

Universidad CEMA-ITBA
MAESTRÍA EN EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Evaluación de Modelo de O&M para Equipos de WO en NQN



Tutor: Rifat Lelic

Agosto 2008

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo **“Evaluación de Modelo de O&M para Equipos de WO en NQN”**, presentado por Juan Ignacio Aguirrezabala Molero número de legajo 94.013.227, para optar al grado de Magister en Evaluación de Proyectos, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte de jurado examinador que se designe.

En la Ciudad de Buenos Aires, a los 15 días del mes de Agosto de 2008

Profesor Rifat Lelic

ÍNDICE GENERAL

	Pag
Lista de Cuadros	iv
Lista de Gráficos	v
Resumen Ejecutivo	vi
1. Definición y Justificación del Proyecto	1
1.1. Descripción y justificación del proyecto	1
1.2. Enfoques y supuestos principales	2
2. Características del Servicio	3
2.1. Servicio Convencional de WO	3
2.2. Modelo de Negocio con O&M y Comodato de Equipo	13
3. Estudio de Mercado	14
3.1. Situación Mercado de Producción de Petróleo y Gas en Latinoamérica	14
3.2. Situación Mercado de Producción de Petróleo y GAS en Argentina	18
3.2.1. Exploración y descubrimiento de reservas (IAPG)	19
3.2.2. Requerimientos Energéticos (SEN)	20
3.3. Análisis del mercado regional y local	21
3.3.1. Distribución de equipos por zona y proveedor	22
4. Análisis FODA Sectorial y del Proyecto	25
5. Identificación y estimación de variables clave del Negocio	25
5.1. Inversiones necesarias	25
5.2. Estimación de las Ventas	26
5.3. Costos Operativos	27
5.3.1. Personal y Capacitación.	27
5.3.2. Equipamiento y Herramientas.	29
5.3.3. Mantenimiento.	32
5.3.4. Consumibles (Combustibles, lubricantes, grasas y neumáticos)	33
6. Evaluación del Caso Base	33
6.1. Definición del caso	33

6.2. Determinación de la tasa de descuento	36
6.3. Resultados del Caso Base	38
6.4. Escenarios alternativos del Caso Base	39
6.4.1 Inflación Creciente – Devaluación de la Moneda (Pesimista).	39
6.4.2 Inflación estable – Tipo de cambio fijo (Optimista).	39
7. Análisis del caso de O&M con provisión de Equipo por Operador	40
7.1. Definición del caso de O&M	40
7.2. Redeterminación de la tasa de descuento	40
7.3. Resultados del Caso O&M	42
7.4. Escenarios alternativos del Caso O&M	43
7.4.1 Inflación Creciente – Devaluación de la Moneda (Pesimista).	43
7.4.2 Inflación estable – Tipo de cambio fijo (Optimista).	43
8. Análisis de Sensibilidad	44
8.1 Sensibilidad Combinada	46
8.2 Opciones Reales	48
8.3 Impacto de Oportunidades de Financiamiento	50
9. Conclusiones y recomendaciones	51
Anexos	54
Bibliografía	81

Lista de Cuadros

	Pag
Cuadro 1: Cuadro Descriptivo de Componentes de un Equipo de Workover	9
Cuadro 2: Distribución de Producción en m ³ /día por Provincia	24
Cuadro 3: Análisis FODA Sectorial y del Proyecto	25
Cuadro 4: Inversión en Activos	26
Cuadro 5: Personal Directo Afectado a los Equipos	28
Cuadro 6: Salario Mensual del Personal Directo Afectado a los Equipos	28
Cuadro 7: Salario Mensual del Personal Indirecto	29
Cuadro 8: Materiales, Consumibles Operativos y Herramientas	30
Cuadro 9: Gastos de Inspección y Mantenimiento	32
Cuadro 10: Consumibles Generales	33
Cuadro 11: Gastos Impositivos y Overhead del Negocio.	34
Cuadro 12: Flujo de Fondos del IVA.	35
Cuadro 13: Estimación de Capital de Trabajo	35
Cuadro 14: Determinación de Tarifas y Resultados del caso Base	38
Cuadro 15: Determinación de Tarifas y Resultados del caso de O&M	42
Cuadro 16: Intereses Variables para Financiación	50
Cuadro 17: VAN de la Financiación por Escenario	51
Cuadro 18: Resumen de Tarifas por Escenario y Servicio	52

Lista de Gráficos

	Pag
Gráfico 1: Perforación de Pozos en Argentina 2000-2007	19
Gráfico 2: Fuentes Primarias de Energía en Argentina	20
Gráfico 3: Histórico de Consumos por Sector en Argentina	20
Gráfico 4: Actividad de Perforación, Terminación y Reparación 2000-2007	21
Gráfico 5: Distribución de Terminaciones y Reparaciones por Provincia	22
Gráfico 6: Distribución de Equipos de Perforación de Argentina	23
Gráfico 7: Distribución de Equipos de Workover de Argentina	23
Gráfico 8: Distribución de Petroleo y Gas por Provincia	24
Gráfico 9: Estimación de Distribución de Tarifas	27
Gráfico 10: Tarifas Operativas Servicio Convencional al Aplicar Escenarios	40
Gráfico 11: Tarifas Operativas Servicio O&M al Aplicar Escenarios	44
Gráfico 12: Sensibilidad de los Supuestos Base	44
Gráfico 13: Variación de Tarifas en Función de la Tasa de Descuento.	45
Gráfico 14: Comparación de Tarifas Operativas Convencionales vs O&M	47
Gráfico 15: Sensibilidad a Tasa de Descuento de la Diferencia en VAN de Servicio Convencional y O&M	48
Gráfico 16: Árbol de Decisión para Opción de Expansión de Operaciones de O&M a un equipo más	49

Resumen Ejecutivo

En las condiciones actuales de Argentina donde el incremento de la demanda energética se ha mantenido en un 6% interanual en los dos últimos años, con una dependencia de más del 70 % de su matriz en la producción de hidrocarburos, donde los precios del crudo a nivel internacional superan la barrera de los 130 dólares por barril, las retenciones del Estado sobre los operadores mantienen los precios de venta de crudo interno cercanos a los 42 dólares por barril y donde los incrementos salariales de los dos últimos años en los sindicatos petroleros superan el 30%, es poca la capacidad de maniobra que empresas de servicio de perforación tienen para aumentar la capacidad operativa e incorporar equipos de perforación y workover (terminación y reparación de pozos) de última generación, bajo un esquema comercial rentable.

La evaluación aquí realizada compara dos modelos de negocio: 1) un modelo convencional de adquisición, operación y mantenimiento de equipos de workover y 2) un modelo alternativo de comodato por un operador con operación y mantenimiento por una empresa de servicios de perforación. Determinando en ambos casos las tarifas de venta, a VAN "0", de sus servicios considerando la tasa de descuento apropiada según el riesgo de cada actividad, para operar con base en la Provincia de Neuquén

De la comparación realizada surge que el modelo de O&M de equipos de workover es el más eficiente con: un menor periodo de recupero (2 años), mayor flexibilidad ante los cambios de escenario, mayor estabilidad de las tarifas ante cambios de la tasa de descuento, y variaciones del orden del 0,5% ante cambios de 7 % en la tasa de descuento. Este modelo genera ventas estables con variaciones máximas de 2% y un potencial ahorro para los operadores de entre 8 y 11 millones de dólares en valor presente a una tasa de descuento estimada entre el 12% y el 15%.

Adicionalmente el negocio genera una opción de expansión con un valor adicional para la compañía de servicios de perforación de 1.2 millones de dólares. En caso de que existieran oportunidades de financiamiento, el incremento del valor actual neto sería 70 mil dólares.

1. Definición y Justificación del Proyecto

1.1 Descripción y Justificación del Proyecto

El presente trabajo persigue evaluar y comparar, desde la perspectiva de un Contratista de Servicios de Perforación, la mecánica convencional de contratación de equipos de Workover (reparación y terminación de pozos), con un modelo alternativo de negocio, donde la propiedad del equipamiento está en manos de un Operador y las responsabilidades de Operación y Mantenimiento (O&M) recaen en un Contratista.

Se pretende identificar el menor costo de las tarifas operativas provenientes de un menor riesgo de inversión, así como, el importante apalancamiento de la rentabilidad dada la infraestructura y know how de la operación, dejando de lado la pesada carga en inversión.

El análisis aquí presentado se realizará sobre la base de 3 equipos de Workover a ser ubicados en las Provincias de Neuquén y/o Río Negro. La primera aproximación se realizará sobre la base de la adquisición los equipos y accesorios nuevos para establecer la base de referencia y luego se planteará el modelo de O&M para realizar la comparativa.

Este modelo de negocio se plantea como alternativa, dadas las condiciones actuales de operación en Argentina, en las que las Operadoras batallan con mantener contenidos los costos y aumentar los niveles de producción; el Estado mantiene controlados los precios de expendio de combustible, demanda más energía, aumenta las retenciones al crudo y bloquea las exportaciones. Por otro lado, se vive una fuerte tensión con los sindicatos que requieren mayores beneficios para su personal; así como la inflación propia del país y el efecto de la inflación extranjera en el aprovisionamiento de elementos importados. En esta situación empresas contratistas lidian con aumentos de costos y la necesidad de mantener los precios de venta.

Bajo las condiciones antes mencionadas cada vez es más difícil para los operadores manejar tarifas que hagan sus proyectos viables y que permitan a las Contratistas de Servicios de Perforación la inclusión de equipamientos de última generación en forma rentable.

1.2 Enfoques y supuestos principales

La evaluación se realizará bajo el supuesto de una empresa existente, ubicada en la Provincia de Neuquén y que mantiene base operativa y oficinas comerciales en la zona, con personal capacitado para la ejecución de las tareas técnicas y comerciales, equipamientos preexistentes en operación y a plena capacidad.

Hoy en día, se considera que la demanda supera la oferta del parque actual con importantes restricciones en cuanto a tarifas de servicio para la inclusión de nuevos equipos. Estos nuevos equipos que se proveen, mantendrán un contrato de largo plazo y el horizonte de evaluación será de 10 años.

A todos los efectos, la base de operación se encuentra en la ciudad de Neuquén que servirá de epicentro para las operaciones y en donde se realizarán las actividades de mantenimiento, así como luego de referencia para el personal, almacén y herramientas. Las provincias de Neuquén y Río Negro, ofrecen una importante variedad de estructuras geológicas y de yacimientos que permiten emplear un rango de equipos importantes. Los equipos a ofrecer pretenden cubrir distintas necesidades: reparaciones y terminaciones de baja complejidad y presión y otros asociados a pozos especiales con altos niveles de presión y completaciones de gran profundidad, tanto para petróleo como para gas.

2. Características del Servicio

2.1. Servicio Convencional de WO

Antes de describir las condiciones y operaciones que conforman el servicio convencional de workover es importante conocer cuando y por qué ocurre esta actividad en el marco de la perforación de pozos para producción de gas y/o petróleo.

El equipo de Workover conocido por su nombre en inglés, es también conocido como equipo de completación o terminación de pozos.

La unidad de workover consiste en un equipo de componentes similares al de perforación pero normalmente de menor potencia y capacidad ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado, y por consiguiente, con menores diámetros y volúmenes que los utilizados durante la perforación, y con un menor riesgo. El agregado de un mecanismo de pistones le permite realizar maniobras que consisten en la extracción artificial del fluido que contiene o produce el pozo por medio de un pistón con copas que sube y baja por el interior de la tubería de producción (tubing)¹, conectado al extremo de un cable que se desenrolla y enrolla en longitudes previstas, según la profundidad, sobre un carretel movido mecánicamente. Mediante esta operación se pueden determinar el caudal y el tipo de fluido que la capa puede llegar a producir.

La actividad de RTP (Reparación y Terminación de Pozos) inicia una vez finalizada la perforación y desmontado el equipo, la misma consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de la unidad de Workover que permite el ensayo y posterior puesta en producción del pozo.

¹ Tubing: tubería de producción. Denominación norteamericana que define a las tuberías que se bajan por el interior de los revestidores de los pozos para petróleo y/o gas con el objeto de facilitar el flujo de los fluidos de formación a la superficie. El tubing es fácilmente removido para reparar o modificar el sistema de producción del pozo.

Una vez montado el equipo de terminación, se procede a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación. Luego, mediante los llamados “perfiles a pozo entubado” (generalmente radiactivos y acústicos) se precisa la posición de los estratos productivos, que fueron identificados previamente por los “perfiles a pozo abierto”, así como también la posición de las cuplas de la cañería de entubación y, por otra parte, la continuidad y adherencia del cemento tanto a la cañería como a la formación.

Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionando los perfiles a pozo abierto y entubado y comprobando la calidad de la cementación, es necesario poner en contacto cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante el “punzamiento” o perforación del casing y del cemento. Esto se realiza mediante cañones con “cargas moldeadas” unidas por un cordón detonante que es activado, desde la superficie, mediante un cable especial.

Cada uno de los estratos punzados es ensayado para determinar los volúmenes de fluido que aporta, así como la composición y calidad de los mismos (petróleo, gas, porcentaje de agua). Esto se realiza mediante “pistoneo” por el interior del tubing o “cañería de producción”. De esta forma, se determina si la presión de la capa o estrato es suficiente para lograr el flujo hacia la superficie en forma natural o si deben instalarse sistemas artificiales de extracción.

Puede suceder que durante los ensayos se verifique que existen capas sin suficiente aislamiento entre sí por fallas en la cementación primaria; en estos casos se realizan cementaciones complementarias, aislando mediante empaquetaduras (packers) el tramo correspondiente del pozo.

Nuevas técnicas en búsqueda de mejor productividad, tales como las descritas para perforar pozos direccionales, han desarrollado equipos y materiales que permiten realizar la terminación y puesta en producción de pozos multilaterales con acceso a varias capas de un mismo pozo o acceso a una capa remota mediante un pozo extendido horizontalmente.

En caso de baja productividad de la formación, ya sea por la propia naturaleza de la misma o porque ha sido dañada por los fluidos de perforación o por la cementación, o incluso por el fluido de terminación, ésta debe ser estimulada. Los procedimientos más utilizados son: la acidificación y la fracturación hidráulica.

La acidificación consiste en la inyección a presión de soluciones ácidas que penetran en la formación a través de los punzados, disolviendo los elementos sólidos que perturban el flujo de los fluidos.

La fracturación hidráulica consiste en el bombeo, a gran caudal y presión, de un fluido que penetra profundamente en la formación, provocando su ruptura y rellenando simultáneamente la fractura producida con un sólido que actúa como agente de sostén. El agente generalmente utilizado es arena de alta calidad y granulometría cuidadosamente seleccionada que, por efecto de un mejoramiento artificial de la permeabilidad, facilitará el flujo desde la formación hacia el pozo a través de la fractura producida.

El coiled-tubing y la snubbing unit son un material y una herramienta de trabajo de uso cada vez más frecuente y, aunque se desarrollaron hace poco más de dos décadas, las nuevas técnicas de perforación, terminación e intervención de pozos necesitan utilizarlos cada vez más. El coiled-tubing, como su nombre lo indica, consiste en un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite que se lo trate como a un tubo de pvc (cloruro de vinilo polimerizado), pero que posee las mismas características físicas de una tubería convencional de similar diámetro, con la siguiente ventaja: no es necesario manipularlo, ni estibarlo tramo por tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, ya que se lo desenrolla o enrolla en un carretel accionado mecánicamente como si fuera una manguera. Esta última característica permite un mejor y más rápido manejo y almacenaje; por ello este tubo tiene múltiples aplicaciones tanto en la perforación de pozos dirigidos como en la terminación y reparación de los mismos.

La snubbing unit es una máquina hidráulica que, reemplazando o superpuesta a una convencional, permite efectuar trabajos bajo presión, es decir, sin necesidad de circular y/o ahogar al pozo para controlarlo. Esta condición de trabajo, que además de reducir tiempo de operación y costos ayuda a conservar intactas las cualidades de la capa a intervenir, consiste en la extracción o corrida de tubería mediante un sistema de gatos hidráulicos que mueven alternativamente dos mesas de trabajo en las que están ubicados juegos de cuñas accionados de manera hidráulica o neumática, que retienen o soportan la columna de tubos según sea necesario. Este sistema mecánico de manejo de tubería está complementado con un arreglo de cuatro válvulas de control de pozos, también accionadas de manera hidráulica, que funcionan alternativamente con la ayuda de un compensador de presiones, lo que posibilita la extracción o bajada de la tubería bajo presión.

Equipamiento de una Unidad de Workover

Los equipos principales, auxiliares, elementos complementarios y herramientas necesarios para cumplir con el programa de trabajo para cada rango de profundidad y zona, dependen de la actividad a efectuar, (completación o reparación) y el tipo de pozo a perforar (Exploración, Avanzada o Desarrollo), considerando como base las siguientes premisas:

- Equipo Auto transportable para operar con tubing de 2.7/8", 2.3/8" ó 3 1/2", 4" y 5" estibando tiros dobles en la torre, con tambor y cable de pistoneo acorde a la operación, con subestructura y mesa rotary, con reversa para operaciones de back off o similares y en lo posible con caja automática, con guinche auxiliar hidráulico. Freno auxiliar es de disco.
- Sistema de inyección en base a motobomba triplex y líneas de acuerdo a lo especificado para cada tipo de equipo.
- Piletas de Inyección y otros. Tanque de ensayo con pileta de medición de fluido de 5 m³. Los tanques de ensayo poseen separador de gas, con descargas independientes de gas y líquido de tal manera que permita el venteo de gas a través de un quemador a distancia.

- Tanque o tanques de reserva con capacidad de 60 m³ para almacenar agua salada, petróleo, etc. Adicionalmente un tanque con capacidad de almacenaje de 9 m³ de agua dulce libre de contaminación con otros fluidos.
- Sistema “TRIP TANK” para el control continuo del pozo.
- Válvulas de BOP con pasaje de accionamiento hidráulico de pasaje y presión de acuerdo a la especificación del equipo. Estos equipos podrán ser accionados a distancia con el equipo parado, mediante un comando auxiliar con acumulador de presión a una distancia mínima de boca de pozo de 15 mts. En cualquier caso, el criterio para la ubicación de la BOP es garantizar una zona de seguridad aguas arriba de la dirección de vientos predominantes y a una distancia de la boca de pozo tal que permita su disponibilidad en caso de incendio en la boca de pozo u otras fuentes de fuego.
- Manifold de surgencia: el cual además de contar con doble caja porta orificio, cuenta con válvula aguja reguladora de flujo. También se prevén manómetros de diferentes rangos de presión (0-20, 0-50, 0-100, 0-150, 0-200 kg/cm²).
- Herramientas Hidráulicas, Neumáticas y de Poder: se prevé un máximo empleo de las mismas a fin de minimizar la intervención del esfuerzo manual de los operarios. Entre otras, llaves hidráulicas o neumáticas para tubing de 2.7/8", 2.3/8", 3.1/2" y 2.7/8" cuñas automáticas, elevador y cuñas manuales para los tubing mencionados, llave hidráulica o neumática para varillas de bombeo 5/8", 3/4", 7/8" y 1", elevadores, cuñas y llaves manuales para las mencionadas varillas, registrador y/o medidor de torque de varillas y tubing.
- Accesorios, válvulas y reducciones de 3" para 3000 psi de presión de trabajo para cerrar el sondeo en uso, 2.3/8", 2.7/8" y 3.1/2", válvula de retención, provisión de telas de zaranda de hasta 210 Mesh.
- Equipo de pistoneo compuesto por economizador hidráulico para cable de pistoneo y sus empaquetaduras, barras de pistoneo de 1.1/2", porta copas de pistoneo y gomas de pistoneo y economizadores de cable y varillas.
- Instrumental y registrador electrónico de peso, presión de bomba y pistoneo, tipo Pason o Totco. Manómetro en circuito de inyección.
- Elementos de laboratorio y prueba, manómetros varios, juego de orificios y porta orificios para ensayos de surgencia de gas, en rango de 1/64", centrífugas

para muestras, calentador para tubos de ensayo, resistivímetro, balanza de inyección, papel de medidor de pH, termómetros, probetas, densímetros, drogas necesarias.

- Accesorios y herramientas de pesca para normalizar el pozo: overshots para los tubings y varillas, pescadores tipo O' Bannon para varillas, center spears removibles para los tubings, adaptadores y reducciones que puedan ser necesarios, impresores de 5.1/2" - 7", machos roscadores, portamechas de 3.1/2", y 4 de 4.3/4", cada juego con sus respectivos sustitutos y collarines, herramientas (tapón y packer).
- Herramientas de Pozo: junk baskets para casing de 5.1/2" a 7", casing scrapers para 5.1/2" a 7", tapones y packer recuperables, acorde a los pozos de cada yacimiento, calibres Internos y externos para tubings de 2.3/8", 2.7/6" y 3.1/2", herramientas de mano varias, planchada con caballetes para tubing, lonas para cubrir material de inyección y cemento.

A continuación se presenta una tabla que resume los principales componentes del equipo de workover auto transportable:

Cuadro 1: Cuadro Descriptivo de Componentes de un Equipo de Workover.

FUNCION	ELEMENTO	SUB-ELEMENTO / APLICACION PARTICULAR	CARACTERISTICAS	UNIDAD	
CAPACIDAD DE MANEJO DE TUBERIA	MASTIL	Generalidades	Altura	ft	
			Capacidad	lbs	
	APAREJO MOVIL		Capacidad	lbs	
	ELEVADOR				
	CUÑAS			Diámetro	in
				Capacidad	lbs
				Diámetro	in
				Capacidad	lbs
CABLE DE APAREJO			Diámetro	in	
			Capacidad	lbs	
LLAVES DE FUERZA			Factor de seguridad		
CAPACIDAD PORTANTE DE LA SUBESTRUCTURA	MASTIL SUBESTRUCTURA		Tipo		
			Capacidad de almacenaje set back	lbs	
	POWER SWIVEL	Generalidades		Capacidad	
MESA ROTARIA			Potencia		
CARACTERISTICAS DEL CUADRO DE MANIOBRAS	CUADRO DE MANIOBRAS		Diámetro API	in	
			Potencia	hp	
BOMBAS DE LODO		Motor	Potencia	hp	
			Generalidades	Caudal	
EQUIPAMIENTO AUXILIAR	PILETAS	Pileta	Potencia	hp	
			Capacidad útil	ft3 / m3	
			Características especiales		
			Capacidad útil	ft3 / m3	
			Características especiales		
	BOP	Válvulas de surgencia	Manifold de control de surgencia	Capacidad útil	ft3 / m3
				Características especiales	
				Diámetros	in
				RAMS	in
	ARBOL DE ENSAYO			Presión	psi
				Presión	psi
	ACUMULADOR DE PRESION DE BOP			Características especiales	
				Capacidad	ft3 / m3
	PLANTA DE GENERACION	Generador		Salidas	
				Bombas de presurización	
	EQUIPOS DE CONTROL DE LODO	Zaranda vibratoria		Potencia	kVA
				Capacidad	gpm
				Tipo	
				Características de la bomba	
	CASILLAS Y TRAILERS	Removedores mecánicos		Cantidad	
Potencia				hp	
Cantidad					
Potencia				hp	
Removedores hidráulicos				Malacate hidraulico	
				Planchada	
				Economizador hidraulico	
				Barra de pistoneo	
CASILLAS Y TRAILERS			Porta copa		
			Registrador electrónico		
			Registrador gráfico de peso		
			Gomas de pistoneo y economizadores		
CASILLAS Y TRAILERS			Trailer de inspección	Descripción	
			Trailer jefe de equipo	Descripción	
			Casilla personal	Descripción	
			Laboratorio	Descripción	
			Casilla encargado de turno	Descripción	
			Grasa sellante	Descripción	

Imágenes de un Equipo de Workover:



Descripción del Servicio y Maniobras de una Unidad de Workover

El servicio consiste en la provisión del equipo de workover con todos sus accesorios y herramientas, más la provisión de servicios asociados a la operación propia del equipo y sus gastos consumibles.

- Transporte: abarca el traslado del equipo al área de contrato, traslado entre locaciones y retiro del equipo al final de la operación. Además, el traslado del personal y materiales del Contratista necesarios para la operación.
- Personal y Campamento: provisión del personal competente y en número adecuado para la realización eficiente e ininterrumpida de las tareas.
- Comunicaciones: enlace radial permanente y eficaz entre el equipo y las bases operativas.
- Equipo de seguridad y vestuario de trabajo: provisión y gestión de los Elementos de Protección Personal y los Equipos de Protección Individual.
- Equipo contra incendio: tres carros matafuegos de polvo químico seco tipo ABC, base potásica, de 100 Kgs. de capacidad c/u o tres (3) carros matafuegos de polvo químico seco MONNEX de 70 kg. de capacidad c/u. Seis (6) extintores manuales de polvo químico seco tipo ABC, base potásica de 10 Kg. de capacidad. Dos (2) extintores de anhídrido carbónico de 5 kg. de capacidad cada uno aptos para equipamiento eléctrico.
- Equipos Protección Individual:
- Equipos Fijos de detección de sulfhídrico (H₂S).
- Equipos de Aire Asistido
- EPP para el personal y todos los accesorios necesarios para trabajar en altura.
- Capacitación: El programa de capacitación impartido al personal deberá incluir el siguiente contenido, con las cuestiones operativas o establecidas en sus sistemas de gestión de seguridad, medio ambiente y calidad que correspondan:
- Capacitación en prevención de incendios. Todo personal presente en la locación debe contar con la capacitación correspondiente debidamente acreditada. Período de actualización mínimo: 2 meses.

- Capacitación en sistemas de calidad, seguridad, salud ocupacional y medioambiente de todo el personal al menos 1 vez al año.
- Capacitación en RCP. al menos 3 personas por turno deben estar capacitadas en primeros auxilios (técnicas RCP). El período de actualización mínimo es de 1 año.
- Capacitación del personal en detección, manejo y gestión de emergencias de sulfhídrico (H2S).
- Equipo de seguridad eléctrica: Sistema de puesta a tierra anillado, jabalinas e instalación eléctrica estanca con disyuntores diferenciales.
- Equipo de Primeros Auxilios: Para las operaciones se dispondrá de:
 - Botiquín con los elementos necesarios para auxilio inmediato.
 - Camilla para transporte de accidentados.
 - Además, todo otro equipo exigido por las normas legales vigentes
- Materiales de consumo: Grasa para tubulares y grasa para cañerías de entubación ecológicas (libres de metales pesados y/o sustancias tóxicas) y aceites lubricantes para roscas varillas de bombeo.
- Equipos para ejecutar actividades de DTM (desmontaje, transporte y movilización): Se prevé el uso de equipos tales como: Camiones petroleros, grúas, maquinaria, semiremolques, etc.
- Cargas líquidas de consumo propio: tareas de transporte de cargas líquidas, necesarias para la operatividad del equipo.
- Sistema Informático: se debe disponer de un computador personal (tipo Notebook), de adecuada capacidad de procesamiento y memorias. Además, deberá proveer con cargador y baterías.
- Operación y Mantenimiento: materiales y repuestos en cantidades óptimas para llevar adelante el plan anual de mantenimiento / sustitución de equipos críticos (tales como válvulas de seguridad, BOP, equipos sometidos a presión, eslingas, grúas, etc.).

En el marco del desarrollo de las actividades de Workover los equipos que realizan estas tareas perciben en la práctica común tarifas horarias diferentes según la actividad que esté desarrollando, así se detallan las siguientes como las más importantes:

- **DESMONTAJE, TRANSPORTE Y MONTAJE (DTM):** Esta es una tarifa fija que se pagará por el desmontaje, transporte y montaje del equipo entre locación y locación y en un radio de entre 15 y 30Km. Cuando el transporte del equipo entre locación y locación supera la distancia establecida, el excedente del transporte se reconoce mediante una tarifa por Km en exceso.
- **Tarifa Horaria Operativa:** tarifa que se reconoce por cada hora o fracción de trabajo del equipo en el pozo, realizando tareas de terminación y/o reparación.
- **Tarifa Horaria en Espera:** esta tarifa cubre cada hora o fracción que permanezca el equipo y su personal en locación, y listo para reanudar tareas, en espera de órdenes o trabajos de otras empresas que necesiten de su participación directa, en el marco de las actividades de reparación o terminación del pozo.

2.2. Modelo de negocio con O&M y comodato de equipo

El modelo alternativo para llevar a cabo el servicio de workover plantea el desarrollo de la misma actividad, con equipos de las mismas características y considerando la provisión de herramientas, accesorios y consumibles en las mismas condiciones que un servicio de workover convencional. La variante primordial de este modelo radica en la propiedad del equipo, la cual pasa de ser de la contratista de Perforación a ser propiedad del Operador del campo, bajando de esta forma el riesgo inherente al apalancamiento operativo que las contratistas incluyen en su tasa de descuento. Adicionalmente, las reparaciones mayores o revamps están a cargo del dueño del equipo bajando de esta forma las principales inversiones que se realizan durante la vida útil del equipo.

En este esquema la contratista de Perforación ofrece un negocio de Operación y Mantenimiento (O&M) en el cual su responsabilidad es realizar la operación llevando sobre sus hombros las cargas del personal, materiales, consumibles, misceláneos y el mantenimiento propio del equipo, así como los gastos de base y transportes necesarios para llevar a cabo la actividad.

Sobre el operador recaen los costos de inversión en los equipos y los relativos a las reparaciones mayores de los equipos.

Esta menor exposición al apalancamiento operativo se reflejará en una menor tarifa operativa al no contemplar entre otras cosas las amortizaciones de Inversión y reparaciones mayores, además de la exposición a riesgo.

3. Estudio de Mercado

3.1. Situación Mercado de Producción de Petróleo y GAS en Latinoamérica

América Latina excluida, América Central y el Caribe, es una región rica en energía. En petróleo tiene el 10% de las reservas convencionales mundiales, frente al 2,5% de América del Norte (excluido México), 9,3% de África, 8% de Europa del Este, 4% de Asia y 1,6% de Europa Occidental. En gas, la situación es menos satisfactoria pues sólo cuenta con el 4% de las reservas mundiales probadas, pero igualmente sus niveles de consumo se ubican bajo esa cifra.

En materia de oferta y demanda de crudo y gas, Latinoamérica tiene una pluralidad de situaciones. Sin alcanzar la enormidad de las reservas de Venezuela son, también, exportadores de petróleo México, Colombia, Ecuador y Trinidad y Tobago.

Argentina y Bolivia producen lo suficiente para cubrir las necesidades de su mercado interno. Perú y Brasil presentan una situación levemente distinta pues se encaminan a autoabastecerse lo que tiende a cambiar el mapa energético de la región. De este modo, la lista de los países importadores netos de crudos comprende en Sudamérica a Chile, Paraguay y Uruguay y en América Central y el Caribe a todas las naciones centroamericanas y del Caribe con la excepción ya mencionada de Trinidad y Tobago.

En términos de producción e importancia, el mapa energético de Latinoamérica presenta situaciones de producción distintas y pesos relativos diferentes para sus economías según la característica de cada país.

Países exportadores de petróleo

Venezuela: Si se consideran los crudos convencionales, Venezuela tiene un 6,8% de las reservas mundiales probadas; esto es 80.000 millones de barriles, lo que la hace la sexta nación más rica en petróleo después de Arabia Saudí, Irán, Iraq, Kuwait y Abu Dhabi. Si se agregan los crudos ultrapasados, esta cifra se eleva en 270.000 millones de barriles, lo que transforma al país sudamericano en la mayor reserva petrolera del mundo superando a Arabia Saudí.

Venezuela dispone de las mayores reservas de gas natural de América Latina. Sin embargo, hasta fecha muy reciente no tuvo interés en desarrollar esta actividad. Se estima que contando con reservas de 4,2 billones de metros cúbicos la explotación de gas no supera los 40.000 millones. Además, una parte importante del gas que extrae es asociado a petróleo, el cual no se puede destinar a usos que no sean la explotación de crudos.

Ecuador: Tiene el 0,4% de las reservas mundiales de crudo. El significado del petróleo en la economía es enorme representando, según la CEPAL, más de un tercio de las exportaciones del país, concretamente un promedio del 36,4% entre los años 1993 y 2003. Si se excluye Venezuela, no hay otra economía regional donde el aporte del petróleo sea tan elevado en la matriz exportadora.

Colombia: Es un exportador neto de recursos energéticos. Exporta petróleo en cantidades significativas. Tiene una abundancia de gas que le permitirá abastecer por siete años a la zona occidental de Venezuela y enormes reservas de carbón de alta calidad. Dispone, además, de abundancia de recursos hídricos que, junto con el gas, le permitirán ser un factor significativo en los programas de integración energética especialmente con Mesoamérica. Sin embargo, la industria colombiana ha venido mostrando una preocupante declinación.

Argentina: Representa el 0,3% de las reservas mundiales de crudo. En rigor, se trata de un país que ha sido hasta ahora un exportador neto de petróleo. Entre 1993 y 2003 las

exportaciones de crudo argentino representaron el 11,5% de las exportaciones totales del país. Sin embargo, la explotación petrolífera de Argentina no crece al ritmo de la demanda interna, de modo que el saldo comercial por este rubro irá disminuyendo.

En materia de gas, a mediados de los años 90 Argentina era considerado un país con un gran excedente de gas para exportación. Una década después, se estima cercano a ser un importador neto de este hidrocarburo; sin embargo, esta última afirmación se hace en el supuesto de que las inversiones en exploración continúen paralizadas, pues se supone que Argentina tiene importantes reservas de gas no descubiertas e incluso, otras descubiertas pero no declaradas.

Bolivia: Tiene una producción de hidrocarburos que en 2005 equivalió a su consumo. Produce una cantidad de petróleo que no alcanza para cubrir enteramente sus necesidades, lo que le obliga a importaciones de crudo que no son significativas. Entre 1993 y 2003 las exportaciones de petróleo bolivianas representaron el 3,9% de las exportaciones totales, en tanto que sus importaciones de esos mismos productos fueron el 4,8%.

Sin embargo, a partir de 1998 las reservas de gas de Bolivia se han multiplicado por diez, transformándose en un actor principal en ese mercado. Su destino es ser el principal proveedor para Argentina, sur de Brasil y Chile si razones políticas no lo impiden.

Países importadores de petróleo

En Sudamérica tienen esta condición Perú, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay. En Centroamérica y el Caribe lo son todos los países, con la sola excepción de Trinidad y Tobago.

Brasil: Cuenta con el 0,9% de las reservas mundiales de crudo, es el mayor importador de petróleo de la región, pero éstas cubren sólo la cuarta parte de su consumo; las otras tres cuartas partes son producidas internamente. En gas natural Brasil produce los dos tercios de su consumo, importando el resto desde Bolivia. En materia de carbón, Brasil tiene las mayores reservas probadas de Sudamérica, casi duplicando a las de Colombia,

que son las que le siguen en importancia. Es, además, líder mundial en la producción de etanol, produciendo junto con EEUU el 70% de este tipo de combustible.

Es interesante observar la agresiva política que ha impulsado en materia de desarrollo Petrobras. El notable aumento de sus inversiones y el incremento de su producción de petróleo, gas, etanol y carbón ha sido en términos tales que, sus resultados están cambiando la geopolítica de la energía en la región, más aun si cuantificamos el reciente descubrimiento de un importante yacimiento de petróleo realizado costa afuera.

Chile: Su debilidad energética está fuera de dudas pues produce no más del 5% del petróleo que consume y una porción del gas natural que no supera el 20%. Entre los años 1993 y 2003, las exportaciones de petróleo crudo y derivados chilenas representaron el 0,7% de las exportaciones totales del país, en tanto que las importaciones de petróleo crudo y combustibles derivados, en ese mismo período, fueron el 10,3% de las importaciones nacionales.

Perú: En el año 2005 produjo el 78% del petróleo que consumió, siendo el restante 22% importaciones.

Entre los años 1993 y 2003, las exportaciones de petróleo crudo peruanas representaron el 5,8% de las exportaciones totales del país, en tanto que las importaciones de petróleo crudo y combustibles derivados en ese mismo período fueron el 10% de las importaciones nacionales.

Sin embargo, la situación energética de Perú ha variado muy favorablemente a partir del descubrimiento, en 1984, de los yacimientos de gas natural de Camisea, cuya explotación se inició el año pasado. Las reservas probadas de gas natural son 4,7 veces las reservas de petróleo crudo.

Paraguay: No produce petróleo. Entre los años 1993 y 2003, las exportaciones de petróleo crudo paraguayas representaron el 0,2% de las exportaciones totales del país, en tanto que las importaciones de petróleo crudo y combustibles derivados en ese mismo período fueron el 9,5% de las importaciones nacionales.

Si se considera la producción hidroeléctrica, Paraguay –no obstante demandas de petróleo que son imprescindibles– es energéticamente independiente, pues consume una

cantidad de energía que está muy por debajo de la capacidad hidroeléctrica disponible para el país procedente de Itaipú (Acuerdo Brasil-Paraguay) y de Yacyretá (Acuerdo Argentina-Paraguay).

Uruguay: No produce petróleo. Entre los años 1993 y 2003 las exportaciones de petróleo crudo uruguayas representaron el 0,72% de las exportaciones totales del país, en tanto que las importaciones de petróleo crudo y combustibles derivados en ese mismo período fueron el 10,45% de las importaciones nacionales. Uruguay es, energéticamente hablando, el país más vulnerable de Sudamérica.

América Central y el Caribe: En esta zona, la situación es muy distinta a la de América del Sur. Si excluimos a México, Venezuela y Colombia, que forman parte de la cuenca del Caribe y que son exportadores de petróleo, la única nación exportadora de hidrocarburos es Trinidad y Tobago. Todos los restantes, no tienen reservas de petróleo, con la excepción de Cuba y Guatemala que, sin embargo, son importadores netos.

3.2. Situación Mercado de Producción de Petróleo y GAS en Argentina

Durante la década de los 90, Argentina aplicó una política en el sector energético fundada en tres pilares. El primero, una agresiva privatización, tal vez la más drástica que haya tenido lugar en la región. En segundo lugar, una fuerte desregulación que prácticamente excluyó al Estado del control de los recursos energéticos. Tercero, los contratos de concesión a las empresas privadas contenían tarifas establecidas en pesos convertibles a dólares a una paridad de un dólar un peso. El impacto inicial de estas políticas hizo que el sector se desarrollara a tasas del 4,5% y 5,5% tratándose del petróleo y gas, respectivamente. Sin embargo, esos éxitos escondían graves debilidades pues se fundaban en la sobreexplotación de las reservas conocidas sin que los marcos reguladores establecieran obligaciones de inversión en exploración, producción y transporte, lo que dañó fuertemente los abastecimientos futuros del país. Con la crisis del 2002 se puso fin a la convertibilidad y se congelaron parcialmente los precios del gas en boca de pozo, creándose un conflicto no menor entre las empresas y el gobierno, al que acusan de una ruptura unilateral de las reglas del juego.

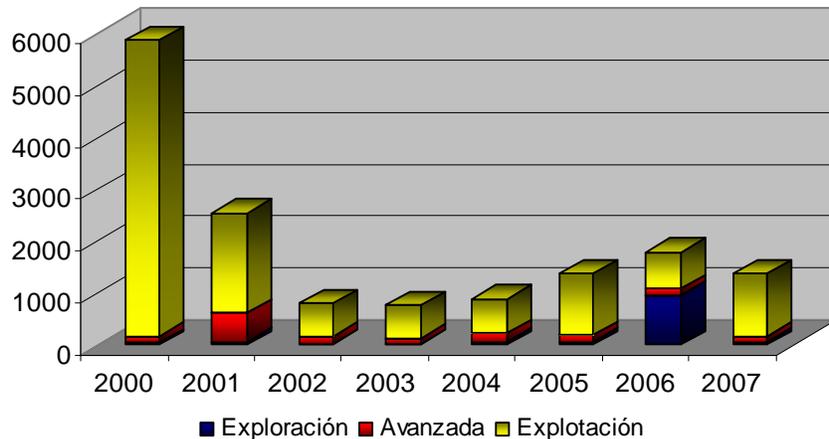
La no solución de este diferendo entre las empresas y el gobierno ha dejado a la Argentina sin una política de energía. No obstante, todo hace presumir que dispone de cuantiosas reservas de petróleo y gas. El país es, hasta hoy, un exportador neto de gas aunque el rápido crecimiento de su demanda interna, el no descubrimiento de nuevas reservas significativas y la ausencia de inversiones en exploración y producción, la transformará más tarde o más temprano en un importador de gas natural. El asunto es de importancia crucial para Chile que desde hace una década ha tenido a Argentina como único proveedor de gas natural.

En otro plano, el tema de los precios del gas natural ha hecho tensas las relaciones entre los países del área. Bolivia había venido siendo para Brasil y Argentina un proveedor de gas a precio bastante barato. Sin embargo, en julio de este año, Bolivia y Argentina acordaron un aumento de precios desde 3,2 a 5 dólares por millón de BTU, valor puesto en frontera, lo que constituye un incremento del 56%.

3.2.1. Exploración y Descubrimientos

Durante los últimos ocho años se han perforado más de 15.000 pozos en sus distintas acepciones: pozos exploratorios o de identificación de yacimientos, pozos de avanzada o de delimitación y los pozos de explotación. En la tabla siguiente se muestra la distribución de los mismos.

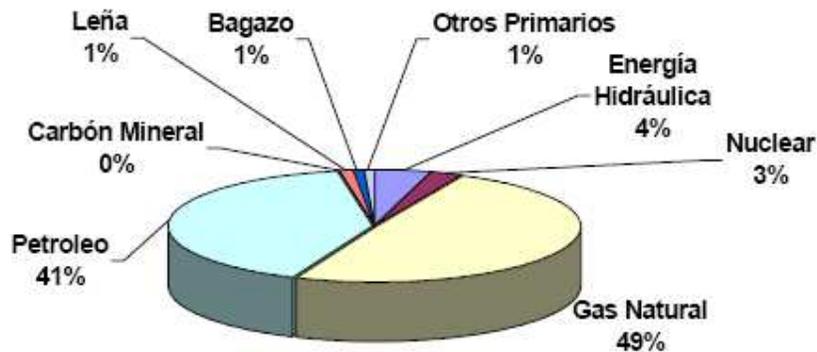
Gráfico 1: Perforación de Pozos en Argentina 2000-2007



3.2.2. Requerimientos Energéticos de Argentina

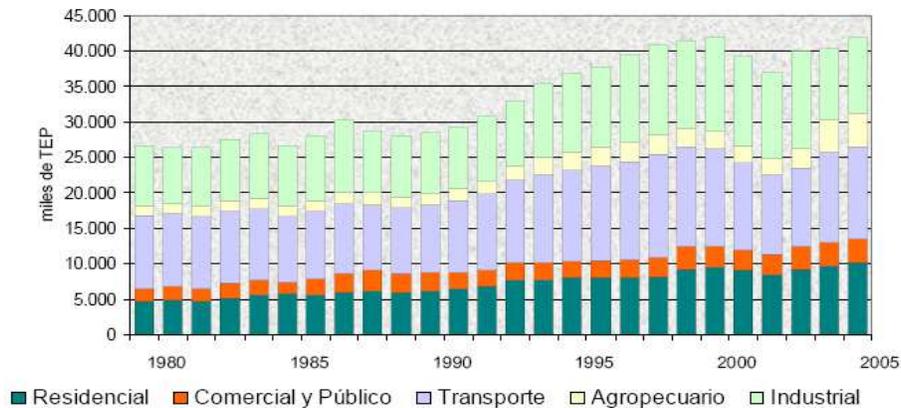
La matriz energética Argentina mantiene una fuerte dependencia de los hidrocarburos y se estima que la variación de esta condición de dependencia será mínima a corto y mediano plazo, debido a los requerimientos en inversión que este tipo de cambio necesita.

Gráfico 2: Fuentes Primarias de Energía en Argentina (2005)



Si analizamos los consumos de energía por periodo, claramente observaremos que entre 2000 y 2001 existió una caída en los niveles de consumo atada a los problemas económicos que atravesó la Argentina. Sin embargo, a partir de esa fecha y con la salida de la crisis, el consumo energético ha crecido en forma sostenida no solo por la recuperación de la industria, si no por el crecimiento demográfico natural del país.

Gráfico 3: Histórico de Consumos por Sector en Argentina

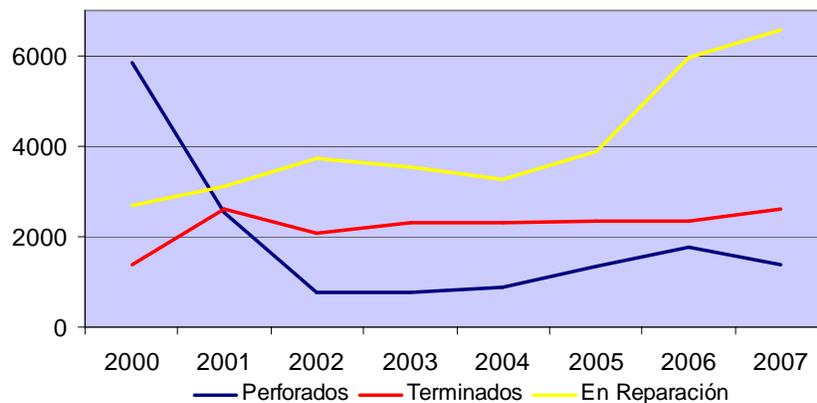


Es claro que estas demandas de energía impactan en la matriz energética existente y presionan el sistema al alza de sus niveles de Producción, hasta el punto en el cual las demandas no pueden ser cubiertas eficientemente y se opta por aumentar los niveles de importación. Con los incrementos sostenidos de la demanda energética del 6% en los últimos 2 años las necesidades de importación de energía eléctrica han incrementado en más de un 20 %, un comportamiento similar tuvieron los combustibles, el gas y el crudo con incremento cercano al 8%.

3.3. Análisis del Mercado Regional y Local

Para entender el potencial mercado de este proyecto en Argentina, es importante conocer la proyección y relación existente entre equipos de perforación y equipo de workover, la cual puede estimarse en base a la variación o incremento de pozos a perforar. En la actualidad, por cada pozo que se perfora se terminan un poco más de la mitad de los mismos y son reparados 2 pozos en los yacimientos. En la siguiente gráfica se muestra la variación de las actividades de perforación, terminación y reparación en los últimos años.

Gráfico 4: Actividad Perforación y Workover 2000-2007

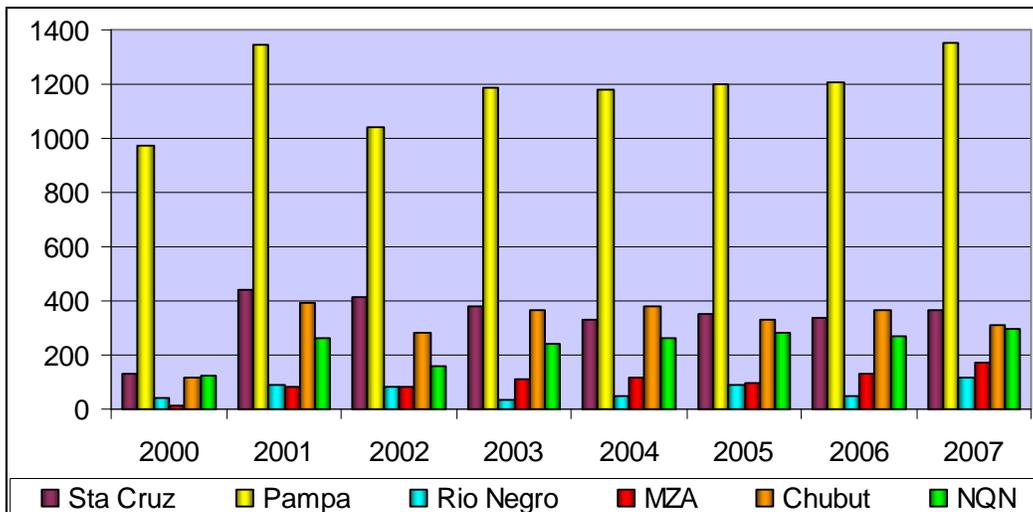


Fuente: Elaboración propia, basada en datos estadísticos de la Secretaría de Energía de la Nación

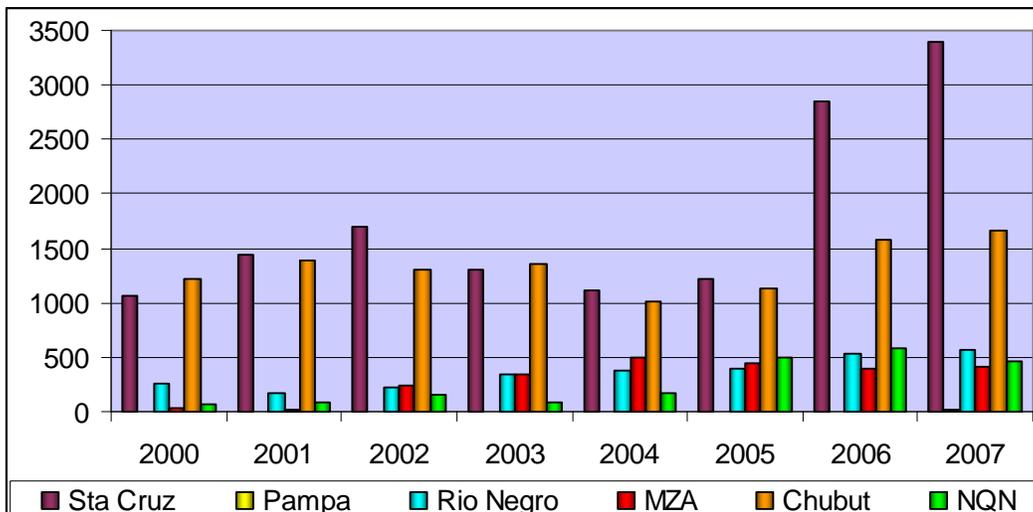
En detalle, podemos ver las reparaciones y terminaciones por provincia a fin de establecer las que tienen mayor potencial de requerimientos futuros para equipos de Workover.

Gráfica 5: Distribución de Terminaciones y Reparaciones de Pozo por Provincia

Terminaciones:



Reparaciones:



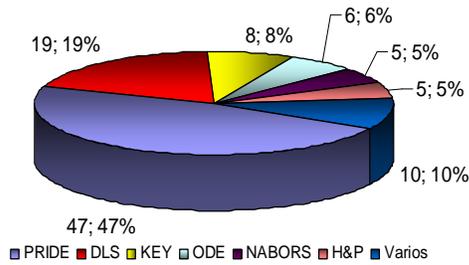
Fuente: Elaboración propia, basado en datos estadísticos de pozo de la Secretaría de Energía de la Nación.

3.3.1. Distribución de Equipos por Proveedor

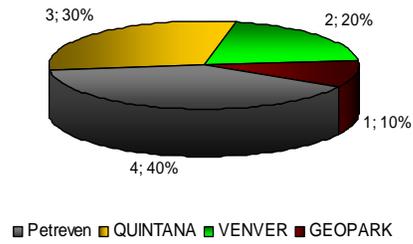
En la Argentina el mercado de equipos de Perforación y workover se encuentra dividido de la siguiente forma:

Gráfico 6: Distribución de Equipos de Perforación de Argentina

Equipos de Perforación (Argentina)



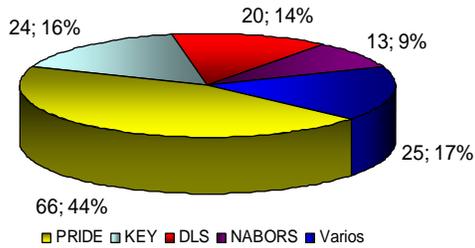
Varios (Perforación)



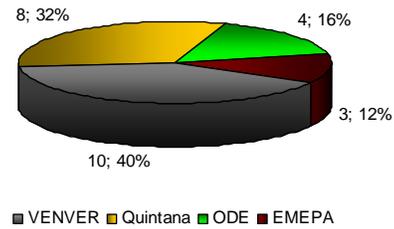
Fuente: Elaboración Propia, basada en datos del Rig Count de Baker Hughes Argentina.

Gráfico 7: Distribución de Equipos de Workover de Argentina

Equipos de Workover (Argentina)



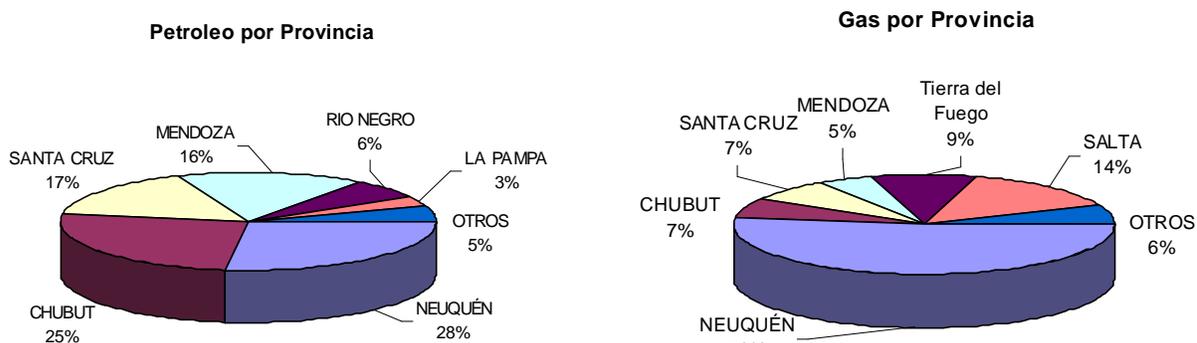
Varios (Workover)



Fuente: Elaboración Propia, basada en datos del Rig Count de Baker Hughes Argentina.

La disponibilidad de petróleo y Gas en las provincias, es la principal referencia para estimar los lugares donde es posible ubicar equipos, considerando principalmente, que el personal para operar los mismos es un punto crítico en la ecuación del negocio (costeo).

Gráfico 8: Distribución de Petr6leo y Gas por Provincia.



Fuente: El Inversor Energ6tico y Minero, a1o 2 NRO 24 Diciembre 2007.

Cuadro 2: Distribuci6n de Producci6n en M³/d1a por Provincia.

Provincia	Petr6leo		GAS	
	m3/d1a	%	m3/d1a	%
CHUBUT	24.581	25,31%	8.971	6,72%
EST NACIONAL	468	0,48%	4.928	3,69%
FORMOSA	318	0,33%	80	0,06%
JUJUY	61	0,06%	16	0,01%
LA PAMPA	3.168	3,26%	1.241	0,93%
MENDOZA	15.588	16,05%	6.326	4,74%
NEUQU6N	26.236	27,02%	69.299	51,92%
RIO NEGRO	6.070	6,25%	2.114	1,58%
SALTA	2.034	2,09%	18.962	14,21%
SANTA CRUZ	16.210	16,69%	9.668	7,24%
TIERRA DEL FUEGO	2.368	2,44%	11.861	8,89%
TOTAL	97.102		133.466	

Diciembre 2007 Energ1a y Negocios pag 35 a1o 13 N 140- Mzo 2008

En base a la informaci6n anterior, es claro que el mercado con mayor potencial para absorber equipos nuevos est1 comprendido entre las Provincias de Neuqu6n y R1o Negro en donde se produce m1s del 50% del gas y el 30% del Petr6leo de Argentina

4. Análisis FODA Sectorial y del Proyecto

Cuadro 3: Análisis FODA Sectorial y del Proyecto

Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> • Alto precio del WTI, con tendencia alcista. • Parque de equipos obsoletos en la Argentina. • Atractivo del mercado argentino a nivel mundial. • Posibilidad de satisfacer la demanda de corto plazo con proveedores actuales y nuevos equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta demanda de equipos a nivel mundial. • Aumento de precios de servicios asociados al pozo a nivel mundial. • Regulaciones del estado, quita de concesiones, etc. • Escenario inflacionario en Argentina (aumento de costos). • Reclamos sindicales sobre aumentos salariales • Brecha de producción real vs. presupuestada (falta de producción) • Inestabilidad política
Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> • Participación en el mercado argentino con estabilidad a largo plazo. • Participación compartida en el negocio del operador. • Menor apalancamiento operativo. • Disminución de exposición al riesgo. • Tiempo de duración de la concesión (Año 2017) • Experiencia en proyectos integrados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Distintas modalidades contractuales con cada compañías / falta de condiciones estándar en Arg. • Brecha de producción real vs presupuestada (falta) • Pérdida de eficiencia en equipos por paros • Pérdida de producción por fallas en disponibilidad de equipos para la operación

5. Identificación y Estimación de Variables Clave del Negocio

5.1. Inversiones Necesarias

Las principales inversiones que se llevan a cabo involucran el equipamiento de reparación y terminación de pozos con todos sus aditamentos básicos de operación, incluyendo los costos de transporte y nacionalización para todos los elementos importados. Adicionalmente, se consideran los costos de adquisición de camionetas para el seguimiento y control de la operación, sistema de contabilidad y liquidación de

pagos y los gastos relativos a ampliación de las instalaciones existentes para disponer de los espacios necesarios para afrontar la operación de los 3 nuevos equipos de workover.

Cuadro 4: Inversión en Activos

Activo	Inversión		
	Cantidad	Precio Unitario	Total (usd)
Equipos de Workover	3	3.915.538	11.746.615
Camionetas Pick-up	6	24.000	144.000
Inversión en la Base	1	500.000	500.000
Sistema de Contabilidad y Liquidación	1	260.000	260.000
			12.650.615

Fuente: Elaboración con tarifas de mercado e información obtenida a través de internet.

5.2. Estimación de las Ventas

Al igual que muchos otros servicios provistos en la industria de Oil & Gas y la industria manufacturera, la capacidad de venta está limitada por las capacidades operativas de los equipos de producción. Las ventas que tendrá la empresa son equivalentes a la cantidad de horas en la que el equipo se mantenga trabajando durante el año y la clase de tarifa que el mismo perciba según los estándares aceptados por la industria para este tipo de actividad. De esta forma se prevé que los equipos se mantendrán contratados durante toda la vida del proyecto (10 años) y que durante estos periodos los mismos percibirán algún tipo de tarifa.

Los equipos se mantienen trabajando las 24 horas del día y los 365 días del año. Durante todo este tiempo se estimará que los equipos estarán percibiendo, en promedio, la siguiente distribución de tarifas:

Gráfico 9: Estimación de la Distribución de Tarifas.



Fuente: Elaboración Propia, basada en opinión de referentes operativos.

Este gráfico se genera tomando como premisas que el equipo realiza las actividades de DTM en un día y realiza 2 DTM por mes, el tiempo restante del mes se distribuye un 70% en actividades con Tarifa Operativa y un 30% con Tarifa Stand-By.

5.3. Costos Operativos

5.3.1. Personal y Capacitación.

Las operaciones de perforación, workover y pulling están signadas por los altos estándares que mantienen tanto las empresas operadoras como las de servicios en relación a los niveles de capacitación y expertise que debe tener su personal dado el alto nivel de riesgo al que se enfrentan durante operaciones de este tipo. Adicionalmente, es importante considerar el alto nivel de influencia que mantienen los sindicatos respecto a los costos del personal directo que se desempeña en esta actividad.

Bajo las condiciones antes mencionadas, se prevén cuadrillas tipo para la operación de los equipos, con regímenes de trabajo preacordados y niveles salariales cuasi definidos por zona para la mayoría del personal. Así pues, los requerimientos de personal directo para la operación de los 5 equipos serían los siguientes:

Cuadro 5: Personal Directo Afectado a los Equipos

Denominación	Régimen	Personal		
		Equipo	Backups	Total
Jefes de equipo	14x14	2	-	10
Supervisor de Campo	14x14	0,66	-	3
Encargados de turno	14x7	3	-	15
Boca de pozo	14x7	4	1,00	25
Enganchadores	14x7	3	-	15
Maquinistas	14x7	3	-	15
Mecánicos	14x14	2	1,00	15
Electricistas	14x14	1,00	-	5
Soldador	14x14	1,00	-	5
Total				108

Fuente: Elaboración propia, cuadrilla tipo de la Industria petrolera.

Por la zona en la cual se desarrollará el proyecto, Provincias de Neuquén y Río Negro, el personal se encontrará enmarcado en los niveles salariales correspondientes a la Zona II, según el Convenio Colectivo Petrolero. Tomando en cuenta la categoría salarial según el convenio, los niveles de antigüedad, PEET, SUMEX, horas extras, horas de viaje, viandas, cuotas extraordinarias, preaviso, vacaciones y S.A.C. se estima que el salario mensual del personal sería de:

Cuadro 6: Salario Mensual del Personal Directo Afectado al Equipo

Denominación	Régimen	Salarios	
		Unitario (arp)	Total (arp)
Jefes de equipo	14x14	10.887	21.774
Supervisor de Campo	14x14	12.213	8.061
Encargados de turno	14x7	8.518	25.555
Boca de pozo	14x7	7.118	42.709
Enganchadores	14x7	7.327	21.982
Maquinistas	14x7	7.865	23.595
Mecánicos	14x14	6.818	20.454
Electricistas	14x14	6.818	6.818
Soldador	14x14	6.818	6.818
Total			177.767

Fuente: Elaboración propia en base a Convenio Colectivo Petrolero, vigente a Septiembre de 2007.

En relación al personal indirecto a la operación y directo para el control, supervisión y gerencia de la actividad tenemos el siguiente personal con su correspondiente costo mensual:

Cuadro 7: Salario Mensual Personal Indirecto

Calificación	Personal		
	Cantidad	Salario Bruto	Total (arp)
Gerente Gral	1	37.010	37.010
Gerente de Adm y Finanzas	1	26.435	26.435
Gerente de MASC	1	26.435	26.435
Jefe de RRHH	1	21.148	21.148
Jefe de C&C	1	21.148	21.148
Jefe de MASC	1	21.148	21.148
Jefe de Control de Gestión	1	21.148	21.148
Superintendente Perforación	1	21.148	21.148
Superintendente Workover	1	21.148	21.148
Superintendente Pulling	1	21.148	21.148
Personal Adjunto	1	15.861	15.861
Personal Administrativo y de soporte	6	10574	63.445
			317.225

Fuente: Elaboración propia en base a referencias del mercado laboral para el sector de Oil & Gas.

En lo relativo a capacitación se prevé un gasto anual equivalente a 291.159 pesos, que cubre:

- Capacitación técnica del personal directo para operación del equipo.
- Capacitación técnica del personal directo para manejo de equipos y herramientas.
- Capacitación genérica en medio ambiente y seguridad.
- Capacitación en manejo de situaciones de emergencia en pozo.
- Capacitación en manejo de substancias peligrosas, entre ellas, desechos de químicos, manejo de lodos y conocimientos básicos de operaciones con presencia de H₂S.
- Capacitación del personal indirecto en los sistemas administrativos.
- Capacitación del personal indirecto en tema de medio ambiente.

5.3.2. Materiales Equipamientos y Herramientas.

Las características propias de los servicios de Workover y el nivel de actividades manuales que se desarrollan alrededor del mismo, hacen que la puesta en marcha y desarrollo de estos servicios implique el uso de una gran cantidad de materiales, herramientas y equipamientos que pasan a ser, en muchos casos, consumibles dado el nivel intensivo que los mismos llevan en el transcurso del año de operación.

A continuación se presentan las listas de materiales, consumibles y herramientas requeridas para un año de operación:

Cuadro 8: Materiales, Consumibles Operativos y Herramientas.

MATERIALES Y CONSUMIBLES DE EQUIPOS				
Item	Descripción	Unidad	Cantidad Unitaria	Cantidad Total
1	Acople Hdco 1 "	Jgo	5	25
2	Aguarras mineral x 18 lr	Uni	24,00	120
3	Alquiler de dispenser	Uni	30	150
4	Anillos Empaquetadores	Uni	35	175
5	Asiento de valvula p/bba de lodo	Uni	30	150
6	Asiento esclusa válvula 2" 5M	Uni	1,00	5
7	Bido de agua potable x 10 lts	Uni	1200	6000
8	Caja 25 unidades de Copa de pistoneo	caja	2,00	10
9	Caja 32 unidades Goma economizadora de cable pistoneo	caja	2,00	10
10	Caño Lavador cabeza de inyeccion	Uni	5	25
11	Carretel 3600 m de Cable pistoneo 9/16"	Uni	150,00	750
12	Carretel 600 m de Cable aparejo 1"	Uni	50,00	250
13	Cartas para registrador Y16 o similar	Uni	400	2000
14	Casquillos de bronce para economizador hdco	Uni	40	200
15	Chaveta tipo afiler 3 x 100mm	Uni	6,00	30
16	Chaveta tipo afiler 4,5 x 120mm	Uni	6,00	30
17	Cinta métrica de 10m. Marca Diamante	Uni	1,00	5
18	Codo articulado	Uni	5	25
19	Conjunto de pistoneo barra porta copa	Uni	1	5
20	Conjunto de pistoneo cabezal porta copa	Uni	2	10
21	Conjunto de pistoneo punto debil	Uni	2	10
22	Destornillador plano 5,5 x 100 mm	Uni	1,00	5
23	Detergente industrial en bidones	Bidón	50,00	250
24	Empaquetadura para caño lavador cabeza de inyeccion	Uni	15	75
25	Empaquetaduras union doble a golpe de 2"-3"-4" y 6"	C/U	15	75
26	Eslinga 5/8" x 9mt Ojal-Ojal	Uni	1,00	5
27	Esmaltes sintéticos de colores	lts	78,00	390
28	Goma de piston 4 1/2" p/bba lodos	Uni	30	150
29	Goma limpiacaños 2 7/8" x 14"	Uni	3,00	15
30	Grasa en barra lubricante Vva Tapón lubricado	Uni	1,00	5
31	Grasa para tubing	Uni	15	75
32	Hoja sierra A.R. 24 D.300x13x0,65mm	Uni	6,00	30
33	Jgo de gomas p/economizador de varillas	Uni	15	75
34	Juego Gomas 2 7/8" 7 1/16" 5M.	Uni	1,00	5
35	Juego Gomas 2 3/8" 7 1/16" 5M.	Uni	5	25
36	Juego Gomas 2 3/8" 7 1/16" 5M.	Uni	1	5
37	Juego Gomas Ciego 7.1/16" 5M.	Uni	1,00	5
38	Juego Gomas Economizadora varillas "EE"	Jgo	1,00	5
39	Llave de fricción para cuplas 3/4"-7/8" y 1 "	Uni	5	25
40	Llave de golpe 1 1/4"	Uni	1	5
41	Manga para viento	Uni	1	5
42	Manguera 3/4" p/agua	m	39,00	195
43	Manguera de 4" aspirantes expelente	Uni	1	5
44	Manguera de 6" aspirantes expelente	Uni	1	5
45	Manguera SAE R5 1" X 3 mts	Uni	1	5
46	Manguera SAE R5 5/8" X 5 mts	Uni	1	5
47	Mordaza 2 3/8" -2 7/8" Llave Foster	Uni	12,00	60
48	Mordaza 2 3/8" cuña Guiberson F-1	Uni	18,00	90
49	Mordaza inferior Llave caños 36"	Uni	2,00	10
50	Mordaza inferior Llave caños 48"	Uni	2,00	10
51	Mordaza para collarin	Uni	20	100
52	Mordaza para cuña neumatica BJ 2.3/8"-2.7/8" y 3 1/2"	Uni	60	300
53	Mordaza para llave de tbg 2.7/8" Petol	Uni	5	25
54	Mordaza superior Llave caños 36"	Uni	2,00	10
55	Mordaza superior Llave caños 48"	Uni	2,00	10
56	Nitrato de Plata	Uni	1,00	5
57	Papeleria de equipos	Uni	15	75
58	Perno corte 12500lb giratorio cable pistoneo	Uni	1,00	5
59	Pipeta 1 MI	Uni	5	25
60	Plancha de goma espuma 1 x 2 x 0,05 mts esp.	Uni	2,60	13
61	Probador de cañeria	Uni	0,5	2,5
62	Racord de 4" y 6"	C/U	1	5
63	Soga Manila 1/2" en rollos de 220m	Uni	52,00	260
64	Stokinnete en fardos de 25kg	Fardo	1,00	5
65	Terminales recuperables p/mangueras MF HG	C/U	10	50
66	Termómetro 110°C c/protección metálica	Uni	1,00	5
67	Trapo	Uni	5	25
68	Tubo de ensayo tipo perita	Uni	8	40
69	Tubos fluorescente de 40 wats	Uni	20	100
70	Uniones doble a golpe de 2", 3", 4" y 6"	Uni	9	45
71	Vaso erlermeyer de 250 ml	Uni	5	25

HERRAMIENTAS				
Item	Descripción	Unidad	Cantidad por Equipo	Cantidad Total
1	Alicate Corte Oblicuo	uni	1	5
2	Alicate Universal 8"	uni	1	5
3	Arco de sierra ajustable 300mm.	uni	1	5
4	Barretín de 500 mm de largo	uni	1	5
5	Caja metálica herramientas	uni	1	5
6	Carretilla	uni	1	5
7	Cortafierro plano largo 200mm ancho 20mm.	uni	1	5
8	Cúter para operación	uni	2	10
9	Equipo de soldadura eléctrica 230/400V – 1~ I2 Min./máx. A 30 , 210	uni	0,333333333	2
10	Escalera extensible para transp. en movil	uni	1	5
11	Escalera tijera de 2mts. de largo	uni	1	5
12	Juego Boca llave 3/8" a 3/4" y de 5/16" a 1/2"	uni	2	10
13	Juego de punzones	uni	1	5
14	Juego Destornilladores	uni	3	15
15	Lima media caña medio fina 12".	uni	1	5
16	Limas Planas y redondas c/mango 250mm	uni	4	20
17	Linternas antiexplosivas 3 elementos	uni	1	5
18	Llave a cadena 2 1/2", 6" y 12"	uni	3	15
19	Llave ajustable 8", 12" - 15" y 18"	uni	6	30
20	Llaves combinadas de 1/4" a 1 1/2" y de 5 a 32 mm	uni	2	10
21	Mango de fuerza para tubos de 1/2"	uni	1	5
22	Martillo Bolita 230gr mango madera.	uni	1	5
23	Martillo con sacaclavos	uni	1	5
24	Maza con puntera de goma mango de madera	uni	1	5
25	Maza de bronce	uni	1	5
26	Mazas de acero con cabo de madera 2 kg, 5kg y 10 kg	uni	3	15
27	Palas con mango largo	uni	6	30
28	Pico punta y pala con mango largo	uni	2,6	13
29	Pinza cortacable hidráulica 1 1/4"	uni	1	5
30	Pinza de indentar terminales	uni	1	5
31	Pinzasde punta plana recta, pico de loro quita seeger y universal	uni	6	30
32	Reflector móvil 12 volt cc. 50 Wats	uni	1	5
33	Reflector portatil 12 volt cc. 50 Wats	uni	1	5
34	Soldador lápiz punta cerámica 20/200 W	uni	1	5
35	Soldador martillo 500w para estaño	uni	1	5
36	Taladro de mano eléctrico hasta 13 mm con percutor	uni	1	5
37	Tijera para cortar cables de PVC	uni	1	5
38	Tijera para cortar chapa	uni	1	5

Fuente: Elaboración propia con ayuda de expertos en Perforación

Es claro que dada la variedad y gran cantidad de elementos requeridos podríamos estar omitiendo alguno. Adicionalmente, dado el impacto de estos elementos en el costo total de los servicios preferimos tomar como estimativa de costos para estos elementos un porcentaje sobre el total de los gastos directos e indirectos antes de presupuestar en forma meticulosa cada uno de los elementos.

Bajo este esquema, el valor económico relevante para los materiales, equipamientos y herramientas se calculará como el 0,20% de los costos directos e indirectos de operación.

5.3.3. Mantenimiento

Se prevé que las actividades de mantenimiento preventivo del equipo sean desarrolladas en forma diaria, con una duración promedio de entre 20 y 30 minutos. Esta actividad está cubierta en el negocio con un máximo de hasta 15 horas por mes que son percibidas por el equipo bajo tarifa operativa. En cuanto a los materiales, los mismos están previstos dentro de los materiales de consumo y la actividad es realizada con el mismo personal de la cuadrilla.

Existen adicionalmente otros elementos que reciben mantenimiento preventivo, tales como:

- Izajes
- Guinches
- BOP's

En relación a las actividades de mantenimiento mayor o correctivo se estima que las mismas son realizadas en periodos de cuatro años y en ellas se contemplan Revamps de bombas, motores, reparación de sub-estructura y elementos críticos del equipo. Estas actividades son desarrolladas por terceros especializados en sus bases y prevén, en muchos casos, rectificaciones y recambios de elementos. Se ha estimado su costo en un 25% del valor del equipo, unos 783.108 usd.

A continuación, se presenta un cuadro resumen con los costos relevantes para la actividad de mantenimiento:

Cuadro 9: Gastos en Inspección y Mantenimiento

Activo	Mantenimiento		
	Periodicidad (año)	Precio Unitario	Total (usd)
Inspección de Izajes	1	129.592	129.592
Inspección de Guienches	1	39.418	39.418
Inspección de BOP's			
Respuestos	1	45.000	45.000
			214.010

5.3.4. Consumibles (Combustibles, lubricantes, grasas y neumáticos) y otros gastos.

Los consumibles críticos para la operación a parte de los repuestos para el mantenimiento preventivo son los combustibles, lubricantes, grasas y neumáticos, que representan un importante costo anual dentro de la estructura del servicio.

Cuadro 10: Consumibles Generales

Insumos	Consumos	Unidad	Precio Unitario	Unidad	Uso anual	Unidad	Total por Equipo (arp)
Workover (5)							
Combustibles	104,1667	lts/hr	1,17	AR\$/lt	8.640	hs	1.053.000,00
Lubricantes para Carter	0,0830	lts/hr	7,66	AR\$/lt	8.640	hs	5.493,14
Lubricantes para Mandos Finales	0,0180	lts/hr	6,84	AR\$/lt	8.640	hs	1.063,76
Lubricantes para Control Hidráulico	0,1440	lts/hr	6,84	AR\$/lt	8.640	hs	8.510,05
Filtros para Motor	0,0080	u/hr	310,00	AR\$/u	8.640	hs	21.427,20
Filtros Hidráulicos	0,0070	u/hr	310,00	AR\$/u	8.640	hs	18.748,80
Filtro de Combustible Primario	0,0020	u/hr	310,00	AR\$/u	8.640	hs	5.356,80
Filtro de Aire Primario	0,0005	u/hr	697,50	AR\$/u	8.640	hs	3.013,20
Otros Consumibles	1,0000	año	10.000,00	AR\$/u	1		10.000,00
Pick - Up (10)							
Combustibles	0,1500	lts/km	1,56	AR\$/lt	50.000	km	11.718,75
Lubricantes para Carter	0,0007	lts/km	7,66	AR\$/lt	50.000	km	263,40
Lubricantes para Transmisión	0,0005	lts/km	6,84	AR\$/lt	50.000	km	154,17
Filtros para Motor	0,0001	u/km	40,00	AR\$/u	50.000	km	200,00
Filtro de Combustible Primario	0,0001	u/km	70,00	AR\$/u	50.000	km	350,00
Filtro de Aire Primario	0,0001	u/km	200,00	AR\$/u	50.000	km	1.000,00
Neumáticos	0,0001	u/km	230,00	AR\$/u	50.000	km	1.150,00
Total para todos Equipos							5.781.428,01

Otros costos indirectos del proyecto tales como: gastos de representación, estadías y viajes, alquileres de viviendas, asesoría legal, sistemas de seguridad, sistemas soporte, renovación de licencias SAP, consumibles, comunicaciones y servicios (electricidad, gas, etc); redondean un total estimado de 428.033 pesos por año.

6. Evaluación del Caso Base

6.1. Definición del Caso Base

La evaluación se realiza en moneda corriente y no se considera financiación alguna para el proyecto.

Adicionalmente, la estructura del caso base considera los siguientes supuestos:

- a) Amortizaciones: todas las inversiones del proyecto se deprecian en forma lineal durante periodos de vida útil propios de cada inversión:

- Equipos de Workover: Depreciación en 10 años con valor de salvamento contable igual al 20% del valor original en dólares. El Valor de salvamento comercial es igual al valor de salvamento contable actualizado por Tipo de cambio.
- Revamp de Equipos: Depreciación a 4 años del 100% del valor invertido para la actividad.
- Base: Las modificaciones serán amortizadas al 100% en los 10 años sin valor de salvamento.
- Sistema de contabilidad: Amortizado a 10 años al 100% sin valor de salvamento real.
- Camionetas: Depreciación a 3 años con valor de salvamento real igual al valor de salvamento contable, 30%. El valor de compra en cada periodo se considera el mismo en dólares, por lo que será ajustado en cada periodo de compra por el tipo de cambio

b) Impuestos relevantes:

Cuadro 11: Costos Impositivos y Overhead del Negocio

Impuesto	Tasa
Deb/Cred bancarios	1,20%
Sellos	1,80%
Ingresos Brutos	3,00%
Impuesto a las Ganancias	35,00%
OVERHEAD*	10,00%

* El Overhead incluye un 8,5% de riesgo asignado por la empresa al negocio.

c) Tipo de Cambio: Se toma el tipo de cambio actual 3,15 pesos por usd. Se han incluido variaciones del tipo de cambio para analizar los costos del Revamp y venta final del equipamiento, para lo cual se ha estimado una variación interanual del 1% en el caso base.

d) Inflación: Se considera que los principales elementos de costo que impactan al proyecto, mano de obra y combustible, se ven afectados por variaciones disímiles a lo largo de la vida del proyecto. Se toma para la Mano de Obra un crecimiento

interanual constante de 10%, mientras que para los costos del combustible se estima el crecimiento interanual del 5%. Para el resto de los elementos de costos, atados a los materiales se emplea el Índice de precios básicos del productor (manufacturados y energía eléctrica) publicados por el INDEC.

- e) IVA: En términos del impacto del IVA se prevé que para las inversiones en equipos el mismo será de 10,5% mientras que para la adquisición de bienes y servicios, al igual que la tarifa de venta de servicios, será de 21%.

Cuadro 12: Flujo de Fondos del IVA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
IVA Inversiones Activo Fijo	4.184.191	0	0	49.071	0	1.701.407	50.558
IVA Inversiones Activo de Trabajo	130.553	130.553	130.553	130.553	130.553	130.553	130.553
IVA Cobranzas por Ventas	0	6.710.774	7.216.096	7.759.468	8.343.756	8.972.041	9.647.635
IVA Pagos por Compras	0	1.774.287	1.948.078	2.139.249	2.349.536	2.580.852	2.835.300
IVA Diferencia	4.053.638	5.067.041	5.398.571	5.701.701	6.124.773	4.820.334	6.892.330
Crédito Fiscal Año Anterior	0	4.053.638	0	0	0	0	0
Crédito Fiscal Actual	4.053.638	0	0	0	0	0	0
Pago AFIP	0	1.013.403	5.398.571	5.701.701	6.124.773	4.820.334	6.892.330
IVA Inversión	4.053.638	0	0	0	0	0	0
Recupero del Crédito Fiscal	0	4.053.638	0	0	0	0	0
FF del IVA	4.053.638	4.053.638	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración Propia.

- f) Capital de Trabajo: El cálculo de los requerimientos operativos de capital se ha realizado considerando el criterio de déficit acumulado máximo, donde se toman en cuenta los ingresos y egresos percibidos en forma mensual durante el primer año y se define como máxima exposición o working capital en punto de inflexión previo a que los ingresos superen a los egresos.

Cuadro 13: Estimación de Capital de Trabajo

MESES	0	1	2	3	4	5	6
Activo de Trabajo							
Disponibilidad Mínima en Caja	0	66.575	66.575	66.575	66.575	66.575	66.575
Créditos por Ventas	0	0	2.663.006	2.663.006	2.663.006	2.663.006	2.663.006
Inventarios							
<i>Combustibles y Lubricantes</i>	273.085	273.085	273.085	273.085	273.085	273.085	273.085
<i>Repuestos</i>	345.031	345.031	345.031	345.031	345.031	345.031	345.031
<i>Materiales</i>	3.567	3.567	3.567	3.567	3.567	3.567	3.567
DEFICIT	621.683	688.258	1.974.748	1.974.748	1.974.748	1.974.748	1.974.748
DEFICIT ACUMULADO	621.683	1.309.941	664.807	2.639.555	4.614.303	6.589.051	8.563.799

Fuente: Elaboración propia en base al déficit acumulado máximo.

6.2. Determinación de la Tasa de Descuento

Para la determinación de la tasa de descuento se siguió la metodología CAPM, definida del siguiente modo:

Se determinó la tasa libre de riesgo para Argentina como la suma de la tasa del tesoro de EE.UU. a 10 años, calculada como la suma geométrica del periodo 1997 -2007 (4,12%) más un valor de riesgo default de Argentina a largo plazo estimado en 670 puntos. El resultado fue del 10,82%.

El riesgo sistemático se estimó a través de los siguientes cálculos: A) La Beta sectorial: se tomaron los datos anuales de esta variable para países emergentes que se publican anualmente en la página web de Aswath Damodaran. Se utilizó un beta desapalancado del sector de servicios petroleros, por ser el más cercano a la actividad del proyecto. El valor obtenido fue de 1,05. B) El Risk Premium, se determinó empleando lo previsto por Damodaran para proyectos en Argentina 11,54%, con este valor y la aplicación del beta del sector se obtiene un riesgo sistemático de 12,12% que, al ser sumado con el riesgo país y la tasa libre de riesgo nos lleva a un costo de oportunidad del capital del proyecto de 22,94%.

Sin embargo, estos cálculos de risk premium no se ha empleado, ya que lo planteado por Damodaran no puede segregarse por sector: Operadoras Integradas y Empresas de Servicios Petroleros, lo cual es un requisito para evaluar nuestras propuestas. El planteamiento alternativo, ha sido determinar riesgo del mercado (RM) en base, al promedio de los datos anuales de las acciones de las principales contratistas de Perforación (KEY, H&P y Pride) para el período 1998 y 2007, los cuales arrojaron un valor de 7,54%. Con estos valores el riesgo sistemático asciende a 3,59%. De esta manera, el costo de oportunidad del capital del proyecto resulta en 14,4% anual. Esta tasa es la que se mantendrá constante a lo largo de la vida del proyecto.

Dado que existe una diferencia de tasas entre el planteamiento de Damodaran 22,94 % y el 14,4% de nuestro cálculo; y que implícitamente la tasa real que el mercado petrolero

de empresas de servicio requiere está entre los 20 y 25%, se ha decidido incluir la diferencia de tasas (8,5%) como un costo de Overhead dentro de los costos operativos de la empresa.

6.3. Determinación de Tarifas y Resultados del Caso Base

3 - Flujo de Fondos del Proyecto

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos	Ingreso x E.	9544,823447									
Ingresos por Certificaciones		31.956.069	34.362.361	36.949.847	39.732.170	42.724.003	45.941.120	49.400.486	53.120.343	57.120.305	61.421.464
Recupero del crédito fiscal	0	4.053.638	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses Pagados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones		3.462.887	3.462.887	3.462.887	3.466.094	3.466.094	3.661.871	3.665.175	3.665.175	3.665.175	3.668.580
Total Ingresos	0	39.472.594	37.825.248	40.412.734	43.198.264	46.190.097	49.602.991	53.065.662	56.785.518	60.785.480	65.090.043
Egresos											
Inversión Activo Fijo	39.849.438	0	0	467.345	0	16.203.877	481.506	0	0	496.096	1.418.113
Δ Capital de Trabajo	1.309.941	85.948	90.058	94.100	98.012	101.717	105.123	108.119	110.575	112.331	2.215.923
IVA Inversión	4.053.638	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de Operación		21.787.642	23.603.401	25.625.557	27.882.986	30.397.156	33.421.477	36.561.107	40.067.584	43.991.390	48.390.291
Impuestos (IB, S, D/CB)	0	1.383.719	1.499.355	1.628.210	1.772.143	1.932.536	2.125.683	2.326.206	2.550.282	2.801.166	3.082.518
Impuesto a las Ganancias	0	3.074.648	3.240.862	3.393.628	3.526.964	3.638.009	3.637.886	3.679.611	3.675.867	3.614.712	3.482.029
Total Egresos	45.213.017	26.331.956	28.433.675	31.208.840	33.280.105	52.273.294	39.771.674	42.675.043	46.404.308	51.015.695	54.157.028
FF	45.213.017	13.140.637	9.391.573	9.203.894	9.918.159	6.083.197	9.831.317	10.390.619	10.381.210	9.769.785	10.933.015
FF Acumulado	45.213.017	32.072.380	22.680.807	13.476.913	3.558.754	9.641.951	189.366	10.579.984	20.961.194	30.730.980	41.663.995
FF Descontado	45.213.017	11.485.467	7.174.684	6.145.656	5.788.419	3.103.080	4.383.339	4.049.179	3.535.947	2.908.540	2.844.868
FF Descontado Acumulado	45.213.017	33.727.550	26.552.866	20.407.210	14.618.792	17.721.872	13.338.533	9.289.355	5.753.408	2.844.868	0
Deuda Financiera de la Empresa (D)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Neto de la Empresa (E)	76.199.432	76.199.432	76.199.432	76.199.432	76.199.432	76.199.432	76.199.432	76.199.432	76.199.432	76.199.432	76.199.432
Ratio D/E de la Empresa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beta Desapalancada Promedio	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Risk Free (Treasury Bond - 10 years)	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%
Beta Apalancada de la Cía.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Prima de Mercado	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%	3,42%
TD	14,41%	14,41%	14,41%	14,41%	14,41%	14,41%	14,41%	14,41%	14,41%	14,41%	14,41%
(1+TD) ^t	1,00	0,87	0,76	0,67	0,58	0,51	0,45	0,39	0,34	0,30	0,26
VAN (AR\$)	0										
VAE (AR\$/año)	0										
TIR		14,4%									

Fuente: Elaboración Propia, para detalles adicionales de cálculo ver Anexo I “Soporte Planillas de Cálculo”

6.4. Escenarios Alternativos del Caso Base

6.4.1 Inflación Creciente – Devaluación de la Moneda (Pesimista).

El primer escenario alternativo que se presenta supone inflación creciente con devaluación de la moneda según se expresa a continuación:

- Tipo de Cambio: con incremento interanual de 5%.
- Inflación
 - Mano de Obra: incremento interanual de un 20%
 - Combustibles: incremento interanual de un 15%
 - Índice de precios básicos del productor (manufacturados y energía eléctrica): incremento interanuales en el orden del 15%

6.4.2 Inflación Estable – Tipo de Cambio Fijo (Optimista).

Alternativamente se plantea inflación de un 5% anual y con variación del tipo de cambio nula.

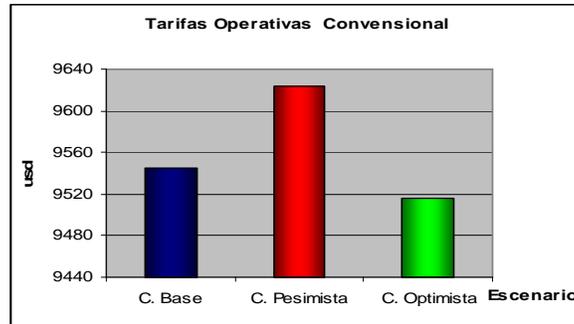
- Tipo de Cambio: Fijo
- Inflación
 - Mano de Obra: incrementos del 8% interanual
 - Combustibles: incrementos interanuales de 4%
 - Índice de precios básicos del productor (manufacturados y energía eléctrica): inflación controlada en un 5% anual

Bajo los escenarios extremos planteados las tarifas operativas de nuestro servicio convencional variarían al alza un 0,82% en el caso pesimista y bajarían un 0,3% en el caso Optimista. En términos de la tarifa esperada media, la misma es coincidente con el caso base, ya que hemos asignado las probabilidades de ocurrencia de la siguiente forma:

- Caso Base: 60%
- Inflación Creciente: 20%
- Inflación Estable: 20%

Estos escenarios tienen un efecto prácticamente imperceptible en la variación del capital de trabajo y el flujo de fondos del IVA; en ambos casos inferior al 0,05%.

Gráfico 10: Tarifas Operativas Servicio Convencional al Aplicar Escenarios



7. Análisis del caso de O&M con Provisión de Equipo por Operador

7.1. Definición del caso de O&M

El caso de Operación y Mantenimiento de los equipos excluye los siguientes elementos del caso base:

- Inversión en los equipos de Workover.
- Inversión en los Revamps de los equipos de Workover.

El supuesto principal es que el Operador se encarga de la adquisición de los equipos, el Revamp y la adquisición de repuestos mayores a su propia cuenta y riesgo.

7.2. Redefinición de la Tasa de Descuento en Base al Riesgo Real del Negocio de O&M

Al igual que el caso base, la determinación de la tasa libre de riesgo y el valor del riesgo de default de Argentina se realiza bajo los mismos criterios originales obteniendo como resultado 10,82%.

El riesgo sistemático se estimó a través de los siguientes cálculos: la Beta sectorial: se tomaron los datos anuales de esta variable para países emergentes que se publican anualmente en la página web de Aswath Damodaran. Se utilizó un beta desapalancado

del sector de servicios petroleros, por ser el más cercano a la actividad del proyecto. El valor obtenido fue de 1,05. La diferencia real aparece al momento de determinar el retorno del mercado (RM), ya que ahora por las condiciones propias del negocio que se plantea el mismo puede compararse con contratistas de servicios de pozo (Baker, Schlumberger, Halliburton), en vez de compañías de Equipos de Torre (KEY, H&P y Pride), considerando el período 1998 y 2007, los cuales arrojaron un valor de 3,10%.

Con estos valores el riesgo sistemático asciende a -1,07%. De esta manera, el costo de oportunidad del capital del proyecto surge de la suma de la tasa libre de riesgo (10,82%) y el riesgo sistemático (-1,07%), siendo el resultado 9,7% anual. Esta tasa se mantiene constante a lo largo de la vida del proyecto.

En este caso, al igual que en el cálculo de la tasa de descuento para el servicio convencional, se incluye un 8,5% en los costos de overhead propios de la compañía.

7.3. Determinación de la Tarifa y Resultados en el caso de O&M

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos	Ingreso x E.	6705,911175									
Ingresos por Certificaciones		22.451.391	24.141.980	25.959.871	27.914.650	30.016.623	32.276.875	34.707.323	37.320.785	40.131.040	43.152.907
Recupero del crédito fiscal	0	168.445	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses Pagados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones		502.740	502.740	502.740	505.947	505.947	701.724	705.028	705.028	705.028	708.433
Total Ingresos	0	23.122.575	24.644.720	26.462.611	28.420.597	30.522.570	32.978.599	35.412.351	38.025.813	40.836.068	43.861.340
Egresos											
Inversión Activo Fijo	2.847.600	0	0	467.345	0	0	481.506	0	0	496.096	643.871
Δ Capital de Trabajo	1.290.139	77.196	79.231	80.817	81.825	82.107	81.486	79.752	76.660	71.920	2.001.134
IVA Inversión	168.445	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de Operación		18.493.207	20.299.792	22.311.241	24.556.185	27.055.810	30.063.199	33.183.134	36.666.719	40.563.932	44.932.770
Impuestos (IB, S, D/CB)	0	1.172.280	1.287.457	1.415.785	1.559.112	1.718.807	1.911.152	2.110.753	2.333.768	2.583.432	2.863.382
Impuesto a las Ganancias	0	975.066	894.156	781.496	629.773	434.702	105.883	0	0	0	0
Total Egresos	4.306.184	20.717.749	22.560.637	25.056.683	26.826.896	29.291.426	32.643.225	35.373.639	39.077.147	43.715.380	46.438.888
FF	4.306.184	2.404.826	2.084.084	1.405.928	1.593.701	1.231.144	335.373	38.713	1.051.334	2.879.312	2.577.549
FF Acumulado	4.306.184	1.901.358	182.726	1.588.654	3.182.355	4.413.499	4.748.872	4.787.585	3.736.251	856.939	1.720.610
FF Descontado	4.306.184	2.191.206	1.730.271	1.063.559	1.098.511	773.225	191.922	20.186	499.501	1.246.475	1.016.720
FF Descontado Acumulado	4.306.184	2.114.978	384.708	678.851	1.777.362	2.550.587	2.742.509	2.762.695	2.263.195	1.016.720	0
Deuda Financiera de la Empresa (D)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Neto de la Empresa (E)	8.651.744	8.651.744	8.651.744	8.651.744	8.651.744	8.651.744	8.651.744	8.651.744	8.651.744	8.651.744	8.651.744
Ratio D/E de la Empresa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beta Desapalancada Promedio	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Risk Free (Treasury Bond - 10 years)	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%
Beta Apalancada de la Cía.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Prima de Mercado	-1,02%	-1,02%	-1,02%	-1,02%	-1,02%	-1,02%	-1,02%	-1,02%	-1,02%	-1,02%	-1,02%
TD	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%	9,75%
(1+TD)^t	1,00	0,91	0,83	0,76	0,69	0,63	0,57	0,52	0,48	0,43	0,39

Fuente: Elaboración Propia, para detalles adicionales de cálculo ver Anexo I “Soporte Planillas de Cálculo”

7.4. Escenarios alternativos del caso O&M

Al igual que en el caso base se plantean alternativas optimistas y pesimistas de los principales indicadores económicos y de mercado que afectan la definición de las tarifas del proyecto.

7.4.1 Inflación Creciente – Devaluación de la Moneda (Pesimista).

El primer escenario alternativo que se presenta supone inflación creciente con devaluación de la moneda según se expresa a continuación:

- Tipo de Cambio: con incremento interanual de 5%.
- Inflación
 - Mano de Obra: incremento interanual de un 20%
 - Combustibles: incremento interanual de un 15%
 - Índice de precios básicos del productor (manufacturados y energía eléctrica): incremento interanuales en el orden del 15%

7.4.2 Inflación estable – Tipo de cambio fijo (Optimista).

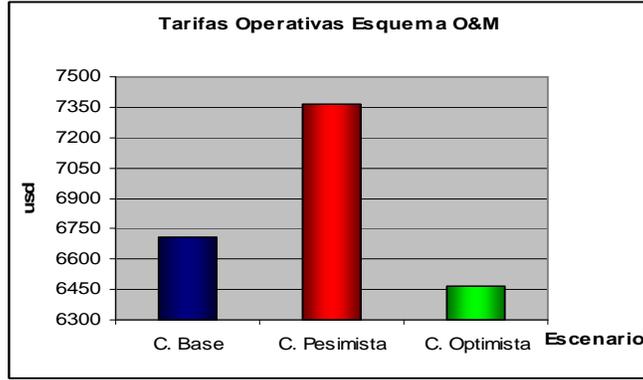
Alternativamente se plantea inflación de un 5% anual y con variación del tipo de cambio nula.

- Tipo de Cambio: Fijo
- Inflación
 - Mano de Obra: incrementos del 8% interanual
 - Combustibles: incrementos interanuales de 4%
 - Índice de precios básicos del productor (manufacturados y energía eléctrica): inflación controlada en un 5% anual

La comparación de las tarifas operativas de los casos base, optimista y pesimista, bajo el esquema de comodato del equipo, muestra una mayor volatilidad de nuestra tarifa: elevando el costo de la misma en un 9,8% para el escenario pesimista y reduciendo la tarifa en un 3,7 % en el escenario optimista. En este caso el capital de trabajo se ve un

poco más expuesto al mostrar incremento del 0,4% cuando el escenario es pesimista y una reducción del 0,1% en el caso de un escenario optimista.

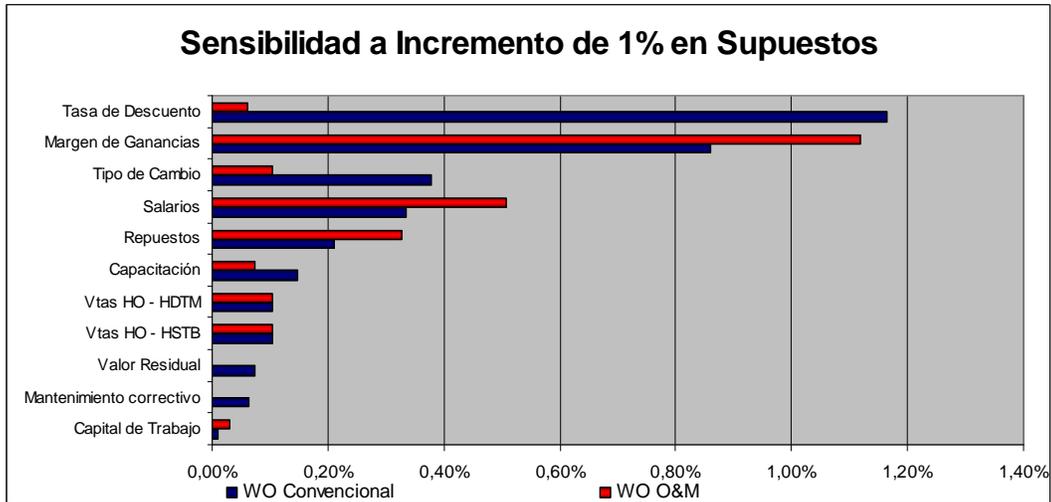
Gráfico 11: Tarifas Operativas Servicio O&M al Aplicar Escenarios



8. Análisis de Sensibilidad

Antes de comparar las tarifas en ambos esquemas es importante conocer el impacto individual que tienen las distintas variables sobre la misma, a fin de establecer cuales son los supuestos más importantes y establecer cuan sensible es nuestra tarifa a la variación de esos elementos. En la siguiente gráfica mostramos la variación individual, en términos porcentuales, que tendrían las tarifas, considerando VAN 0 y la tasa de descuento estimada, en nuestros casos si asumimos un incremento equivalente al 1%.

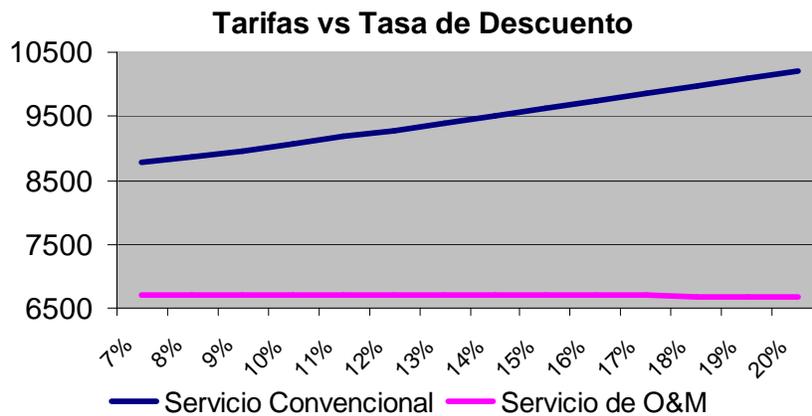
Gráfico 12: Sensibilidad de los Supuestos Base.



Es claro que los elementos con mayor impacto sobre la definición de nuestras tarifas son: la tasa de descuento, el margen de ganancia supuesto para la empresa y los principales elementos del costo operativo: salarios, repuestos y tipo de cambio.

Al ver el gráfico, claramente se observa el menor riesgo que representa la variación de la tasa de descuento en el caso del servicio de O&M respecto al servicio convencional de WO. Lo mismo ocurre con las variaciones del tipo de cambio. Por otro lado al tener un menor apalancamiento operativo la estructura es más flexible y propensa a verse afectada por las variaciones en el margen de ganancias y/o variaciones en los costos operativos del negocio. También se observa como existen algunos elementos sin impacto para el caso de O&M, como los costos de mantenimiento correctivo y el valor de salvamento del equipo.

Gráfico 13: Variación de Tarifas en Función de la Tasa de Descuento.



Fuente: elaboración propia, en base a los casos base de cada servicio.

Las condiciones macroeconómicas que afectan la tasa de descuento tienen un impacto distinto en cada caso. Así por ejemplo, si variara la tasa en +/- 7%, movernos de una situación con riesgo país 0 a una situación con un riesgo país que duplica la condición actual, generara una variación extrema de +/- 7% para el servicio convencional y en el caso del O&M de +/- 0.3%, prácticamente inmóvil ante la fluctuación de la tasa.

Al estar las ventas acotadas a un máximo de 720 horas, la única variación viable es que la combinación de horas operativas, stand by y sin cargo se modifique. Pasando un 36%

del total de horas operativas a Stand by, el efecto sobre el volumen final de la facturación es 2% menor a la situación original, con lo cual no se observarían fluctuaciones importantes como consecuencia de la variación de la composición del consumo de horas, excepto en los casos donde se pase a tarifa sin cargo, lo cual únicamente ocurriría como consecuencia de una falla operativa severa.

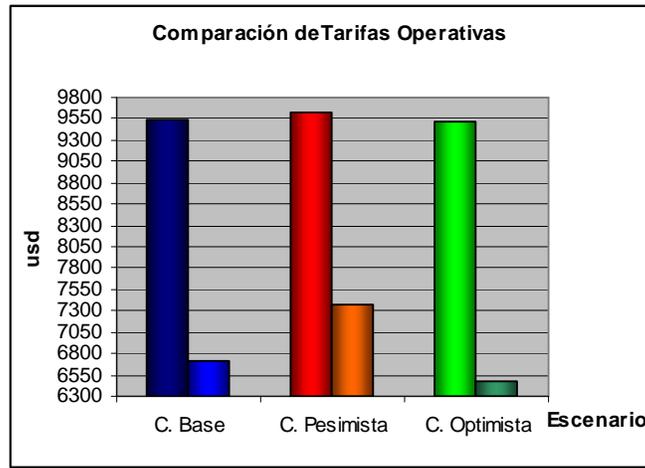
Las variaciones del margen de ganancias tienen un efecto sobre la tarifa muy similar al de la variación de la tasa, por ser un porcentaje de aplicación sobre los costos. En el caso del O&M las variaciones de margen si tienen un impacto significativo

8.1 Sensibilidad Combinada

Al comparar las tarifas obtenidas para los casos base de los dos esquemas de provisión del servicio de workover, observamos que:

- El esquema Convencional de prestación arrastra un importante peso en tarifa correspondiente a la amortización, manteniendo los niveles de tarifa de los escenarios con una variación inferior al 1%.
- El esquema de Comodato con O&M es mucho más flexible adaptándose a variaciones de los escenarios con un impacto que oscila entre 3 y 10%.
- En ambos casos las tarifas cubren las tasas de descuento con un VAN “0” según el nivel de riesgo de cada negocio.
- En términos de Periodo de Recupero la mejor alternativa corresponde al esquema de comodato con O&M, la cual maneja un repago de su inversión inferior a 2 años mientras que el esquema convencional trae un periodo de pago de casi 6 años.

Gráfico 14: Comparación Tarifas Operativas Convencionales vs. O&M



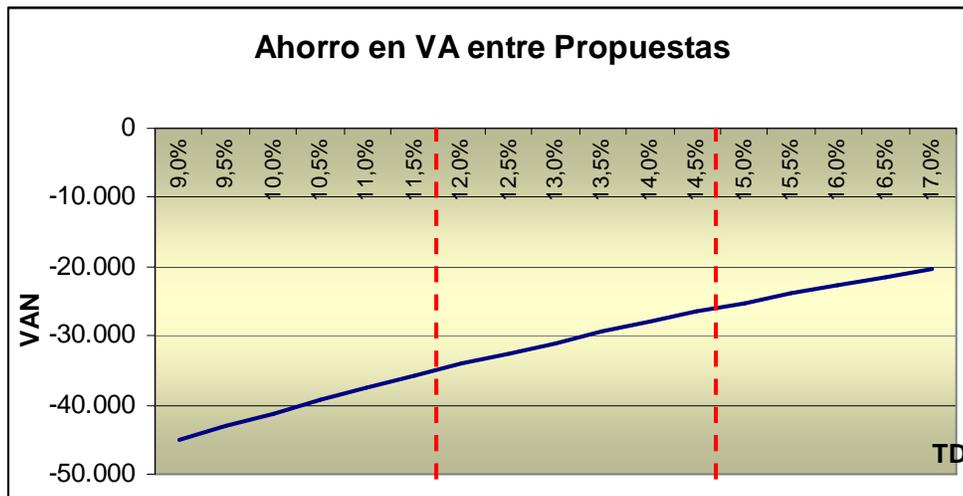
Es claro que, con la información provista los inversionistas siempre encontrarán más atractivo obtener el mismo nivel de renta con una menor exposición a costos fijos; del mismo modo el mercado recibirá como mejor alternativa técnico –económica aquella técnicamente factible y con el menor costo. Ahora bien, para entender como calaría este esquema de trabajo en las operadoras y si es comercialmente viable debemos considerar una evaluación de los costos totales en términos de VAN de las dos alternativas desde la perspectiva de las Operadoras, considerando que para estas últimas el caso de O&M implica adquirir los equipos.

A diferencia de las empresas de servicios de perforación, las operadoras manejan tasas de descuento que oscilan entre el 12 y el 15%, y serán estos valores donde concentraremos nuestro análisis. Desde la perspectiva de un Operador lo que se persigue es que estas tarifas tengan en Valor Actual, el menor costo operativo posible, ya que en la cuenta de resultados todos estos elementos representan gastos.

Considerando el escenario base, las inversiones por adquisición de los equipos y los ingresos previstos por tarifa, en ambos esquemas de trabajo se ha calculado la diferencia en Valor Actual de ambas alternativas y se ha sensibilizado para un rango de tasas de descuento que varía entre 9 y 17%, observándose en todos los casos una menor erogación en valor actual del esquema de comodato con operación y mantenimiento de

la empresa de servicios de perforación, respecto del esquema convencional. Para las tasas de descuento de aplicación común entre operadores (12 a 15%), la diferencia, ahorro, en términos de valor actual de las alternativas se ubica entre 25 y 34 millones de pesos para los 10 años del proyecto.

Gráfico 15: Sensibilidad a la Tasa de Descuento de la diferencia en Valor Actual del Servicio Convencional vs. O&M.



Fuente: Elaboración propia. Los datos presentados están en miles de pesos

8.2 Opciones Reales

Los resultados tanto de la evaluación, como de los análisis de sensibilidad, permiten afirmar que el proyecto de servicio de O&M es atractivo, sin embargo los cambios en el entorno macro y macroeconómico pueden tener un importante impacto en la evaluación. Esto nos permite considerar la posibilidad de evaluar una opción de expansión del negocio en caso de que se presenten las condiciones apropiadas.

Bajo las condiciones actuales estaríamos fijando las tarifas de nuestro servicio en referencia al caso base. Si a un año de implementado nuestro proyecto nos encontramos en el escenario Optimista, es claro que la empresa pretenderá ampliar las operaciones bajo este esquema, lo cual implicará la contratación adicional de personal: directo e

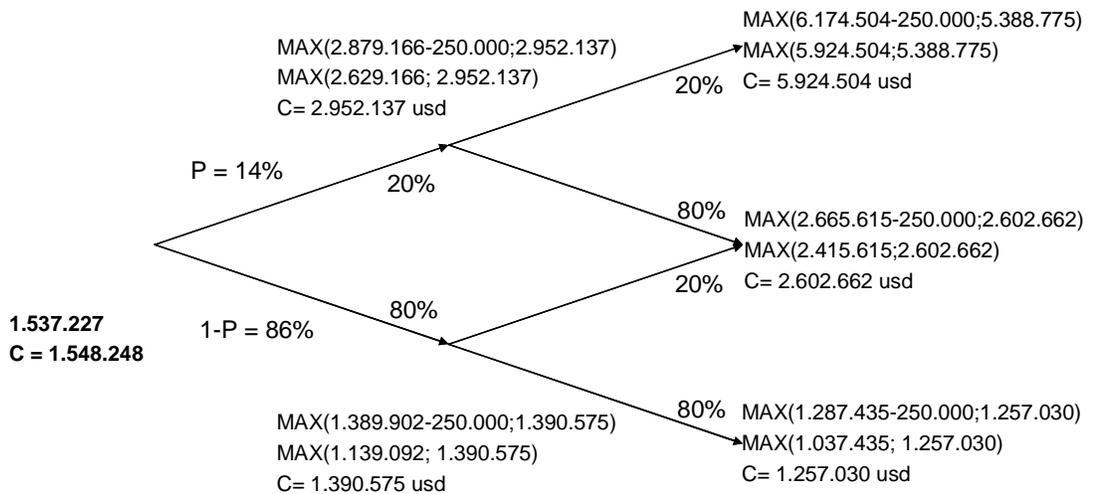
indirecto, inversión en mayores niveles de stock, camionetas, materiales y consumibles, ampliación de la estructura organizativa y la búsqueda de clientes potenciales con interés de entrar en esta modalidad de trabajo.

Para esto suponemos que la aplicación de este modelo de negocio ha sido un éxito y nos encontramos en una situación de inflación estable y tipo de cambio fijo. La probabilidad asignada a este escenario es del 20%. Por otro lado, la probabilidad de que al final del año nos mantengamos en el caso base es del 60% y existe un 20% de probabilidad de que nos encontremos en condiciones macroeconómicas más desfavorables.

El incremento estimado bajo este escenario implicaría una inversión en el año 1 de 250.000 usd incluyendo las inversiones en camionetas adicionales, estructura, personal, capacitación y capital de trabajo para operar la nueva dimensión de la empresa.

Los ingresos adicionales por operar un equipo más incrementarían el VAN en un 14%, sin embargo para el caso de los escenarios alternativos implicaría un incremento inferior de apenas el 2,4%. A continuación se observa el árbol de decisión:

Gráfico 16: Árbol de Decisión para Opción de Expansión de Operaciones de O&M a un equipo más.



VAN S/F = 1.537.227 – 1.394.321 = 266.957 usd
Valor Opción = 1.548.248 – 266.957 = 1.281.291

Al evaluar esta posibilidad se aprecia que la opción de expansión genera un valor adicional de 1.281.291 usd (el cual surge de la diferencia entre el VAN promedio de la situación Con y Sin Opción).

8.3 Impacto de Oportunidades de Financiamiento

Dados los resultados económicos obtenidos hasta este punto con nuestro servicio alternativo de O&M de equipos, solo resta conocer qué impacto tendría en nuestras tarifas y resultado económico la posibilidad de financiar este proyecto.

Se ha estimado obtener financiamiento por un monto de 2.153.092 pesos (es decir, 50% de las inversiones totales requeridas) los cuales serán devueltos en un plazo de 4 años. El sistema de amortización utilizado es el francés y la tasa real anual es variable, siendo los porcentajes por escenario:

Cuadro 16: Intereses Variables para Financiación

Caso	Tasas de Interes			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Base	5,85%	6,00%	6,10%	6,10%
Optimista	5,20%	5,22%	5,25%	5,25%
Pesimista	6,50%	6,70%	6,90%	7%

A continuación se muestra el cronograma de devolución del préstamo y su impacto en el VAN de nuestro proyecto, dependiendo del escenario:

Cuadro17: VAN de la Financiación por Escenario

Caso Base	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Prestamo	2.153.092				
Amortización		-538.273	-538.273	-538.273	-538.273
Interes		-31.489	-32.296	-32.835	-32.835
Ahorro Impositivo		11.021	11.304	11.492	11.492
Factor Descuento Flujos		0,945	0,891	0,840	0,792
Flujos descontados	2.153.092	-527.861	-498.450	-470.086	-443.060
VAN - Financiamiento	213.635				
Caso Optimista	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Prestamo	2.153.092				
Amortización		-538.273	-538.273	-538.273	-538.273
Interes		-27.990	-28.098	-28.259	-28.259
Ahorro Impositivo		9.797	9.834	9.891	9.891
Factor Descuento Flujos		0,951	0,903	0,858	0,816
Flujos descontados	2.153.092	-528.961	-502.782	-477.793	-453.960
VAN - Financiamiento	189.597				
Caso Pesimista	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Prestamo	2.153.092				
Amortización		-538.273	-538.273	-538.273	-538.273
Interes		-34.988	-36.064	-37.141	-37.679
Ahorro Impositivo		12.246	12.623	12.999	13.188
Factor Descuento Flujos		0,939	0,880	0,823	0,769
Flujos descontados	2.153.092	-526.775	-494.313	-462.983	-432.963
VAN - Financiamiento	236.058				

Como se puede observar el financiamiento en todos los escenarios planteados genera un VAN adicional de entre 213.635 pesos (68.915 usd) y 236.058 pesos (76.148 usd). Si lleváramos esto a las tarifas que se pueden ofertar en el mercado significaría que las tarifas podrían reducirse en un 0,1% adicional, o un valor cercano a los 10 usd/día.

9. Conclusiones y Recomendaciones

Bajo la actual matriz energética de Argentina la producción de hidrocarburos seguirá siendo la fuente principal de abastecimiento, y con los elevados precios del petróleo el país buscará mayores compromisos de su producción interna, con lo que las necesidades de explotación mantendrán su apogeo. Dado que en la actualidad no se visualizan incrementos para las operadoras en sus precios de venta al estado, se prevé que para que las mismas mantengan los niveles de producción, tanto las empresas de perforación, como las operadoras tendrán que comprometerse a mantener márgenes de rentabilidad bajos o desarrollar alternativas de negocio más eficientes.

Del análisis realizado en el presente trabajo la alternativa que mejor se ajusta a los intereses tanto de operadores como empresas de perforación es el esquema de comodato con operación y mantenimiento, ya que proporciona:

- Menor valor de las tarifas operativas y menor valor actual para el operador.
- Menor riesgo por apalancamiento operativo para el contratista de perforación.
- Menor periodo de recupero de la inversión: 2 años.

Cuadro18: Resumen de Tarifas por Escenario y Servicio

Escenario	Tarifa Operativa del Negocio (Conv)	Tarifa Operativa del Negocio (O&M)
Base	9.545	6.706
Pesimista	9.623	7.365
Optimista	9.516	6.467
Tarifa Esperada Media	9.555	6.790
Inversión en USD	14.584.844	1.389.092

- Presenta una menor susceptibilidad a variaciones en la tasa de descuento. Por lo que, en caso de un variación significativa del riesgo país de hasta 700 puntos el ajuste requerido sobre las tarifas no alcanzaría el 1 %.
- Estabilidad en las ventas. Mientras el equipo se encuentre contratado para operar, la máxima exposición a la reducción de su volumen de ventas es del 2 % y ocurre cuando por temas operativos la tercera parte de todas las horas operativas del año, pasan a ser facturadas como stand by, con lo que podemos estimar un flujo de ingresos bastante estable.
- Poca variación frente a modificaciones del tipo de cambio, mantenimiento y costo de capacitación.
- Ninguna variación frente a los costos relativos a adquisición de equipo y repuestos para mantenimiento mayor.

En consecuencia, los resultados obtenidos a lo largo del presente trabajo permiten concluir que es viable llevar adelante el esquema de negocios con servicio de O&M por parte de una empresa de perforación con propiedad del equipo en manos de la operadora y que el mismo obtendría aun mejores resultados si puede ser financiado.

ANEXO I - "Pozos Perforados"

POZOS EN PERFORACIÓN

Empresa: Todas
Provincia: Todas
Período: Jun-1999 al Jun-2008
DATOS PROVISORIOS

Fecha	Exploración	Avanzada	Explotación	Servicio
Jun-99	4	5	26	1
Jul-99	6	3	27	1
Ago-99	7	4	21	0
Sep-99	13	5	19	2
Oct-99	4	7	26	1
Nov-99	7	7	8123	0
Dic-99	4	11	29	1
Ene-00	1	6	32	1
Feb-00	2	7	30	1
Mar-00	2	6	44	2
Abr-00	3	12	44	2
May-00	2	11	44	2
Jun-00	3	8	53	2
Jul-00	2	11	49	1
Ago-00	6	9	2981	3
Sep-00	5	15	44	3
Oct-00	3	12	26	2
Nov-00	4	10	2319	4
Dic-00	5	15	35	7
Ene-01	4	12	55	4
Feb-01	4	460	67	3
Mar-01	1	9	1199	0
Abr-01	1	6	72	1
May-01	3	6	60	4
Jun-01	4	8	62	3
Jul-01	5	5	62	2
Ago-01	3	9	68	1
Sep-01	4	12	71	1
Oct-01	3	10	73	0
Nov-01	9	19	63	3
Dic-01	7	10	68	0
Ene-02	6	8	70	2
Feb-02	0	12	49	2
Mar-02	0	10	55	4
Abr-02	3	5	59	2
May-02	2	3	57	0
Jun-02	0	2	52	4
Jul-02	1	6	62	11
Ago-02	1	8	51	8
Sep-02	0	13	59	4
Oct-02	1	20	38	9
Nov-02	4	18	47	3
Dic-02	5	26	34	4
Ene-03	3	8	56	7
Feb-03	2	5	53	6
Mar-03	0	11	64	7
Abr-03	3	6	63	5
May-03	3	6	64	5
Jun-03	1	1	57	7
Jul-03	2	6	56	6
Ago-03	1	11	54	2
Sep-03	2	9	45	5
Oct-03	2	15	41	12
Nov-03	5	10	36	16
Dic-03	5	5	51	3
Ene-04	4	15	50	4
Feb-04	5	11	58	4
Mar-04	3	21	57	4
Abr-04	1	14	53	7
May-04	0	19	52	6
Jun-04	8	9	52	6
Jul-04	2	11	66	5
Ago-04	3	16	60	3
Sep-04	4	17	58	2
Oct-04	5	10	65	5
Nov-04	10	11	48	1
Dic-04	8	14	47	6

Ene-05	5	11	64	2
Feb-05	4	8	60	5
Mar-05	6	8	68	3
Abr-05	6	7	531	2
May-05	5	11	57	3
Jun-05	2	14	63	3
Jul-05	1	11	69	3
Ago-05	6	10	64	5
Sep-05	3	22	50	2
Oct-05	3	12	44	2
Nov-05	5	8	60	1
Dic-05	6	11	46	3
Ene-06	3	11	70	4
Feb-06	3	11	55	2
Mar-06	9	10	63	3
Abr-06	1	10	72	3
May-06	3	10	65	2
Jun-06	3	12	62	2
Jul-06	4	9	57	3
Ago-06	913	6	56	8
Sep-06	6	9	51	12
Oct-06	6	11	62	5
Nov-06	6	11	36	6
Dic-06	4	5	46	5
Ene-07	1	8	48	3
Feb-07	2	3	58	2
Mar-07	6	6	59	3
Abr-07	6	12	63	2
May-07	4	7	83	15
Jun-07	6	10	69	9
Jul-07	8	12	61	5
Ago-07	5	12	76	6
Sep-07	3	11	59	10
Oct-07	5	6	61	10
Nov-07	6	6	55	6
Dic-07	7	2	523	9
Ene-08	7	9	65	7
Feb-08	6	6	57	8
Mar-08	6	4	61	8
Abr-08	8	880	8536	4627

Fuente: Secretaría de Energía. "Información del Mercado de Hidrocarburos/ Información Estadística / Pozos", Junio 2008; disponible en <http://energia3.mecon.gov.ar>. Página vigente al 15/07//2007.

ANEXO II - “Pozos Perforados”

POZOS TERMINADOS

Empresa: Todas
Provincia: Todas
Período: Jun-1999 al Jun-2008
DATOS PROVISORIOS

Fecha	Productivos de Petróleo	Productivos de Gas	Improductivos
Jun-99	35	11	3
Jul-99	38	9	5
Ago-99	35	6	3
Sep-99	47	5	8
Oct-99	57	4	3
Nov-99	45	3	5
Dic-99	48	0	2
Ene-00	50	2	6
Feb-00	54	13	5
Mar-00	59	9	5
Abr-00	58	7	8
May-00	54	9	4
Jun-00	62	9	7
Jul-00	66	12	8
Ago-00	77	10	8
Sep-00	58	10	8
Oct-00	92	3	8
Nov-00	84	5	7
Dic-00	77	6	10
Ene-01	77	18	6
Feb-01	83	8	6
Mar-01	98	7	7
Abr-01	92	13	3
May-01	106	9	5
Jun-01	79	10	5
Jul-01	87	7	4
Ago-01	100	12	10
Sep-01	111	11	9
Oct-01	106	2	8
Nov-01	118	4	9
Dic-01	103	2	7
Ene-02	94	7	7
Feb-02	76	2	1
Mar-02	86	1	3
Abr-02	75	4	3
May-02	72	4	0
Jun-02	66	4	2
Jul-02	69	3	4
Ago-02	72	2	1
Sep-02	72	1	4
Oct-02	84	2	5
Nov-02	70	1	5
Dic-02	104	20	12
Ene-03	95	4	1
Feb-03	80	4	4
Mar-03	94	2	4
Abr-03	101	3	0
May-03	95	8	3
Jun-03	89	10	3
Jul-03	101	11	4
Ago-03	97	2	4
Sep-03	99	3	3
Oct-03	86	4	3
Nov-03	77	2	3
Dic-03	83	2	5
Ene-04	81	2	6
Feb-04	68	8	6

Mar-04	94	12	2
Abr-04	68	16	3
May-04	96	8	3
Jun-04	82	8	3
Jul-04	88	13	3
Ago-04	91	7	4
Sep-04	90	8	2
Oct-04	98	15	3
Nov-04	86	4	5
Dic-04	86	6	5
Ene-05	77	10	4
Feb-05	82	15	5
Mar-05	76	18	5
Abr-05	83	12	4
May-05	82	16	4
Jun-05	74	16	5
Jul-05	101	14	5
Ago-05	91	12	2
Sep-05	82	10	2
Oct-05	72	14	6
Nov-05	81	11	4
Dic-05	94	8	2
Ene-06	86	11	3
Feb-06	97	5	3
Mar-06	89	4	5
Abr-06	96	10	5
May-06	104	9	5
Jun-06	89	8	2
Jul-06	94	8	9
Ago-06	93	12	5
Sep-06	84	5	5
Oct-06	91	16	9
Nov-06	56	12	1
Dic-06	63	10	2
Ene-07	80	12	3
Feb-07	91	8	2
Mar-07	100	15	2
Abr-07	103	12	2
May-07	108	11	5
Jun-07	106	12	1
Jul-07	89	12	1
Ago-07	121	12	2
Sep-07	101	10	5
Oct-07	89	7	4
Nov-07	96	16	1
Dic-07	100	8	4
Ene-08	100	14	3
Feb-08	98	8	3
Mar-08	110	8	3
Abr-08	99	6	2
Total	8949	886	466

Fuente: Secretaría de Energía. "Información del Mercado de Hidrocarburos/ Información Estadística / Pozos", Junio 2008; disponible en <http://energia3.mecon.gov.ar>. Página vigente al 15/07//2007.

ANEXO III - “Estado de Pozos”

Estado de Pozos

Empresa: Todas

Provincia: Todas

Periodo: Jun-1999 al Jun-2008

DATOS PROVISORIOS

Fecha	En Estudio	En Espera de Reparación	En Reparación	Productores de Agua	Sumideros	Pozos a abandonar	Pozos abandonados transitoriamente	Pozos abandonados permanentemente
Jun-99	2.465	411	6	108	44	3.182	1.191	5.687
Jul-99	3.417	283	87	107	47	3.084	811	6.021
Ago-99	3.397	362	6	125	43	3.011	1.164	5.593
Sep-99	3.369	375	3	161	46	3.145	1.976	5.192
Oct-99	3.387	369	10	174	46	3.155	1.111	5.969
Nov-99	3.371	316	7	165	50	3.049	872	6.252
Dic-99	3.471	330	11	165	49	3.924	818	7.623
Ene-00	1.435	235	5	146	49	3.056	339	5.521
Feb-00	3.003	304	7	87	48	3.087	818	5.310
Mar-00	689	224	7	21	27	2.474	317	4.628
Abr-00	700	218	8	90	32	2.521	395	4.938
May-00	671	201	13	94	22	2.529	395	4.932
Jun-00	662	209	8	94	34	2.577	422	5.159
Jul-00	658	198	20	91	34	2.541	421	5.079
Ago-00	652	230	9	100	31	2.597	261	5.175
Sep-00	649	158	8	97	27	2.537	298	5.193
Oct-00	745	164	13	91	41	2.300	296	5.291
Nov-00	3.009	250	14	175	42	2.562	783	5.891
Dic-00	3.363	292	16	235	66	4.050	870	8.130
Ene-01	860	159	20	174	46	2.641	282	5.715
Feb-01	815	150	21	136	39	2.672	303	5.589
Mar-01	3.267	278	18	171	61	3.117	765	6.611
Abr-01	3.355	288	16	161	64	3.152	1.290	6.370
May-01	3.246	270	12	200	81	2.996	1.262	6.207
Jun-01	3.321	279	18	223	66	2.939	1.264	6.340
Jul-01	3.399	294	22	207	63	3.051	796	6.919
Ago-01	3.419	294	21	217	66	3.198	802	7.195
Sep-01	3.497	290	20	208	64	3.135	800	7.208
Oct-01	3.485	278	22	200	56	2.975	798	6.994
Nov-01	3.445	271	20	195	61	2.853	849	5.886
Dic-01	3.535	273	20	209	73	3.076	903	7.392
Ene-02	3.550	277	9	200	67	10.087	821	7.156
Feb-02	3.540	298	14	216	66	3.001	822	7.336
Mar-02	3.535	295	14	215	66	3.152	839	7.546
Abr-02	3.534	312	14	220	61	2.997	816	7.446
May-02	3.623	318	12	216	71	2.967	875	7.439
Jun-02	3.573	329	15	215	71	3.175	830	7.562
Jul-02	3.594	315	20	231	66	2.980	787	7.495
Ago-02	3.585	310	27	238	162	2.741	789	6.004
Sep-02	3.525	327	19	232	68	2.795	793	7.479
Oct-02	3.788	312	16	220	69	2.925	816	7.533
Nov-02	3.536	313	18	221	77	3.040	792	7.672
Dic-02	3.407	325	15	210	60	2.732	796	7.159
Ene-03	3.633	328	11	230	74	2.804	781	7.719
Feb-03	3.464	293	19	232	75	2.988	750	7.775
Mar-03	3.459	293	6	231	83	2.776	787	7.775
Abr-03	3.680	289	16	233	88	2.779	794	7.738
May-03	3.403	297	23	221	89	2.841	772	7.786
Jun-03	3.859	295	13	246	92	2.802	737	7.686
Jul-03	3.509	302	17	236	94	2.687	873	7.823
Ago-03	3.432	303	22	242	93	2.791	731	7.814
Sep-03	3.507	309	10	235	90	2.803	741	7.767
Oct-03	3.511	305	11	241	96	2.823	729	7.803
Nov-03	3.220	293	9	259	99	2.653	733	7.727
Dic-03	3.420	242	11	249	103	2.786	775	7.986
Ene-04	3.691	244	5	246	102	2.538	754	7.874
Feb-04	2.951	257	8	245	107	2.954	264	8.173

Mar-04	3.365	252	14	247	101	2.742	867	7.831
Abr-04	3.402	275	13	247	100	2.750	802	7.884
May-04	3.375	278	11	247	107	2.779	1.093	8.313
Jun-04	3.436	272	16	229	84	2.836	1.147	8.312
Jul-04	3.210	272	15	229	88	2.695	763	8.324
Ago-04	3.443	281	8	237	86	2.836	1.082	8.358
Sep-04	3.512	281	8	236	77	2.811	1.099	8.566
Oct-04	3.517	277	8	236	81	2.839	1.095	8.527
Nov-04	3.558	277	10	236	80	2.856	1.082	8.574
Dic-04	4.040	285	14	237	85	2.501	1.088	8.791
Ene-05	4.135	283	15	235	84	2.451	1.102	8.794
Feb-05	4.151	291	16	238	104	2.429	1.103	8.782
Mar-05	3.895	294	29	230	101	2.383	1.100	8.415
Abr-05	3.877	296	12	240	102	2.300	1.074	8.146
May-05	3.880	297	17	232	104	2.342	765	8.090
Jun-05	4.141	333	10	238	93	2.513	1.137	9.092
Jul-05	4.098	331	15	238	87	2.487	1.103	9.106
Ago-05	4.026	348	20	240	91	2.513	1.106	9.099
Sep-05	4.078	336	37	232	110	2.471	1.157	8.957
Oct-05	4.136	352	17	239	97	2.630	1.318	8.863
Nov-05	4.107	352	13	239	108	2.583	1.001	8.367
Dic-05	4.188	370	17	240	105	2.532	1.304	8.739
Ene-06	4.124	380	17	215	103	2.403	1.391	8.729
Feb-06	3.953	484	42	247	104	2.408	1.089	9.074
Mar-06	4.027	513	16	242	105	2.487	1.097	9.315
Abr-06	4.069	519	24	242	108	2.492	1.076	9.190
May-06	4.117	495	21	220	114	2.243	1.185	9.202
Jun-06	4.094	490	24	236	116	2.580	1.231	9.502
Jul-06	4.087	551	24	224	115	2.282	1.231	8.972
Ago-06	4.099	513	16	226	130	2.601	2.343	8.705
Sep-06	4.135	509	27	219	146	2.382	2.146	8.474
Oct-06	4.174	513	27	222	180	2.431	1.041	9.616
Nov-06	3.990	493	20	220	168	2.119	1.026	8.728
Dic-06	4.260	510	16	226	174	2.248	1.079	9.650
Ene-07	4.053	519	19	226	163	2.163	781	9.361
Feb-07	3.646	526	23	226	168	1.881	803	8.501
Mar-07	3.920	552	26	224	176	2.143	791	9.418
Abr-07	4.036	540	26	226	176	2.133	854	9.499
May-07	4.022	540	27	228	179	2.145	1.203	9.864
Jun-07	4.076	555	27	244	184	2.118	1.169	9.927
Jul-07	4.076	563	25	236	179	2.116	1.153	9.953
Ago-07	4.094	546	26	245	180	2.165	1.155	10.044
Sep-07	4.212	555	19	240	177	2.087	1.161	10.073
Oct-07	4.146	557	34	216	207	2.083	1.147	10.082
Nov-07	4.196	562	22	215	206	2.113	1.136	10.123
Dic-07	4.155	563	25	238	191	2.127	1.195	10.327
Ene-08	4.120	578	23	240	194	2.394	1.187	10.649
Feb-08	4.252	566	23	218	193	2.375	1.165	10.748
Mar-08	4.089	558	23	170	176	2.330	810	10.500
Abr-08	4.115	561	20	175	178	2.341	806	10.539
Total	364.193	37.478	1.859	22.135	10.272	293.472	99.508	839.978

Fuente: Secretaría de Energía. "Información del Mercado de Hidrocarburos/ Información Estadística / Pozos", Junio 2008; disponible en <http://energia3.mecon.gov.ar>. Página vigente al 15/07//2007.

ANEXO IV - “Resumen de Pozos Terminados y Reparados por Provincia”

	Sta Cruz		Pampa		Rio Negro		NQN		MZA		Chubut	
	Pozos Terminado	Pozos Reparados										
1999		979	271	0		154		88		60		447
2000	134	1070	970	0	39	255	126	73	17	33	117	1223
2001	441	1439	1342	0	88	167	261	82	84	13	393	1391
2002	415	1707	1038	0	83	231	159	161	83	247	286	1302
2003	381	1297	1189	0	37	351	239	94	111	351	364	1361
2004	330	1112	1180	0	46	369	259	172	116	504	377	1012
2005	349	1221	1199	0	87	395	283	491	94	441	332	1133
2006	336	2845	1206	0	46	536	267	577	128	395	365	1576
2007	368	3390	1351	22	115	559	296	469	174	418	313	1660

Fuente: Elaboración propia basada en las estadísticas de pozo de la Secretaria de Energía de La Nación; disponible en <http://energia3.mecon.gov.ar>. Página vigente al 15/07//2007.

ANEXO V - "Historical Returns on Stock, Bonds and Bills United States

Annual Returns on Investments				Compounded Value of \$ 100		
Year	Stocks	T.Bills	T.Bonds	Stocks	T.Bills	T.Bonds
1997	31,86%	4,91%	9,94%	\$ 100.958,71	\$ 1.400,65	\$ 2.762,71
1998	28,34%	5,16%	14,92%	\$ 129.568,35	\$ 1.472,93	\$ 3.174,95
1999	20,89%	4,39%	-8,25%	\$ 156.629,15	\$ 1.537,59	\$ 2.912,88
2000	-9,03%	5,37%	16,66%	\$ 142.482,69	\$ 1.620,16	\$ 3.398,03
2001	-11,85%	5,73%	5,57%	\$ 125.598,83	\$ 1.712,99	\$ 3.587,37
2002	-21,98%	1,80%	15,12%	\$ 97.996,61	\$ 1.743,82	\$ 4.129,65
2003	28,41%	1,80%	0,38%	\$ 125.838,91	\$ 1.775,21	\$ 4.145,15
2004	10,70%	2,18%	4,49%	\$ 139.308,83	\$ 1.813,91	\$ 4.331,30
2005	4,85%	4,31%	2,87%	\$ 146.062,54	\$ 1.892,09	\$ 4.455,50
2006	15,63%	4,88%	1,96%	\$ 168.886,53	\$ 1.984,43	\$ 4.542,87
2007	5,48%	4,88%	10,21%	\$ 178.149,51	\$ 2.081,27	\$ 5.006,69
				Risk Premium		
Arithmetic Average					Stocks - T.Bills	Stocks - T.Bonds
1997-2007	9,39%	4,13%	6,71%		5,26%	2,68%
				Risk Premium		
Geometric Average					Stocks - T.Bills	Stocks - T.Bonds
1997-2007	7,98%	4,12%	6,47%		3,86%	1,51%

Fuente: Damodaran Online. "Historical Returns on Stocks, Bonds and Bill United States", Junio 2008; disponible en <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Página vigente al 15/07/2007.

ANEXO VI - “Risk Premiums for Other Markets”

Country	Long-Term Rating	Adj. Default Spread	Total Risk Premium	Country Risk Premium	Region
Albania	B1	350	10,04%	5,25%	Eastern Europe & Russia
Alderney (Channel Island)	Aaa	0	4,79%	0,00%	Financial Centers
Andorra	Aaa	0	4,79%	0,00%	
Argentina	B3	450	11,54%	6,75%	Central and South America
Armenia	Ba2	250	8,54%	3,75%	Eastern Europe & Russia
Australia	Aaa	0	4,79%	0,00%	Australia & New Zealand
Austria	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
Azerbaijan	Ba1	200	7,79%	3,00%	Eastern Europe & Russia
Bahamas	A1	70	5,84%	1,05%	Caribbean
Bahamas-Offshore	Aaa	0	4,79%	0,00%	Financial Centers
Bahrain	A2	80	5,99%	1,20%	Middle East
Bahrain-Offshore	Aa3	60	5,69%	0,90%	Financial Centers
Barbados	A3	85	6,07%	1,28%	Caribbean
Belarus	B1	350	10,04%	5,25%	Eastern Europe & Russia
Belgium	Aa1	35	5,32%	0,53%	Western Europe
Belize	Caa1	600	13,79%	9,00%	Central and South America
Bermuda	Aaa	0	4,79%	0,00%	Caribbean
Bolivia	B3	450	11,54%	6,75%	Central and South America
Bosnia & Herzegovina	B2	400	10,79%	6,00%	Eastern Europe & Russia
Botswana	A1	70	5,84%	1,05%	Africa
Brazil	Ba1	200	7,79%	3,00%	Central and South America
Bulgaria	Baa3	135	6,82%	2,03%	Eastern Europe & Russia
Cambodia	B2	400	10,79%	6,00%	Asia
Canada	Aaa	0	4,79%	0,00%	North America
Cayman Islands	Aa1	35	5,32%	0,53%	Caribbean
Cayman Islands	Aaa	0	4,79%	0,00%	Financial Centers
Chile	A1	70	5,84%	1,05%	Central and South America
China	A1	70	5,84%	1,05%	Asia
Colombia	Baa3	135	6,82%	2,03%	Central and South America
Costa Rica	Ba1	200	7,79%	3,00%	Central and South America
Croatia	Baa1	100	6,29%	1,50%	Eastern Europe & Russia
Cuba	Caa1	600	13,79%	9,00%	Caribbean
Cyprus	A1	70	5,84%	1,05%	Western Europe
Czech Republic	A1	70	5,84%	1,05%	Eastern Europe & Russia
Denmark	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
Dominican Republic	B2	400	10,79%	6,00%	Caribbean
Ecuador	B3	450	11,54%	6,75%	Central and South America
Egypt	Baa3	135	6,82%	2,03%	Africa
El Salvador	Baa2	115	6,52%	1,73%	Central and South America
Estonia	A1	70	5,84%	1,05%	Eastern Europe & Russia
Eurozone	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
Fiji Islands	Ba2	250	8,54%	3,75%	Asia
Finland	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
France	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
Germany	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
Greece	A1	70	5,84%	1,05%	Western Europe
Guatemala	Ba1	200	7,79%	3,00%	Central and South America
Guernsey (Channel Island)	Aaa	0	4,79%	0,00%	Financial Centers
Honduras	B2	400	10,79%	6,00%	Central and South America
Hong Kong	Aa2	50	5,54%	0,75%	Asia
Hungary	A2	80	5,99%	1,20%	Eastern Europe & Russia
Iceland	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
India	Ba2	250	8,54%	3,75%	Asia
Indonesia	Ba3	300	9,29%	4,50%	Asia
Ireland	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
Isle of Man	Aaa	0	4,79%	0,00%	Financial Centers
Israel	A2	80	5,99%	1,20%	Middle East
Italy	Aa2	50	5,54%	0,75%	Western Europe
Jamaica	Ba2	250	8,54%	3,75%	Caribbean
Japan	A1	70	5,84%	1,05%	Asia
Jersey (Channel Island)	Aaa	0	4,79%	0,00%	Financial Centers
Jordan	Baa3	135	6,82%	2,03%	Middle East
Kazakhstan	Baa1	100	6,29%	1,50%	Eastern Europe & Russia
Korea	A2	80	5,99%	1,20%	Asia
Kuwait	Aa2	50	5,54%	0,75%	Middle East
Latvia	A2	80	5,99%	1,20%	Eastern Europe & Russia
Lebanon	B3	450	11,54%	6,75%	Middle East
Liechtenstein	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
Lithuania	A2	80	5,99%	1,20%	Eastern Europe & Russia
Luxembourg	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe
Macao	Aa3	60	5,69%	0,90%	Asia
Malaysia	A3	85	6,07%	1,28%	Asia
Malta	A2	80	5,99%	1,20%	Western Europe
Mauritius	Baa2	115	6,52%	1,73%	Africa
Mexico	Baa1	100	6,29%	1,50%	North America
Moldova	Caa1	600	13,79%	9,00%	Eastern Europe & Russia
Monaco	Aaa	0	4,79%	0,00%	Western Europe

Fuente: Damodaran Online. “Risk Premiums for Other Markets”, Junio 2008; disponible en <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.
Página vigente al 15/07//2007.

ANEXO VII - "Total Beta by Industry Sector"

Industry Name	Number of Firms	Average Beta	Market D/E Ratio	Tax Rate	Unlevered Beta	Cash/Firm Value	Unlevered Beta corrected for cash
Advertising	40	1,60	40,78%	14,93%	1,19	9,82%	1,32
Aerospace/Defense	69	1,19	16,18%	21,13%	1,06	5,20%	1,12
Air Transport	49	1,40	48,14%	17,38%	1,00	13,46%	1,15
Apparel	57	0,87	19,85%	25,25%	0,76	6,50%	0,81
Auto & Truck	28	1,54	98,16%	22,92%	0,88	11,96%	1,00
Auto Parts	56	1,45	46,73%	17,75%	1,05	10,38%	1,17
Bank	504	0,63	42,17%	27,88%	0,48	6,76%	0,52
Bank (Canadian)	8	0,67	5,91%	19,07%	0,64	2,87%	0,66
Bank (Midwest)	38	0,85	39,81%	27,80%	0,66	7,39%	0,72
Beverage	44	0,89	11,48%	16,73%	0,81	1,91%	0,82
Biotechnology	103	1,51	9,09%	4,11%	1,38	9,73%	1,53
Building Materials	49	1,07	29,48%	23,79%	0,87	4,97%	0,92
Cable TV	23	1,56	59,85%	20,04%	1,06	3,83%	1,10
Canadian Energy	13	0,80	16,68%	27,13%	0,71	1,14%	0,72
Chemical (Basic)	19	1,52	15,59%	16,97%	1,35	2,91%	1,39
Chemical (Diversified)	37	1,16	13,80%	26,20%	1,05	4,31%	1,10
Chemical (Specialty)	90	1,06	17,92%	19,01%	0,93	5,01%	0,98
Coal	18	1,71	14,12%	10,36%	1,52	1,67%	1,55
Computer Software/Svcs	376	1,56	3,44%	10,75%	1,51	8,68%	1,66
Computers/Peripherals	144	1,86	5,77%	8,41%	1,77	10,02%	1,97
Diversified Co.	107	1,03	15,96%	19,54%	0,92	4,98%	0,96
Drug	368	1,78	7,79%	5,95%	1,66	8,65%	1,82
E-Commerce	56	2,08	3,36%	15,82%	2,02	11,84%	2,29
Educational Services	39	1,27	1,35%	20,74%	1,26	6,25%	1,34
Electric Util. (Central)	25	0,93	72,72%	26,66%	0,61	1,80%	0,62
Electric Utility (East)	27	0,84	46,30%	29,51%	0,63	1,37%	0,64
Electric Utility (West)	17	0,88	60,31%	31,69%	0,62	2,91%	0,64
Electrical Equipment	86	1,35	80,88%	14,92%	0,80	8,50%	0,87
Electronics	179	1,32	14,17%	13,25%	1,17	11,42%	1,32
Entertainment	93	1,53	37,17%	15,50%	1,17	5,13%	1,23
Entertainment Tech	38	2,06	2,79%	9,03%	2,01	14,76%	2,35
Environmental	89	1,00	45,33%	11,44%	0,71	1,93%	0,73
Financial Svcs. (Div.)	294	1,14	193,48%	17,36%	0,44	9,30%	0,48
Food Processing	123	0,77	18,03%	19,34%	0,67	2,23%	0,69
Food Wholesalers	19	0,79	48,30%	31,85%	0,60	4,76%	0,63
Foreign Electronics	10	1,08	20,91%	33,95%	0,95	16,87%	1,15
Furn/Home Furnishings	39	1,10	31,44%	23,96%	0,89	5,74%	0,94
Grocery	15	0,99	30,21%	28,20%	0,81	2,08%	0,83
Healthcare Information	38	0,91	12,70%	14,55%	0,82	9,01%	0,90
Heavy Construction	12	1,25	3,60%	29,84%	1,21	8,60%	1,33
Home Appliance	11	0,95	21,66%	15,98%	0,81	4,63%	0,85
Homebuilding	36	1,64	128,82%	23,61%	0,83	9,41%	0,92
Hotel/Gaming	75	1,25	35,53%	12,97%	0,96	2,80%	0,99
Household Products	28	0,89	17,13%	29,49%	0,80	2,34%	0,82
Human Resources	35	1,38	7,51%	23,43%	1,30	13,63%	1,51
Industrial Services	196	1,22	23,79%	16,12%	1,02	6,33%	1,09
Information Services	38	1,05	10,06%	19,94%	0,97	3,80%	1,01
Insurance (Life)	40	0,94	8,38%	27,97%	0,89	9,72%	0,99
Insurance (Prop/Cas.)	87	0,89	1,21%	19,80%	0,88	1,49%	0,90
Internet	266	1,97	1,83%	6,76%	1,94	7,36%	2,09
Investment Co.	18	0,71	0,54%	0,00%	0,71	1,04%	0,71
Investment Co. (Foreign)	15	1,31	0,00%	2,20%	1,31	4,08%	1,36
Machinery	126	1,19	23,74%	22,70%	1,01	3,56%	1,04
Manuf. Housing/RV	18	1,92	14,24%	16,88%	1,71	12,70%	1,96
Maritime	52	0,87	50,70%	5,49%	0,59	3,98%	0,62
Medical Services	178	1,10	19,18%	16,18%	0,95	8,79%	1,04
Medical Supplies	274	1,43	8,04%	11,47%	1,34	4,20%	1,40
Metal Fabricating	37	1,19	10,16%	18,27%	1,10	3,96%	1,14
Metals & Mining (Div.)	78	1,05	6,57%	7,73%	0,99	2,30%	1,02
Natural Gas (Div.)	31	0,93	30,04%	22,37%	0,75	1,72%	0,77
Natural Gas Utility	26	0,78	66,33%	25,92%	0,52	2,14%	0,53
Newspaper	18	1,21	50,03%	22,27%	0,87	2,06%	0,89
Office Equip/Supplies	25	1,13	32,20%	27,71%	0,92	7,23%	0,99
Oil/Gas Distribution	15	0,72	39,45%	5,20%	0,52	2,50%	0,53
Oilfield Svcs/Equip.	113	1,10	11,25%	20,11%	1,01	3,51%	1,05
Packaging & Container	35	1,12	52,48%	21,03%	0,79	3,16%	0,82
Paper/Forest Products	39	0,93	40,85%	14,27%	0,69	5,64%	0,73
Petroleum (Integrated)	26	1,02	7,96%	32,20%	0,97	3,83%	1,01
Petroleum (Producing)	186	1,00	19,09%	14,95%	0,86	1,27%	0,87

Fuente: Damodaran Online. "Total Beta By Industry Sector", Junio 2008; disponible en <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.
Página vigente al 15/07/2007.

ANEXO VIII - “Riesgo del Mercado Servicio Convencional”

H&P				
Date	Close	Volume	Adj Close	Variación
02/01/2002	30,4	783300	10,54	0,91
04/02/2002	33,74	804300	11,73	1,11
01/03/2002	40,09	1026100	13,94	1,19
01/04/2002	41,21	679700	14,33	1,03
01/05/2002	38,2	619600	13,31	0,93
03/06/2002	35,72	667300	12,44	0,94
01/07/2002	33,17	803500	11,56	0,93
01/08/2002	36,46	655500	12,73	1,10
03/09/2002	34,23	815700	11,95	0,94
01/10/2002	28,31	883100	13,51	0,83
01/11/2002	27,32	681500	13,07	0,97
02/12/2002	27,91	513300	13,36	1,02
02/01/2003	24,99	926500	11,96	0,90
03/02/2003	27,5	801000	13,2	1,10
03/03/2003	25,62	565100	12,3	0,93
01/04/2003	25,73	529100	12,35	1,00
01/05/2003	30,88	576800	14,86	1,20
02/06/2003	29,2	672200	14,06	0,95
01/07/2003	26,75	799500	12,88	0,92
01/08/2003	29,25	636100	14,12	1,09
02/09/2003	26,14	602600	12,62	0,89
01/10/2003	26,51	730000	12,8	1,01
03/11/2003	24,1	827800	11,67	0,91
01/12/2003	27,93	838700	13,52	1,16
02/01/2004	29,02	921500	14,05	1,04
02/02/2004	29,72	822200	14,43	1,02
01/03/2004	28,65	637900	13,91	0,96
01/04/2004	26,99	709600	13,1	0,94
03/05/2004	24,95	795400	12,15	0,92
01/06/2004	26,15	898700	12,74	1,05
01/07/2004	25,32	765500	12,33	0,97
02/08/2004	25,86	813700	12,64	1,02
01/09/2004	28,69	629200	14,02	1,11
01/10/2004	28,55	818400	13,95	1,00
01/11/2004	32,63	988300	15,99	1,14
01/12/2004	34,04	704700	16,69	1,04
03/01/2005	37,9	1057000	18,58	1,11
01/02/2005	40,04	1133500	19,67	1,06
01/03/2005	39,69	1202200	19,5	0,99
01/04/2005	38,44	1172900	18,88	0,97
02/05/2005	41,47	1165200	20,41	1,08
01/06/2005	46,92	1221600	23,09	1,13
01/07/2005	57,12	1185000	28,11	1,22
01/08/2005	59,42	1395900	29,29	1,04
01/09/2005	60,39	993700	29,76	1,02
03/10/2005	55,4	1443800	27,3	0,92
01/11/2005	58,02	1249400	28,64	1,05
01/12/2005	61,91	902400	30,56	1,07
03/01/2006	78,36	1475100	38,68	1,27
01/02/2006	65,77	1965900	32,5	0,84
01/03/2006	69,82	1712400	34,5	1,06
03/04/2006	72,74	1417800	35,95	1,04
01/05/2006	65,76	2010100	32,53	0,90
01/06/2006	60,26	1864500	29,81	0,92
03/07/2006	27,68	1599000	27,39	0,46
01/08/2006	24,53	1232600	24,31	0,89
01/09/2006	23,03	1641000	22,83	0,94
02/10/2006	23,95	1723900	23,74	1,04
01/11/2006	26,57	1581400	26,38	1,11
01/12/2006	24,47	1199100	24,3	0,92
03/01/2007	26,83	1851500	26,64	1,10
01/02/2007	27,14	1674500	26,99	1,01
01/03/2007	30,34	1457100	30,18	1,12
02/04/2007	32,29	1302200	32,12	1,06
01/05/2007	33,89	1313600	33,76	1,05
01/06/2007	35,42	870200	35,28	1,05
02/07/2007	32,37	1057200	32,24	0,91
01/08/2007	31,49	1648800	31,41	0,97
04/09/2007	32,83	973100	32,75	1,04
01/10/2007	31,62	898600	31,54	0,96
01/11/2007	34,55	1410600	34,51	1,09
03/12/2007	40,07	1114400	40,03	1,16

PRIDE				
Date	Close	Volume	Adj Close	Variación
02/01/2002	13,05	1028200	13,05	0,86
04/02/2002	12,88	1379500	12,88	0,99
01/03/2002	15,9	2109100	15,9	1,23
01/04/2002	18,59	1898900	18,59	1,17
01/05/2002	19,4	1406900	19,4	1,04
03/06/2002	15,66	1623000	15,66	0,81
01/07/2002	13,45	1448800	13,45	0,86
01/08/2002	13,38	1205400	13,38	0,99
03/09/2002	13	1099300	13	0,97
01/10/2002	13,88	1334000	13,88	1,07
01/11/2002	13,98	1004100	13,98	1,01
02/12/2002	14,9	1065100	14,9	1,07
02/01/2003	14	1120200	14	0,94
03/02/2003	14,5	1188800	14,5	1,04
03/03/2003	13,49	1030100	13,49	0,93
01/04/2003	15,52	2164200	15,52	1,15
01/05/2003	19,03	1982200	19,03	1,23
02/06/2003	18,82	1927400	18,82	0,99
01/07/2003	16,48	1704500	16,48	0,88
01/08/2003	17,09	1405900	17,09	1,04
02/09/2003	16,95	1539900	16,95	0,99
01/10/2003	16,38	960600	16,38	0,97
03/11/2003	15,95	1001300	15,95	0,97
01/12/2003	18,64	941000	18,64	1,17
02/01/2004	18,85	1117300	18,85	1,01
02/02/2004	17,14	2338400	17,14	0,91
01/03/2004	17,06	2420000	17,06	1,00
01/04/2004	16,87	1192300	16,87	0,99
03/05/2004	15,72	1497200	15,72	0,93
01/06/2004	17,11	999500	17,11	1,09
01/07/2004	18	959700	18	1,05
02/08/2004	18,36	1144400	18,36	1,02
01/09/2004	19,79	1658900	19,79	1,08
01/10/2004	18,48	2035400	18,48	0,93
01/11/2004	19,56	1552300	19,56	1,06
01/12/2004	20,54	1552400	20,54	1,05
03/01/2005	23,39	2447200	23,39	1,14
01/02/2005	24,62	1692200	24,62	1,05
01/03/2005	24,84	1981500	24,84	1,01
01/04/2005	22,3	1957200	22,3	0,90
02/05/2005	22,55	2015300	22,55	1,01
01/06/2005	25,7	2043000	25,7	1,14
01/07/2005	26,02	1858100	26,02	1,01
01/08/2005	25,3	1704300	25,3	0,97
01/09/2005	28,51	2371100	28,51	1,13
03/10/2005	28,07	2544600	28,07	0,98
01/11/2005	29,79	1935200	29,79	1,06
01/12/2005	30,75	1447000	30,75	1,03
03/01/2006	35,31	1771900	35,31	1,15
01/02/2006	30,97	1807300	30,97	0,88
01/03/2006	31,18	2538300	31,18	1,01
03/04/2006	34,89	2436300	34,89	1,12
01/05/2006	32,35	3185200	32,35	0,93
01/06/2006	31,23	2572400	31,23	0,97
03/07/2006	29,87	1834800	29,87	0,96
01/08/2006	25,93	2027600	25,93	0,87
01/09/2006	27,42	3094200	27,42	1,06
02/10/2006	27,61	2999500	27,61	1,01
01/11/2006	32,29	2764700	32,29	1,17
01/12/2006	30,01	2087900	30,01	0,93
03/01/2007	28,81	2756000	28,81	0,96
01/02/2007	28,8	2559700	28,8	1,00
01/03/2007	30,1	4179700	30,1	1,05
02/04/2007	32,81	3490900	32,81	1,09
01/05/2007	36,01	3267800	36,01	1,10
01/06/2007	37,46	2724800	37,46	1,04
02/07/2007	35,05	2835900	35,05	0,94
01/08/2007	35,17	2754100	35,17	1,00
04/09/2007	36,55	2171200	36,55	1,04
01/10/2007	36,9	2226300	36,9	1,01
01/11/2007	32,97	2609000	32,97	0,89
03/12/2007	33,9	2669400	33,9	1,03

KEY				
Date	Close	Volume	Adj Close	Variación
02/01/2002	8.63	983900	8.63	0.94
04/02/2002	9.18	666100	9.18	1.06
01/03/2002	10.72	701900	10.72	1.17
01/04/2002	12.15	538600	12.15	1.13
01/05/2002	11	546000	11	0.91
03/06/2002	10.5	538500	10.5	0.95
01/07/2002	8.04	635100	8.04	0.77
01/08/2002	8.2	512700	8.2	1.02
03/09/2002	7.88	507400	7.88	0.96
01/10/2002	8.93	547200	8.93	1.13
01/11/2002	9	476100	9	1.01
02/12/2002	8.97	525400	8.97	1.00
02/01/2003	9.26	822600	9.26	1.03
03/02/2003	10.5	1267100	10.5	1.13
03/03/2003	10.08	785100	10.08	0.96
01/04/2003	10.07	681900	10.07	1.00
01/05/2003	11.88	972100	11.88	1.18
02/06/2003	10.72	1103700	10.72	0.90
01/07/2003	9.31	863900	9.31	0.87
01/08/2003	10.36	759900	10.36	1.11
02/09/2003	9.65	537300	9.65	0.93
01/10/2003	8.73	958600	8.73	0.90
03/11/2003	9.11	1066600	9.11	1.04
01/12/2003	10.31	756300	10.31	1.13
02/01/2004	11.18	1103000	11.18	1.08
02/02/2004	13.52	1308500	13.52	1.21
01/03/2004	11	1543800	11	0.81
01/04/2004	10.66	976600	10.66	0.97
03/05/2004	9.68	960700	9.68	0.91
01/06/2004	9.44	2259300	9.44	0.98
01/07/2004	10.08	793000	10.08	1.07
02/08/2004	10.09	855700	10.09	1.00
01/09/2004	11.05	680300	11.05	1.10
01/10/2004	11.5	950500	11.5	1.04
01/11/2004	12.52	1069300	12.52	1.09
01/12/2004	11.8	765800	11.8	0.94
03/01/2005	12.41	1026300	12.41	1.05
01/02/2005	13.82	841200	13.82	1.11
01/03/2005	11.47	2203900	11.47	0.83
01/04/2005	11.25	2244000	11.25	0.98
02/05/2005	11.05	1496900	11.05	0.98
01/06/2005	12.1	671900	12.1	1.10
01/07/2005	13.1	583000	13.1	1.08
01/08/2005	14.25	807500	14.25	1.09
01/09/2005	14.75	869100	14.75	1.04
03/10/2005	13.5	1649900	13.5	0.92
01/11/2005	14.1	702900	14.1	1.04
01/12/2005	13.47	760500	13.47	0.96
03/01/2006	15.8	767800	15.8	1.17
01/02/2006	14.95	1078600	14.95	0.95
01/03/2006	15.25	1081500	15.25	1.02
03/04/2006	17.09	958600	17.09	1.12
01/05/2006	16.85	1097100	16.85	0.99
01/06/2006	15.25	956300	15.25	0.91
03/07/2006	14.75	648500	14.75	0.97
01/08/2006	15	712700	15	1.02
01/09/2006	13.6	822900	13.6	0.91
02/10/2006	14	847000	14	1.03
01/11/2006	15.4	734700	15.4	1.10
01/12/2006	15.65	675100	15.65	1.02
03/01/2007	16.45	676700	16.45	1.05
01/02/2007	16.5	677700	16.5	1.00
01/03/2007	16.35	659500	16.35	0.99
02/04/2007	18.65	796800	18.65	1.14
01/05/2007	18.55	962600	18.55	0.99
01/06/2007	18.53	1065300	18.53	1.00
02/07/2007	15.25	1607700	15.25	0.82
01/08/2007	14.8	1217600	14.8	0.97
04/09/2007	17	821300	17	1.15
01/10/2007	13.73	1307000	13.73	0.81
01/11/2007	13.4	774500	13.4	0.98
03/12/2007	14.39	1223600	14.39	1.07

Resultado de Acciones Enero 2002- Diciembre 2007

	H&P	PRIDE	KEY	Promedio
Promedio	4,48%	14,05%	4,09%	7,54%
Desvio	38,79%	30,26%	33,81%	34,28%

Fuente:

ANEXO IX - “Riesgo del Mercado Servicio O&M”

Date	SLB			
	Close	Volume	Adj Close	Variación
02/01/2002	56,39	6376200	26,15	1,026
01/02/2002	58,21	6792200	27,08	1,032
01/03/2002	58,82	7056000	27,36	1,010
01/04/2002	54,75	6893200	25,47	0,931
01/05/2002	51,64	6074400	24,02	0,943
03/06/2002	46,5	6796700	21,71	0,900
01/07/2002	42,92	7023700	20,04	0,923
01/08/2002	43,21	6717000	20,26	1,007
03/09/2002	38,46	6084800	18,04	0,890
01/10/2002	40,11	7694600	18,81	1,043
01/11/2002	44,25	6046600	20,75	1,103
02/12/2002	42,09	5539100	19,82	0,951
02/01/2003	37,7	7665900	17,75	0,896
03/02/2003	41,61	7709200	19,69	1,104
03/03/2003	38,01	7172400	17,99	0,913
01/04/2003	41,93	6830300	19,84	1,103
01/05/2003	48,62	6760800	23,01	1,160
02/06/2003	47,57	7374300	22,6	0,978
01/07/2003	45,07	7061800	21,41	0,947
01/08/2003	49,51	5923900	23,61	1,099
02/09/2003	48,4	7111800	23,08	0,978
01/10/2003	46,97	7063400	22,4	0,970
03/11/2003	46,92	4718000	22,38	0,999
01/12/2003	54,72	6846400	26,19	1,166
02/01/2004	61,18	10023500	29,28	1,118
02/02/2004	64,49	7114700	30,96	1,054
01/03/2004	63,85	8955200	30,65	0,990
01/04/2004	58,53	7764000	28,1	0,917
03/05/2004	57,17	8042100	27,54	0,977
01/06/2004	63,51	7047300	30,59	1,111
01/07/2004	64,32	6914300	30,98	1,013
02/08/2004	61,8	7455200	29,86	0,961
01/09/2004	67,31	7327100	32,52	1,089
01/10/2004	62,94	9054100	30,41	0,935
01/11/2004	65,63	8359600	31,71	1,043
01/12/2004	66,95	7965400	32,44	1,020
03/01/2005	68,04	10518700	32,97	1,016
01/02/2005	75,45	9536400	36,66	1,109
01/03/2005	70,48	10387400	34,24	0,934
01/04/2005	68,41	9205100	33,24	0,971
02/05/2005	68,37	9158500	33,22	0,999
01/06/2005	75,94	8178400	37,01	1,111
01/07/2005	83,74	9234100	40,81	1,103
01/08/2005	86,23	8764900	42,02	1,030
01/09/2005	84,38	8694100	41,22	0,979
03/10/2005	90,77	14927200	44,34	1,076
01/11/2005	95,73	12301600	46,76	1,055
01/12/2005	97,15	8411800	47,56	1,015
03/01/2006	127,45	15329200	62,39	1,312
01/02/2006	115	14490000	56,42	0,902
01/03/2006	126,57	11431200	62,09	1,101
03/04/2006	69,14	10989100	67,84	0,546
01/05/2006	65,57	9792700	64,33	0,948
01/06/2006	65,11	11372200	64	0,993
03/07/2006	66,85	9818900	65,71	1,027
01/08/2006	61,3	6716300	60,26	0,917
01/09/2006	62,03	12361000	61,1	1,012
02/10/2006	63,08	11916700	62,13	1,017
01/11/2006	68,48	9071500	67,45	1,086
01/12/2006	63,16	7804400	62,33	0,922
03/01/2007	63,49	13312600	62,65	1,005
01/02/2007	62,8	9136800	62,14	0,989
01/03/2007	69,1	9767300	68,38	1,100
02/04/2007	73,83	10250500	73,06	1,068
01/05/2007	77,87	8594000	77,05	1,055
01/06/2007	84,94	12399200	84,24	1,091
02/07/2007	94,72	10186400	93,94	1,115
01/08/2007	96,5	10215500	95,88	1,019
04/09/2007	105	9019700	104,32	1,088
01/10/2007	96,57	11616800	95,95	0,920
01/11/2007	93,45	9380500	92,85	0,968
03/12/2007	98,37	7260100	97,92	1,053

Baker				
Date	Close	Volume	Adj Close	Variación
02/01/2002	35,2	2488900	32,87	0,96517686
04/02/2002	35,31	2684800	33,08	1,003125
01/03/2002	38,25	2595100	35,84	1,08326253
01/04/2002	37,68	2734200	35,3	0,98509804
01/05/2002	36,65	2188600	34,44	0,97266454
03/06/2002	33,29	2358800	31,28	0,90832196
01/07/2002	26,8	2826100	25,18	0,80504656
01/08/2002	27,5	2843300	25,95	1,0261194
03/09/2002	29,03	2457500	27,4	1,05563636
01/10/2002	29,05	2630300	27,52	1,00068894
01/11/2002	32,74	1724500	31,02	1,12702238
02/12/2002	32,19	1745100	30,5	0,98320098
02/01/2003	30,26	2250500	28,67	0,94004349
03/02/2003	31,02	2528000	29,5	1,02511566
03/03/2003	29,93	2387100	28,46	0,96486138
01/04/2003	28	2532900	26,62	0,9355162
01/05/2003	33,05	2497200	31,56	1,18035714
02/06/2003	33,57	2554700	32,05	1,01573374
01/07/2003	31,41	2319500	30,1	0,93565684
01/08/2003	33,46	1940800	32,07	1,06526584
02/09/2003	29,59	2696100	28,36	0,88433951
01/10/2003	28,26	2854600	27,2	0,95505238
03/11/2003	28,86	2316900	27,78	1,02123142
01/12/2003	32,16	2151200	30,95	1,11434511
02/01/2004	35,08	2643200	33,76	1,09079602
02/02/2004	37,62	2776200	36,32	1,07240593
01/03/2004	36,48	2478300	35,22	0,96969697
01/04/2004	36,68	2337500	35,42	1,00548246
03/05/2004	34,03	2529100	32,96	0,92775354
01/06/2004	37,65	2422700	36,47	1,10637673
01/07/2004	40,3	2367600	39,03	1,07038513
02/08/2004	39,33	2267400	38,2	0,97593052
01/09/2004	43,72	2362500	42,47	1,11161963
01/10/2004	42,83	2706400	41,6	0,97964318
01/11/2004	44,33	2848800	43,18	1,03502218
01/12/2004	42,67	2513900	41,56	0,96255358
03/01/2005	43,3	2733700	42,17	1,01476447
01/02/2005	47,28	2666800	46,17	1,09191686
01/03/2005	44,49	3405300	43,44	0,94098985
01/04/2005	44,12	3899800	43,08	0,99168352
02/05/2005	46,19	3159500	45,22	1,0469175
01/06/2005	51,16	2718300	50,09	1,10759905
01/07/2005	56,54	2923400	55,35	1,10516028
01/08/2005	58,75	2708500	57,63	1,03908737
01/09/2005	59,68	3008300	58,54	1,01582979
03/10/2005	54,96	4060300	53,91	0,92091153
01/11/2005	57,35	3793900	56,39	1,04348617
01/12/2005	60,78	2984400	59,76	1,0598082
03/01/2006	77,44	4195300	76,14	1,27410332
01/02/2006	67,95	4673500	66,92	0,87745351
01/03/2006	68,4	3282400	67,37	1,00662252
03/04/2006	80,83	4075300	79,61	1,18172515
01/05/2006	86,3	4984900	85,13	1,06767289
01/06/2006	81,85	4743300	80,74	0,94843569
03/07/2006	79,95	4546900	78,86	0,97678681
01/08/2006	71,18	3574300	70,33	0,89030644
01/09/2006	68,2	6131900	67,38	0,95813431
02/10/2006	69,05	5377500	68,22	1,01246334
01/11/2006	73,43	4622200	72,69	1,0634323
01/12/2006	74,66	3962800	73,91	1,01675065
03/01/2007	69,03	6025500	68,33	0,92459148
01/02/2007	65,11	6882600	64,57	0,9432131
01/03/2007	66,13	5318300	65,59	1,0156658
02/04/2007	80,39	5246000	79,73	1,21563587
01/05/2007	82,48	4400100	81,93	1,02599826
01/06/2007	84,13	4781000	83,57	1,02000485
02/07/2007	79,05	5380900	78,52	0,93961726
01/08/2007	83,86	5179700	83,44	1,06084756
04/09/2007	90,37	3689600	89,92	1,07762938
01/10/2007	86,72	4723100	86,28	0,95961049
01/11/2007	80,27	4418900	79,99	0,92562269
03/12/2007	81,1	2956500	80,81	1,0103401

HLL				
Date	Close	Volume	Adj Close	Variación
02/01/2002	13,75	31921300	6,22	1,04961832
04/02/2002	16,5	14956000	7,52	1,2
01/03/2002	17,07	10970900	7,78	1,03454545
01/04/2002	16,99	7257700	7,75	0,99531342
01/05/2002	18,55	9521300	8,46	1,09181872
03/06/2002	15,94	6434900	7,32	0,85929919
01/07/2002	13,2	9982700	6,06	0,8281054
01/08/2002	15,2	5367000	6,98	1,15151515
03/09/2002	12,91	4747600	5,98	0,84934211
01/10/2002	16,18	6909400	7,49	1,25329202
01/11/2002	21,37	10863000	9,96	1,32076638
02/12/2002	18,71	12234700	8,72	0,87552644
02/01/2003	18,76	8397000	8,74	1,00267237
03/02/2003	20,26	7117200	9,44	1,07995736
03/03/2003	20,73	10115600	9,72	1,02319842
01/04/2003	21,41	6833200	10,04	1,0328027
01/05/2003	23,87	8226000	11,19	1,11489958
02/06/2003	23	12204800	10,84	0,96355258
01/07/2003	22,17	11123000	10,45	0,96391304
01/08/2003	24,18	6703300	11,4	1,09066306
02/09/2003	24,25	6838600	11,49	1,00289495
01/10/2003	23,88	8219700	11,31	0,98474227
03/11/2003	23,35	5111300	11,12	0,9778057
01/12/2003	26	7885600	12,38	1,11349036
02/01/2004	30,15	9631300	14,36	1,15961538
02/02/2004	31,96	7865000	15,22	1,06003317
01/03/2004	30,39	11375600	14,53	0,9508761
01/04/2004	29,8	7428000	14,25	0,98058572
03/05/2004	29,04	7713100	13,89	0,97449664
01/06/2004	30,26	7377200	14,53	1,04201102
01/07/2004	31,75	6047200	15,25	1,04923992
02/08/2004	29,17	7937500	14,07	0,91874016
01/09/2004	33,69	8203400	16,25	1,15495372
01/10/2004	37,04	10935100	17,87	1,09943603
01/11/2004	41,35	9825300	20,01	1,11636069
01/12/2004	39,24	7666700	18,98	0,94897219
03/01/2005	41,13	15616500	19,9	1,04816514
01/02/2005	43,97	9682800	21,27	1,06904936
01/03/2005	43,25	14313500	20,98	0,9836252
01/04/2005	41,59	13660300	20,18	0,9616185
02/05/2005	42,74	9165500	20,8	1,02765088
01/06/2005	47,82	9398400	23,27	1,11885821
01/07/2005	56,05	13407300	27,27	1,17210372
01/08/2005	62	12384200	30,23	1,10615522
01/09/2005	68,52	13638300	33,41	1,10516129
03/10/2005	59,1	18191500	28,82	0,86252189
01/11/2005	63,65	15889300	31,1	1,07698816
01/12/2005	61,96	10400400	30,27	0,97344855
03/01/2006	79,62	18784400	38,9	1,2850226
01/02/2006	68	19408800	33,3	0,85405677
01/03/2006	73,02	12899800	35,75	1,07382353
03/04/2006	78,15	15543000	38,27	1,07025472
01/05/2006	74,59	16672600	36,6	0,95444658
01/06/2006	74,21	18886400	36,41	0,99490548
03/07/2006	33,36	17769100	32,74	0,4495351
01/08/2006	32,62	11161300	32,08	0,97781775
01/09/2006	28,45	16711200	27,98	0,87216432
02/10/2006	32,35	18419800	31,82	1,1370826
01/11/2006	33,74	15079000	33,26	1,04296754
01/12/2006	31,05	12026800	30,61	0,92027267
03/01/2007	29,54	22471000	29,12	0,95136876
01/02/2007	30,92	17069200	30,55	1,04671632
01/03/2007	31,74	30136100	31,36	1,02652005
02/04/2007	31,77	24793400	31,39	1,00094518
01/05/2007	35,95	20971400	35,61	1,13157066
01/06/2007	34,5	16623400	34,17	0,9596662
02/07/2007	36,02	16651900	35,68	1,04405797
01/08/2007	34,59	20112900	34,36	0,96029983
04/09/2007	38,4	11979800	38,14	1,11014744
01/10/2007	39,42	13829200	39,15	1,0265625
01/11/2007	36,61	13296800	36,46	0,92871639
03/12/2007	37,91	9205400	37,75	1,03550942

Resultado de Acciones Enero 2002- Diciembre 2007

	SLB	Baker	HLL	Promedio
Promedio	2,27%	7,21%	-0,17%	3,10%
Desvio	36,02%	35,91%	44,86%	38,93%

Fuente:

Calificación	Salario Bruto	Cantidad de Personal Propio	Cantidad de Personal Sub-contratado
	ARS/mes		
Gerente Gral	29.167	0	0
Gerente de Adm y Finanzas	20.833	0	0
Gerente de MASC	20.833	0	0
Jefe de RRHH	16.667	1	0
Jefe de C&C	16.667	1	0
Jefe de MASC	16.667	1	0
Jefe de Control de Gestión	16.667	1	0
Superintendente Workover	16.667	1	0
Personal Adjunto	12.500	1	0
Personal Administrativo y de soporte	8.333	6	0
Jefes de Equipo	10.887	6	0
Supervisores de Campo	12.213	2	0
Encargados de turno	8.518	9	0
Boca de Pozos	7.118	18	0
Enganchadores	7.327	9	0
Maquinistas	7.865	9	0
Mecánicos	6.818	9	0
Electricistas	6.818	3	0
Soldadores	6.818	3	0

Materiales

% Sobre (CD+CI)	0.2%	Nota: este porcentaje debe ser modificado hasta que el porcentaje de materiales sobre costo antes de impuestos que figura en a planilla "Estructura de Costos General" alcance el 0.2%
-----------------	------	--

Seguros

Concepto	Prima Anual Unitaria	
	ARS/unidad	unidad
De Contrato de Trabajo	89.2	persona
De Vida Obligatorio	15.6	persona
De Accidentes Personales (PRD)	304.5	persona
De Accidentes Personales (PC)	717.3	persona
De responsabilidad comprensiva	3.000	inmueble
Contra incendios		
Contra terceros	1.560	vehículo
De equipos de contratista	42.277,50	equipo

Overhead + Beneficio

% Sobre (CD+CI)	10.0%	Nota: este porcentaje debe ser modificado hasta que el porcentaje de Overhead sobre costo antes de impuestos que figura en a planilla "Estructura de Costos General" alcance el 10%
-----------------	-------	---

Inmuebles

Concepto	Valor Nuevo de Mercado	Antigüedad	Vida Útil Contable
	ARS	Años	años
Base y Creación Cia	1.559.250	0	10
Terreno	0		

Gastos Indirectos Administrativos y del Equipos

Equipo	Potencia HP	Gastos Indirectos de Administración															Gastos Indirectos del Equipos					Unidad													
		Mant. Sistema Liquidación de Haberes	Vivienda Gerentes / Jefes	Viajes / Estadías	Gastos de representación	Asesoramiento Legal	Tesorería	Sistema de Seguridad	Soporte Sistemas	Sistema Contable - Licencia SAP	Consumibles Oficina	Contratos de servicios	Luz, Gas, Agua Potable, Patentes, Etc.	Otros	Sistemas de Comunicaciones	Sistema de DFW (Lic + Mant.)	Alquiler Trailer	Otros																	
		Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor																	
WORKOVERS	450	5217,39	15652,17391	10434,78	10434,78	16173,91	27382,57	11739,13043	16886,19561	22329,47553	4347,826087	9391,304348	13043,47626	13000	36000	60000	96000	60000	AR\$/año																

Costo financiero

Concepto	Tasa (anual)	Plazo (años)	Monto financiado
Financiación del Capital de Trabajo	18,85%		
Financiación de Activo de Trabajo con Préstamo	16,00%	4	

VERIFICAR BANCOS

Impuestos

Impuesto	Tasa
Deb/Cred bancarios	1,20%
Sellos	1,80%
Ingresos Brutos	3,00%
Impuesto a las Ganancias	35,00%

84,00%

Parámetros Financieros

Parámetros Financieros Operativos	Valor	Unidad
Plazo Promedio de Cobro	2	meses
Plazo Promedio de Pago	1	mes
Días de Giro Inventarios	30	días
Disp. Mínima en Caja (% de Ingresos)	2,5%	-
IVA Máquinas	10,5%	-
IVA Compras	21,0%	-
IVA Ventas	21,0%	-

Tasas de Corte	Valor	Unidad
Beta Desapalancada Promedio	1,05	-
Risk Free (Treasury Bond - 10 years)	4,1%	-
Prima de Mercado	3,4%	-
Prima Riesgo País	670	puntos
Deuda Financiera del Inversor (D)	0	unidad
Patrimonio Neto del Inversor (E)	1	unidad
TC Proyecto	14,4%	-

5 - Materiales																		
Materiales	% Sobre (CD+CI)																	
Subtotal Materiales	0.20%																	

TOTAL COSTOS DIRECTOS

COSTOS INDIRECTOS

6 - Seguros

Concepto	Prima Anual Unitaria		Prima anual															
	ARS/unidad	unidad	ARS/año															
De Contrato de Trabajo	89.2	persona	7.131															
De Vida Obligatorio	15.6	persona	1.248															
De Accidentes Personales (PRD)	304.5	persona	24.356															
De Accidentes Personales (PC)	717.3	persona	0															
De responsabilidad comprensiva	3.000.0																	
Contra incendios	0.0	inmueble	3.000															
Contra terceros	1.560.0	vehiculo	9.360															
De equipos de contratista	42.277.5	equipo	126.833															
Subtotal Seguros			171.928															

7 - Overheads

REVISAR ORIGEN DEL DATO

Concepto	% Sobre (CD+CI)																	
Subtotal Overheads	10.00%																	

8 - Amortización de Inmuebles

Concepto	Valor Nuevo de Mercado	Antigüedad	Vida Útil Contable	Amortización Anual	Amortización Acumulada													
	ARS	Años	años	ARS/año	ARS/año													
Base y Creación Cia	1.559.250		10	155.925	0													
Terreno	0																	
Subtotal Inmuebles																		

9 - Otros costos indirectos

Concepto	Mant. Sistema Liquidación de Haberes	Vivienda Gerentes / Jefes	Viajes / Estadias	Gastos de representación	Asesoramiento Legal	Tesorería	Sistema de Seguridad	Soporte Sistemas	Sistema Contable - Licencia SAP	Consumibles Oficina	Contratos de servicios	Luz, Gas, Agua Potable, Patentes, Etc.	Otros	Sistemas de Comunicaciones	Sistema de DFW (Lic + Mant.)	Alquiler Trailer	Otros						
	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor					
WORKOVERS	5.217	15.652	10.435	10.435	16.174	27.383	11.739	16.886	22.329	4.348	9.391	13.043	13.000	36.000	60.000	96.000	60.000						
Subtotal Inmuebles																							

TOTAL COSTOS INDIRECTOS

Análisis de Proyecto de Inversión Equipos de Torre Workover

Base de costeo: anual Evaluación en Moneda Corriente

Variación del Tipo de Cambio Anual		1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10
Inflación Proyectada	3698,619086	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Mano de Obra		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Combustibles		1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Compras	397,7009769										
Ventas (variación por formula)	9544,823447										

1 - Cuadro de Resultados Proyectado

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
0. Ingresos por Certificaciones	0	31.956.069	34.362.361	36.949.847	39.732.170	42.724.003	45.941.120	49.400.486	53.120.343	57.120.305	61.421.464
1. Costos de Operación											
1. 1. Costos Directos											
1. 1. 1. Amortizaciones de Equipos	0	3.305.387	3.305.387	3.305.387	3.308.594	3.308.594	3.504.371	3.507.675	3.507.675	3.507.675	3.511.080
1. 1. 2. Alquileres de Equipos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. 1. 3. Reparaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. 1. 4. Repuestos	0	4.140.374	4.761.430	5.475.644	6.296.991	7.241.540	8.327.771	9.576.936	11.013.477	12.665.498	14.565.323
1. 1. 5. Combustibles y Lubricantes	0	3.277.019	3.440.870	3.612.913	3.793.559	3.983.237	4.182.399	4.391.519	4.611.095	4.841.649	5.083.732
1. 1. 6. Mano de Obra Directa	0	8.275.777	9.103.354	10.013.690	11.015.059	12.116.565	13.328.221	14.661.043	16.127.148	17.739.862	19.513.849
1. 1. 7. Materiales	0	42.800	49.220	56.603	65.093	74.857	86.086	98.999	113.848	130.926	150.565
1. 1. Total Costos Directos	0	19.041.356	20.660.261	22.464.237	24.479.296	26.724.793	29.428.847	32.236.172	35.373.243	38.885.611	42.824.547
1. 2. Costos Indirectos											
1. 2. 1. Seguros	0	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209
1. 2. 2. Overheads	0	2.152.452	2.332.330	2.532.772	2.756.667	3.006.167	3.306.617	3.618.542	3.967.106	4.357.369	4.795.028
1. 2. 3. Amortizaciones de Inmuebles	0	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500
1. 2. Total Costos Indirectos	0	2.483.161	2.663.039	2.863.481	3.087.376	3.336.876	3.637.326	3.949.251	4.297.815	4.688.078	5.125.737
1. 3. Costo Financiero	0	263.125	280.101	297.839	316.314	335.488	355.303	375.684	396.527	417.702	440.007
1. Total Costos Antes de Impuestos	0	21.787.642	23.603.401	25.625.557	27.882.986	30.397.156	33.421.477	36.561.107	40.067.584	43.991.390	48.390.291
2. Resultado Antes de Impuestos	0	10.168.427	10.758.960	11.324.290	11.849.184	12.326.847	12.519.643	12.839.379	13.052.759	13.128.915	13.031.172
3. Impuestos											
3. 1. Ingresos Brutos	0	691.859	749.677	814.105	886.072	966.268	1.062.841	1.163.103	1.275.141	1.400.583	1.541.259
3. 2. Sellos	0	415.116	449.806	488.463	531.643	579.761	637.705	697.862	765.085	840.350	924.755
3. 4. Créd/Déb Bancarios	0	276.744	299.871	325.642	354.429	386.507	425.137	465.241	510.056	560.233	616.504
3. Total Impuestos	0	1.383.719	1.499.355	1.628.210	1.772.143	1.932.536	2.125.683	2.326.206	2.550.282	2.801.166	3.082.518
4. Resultado AIG	0	8.784.708	9.259.605	9.696.080	10.077.041	10.394.311	10.393.961	10.513.173	10.502.476	10.327.749	9.948.654
5. Impuesto a las Ganancias	0	3.074.648	3.240.862	3.393.628	3.526.964	3.638.009	3.637.886	3.679.611	3.675.867	3.614.712	3.482.029
6. Resultado Neto	0	5.710.060	6.018.743	6.302.452	6.550.076	6.756.302	6.756.074	6.833.563	6.826.610	6.713.037	6.466.625

5 - Cuadro de Fuentes y Usos

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Fuentes											
Ingresos por Certificaciones	0	31.956.069	34.362.361	36.949.847	39.732.170	42.724.003	45.941.120	49.400.486	53.120.343	57.120.305	61.421.464
Recupero del crédito fiscal	0	4.053.638	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aportes de Capital	45.213.017	0	0	0	0	6.083.197	0	0	0	0	0
Préstamos Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones	0	3.462.887	3.462.887	3.462.887	3.466.094	3.466.094	3.661.871	3.665.175	3.665.175	3.665.175	3.668.580
Total Fuentes	45.213.017	39.472.594	37.825.248	40.412.734	43.198.264	52.273.294	49.602.991	53.065.662	56.785.518	60.785.480	65.090.043
Usos											
Inversión Activo Fijo	39.849.438	0	0	467.345	0	16.203.877	481.506	0	0	496.096	1.418.113
Δ Capital de Trabajo	1.309.941	85.948	90.058	94.100	98.012	101.717	105.123	108.119	110.575	112.331	2.215.923
IVA Inversión	4.053.638	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de Operación	0	21.787.642	23.603.401	25.625.557	27.882.986	30.397.156	33.421.477	36.561.107	40.067.584	43.991.390	48.390.291
Impuestos (IB, S, D/CB)	0	1.383.719	1.499.355	1.628.210	1.772.143	1.932.536	2.125.683	2.326.206	2.550.282	2.801.166	3.082.518
Impuesto a las Ganancias	0	3.074.648	3.240.862	3.393.628	3.526.964	3.638.009	3.637.886	3.679.611	3.675.867	3.614.712	3.482.029
Cancelación de Deudas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Usos	45.213.017	26.331.956	28.433.675	31.208.840	33.280.105	52.273.294	39.771.674	42.675.043	46.404.308	51.015.695	54.157.028
FF	0	13.140.637	9.391.573	9.203.894	9.918.159	0	9.831.317	10.390.619	10.381.210	9.769.785	10.933.015
FF Acumulado	0	13.140.637	22.532.210	31.736.104	41.654.263	41.654.263	51.485.580	61.876.198	72.257.408	82.027.194	92.960.209

Análisis de Proyecto de Inversión Equipos de Torre Workover

Base de costeo: anual Evaluación en Moneda Corriente

Variación del Tipo de Cambio Anual		1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10
Inflación Proyectada	2598,54058	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Mano de Obra		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Combustibles		1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Compras	279,4129656										
Ventas (variación por formula)	6705,911175										

1 - Cuadro de Resultados Proyectado

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
0. Ingresos por Certificaciones	0	22.451.391	24.141.980	25.959.871	27.914.650	30.016.623	32.276.875	34.707.323	37.320.785	40.131.040	43.152.907
1. Costos de Operación											
1. 1. Costos Directos											
1. 1. 1. Amortizaciones de Equipos	0	345.240	345.240	345.240	348.447	348.447	544.224	547.528	547.528	547.528	550.933
1. 1. 2. Alquileres de Equipos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. 1. 3. Reparaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. 1. 4. Repuestos	0	4.140.374	4.761.430	5.475.644	6.296.991	7.241.540	8.327.771	9.576.936	11.013.477	12.665.498	14.565.323
1. 1. 5. Combustibles y Lubricantes	0	3.277.019	3.440.870	3.612.913	3.793.559	3.983.237	4.182.399	4.391.519	4.611.095	4.841.649	5.083.732
1. 1. 6. Mano de Obra Directa	0	8.275.777	9.103.354	10.013.690	11.015.059	12.116.565	13.328.221	14.661.043	16.127.148	17.739.862	19.513.849
1. 1. 7. Materiales	0	42.800	42.800	42.800	42.800	42.800	42.800	42.800	42.800	42.800	42.800
1. 1. Total Costos Directos	0	16.081.209	17.693.694	19.490.287	21.496.856	23.732.588	26.425.414	29.219.826	32.342.047	35.837.338	39.756.636
1. 2. Costos Indirectos											
1. 2. 1. Seguros	0	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209	173.209
1. 2. 2. Overheads	0	1.823.546	2.002.711	2.202.333	2.425.285	2.673.700	2.972.903	3.283.393	3.630.306	4.018.672	4.454.149
1. 2. 3. Amortizaciones de Inmuebles	0	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500	157.500
1. 2. Total Costos Indirectos	0	2.154.255	2.333.420	2.533.042	2.755.994	3.004.409	3.303.611	3.614.102	3.961.015	4.349.381	4.784.858
1. 3. Costo Financiero	0	257.743	272.678	287.912	303.336	318.813	334.173	349.206	363.657	377.214	391.276
1. Total Costos Antes de Impuestos	0	18.493.207	20.299.792	22.311.241	24.556.185	27.055.810	30.063.199	33.183.134	36.666.719	40.563.932	44.932.770
2. Resultado Antes de Impuestos	0	3.958.183	3.842.188	3.648.631	3.358.465	2.960.813	2.213.676	1.524.189	654.066	432.893	1.779.863
3. Impuestos											
3. 1. Ingresos Brutos	0	586.140	643.729	707.893	779.556	859.403	955.576	1.055.376	1.166.884	1.291.716	1.431.691
3. 2. Sellos	0	351.684	386.237	424.736	467.734	515.642	573.345	633.226	700.130	775.030	859.015
3. 4. Créd/Déb Bancarios	0	234.456	257.491	283.157	311.822	343.761	382.230	422.151	466.754	516.686	572.676
3. Total Impuestos	0	1.172.280	1.287.457	1.415.785	1.559.112	1.718.807	1.911.152	2.110.753	2.333.768	2.583.432	2.863.382
4. Resultado AIG	0	2.785.904	2.554.731	2.232.845	1.799.353	1.242.006	302.524	586.563	1.679.702	3.016.324	4.643.245
5. Impuesto a las Ganancias	0	975.066	894.156	781.496	629.773	434.702	105.883	0	0	0	0
6. Resultado Neto	0	1.810.837	1.660.575	1.451.349	1.169.579	807.304	196.641	586.563	1.679.702	3.016.324	4.643.245

5 - Cuadro de Fuentes y Usos

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Fuentes											
Ingresos por Certificaciones	0	22.451.391	24.141.980	25.959.871	27.914.650	30.016.623	32.276.875	34.707.323	37.320.785	40.131.040	43.152.907
Recupero del crédito fiscal	0	168.445	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aportes de Capital	4.306.184	0	0	0	0	0	0	0	1.051.334	2.879.312	2.577.549
Préstamos Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones	0	502.740	502.740	502.740	505.947	505.947	701.724	705.028	705.028	705.028	708.433
Total Fuentes	4.306.184	23.122.575	24.644.720	26.462.611	28.420.597	30.522.570	32.978.599	35.412.351	39.077.147	43.715.380	46.438.888
Usos											
Inversión Activo Fijo	2.847.600	0	0	467.345	0	0	481.506	0	0	496.096	643.871
Δ Capital de Trabajo	1.290.139	77.196	79.231	80.817	81.825	82.107	81.486	79.752	76.660	71.920	2.001.134
IVA Inversión	168.445	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de Operación	0	18.493.207	20.299.792	22.311.241	24.556.185	27.055.810	30.063.199	33.183.134	36.666.719	40.563.932	44.932.770
Impuestos (IB, S, D/CB)	0	1.172.280	1.287.457	1.415.785	1.559.112	1.718.807	1.911.152	2.110.753	2.333.768	2.583.432	2.863.382
Impuesto a las Ganancias	0	975.066	894.156	781.496	629.773	434.702	105.883	0	0	0	0
Cancelación de Deudas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Usos	4.306.184	20.717.749	22.560.637	25.056.683	26.826.896	29.291.426	32.643.225	35.373.639	39.077.147	43.715.380	46.438.888
FF	0	2.404.826	2.084.084	1.405.928	1.593.701	1.231.144	335.373	38.713	0	0	0
FF Acumulado	0	2.404.826	4.488.910	5.894.838	7.488.539	8.719.683	9.055.056	9.093.769	9.093.769	9.093.769	9.093.769

BIBLIOGRAFIA

Jose L Valera. "Changing Oil and Gas Fiscal and Regulatory regimes in Latin America"; *Oil and Gas Journal*, volumen 105.45, pgs 20-26, Dic 2007.

Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", *INFORME DE COYUNTURA DEL SECTOR ENERGÉTICO*, N° 167, Diciembre 2007

Maritza Barrios Yaselli. *Manuel de Trabajos de Grado de Especialización y Maestrías y Tesis Doctorales*, Reimpresión. Caracas, UPEL, 2006.

Dr. Guillermo López Dumrauf, "*Las opciones reales: ¿hacia un nuevo paradigma en valuación?*", I Simposio Nacional de Finanzas, Bogotá, Julio de 2004.

Pablo Fernández, Gabriel Noussan. *Finanzas para Directores de Empresa*, 2 Edición. Buenos Aires, Indugraf, 2006.

Samuel J. Mantel, Jack R. Meredith. *Project Management in Practice*, Second Edition. United States of America, Wiley, 2005.

Harold Bierman Jr. *Planeación Financiera Estratégica*, 2 Edición. México, CECSA, 1984.

Guillermo Lopez Dumrauf. *Cálculo Financiero Aplicado*, Primera Edición. Buenos Aires, La Ley, 2005.

Ross, Westerfield, Jordan. *Fundamentos de Finanzas Corporativas*, Mc Graw Hill 2000.