

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL Y DE SISTEMAS



**“PROPUESTA DE MEJORA EN LA GESTIÓN DE
RECURSOS DE UNA EMPRESA PETROLERA DE
EXPLORACIÓN”**

INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO INDUSTRIAL

AMANCIO CASTRO, GLORIA ROXANA

LIMA, PERÚ

2012

DEDICATORIA:

A mis padres y
hermanos, por
brindarme siempre todo
su amor y apoyo
incondicional.

AGRADECIMIENTO:

Al Ing. Carlos Flores Bashi por brindarme su apoyo y asesoramiento durante la realización del presente Informe de suficiencia.

ÍNDICE

DESCRIPTORES TEMÁTICOS.....	01
RESUMEN EJECUTIVO.....	02
INTRODUCCION.....	03
CAPÍTULO I: PENSAMIENTO ESTRATÉGICO.....	04
1.1 DIAGNÓSTICO FUNCIONAL.....	04
1.1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA.....	04
1.1.2 ORGANIZACIÓN.....	04
1.1.3 PRODUCTOS.....	07
1.1.4 CLIENTES.....	07
1.1.5 PROVEEDORES.....	08
1.1.6 PROCESOS.....	08
1.2 DIAGNÓSTICO ESTRATÉGICO.....	10
1.2.1 VISION.....	10
1.2.2 MISION.....	10
1.2.3 OBJETIVOS.....	10
1.2.4 PRINCIPIOS Y VALORES.....	11
1.2.5 ANÁLISIS INTERNO.....	13
1.2.6 ANÁLISIS EXTERNO.....	13
1.2.7 MATRIZ FODA.....	14

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO.....	16
2.1 LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.....	16
2.1.1 TENDENCIAS.....	16
2.1.2. EL NEGOCIO DEL PETRÓLEO/GAS A NIVEL REGIONAL.....	19
2.2 LA CADENA DE VALOR DEL PETRÓLEO.....	20
2.2.1 EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN (E&P).....	22
2.2.2 REFINO.....	23
2.2.3 COMERCIALIZACIÓN – MARKETING.....	24
2.3 LA CADENA DE VALOR DE E&P.....	25
2.3.1 ADQUISICIÓN DE DOMINIO MINERO.....	26
2.3.2 EXPLORACIÓN DEL SUBSUELO.....	29
2.3.3 DESARROLLO DE LOS CAMPOS.....	31
2.3.4 PRODUCCIÓN DEL CRUDO.....	32
2.3.5 ABANDONO DE LOS POZOS.....	34
2.4 FACTORES COMPETITIVOS DEL ÁREA DE E&P.....	35
2.4.1 FUENTES DE VENTAJA COMPETITIVA.....	35
2.4.2 MARGEN DE E&P.....	36
2.5 TEORÍA DE COSTOS.....	37
2.5.1 MÉTODOS DE COSTEO.....	37
2.5.2 METODOLOGÍA TRADICIONAL DE COSTEO.....	39
2.5.3 SISTEMAS TRADICIONALES DE COSTEO.....	40
2.5.4 SISTEMA DE COSTEO ABC.....	42
2.5.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS TRADICIONALES CON EL SISTEMA ABC DE COSTEO.....	43
CAPÍTULO III: PROCESO DE TOMA DE DECISIONES.....	45
3.1 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMA.....	45
3.2 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	45
3.3 SELECCIÓN DE UNA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN.....	47
3.4 ANÁLISIS DE CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	48
3.5 PLAN DE ACCIÓN PARA DESARROLLAR LA SOLUCIÓN ELEGIDA.....	50

3.6 METODOLOGÍA ACTUAL DE REPARTO DE GASTOS ADMINISTRATIVOS.....	51
3.6.1 BASE DE PERSONAL – PLANILLA 2011.....	54
3.6.2 HOJAS DE TIEMPO 2011.....	55
3.6.3 BOLSA DE REPARTO 2011.....	57
3.7 DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN ELEGIDA.....	58
3.7.1 IDENTIFICACIÓN DE RUBROS DE LA BOLSA DE REPARTO... ..	58
3.7.2 CRITERIOS DE REPARTO POR RUBRO IDENTIFICADO.....	59
3.7.3 REPARTO DE GASTOS ADMINISTRATIVOS SEGÚN NUEVA METODOLOGÍA.....	72
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO.....	73
4.1 RESULTADOS DE LA SOLUCIÓN ELEGIDA.....	73
4.2 ANÁLISIS DEL RESULTADO OBTENIDO.....	76
4.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA SOLUCIÓN.....	79
4.4 ANÁLISIS BENEFICIO – COSTO.....	80
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	81
CONCLUSIONES.....	81
RECOMENDACIONES.....	83
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	84
BIBLIOGRAFÍA.....	91
ANEXOS.....	92

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1: Plan de objetivos específicos REPEXSA 2012.....	11
Cuadro 1.2: Matriz FODA – REPEXSA.....	15
Cuadro 2.1: Cadena de Valor de E&P.....	26
Cuadro 2.2: Metodología Tradicional de Costeo.....	40
Cuadro 2.3: Cuadro Comparativo Costeo Tradicional vs. Costeo ABC.....	44
Cuadro 3.1: Evaluación ponderada de alternativas de solución.....	47
Cuadro 3.2: Planilla REPEXSA 2011.....	55
Cuadro 3.3: Lote / Actividad REPEXSA 2011.....	55
Cuadro 3.4: Porcentajes de reparto entre Lotes según HT 2011.....	56
Cuadro 3.5: Bolsa de reparto 2011 por Lote (en USD).....	57
Cuadro 3.6: Rubros de la Bolsa de reparto.....	58
Cuadro 3.7: Bolsa de reparto por Rubro (en USD).....	58
Cuadro 3.8: Criterio de reparto por Rubro.....	59
Cuadro 3.9: Reparto de Rubro “Servicios exteriores” (en USD).....	60
Cuadro 3.10: Reparto de Rubro “Tributos” (en USD).....	62
Cuadro 3.11: Planilla 2011 REPEXSA por Grupo Profesional y Área.....	63
Cuadro 3.12: Planilla 2011 REPEXSA por grupo profesional.....	66
Cuadro 3.13: Porcentaje de reparto entre Lotes según HT 2011 utilizando el factor de grupo profesional como ponderación.....	67
Cuadro 3.14: Reparto de Rubro “Gastos de personal” (en USD).....	68
Cuadro 3.15: Reparto de Rubro “Pérdida por TC” (en USD).....	69
Cuadro 3.16: Reparto de Rubro “Amortizaciones” (en USD).....	70
Cuadro 3.17: Reparto de Rubro “Ganancia por TC” (en USD).....	71
Cuadro 3.18: Nuevo Reparto entre Lotes (en USD).....	72
Cuadro 4.1: Diferencias por Lote y Actividad entre Reparto 2011 y Propuesta Nuevo Reparto de Gastos administrativos (en USD).....	73
Cuadro 4.2: Diferencias por Lote entre Reparto 2011 y Propuesta Nuevo Reparto de Gastos administrativos (en USD).....	74
Cuadro 4.3: Impacto de Resultados en el L57 y sus Socios (en USD).....	75
Cuadro 4.4: Impacto de Resultados en el L39 y sus Socios (en USD).....	76

Cuadro 4.5: Impacto de Resultados en el L90 y sus Socios (en USD).....	76
Cuadro 4.6: Impacto en Estado de Resultados REPEXSA 2011 L57 (en USD).....	78
Cuadro 4.7: Valorización de la Implementación de la solución.....	79

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Activos de REPEXSA ubicados en mapa del Perú.....	05
Figura 1.2: Organigrama REPEXSA - UN Perú.....	06
Figura 1.3: Organigrama REPEXSA - Exploración Pacífico.....	06
Figura 1.4: Mapa de procesos de empresa petrolera REPEXSA.....	09
Figura 2.1: Reservas, Producción y Consumo de Petróleo.....	18
Figura 2.2: Reservas, Producción y Consumo de Gas Natural.....	18
Figura 2.3: Reservas y Producción a Nivel Regional.....	20
Figura 2.4: Cadena de Valor del Petróleo.....	21
Figura 2.5: Distribución estimada a nivel mundial por tipos de contratos....	28
Figura 2.6: Métodos geofísicos de exploración del subsuelo.....	30
Figura 2.7: Características de los yacimientos a considerar en la producción de crudo.....	33
Figura 2.8: Actividades a considerar en Abandono de Pozos.....	34
Figura 2.9: Margen de E&P.....	36
Figura 2.10: Ejemplo Margen E&P.....	37
Figura 3.1: Formato Hoja de Tiempo.....	52
Figura 3.2: Flujograma Registro – Contabilización Hojas de Tiempo.....	53

ÍNDICE DE GRAFICOS

Gráfico 2.1: Demanda global de Energía.....	16
Gráfico 2.2: Crecimiento global del consumo de Energía.....	17

DESCRIPTORES TEMÁTICOS

- Petróleo/Gas
- Upstream/ E&P
- Gastos administrativos
- Hojas de Tiempo
- Operador de Lote de hidrocarburos
- Socio de inversiones
- Auditoría de Gastos administrativos

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente informe se desarrolla una propuesta de solución a una problemática encontrada en una importante empresa petrolera que desarrolla actividades de Exploración en el Perú, REPEXSA.

La problemática encontrada es el consumo excesivo de recursos propios de la empresa durante tiempos de auditorías de sus socios que cuestionan básicamente las atribuciones de gastos administrativos; y la propia necesidad de la empresa de hacer más precisos este reparto entre los Lotes y sus socios. Estos gastos incluyen gastos de personal, servicios exteriores, tributos y amortizaciones/depreciaciones de activos de oficina. El importe de estos gastos es aproximadamente 2.5-3 MM USD mensuales y es repartido entre todos los Lotes donde participa la empresa mediante una metodología que utiliza el tiempo como único indicador de reparto.

Se propone en el presente informe dividir la bolsa de gastos administrativos en rubros y utilizar diferentes criterios de reparto para cada uno de ellos. Esta nueva metodología de reparto fue aplicada a la información real disponible del 2011 y se comparó con el reparto efectuado en dicho periodo. Se obtiene finalmente un beneficio anual aproximado de 761 KUSD para el Lote 57 - Desarrollo donde el socio de dicho Lote, PETROBRAS, cuestiona constantemente las atribuciones de gastos y desarrolla auditorías extensas. Finalmente, se plantea proponer esta nueva metodología de reparto para la elaboración del Presupuesto y Ejecución de gastos administrativos del 2013, con la finalidad de en el mediano plazo obtener ante el socio, la imagen de empresa operadora confiable; siendo este un factor estratégico para REPEXSA en el largo plazo.

INTRODUCCIÓN

El presente informe de suficiencia titulado "Propuesta de mejora en la gestión de recursos de una empresa petrolera de exploración" fue realizado en la empresa Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú; es la sucursal peruana de una empresa española y pertenece al rubro de exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural; y consta principalmente de cuatro capítulos.

El primer capítulo presenta a la empresa en estudio y desarrolla un Diagnóstico Funcional de la organización, y luego un Diagnóstico Estratégico donde se presenta un análisis del entorno interno y externo.

El segundo capítulo desarrolla el marco teórico. Se presentan aspectos generales de la industria del petróleo a nivel global y luego desarrolla la cadena de valor del petróleo para poder aterrizar en la cadena de valor de E&P. Para terminar desarrolla una breve teoría de costos.

El tercer capítulo identifica el problema de estudio del presente *informe*, se *evalúan las alternativas de solución eligiendo la que representa mayor beneficio para la empresa*, y se establece un plan de acción para desarrollarla. Luego, se analiza la situación actual de la empresa en base a la problemática planteada y se desarrolla una nueva metodología en base a la solución elegida.

En el último capítulo se presentan los resultados y beneficios obtenidos para la empresa luego del análisis efectuado, y se detallan aspectos de la implementación en la empresa.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones identificadas en el análisis del presente informe.

CAPÍTULO I: PENSAMIENTO ESTRATÉGICO

1.1 DIAGNÓSTICO FUNCIONAL

1.1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

La empresa en estudio es la empresa petrolera REPSOL EXPLORACIÓN PERÚ, SUCURSAL DEL PERÚ SA (REPEXSA). Esta empresa como su nombre lo indica, es la sucursal de la matriz española REPSOL EXPLORACIÓN PERÚ SA, ambas son parte de la compañía global REPSOL.

REPEXSA se dedica principalmente a realizar actividades de exploración, desarrollo y producción de pozos de petróleo/gas en el Perú.

1.1.2 ORGANIZACIÓN

La empresa petrolera REPEXSA pertenece a una Compañía energética global y experta en su sector, innovadora, comprometida con la sociedad y su bienestar, lleva a cabo una gestión moderna, transparente e íntegra, afrontando el presente, construyendo el futuro de una forma responsable y sostenible en todas sus áreas de actuación.

Esta empresa lleva a cabo actividades exploratorias de petróleo y gas en el Perú desde 1995, en la actualidad está presente en 5 Lotes exploratorios y 2 en producción/desarrollo, otorgados a través de Contratos de Licencia firmados con PERUPETRO como representante del Estado Peruano. En octubre de 2010 obtuvo la adjudicación de cuatro

nuevos lotes exploratorios, en proceso de formalización. Actualmente, como operador, esta empresa está desarrollando el proyecto de gas Kinteroni Sur y realiza actividades de exploración petrolera en la región de la selva amazónica.

El siguiente gráfico muestra la ubicación en el territorio peruano de los diferentes Lotes en los que participa la empresa en estudio y el porcentaje de interés que representa en cada uno de ellos:

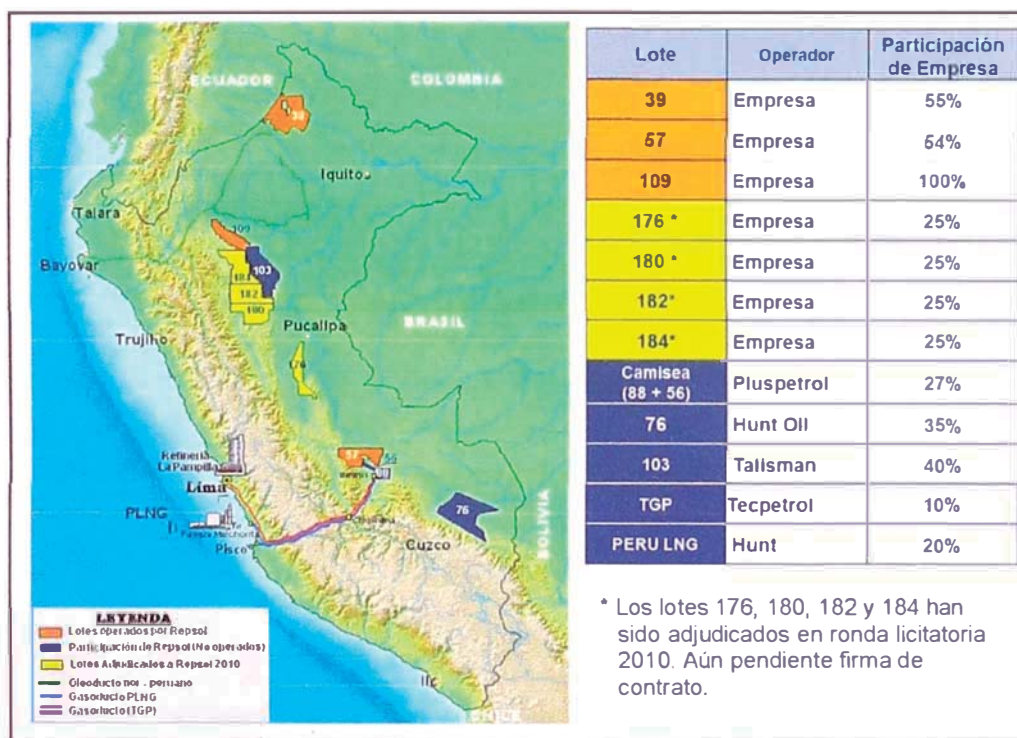


Figura 1.1: Activos de REPEXSA ubicados en mapa del Perú

Fuente: Presentación Resultados Semestrales E&P – Julio 2012

En cuanto a la estructura organizacional, la empresa en estudio divide sus actividades en dos unidades:

- Exploración: Sólo actividades exploratorias
- Unidad de Negocio (UN): Agrupa actividades de Desarrollo y Producción

Para cada una de ellas tenemos las siguientes estructuras:

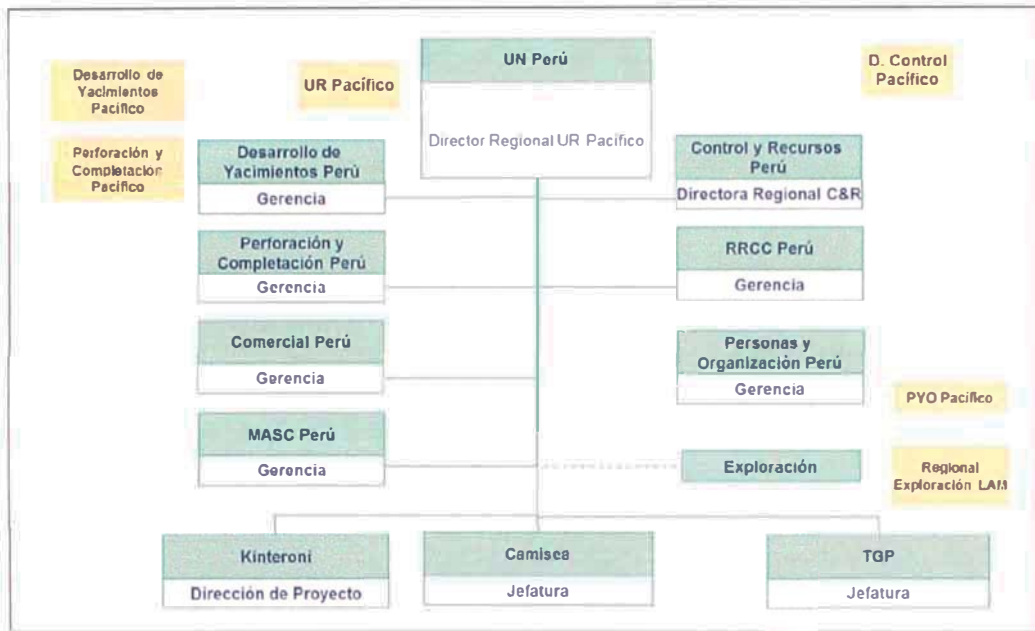


Figura 1.2: Organigrama REPEXSA - UN Perú

Fuente: Elaboración Personas & Organización Repsol Upstream

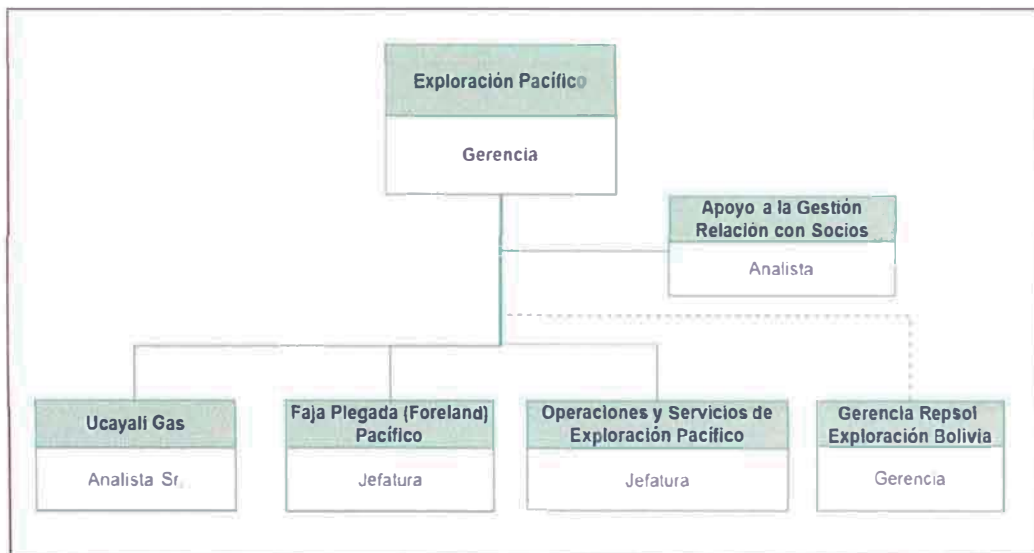


Figura 1.3: Organigrama REPEXSA - Exploración Pacífico

Fuente: Elaboración Personas & Organización Repsol Upstream

1.1.3 PRODUCTOS

El producto obtenido de un pozo de petróleo/gas es comúnmente conocido como crudo. Luego de desarrollar las facilidades necesarias de transporte y almacenamiento cerca al pozo comienza la producción o extracción. El crudo es extraído y luego es procesado en refinerías o plantas de fraccionamiento. La variedad de productos obtenidos a diferentes Temperaturas y Presiones es numerosa, podemos mencionar entre ellos: gases ligeros, GLP, naftas, keroseno, gasoil, asfalto. etc. Para este caso el principal producto obtenido actualmente es el GLP.

1.1.4 CLIENTES

Debido a que se trata de una empresa petrolera que se dedica a actividades exploratorias y de desarrollo de pozos petroleros, podemos hablar de clientes para los Lotes que se encuentren en la etapa de desarrollo/producción, entonces para la empresa en estudio tenemos:

Camisea: El gas húmedo extraído de Camisea se procesa en la Planta Malvinas separándolo en gases y líquidos. Luego estos productos son procesados en la planta de fraccionamiento de Pisco siendo el principal producto obtenido el GLP. Dentro de los clientes que obtienen este producto podemos mencionar:

- Zeta Gas Andino SA
- Llama Gas SA
- Lima Gas SA
- Repsol YPF Comercial del Perú
- Grifo Servitor SA
- Intradevco Industrial SA
- Peruana de Combustibles SA
- Petróleos del Perú Petroperú

Pozo Kinteroni Sur: El pozo Kinteroni Sur del Lote 57 actualmente se encuentra en etapa de desarrollo. Se tiene planificado que el mes de Octubre del presente año comience la producción, trasladando el gas húmedo también a la Planta Malvinas. El destino del gas obtenido será el país vecino de México en primera opción y conforme se consolide el proyecto y se desarrollen las facilidades necesarias, se analizará la venta a otros clientes (demanda local).

1.1.5 PROVEEDORES

Los proveedores de la empresa en estudio son los contratistas que brindan los servicios requeridos en toda la actividad exploratoria y de desarrollo, dentro de los cuales tenemos:

- Contratistas de Estudios de Geofísica - Sísmica
- Contratistas de Servicios de Perforación - Drilling
- Contratistas de Servicios Logísticos (transporte aéreo, marítimo, catering, etc.)
- Contratistas de Obra Civil
- Contratistas de Medio Ambiente y Seguridad
- Contratistas de Servicios Informáticos
- Contratistas de Servicios de Telecomunicaciones

1.1.6 PROCESOS

A continuación se presenta un gráfico que representa los principales procesos de la empresa en estudio:



Figura 1.4: Mapa de procesos de empresa petrolera REPEXSA

Fuente: Elaboración SGI Repsol Upstream

Procesos Estratégicos: Son los procesos realizados por las áreas de Planeamiento y Control de Gestión. El área de Planeamiento se encarga principalmente de las evaluaciones económicas de los proyectos en los que desea participar la empresa; y el área de Control de Gestión se encarga de consolidar los presupuestos anuales, y de llevar el control de las inversiones y gastos por proyecto de la empresa.

Procesos Operativos: Son los procesos realizados por las áreas de Exploración, Desarrollo, Producción y Comercial; todas ligadas directamente a la obtención del producto final: el petróleo/gas.

Procesos de Soporte: Son los procesos realizados por las áreas de Obra Civil, MASC (Medio Ambiente, Seguridad y Calidad), Logística, Compras y Contrataciones, Recursos Humanos, Relaciones con socios, Informática, etc. Estos procesos brindan soporte a los procesos operativos en toda la cadena de valor de este negocio. Sin su apoyo no podrían desarrollarse los procesos operativos.

1.2 DIAGNÓSTICO ESTRATÉGICO

1.2.1 VISIÓN

Ser una empresa líder y referente en exploración y producción de hidrocarburos en el Perú, reconocida por su excelente gestión social, medioambiental y de seguridad, y por la alta calidad de sus operaciones.

1.2.2 MISIÓN

Maximizar el valor de la empresa, manteniendo los estándares de Calidad, Seguridad Social y Ambiental, optimizando la relación con todos los grupos de interés y contribuyendo al desarrollo del país.

1.2.3 OBJETIVOS

Objetivos Generales: Dentro de los objetivos generales de la empresa en estudio podemos citar los siguientes:

- Gestión orientada a la rentabilidad y al crecimiento orgánico significativo.
- Adquirir negocios y participaciones estratégicas que le permitan tener un portafolio equilibrado.
- Sólida posición financiera y mejora del retorno para el accionista.
- Organización responsabilizada y preparada.
- Líder en transparencia y responsabilidad social.

Objetivos Específicos: Dentro de los objetivos específicos de la empresa en estudio planteados para este año 2012 podemos mencionar los siguientes:

Cuadro 1.1: Plan de objetivos específicos REPEXSA 2012

v	Descripción	Indicador	Valor objetivo
1	Coste de Producción	Lifting cost (W.I) (\$/boe) Operado	5,51
2	Producción	Producción W.I. (Mboe)	11,11
3	Objetivos Financieros	Resultado Operativo M\$	185,06
		Cash Flow Operativo M\$	218,15
4	Ahorre de costes	Control de Gastos Gestionables MUS\$	81,14
		Inversiones MUS\$	118,79
5	Incorporación de reservas probadas W.I.	Exploración + Desarrollo (Mboe)	2,30
6	Indice de seguridad integrado	Accidentes mortales	Cero accidentes mortales
		Indice de frecuencia	IF=1,46
		Accidentes graves de seguridad y medio ambiente	Cero accidentes
		Plan de prevención de seguridad y medio ambiente	90%

Fuente: Presentación Presupuesto Anual 2012 E&P

1.2.4 PRINCIPIOS Y VALORES

Las líneas de actuación de empleados y contratistas están fundamentadas en principios éticos y profesionales que le permiten a la empresa desarrollar sus actividades bajo criterios de honestidad y transparencia, fortaleciendo un vínculo entre la empresa, su entorno y diferentes audiencias.

Valores éticos: Los valores éticos son los principios esenciales y perdurables de la organización. Como tal conjunto de principios no necesitan una justificación externa, tienen una importancia intrínseca para quienes forman parte de la empresa. Son aquellos valores irrenunciables y fundamentales de la empresa y que deben guiar todas sus acciones y comportamientos. Son la base sobre la que construyen la

confianza mutua dentro de la empresa y hacia los grupos de interés. Los cuatro valores éticos son:

- Integridad: Comportamiento intachable, alineado con la rectitud y la honestidad.
- Transparencia: Información adecuada y fiel de lo que se hace. Una información veraz y contrastable.
- Responsabilidad: Asumir responsabilidades y actuar conforme a ellas.
- Seguridad: Alto nivel de seguridad en procesos, instalaciones y servicios, prestando especial atención a la protección de los empleados, contratistas, clientes y el entorno local.

Valores profesionales: Asimismo, se ha definido cuatro valores profesionales sobre los que se sustentan las ventajas competitivas que posee la empresa. Estos valores profesionales permiten alcanzar la visión, cumplir los compromisos y llevar la excelencia a la gestión. Son las características que proporcionan una ventaja competitiva con los que se obtienen beneficios estables en el tiempo mediante medios y formas no fácilmente imitables por otros competidores. Los cuatro valores profesionales son:

- Liderazgo: Dirección basada en la motivación, la delegación, la responsabilidad, la participación y el trabajo en equipo que impulse a la organización hacia la nueva Visión.
- Orientación a resultados: Una gestión más flexible, ágil y con procesos eficientes.
- Innovación: Actitud de permanente mejora e innovación, asegurando el acceso a la información, gestionando el conocimiento y promoviendo el desarrollo tecnológico.
- Orientación al cliente: Anticipación de las necesidades de los clientes con rapidez y agilidad

1.2.5 ANÁLISIS INTERNO

Fortalezas:

Las fortalezas que posee la empresa en estudio son las siguientes:

F1: Know How del negocio Upstream, ya que la empresa en estudio posee personal expatriado de España, Venezuela, Argentina, etc. (países con una industria petrolera desarrollada).

F2: Capitales extranjeros dispuestos a invertir en el Perú.

F3: Imagen corporativa que respalda actividades exploratorias y de desarrollo ante sus socios en los diferentes Lotes.

Debilidades:

Las debilidades que posee la empresa en estudio son las siguientes:

D1: Al ser una empresa de gran tamaño, posee gastos indirectos de oficina elevados en comparación con otras empresas del rubro en el Perú.

D2: Al tener como objetivo la producción del pozo Kinteroni este año, los tiempos con los que cuentan las áreas operativas y de soporte son muy cortos. Cuellos de botella en muchas ocasiones.

D3: En todos los lotes donde la empresa participa como operador, utiliza gran cantidad de recursos ante presentación de inversiones y resultados con los socios. Constantes auditorías.

1.2.6 ANÁLISIS EXTERNO

Oportunidades:

Las oportunidades que se le presentan actualmente a la empresa en estudio son las siguientes:

O1: Factor político-económico: Predisposición del Gobierno Central por apoyar el desarrollo de la industria del petróleo y gas en el Perú. En los últimos años ha ofrecido contratos con atractivos económicos para las compañías internacionales.

O2: Dentro de los países vecinos, Ecuador y Bolivia poseen yacimientos maduros en producción. Lo que hace más atractivo al Perú para iniciar actividades exploratorias, específicamente en la cuenca del Ucayali.

O3: Creciente demanda de gas a nivel mundial.

O4: Incremento en las actividades Upstream E&P en la última década en el Perú.

O5: La ubicación de la planta de PLNG en la costa peruana permite la exportación de gas a otros países, oportunidad comercial.

Amenazas:

Las amenazas que se le presentan actualmente a la empresa en estudio son las siguientes:

A1: Existe un riesgo económico elevado en el negocio de Exploración de petróleo/gas y Desarrollo de infraestructuras para poder producir.

A2: En el Perú no se tienen los ductos necesarios construidos para poder transportar el petróleo/gas al mercado interno.

A3: Existe un desbalance entre la demanda interna y externa del gas.

A4: Los problemas sociales que se puedan presentar en el desarrollo de un proyecto, como por ejemplo los problemas con comunidades nativas en la selva peruana donde se ubican la mayor parte de yacimientos petroleros.

A5: Los tiempos que la empresa debe esperar para obtener permisos ambientales por parte del Gobierno Central. Esto retrasa el desarrollo de otras actividades.

1.2.7 MATRIZ FODA

De las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas identificadas para REPEXSA, se muestra la siguiente matriz FODA con las estrategias planteadas para cada escenario:

Cuadro 1.2: Matriz FODA - REPEXSA

		FORTALEZAS	DEBILIDADES
	F1	Know How del negocio Upstream	D1 Gastos de oficina elevados
	F2	Capitales corporativos disponibles para invertir en el Perú	D2 Tiempos cortos para desarrollo de áreas operativas
	F3	Respaldo de imagen corporativa	D3 Gran cantidad de recursos empleados en auditorias con socios
OPORTUNIDADES			
O1	Factor político-económico favorable	* Incrementar las actividades exploratorias e incentivar a otras Corporaciones a la inversión dentro del país. * Desarrollar facilidades en tiempos óptimos para satisfacer demanda interna y externa de gas.	* Controlar gastos de oficina de acuerdo al presupuesto elaborado a inicios del año en curso. * Buscar mejorar el desempeño de áreas operativas en corto plazo para cumplir objetivos de producción este año (Pozo Kinteroni).
O2	Ventaja regional (Ecuador, Bolivia). Perú país atractivo		
O3	Creciente demanda de gas a nivel mundial		
O4	Incremento actividades Upstream en Perú		
O5	Ventaja comercial. Planta Pampa Melchorita (GNL)		
AMENAZAS			
A1	Riesgo económico elevado	* Trabajar proactivamente con el GC para disminuir tiempos de espera para obtener licencias. * Establecer el trabajo de Relaciones Comunitarias como prioritario antes de iniciar el desarrollo de un proyecto.	* Evitar utilizar gran cantidad de recursos innecesariamente. Tomar actitud proactiva y estar preparados para auditorias con socios. * Evitar cuellos de botella. Optimizar procesos de desarrollo y productivos para lograr abastecer demanda interna y externa.
A2	No existen ductos para abastecer demanda interna		
A3	Desbalance entre demanda interna y externa del gas		
A4	Problemas sociales con comunidades nativas		
A5	Tiempos largos de espera para obtener licencias del GC		

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO

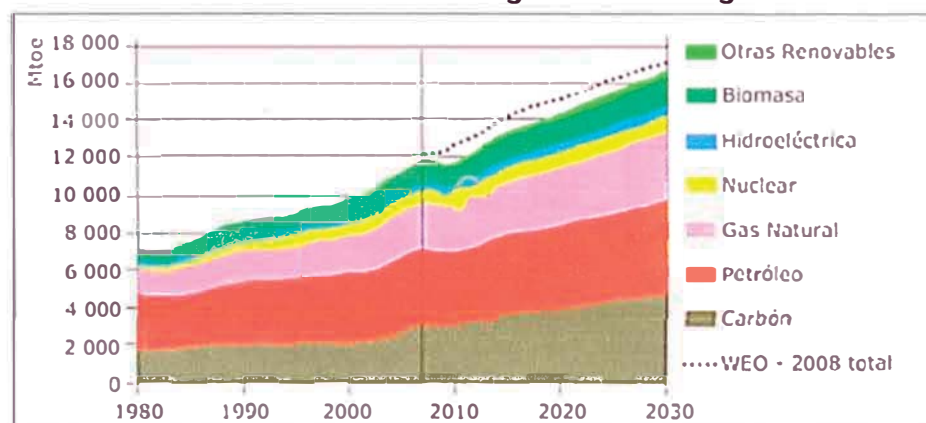
2.1 LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

2.1.1 TENDENCIAS:

Actualmente, el petróleo es la fuente energética más utilizada en el mundo y los hidrocarburos seguirán siendo la principal fuente energética a escala mundial en el corto, mediano, y largo plazo.

Según el escenario de referencia de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) recogido en su World Energy Outlook, tenemos la siguiente gráfica:

Gráfico 2.1: Demanda global de Energía



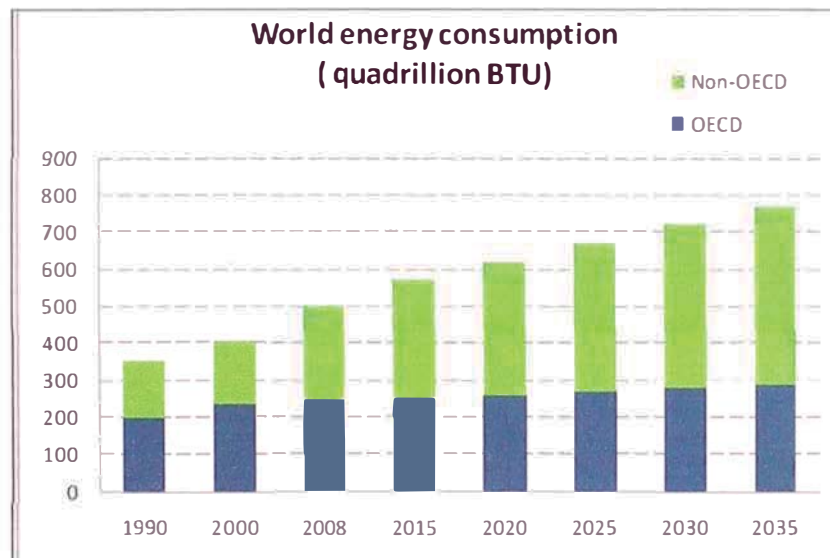
Fuente: Curso e-NERGÓN La Compañía Energética – Formación REPSOL

De la cual podemos observar lo siguiente:

- La demanda global de energía crecerá más de 40% entre el 2010 y 2030.
- El comercio internacional de gas será impulsado por las tecnologías del gas natural licuado (GNL), aunque son necesarias importantes inversiones en infraestructura.
- El petróleo seguirá siendo la fuente de energía primaria más demandada en el año 2030.

Existe un crecimiento sostenido de consumo de la energía. Países que no pertenecen a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD) lideran el crecimiento:

Gráfico 2.2: Crecimiento global del consumo de Energía



Fuente: Curso e-NERGÓN La Compañía Energética – Formación REPSOL

En el siguiente gráfico se muestran las reservas, la producción y el consumo de petróleo a nivel mundial:

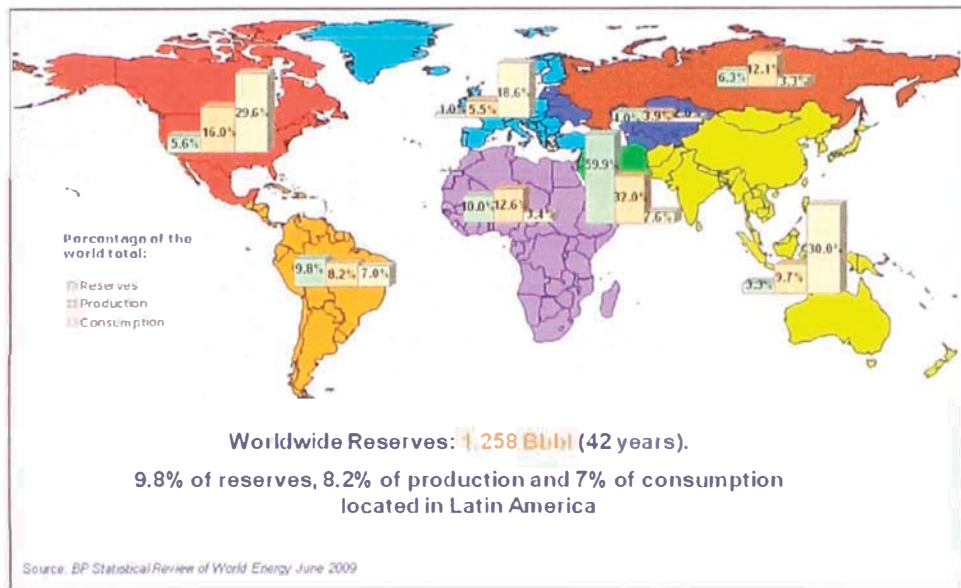


Figura 2.1: Reservas, Producción y Consumo de Petróleo
 Fuente: Curso e-NERGÓN La Compañía Energética – Formación REPSOL

En el siguiente gráfico se muestran las reservas, la producción y el consumo de gas natural a nivel mundial:

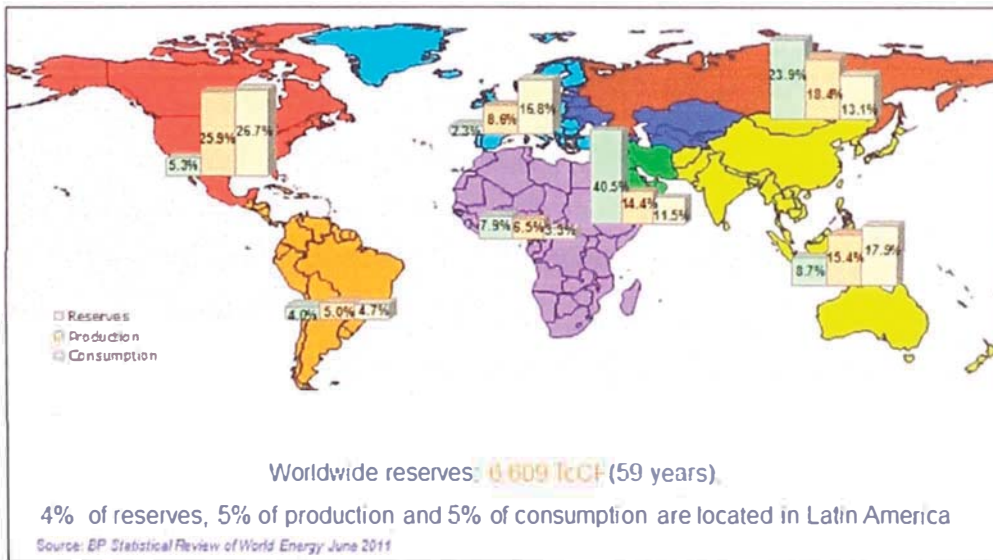


Figura 2.2: Reservas, Producción y Consumo de Gas Natural
 Fuente: Curso e-NERGÓN La Compañía Energética – Formación REPSOL

En base a la alta demanda de energía presentada y según las estimaciones de la AIE, las inversiones necesarias para un suministro energético sostenible y respetuoso con el entorno deberán alcanzar los 26 billones de dólares hasta el año 2030.

Para conseguir realizar tales inversiones en recursos y nuevas tecnologías es fundamental la cooperación entre gobiernos e industria energética, y la integración efectiva de los mercados energéticos internacionales y regionales.

Dada la importancia de los hidrocarburos para suministro de energía primaria a nivel mundial, el futuro exige el desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías para su búsqueda y producción.

Una parte importante de la producción de hidrocarburos procederá de:

- Proceso de recuperación mejorada de reservas convencionales en yacimientos maduros.
- Exploración de reservas no convencionales o en localizaciones complejas.

2.1.2 EL NEGOCIO DEL PETRÓLEO/GAS A NIVEL REGIONAL:

Los países que participan en la industria petrolera en la región de Sudamérica son los siguientes:

- PERÚ: Ha incrementado sus actividades de Exploración y Producción en la última década. Su capacidad de transporte será un cuello de botella para la producción hasta el plazo estimado del 2015, sin embargo la planta de PLNG permite la exportación y comercialización del gas.
- BOLIVIA: Cuenta con importantes yacimientos de producción y tiene una ubicación geográfica estratégica cerca a los mercados de Chile, Brasil y Argentina.
- ARGENTINA: Cuenta con importantes pero maduros yacimientos de producción, tiene una creciente demanda y proyectos en curso para

aumentar la capacidad de transporte de Bolivia. Posee dos unidades de regasificación.

- BRASIL: Importante actividad exploratoria, creciente demanda, tiene proyectos en curso para aumentar su producción. Posee dos unidades flotantes de regasificación.
- CHILE: Posee reservas limitadas y depende de la importación de LNG.

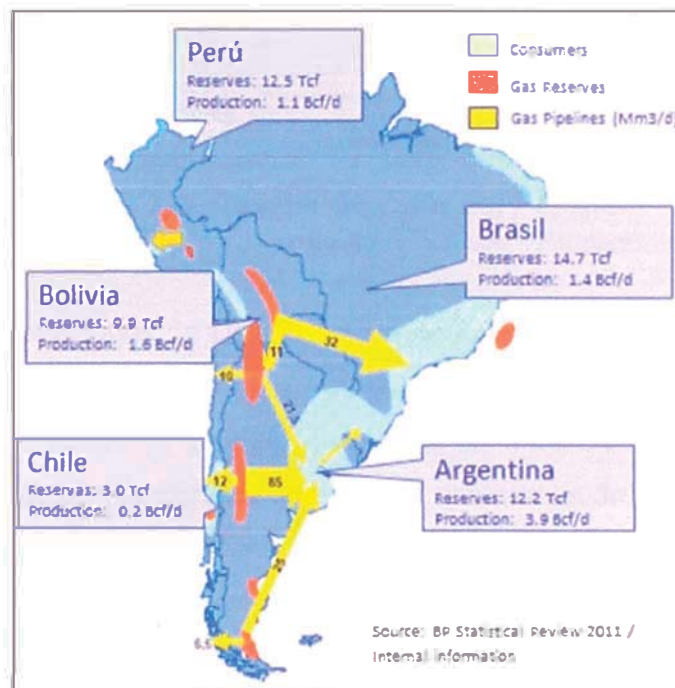


Figura 2.3: Reservas y Producción a Nivel Regional

Fuente: Curso e-NERGÓN La Compañía Energética – Formación REPSOL

2.2 LA CADENA DE VALOR DEL PETRÓLEO:

La cadena de valor del petróleo y gas está compuesta por las actividades de Exploración, Desarrollo y Producción, Transporte y Almacenamiento de Crudo, Refino, y Distribución y Comercialización de Productos derivados.

Existen compañías petroleras integradas, es decir que participan en todas las actividades propias del ciclo de los hidrocarburos; y la compañía a la que pertenece la empresa en estudio es una de ellas.

A continuación se muestra gráficamente la cadena de valor del petróleo y gas:

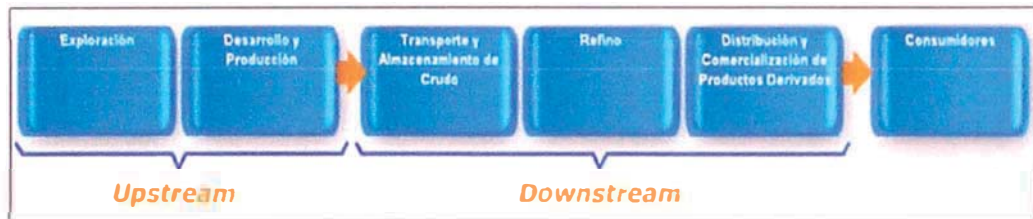


Figura 2.4: Cadena de Valor del Petróleo

Fuente: Curso e-NERGÓN La Compañía Energética – Formación REPSOL

- Las operaciones de **Upstream** son las relativas a la Exploración y Producción de petróleo y gas (E&P). Las “majors” son generalmente compañías integradas en mayor o menor medida, desde la producción del crudo a las estaciones de servicio, lo que se conoce como “from well to wheels”.
- El Transporte del crudo, el Refino y el Marketing se consideran como operaciones **Downstream**. La existencia de mercados organizados y transparentes permite aprovechar oportunidades. Así, el crudo que se procesa en Refino no es necesariamente el mismo que se ha producido en Upstream. Se puede vender parte del *crudo producido a terceros* y se puede comprar el crudo más adecuado para el sistema de Refino propio. Así mismo, parte de los productos refinados se puede vender a terceros y se puede comprar parte de los que se distribuye y comercializa.

La principal ventaja de la presencia integral en todas las fases de la cadena de valor del petróleo y gas es mitigar riesgos al gestionar negocios que responden de manera distinta a los cambios en los ciclos macroeconómicos.

2.2.1 EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN (E&P):

La Exploración & Producción (E&P) es la primera fase en la cadena de valor del petróleo y el gas. Aquí se lleva a cabo la producción de crudo/gas, que luego se procesa y comercializa en las fases siguientes. Por este motivo, cuenta con características específicas y particulares respecto al resto de actividades de la cadena de valor de una empresa petrolera.

Características:

- Este es un negocio altamente intensivo en capital. Las inversiones en E&P suponen más del 60% del total de inversiones en la industria petrolera (y entre el 30% y el 70% de los resultados operativos). Es un negocio en el que los proyectos requieren una alta inversión y cuyos retornos son muy sensibles a las variaciones de los precios del crudo/gas.
- Dada la naturaleza de la actividad exploratoria a realizar hasta conseguir el primer crudo (first oil), los proyectos de E&P tardan de media 8 años hasta generar los primeros ingresos y 12 años hasta recuperar el capital invertido.
- Siendo los hidrocarburos un recurso escaso y finito, es necesario el reemplazo de las reservas a un coste competitivo para asegurar el futuro de la compañía, independientemente del volumen de producción/ventas que genere.
- El negocio E&P está expuesto a varios tipos de riesgo, destacándose el exploratorio y el político. El riesgo disminuye a lo largo del ciclo de Exploración-Evaluación-Desarrollo-Producción, y el conocimiento técnico y la tecnología ayudan a disminuirlo. El riesgo político depende directamente de los países donde las compañías tienen sus activos.
- La rentabilidad de cada proyecto de E&P depende mucho del marco contractual y fiscal del país donde se desarrolla, de las

características del bloque exploratorio y de la evolución de los precios del crudo/gas.

- Par el éxito de la actividad exploratoria, es esencial disponer de recursos humanos especializados, medios técnicos efectivos y relaciones corporativas y gubernamentales sólidas para detectar y acceder a oportunidades de crecimiento.

2.2.2 REFINO:

El crudo tal como sale del subsuelo, es una materia prima con usos limitados, que se podría quemar como combustible pero sin aprovechar al máximo su rendimiento energético. En Refino, se lleva a cabo una serie de procesos de transformación del crudo en productos (derivados del petróleo) de alto valor comercial, con utilidad para fines específicos de la vida cotidiana. Para el éxito de la operación, es fundamental que los procesos de transformación sean los más eficientes y respetuosos con el medio ambiente.

Características:

- Las mayores inversiones de capital se dirigen a la infraestructura industrial, a la optimización continua de procesos para la eficiencia de la operación y a la mejora de procesos para el cumplimiento de la regulación del mercado, seguridad y medio ambiente (cada vez más exigente y restrictiva).
- La rentabilidad de una operación de Refino deriva de la transformación eficiente del crudo en productos de alto valor comercial. Esto exige procesos que mejoran la capacidad de conversión de las refinerías (para procesar crudos de menor calidad y más baratos) y permiten obtener un mayor rendimiento del crudo procesado (generando más productos de mayor valor comercial).

- Los productos generados (derivados del petróleo) tienen múltiples usos: Los gases licuados del petróleo (GLP) como combustible doméstico, industrial o de automoción; la nafta como materia prima de la Petroquímica; el queroseno como combustible de aviación; la gasolina y el gasóleo como combustible de automoción; el fuelóleo como combustible industrial o marino; los asfaltos como material de pavimentación; etc.

2.2.3 COMERCIALIZACIÓN - MARKETING:

La industria petrolera comercializa gran parte de sus productos derivados del petróleo a través de las Red de Estaciones de Servicio (gasolinas y gasóleos de automoción) y de una línea de negocio de Ventas Directas (fuelóleo, gasóleos de calefacción, donde el producto se descarga en depósitos del cliente). Por sus características, algunos productos específicos (asfaltos, kerosenos, GLP y los productos petroquímicos) tienen esquemas de comercialización propios.

Características:

- El principal activo de una compañía en el negocio de Marketing es su Red de Estaciones de Servicio, canal a través del cual se comercializan las gasolinas y los gasóleos de automoción, y otros productos non-oil. Es importante tener en cuenta que la Red de Estaciones de Servicio es muchas veces la imagen que la compañía proyecta al mercado, con importante impacto en la marca de una petrolera.
- Las principales inversiones están relacionadas con el desarrollo de la Red de Estaciones de Servicio y de la infraestructura de logística capilar. En el desarrollo de Estaciones de Servicio son muy importantes factores como la localización de los puntos de venta, la inversión en imagen de marca y fidelización de clientes, así como la inversión en fuentes adicionales de negocio.

- La distribución y comercialización de combustibles es un negocio de volumen, donde se comercializan grandes volúmenes de producto con pequeños márgenes de rentabilidad unitaria. Así, es importante el desarrollo de fuentes adicionales de ingreso (non-oil) que generen mayores márgenes de rentabilidad, a través por ejemplo de prestación de servicios adicionales (venta de productos alimenticios en tiendas, auto-lavado y asistencia técnica).

2.3 LA CADENA DE VALOR DE E&P:

Las empresas del sector de Exploración y Producción (E&P) son el inicio de la cadena del negocio del petróleo y del gas. Este hecho les confiere unas características singulares con respecto a las otras actividades de la cadena petrolera.

Estas singularidades vienen determinadas por la necesidad de reemplazar las reservas producidas cada año, que son no renovables, escasas y difíciles de encontrar, por otras nuevas y así garantizar la supervivencia de la empresa.

Dentro de las compañías petroleras existen las llamadas compañías integradas, es decir que contienen todas, o al menos dos, de las actividades que constituyen la cadena de valor del petróleo y del gas.

La integración vertical viene definida por la relación entre la capacidad de producción de petróleo y gas y la capacidad de refino. La mayoría de las compañías integradas dispone de una capacidad de refino superior en un 15 o 25 % a su capacidad de producción. A continuación se presentarán las diferentes fases a tener en cuenta en el proceso de Exploración y Producción:

Cuadro 2.1: Cadena de Valor de E&P

	Adquisición de dominio minero	Exploración (1-3 años)	Desarrollo de los campos (3-5 años)	Producción (10-20 años)	Abandono
Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> Obtener dominio minero donde realizar la exploración. 	<ul style="list-style-type: none"> Identificar probables acumulaciones de hidrocarburos. Determinar el volumen de hidrocarburos en dichas acumulaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar las instalaciones de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> Producir hidrocarburos (petróleo y gas). 	<ul style="list-style-type: none"> Abandonar pozos.
Actividades	<ul style="list-style-type: none"> Negociación o concurso con la NOC (National Oil Company), u otra agencia internacional. Adquisición de participaciones en proyectos exploratorios de otras empresas. 	<ul style="list-style-type: none"> Elección de la localización a explorar. Realización de estudios geológicos y geofísicos. Realización de perforación exploratoria, si los estudios geológicos y geofísicos dan resultados positivos. Evaluación del volumen potencial de hidrocarburos acumulados. 	<ul style="list-style-type: none"> Definición del tipo de desarrollo y cuantificación del volumen de inversión (CAPEX). Construcción. Perforación. Conexión y evacuación. 	<ul style="list-style-type: none"> Extracción de las reservas del yacimiento. Colecta de las reservas de los pozos. Separación de petróleo, gas y agua. Mantenimiento y control de reservas. Transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> Eliminación de las instalaciones. Tratamiento de los residuos. Restauración ambiental de la zona donde se han realizado las operaciones.
Resultado	<ul style="list-style-type: none"> Acceso a una superficie (acreage) para realización de actividad exploratoria (km²). 	<ul style="list-style-type: none"> Descubrimiento de recursos exploratorios (Mboe). 	<ul style="list-style-type: none"> Incorporación de reservas probadas y reservas probables (Mboe). 	<ul style="list-style-type: none"> Producción de hidrocarburos (petróleo y gas) (Kboed). 	

Fuente: Curso e-NERGÓN Exploración y Producción – Formación REPSOL

En la industria petrolera, sólo uno de cada diez pozos es exitoso.

Además los plazos de duración por proyecto son variables en función de:

- Área geográfica y acceso a infraestructura existente. Por ejemplo: offshore, desierto, selva, nieve.
- Tecnología disponible
- Complejidad de la estructura: definición de recursos
- Complejidad del hidrocarburo: definición de procesamiento
- Complejidad medio ambiental, permisos
- Desarrollo de mercados

A continuación se desarrollará cada una de las fases en el proceso de Exploración y Producción:

2.3.1 ADQUISICIÓN DE DOMINIO MINERO:

La elección sobre el Bloque es clave, ya que la actividad exploratoria tarda años en materializarse en resultados, pudiendo pasar hasta 10 años desde que se adquiere un nuevo dominio minero hasta que se empieza a generar producción en los yacimientos. Una vez tomada la

decisión de inversión es muy importante la persistencia y la consistencia para lograr obtener rentabilidad al dominio minero adquirido, a través del descubrimiento de reservas de producción.

Una vez definida la zona exploratoria donde la empresa petrolera tiene interés en invertir y determinar la posible existencia de yacimientos de crudo, es necesario adquirir el dominio.

El acceso a dominio minero normalmente va por concurso público o licitación.

Es clave la importancia que tienen los contratos firmados con los gobiernos y/o compañías nacionales y la fiscalidad aplicada a los proyectos de E&P, en su rentabilidad. Estos contratos pueden encuadrarse en una de las cuatro categorías siguientes:

a) Concesión: La empresa es titular de toda la producción del campo y pagará al gobierno un Royalty o Regalía junto con el impuesto general. Este tipo de contrato es característico de países con un sistema fiscal avanzado.

b) Reparto de producción (PSC): La empresa de E&P financia el 100% de las inversiones y gastos, pero sólo es titular de parte de las reservas. El gasto se recupera con una fracción de la producción, y además recibe otra porción de ella como beneficio. El resto es para el gobierno y/o compañía nacional.

c) Contrato de servicios: Este tipo de contratos se introdujo en países que establecían que los recursos naturales pertenecían exclusivamente al territorio nacional y por tanto no estaban disponibles para compañías extranjeras. Este contrato se clasifica "con o sin riesgo", en función de que la remuneración del contratista sea consecuencia del éxito, o no, de *un descubrimiento*.

d) Contratos Mixtos o Joint Venture: El contratista establece una asociación con el Estado, al cual se le asigna una participación en los derechos y obligaciones del contrato. Este tipo de contrato se caracteriza

por ser un “Joint Venture” entre un contratista y una empresa nacional, cuando exista una concesión o un reparto de producción.

En cuanto a la distribución geográfica de los diferentes tipos de contratos, se pueden señalar las siguientes áreas geográficas:

- El contrato de Concesión es típico de países desarrollados y/o con sistemas fiscales avanzados como Europa, Estados Unidos, Canadá, Australia, y ciertas zonas de Oriente Medio. En general, los países de la OCDE.
- El PSC es típico de países en vías de desarrollo sin sistemas fiscales bien desarrollados como Indonesia, Malasia, Pakistán, India, Norte y Oeste de África.
- El Contrato de Servicios se encuentra en algunos países de Latinoamérica como Venezuela, Bolivia o México, y en países de Oriente Medio como Irán, o Arabia Saudita.

Hay países donde coexisten al mismo tiempo diferentes formas contractuales. El siguiente gráfico muestra la distribución estimada de los tipos de contratos a nivel mundial:

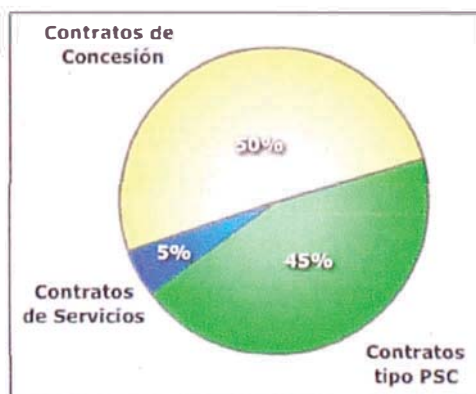


Figura 2.5: Distribución estimada a nivel mundial por tipos de contratos con el gobierno

Fuente: Curso e-NERGÓN Exploración y Producción – Formación REPSOL

2.3.2 EXPLORACIÓN DEL SUBSUELO:

De acuerdo con la información preliminar se dará inicio a la fase de exploración en la zona del yacimiento con mayores probabilidades de hallazgo. Dicha exploración permitirá analizar con más detalle la presencia de hidrocarburos.

Esta etapa consiste en la aplicación de varios métodos de exploración en la zona, terminando eventualmente en la perforación para la confirmación de reservas. Este periodo de exploración puede tener una duración de hasta 5 años.

Hoy en día no hay ningún método directo para detectar la presencia de hidrocarburos en el subsuelo desde la superficie. Por tanto todos los métodos de prospección son indirectos y se utilizan en una gradación lógica que va desde los métodos más generales, que son *más baratos e imprecisos, hasta los más detallados, que son más caros y precisos*. El orden que se utiliza comúnmente es:

1. Métodos aéreos y espaciales: El objetivo es el análisis de la topografía para la selección de zonas determinadas que luego podrían ser objeto de estudios más minuciosos, además de ahorrar tiempo para seleccionar lotes de mayor interés.
2. Reconocimientos geológicos: El objetivo es establecer el hábitat de los hidrocarburos. El resultado es el reconocimiento geológico de la zona, perfiles estratigráficos, análisis paleontológicos, estudios tectónicos, mapas estructurales.
3. Métodos geofísicos: El objetivo es tener una primera aproximación de cómo es la estructura del subsuelo para poder realizar las primeras perforaciones. Existen diferentes métodos de estudio:
 - Método gravimétrico: su objetivo es medir la atracción gravitacional que ejerce la tierra sobre un cuerpo de masa determinada.
 - Método magnético: aprovechando la fuerza de atracción que tiene el campo magnético de la tierra, se detectan las propiedades magnéticas de las rocas.

• Método sísmico: esta técnica consiste en crear perturbaciones en forma de ondas sonoras sobre la superficie mediante vibraciones creadas por un aparato o por explosivos. Dichas ondas viajan por el subsuelo rebotando contra los distintos estratos del terreno. Esto permite estimar la configuración del subsuelo objeto de estudio midiendo el reflejo de las ondas producidas a través de sensores en la superficie. Este es uno de los métodos más importantes. A continuación se muestran imágenes de levantamientos sísmicos de tierra y offshore:

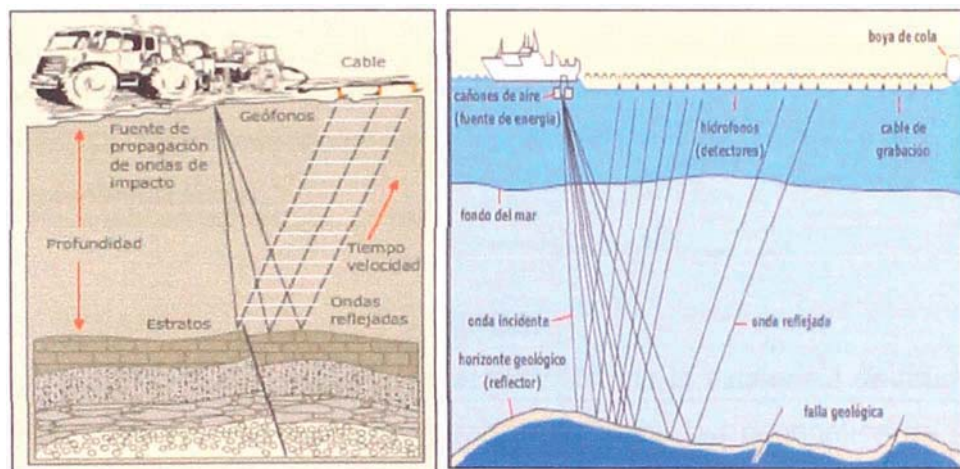


Figura 2.6: Métodos geofísicos de exploración del subsuelo

Fuente: Curso e-NERGÓN Exploración y Producción – Formación REPSOL

4. Métodos geoquímicos: El objetivo es detectar la presencia de hidrocarburos en el subsuelo. El resultado es el análisis químico de las muestras del suelo.
5. Métodos petrofísicos: Los métodos petrofísicos se emplean en una segunda fase, una vez que se ha realizado la primera perforación. La perforación de un pozo se realiza como consecuencia directa de otras actividades de exploración que indican condiciones favorables para encontrar hidrocarburos en la vertical de un punto determinado y a profundidades también predeterminadas.

La perforación de pozos tiene dos objetivos fundamentales:

- Acceder directamente a las capas del subsuelo susceptibles de contener hidrocarburos.
- Poner dichos hidrocarburos en producción, comunicando el *yacimiento con la superficie*.

El acceso directo al subsuelo tiene dos consecuencias directas:

- Se obtienen muestras del terreno.
- La sección vertical del pozo puede ser analizada con herramientas específicas a fin de establecer su composición litológica, fluidos que contienen las rocas, propiedades físicas, etc.

Lo que nos permite conocer estos métodos es la confirmación sísmica, las propiedades de la roca, los tipos de fluidos y a que profundidad están.

2.3.3 DESARROLLO DE LOS CAMPOS:

Luego de que la perforación exploratoria confirma la existencia de crudo en el yacimiento, este hallazgo garantiza la viabilidad económica de la operación, así se avanza al tercer paso de la cadena de valor de E&P, la fase de desarrollo.

La terminación del pozo debe ajustarse a las condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Por ello, existen diferentes tipos de terminaciones, que responden al tipo de flujo existente desde el fondo del pozo a la superficie, y al tipo de crudo que se encuentra en el yacimiento.

1. Terminación de pozo de flujo natural:

Los pozos de flujo natural son aquellos en los que el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie. Para ello, existen dos tipos de terminación:

- a) Terminación vertical sencilla: La terminación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo.

b) Terminación vertical doble: La terminación doble se utiliza cuando es necesario producir dos yacimientos independientes por un mismo pozo.

2. Terminación de pozo de flujo no natural:

Los pozos de flujo no natural son aquellos en los que el yacimiento solo tiene presión para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo. En estos casos se harán producir mediante:

a) Bombeo mecánico: El bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie.

b) Bombeo hidráulico: En este tipo de mecanismo de extracción del petróleo, se usa como impulsor del petróleo un fluido que se bombea por la tubería de producción.

c) *Levantamiento artificial por gas*: El *levantamiento artificial por gas* se usa para hacer producir pozos que mantengan una razonable presión de fondo.

2.3.4 PRODUCCIÓN DEL CRUDO:

Se da por terminado un pozo cuando se consideran satisfactorias las pruebas y evaluaciones finales de producción y el pozo ha sido provisto de los requerimientos definitivos. En este momento se ordena el desmantelamiento y la salida del equipo de perforación de la localización y se inicia la fase de producción del pozo. Se suelen perforar dos o más pozos posteriormente para determinar la extensión y reservas que posee el yacimiento.

Durante la fase de exploración se hacen cálculos aproximados sobre la cantidad de reservas en el yacimiento, sin embargo, estas cantidades se vuelven a calcular en la fase de desarrollo en base a los análisis del pozo descubridor. Para este segundo cálculo, se analizan tres características de los yacimientos, que decidirán el éxito de la producción de hidrocarburos. Estas características son:

- Presión del yacimiento

- Temperatura del yacimiento
- Viscosidad del crudo

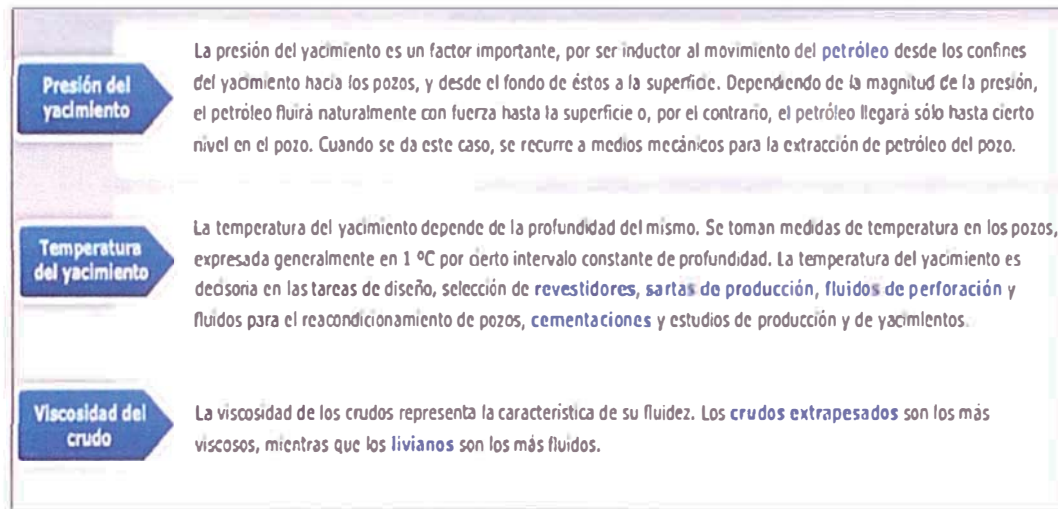


Figura 2.7: Características de los yacimientos a considerar en la producción de crudo

Fuente: Curso e-NEERGÓN Exploración y Producción – Formación REPSOL

A lo largo de la vida de un yacimiento, incluida su fase de producción, son frecuentes las siguientes operaciones:

- Reparar y mantener los elementos mecánicos o eléctricos de las bombas.
- Añadir o taponar perforaciones que comunican directamente con el almacén.
- Limpiar partículas de sedimentos que el petróleo arrastra y se van depositando en el fondo.
- Realizar operaciones de estimulación con ácido.

Por otro lado, en la instalación de superficie se procede a la separación de los componentes del crudo extraído del yacimiento. Junto con el crudo salen componentes sólidos, agua y gas. Todo esto hay que separarlo del crudo, pero antes, debemos saber si podemos utilizarlos, o podemos sacar provecho de ellos de alguna manera.

Luego de algunos años los pozos de producción llegan al final de su vida de producción cuando se ha extraído prácticamente la totalidad de las reservas. Luego empieza la fase de abandono de pozo.

2.3.5 ABANDONO DE LOS POZOS:

El abandono de pozos supone un gran desembolso, puesto que la empresa petrolera debe dejar la zona prácticamente como la encontró.

Se procede a la desinstalación de los pozos y equipos, así como a la limpieza de los residuos y testeo de contaminación.

El respeto al medioambiente es una necesidad y a la vez una obligación. Todos los países han ido definiendo marcos regulatorios que obligan a las empresas a rehabilitar el entorno donde se realizan operaciones de E&P.

Es frecuente que los contratos de exploración incluyan un capítulo dedicado al abandono, con cláusulas que definen las obligaciones del contratista. Estas obligaciones pueden suponer desembolsos muy importantes.

Las actividades que suele incluir el abandono se refieren a los capítulos de:

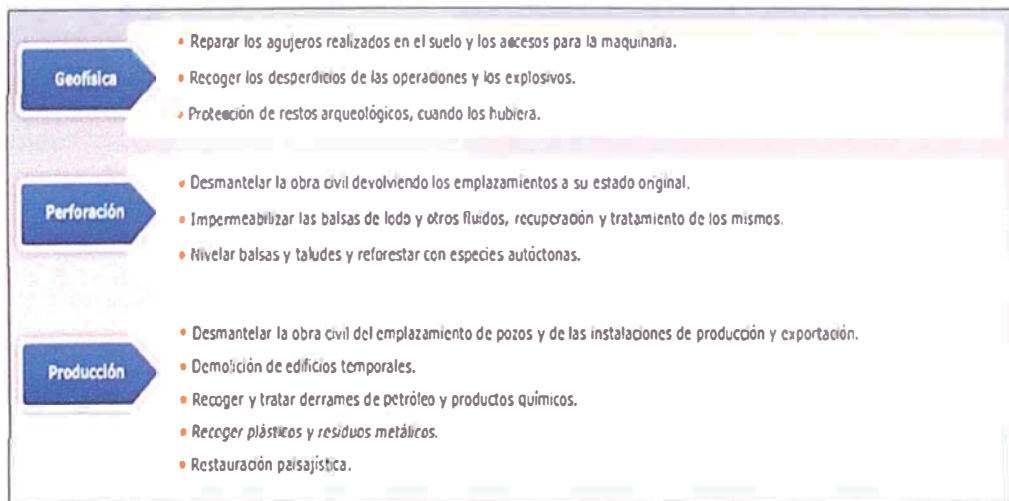


Figura 2.8: Actividades a considerar en Abandono de Pozos

Fuente: Curso e-NERGÓN Exploración y Producción – Formación REPSOL

2.4 FACTORES COMPETITIVOS DEL ÁREA DE E&P:

2.4.1 FUENTES DE VENTAJA COMPETITIVA:

El éxito económico de una empresa de E&P depende de muchos factores, pero sin duda, algunos de los más críticos tienen que ver con la gestión y reemplazo de reservas de petróleo y gas, y por otro lado, el control de costes e inversiones de exploración, desarrollo y producción.

Control de costes e inversiones:

El control de costes e inversiones es imprescindible para garantizar la rentabilidad del negocio de E&P. Cuanto más difícil sea el acceso a la zona de exploración y al yacimiento, mayores serán los costes de gestión del proyecto, de ingeniería avanzada y de sus instalaciones.

Reemplazo de reservas:

El reemplazo de reservas es el mayor reto al que se enfrentan las empresas de E&P, por su dificultad de hallazgo y producción. Así asume especial importancia el desarrollo de la capacidad de exploración.

Para esto es fundamental el acceso a nuevo dominio minero para garantizar la continuidad de la actividad exploratoria y el desarrollo de la efectividad exploratoria para aumentar la capacidad de realizar nuevos descubrimientos rentables.

Como estrategia complementaria a la actividad exploratoria, se puede también optar por la compra de activos de otras compañías en el mercado.

Efectividad exploratoria:

La efectividad exploratoria es otra de las claves del éxito, y de cara a aumentarla es importante:

- El desarrollo de la actividad exploratoria en zonas de bajo riesgo geológico.
- La concentración de actividades en Zonas Core, donde aumentan su efectividad por el mayor conocimiento del modelo geológico.
- La inversión en tecnología para acceder a nuevos dominios con características geológicas complejas.

- La inversión en recursos humanos especializados.

2.4.2 MARGEN DE E&P:

En el diagrama está representada la construcción del margen de E&P, que mide el resultado generado en la actividad de producción de hidrocarburos.



Figura 2.9: Margen de E&P

Fuente: Curso e-NERGÓN Exploración y Producción – Formación REPSOL

- La generación de ingresos dependerá directamente del volumen de producción que la compañía esté poniendo en el mercado y de los precios medios del crudo y del gas.
- Los costes de extracción y operativos del negocio dependerán en gran medida de las características de los proyectos exploratorios de la compañía: El grado de aislamiento de las zonas, disponibilidad de equipos en las zonas (costes fijos de desplazamiento y montaje), y complejidad de los pozos (número de entubaciones, costafuera y otras operaciones).

- Los impuestos y condiciones impuestas por los gobiernos de las regiones donde se realiza la actividad exploratoria tiene un importante impacto en la rentabilidad del negocio.

En el siguiente diagrama se puede observar un ejemplo de rentabilidad de un proyecto de E&P - Upstream:

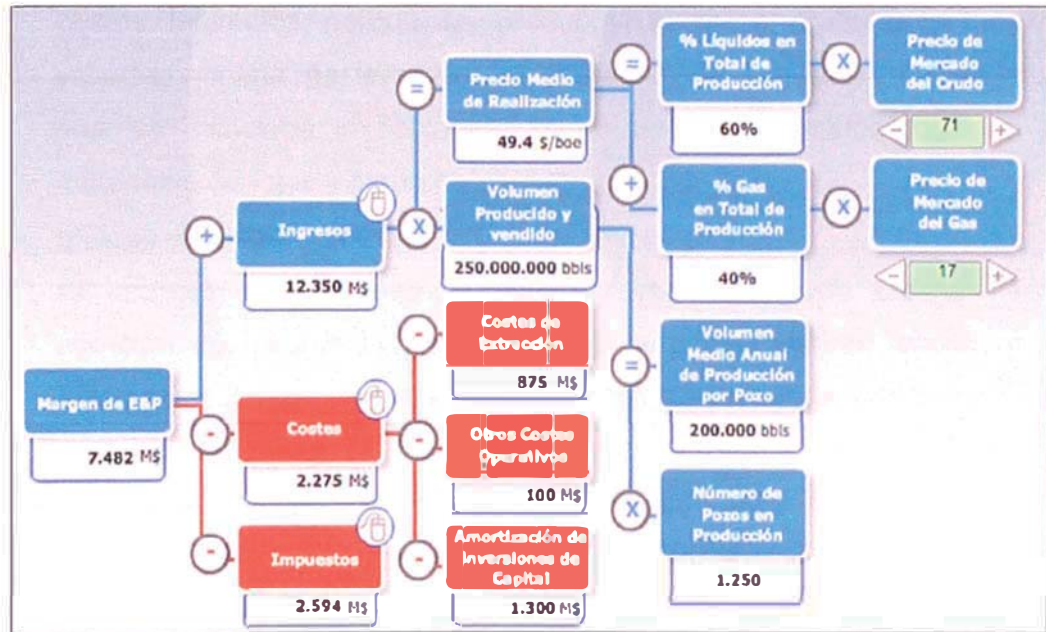


Figura 2.10: Ejemplo Margen E&P

Fuente: Curso e-NERGÓN Exploración y Producción – Formación REPSOL

Tras varios años de desarrollo de la industria del petróleo/gas Upstream se puede decir que, a pesar de que los costes operativos del sector E&P hayan incrementado en los últimos años, se ha conseguido producir a nivel mundial una gran cantidad de crudo a un precio razonable y ciertamente rentable.

2.5 TEORÍA DE COSTOS:

2.5.1 MÉTODOS DE COSTEO:

A través del tiempo los métodos de costeo han ido evolucionando de acuerdo al entorno del momento. Así podemos mencionar los siguientes:

- Método de Costeo Directo:

Desde los inicios de la era industrial era necesario evaluar el costo para poder calcular la rentabilidad inicialmente según una necesidad contable. En ese entorno donde la demanda superaba la oferta las empresas se preocupaban por producir a su máxima capacidad, por lo tanto los costos más relevantes son los directos y casi no existía los costos indirectos porque se producía un único producto o una variedad mínima, por ello aparece el Método de Costeo Directo en la cual se calculaba el costo del objeto de costo considerando los materiales directos y mano de obra directa.

- Método de Costeo Variable:

Al aparecer la competencia se hace más necesario enfocar la atención en los mercados propios generándose nuevas labores y funciones que incurrieran en costos, aparece los costos de marketing, la evolución tecnológica hace incrementar en proporción los costos indirectos y se genera una reducción de los costos de la mano de obra directa, es allí donde se da a conocer el Método de Costeo Variable donde se calcula como costo del objeto de costo al costo de materiales directos, mano de obra directa y los costos indirectos variables.

- Método de Costeo por Absorción:

Posteriormente de acuerdo con la evolución contable se da a conocer el Método de Costeo por Absorción donde se considera en el objeto de costo el costo de los materiales directos, el costo de la mano de obra directa y los costos indirectos fijos y variables, definidos en la NIC 2, fundamentalmente el objetivo era la valorización del stock de los productos terminados, la determinación del costo de producción y el costo de ventas.

- Método de Costeo Integral o Global:

En el entorno actual donde los mercados son cada vez más competitivos las empresas buscan saber cuál es el costo del objeto de

costo que le asegure absorber todos los costos de la organización es allí donde aparece el Método de Costeo Integral o Global que considera en el objeto de costo, el costo de materiales directos, *mano de obra directa*, *costos indirectos de fábrica*, *costos de administrar*, *costos de vender*, *costos de financiar*, con ello se entiende que una unidad monetaria adicional a este valor asegura considerarlo como utilidad.

2.5.2 METODOLOGÍA TRADICIONAL DE COSTEO:

En todos los métodos y sistema de costeo se debe calcular el costo de los elementos de costo de los objetos de costo, como se han indicado anteriormente en todos los métodos de costeo y sistemas de costeo se tiene que llegar a este cálculo por objeto de costo. La metodología tradicional de costeo de los elementos de costo por objeto de costo se resume como sigue:

- Costeo de los materiales directos:
Basado en la identificación de los materiales en el objeto de costo, la cantidad que se requiere y el valor unitario del material según unidad de consumo. El costo de material directo en el objeto de costo será la suma de los consumos de cada material por el costo unitario del material según unidad de consumo.
- Costeo de la mano de obra directa:
Basado en la asignación del valor total que le cuesta a la empresa mantener a un trabajador (mano de obra directa en producción) hacia el objeto de costo, en función de las horas efectivas trabajadas por cada trabajador en cada objeto de costo.
- Costeo de los costos indirectos de fabricación:
Basado en la distribución de los costos indirectos a los objetos de costos según un criterio de distribución denominado base de distribución que debe ser el más razonable posible representado en una tasa de distribución de costo indirecto de fábrica. Por ser este elemento indirecto es el que genera las distorsiones en el valor final

del cálculo de costo unitario del objeto de costo debido a la metodología de distribución a utilizar. Se puede clasificar los costos indirectos en varias clases como son: materiales indirectos, mano de obra indirecta, costos de mantenimiento, servicios públicos: agua, luz, teléfono, etc. los cuales cada uno tendría sus bases de distribución tanto para distribuir de clase CIF a centro de costo como de centro de costo a objeto de costo, con lo cual se disminuiría la distorsión pero igualmente se tendría un nivel de distorsión relevante.

Tradicionalmente la contabilidad de costos ha utilizado las horas hombre y horas máquina para la distribución directa de los costos indirectos de fábrica hacia los objetos de costos.

Cuadro 2.2: Metodología Tradicional de Costeo

Costo Objeto de Costo =	Costo Materiales Directos +	Costo Mano de Obra Directa +	Costos Indirectos
<i>Difficultad en el calculo:</i>	<i>Simple</i>	<i>Complejidad media</i>	<i>Complejidad alta</i>
Proceso de cálculo:	Por identificación	Por Asignación	Por Distribución
Datos Fundamentales:	Cantidad Valor unitario	Valor MOD Horas Efectivas	Valor CIF Bases de Distribución Valores de la BD
Calculo:	$CMD = C \times Vu$	$TH = VMOD / HE$	$TCIF = VCIF / Total VBD$
Aplicación al objeto de costo:	Directo	según el número de horas efectivas por objeto de costo	según el número de unidades de la base de distribución por objeto de costo.

Fuente: Robert Kaplan - Coste y Efecto

2.5.3 SISTEMAS TRADICIONALES DE COSTEO:

Se considera Sistemas Tradicionales de Costeo a aquellos que fueron desarrollados para la aplicación en las empresas industriales cuyo método de costeo es por absorción y que sigue una metodología tradicional de costeo de los elementos del costo de acuerdo a lo explicado en el punto anterior. Los Sistemas Tradicionales de Costeo que se van a considerar son: Sistema de Costeo por Órdenes de Trabajo, Sistema de Costeo por Procesos y Sistema de Costeo Estándar.

- Sistema de Costeo por Ordenes de Trabajo:

Utilizado en empresas cuyo sistema de producción es intermitente, que trabaja a pedidos, con rutas de procesamiento de los productos diferentes entre sí, manufactura una diversidad de productos, el control de la producción es en base de una orden de fabricación. El objeto de costo es la orden de fabricación para luego calcular el costo unitario por producto. Uno de los beneficios más importantes de este sistema es que permite conocer el costo de la orden en cualquier momento. Este sistema también es aplicable en empresas de servicios.

- Sistema de Costeo por Procesos:

Utilizado en empresas cuyo sistema de producción es continua, es decir los productos fabricados siguen la misma ruta de procesamiento, se fabrica pocos productos, el control de la producción es en base a procesos, el objeto de costo inicial viene a ser los procesos mediante la determinación de costos unitarios promedios, que luego de acumularse por cada proceso se determina el costo unitario de producto terminado. Este sistema de costeo es una mayor complejidad en la acumulación y recopilación de la información de costos incurridos.

- Sistema de Costeo Estándar:

Utilizado en empresas cuyo sistema de producción es continua pero con un alto nivel de estandarización del consumo de sus recursos, los procesos y los productos. Se dio a conocer en Alemania principalmente para poder evaluar la gestión de las organizaciones. El objeto de costo viene a ser el producto estandarizado, mediante estudios técnicos se determina los consumos y valores por elemento de costo para cada producto generándose una hoja de costo estándar por producto.

En la realidad actual de alta competitividad las empresas realmente están desarrollando diversas formas de producción, por lo tanto se crea la duda de que sistema de costeo se va a usar. Se puede considerar dos posiciones: la primera es costear separando la organización en función de los sistemas de producción por lo que se tendría 3 sistemas de costeo en una misma organización, la segunda es adaptar estos sistemas a uno solo, que podría ser el sistema de costeo por órdenes de fabricación que es la más versátil, creando lotes de producción en el sistema de producción continuo y estandarizado.

2.5.4 SISTEMA DE COSTEO ABC

Por los años 80 Robert Kaplan y Thomas Jhonson evaluaron a la contabilidad de costos tradicional determinando que no era adecuado para brindar información para la toma de decisiones y enfrentar el entorno competitivo del momento, por lo cual según sus investigaciones dieron a conocer el Sistema de Costeo Basado en Actividades (ABC Costing) basándose en las siguiente filosofía: **“Los objetos de costos consumen actividades y las actividades consumen recursos”**.

Se incorpora el concepto de actividades a la metodología de costeo lográndose un nuevo Sistema de Costeo considerándolo un sistema contemporáneo.

Los conceptos fundamentales de este sistema son:

- *Actividad: Un conjunto de tareas que transforma un input en un output distinto con valor agregado, por ejemplo: Programar la producción.*
- *Inductor de costo, cost driver o generador de costo: Aquel que causa el costo de la actividad es decir viene a ser el causante de que la actividad se realice, por ejemplo: Actividad programar la producción, su inductor podría ser el número de pedidos.*

- Centro de actividad: Un análogo del centro de costo pero con la diferencia de que el centro de actividad viene a ser un acumulador de actividades y de costos.

El procedimiento de cálculo de costos es similar al costeo tradicional diferenciándose principalmente en el tratamiento del cálculo de los costos en los indirectos, el costeo ABC busca identificar mejor según la relación causa efecto el costo indirecto incurrido por cada objeto de costo es decir trata de convertir los costos indirectos en directos, para los otros elementos de costo como son materiales directos y mano de obra directa el proceso de costeo viene a ser el mismo.

Existen muchos autores y diversos softwares de costeo ABC, la mayoría de ellos sigue un procedimiento estático, es decir al momento de implementarlo consideran las actividades y los porcentuales de cost driver por actividad basado en ese momento considerándolo a través de un periodo de tiempo que luego de finalizado tiene que ser revisado y actualizado. La idea del ABC es poder identificar todos los costos realmente incurrido en los objetos de costos por lo tanto es necesario establecer un costeo dinámico es decir identificando el costo incurrido en las actividades vía una definición de las actividades actuales cada vez que sucedan, de esta manera se estaría generando información de costos basado en actividades on line que generaría información real con una mínima e irrelevante distorsión que permita a la gerencia tomar decisiones más rápida con información segura. Este sistema de costeo nos permite calcular cualquier objeto de costos.

2.5.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS TRADICIONALES CON EL SISTEMA ABC DE COSTEO:

A continuación se muestra cuadros en las cuales se compara el costeo tradicional con el costeo ABC:

Cuadro 2.3: Cuadro Comparativo Costeo Tradicional vs. Costeo ABC

COSTEO TRADICIONAL	COSTEO ABC
Estructura de costos enfocada al interior de la empresa	Estructura de costos totalmente enfocada al mercado.
Cortabilidad de Costos maneja costos	Equipos Trans-funcionales administran y reducen costos.
La reducción de costos no va orientada al cliente	La información proveniente de los clientes contribuye a la reducción de costos.
Nulo o poca participación de la cadena de valor en la reducción y la planificación de costos.	Involucra la cadena de valor en la reducción de costos explotando los lazos con los proveedores, clientes, procesos, etc.
Consideraciones de mercado que no forman parte de la planificación de costos	Las consideraciones competitivas del mercado orientan a la planificación de costos.
El volumen es una causal determinante del costo.	El costo es causado por múltiples causas como grado de dificultad, complejidad de la línea, nivel de transacciones, etc.

Fuente: Robert Kaplan - Coste y Efecto

Finalmente podemos concluir:

- El sistema de costeo basado en actividades realiza un cálculo de costos más preciso del objeto de costo.
- El sistema de costeo basado en actividades puede ser utilizado en cualquier tipo de empresa.
- El sistema de costeo basado en actividades debe estar basado en un sistema dinámico de recopilación y procesamiento de información.
- El sistema de costeo basado en actividades ofrece mayores ventajas que otros sistemas de costeo.
- El sistema de costeo basado en actividades brinda información para la gestión estratégica de costos.
- El sistema de costeo basado en actividades no es un software es una metodología de calcular costos.

CAPITULO III: PROCESO DE TOMA DE DECISIONES

3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Debido al tamaño de la empresa y los gastos corporativos que esto implica, los gastos administrativos de REPEXSA son aproximadamente 3 MM US\$ mensualmente y se distribuyen entre cada proyecto mediante una *metodología de reparto que sólo utiliza el “tiempo” reportado por todos los trabajadores cada mes como indicador de reparto.*

Constantemente la empresa en estudio consume tiempo y recursos propios con la finalidad de responder ante auditorías de socios de los diferentes Lotes en los que tiene participación y es operador, y además de entidades reguladoras.

Las solicitudes de información más recurrentes en estas auditorías y por las cuales se discute por largos periodos de tiempo son las relacionadas a los gastos administrativos y la manera cómo estos gastos se atribuyen a cada socio.

3.2 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Para la empresa en estudio desarrollaremos el caso puntual de un Lote operado que se encuentran en la etapa de Desarrollo/Producción, Lote 57 – Kinteroni, este proyecto cuenta con mayor cantidad de personal en planilla en comparación con otros Lotes y además las áreas de soporte dedican varias horas diarias trabajando en diversos requerimientos con la finalidad de garantizar la operatividad del proyecto; es así que mensualmente los días reportados al proyecto del total de días reportados por todo el personal de la

empresa, resulta significativo y termina asumiendo mayor parte de los gastos administrativos repartidos.

El socio del Lote 57, la empresa brasilera Petrobras, en cada auditoría que realiza a REPEXSA por ser operadora del proyecto; presenta innumerables observaciones que deben ser atendidas y respondidas en establecidos cronogramas, luego tienen opción a solicitar mayor información si les resulta insuficiente el respaldo o sustento presentado, así hasta llegar finalmente a un acuerdo. Este acuerdo muchas veces representa devoluciones de dinero por parte de la empresa al socio y gran cantidad de horas de trabajo consumidas en la empresa por atender sus requerimientos de información.

Las áreas de Control de Gestión y Contabilidad son las que principalmente preparan las respuestas a los socios y defienden la postura de la empresa en cuanto al criterio del reparto. El personal de estas áreas al dedicarse en la mayor parte de su tiempo a estas auditorías, muchas veces descuida otros proyectos de mayor impacto para la empresa o que simplemente le puede traer mayores beneficios.

Dentro de las alternativas de solución podemos plantear las siguientes:

- A.** Contratar personal calificado con cierta anticipación a la siguiente auditoría programada y por un periodo de plazo fijo, es decir sólo durante el tiempo que tomará su capacitación en la empresa en temas referidos a la auditoría y luego el que corresponda a la duración de la misma, con la finalidad de responder ante la información solicitada por el socio; y así el personal propio de la empresa podría descargar el trabajo operativo que implica atender los requerimientos directamente en una auditoría y sólo supervisar o apoyar al recurso contratado, además le permitiría optimizar su tiempo en el cumplimiento de los objetivos que ya tienen planteados desde inicios de año y por los cuales son evaluados.
- B.** Mejorar de manera proactiva la metodología de reparto de gastos administrativos, en base a las observaciones ya recibidas de auditorías pasadas, entre los diferentes proyectos de exploración y de

desarrollo/producción de la empresa; así se podría justificar con un mayor fundamento y rápidamente el reparto de estos gastos que finalmente se trasladan a cada socio esperando recibir menor cantidad de observaciones y al mismo tiempo mejorando nuestras gestiones de control de gastos. Esto mejora la imagen de la empresa ante sus socios y nos genera una mejor imagen de socio operador confiable.

3.3 SELECCIÓN DE UNA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

Para poder elegir entre las dos alternativas planteadas se presenta el siguiente cuadro de ponderación de factores, que se considera son los más relevantes para el presente caso de estudio:

Cuadro 3.1: Evaluación ponderada de alternativas de solución

Factor	Ponderación	Puntuación		Puntaje Total	
		Alternativa A	Alternativa B	Alternativa A	Alternativa B
Factor económico	2.50	3	4	7.50	10.00
Tiempo de ejecución	2.00	3	3	6.00	6.00
Beneficio obtenido en el mediano/largo plazo	2.50	3	5	7.50	12.50
Planificación y gestión de recursos	1.50	4	3	6.00	4.50
Relaciones con el socio	1.50	3	4	4.50	6.00
	10			31.50	39.00

Fuente: Elaboración Propia

Los factores evaluados son los siguientes:

- Factor económico: Se evalúa el nivel de gastos que tendrá la empresa al optar por cada una de las alternativas. A menor gasto obtiene mayor puntuación.
- Tiempo de ejecución: Se evalúa el tiempo en el que será resuelto el problema, a menor tiempo obtiene mayor puntuación.
- Beneficio obtenido en el mediano/largo plazo: Se evalúa el beneficio que se espera obtener en la empresa luego de implementar la solución escogida. A mayor beneficio obtiene mayor puntuación.

- Planificación y gestión de recursos: Se evalúa el nivel de eficiencia en la gestión de los recursos de la empresa para cada alternativa, a mejores resultados obtiene mayor puntuación.
- Relaciones con el socio: Se evalúa el impacto que se espera obtener de la alternativa elegida ante los socios. Si es positivo y mejora nuestras relaciones para con ellos, obtiene una mayor puntuación.

Los puntajes asignados en cada factor para cada alternativa se basan en el siguiente criterio:

- 5: Muy bueno
- 4: Bueno
- 3: Regular
- 2: Malo
- 1: Muy malo

Finalmente, la alternativa elegida con mayor puntaje es la “**B**”, es decir se mejorará de manera proactiva el reparto de gastos administrativos.

3.4 ANÁLISIS DE CRITERIOS DE EVALUACIÓN

A continuación se muestra cómo fueron evaluados los criterios utilizados en el cuadro ponderado de puntuación del capítulo anterior, para cada alternativa planteada al problema del presente informe:

- Factor económico: La alternativa A obtuvo 3 puntos y la alternativa B obtuvo 4 puntos.

Contratar un recurso de plazo fijo para atender los requerimientos en las auditorías implica un gasto de personal adicional; en cambio, utilizar los recursos de personal con los que ya cuenta la empresa y planificando un mejor reparto para periodos posteriores no implica gastos adicionales de personal.

- Tiempo de ejecución: La alternativa A obtuvo 3 puntos y la alternativa B obtuvo 3 puntos.

Con la alternativa A se logra solucionar el problema planteado pero en un tiempo mayor ya que considera el tiempo de capacitación del nuevo recurso contratado. Para la alternativa B se espera un tiempo de duración de auditoría menor pues con la nueva metodología de reparto se esperan menos observaciones por parte de los socios.

- Beneficio obtenido en el mediano/largo plazo: La alternativa A obtuvo 3 puntos y la alternativa B obtuvo 5 puntos.

El beneficio obtenido con la alternativa A es solo el correspondiente a la culminación de una auditoría tratando de resolver la mayor cantidad posible de observaciones de los socios. En cambio, el beneficio obtenido con la alternativa B es satisfactorio en todas las siguientes auditorías programadas de los socios de la empresa de cada *proyecto*, se tiene preparado en mejor reparto y mejor sustento de los gastos administrativos.

- Planificación y gestión de recursos: La alternativa A obtuvo 4 puntos y la alternativa B obtuvo 3 puntos.

Con la alternativa A se puede observar una mejor planificación de los recursos (planilla propia y personal contratado) para atender de manera satisfactoria los requerimientos de información de la siguiente auditoría; en cambio con la alternativa B hay un trabajo adicional anticipado del personal de planilla en preparar e implementar la nueva metodología de reparto pero que finalmente trae mayores beneficios a la empresa.

- Relaciones con el socio: La alternativa A obtuvo 3 puntos y la alternativa B obtuvo 4 puntos.

Con la alternativa A se responde ante la auditoría tratando de llegar a acuerdos positivos con los socios; actualmente en la práctica, no siempre se llega a buenos acuerdos en las discusiones que se

desarrollan o no siempre en el plazo esperado. Con la alternativa B se espera tener menos observaciones, por lo tanto menor cantidad de discusiones y así afianzar nuestras relaciones con nuestros socios y *fortaleciendo nuestra imagen de socio operador confiable.*

3.5 PLAN DE ACCIÓN PARA DESARROLLAR LA SOLUCIÓN ELEGIDA

En vista que la alternativa elegida fue la mejora de la metodología de reparto de gastos administrativos en REPEXSA, se plantean las siguientes actividades a desarrollar por parte de la empresa esperando obtener los mejores beneficios para ella y sus socios.

1. Recopilar información del reparto de gastos administrativos del año 2011 y del personal de la empresa durante dicho ejercicio contable.
2. Identificar la Bolsa de reparto de gastos administrativos y separarla por rubros.
3. Aplicar una nueva la metodología de reparto, utilizando nuevos criterios de reparto para cada rubro.
4. Contrastar el reparto real del 2011 con el reparto calculado mediante la nueva metodología.
5. Presentar la propuesta de la nueva metodología de reparto de gastos administrativos a la Dirección de Control y Recursos de la empresa y solicitar aplicarla en el ejercicio siguiente 2013. Para el año 2012 se viene ejecutando el reparto de acuerdo a cómo se elaboró el presupuesto a finales del año 2011.
6. Proponer elaborar el presupuesto 2013 de la empresa en base a dicha nueva metodología y así poder aplicar un control real y más exacto en dicho ejercicio contable.

Esta propuesta de mejora planteada a la Dirección de Control y Recursos de la empresa optimiza la gestión del control de gastos e inversiones de la empresa, *haciendo más preciso o exacto el reparto de los gastos*

administrativos entre sus proyectos y finalmente lo que le corresponde a cada socio de cada proyecto.

La imagen de socio operador confiable en el rubro mejorará las relaciones con ellos y el beneficio obtenido a largo plazo será provechoso para la empresa, además se puede decir que se obtendrá un mejor resultado que el obtenido al solucionar sólo el problema operativo de la siguiente auditoría.

3.6 METODOLOGÍA ACTUAL DE REPARTO DE GASTOS ADMINISTRATIVOS

Actualmente la metodología de reparto de los gastos administrativos entre los diferentes Lotes donde participa la empresa se basa en el indicador del “tiempo” reportado por todo el personal de planilla. El personal de la empresa completa un formato mensualmente llamado “Hoja de Tiempo” donde se distribuyen los días trabajados para cada Lote y se detalla las actividades realizadas, este formato es aprobado por el Jefe inmediato de cada trabajador mediante su firma y luego es considerado en el consolidado que se elabora para el reparto final. A continuación se adjunta el formato utilizado mensualmente:

SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO		CÓDIGO: E&P.PO.C&R.005.01									
		Versión 05	Fecha de Aprobación: 20.05.2011	Página 1 de 1							
HOJA DE TIEMPO		Elaboró: Analista de Apoyo a la Gestión U II Perú Analista Control de Gestión U R Pacífico	Revisó: Jefe de Apoyo a la Gestión U II Perú	Aprobó: Directora Control y Recursos Pacífico							
NOMBRE: _____		MES: _____		_____							
AREA: _____		AÑO: _____		_____							
Lote	Sub Actividad	Actividades	Descripción de labor y/o itinerarios realizados	Semanas del mes						TOTAL mes (Días)	Total Acumulado
				1	2	3	4	5	6		
39										0	0
57	Excursión									0	0
	Descanso									0	0
56		1								0	0
		2								0	0
		3								0	0
		4								0	0
		5								0	0
85		1								0	0
		2								0	0
		3								0	0
		4								0	0
		5								0	0
103		1								0	0
		2								0	0
109		1								0	0
		2								0	0
90		1								0	0
101		1								0	0
176		1								0	0
180		1								0	0
182		1								0	0
184		1								0	0
1111AA		1								0	0
		2								0	0
		3								0	0
76		1								0	0
		2								0	0
REPSOL 100%		1								0	0
		2								0	0
		3								0	0
		4								0	0
		5								0	0
Ecuador		1								0	0
		2								0	0
		3								0	0
		4								0	0
		5								0	0
Bolivia		1								0	0
		2								0	0
		3								0	0
		4								0	0
		5								0	0
NOTAS ADICIONALES:				00 00 00 00 00 00 00 00 00 00							
Días de Descanso en el pte mes											
Días de Vacaciones en el pte mes											
Días que Laboró en el pte mes											
Día de ingreso al campo											
Día de salida del campo											
Otros Días											
				Firma de elaboración		Firma de aprobación		Fecha			
				Fecha		Fecha					

Figura 3.1: Formato Hoja de Tiempo
 Fuente: Documentos aprobados CdG – SGI Repsol E&P

Para entender la metodología de reparto de gastos administrativos que se desarrolla todos los meses en la empresa en estudio, se muestra el siguiente flujograma:

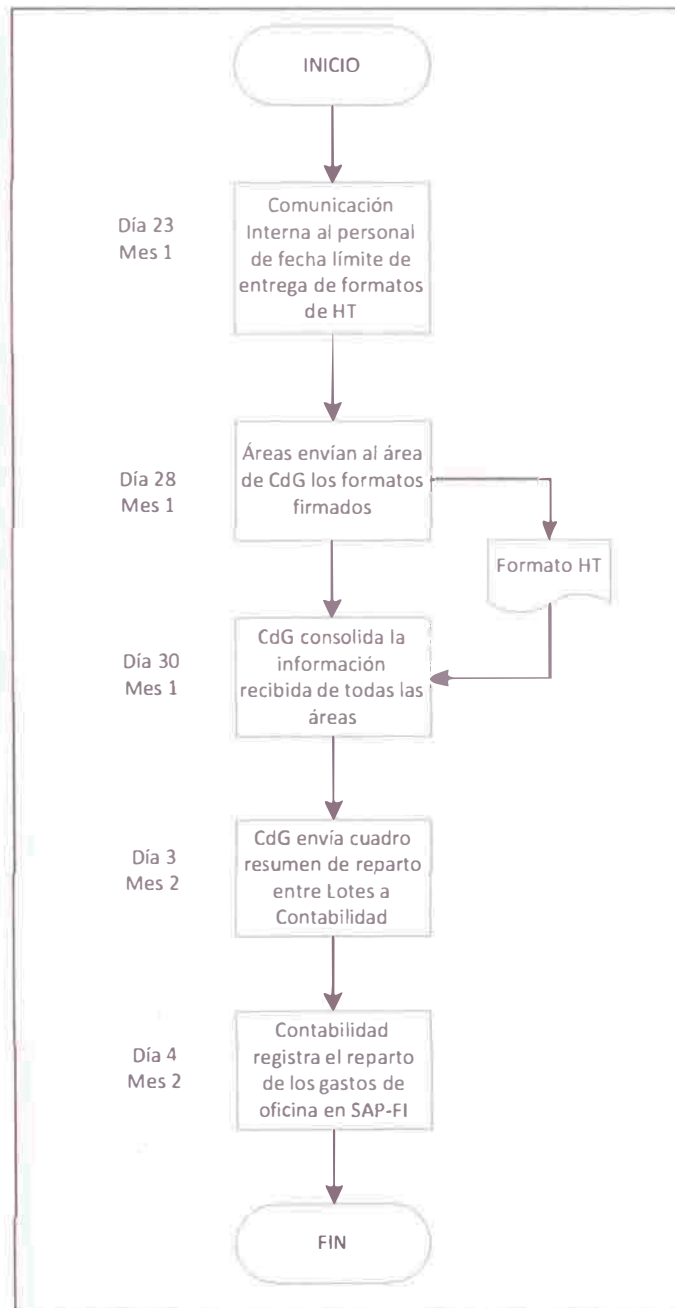


Figura 3.2: Flujograma Registro – Contabilización Hojas de Tiempo

Fuente: Elaboración Propia

- a. Se envía una Comunicación Interna a todo el personal de planilla solicitando el envío de sus formatos de HT, debidamente firmados por sus inmediatos superiores, a más tardar para el día 28 de cada mes.

Se envía la comunicación con 5 días de anticipación para que puedan organizar sus tiempos y presentar sin demora lo requerido.

- b. Las diferentes áreas de la empresa envían sus formatos al área de Control de Gestión para la consolidación respectiva.
- c. El área de Control de Gestión consolida todas las HT del mes y prepara un cuadro resumen donde se muestra por porcentajes cuánto le corresponde a cada lote.
- d. El área de Control de Gestión envía los porcentajes de reparto al área de Contabilidad. Esto normalmente se envía el día 3 del mes siguiente pues hay un trabajo de seguimiento a áreas que no cumplen los plazos establecidos.
- e. El área de Contabilidad identifica el valor de la bolsa de reparto del mes y la distribuye a cada Lote mediante el registro de asientos *contables en SAP-FI*. Este registro se realiza el día 4 del mes siguiente pero queda grabado contablemente en el mes al que corresponden los gastos administrativos.

3.6.1 BASE DE PERSONAL – PLANILLA 2011

Para el año 2011 se presentaron formatos de Hojas de Tiempo de las siguientes áreas:

- Almacenes
- Camisea
- Comercial
- Compras y Contrataciones
- Control de Gestión
- Desarrollo
- Exploración
- Kinteroni
- Logística
- MASC (Medio Ambiente, Seguridad y Calidad)
- Perforación

- Personas y Organización
- Planificación

Se presenta el siguiente cuadro de número de personas por área y la cantidad promedio para el año 2011:

Cuadro 3.2: Planilla REPEXSA 2011

TEXT PERIODO	ALMACENES	CAMISEA	COMERCIAL	COMPRAS Y CONTRATACIONES	CONTROL DE GESTIÓN	DESARROLLO	EXPLORACIÓN	INTEROHI	LOGÍSTICA	MASC	PERFORACIÓN	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	PLANIFICACIÓN	Total general
Enero	10	3	4	11	6	12	18	47	15	44	14	3	2	183
Febrero	11	3	4	11	6	11	18	48	15	42	14	3	2	188
Marzo	11	3	4	12	6	12	19	57	15	33	14	3	2	191
Abril	11	3	4	12	6	13	19	64	15	33	14	3	2	193
Mayo	11	3	4	12	6	14	19	67	15	33	15	3	2	204
Junio	13	3	4	12	6	15	20	73	15	35	16	3	2	217
Julio	13	3	4	12	7	15	20	75	14	34	16	3	2	218
Agosto	13	3	3	12	7	14	21	82	13	35	18	3	2	226
Septiembre	14	3	3	12	7	15	21	82	13	36	15	3	2	226
Octubre	15	3	3	14	6	16	22	80	16	36	15	3	2	230
Noviembre	15	2	3	14	6	14	15	79	16	34	14	3	2	215
Diciembre	15	2	3	14	7	14	12	79	16	35	15	3	2	217
Promedio	13	3	4	12	6	14	18	80	15	36	15	3	2	210

Fuente: Elaboración Propia

3.6.2 HOJAS DE TIEMPO 2011

La bolsa de gastos administrativos de la empresa en estudio se repartirá según la siguiente apertura:

Cuadro 3.3: Lote / Actividad REPEXSA 2011

Lotes en Exploración/Desarrollo Operados (con socios bajo JOA)	Lote 39	Exploración	Horas técnicas Horas administrativas Repsol 100%	
	Lote 57	Exploración	Mapi Mashira Sagan Horas administrativas Repsol 100%	
			Desarrollo	Horas técnicas Horas administrativas Repsol 100%
		Lote 90	Exploración	Horas técnicas Repsol 100%
	Lotes Exploratorios No Operados	Lote 76		
		Lote 101		
Lote 103				
Lote 109				
Lotes Nuevos Exploratorios Operados (sin socios por falta de JOA)	Lote 176			
	Lote 180			
	Lote 182			
	Lote 184			
	NNAA			
Lotes en Producción No Operados	Lote 88			
	Lote 56			

Fuente: Elaboración Propia

Los gastos/inversiones de los lotes operados y con socios, se transfieren a cada socio de acuerdo a su porcentaje de participación en cada Lote; esto

es permitido según el acuerdo de operación firmado entre ambas compañías (JOA - Joint Operating Agreement). Sin embargo los gastos/inversiones de los lotes no operados son asumidos por la empresa al 100%.

Entonces, luego de que todo el personal entregara sus formatos de HT durante el 2011 se obtuvo el siguiente resumen de reparto que se utilizó durante dicho año:

Cuadro 3.4: Porcentajes de reparto entre Lotes según HT 2011

			2011					
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	5.5%	5.6%	5.5%	9.3%	2.1%	2.0%
		Horas administrativas	6.8%	5.9%	5.5%	0.0%	5.5%	7.3%
		Repsol 100%	1.3%	1.4%	1.5%	1.4%	0.9%	1.2%
Lote 57	Exploración	Mapi	0.6%	1.6%	1.5%	3.1%	2.1%	2.2%
		Mashra	0.7%	0.3%	0.8%	1.4%	1.0%	0.8%
		Sagan	5.8%	6.0%	4.5%	5.8%	7.6%	6.4%
		Horas administrativas	7.6%	9.7%	8.9%	3.0%	7.1%	7.7%
	Desarrollo	Repsol 100%	1.6%	2.2%	2.1%	1.8%	2.2%	2.2%
		Horas técnicas	46.2%	44.1%	45.2%	49.5%	48.6%	42.9%
		Horas administrativas	5.9%	3.1%	3.1%	6.7%	4.2%	6.4%
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	5.5%	5.8%	6.5%	5.1%	6.5%	6.4%
		Horas técnicas	0.4%	0.4%	0.5%	0.4%	0.6%	0.7%
		Repsol 100%	0.0%	0.1%	0.1%	0.3%	0.1%	0.1%
Lote 76			1.1%	1.0%	1.1%	1.1%	0.9%	1.2%
Lote 101			0.1%	0.1%	0.5%	0.0%	0.9%	0.7%
Lote 103			0.5%	0.8%	1.0%	0.8%	0.9%	1.3%
Lote 109			1.5%	2.2%	2.6%	1.8%	1.1%	1.8%
Lote 176			0.2%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Lote 180			0.4%	0.9%	0.8%	0.0%	0.7%	0.7%
Lote 182			0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%
Lote 184			0.4%	0.3%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%
NNAA			0.3%	0.2%	0.2%	1.2%	0.2%	0.6%
Lote 88			4.2%	4.1%	4.5%	3.8%	3.6%	3.6%
Lote 56			2.8%	3.7%	3.4%	3.3%	3.0%	3.3%
			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

			2011					
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	1.3%	0.9%	0.7%	1.8%	0.8%	1.6%
		Horas administrativas	5.7%	5.4%	6.8%	5.7%	6.2%	6.3%
		Repsol 100%	1.1%	1.0%	1.1%	1.0%	0.9%	0.7%
Lote 57	Exploración	Mapi	2.4%	4.2%	3.6%	4.0%	5.2%	5.7%
		Mashra	1.0%	2.3%	2.2%	1.9%	2.2%	1.0%
		Sagan	9.4%	7.9%	9.7%	7.9%	8.0%	10.4%
		Horas administrativas	7.2%	5.5%	5.2%	4.4%	3.7%	3.2%
	Desarrollo	Repsol 100%	3.1%	3.3%	3.1%	2.3%	2.6%	1.9%
		Horas técnicas	40.7%	44.2%	42.6%	45.0%	43.9%	45.5%
		Horas administrativas	6.6%	3.8%	3.6%	2.8%	4.2%	3.5%
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	7.4%	8.0%	6.8%	6.1%	6.5%	4.6%
		Horas técnicas	0.5%	0.8%	0.5%	0.5%	0.8%	0.9%
		Repsol 100%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Lote 76			0.8%	0.8%	1.2%	1.2%	1.4%	1.4%
Lote 101			0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%
Lote 103			1.4%	0.9%	1.0%	1.2%	0.8%	0.5%
Lote 109			2.4%	3.1%	3.5%	3.9%	4.6%	3.1%
Lote 176			0.1%	0.4%	1.4%	1.3%	0.7%	0.9%
Lote 180			0.7%	0.5%	0.7%	0.5%	0.2%	0.3%
Lote 182			0.1%	0.1%	0.3%	0.2%	0.2%	0.3%
Lote 184			0.1%	0.1%	0.3%	0.2%	0.2%	0.3%
NNAA			0.6%	0.4%	0.3%	0.4%	0.1%	0.2%
Lote 88			3.7%	3.0%	2.8%	4.1%	3.3%	3.4%
Lote 56			3.3%	3.0%	2.3%	3.6%	3.3%	3.8%
			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: Elaboración Propia

3.6.3 BOLSA DE REPARTO 2011

Dentro de los gastos genéricos administrativos encontramos gastos de personal (sueldos, gratificaciones, beneficios laborales, bonos extraordinarios), servicios exteriores (servicios generales, servicios de empresas afiliadas por funciones corporativas, sistemas de información, gastos de representación, membresías, licencias de funcionamiento, etc.) y amortizaciones del mobiliario de la oficina. Estos gastos genéricos actualmente en el 2012 oscilan entre 2.5 - 3.5MM de dólares mensuales. Para el año 2011 la bolsa de reparto fue de 31.2 MMUS\$ con un promedio mensual de 2.6 MMUS\$ y se repartió como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 3.5: Bolsa de reparto 2011 por Lote (en USD)

			2011					
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	74,652	124,696	169,518	236,593	67,664	55,542
		Horas administrativas	92,296	130,898	170,018	-	179,246	199,336
		Repsol 100%	17,715	31,671	45,324	36,479	30,359	33,026
Lote 57	Exploración	Mapi	8,367	35,121	46,119	79,511	66,605	59,041
		Mashira	9,880	7,295	17,987	35,683	33,858	22,242
		Sagan	77,868	133,248	137,077	147,259	244,754	175,031
	Desarrollo	Horas administrativas	102,668	214,043	272,624	77,101	229,307	209,383
		Repsol 100%	21,093	48,289	63,248	46,647	70,641	60,343
		Horas técnicas	624,174	974,654	1,392,891	1,256,731	1,570,932	1,169,417
Lote 90	Exploración	Horas administrativas	79,058	68,860	96,380	169,703	134,418	175,880
		Repsol 100%	74,622	129,302	198,801	129,875	209,683	174,316
		Horas técnicas	5,716	9,655	16,420	9,187	17,913	20,357
		Repsol 100%	607	1,196	2,192	6,910	2,203	2,638
Lote 76			15,054	21,741	34,438	27,580	29,506	32,785
Lote 101			1,505	2,336	16,250	-	28,908	20,010
Lote 103			7,204	17,973	31,131	19,927	29,207	34,315
Lote 109			19,726	48,003	79,598	46,037	35,562	48,062
Lote 176			2,786	3,693	4,441	-	1,495	827
Lote 180			5,756	20,271	25,226	-	23,426	18,522
Lote 182			5,087	5,200	4,441	-	4,486	2,811
Lote 184			5,388	5,953	4,441	-	2,492	2,811
NNAA			4,081	5,388	5,669	30,967	7,725	15,297
Lote 88			56,692	91,710	139,876	97,038	115,184	103,849
Lote 56			37,824	80,821	104,494	84,285	96,294	91,032
			1,349,821	2,212,015	3,078,602	2,537,512	3,231,867	2,726,875

			2011						
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	42,991	209,05	18,903	45,332	20,255	44,509	921,559
		Horas administrativas	182,732	128,275	179,743	146,763	156,753	172,215	1,738,274
		Repsol 100%	35,302	24,902	29,212	24,476	23,990	20,297	352,752
Lote 57	Exploración	Mapi	75,678	101,736	96,468	101,022	130,659	157,130	957,456
		Mashira	31,250	55,502	59,689	47,661	56,366	26,409	403,822
		Sagan	298,778	188,307	259,086	202,964	201,558	286,167	2,352,096
	Desarrollo	Horas administrativas	230,027	131,336	138,870	112,601	92,796	87,735	1,898,492
		Repsol 100%	99,425	79,604	81,485	59,153	65,242	52,207	747,375
		Horas técnicas	1,296,469	1,059,432	1,133,075	1,150,519	1,111,247	1,250,959	13,990,501
Lote 90	Exploración	Horas administrativas	211,955	90,945	96,500	71,817	105,155	97,399	1,398,071
		Repsol 100%	235,909	192,027	180,814	155,746	164,859	126,281	1,972,236
		Horas técnicas	16,287	19,763	13,254	14,010	19,368	25,623	187,555
		Repsol 100%	2,547	3,299	1,949	1,785	2,625	2,400	30,351
Lote 76			25,367	18,899	30,993	31,170	35,890	38,504	341,925
Lote 101			7,079	3,298	3,062	1,586	1,933	5,613	91,522
Lote 103			44,780	20,781	27,187	30,617	19,133	14,691	296,945
Lote 109			75,295	73,863	93,477	100,067	117,054	86,436	823,170
Lote 176			3,969	10,541	38,069	32,018	18,972	24,734	141,544
Lote 180			22,417	12,800	19,862	12,837	6,002	8,245	175,363
Lote 182			3,647	3,012	7,448	3,984	6,002	8,245	54,361
Lote 184			3,647	3,012	8,276	4,722	6,002	8,245	54,988
NNAA			18,985	9,939	8,069	9,554	1,490	4,342	121,506
Lote 88			117,977	72,206	75,626	105,366	84,508	92,795	1,152,826
Lote 56			105,964	70,828	61,548	91,282	83,662	105,381	1,013,415
			3,188,474	2,395,150	2,662,667	2,557,041	2,531,520	2,746,559	31,218,105

Fuente: Elaboración Propia

3.7 DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN ELEGIDA

3.7.1 IDENTIFICACIÓN DE RUBROS DE LA BOLSA DE REPARTO

Como se logró apreciar en el último cuadro, el reparto de los gastos administrativos se hizo en base a una bolsa total de gastos, no se analizó los componentes de dicha bolsa y la posibilidad de tratarla de manera discriminada.

Para la solución planteada en el presente informe, se propone dividir dicha bolsa de gastos en rubros, actualmente es posible identificar dichos rubros pues cada gasto se registra en diferentes cuentas contables dependiendo de su naturaleza, entonces los rubros identificados para el presente análisis serían los siguientes:

Cuadro 3.6: Rubros de la Bolsa de reparto

Cta. Contable	Rubros
62****	Trabajos, suministros, Servicios exteriores
63****	Tributos
64****	Gastos de personal
66****	Pérdida por Diferencia Cambio
68****	Amortizaciones/Depreciaciones
76****	Ganancia por Diferencia Cambio

Fuente: Elaboración Propia

Luego, para la bolsa de reparto del 2011 tendríamos:

Cuadro 3.7: Bolsa de reparto por Rubro (en USD)

Rubros	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Trabajos, suministros, Servicios exteriores	296,834	283,910	857,592	524,201	1,095,810	655,976
Tributos	8,041	26,892	12,914	9,609	64,069	(54,306)
Gastos de personal	1,017,642	1,905,132	2,112,139	2,015,473	2,056,794	2,090,516
Pérdida por Diferencia Cambio	253,404	22,891	126,449	45,568	135,584	49,925
Amortizaciones/Depreciaciones	16,285	(4,312)	33,345	25,472	30,770	31,144
Ganancia por Diferencia Cambio	(242,386)	(22,497)	(63,836)	(82,811)	(151,160)	(46,380)
	1,349,821	2,212,016	3,078,602	2,637,612	3,231,867	2,726,876

Rubros	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Trabajos, suministros, Servicios exteriores	827,826	413,020	748,701	560,481	667,543	1,152,305	8,084,199
Tributos	671	136	694	1,113	1,897	2,478	74,207
Gastos de personal	2,341,302	1,897,649	1,914,840	1,871,685	1,723,738	1,644,233	22,591,142
Pérdida por Diferencia Cambio	37,103	93,788	60,881	224,817	30,741	117,243	1,198,395
Amortizaciones/Depreciaciones	35,334	28,522	29,010	30,820	78,490	33,168	368,047
Ganancia por Diferencia Cambio	(53,761)	(37,966)	(91,459)	(131,874)	29,111	(202,866)	(1,097,885)
	3,188,474	2,395,150	2,662,667	2,557,041	2,531,520	2,746,559	31,218,105

Fuente: Elaboración Propia

3.7.2 CRITERIOS DE REPARTO POR RUBRO IDENTIFICADO

Para la solución planteada en el presente informe, se propone dividir la bolsa de reparto en varios rubros y utilizar diferentes inductores o criterios de reparto para cada uno de ellos. Así tenemos la siguiente propuesta para cada rubro:

Cuadro 3.8: Criterio de reparto por Rubro

Cta. Contable	Rubros	Criterios
62****	Trabajos, suministros, Servicios exteriores	Por N° Días
63****	Tributos	Por igual entre todos los Lotes
64****	Gastos de personal	Por N° Días y Categoría Profesional
66****	Pérdida por Diferencia Cambio	Por igual entre todos los Lotes
68****	Amortizaciones/Depreciaciones	Por igual entre todos los Lotes
76****	Ganancia por Diferencia Cambio	Por igual entre todos los Lotes

Fuente: Elaboración Propia

Los tributos, pérdidas y ganancia por diferencia de cambio, y amortizaciones; identificados en la bolsa de gastos administrativos serán repartidos entre todos los lotes de manera equitativa, por ser gastos relacionados *directamente a la oficina y que son necesarios para que la sociedad se mantenga como tal.* En cambio los gastos personal que contienen nómina, beneficios sociales, bonos especiales, gratificaciones, etc.; serán cargados a los Lotes en base a los tiempos reportados por el personal, luego se utilizarán distintas ponderaciones a cada día reportado por el personal de acuerdo a la categoría profesional del empleado. Luego, los gastos de servicios exteriores serán repartidos directamente en base a la cantidad de días reportados por los empleados pues estos servicios brindan soporte directamente a las actividades diarias de los empleados. Así entonces presentamos lo siguiente para cada rubro:

Rubro: 62* Trabajos, suministros, Servicios exteriores:**

En este rubro se ubican los gastos de alquileres de oficina, luz, reparación y mantenimiento de oficinas, gastos de limpieza, cafetería, recepción, consultorías y asesorías externas (legales, fiscales, financieras y contables), otros servicios profesionales independientes, publicidad, patrocinios,

actividades promocionales, gastos de representación, gastos de relaciones públicas, recepciones, convenciones, obsequios, donaciones, suministros o útiles de oficina, servicios Corporativos (asesoría corporativa en las materias contables, fiscales, legales, laborales, de relaciones externas, de recursos humanos, entre otras), telecomunicaciones y sistemas de información, mantenimiento de activos fijos, servicios de Gerencia y Presidencia, seguros, gastos de personal cedido, gastos por hojas de tiempo de otros países, gastos de documentación, servicios de seguridad corporativa, cuotas de asociaciones, membresías, suministros varios y otros servicios.

Este rubro se repartirá directamente de acuerdo a la cantidad de días reportados para cada Lote por los empleados:

Cuadro 3.9: Reparto de Rubro “Servicios exteriores” (en USD)

			2011					
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	16.416	16.005	47.222	48.876	22.942	13.361
		Horas administrativas	20.297	16.801	47.361	-	60.776	47.952
		Repsol 100%	3.896	4.065	12.626	7.536	10.294	7.945
Lote 57	Exploración	Mapi	1.840	4.508	12.847	16.425	22.583	14.203
		Mashira	2.173	936	5.011	7.371	11.480	5.351
		Saqari	17.124	17.102	38.185	30.421	82.987	42.105
		Horas administrativas	22.577	27.472	75.944	15.928	77.750	50.369
	Desarrollo	Repsol 100%	4.639	6.198	17.619	9.636	23.952	14.516
		Horas técnicas	137.260	125.096	388.011	259.616	532.647	281.315
		Horas administrativas	17.385	8.838	26.848	35.057	45.576	42.310
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	16.410	16.596	55.379	26.830	71.096	41.933
		Horas técnicas	1.257	1.239	4.574	1.898	6.074	4.897
		Repsol 100%	133	154	611	1.428	747	635
Lote 76			3.310	2.790	9.593	5.697	10.004	7.887
Lote 101			331	300	4.527	-	9.802	4.814
Lote 103			1.584	2.307	8.672	4.117	9.903	8.255
Lote 109			4.338	6.161	22.173	9.510	12.058	11.562
Lote 176			613	474	1.237	-	507	199
Lote 180			1.266	2.602	7.027	-	7.943	4.456
Lote 182			1.119	667	1.237	-	1.521	676
Lote 184			1.185	764	1.237	-	845	676
NNAA			898	692	1.579	6.397	2.619	3.680
Lote 88			12.467	11.771	38.965	20.046	39.055	24.982
Lote 56			8.318	10.373	29.108	17.412	32.650	21.899
			296,834	283,910	867,692	624,201	1,096,810	666,976

			2011						
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	11,162	3,605	5,315	9,936	5,341	18,674	218,855
		Horas administrativas	47,443	22,120	50,541	32,169	41,335	72,252	459,045
		Repsol 100%	9,165	4,294	8,214	5,365	6,326	8,516	88,240
Lote 57	Exploración	Mapi	19,648	17,543	27,125	22,143	34,454	65,923	259,243
		Mashra	8,113	9,571	16,784	10,447	14,863	11,080	103,179
		Sagari	77,572	32,472	72,851	44,488	53,149	120,060	628,516
		Horas administrativas	59,722	22,648	39,048	24,681	24,470	36,809	477,417
	Desarrollo	Repsol 100%	25,814	13,727	22,912	12,966	17,204	21,903	191,085
		Horas técnicas	336,603	182,688	318,603	252,184	293,027	524,833	3,631,885
		Horas administrativas	55,030	15,683	27,134	15,742	27,728	40,863	358,196
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	61,249	33,113	50,842	34,138	43,472	52,980	504,039
		Horas técnicas	4,229	3,408	3,727	3,071	5,107	10,750	50,231
		Repsol 100%	661	569	548	391	692	1,007	7,575
Lote 76		6,586	3,259	8,715	6,832	9,464	16,154	90,292	
Lote 101		1,838	558	861	348	510	2,355	26,243	
Lote 103		11,626	3,583	7,644	6,711	5,045	6,164	75,611	
Lote 109		19,549	12,737	26,284	21,932	30,866	36,264	213,434	
Lote 176		1,030	1,818	10,705	7,018	5,003	10,377	38,980	
Lote 180		5,820	2,207	5,585	2,814	1,583	3,459	44,761	
Lote 182		947	519	2,094	873	1,583	3,459	14,696	
Lote 184		947	519	2,327	1,035	1,583	3,459	14,577	
NNAA		4,929	1,714	2,269	2,094	393	1,821	29,085	
Lote 88		30,630	12,451	21,265	23,095	22,284	38,932	295,942	
Lote 56		27,511	12,214	17,306	20,008	22,061	44,212	263,072	
			827,826	413,020	748,701	660,481	667,643	1,162,306	8,084,199

Fuente: Elaboración Propia

Rubro: 63* Tributos:**

En este rubro se encuentran registrados los impuestos relacionados a los gastos administrativos, podemos mencionar impuestos a las transacciones financieras, impuestos asumidos por la empresa, licencias municipales y gastos tributarios de multas o castigos de las entidades gubernamentales competentes.

Este rubro se repartirá de manera equitativa entre todos los lotes donde tiene participación la empresa:

Cuadro 3.10: Reparto de Rubro “Tributos” (en USD)

			2011					
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	191	640	307	229	1,525	(1,293)
		Horas administrativas	191	640	307	229	1,525	(1,293)
		Repsol 100%	191	640	307	229	1,525	(1,293)
Lote 57	Exploración	Mapi	72	240	115	86	572	(485)
		Mashira	72	240	115	86	572	(485)
		Sagari	72	240	115	86	572	(485)
		Horas administrativas	72	240	115	86	572	(485)
	Desarrollo	Repsol 100%	72	240	115	86	572	(485)
		Horas técnicas	72	240	115	86	572	(485)
		Horas administrativas	72	240	115	86	572	(485)
		Repsol 100%	72	240	115	86	572	(485)
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	287	960	461	343	2,288	(1,940)
		Repsol 100%	287	960	461	343	2,288	(1,940)
Lote 76			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 101			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 103			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 109			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 176			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 180			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 182			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 184			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
NNAA			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 88			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
Lote 56			574	1,921	922	686	4,576	(3,879)
			8,041	26,892	12,914	9,609	64,069	(54,306)

			2011						
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	16	3	17	26	45	59	1,767
		Horas administrativas	16	3	17	26	45	59	1,767
		Repsol 100%	16	3	17	26	45	59	1,767
Lote 57	Exploración	Mapi	6	1	6	10	17	22	663
		Mashira	6	1	6	10	17	22	663
		Sagari	6	1	6	10	17	22	663
		Horas administrativas	6	1	6	10	17	22	663
	Desarrollo	Repsol 100%	6	1	6	10	17	22	663
		Horas técnicas	6	1	6	10	17	22	663
		Horas administrativas	6	1	6	10	17	22	663
		Repsol 100%	6	1	6	10	17	22	663
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	24	5	25	40	68	88	2,650
		Repsol 100%	24	5	25	40	68	88	2,650
Lote 76			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 101			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 103			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 109			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 176			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 180			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 182			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 184			48	10	50	79	136	177	5,300
NNAA			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 88			48	10	50	79	136	177	5,300
Lote 56			48	10	50	79	136	177	5,300
			671	136	694	1,113	1,897	2,478	74,207

Fuente: Elaboración Propia

Rubro: 64* Gastos de personal:**

En este rubro podemos encontrar los gastos de personal: sueldos y salarios, pagos complementarios a los trabajadores, otras remuneraciones (GXC - Gestión por Compromiso, beneficio que entrega la empresa anualmente por

cumplimiento de objetivos personales y de equipos de trabajo), bonificaciones, indemnizaciones por bajas, gastos de viaje, gastos de alojamiento en viajes, beneficios sociales, seguro social, fondo de pensiones, compensación por tiempo de servicio, gastos de formación, otros gastos sociales, gastos de mudanza de personal expatriado, bolsas de viaje de personal expatriado, mantenimiento de casas de personal expatriado, otros gastos de expatriación, otros gastos de personal.

Este rubro al estar directamente relacionado al personal de planilla de la empresa, será distribuido mediante los tiempos reportados por cada uno de ellos y adicionalmente se usará la categoría profesional de cada empleado para otorgar ponderaciones a dichos días reportados. Se opta por esta alternativa ya que el gasto de personal relacionado a un gerente o a un técnico varía mucho mensualmente y un día de cada uno de ellos le cuesta distinto a la empresa. Así entonces los grupos profesionales que serán utilizadas en el reparto son:

- Gerente o Profesional Advisor: Categoría IA, IB, IC (peso 5)
- Jefe o Profesional Senior: Categoría IIA, IIB, IIC (peso 3)
- Profesional Junior: Categoría IID, INP, IINP (peso 2)
- Técnico: Categoría IIID (peso 1)

Entonces para el personal de planilla en el 2011 podemos presentar el siguiente cuadro por áreas y por grupo profesional:

Cuadro 3.11: Planilla 2011 REPEXSA por Grupo Profesional y Área

TEXT PERIODO	AREA HT	Gerente o Profesional Advisor	Jefe o Profesional Senior	Profesional Junior	Técnicos	Total general
Enero	ALMACENES			2	8	10
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	2	1		4
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	2	8		11
	CONTROL DE GESTIÓN		4	2		6
	DESARROLLO	2	4	6		12
	EXPLORACIÓN	4	5	7	2	18
	KINTERONI	2	15	29	1	47
	LOGÍSTICA		3	10	2	15
	MASC	1	7	33	3	44
	PERFORACIÓN	2	3	9		14
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Enero		14	48	111	16	189

Febrero	ALMACENES			3	8	11
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	2	1		4
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	2	8		11
	CONTROL DE GESTIÓN		4	2		6
	DESARROLLO	2	4	5		11
	EXPLORACIÓN	4	5	7	2	18
	KINTERONI	2	15	30	1	48
	LOGÍSTICA		3	10	2	15
	MASC	1	7	31	3	42
	PERFORACIÓN	2	3	9		14
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Febrero		14	48	110	16	188
Marzo	ALMACENES			3	8	11
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	2	1		4
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	2	9		12
	CONTROL DE GESTIÓN		4	2		6
	DESARROLLO	2	4	6		12
	EXPLORACIÓN	4	5	8	2	19
	KINTERONI	2	16	38	1	57
	LOGÍSTICA		3	10	2	15
	MASC	1	6	23	3	33
	PERFORACIÓN	2	3	9		14
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Marzo		14	48	113	16	191
Abril	ALMACENES			3	8	11
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	2	1		4
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	4	7		12
	CONTROL DE GESTIÓN		4	2		6
	DESARROLLO	3	3	6	1	13
	EXPLORACIÓN	5	4	8	2	19
	KINTERONI	4	17	42	1	64
	LOGÍSTICA		3	10	2	15
	MASC	1	9	20	3	33
	PERFORACIÓN	3	3	8		14
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Abril		19	52	111	17	199
Mayo	ALMACENES			3	8	11
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	2	1		4
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	3	8		12
	CONTROL DE GESTIÓN		4	2		6
	DESARROLLO	3	3	7	1	14
	EXPLORACIÓN	6	3	8	2	19
	KINTERONI	4	18	44	1	67
	LOGÍSTICA		3	10	2	15
	MASC	1	9	20	3	33
	PERFORACIÓN	3	4	8		15
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Mayo		20	52	115	17	204
Junio	ALMACENES			4	9	13
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	2	1		4
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	3	8		12
	CONTROL DE GESTIÓN		4	2		6
	DESARROLLO	3	4	7	1	15
	EXPLORACIÓN	7	3	8	2	20
	KINTERONI	4	17	51	1	73
	LOGÍSTICA		3	10	2	15
	MASC	1	9	22	3	35
	PERFORACIÓN	4	4	8		16
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Junio		22	52	125	18	217

Julio	ALMACENES			4	9	13
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	2	1		4
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	3	8		12
	CONTROL DE GESTIÓN		4	3		7
	DESARROLLO	3	4	7	1	15
	EXPLORACIÓN	8	3	7	2	20
	KINTERONI	4	17	53	1	75
	LOGÍSTICA		2	10	2	14
	MASC	1	9	21	3	34
	PERFORACIÓN	5	3	8		16
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Julio	24	50	126	18	218	
Agosto	ALMACENES			4	9	13
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	1	1		3
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	3	8		12
	CONTROL DE GESTIÓN		4	3		7
	DESARROLLO	3	4	6	1	14
	EXPLORACIÓN	8	3	9	1	21
	KINTERONI	4	17	60	1	82
	LOGÍSTICA		2	9	2	13
	MASC	1	10	21	3	35
	PERFORACIÓN	5	3	10		18
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Agosto	24	50	135	17	226	
Septiembre	ALMACENES			5	9	14
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	1	1		3
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	3	8		12
	CONTROL DE GESTIÓN		4	3		7
	DESARROLLO	3	4	7	1	15
	EXPLORACIÓN	8	3	9	1	21
	KINTERONI	4	17	60	1	82
	LOGÍSTICA		2	9	2	13
	MASC	1	10	23	2	36
	PERFORACIÓN	4	3	8		15
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Septiembre	23	50	137	16	226	
Octubre	ALMACENES			5	10	15
	CAMISEA		1	2		3
	COMERCIAL	1	1	1		3
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	4	9		14
	CONTROL DE GESTIÓN		4	2		6
	DESARROLLO	3	4	8	1	16
	EXPLORACIÓN	8	3	9	1	21
	KINTERONI	4	17	58	1	80
	LOGÍSTICA		2	12	2	16
	MASC	1	10	23	2	36
	PERFORACIÓN	4	3	8		15
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Octubre	23	51	139	17	230	
Noviembre	ALMACENES			5	10	15
	CAMISEA		1	1		2
	COMERCIAL	1	1	1		3
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	4	9		14
	CONTROL DE GESTIÓN		4	2		6
	DESARROLLO	3	4	6	1	14
	EXPLORACIÓN	4	3	5	1	13
	KINTERONI	3	15	60	1	79
	LOGÍSTICA		2	12	2	16
	MASC	1	10	21	2	34
	PERFORACIÓN	3	3	8		14
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Noviembre	17	49	132	17	215	

Diciembre	ALMACENES			5	10	15
	CAMISEA		1	1		2
	COMERCIAL	1	1	1		3
	COMPRAS Y CONTRATACIONES	1	4	9		14
	CONTROL DE GESTIÓN		5	2		7
	DESARROLLO	3	4	6	1	14
	EXPLORACIÓN	4	3	4	1	12
	KINILRONI	3	15	60	1	79
	LOGÍSTICA		3	11	2	16
	MASC	1	10	22	2	35
	PERFORACIÓN	4	3	8		15
	PERSONAS Y ORGANIZACIÓN	1	1	1		3
	PLANIFICACIÓN		1	1		2
Total Diciembre		18	51	131	17	217

Fuente: Elaboración Propia

Resumiendo el número de personas por grupo profesional y la cantidad promedio para el año 2011 estaría representado en el siguiente cuadro:

Cuadro 3.12: Planilla 2011 REPEXSA por grupo profesional

TEXT PERIODO	Gerente o Profesional Advisor	Jefe o Profesional Senior	Profesional Junior	Técnicos	Total general
Enero	14	48	111	16	189
Febrero	14	48	110	16	188
Marzo	14	48	113	16	191
Abril	19	52	111	17	199
Mayo	20	52	115	17	204
Junio	22	52	125	18	217
Julio	24	50	126	18	218
Agosto	24	50	135	17	226
Septiembre	23	50	137	16	226
Octubre	23	51	139	17	230
Noviembre	17	49	132	17	215
Diciembre	18	51	131	17	217
Promedio	19	50	124	17	210

Fuente: Elaboración Propia

Luego, en base a las HT reportadas por el personal en el 2011 y utilizando las ponderaciones por grupo profesional, obtenemos los siguientes porcentajes de reparto para este rubro de gastos personal:

**Cuadro 3.13: Porcentaje de reparto entre Lotes según HT 2011
utilizando el factor de grupo profesional como ponderación**

			2011					
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	5,1%	4,4%	4,9%	2,3%	2,1%	2,0%
		Horas administrativas	5,6%	5,7%	5,1%	5,4%	4,6%	6,0%
		Repsol 100%	1,2%	1,3%	1,3%	1,0%	0,8%	1,1%
Lote 57	Exploración	Mapi	0,5%	1,4%	1,5%	3,0%	2,0%	2,1%
		Mashira	0,6%	0,4%	0,8%	1,5%	1,3%	1,1%
		Sagan	6,8%	6,8%	5,4%	8,5%	9,3%	7,6%
		Horas administrativas	7,2%	9,3%	7,9%	5,9%	6,4%	6,7%
	Desarrollo	Repsol 100%	1,6%	2,3%	2,1%	2,6%	2,3%	2,3%
		Horas técnicas	45,3%	43,1%	45,2%	42,3%	46,6%	41,7%
		Horas administrativas	6,4%	3,3%	2,9%	4,9%	5,0%	7,2%
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	5,5%	6,1%	6,4%	6,3%	6,2%	6,5%
		Horas técnicas	0,4%	0,4%	0,5%	0,6%	0,5%	0,7%
Lote 76		Repsol 100%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Lote 101			1,2%	1,0%	1,2%	1,2%	0,9%	1,0%
Lote 103			0,2%	0,2%	0,7%	0,4%	1,1%	1,0%
Lote 109			0,5%	0,7%	1,2%	1,1%	1,0%	1,4%
Lote 176			1,7%	2,6%	3,2%	3,2%	1,5%	2,1%
Lote 180			0,3%	0,3%	0,2%	0,6%	0,1%	0,1%
Lote 182			0,6%	0,9%	0,7%	0,6%	0,7%	0,6%
Lote 184			0,5%	0,4%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
NNAA			0,6%	0,4%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%
Lote 88			0,3%	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,9%
Lote 56			4,7%	4,5%	4,8%	3,9%	3,7%	3,9%
			3,2%	4,0%	3,4%	3,6%	3,1%	3,6%
			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

			2011					
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	1,6%	1,0%	0,7%	1,9%	0,7%	1,4%
		Horas administrativas	4,7%	4,2%	6,7%	5,4%	5,3%	5,8%
		Repsol 100%	1,0%	0,9%	1,1%	0,9%	0,9%	0,7%
Lote 57	Exploración	Mapi	2,4%	4,5%	3,9%	4,2%	5,5%	5,4%
		Mashira	1,4%	2,4%	2,5%	2,1%	2,7%	1,4%
		Sagan	11,2%	8,5%	10,2%	8,6%	8,3%	11,1%
		Horas administrativas	6,3%	5,5%	5,0%	4,2%	3,3%	3,3%
	Desarrollo	Repsol 100%	3,3%	3,6%	3,2%	2,5%	3,0%	2,1%
		Horas técnicas	38,3%	41,9%	39,6%	42,2%	39,9%	41,9%
		Horas administrativas	7,1%	4,5%	4,6%	3,4%	5,1%	4,8%
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	7,1%	8,0%	6,6%	5,9%	6,8%	4,7%
		Horas técnicas	0,5%	0,7%	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%
Lote 76		Repsol 100%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Lote 101			0,8%	0,8%	1,3%	1,5%	1,6%	1,6%
Lote 103			0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,3%
Lote 109			1,7%	1,1%	1,2%	1,4%	1,0%	0,7%
Lote 176			2,8%	3,6%	4,1%	4,2%	5,6%	3,5%
Lote 180			0,2%	0,6%	1,5%	1,3%	0,9%	1,1%
Lote 182			0,6%	0,5%	0,6%	0,4%	0,2%	0,3%
Lote 184			0,1%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,3%
NNAA			0,1%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,3%
Lote 88			0,9%	0,7%	0,4%	0,6%	0,1%	0,2%
Lote 56			3,7%	3,3%	3,1%	4,1%	3,6%	3,5%
			3,8%	3,3%	2,6%	4,1%	4,2%	4,8%
			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando los nuevos porcentajes obtenidos, se reparten mensualmente los gastos de personal, obteniendo la siguiente distribución:

Cuadro 3.14: Reparto de Rubro “Gastos de personal” (en USD)

			2011						
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	52 108	84608	104507	47 313	43.962	41 084	
		Horas administrativas	57 423	109 542	106 833	108 477	94 572	124 980	
		Repsol 100%	11 718	25 359	27 953	20 570	16 721	22 230	
Lote 57	Exploración	Mapi	5 136	27 084	32 013	61 350	42 006	42 935	
		Mashira	5 972	7 080	16 452	30 472	26 869	22 349	
		Sagan	69 244	130 200	114 152	171 969	190 981	159 796	
		Horas administrativas	73 177	177 893	167 464	119 306	131 797	140 881	
		Repsol 100%	164 26	44 704	43 659	51 979	47 271	48 990	
		Desarrollo	Horas técnicas	460 749	821 123	95 3869	852 892	957 776	870 855
		Horas administrativas	64 787	62 331	62 247	99 477	102 603	151 079	
		Repsol 100%	56 226	115 392	134 398	127 701	127 984	136 803	
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	4 253	8 058	11 074	11 384	10 584	14 119	
		Repsol 100%	455	1 052	1 465	1 532	1 277	1 890	
Lote 76			121 11	19 892	25 008	23 495	18 232	21 566	
Lote 101			2 250	3 926	14 402	7 895	23 056	20 879	
Lote 103			4 771	13 598	25 567	21 765	21 587	29 768	
Lote 109			16828	49 734	68 595	64 050	30 897	43 859	
Lote 176			2 727	5 014	3 768	11 710	1 475	1 249	
Lote 180			6 047	17 104	14 165	11 129	13 552	11 643	
Lote 182			5 473	7 147	3 768	4 934	4 769	3 525	
Lote 184			5 699	8 428	3 768	5 015	2 710	3 941	
NNAA			3 048	4 857	4 326	8 818	5 352	19 533	
Lote 88			48 231	85 051	101 743	78 760	76 809	81 759	
Lote 56			32 782	75 955	70 943	73 481	63 949	74 803	
			1.017.642	1.905.132	2.112.139	2.015.473	2.056.794	2.090.516	
			2011						
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	36 876	18 240	13 667	35 450	11 936	22 593	512 345
		Horas administrativas	110 501	79 896	128 039	100 424	92 135	96 187	1 209 008
		Repsol 100%	23 039	16 895	21 024	17 548	15 660	11 934	230 652
Lote 57	Exploración	Mapi	56 377	85 075	74 486	78 986	95 568	88 786	689 802
		Mashira	31 614	45 006	48 592	39 450	46 924	23 487	344 267
		Sagan	261 910	162 046	195 906	160 040	142 284	182 880	1 941 408
		Horas administrativas	146 847	103 564	95 083	79 387	57 092	53 628	1 346 120
		Repsol 100%	77 655	68 120	61 434	46 217	51 443	35 043	592 941
		Desarrollo	Horas técnicas	895 821	795 244	757 354	790 733	687 516	688 523
		Horas administrativas	166 710	85 581	88 373	63 679	87 117	78 759	1 112 743
		Repsol 100%	166 103	151 638	125 478	110 345	116 565	77 091	1 445 724
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	10 823	13 307	8 230	9 491	12 239	13 939	127 501
		Repsol 100%	1 692	2 291	1 221	1 226	1 842	1 400	17 343
			19 723	14 373	24 093	27 158	27 194	26 311	259 157
Lote 76			7 994	3 264	2 759	1 205	1 679	4 289	93 600
Lote 101			39 036	20 456	22 434	26 218	16 555	12 071	253 825
Lote 103			65 982	68 483	78 636	79 502	96 574	56 911	720 052
Lote 109			3 690	10 773	28 521	24 939	16 063	17 605	127 535
Lote 176			14 866	9 843	12 126	8 169	3 758	4 180	126 582
Lote 182			3 503	2 796	5 212	2 990	3 758	4 180	52 054
Lote 184			3 503	2 796	5 442	3 422	3 758	4 180	52 662
NNAA			21 380	12 525	8 560	10 752	1 178	3 220	103 551
Lote 88			86 255	62 546	58 959	76 773	62 823	57 772	877 480
Lote 56			89 405	62 891	49 209	77 582	72 075	79 260	822 337
			2.341.302	1.897.649	1.914.840	1.871.685	1.723.738	1.644.233	22.591.142

Fuente: Elaboración Propia

Rubro: 66* Pérdida por diferencia de cambio:**

En este rubro se encuentran las pérdidas obtenidas por diferencia de cambio de todas las transacciones financieras relacionadas a los gastos administrativos.

Este rubro se repartirá de manera equitativa entre todos los lotes donde tiene participación la empresa:

Cuadro 3.15: Reparto de Rubro “Pérdida por TC” (en USD)

			2011						
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	6,033	545	3,011	1,085	3,228	1,189	
		Horas administrativas	6,033	545	3,011	1,085	3,228	1,189	
		Repsol 100%	6,033	545	3,011	1,085	3,228	1,189	
Lote 57	Exploración	Mapi	2,263	204	1,129	407	1,211	446	
		Mashira	2,263	204	1,129	407	1,211	446	
		Sagari	2,263	204	1,129	407	1,211	446	
		Horas administrativas	2,263	204	1,129	407	1,211	446	
	Desarrollo	Repsol 100%	2,263	204	1,129	407	1,211	446	
		Horas técnicas	2,263	204	1,129	407	1,211	446	
		Horas administrativas	2,263	204	1,129	407	1,211	446	
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	9,050	818	4,516	1,627	4,842	1,783	
		Repsol 100%	9,050	818	4,516	1,627	4,842	1,783	
Lote 76			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 101			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 103			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 109			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 176			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 180			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 182			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 184			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
NNAA			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 88			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
Lote 56			18,100	1,635	9,032	3,255	9,685	3,566	
			253,404	22,891	126,449	45,568	135,584	49,925	
			2011						
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	883	2,233	1,450	5,353	732	2,792	28,533
		Horas administrativas	883	2,233	1,450	5,353	732	2,792	28,533
		Repsol 100%	883	2,233	1,450	5,353	732	2,792	28,533
Lote 57	Exploración	Mapi	331	837	544	2,007	274	1,047	10,700
		Mashira	331	837	544	2,007	274	1,047	10,700
		Sagari	331	837	544	2,007	274	1,047	10,700
		Horas administrativas	331	837	544	2,007	274	1,047	10,700
	Desarrollo	Repsol 100%	331	837	544	2,007	274	1,047	10,700
		Horas técnicas	331	837	544	2,007	274	1,047	10,700
		Horas administrativas	331	837	544	2,007	274	1,047	10,700
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	1,325	3,350	2,174	8,029	1,098	4,187	42,800
		Repsol 100%	1,325	3,350	2,174	8,029	1,098	4,187	42,800
Lote 76			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 101			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 103			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 109			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 176			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 180			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 182			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 184			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
NNAA			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 88			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
Lote 56			2,650	6,699	4,349	16,058	2,196	8,375	85,600
			37,103	93,788	60,881	224,817	30,741	117,243	1,198,395

Fuente: Elaboración Propia

Rubro: 68* Amortizaciones y Depreciaciones:**

En este rubro se encuentran las amortizaciones y depreciaciones de los activos fijos de oficina, podemos mencionar el mobiliario, remodelaciones o

construcciones de oficina, activos informáticos, licencias de sistemas especializados, muebles y enceres diversos.

Este rubro se repartirá de manera equitativa entre todos los lotes donde tiene participación la empresa:

Cuadro 3.16: Reparto de Rubro “Amortizaciones” (en USD)

			2011					
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	388	(103)	794	606	733	742
		Horas administrativas	388	(103)	794	606	733	742
		Repsol 100%	388	(103)	794	606	733	742
Lote 57	Exploración	Mapi	145	(39)	298	227	275	278
		Mashira	145	(39)	298	227	275	278
		Sagan	145	(39)	298	227	275	278
	Desarrollo	Horas administrativas	145	(39)	298	227	275	278
		Repsol 100%	145	(39)	298	227	275	278
		Horas técnicas	145	(39)	298	227	275	278
		Repsol 100%	145	(39)	298	227	275	278
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	582	(154)	1,191	910	1,099	1,112
		Repsol 100%	582	(154)	1,191	910	1,099	1,112
Lote 76			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 101			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 103			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 109			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 176			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 180			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 182			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 184			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
NNAA			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 88			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
Lote 56			1,163	(308)	2,382	1,819	2,198	2,225
			16,285	(4,312)	33,345	25,472	30,770	31,144

			2011						TOTAL
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	841	679	691	734	1,869	790	8,763
		Horas administrativas	841	679	691	734	1,869	790	8,763
		Repsol 100%	841	679	691	734	1,869	790	8,763
Lote 57	Exploración	Mapi	315	255	259	275	701	296	3,286
		Mashira	315	255	259	275	701	296	3,286
		Sagari	315	255	259	275	701	296	3,286
	Desarrollo	Horas administrativas	315	255	259	275	701	296	3,286
		Repsol 100%	315	255	259	275	701	296	3,286
		Horas técnicas	315	255	259	275	701	296	3,286
		Repsol 100%	315	255	259	275	701	296	3,286
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	1,262	1,019	1,036	1,101	2,803	1,185	13,145
		Repsol 100%	1,262	1,019	1,036	1,101	2,803	1,185	13,145
Lote 76			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 101			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 103			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 109			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 176			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 180			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 182			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 184			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
NNAA			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 88			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
Lote 56			2,524	2,037	2,072	2,201	5,606	2,369	26,289
			35,334	28,522	29,010	30,820	78,490	33,168	368,047

Fuente: Elaboración Propia

Rubro: 76* Ganancia por diferencia de cambio:**

En este rubro se encuentran las ganancias obtenidas por diferencia de cambio de todas las transacciones financieras relacionadas a los gastos administrativos.

Este rubro se repartirá de manera equitativa entre todos los lotes donde tiene participación la empresa:

Cuadro 3.17: Reparto de Rubro “Ganancia por TC” (en USD)

			2011						
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	(5,771)	(536)	(1,520)	(1,972)	(3,599)	(1,104)	
		Horas administrativas	(5,771)	(536)	(1,520)	(1,972)	(3,599)	(1,104)	
		Repsol 100%	(5,771)	(536)	(1,520)	(1,972)	(3,599)	(1,104)	
Lote 57	Exploración	Mapi	(2,164)	(201)	(570)	(739)	(1,350)	(414)	
		Mashira	(2,164)	(201)	(570)	(739)	(1,350)	(414)	
		Sagan	(2,164)	(201)	(570)	(739)	(1,350)	(414)	
		Horas administrativas	(2,164)	(201)	(570)	(739)	(1,350)	(414)	
	Desarrollo	Repsol 100%	(2,164)	(201)	(570)	(739)	(1,350)	(414)	
		Horas técnicas	(2,164)	(201)	(570)	(739)	(1,350)	(414)	
		Horas administrativas	(2,164)	(201)	(570)	(739)	(1,350)	(414)	
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	(8,657)	(803)	(2,280)	(2,958)	(5,399)	(1,656)	
		Repsol 100%	(8,657)	(803)	(2,280)	(2,958)	(5,399)	(1,656)	
Lote 76			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 101			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 103			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 109			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 176			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 180			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 182			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 184			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
NNAA			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 88			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
Lote 56			(17,313)	(1,607)	(4,560)	(5,915)	(10,797)	(3,313)	
			(242,386)	(22,497)	(63,836)	(82,811)	(151,160)	(46,380)	
			2011						
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	(1,280)	(904)	(2,178)	(3,140)	693	(4,830)	(26,140)
		Horas administrativas	(1,280)	(904)	(2,178)	(3,140)	693	(4,830)	(26,140)
		Repsol 100%	(1,280)	(904)	(2,178)	(3,140)	693	(4,830)	(26,140)
Lote 57	Exploración	Mapi	(480)	(339)	(817)	(1,177)	260	(1,811)	(9,803)
		Mashira	(480)	(339)	(817)	(1,177)	260	(1,811)	(9,803)
		Sagan	(480)	(339)	(817)	(1,177)	260	(1,811)	(9,803)
		Horas administrativas	(480)	(339)	(817)	(1,177)	260	(1,811)	(9,803)
	Desarrollo	Repsol 100%	(480)	(339)	(817)	(1,177)	260	(1,811)	(9,803)
		Horas técnicas	(480)	(339)	(817)	(1,177)	260	(1,811)	(9,803)
		Horas administrativas	(480)	(339)	(817)	(1,177)	260	(1,811)	(9,803)
Lote 90	Exploración	Horas técnicas	(1,920)	(1,356)	(3,266)	(4,710)	1,040	(7,245)	(39,210)
		Repsol 100%	(1,920)	(1,356)	(3,266)	(4,710)	1,040	(7,245)	(39,210)
Lote 76			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 101			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 103			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 109			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 176			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 180			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 182			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 184			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
NNAA			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 88			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
Lote 56			(3,840)	(2,712)	(6,533)	(9,420)	2,079	(14,490)	(78,420)
			(53,761)	(37,966)	(91,459)	(131,874)	29,111	(202,866)	(1,097,885)

Fuente: Elaboración Propia

3.7.3 REPARTO DE GASTOS ADMINISTRATIVOS SEGÚN NUEVA METODOLOGÍA

Finalmente, se consolidan todos los rubros de reparto y se obtiene la nueva distribución de gastos administrativos. Los valores totales por lote estarían representados en el siguiente cuadro:

Cuadro 3.18: Nuevo Reparto entre Lotes (en USD)

			2011						
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	69,366	101,159	154,320	96,138	68,792	53,978	
		Horas administrativas	78,561	126,890	156,786	108,425	157,235	172,465	
		Repsol 100%	16,456	29,971	43,171	28,054	28,902	29,708	
Lote 57	Exploración	Mapi	7,292	31,796	45,832	77,756	65,297	56,963	
		Mashira	8,461	8,222	22,435	37,824	39,056	27,525	
		Sagari	86,683	147,508	153,309	202,370	274,676	201,726	
		Horas administrativas	96,070	205,571	244,380	135,214	210,255	191,075	
	Desarrollo	Repsol 100%	21,380	51,107	62,250	61,596	71,931	63,331	
		Horas técnicas	598,324	946,424	1,342,852	1,112,489	1,491,131	1,151,994	
		Horas administrativas	82,488	71,374	90,067	134,515	148,887	193,213	
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	72,951	132,193	190,750	154,511	199,788	178,561	
		Horas técnicas	6,772	10,118	19,537	13,205	19,489	18,316	
		Repsol 100%	1,851	2,026	5,964	2,882	4,855	1,824	
Lote 76			17,947	24,323	42,378	29,038	33,898	28,052	
Lote 101			5,106	5,867	26,705	7,741	38,519	24,291	
Lote 103			8,879	17,546	42,015	25,727	37,152	36,621	
Lote 109			23,691	57,536	98,545	73,406	48,617	54,019	
Lote 176			5,865	7,129	12,782	11,555	7,644	47	
Lote 180			9,837	21,347	28,968	10,975	27,157	14,698	
Lote 182			9,116	9,456	12,782	4,780	11,952	2,800	
Lote 184			9,408	10,833	12,782	4,861	9,217	3,216	
NNAA			6,470	7,190	13,682	15,061	13,633	21,812	
Lote 88			63,223	98,463	148,484	98,651	121,525	105,340	
Lote 56			43,625	87,969	107,828	90,738	102,261	95,300	
			1,349,821	2,212,015	3,078,602	2,537,512	3,231,867	2,726,875	
			2011						
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	4,849	23,857	18,961	48,360	20,616	40,077	744,122
		Horas administrativas	158,404	104,027	178,559	135,566	136,809	167,248	1,680,977
		Repsol 100%	32,665	23,200	29,217	25,886	25,325	19,260	331,815
Lote 57	Exploración	Mapi	76,198	103,373	101,604	102,244	131,274	154,263	953,891
		Mashira	39,900	55,331	65,368	51,011	63,039	34,121	452,292
		Sagari	339,654	195,272	268,749	205,643	196,686	302,494	2,574,770
		Horas administrativas	206,742	126,966	134,124	105,183	82,814	89,991	1,828,383
	Desarrollo	Repsol 100%	103,642	82,601	84,338	60,298	69,899	56,500	788,872
		Horas técnicas	1,232,597	978,687	1,075,950	1,044,031	981,796	1,212,910	13,169,186
		Horas administrativas	221,913	102,018	115,500	80,536	116,098	119,176	1,475,785
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	227,525	185,506	176,312	145,598	161,289	129,625	1,954,609
		Horas técnicas	15,742	19,732	11,926	17,022	22,355	22,904	197,116
		Repsol 100%	3,044	5,877	1,738	6,077	7,542	622	44,303
Lote 76			27,691	23,667	32,745	42,910	46,674	38,895	388,218
Lote 101			11,214	9,857	3,558	10,473	12,206	3,074	158,611
Lote 103			52,044	30,074	30,016	41,849	31,617	14,665	368,205
Lote 109			86,912	87,254	104,858	110,353	137,458	89,605	972,255
Lote 176			6,102	18,625	39,163	40,877	31,083	24,412	205,283
Lote 180			22,068	18,084	17,648	19,902	15,358	4,069	210,111
Lote 182			5,831	9,349	7,244	12,783	15,358	4,069	105,519
Lote 184			5,831	9,349	7,707	13,376	15,358	4,069	106,007
NNAA			27,691	20,273	10,766	21,766	11,588	1,472	171,405
Lote 88			118,267	81,032	80,161	108,788	95,124	93,133	1,212,191
Lote 56			118,299	81,139	66,453	106,510	104,154	119,902	1,124,178
			3,188,474	2,395,150	2,662,667	2,557,041	2,531,520	2,746,558	31,218,105

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 RESULTADOS DE LA SOLUCIÓN ELEGIDA

Verificamos que el reparto de gastos administrativos entre Lotes obtenido aplicando la nueva metodología varía en comparación con el reparto de gastos administrativos efectuado en el 2011, las diferencias se presentan principalmente en los Lotes exploratorios operados y en los cuales la empresa tiene socios.

A continuación se muestra un cuadro resumen con las diferencias valorizadas en USD para el ejercicio 2011, detallado por Lote y Actividad.

Cuadro 4.1: Diferencias por Lote y Actividad entre Reparto 2011 y Propuesta Nuevo Reparto de Gastos administrativos (en USD)

			2011					
			Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	(5,286)	(23,536)	(15,197)	(140,455)	1,128	(1,563)
		Horas administrativas	(13,735)	(4,008)	(13,232)	108,425	(22,010)	(26,871)
		Repsol 100%	(1,260)	(1,700)	(2,153)	(8,425)	(1,457)	(3,318)
Lote 57	Exploración	Mapi	(1,076)	(3,324)	(287)	(1,755)	(1,307)	(2,078)
		Mashira	(1,419)	927	4,447	2,141	5,199	5,282
		Saqari	8,815	14,260	16,232	55,111	29,922	26,695
	Desarrollo	Horas administrativas	(6,598)	(8,472)	(28,244)	58,113	(19,052)	(18,309)
		Repsol 100%	286	2,818	(999)	14,950	1,290	2,988
		Horas técnicas	(25,850)	(28,230)	(50,039)	(144,241)	(79,801)	(17,423)
		Horas administrativas	3,431	2,514	(6,313)	(35,188)	14,469	17,333
Lote 90	Exploración	Repsol 100%	(1,671)	2,891	(8,052)	24,636	(9,895)	4,245
		Horas técnicas	1,056	462	3,116	4,018	1,575	(2,042)
		Repsol 100%	1,244	830	3,772	(4,028)	2,652	(814)
Lote 76		2,893	2,583	7,940	1,458	4,392	(4,734)	
Lote 101		3,600	3,530	10,455	7,741	9,611	4,281	
Lote 103		1,676	(427)	10,884	5,799	7,945	2,306	
Lote 109		3,965	9,533	18,947	27,369	13,055	5,958	
Lote 176		3,079	3,436	8,341	11,555	6,149	(780)	
Lote 180		4,081	1,076	3,743	10,975	3,731	(3,824)	
Lote 182		4,029	4,256	8,341	4,780	7,466	(11)	
Lote 184		4,020	4,879	8,341	4,861	6,725	405	
NNAA		2,389	1,802	8,013	(15,906)	5,908	6,514	
Lote 88		6,531	6,753	8,608	1,613	6,341	1,491	
Lote 56		5,801	7,148	3,334	6,453	5,967	4,268	
			0	0	0	0	0	0

			2011						
			Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Lote 39	Exploración	Horas técnicas	5,508	2,951	58	3,028	362	4,432	(177,436)
		Horas administrativas	(24,328)	(24,247)	(1,184)	(11,197)	(19,944)	(4,966)	(57,298)
		Repsol 100%	(2,637)	(1,702)	6	1,410	1,335	(1,038)	(20,937)
Lote 57	Exploración	Mapi	520	1,636	5,136	1,222	614	2,867	(3,565)
		Mashira	8,650	(171)	5,679	3,350	6,673	7,712	48,470
		Sagan	40,877	6,965	9,663	2,680	(4,872)	16,327	222,674
	Desarrollo	Horas administrativas	(23,285)	(4,371)	(4,746)	(7,419)	(9,982)	2,256	(70,109)
		Repsol 100%	4,217	2,998	2,854	1,145	4,658	4,293	41,497
		Horas técnicas	(63,872)	(80,745)	(57,125)	(106,487)	(129,451)	(38,049)	(821,315)
Lote 90	Exploración	Horas administrativas	9,958	11,073	19,000	8,718	10,943	21,777	77,714
		Repsol 100%	(8,384)	(6,521)	(4,502)	(10,147)	(3,571)	3,344	(17,627)
		Horas técnicas	(545)	(32)	(1,328)	3,011	2,987	(2,719)	9,561
		Repsol 100%	497	2,578	(211)	4,292	4,917	(1,777)	13,952
Lote 76			2,324	4,768	1,752	11,740	10,785	392	46,293
Lote 101			4,135	6,619	495	8,886	10,273	(2,539)	67,089
Lote 103			7,264	9,293	2,829	11,232	12,484	(26)	71,260
Lote 109			11,617	13,392	11,381	10,296	20,404	3,169	149,084
Lote 176			2,133	8,084	1,094	8,858	12,111	(321)	63,740
Lote 180			(349)	5,284	(2,214)	7,066	9,356	(4,175)	34,748
Lote 182			2,184	6,338	(205)	8,799	9,356	(4,175)	51,157
Lote 184			2,184	6,338	(569)	8,655	9,356	(4,175)	51,020
NNAA			8,707	10,335	2,697	12,212	10,098	(2,870)	49,900
Lote 88			291	8,826	4,536	3,422	10,616	339	59,365
Lote 56			12,335	10,311	4,905	15,228	20,492	14,522	110,763
			0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración Propia

Resumiendo el resultado por Lote tenemos el siguiente cuadro, se observa el beneficio para los lotes operados L39 y L57 cuyos socios son los que normalmente cuestionan más los gastos administrativos en sus auditorías:

Cuadro 4.2: Diferencias por Lote entre Reparto 2011 y Propuesta Nuevo Reparto de Gastos administrativos (en USD)

		2011					
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Lote 39		-20,281	-29,244	-30,582	-40,455	-22,340	-31,752
Lote 57		-24,082	-16,617	-73,254	-26,234	-59,177	18,733
Lote 90		2,300	1,293	6,888	-10	4,228	-2,855
Lote 76		2,893	2,583	7,940	1,458	4,392	-4,734
Lote 101		3,600	3,530	10,455	7,741	9,611	4,281
Lote 103		1,676	-427	10,884	5,799	7,945	2,306
Lote 109		3,965	9,533	18,947	27,369	13,055	5,958
Lote 176		3,079	3,436	8,341	11,555	6,149	-780
Lote 180		4,081	1,076	3,743	10,975	3,731	-3,824
Lote 182		4,029	4,256	8,341	4,780	7,466	-11
Lote 184		4,020	4,879	8,341	4,861	6,725	405
NNAA		2,389	1,802	8,013	-15,906	5,908	6,514
Lote 88		6,531	6,753	8,608	1,613	6,341	1,491
Lote 56		5,801	7,148	3,334	6,453	5,967	4,268
		0	0	0	0	0	0

	2011						TOTAL
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Lote 39	-21,457	-22,998	-1,120	-6,759	-18,247	-10,436	-255,672
Lote 57	-31,320	-69,136	-24,042	-106,938	-124,988	14,794	-522,260
Lote 90	-48	2,546	-1,539	7,303	7,904	-4,496	23,513
Lote 76	2,324	4,768	1,752	11,740	10,785	392	46,293
Lote 101	4,135	6,619	495	8,886	10,273	-2,539	67,089
Lote 103	7,264	9,293	2,829	11,232	12,484	-26	71,260
Lote 109	11,617	13,392	11,381	10,296	20,404	3,169	149,084
Lote 176	2,133	8,084	1,094	8,858	12,111	-321	63,740
Lote 180	-349	5,284	-2,214	7,066	9,356	-4,175	34,748
Lote 182	2,184	6,338	-205	8,799	9,356	-4,175	51,157
Lote 184	2,184	6,338	-569	8,655	9,356	-4,175	51,020
NNAA	8,707	10,335	2,697	12,212	10,098	-2,870	49,900
Lote 88	291	8,826	4,536	3,422	10,616	339	59,365
Lote 56	12,335	10,311	4,905	15,228	20,492	14,522	110,763
	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración Propia

Para el Lote 57 en total, para las actividades de Exploración se obtiene un aumento en los gastos administrativos anuales (ejercicio 2011) con la nueva distribución de **238.967 USD** y para las actividades de Desarrollo se obtiene un beneficio anual (ejercicio 2011) de **761.227 USD**, esto impacta en el socio de este Lote de acuerdo a su porcentaje de participación de la siguiente manera:

Cuadro 4.3: Impacto de Resultados en el L57 y sus Socios (en USD)

LOTE 57 D	% Participación	USD
Petrobras	46%	-351,383
Empresa	54%	-409,845
		-761,227

LOTE 57 E	% Participación	USD
Petrobras	46%	110,307
Empresa	54%	128,660
		238,967

Fuente: Elaboración Propia

Cabe resaltar que este beneficio obtenido en la etapa de Desarrollo es beneficioso para la empresa ya que estos gastos son los más cuestionados por el socio pues la operación se encuentra a puertas de la producción donde el tratamiento de los gastos o inversiones es diferente al de

Exploración. Por lo mismo anualmente el presupuesto de los gastos administrativos de esta actividad siempre son cuestionados.

Para el Lote 39 se obtiene un beneficio anual (ejercicio 2011) de **255.672 USD** e impacta en sus dos socios de acuerdo a su porcentaje de participación de la siguiente manera:

Cuadro 4.4: Impacto de Resultados en el L39 y sus Socios (en USD)

LOTE 39	% Participación	USD
Burlington	35%	-89.485
Reliance E&P	10%	-25.567
Empresa	55%	-140.619
		-255.672

Fuente: Elaboración Propia

Para el Lote 90 se presenta un mayor nivel de gastos por el importe anual (ejercicio 2011) de **23.513 USD**, esto impactaría en su único socio de la siguiente manera:

Cuadro 4.5: Impacto de Resultados en el L90 y sus Socios (en USD)

LOTE 90	% Participación	USD
Ecopetrol	50%	11,756
Empresa	50%	11,756
		23,513

Fuente: Elaboración Propia

Para todos los demás Lotes los gastos administrativos son absorbidos por la empresa al 100% por ser Lotes No Operados o por ser Lotes donde todavía no se cuenta con un contrato (JOA) o Licencia de Exploración, por lo tanto no se tiene oficialmente ningún socio a quien atribuirle estos gastos.

4.2 ANÁLISIS DEL RESULTADO OBTENIDO

Debido a que se trata de lotes exploratorios o en desarrollo donde todavía no ha iniciado la producción (extracción del petróleo/gas), no podemos hablar

de ingresos por ventas, sólo tenemos gastos o inversiones dependiendo de su naturaleza; con lo cual es difícil la aplicación de ciertos ratios financieros que normalmente se utilizan para medir los resultados obtenidos luego de la aplicación de ciertos proyectos de mejora en una empresa como el del presente informe.

Para analizar el resultado entonces, se muestran las diferencias obtenidas en el Estado de Resultados de la empresa sólo para el lote más representativo del presente trabajo, es decir el Lote 57.

Se compara la situación real y reportada del 2011 con la que se hubiera obtenido de aplicar la nueva metodología de reparto de gastos administrativos.

La diferencia se ubica en el resultado operativo, debido a que los gastos operativos para el Lote 57 son menores aplicando la nueva metodología propuesta.

Esta diferencia asciende al importe **546 KUSD** para el año 2011 y se compone de gastos de personal (381 KUSD), servicios exteriores (se mantiene el mismo reparto, no hay diferencia), amortizaciones (137 KUSD) y tributos (28 KUSD).

Es importante mencionar que el Estado de Resultados que se presenta a continuación sólo representa el porcentaje de interés de REPEXSA en el Lote 57, es decir el 54% del beneficio total obtenido. El 46% restante es propiedad del socio de este Lote PETROBRAS.

A continuación se muestra entonces el Estado de Resultados para la empresa en estudio del ejercicio 2011:

**Cuadro 4.6: Impacto en Estado de Resultados REPEXSA 2011 L57
(en USD)**

REPSOL EXPLORACION DEL PERU, SUCURSAL DEL PERU				
Estado de Resultados Detallado del 01 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2011				
Valores expresados en Dolares				
Cuenta	Denominación	Lote 57 PES4	NUEVA METODOLOGIA Lote 57 PES4	DIFERENCIA
	<u>Total Ventas</u>	-	-	
	<u>Total Variación de Existencias</u>	-	-	
	<u>UTILIDAD BRUTA</u>	-	-	
	GASTOS OPERATIVOS			
	<u>Total Gastos de Personal</u>	(9,536,490.65)	(9,156,739.58)	(380,751.07)
	<u>Total Tributos y Regalías</u>	(30,982.42)	(2,853.78)	(28,128.64)
	<u>Total Servicios Exteriores</u>	(2,523,859.59)	(2,523,859.59)	-
	<u>Total Overhead</u>	(2,882,531.80)	(2,882,531.80)	-
	<u>Total Amortizaciones</u>	(151,010.18)	(14,154.05)	(136,856.13)
	<u>Total Costes de Exploración</u>	(2,203,965.65)	(2,203,965.65)	-
	<u>Total Gastos Operativos</u>	(17,328,840.30)	(16,783,104.46)	(545,735.84)
	OTROS GASTOS			
	<u>Total Otros Gastos</u>	(4,156.74)	(4,156.74)	-
	OTROS INGRESOS			
	<u>Total Otros Ingresos</u>	6,522,467.54	6,522,467.54	-
	<u>Resultado Operativo</u>	(10,810,529.50)	(10,264,793.66)	(545,735.84)
	OTROS (INGRESOS) GASTOS FINANCIEROS			
	<u>Total Gastos Financieros</u>	(700,974.11)	(700,974.11)	-
	<u>Total Ingresos Financieros</u>	489,540.09	489,540.09	-
	<u>Resultado Financiero</u>	(211,434.02)	(211,434.02)	-
	<u>Resultado antes de Participaciones e Impuestos</u>	(11,021,963.52)	(10,476,227.68)	(545,735.84)
6300000000	IMPUESTO A LA RENTA			
	<u>Total Impuesto a la Renta</u>	-	-	
	Resultado del Ejercicio	(11,021,963.52)	(10,476,227.68)	(545,735.84)

Fuente: Elaboración Propia

4.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA SOLUCIÓN

Se propone presentar esta nueva metodología de reparto de gastos administrativos a la Dirección de Control y Recursos - E&P con la finalidad de que se apruebe su aplicación a partir del ejercicio 2013.

Una vez otorgado el visto bueno a esta iniciativa de mejora se plantea elaborar el Presupuesto de dicho ejercicio bajo estos criterios, y así la ejecución de los gastos administrativos por Lote sea comparable.

Luego, para implementar y aplicar esta nueva metodología de reparto de gastos administrativos es necesario un trabajo previo entre las áreas de Contabilidad y Control de Gestión, acompañado de una asesoría de un consultor SAP que hará las parametrizaciones necesarias en el módulo SAP-FI donde actualmente se ejecuta contablemente el ciclo de reparto.

Si valorizamos la cantidad de días trabajados por los analistas requeridos en el trabajo de implementación, obtenemos el importe de 21 KUSD, según el siguiente cuadro:

Cuadro 4.7: Valorización de la Implementación de la solución

	Fracción de Día dedicado al proyecto	N° Días/Mes	N° Meses	Total Días	Tarifa (USD/día)	Total USD
Analista Control de Gestión Senior	0.10	20	2	4	857	3,428
Analista Control de Gestión Junior	0.30	20	2	12	586	7,032
Analista Contabilidad	0.20	20	2	8	586	4,688
Consultor SAP	1.00	20	1	20	300	6,000
						21,148

Es importante mencionar que el gasto de personal de la empresa relacionado a estos analistas será el mismo durante los dos meses que implica el desarrollo del proyecto. Sólo se está valorizando el tiempo dedicado por el personal implicado en base a un tarifario por grupo profesional calculado por el área de RRHH y así tener una idea del costo de la implementación.

4.4 ANÁLISIS BENEFICIO-COSTO

Del costo de la implementación calculado en el punto anterior y del beneficio mostrado para el Lote 57 podemos obtener un ratio como beneficio-costo, de la siguiente manera:

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{B}{C} = \frac{\text{USD } 545,736}{\text{USD } 21,148} = 25.81$$

El ratio obtenido al ser mayor a 1 nos indica que el valor bruto del beneficio es superior a los costos calculados para implementar la alternativa de solución. Financieramente se recomienda ejecutar la alternativa de solución elegida.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La empresa en estudio es una empresa dedicada al sector de exploración de petróleo/gas en el territorio peruano, sucursal de una compañía energética española experta en este sector y con interés de invertir capitales en nuestro país. Tiene participación en Lotes peruanos en la etapa de Exploración, Desarrollo y Producción.
- La tendencia de consumo de energía a nivel global es creciente, incluso hablando del gas natural y petróleo se habla de un incremento del 40%.
- La empresa en estudio es una de las compañías petroleras más grandes a nivel nacional por la cantidad de Lotes donde tiene participación. Desarrolla actividades de E&P en nuestro medio para los Lotes 39, 57,90, 76, 101, 103, 109, 176, 180, 182, 184, 88, 56 y NNAA.
- La empresa en estudio tiene gastos administrativos auditables por sus socios que son considerados por ellos elevados, están compuestos por gastos de personal, servicios exteriores, tributos y amortizaciones, el importe de estos gastos varía entre 2.5 – 3 MM USD mensuales y para el año 2011 se tuvo una Bolsa de 31 MM USD aproximadamente.
- Ante dichos importes de gastos administrativos, los socios de cada lote tienen la facultad de organizar auditorías y solicitar información que consideren pertinente. Esto implica el consumo de recursos para

atender cualquier requerimiento de información y aclarar lo que soliciten.

- Como resultado de las auditorías que se desarrollan, se han presentado casos donde la empresa debe devolver dinero a los socios por falta de sustentos de ejercicios anteriores. Implicando un costo financiero considerable y una carga administrativa fuerte para la empresa.
- Se propuso una nueva metodología de reparto de los gastos administrativos con la finalidad de prevenir auditorías extensas de los socios y así se encuentren preparados mediante una mejor metodología ante posibles cuestionamientos o requerimientos de información.
- La nueva metodología de reparto propuesta establece dividir la bolsa de gastos administrativos en rubros y aplicar distintos criterios de reparto a cada uno de ellos.
- Se verifica que el rubro de gastos de personal representa aproximadamente el 70% de la Bolsa de gastos administrativos para el año 2011, por lo que el criterio elegido para repartirlos se compone del tiempo reportado por todo el personal multiplicado por una ponderación que representa el grupo profesional al que pertenecen. Este criterio hace más preciso el reparto de estos gastos entre Lotes.
- Se realizó el ejercicio de aplicar la nueva metodología de reparto con los gastos administrativos del 2011 obteniendo un beneficio notorio para los lotes 39 y 57, en total de 778 KUSD anuales (ejercicio 2011), donde los socios de dichos Lotes realizan auditorías usualmente complicadas y extensas.
- Se analizó el Estado de Resultados (Lote 57) de la empresa para el ejercicio 2011 y se comparó con el que se hubiera obtenido de aplicar la nueva metodología de reparto de gastos administrativos, obteniendo una diferencia de 546 KUSD anual (ejercicio 2011) en el

resultado operativo. Esto representa sólo el porcentaje de participación de REPEXSA en dicho Lote.

- Se costea el tiempo dedicado a la implementación de esta propuesta de mejora en la empresa, obteniendo el importe de 21 KUSD por el trabajo de un analista Sr. de Control de Gestión, un analista Jr. de Control de Gestión, un analista de Contabilidad y un consultor SAP por el periodo de dos meses.
- El ratio financiero beneficio-costo obtenido para esta alternativa de solución es 26, al ser mayor a 1 se llega a la conclusión de continuar con la implementación.

RECOMENDACIONES

- Presentar a la Dirección de Control y Recursos la nueva metodología de reparto planteada para reemplazar a la anterior.
- Elaborar el Presupuesto 2013 en base a la nueva metodología planteada y ejecutarlo de la misma manera.
- Analizar otros procesos similares en la empresa con la finalidad de proponer mejoras que demuestren una mejor gestión de sus recursos.

LOSARIO DE TERMINOS

AIE: Agencia Internacional de la Energía o Intenational Energy Agency (IEA) en inglés. Establecida en 1974 para monitorear la situación mundial de la energía, promover buenas relaciones entre los países productores y consumidores y desarrollar estrategias para abastecer energía durante *situaciones de emergencia*.

Aromáticos: Familia de hidrocarburos (benceno, tolueno, ortoxileno, paraxileno) susceptibles de convertirse en una gran variedad de productos petroquímicos (poliestireno, nylon, fibras poliéster, polietileno, etc.).

Bbl: Barril. Medida estándar para el crudo. Un barril equivale a 42 galones US ó 159 litros.

Bbl/d: Barriles por día, también abreviado como bpd o boed. En términos de producción es el número de barriles de crudo que produce un pozo en un periodo de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio a lo largo del tiempo. En términos de refinería o petroquímica sería el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por 365 días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento.

Lote exploratorio (acreage): Área concedida en arrendamiento para exploración de crudo y gas y para una posible producción futura. El conjunto de bloques exploratorios constituye el dominio minero de una compañía.

Boe: Barril de petróleo equivalente. Término frecuentemente usado para comparar al gas con el crudo y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, *que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas.*

Boed/Bpd: Barriles por día, también abreviado como bpd o bbl/d. En términos de producción es el número de barriles de crudo que produce un pozo en un periodo de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio a lo largo del tiempo. En términos de refinería o petroquímica sería el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por 365 días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento.

Cadena de valor: El producto o servicio final objeto de una actividad económica requiere un conjunto de actividades "encadenadas", cuya eficiencia operativa le genera un margen o beneficio, y le permite una ventaja competitiva.

Campo: Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

Campos maduros: Campos de crudo donde los crudos convencionales han sido extraídos. Necesitan técnicas avanzadas para la obtención de las reservas de oil restantes.

CAPEX: Capital Expenditures son erogaciones o inversiones de capital que crean beneficios. Una erogación de capital se realiza cuando un negocio gasta dinero tanto para comprar un activo fijo como para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible.

Crudo: También es conocido como petróleo crudo o simplemente petróleo. Está constituido fundamentalmente por combinaciones de carbono (C) e

hidrógeno (H) dando lugar a una serie de compuestos denominados hidrocarburos. Es un líquido cuyo aprovechamiento se basa en su transformación en otros productos, especialmente combustibles. Como combustible fósil, es un recurso natural no renovable y actualmente es la principal fuente de energía en los países desarrollados. Puede presentarse asociado a capas de gas natural, en yacimientos que han estado enterrados durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre.

Crudo ligero: El crudo ligero es un aceite crudo de baja densidad, con menor contenido de ceras. La densidad del crudo se mide a través de su grado API – cuanto más alto el grado API más ligero el crudo.

Crudo pesado: El crudo pesado es un aceite crudo de alta densidad, con mayor contenido de ceras. La densidad del crudo se mide a través de su grado API – cuanto más bajo el grado API más pesado el crudo.

Crudo ácido o agrio: El crudo que contiene SH₂ se denomina crudo ácido o agrio, y es muy corrosivo.

Crudo dulce: Tipo de petróleo que contiene menos del 0,5% de azufre, en comparación con un mayor nivel de azufre en el petróleo crudo agrio. El petróleo crudo dulce contiene pequeñas cantidades de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono.

Crudo extra-pesado: Tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se le denomina pesado debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero.

Desarrollo: Actividad que incrementa, o disminuye, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Dominio minero: Bloques sobre los que licencia para explorar una determinada empresa.

E&P: Siglas de abreviatura para la actividad de Exploración & Producción (Upstream).

Gas: También conocido como gas natural, es un combustible fósil compuesto principalmente por metano, y acompañado por otros hidrocarburos más pesados como el etano, propano y butano, y otros gases inertes como el nitrógeno. El gas se encuentra atrapado en el subsuelo (roca almacén), donde se ha ido acumulando con el paso del tiempo. El gas natural se extrae a través de pozos subterráneos o submarinos, mediante procesos de extracción muy similares al del petróleo. El gas natural también existe asociado al crudo, extrayéndose de forma simultánea al mismo.

Gasoducto: Conducción que permite el transporte, a alta presión y gran distancia, de un gas combustible. Puede estar conectado a redes internacionales y suministrar a una sola o varias comarcas.

GNL: Gas natural licuado. Es gas natural que ha sido procesado (mediante un proceso de licuación o licuefacción) para poder ser transportado en forma líquida y con un 1/600 del volumen original.

Grados API: La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

Hidrocarburo: Cualquier compuesto o mezcla de compuestos que contienen carbono e hidrógeno.

Major: Compañía de relevancia y referencia en un determinado sector.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), es una organización de cooperación internacional, compuesta por

30 Estados, cuyo objetivo es coordinar sus políticas económicas y sociales. Fue fundada en 1961 y su sede central se encuentra en la ciudad de París, Francia. Su antecesor fue la Organización Europea para la Cooperación Económica.

Offshore: Se refiere a las actividades petroleras que se realizan en la plataforma continental y en aguas internacionales.

Oleoducto: Tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte de petróleo y sus derivados, a grandes distancias. La excepción es el gas natural, el cual, a pesar de ser derivado del petróleo, se le denominan gasoductos a sus tuberías por estar en estado gaseoso a temperatura ambiente.

Onshore: Se refiere a la actividad petrolera que se realiza en tierra.

OPEP: Organización de países exportadores de petróleo. Fundada en 1960, sus países miembros son Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudi, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

Operador: Compañía con autoridad legal para perforar pozos y extraer hidrocarburos.

Petróleo: Del latín, petro=roca y oleum=aceite, etimológicamente significa aceite de roca. Está constituido fundamentalmente por combinaciones de carbono (C) e hidrógeno (H) dando lugar a una serie de compuestos denominados hidrocarburos. También es conocido como petróleo crudo o simplemente *crudo*. Es un líquido cuyo aprovechamiento se basa en su transformación en otros productos, especialmente combustibles. Como combustible fósil, es un recurso natural no renovable y actualmente es la principal fuente de energía en los países desarrollados. Puede presentarse asociado a capas de gas natural, en yacimientos que han estado enterrados

durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre.

Pozo (pozo petrolero): Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos. El método más utilizado es el rotatorio, y las perforaciones pueden desarrollarse con o sin recuperación de núcleo.

Refino: Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.

Reservas: Las reservas se miden en Mboe, millones de barriles de petróleo equivalentes. Los dos tipos de reservas principales de una petrolera son las probadas y las probadas y desarrolladas.

Reservas posibles: Aquellas reservas que junto a las probadas y probables tienen una probabilidad de, al menos el 10%, de ser producidas.

Reservas probables: Aquellas reservas que junto a las probadas tienen una probabilidad de, al menos el 50%, de ser producidas.

Reservas probadas: Cantidad de hidrocarburos que se estima puede ser extraída en el futuro, con una probabilidad de existencia mayor del 90%, en las condiciones técnicas y económicas existentes.

Royalty: Una regalía o royalty es el pago que se efectúa al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o que debe realizarse al Estado por el uso o extracción *de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables.*

Trading: Actividad de compra-venta de productos (en la industria petrolera: crudo, gas natural licuado y productos derivados del petróleo).

Upstream: Actividades de exploración y explotación de yacimientos de crudo.

Yacimiento: Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Bolsa de Reparto: Bolsa que reúne los gastos administrativos

BIBLIOGRAFÍA

- LA CONTABILIDAD GERENCIAL Y LOS NUEVOS MÉTODOS DE COSTEO, Alfredo Romero Ceceña.
- COSTE Y EFECTO, Robert Kaplan.
- CONTABILIDAD DE COSTOS UN ENFOQUE DE GERENCIA, Hongren Charles.
- GERENCIA ESTRATÉGICA DE COSTOS, Shank, Jhon K y Govindarajan.
- ABC – ABM GESTIÓN DE COSTOS POR ACTIVIDADES, E, Bendersky.
- E-NERGON LA COMPAÑÍA ENERGÉTICA, Manual de Formación.
- E-NERGON EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, Manual de Formación.

ANEXOS

ANEXO I: Consolidado de HT 2011 por áreas – Metodología 2011

Área	Lote	Enero	Febrero	Marzo	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Activos no operados Camisa	Lote 56	0.08%	0.07%	0.09%	0.91%	0.63%	0.67%	0.65%	0.70%	0.73%	0.59%	0.60%	
	Lote 88	0.07%	0.02%	0.04%	0.01%	0.64%	0.61%	0.69%	0.70%	0.70%	0.59%	0.60%	
	REPSOL 100%	1.73%	1.02%	1.12%	1.61%	1.61%	1.34%	1.37%	1.41%	1.66%	1.18%	1.20%	
Total Activos no operados Camisa		1.73%	1.02%	1.12%	1.61%	1.61%	1.34%	1.37%	1.41%	1.66%	1.18%	1.20%	
Almacena	Lote 39	2.87%	1.24%	0.09%	1.81%	1.77%	1.02%	1.70%	1.33%	0.90%	1.99%	1.75%	
	Lote 57 D	2.56%	3.70%	2.84%	3.00%	2.39%	2.05%	2.11%	2.59%		3.02%	3.43%	
	Lote 57 E	0.35%	0.41%	1.31%	0.65%	1.35%	1.36%	0.70%	1.02%		1.03%	1.63%	
	Lote 90	0.32%	0.00%	0.01%		0.03%	0.03%					0.00%	
	REPSOL 100%	6.74%	6.81%	6.33%	6.87%	6.76%	6.36%	6.13%	6.01%	6.20%	6.22%	7.18%	
	C&C	Lote 109	0.01%	0.04%	0.04%	0.11%	0.06%	0.05%	0.02%	0.02%	0.15%	0.30%	0.02%
		Lote 176	0.01%	0.02%	0.01%			0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		
		Lote 180	0.01%	0.02%	0.01%			0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		
		Lote 182	0.01%	0.02%	0.01%			0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		
		Lote 184	0.01%	0.02%	0.01%			0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		
		Lote 39	0.17%	0.77%	0.31%	0.20%	0.19%	0.09%	0.11%	0.30%	1.18%	0.11%	0.10%
		Lote 56	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%
Lote 57 D		4.42%	2.80%	3.24%	2.92%	2.69%	2.40%	2.48%	2.58%	0.31%	0.71%	0.91%	
Lote 57 E		0.29%	1.26%	0.92%	0.73%	0.76%	0.67%	0.64%	0.64%	1.74%	0.28%	0.09%	
Lote 88		0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	0.05%	
Lote 90		0.02%	0.02%	0.03%	0.04%	0.04%	0.07%	0.07%	0.07%	0.02%	0.02%	0.03%	
NNAA		0.10%	0.10%	0.09%	0.12%	0.07%	0.33%	0.20%	0.14%	0.16%	0.03%	0.19%	
REPSOL 100%	1.47%	1.71%	2.17%	2.18%	1.89%	1.99%	1.93%	0.68%	1.94%	2.48%	2.05%		
Total C&C		6.87%	6.81%	6.96%	6.86%	6.87%	6.46%	6.19%	6.14%	6.14%	6.29%		
CdG	Lote 107	0.09%	0.09%	0.01%	0.01%	0.03%	0.06%	0.02%	0.02%	0.02%	0.05%	0.04%	
	Lote 103	0.09%	0.09%	0.08%	0.06%	0.09%	0.08%	0.08%	0.08%	0.07%	0.07%	0.03%	
	Lote 109	0.09%	0.05%	0.07%	0.04%	0.03%	0.03%	0.09%	0.04%	0.03%	0.01%	0.09%	
	Lote 176	0.01%	0.04%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%	0.02%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	
	Lote 180	0.01%	0.04%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%	0.02%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	
	Lote 182	0.01%	0.04%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%	0.02%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	
	Lote 184	0.02%	0.04%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%	0.02%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	
	Lote 39	0.23%	0.17%	0.20%	0.29%	0.40%	0.32%	1.08%	0.72%	0.19%	0.12%	0.29%	
	Lote 56	0.24%	0.25%	0.19%	0.24%	0.29%	0.25%	0.32%	0.26%	0.29%	0.22%	0.27%	
	Lote 57 D	0.38%	0.39%	0.51%	0.51%	0.38%	0.76%	1.10%	0.77%	0.58%	0.36%	0.28%	
	Lote 57 E	0.28%	0.35%	0.30%	0.51%	0.49%	0.51%	0.57%	0.41%	0.33%	0.31%	0.36%	
	Lote 76	0.08%	0.07%	0.07%	0.06%	0.07%	0.06%	0.06%	0.08%	0.07%	0.05%	0.10%	
Lote 88	0.25%	0.25%	0.22%	0.21%	0.32%	0.26%	0.35%	0.26%	0.30%	0.27%	0.27%		
Lote 90	0.08%	0.07%	0.09%	0.10%	0.13%	0.09%	0.12%	0.08%	0.18%	0.41%	0.24%		
NNAA	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.02%	0.02%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%		
REPSOL 100%	1.56%	1.44%	1.52%	1.10%	0.75%	0.91%	0.71%	0.42%	1.01%	0.61%	0.91%		
Total CdG		3.46%	3.19%	3.54%	3.20%	3.03%	3.57%	4.67%	3.17%	3.16%	2.62%		
Comercial	Lote 56	0.39%	0.45%	0.45%	0.44%	0.40%	0.56%	0.36%	0.30%	0.41%	0.41%	0.42%	
	Lote 57 D	0.53%	0.26%	0.64%	0.34%	0.50%	0.78%	0.51%	0.53%	0.42%	0.24%	0.44%	
	Lote 57 E		0.38%		0.29%	0.05%	0.29%				0.11%		
	Lote 88	1.29%	1.33%	1.23%	1.26%	1.09%	0.72%	0.82%	0.75%	0.73%	0.91%	0.78%	
	REPSOL 100%	2.21%	2.42%	2.31%	2.41%	2.11%	1.80%	1.78%	1.65%	1.56%	1.77%	1.72%	
Desarrollo	Lote 109	0.00%		0.22%									
	Lote 176	0.00%											
	Lote 180	0.05%											
	Lote 182	0.03%											
	Lote 184	0.05%											
	Lote 39	0.39%	1.52%	1.34%	0.92%	1.53%	1.27%	1.04%	0.66%	0.03%	0.03%	0.07%	
	Lote 56	0.88%	1.57%	1.34%	0.92%	1.53%	1.27%	1.04%	0.66%	0.03%	0.03%	0.07%	
	Lote 57 D	3.18%	4.40%	3.42%	5.58%	4.86%	2.88%	5.13%	5.38%	3.63%	1.81%	4.00%	
	Lote 57 E	1.43%	1.00%	0.45%	0.98%	0.72%	0.82%	1.82%	2.18%	0.91%	0.76%	1.33%	
	Lote 76	0.07%				0.07%				0.32%	0.35%	0.29%	
	Lote 88	1.22%	1.06%	1.01%	0.65%	1.21%	1.42%	0.61%	0.68%	1.03%	1.02%	1.24%	
	Lote 90	0.04%											
NNAA	1.61%	2.30%	1.52%	1.90%	0.93%	0.94%	1.75%	2.15%	1.56%	2.88%	1.71%		
REPSOL 100%	9.00%	10.20%	8.89%	10.22%	9.73%	7.33%	10.34%	11.06%	10.01%	10.20%	10.72%		
Exploracion	Lote 101	0.10%	0.09%	0.46%	0.78%	0.62%	0.13%	0.09%	0.07%	0.03%	0.01%	0.04%	
	Lote 103	0.39%	0.64%	0.81%	0.74%	1.02%	1.13%	0.66%	0.83%	0.88%	0.64%	0.46%	
	Lote 109	0.24%	0.33%	0.54%	0.45%	0.48%	0.68%	0.58%	0.65%	0.38%	0.54%	0.42%	
	Lote 176	0.15%	0.09%	0.05%	0.03%	0.03%	0.03%	0.30%	1.14%	1.00%	0.45%	0.50%	
	Lote 180	0.21%	0.13%	0.10%	0.63%	0.59%	0.47%	0.30%	0.54%	0.33%	0.01%	0.02%	
	Lote 182	0.24%	0.12%	0.11%	0.08%	0.05%	0.03%	0.03%	0.14%	0.03%			
	Lote 184	0.24%	0.15%	0.11%	0.05%	0.09%	0.03%	0.03%	0.11%	0.05%			
	Lote 39	1.45%	1.42%	1.42%	0.96%	0.86%	0.97%	0.68%	1.33%	1.21%	0.24%	0.39%	
	Lote 57 D			0.73%		0.56%							
	Lote 57 E	2.52%	3.37%	3.38%	2.89%	3.13%	2.44%	2.24%	3.12%	2.74%	2.67%	2.25%	
	Lote 76	0.85%	0.80%	0.92%	0.76%	0.93%	0.63%	0.62%	0.38%	0.69%	0.81%	0.87%	
	Lote 90												
NNAA	0.10%	0.03%	0.05%	0.08%	0.36%	0.16%	0.14%	0.11%	0.12%	0.02%	0.04%		
REPSOL 100%	6.90%	8.43%	9.67%	9.04%	10.20%	7.88%	7.70%	10.66%	8.68%	8.69%	6.20%		

Desarrollo	Lote 109				0,32%																		
	Lote 176	0,00%																					
	Lote 180	0,04%																					
	Lote 182	0,03%																					
	Lote 184	0,04%																					
	Lote 39	0,37%				0,19%	0,42%								0,05%	0,06%	0,15%						
	Lote 56	1,12%	1,64%	1,16%	1,01%	1,53%	1,54%	1,25%	0,84%		0,05%	0,06%	2,02%	2,75%									
	Lote 57 D	3,41%	3,90%	2,98%	5,15%	4,95%	2,67%	5,80%	6,13%	3,61%	3,71%	3,74%											
	Lote 57 E	1,61%	1,24%	0,59%	1,32%	0,95%	1,09%	1,92%	2,32%	1,08%	0,97%	1,46%											
	Lote 76	0,06%				0,06%									0,40%	0,37%	0,34%						
	Lote 88	1,39%	1,03%	1,57%	0,65%	1,02%	1,25%	0,67%	0,64%	1,60%	0,91%	1,14%											
	Lote 90	0,65%																					
	NNAA						0,02%																
	REPSOL 100%	1,95%	2,90%	2,11%	2,26%	1,36%	1,33%	2,20%	2,46%	1,77%	3,39%	2,37%											
	Total Desarrollo	10,06%	10,80%	8,73%	10,58%	10,41%	7,88%	11,78%	12,37%	10,68%	11,43%	11,88%											
	Exploracion	Lote 101	0,20%	0,19%	0,40%	0,59%	0,84%	0,21%	0,12%	0,08%	0,03%	0,01%	0,03%										
Lote 103		0,30%	0,52%	0,97%	0,86%	1,13%	1,33%	0,81%	0,94%	1,14%	0,80%	0,63%											
Lote 109		0,41%	0,58%	0,90%	0,65%	0,78%	1,22%	1,04%	1,01%	0,81%	1,01%	0,72%											
Lote 176		0,20%	0,19%	0,07%	0,05%	0,05%	0,06%	0,42%	1,20%	1,06%	0,62%	0,68%											
Lote 180		0,41%	0,70%	0,57%	0,58%	0,48%	0,40%	0,27%	0,45%	0,27%													
Lote 182		0,37%	0,24%	0,14%	0,16%	0,11%	0,06%	0,06%	0,14%	0,02%													
Lote 184		0,36%	0,30%	0,14%	0,11%	0,16%	0,06%	0,06%	0,08%	0,04%													
Lote 39		1,39%	1,91%	1,80%	1,40%	1,15%	1,22%	1,09%	2,26%	2,05%	0,30%	0,54%											
Lote 57 D				1,02%		0,74%																	
Lote 57 E		2,85%	4,06%	4,36%	4,00%	4,49%	3,81%	3,09%	4,29%	3,52%	3,91%	3,51%											
Lote 76		0,91%	0,83%	0,96%	0,72%	0,77%	0,64%	0,57%	0,99%	0,77%	0,67%	0,97%											
Lote 90																							
NNAA		0,06%	0,02%	0,04%	0,06%	0,66%	0,31%	0,27%	0,18%	0,22%	0,02%	0,03%											
REPSOL 100%		0,39%	0,76%	0,40%	1,46%	1,96%	1,57%	2,40%	1,89%	0,94%	1,67%	0,25%											
Total Exploracion		8,49%	10,27%	11,89%	11,03%	13,31%	10,91%	10,26%	13,32%	10,89%	8,31%	7,28%											
Kintoroni		Lote 109																				0,09%	
	Lote 176										0,03%												
	Lote 180										0,03%												
	Lote 182										0,03%												
	Lote 184										0,03%												
	Lote 39				0,03%	0,02%	0,02%			0,43%	0,12%	0,03%											
	Lote 56			0,04%	0,01%	0,01%	0,01%																
	Lote 57 D	19,38%	21,37%	21,74%	22,97%	21,82%	25,20%	23,38%	21,88%	23,88%	23,49%	23,52%											
	Lote 57 E	2,50%	3,80%	2,98%	5,51%	4,47%	5,43%	4,57%	5,80%	4,65%	4,81%	5,35%											
	Lote 88				0,01%	0,01%																	
	Lote 90		0,07%	0,04%	0,10%	0,21%	0,11%	0,10%	0,08%	0,10%	0,10%	0,07%											
	NNAA	0,06%																					
	REPSOL 100%	0,27%	0,55%	0,86%	1,16%	2,24%	3,65%	2,51%	1,83%	1,84%	2,24%	0,48%											
	Total Kintoroni	22,85%	25,85%	25,68%	29,78%	28,78%	34,43%	30,58%	28,83%	21,37%	30,85%	28,52%											
	Logística	Lote 109																					
		Lote 39	0,04%	0,08%	0,04%	0,24%	0,29%	0,27%	0,28%	0,29%	0,46%	0,39%											
Lote 57 D		6,45%	5,30%	6,10%	4,82%	4,93%	5,17%	4,86%	3,99%	5,59%	4,98%	4,98%											
Lote 57 E		0,08%	0,24%	0,26%	0,15%	0,21%	0,23%	0,08%	0,22%	0,09%													
REPSOL 100%		0,12%																					
Total Logística		6,68%	5,37%	6,38%	5,32%	5,41%	5,89%	5,41%	4,55%	6,10%	5,46%	5,48%											
MASC	Lote 101																					0,02%	
	Lote 109	0,96%	1,65%	1,55%	0,44%	0,90%	1,09%	1,88%	2,26%	2,80%	3,44%	2,03%											
	Lote 96	0,02%	0,01%	0,08%			0,07%	0,05%	0,10%	0,09%	0,18%	0,28%											
	Lote 180	0,06%	0,05%	0,01%			0,13%	0,16%	0,10%	0,09%	0,18%	0,22%											
	Lote 182	0,06%	0,09%	0,01%	0,04%	0,04%	0,06%	0,05%	0,10%	0,09%	0,18%	0,22%											
	Lote 184	0,06%	0,05%	0,01%			0,06%	0,05%	0,16%	0,09%	0,18%	0,22%											
	Lote 39	6,77%	7,13%	7,08%	3,37%	4,51%	3,78%	2,03%	2,10%	2,44%	2,98%	3,90%											
	Lote 57 D	7,69%	4,42%	4,21%	4,31%	4,11%	3,80%	5,10%	5,58%	5,33%	6,60%	6,65%											
	Lote 57 E	4,40%	3,68%	2,93%	3,28%	2,93%	2,81%	2,68%	2,35%	2,03%	2,63%	2,18%											
	Lote 76									0,02%													
	Lote 90	0,26%	0,24%	0,33%	0,28%	0,27%	0,17%	0,45%	0,26%	0,23%	0,22%	0,54%											
	NNAA	0,05%							0,03%	0,01%													
	REPSOL 100%	2,14%	2,56%	1,78%	1,82%	2,15%	2,77%	3,36%	2,27%	2,54%	1,65%	1,67%											
	Total MASC	22,45%	18,85%	17,88%	13,53%	14,92%	14,75%	15,81%	13,30%	15,74%	18,28%	17,84%											
	Perforación	Lote 39	7,07%	4,78%	5,21%	7,69%	6,69%	2,36%	1,20%	0,44%	0,07%	0,50%											
		Lote 57 E	2,46%	2,39%	2,09%	2,36%	2,16%	5,47%	6,29%	4,95%	5,76%	6,05%											
REPSOL 100%		4,89%	0,91%	2,20%	0,29%	0,20%	0,66%	0,91%	1,41%	0,53%	0,26%	0,33%											
Total Perforación	10,00%	8,08%	9,49%	10,34%	9,04%	8,49%	8,67%	7,61%	8,71%	7,12%	7,72%												
Planificación	Lote 109	0,01%																					
	Lote 39	0,01%		0,03%	0,04%	0,02%			0,08%	0,06%	0,02%												
	Lote 56	0,08%	0,06%	0,02%	0,07%	0,04%	0,08%	0,08%	0,06%	0,06%	0,12%	0,15%											
	Lote 57 D	0,34%	0,28%	0,18%	0,28%	0,09%	0,22%	0,29%	0,02%	0,02%	0,18%												
	Lote 57 E	0,06%	0,10%	0,16%	0,15%	0,07%	0,11%	0,32%	0,06%	0,24%	0,27%	0,04%											
	Lote 88	0,08%	0,06%	0,02%	0,07%	0,04%	0,08%	0,08%	0,06%	0,06%	0,12%	0,15%											
	REPSOL 100%	0,72%	0,75%	0,76%	0,59%	0,90%	0,70%	0,47%	0,99%	0,80%	0,62%	0,78%											
Total Planificación	1,31%	1,25%	1,17%	1,14%	1,17%	1,18%	1,25%	1,18%	1,17%	1,17%	1,30%												
PyO	Lote 39	0,02%	0,04%	0,04%	0,06%	0,06%	0,02%	0,04%		0,04%	0,07%	0,07%											
	Lote 57 D	0,32%	0,49%	0,20%	0,19%	0,16%	0,23%			0,22%	0,26%	0,26%											
	Lote 57 E	0,02%	0,29%	0,22%	0,21%	0,20%	0,07%			0,16%	0,16%	0,16%											
REPSOL 100%	0,48%																						
Total PyO	0,84%	0,82%	0,47%	0,48%	0,43%	0,32%	0,04%	0,43%	0,47%	0,48%													
Total general	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%												

ANEXO III: Tarifario por Grupo profesional calculado por RRHH

En base a este tarifario se calculan las ponderaciones para el reparto de gastos de personal del presente informe.

		Tarifa diaria			
		Tipo Gerente o Profesional Advisor	Tipo Jefe o Profesional Sr.	Tipo Profesional Jr.	Tipo Técnico
Monto mensual en USD		25,338	13,480	8,239	2,960
Gastos Personal Promedio	Monto diario en USD	1,267	674	412	148
Gastos de Viaje	3.5% de Gastos de Personal	44	24	14	5
Servicios exteriores	10,668,232.50	159	159	159	159
Tarifa aplicable	US\$/día ==>	1,471	857	586	313

COMPARACION ENTRE GRUPOS PROFESIONALES	4.70	2.74	1.87	1.00
PONDERACION (REDONDEADO)	5	3	2	1