

014.2224 26224
R15
2005

44573

CFI
PROVINCIA DE FORMOSA

RESERVAS DE PETROLEO DE LAS CUENCAS ARGENTINAS
CONTROL REGALIAS PROVINCIA DE FORMOSA



INFORME FINAL

ING. OLAGUER REYNALS

AGOSTO 2.004-FEBRERO 2.005

INDICE

INTRODUCCION-----	2
<u>TAREA 1</u>	
RESERVAS DE PETROLEO PROVINCIA DE FORMOSA-----	9
<u>TAREA 2</u>	
RESERVAS DE PETROLEO CUENCA NOROESTE-----	13
<u>TAREA 3</u>	
RESERVAS DE PETROLEO	
CUENCA CUYANA-----	19
CUENCA NEUQUINA-----	22
CUENCA GOLFO SAN JORGE-----	25
CUENCA AUSTRAL-----	28
<u>TAREA 4</u>	
CONTROL DE REGALIAS PROVINCIA DE FORMOSA-----	31
<u>TAREA 5</u>	
DIFERERENCIA DE PRECIO VENTA DEL CRUDO CON W.T.I.-----	70
<u>TAREA 6</u>	
CONTROL PLAN MONITOREO ANUAL DE MEDIO AMBIENTE-----	73
MONITOREO EXPLORACION SISMICA 3D-----	77
<u>TAREA 7</u>	
ORGANISMOS FEDERALES-----	89

INTRODUCCION

Reservas de Hidrocarburos

Condiciones de existencia de petróleo

Las condiciones para que exista petróleo son las siguientes:

- Cuenca sedimentaria
- Roca generadora
- Migración
- Sello
- Reservorio
- Trampa

Cuenca sedimentaria

Una cuenca está rellena de sedimentos, únicas rocas donde se pueden generar los hidrocarburos. El tamaño de éstas cubetas oscila entre decenas de miles de km² y un espesor hasta 6000 m.

Estas cubetas sedimentarias se encuentran rodeadas por zonas llamadas de basamento, formado por rocas viejas y duras donde no se depositaron sedimentos y son, por consiguiente, estériles.

Rocas Generadoras

Durante millones de años las sustancias orgánicas de restos de animales y vegetales fueron al fondo de los mares y lagos como a esa profundidad no hay oxígeno la materia orgánica se preserva.

Estos sedimentos del fondo, en general arcillosos, constituyeron lo que luego sería la roca generadora del petróleo.

Esa roca fue luego cubierta por otros sedimentos y fue quedando cada vez a mayor profundidad. Sometida a presiones y temperaturas cada vez más altas haciendo que la materia orgánica se transforme hasta llegar a los compuestos orgánicos más simples que son los hidrocarburos.

Migración

La roca generadora al estar sometida a presión, por encontrarse en zonas profundas, empuja al petróleo fuera de ella. Allí se encuentra generalmente con agua y al ser el petróleo más liviano se mueve hacia arriba, proceso por el cual puede llegar a viajar grandes distancias y que se denomina migración

Sello

Cuando el petróleo se acumula en una capa profunda se da origen al yacimiento. La barrera que impide que el hidrocarburo siga subiendo es un manto de roca impermeable al que se le denomina sello. El sello está compuesto por lo general de arcillas, mantos de sal, yeso o rocas volcánicas.

Reservorio

El reservorio es una roca que tiene espacios vacíos dentro de sí, llamados poros, que son capaces de contener petróleo del mismo modo que una esponja contiene agua.

Las propiedades que describen un reservorio son:

*Porosidad que es el porcentaje de espacios vacíos respecto del volumen total de roca y da medida de la capacidad de almacenamiento del reservorio.

*Permeabilidad que es la facilidad con que un fluido puede moverse a través del reservorio. Esta propiedad controla el caudal que puede producir un pozo que extraiga petróleo del mismo.

*Saturación de hidrocarburos es el porcentaje del espacio poral que está ocupado por petróleo.

Trampa

Trampa estratigráfica

Es un lugar totalmente rodeado de arcilla que hace que el petróleo se concentre en un lugar evitando el derrame hacia los costados.

Trampa estructural

Es el producto de una deformación de las rocas, al formarse un pliegue de modo que hacia todos los costados rodea el reservorio como el sello vayan bajando, lo que evita que el petróleo migre hacia los lados.

Reservas Definición. Clasificación:

Las reservas de petróleo de un yacimiento son el volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. Para determinar las reservas se debe saber cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como el "Petróleo original in situ". Para su cálculo se necesita el conocimiento de:

- _ El volumen de roca productora
- _ La porosidad de ésta roca, que es el espacio intersticial disponible.
- _ La saturación de agua de éstos espacios, porcentajes de poros ocupados por agua.
- _ La profundidad, presión y temperatura de las capas productivas.

Esta información se obtiene al perforar los pozos necesarios que delimiten el yacimiento. En esta operación permite además tomar los registros y las muestras necesarias.

La reserva de un yacimiento es una fracción del petróleo original in situ, ya que nunca se recupera el total del petróleo existente. Para definirla hay que conocer cuál será el factor de recuperación del yacimiento, factor que implica conocer el tipo de empuje del yacimiento, agua, gas, su presión, permeabilidad de la roca, medida de la transmisibilidad entre los poros de la roca y la forma de explotación. La obtención de éstos datos requiere el seguimiento del comportamiento del yacimiento por medio de diversas pruebas y ensayos. Para determinar todo esto se requiere tiempo e inversiones.

El valor resultante de ésta fracción del petróleo original varía entre un 15 y un 60% del total del petróleo existente.

Una vez que se conocen los límites y característica del yacimiento y las reservas que contiene, llega el momento de planificar su desarrollo, o sea definir cuántos pozos de producción se van a perforar, que tipo de pozos se realizaran. Si se va a inyectar agua para mejorar la recuperación, qué tipo de instalaciones de superficie son necesarias, cuánta gente hará falta para su operación y cuál es el costo de esas inversiones y gastos, para definir el negocio.

El desarrollo de un yacimiento consiste en la perforación de pozos que lleguen hasta el reservorio y extraigan el petróleo. Cuando un yacimiento está en producción genera gastos de energía eléctrica sueldos del personal y reparaciones de los equipos. Si en el momento producir cuesta mas que lo que se obtiene por las ventas, el yacimiento deja de ser económico y detiene su producción. Quizás aún sea posible sacar más petróleo, pero perdiendo dinero. Ese petróleo extra no constituye parte de las reservas.

El volumen total de petróleo y gas que se estima en un yacimiento es el Petróleo y/o Gas in situ. Por su parte, el volumen que se recupera económicamente de esos hidrocarburos constituye las reservas.

De acuerdo al grado de certeza que se tenga sobre la existencia del yacimiento y su volumen comercialmente recuperable, las reservas pueden ser agrupadas en: Comprobadas(probadas), Probables y Posibles.

Reserva comprobadas

Las Reservas Comprobadas son aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperadas en forma económica (a los precios de ese momento) y con las técnicas disponibles, de acumulaciones conocidas (volúmenes in situ) a partir de los datos disponibles en el momento de la evaluación.

De aquí que toda reserva tenga un cierto grado de incertidumbre ya que depende principalmente de la cantidad y confiabilidad de los datos geológicos y de ingeniería disponibles al momento de su interpretación.

Las Reservas Comprobadas pueden a su vez dividirse en:

Reservas Comprobadas Desarrolladas, que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes, y en

Reservas Comprobadas No Desarrolladas, que se esperan recuperar de pozos a perforar e instalaciones de producción futuras y de las cuales se tiene un alto grado de certidumbre ya que se ubican en yacimientos conocidos.

Reservas probables

Las Reservas Probables son aquellas a las que tanto los datos geológicos como de ingeniería dan una razonable probabilidad de ser recuperadas de depósitos descubiertos, aunque no en grado tal como para considerarse comprobadas.

Son también comunes los términos Reservas Posibles y Recursos Potenciales o Especulativos. Los términos en sí demuestran los distintos grados de incertidumbre de su existencia. En el caso de los Recursos Potenciales o Especulativos, los valores deben expresarse dentro de un intervalo, ya que están dados solamente por el conocimiento geológico de una cuenca sedimentaria.

Reservas en la Argentina y en el mundo.

La formación de los hidrocarburos demanda millones de años y la humanidad se encargará de consumirlos tan sólo en unos 300 años, por lo que se los considera recursos no renovables.

La continua búsqueda de nuevas reservas hace avanzar cada vez más rápidamente a una tecnología que en forma económica permite explorar nuevas fronteras geológicas y tecnológicas, tanto en tierra como bajo aguas cada vez más profundas y hasta hace poco tiempo inaccesible. Esa misma tecnología también impulsa desarrollos más sofisticados para los hallazgos de hidrocarburos, su producción y transporte hacia los centros de procesamiento y consumo. También es la responsable de optimizar la recuperación del petróleo in situ, incrementando cada vez más el factor de recuperación de los mismos. Es muy importante resaltar el avance de la tecnología de producción, que para su aplicación requiere poseer un profundo conocimiento de las características geológicas/ petrofísicas de los reservorios, solo posible con la utilización de grupos multidisciplinarios de técnicos y científicos.

Este conjunto de esfuerzo posibilita que el porcentaje de recuperación económica de los hidrocarburos in situ se haya incrementado en forma sorprendente, hecho que permitirá disponer por varias decenas de años más su plena utilización como principal fuente de generación de energía.

Un ejemplo de lo de arriba expuesto muestra la actividad de la industria petrolera: mientras en el período 1990/98 la producción de petróleo aumentó de 28 a 49.2 millones m³ al año, en el mismo lapso las reservas comprobadas crecieron de 249 a 437 millones de m³.

En el mundo se han producido en los últimos años millones de m³ de petróleo que han sido compensados por una cantidad aún mucho mayor de reservas incorporadas. Es más que evidente que el precio de venta del petróleo tiene significativa importancia para el desarrollo de la explotación del petróleo.

Un precio alto hace que se invierta más en la búsqueda de petróleo permitiendo que cada día la exploración se dirija hacia las más costosas pero importantes áreas de frontera tanto geológicas como tecnológicas.

Se vislumbra que el final de los hidrocarburos está cerca por lo que prono deberá encontrarse una alternativa que lo suplante. Mientras tanto cada día debe ser más eficiente su uso.

REPÚBLICA ARGENTINA

RESERVAS DE PETROLEO

RESUMEN DE AÑOS 1987 AL 2003

Reservas de Petróleo

Las reservas de petróleo son el tesoro que tienen las naciones acumulado en su subsuelo para proporcionar energía barata a sus futuras generaciones.

La República Argentina desde el descubrimiento del petróleo en el año 1.907 fue atesorando en un principio tras arduos trabajos de exploración de la entonces estatal YPF y luego con las inversiones del sector privado una cantidad de reservas bastante tranquilizadoras.

Las reservas de petróleo han estado por encima de los 10 años de duración estimando los consumos anuales de producción.

Si analizamos el año 1987 vemos que tenemos 357 millones de m³ de reservas de petróleo. Luego siguen años de situaciones económicas inciertas y de entrega de áreas para ser privatizadas con lo que las reservas caen a 249 millones de m³ en el año 1989.

A partir de la privatización se empiezan a recuperar reservas por medio de la mejor atención de los yacimientos y mayores inversiones.

Se llega así al año 1994 con 358 millones de m³ de petróleo con lo que se recupera las reservas tenidas 7 años atrás.

Sigue la buena tendencia al alza y se alcanzan los 488 millones en el año 1999.

Este es el pico máximo alcanzado. a partir de allí, primero por la caída en ese año del precio del petróleo, que dos años después se recuperó, pero hizo que provocara una falta de inversión que luego se uniría a la que provocó la situación de Argentina en el 2.001.

En los sucesivos años las reservas bajaron a 472 millones de m³ en el 2.000, a 457 m en el 2.001, a 448 m en el 2.002 y el año pasado a 425 millones de m³.

Análisis 1.999 y 2.003

El aumento de las reservas en el año 1.999 fue un interesante 11.36 %, pero a partir de entonces la baja fue casi un 13 % hasta el año pasado. De los cuales el 5,18 % correspondió a la diferencia entre el 2.003 y 2.002.

Los volúmenes de exportación de crudo son el motor del aumento de las reservas dado que el mercado interno no crece por el reemplazo de nafta y gas oil por gas natural.

La exportación de crudo anual alcanza los 19 millones de m³, es decir cerca del 40 % de la producción.

Duración de las reservas

La producción de petróleo del año 1999 fue de 46,5 millones de m³ por lo tanto la duración de las reservas a este nivel de producción es de 10,5 años.

Análisis del periodo 1987/1999 y 1999/2.003

Desde el año 1987 hasta 1.999 el aumento en las reservas de petróleo fue del 36.49%. En cambio desde 1.999 aumentaron hasta el año 2.003 solo 19,06 %.

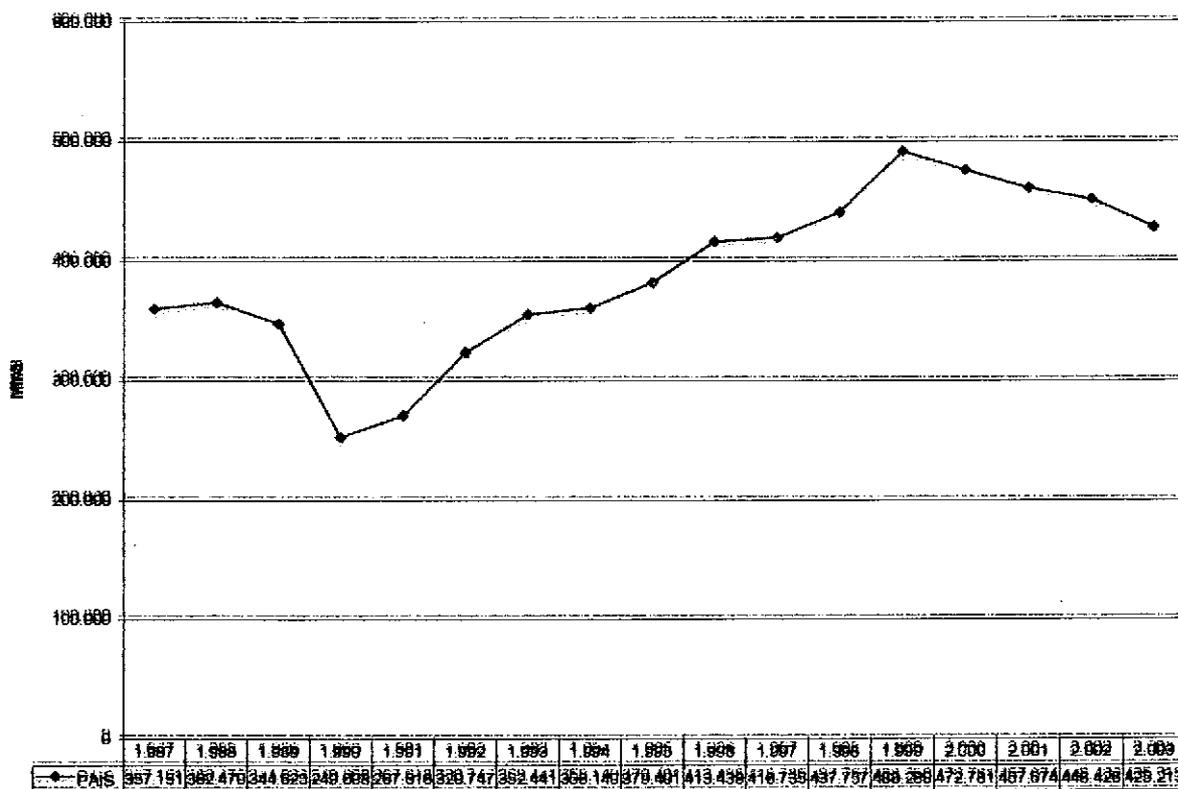
La tendencia del aumento se mantuvo pareja hasta el año 1.999 y a partir de ese año se produjo una disminución hasta el año 2.003.

La producción de petróleo también fue ascendente hasta el año 1998 y luego cayo hasta el año 2.003.

La relación entre las reservas de petróleo y su consumo anual nos da la idea de cuantos años tendríamos de consumo si no se encontraran nuevas reservas.

	Reservas	Producción	Relación
	País	País	Res. vs. producción
AÑO	TOTAL		
	MM3	MM3	Años
1.987	357.151	24.857	14,37
1.988	362.470	26.123	13,88
1.989	344.623	26.713	12,90
1.990	249.608	28.004	8,91
1.991	267.618	28.621	9,35
1.992	320.747	32.246	9,95
1.993	352.441	34.447	10,23
1.994	358.140	38.732	9,25
1.995	379.401	41.739	9,09
1.996	413.438	45.570	9,07
1.997	416.735	48.403	8,61
1.998	437.757	49.148	8,91
1.999	488.280	46.500	10,50
2.000	472.781	44.667	10,58
2.001	457.674	45.161	10,13
2.002	448.426	43.775	10,24
2.003	425.213	42.966	9,90

RESERVAS DE PETRÓLEO-ARGENTINA



CFI

TAREA 1

Reservas de Petróleo Provincia de Formosa

Resumen años 1.983 al 2.003

PROVINCIA DE FORMOSA

RESERVAS DE PETROLEO

La estimación de reservas en la Provincia de Formosa empieza en el año 1984 con el descubrimiento del yacimiento Palmar Largo por parte de YPF

Las reservas de petróleo fueron incrementándose a partir de esa fecha y tuvieron su máximo valor en el año 1.989 en que alcanzaron los 4.474.000 de m³.

Entre los años 1.990 y 1.992 se privatizan los yacimientos de Palmar Largo (Diciembre/92), El Chivil (Setiembre/90), Surubi (Agosto/91) y Selva María (Enero/92).

A partir del año 1.989 empieza la baja de las reservas que se mantiene en forma continua hasta nuestros días.

En general se muestra una disminución de reservas equivalente a la extracción de petróleo que se saca anualmente.

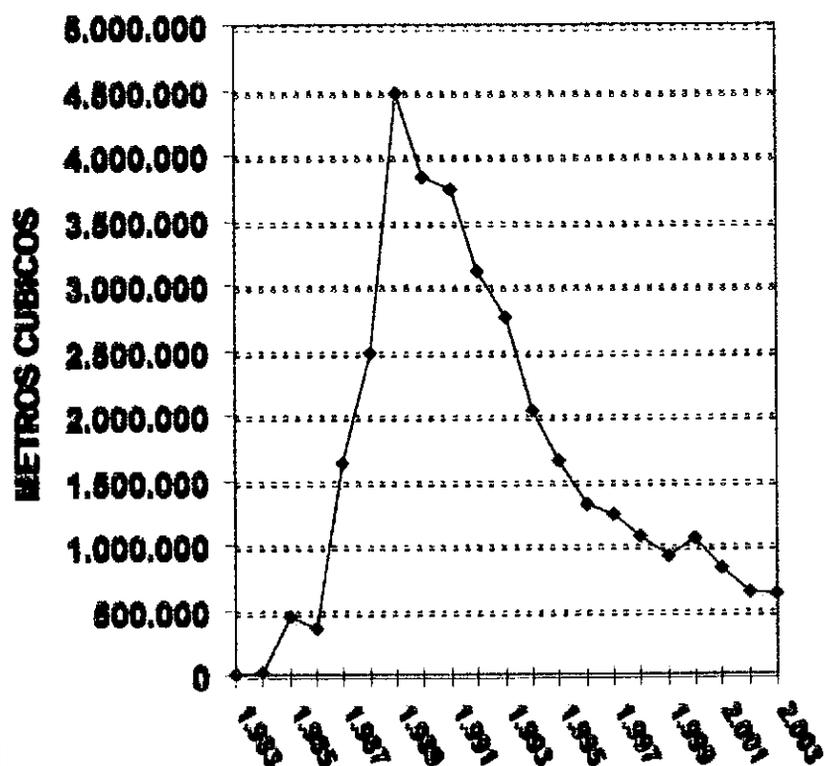
Así, en el año 1999 se llega a solo 903.000 m³ de reservas. La disminución de reservas con respecto al año anterior fue del 14,65 % y con respecto al año 1.992 del 70,97 %

En el año 2.000 se pudo revertir la situación al alcanzarse un aumento de reservas con respecto al año anterior y llegar a 1.046.500 m³.

Entre los años 2001 y 2.003 las reservas volvieron a la baja, alcanzando este último año solo 619.000 m³, es decir más del 80 % con respecto al inicio de la Concesión en el año 1.992.

PETROLEO		
	COMPROBADAS	PROBABLES
AÑO	m3	m3
1983	0	
1984	16.000	
1985	453.000	
1986	353.000	
1987	1.626.000	
1988	2.474.000	
1989	4.474.000	
1990	3.826.000	
1991	3.743.000	
1992	3.111.000	
1993	2.747.000	
1994	2.037.000	
1995	1.640.950	
1996	1.314.360	
1997	1.233.400	
1998	1.058.000	117.800
1999	903.000	103.000
2000	1.046.500	28.000
2001	810.500	28.000
2002	629.000	28.000
2003	619.000	28.000

RESERVAS DE PETROLEOS



CFI

TAREA 2

Reservas de Petróleo Cuenca del Noroeste

Resumen años 1.987 al 2.003

Reservas de la Cuenca Noroeste

En 1906 se descubre y perfora los primeros 5 pozos en Salta, posteriormente YPF en 1924 compra los derechos del yacimiento y llega en 1928 a perforar hasta 400 metros de profundidad.

Pero recién en 1957 se descubre el primer yacimiento importante Campo Duran y le sigue Madrejones. esto constituye un gran aumento de la producción para Salta.

En el año 1970 se decide YPF a perforar la subcuenca Lomas de Olmedo y se descubre un nuevo nivel productivo: la formación Yacoraite de la edad cretácica.

Es el caso de los yacimientos Martínez del Tineo, Puesto Guardián, Vinalar Norte y Puesto Climaco.

Para esa misma época otra exploración en la Sierra de San Antonio y Aguarague dan paso a descubrimientos de yacimiento, esta vez de gas y condensados, de edad devónica. Ellos son Ramos, Tranquitas, Aguarague y Yacuy. Estos yacimientos dan a la provincia una gran producción de gas.

Después de la privatización de los años 1991/92 se descubrieron los yacimientos Aguarague profundo, San Pedrito, Ñacatimbay, Chango Norte, Porcelana, Campo Duran y Valle Morado.

En este yacimiento se tuvo que perforar hasta 6.192 metros de profundidad, atravesando unos 126 metros de la formación Yacoraite, para encontrar un gran manantial de gas y condensados.

A partir del año 1.995 empieza un aumento en la inyección de gas de Salta al gasoducto que viene a Buenos Aires y se llega al récord de 2.900 millones de m³.

En el año 1.997 estaban operando 28 yacimientos con 72 pozos productivos que entregaron 847.000 m³ de petróleo y 4.318 millones de m³ de gas.

Cuenca del Noroeste

Reservas de Petróleo

La cuenca del noroeste esta integrada por las Provincias de Formosa, Salta y Jujuy. En el año 1.999 era el 7% del total de reservas del país. en el 2.003 bajaron a solo 4,54 %

Las principales reservas corresponden a Salta con 30,77 m m³ en el 1.999 que bajaron a 18,5 m de m³ en el 2.003. Le sigue Formosa con 903.000 m³ (1.999) y bajo a 619.000 m³ (2.003) y luego Jujuy con 246.000.m³ (1.999) a 114.000 m³ (2.003)

Análisis del periodo 1987/1999

Si tomamos el año 1.987 como comparación con las reservas del año 1.999 se aprecia que las de Salta crecieron un 27.34 %.

Eso a pesar que desde el año 1989 hasta el año 1995 cayeron abruptamente pero luego fue muy importante la subida a partir del año 1996 y sobre todo el año 1998.

Desde 1987 a 1.999 las reservas de Formosa cayeron un 44,46% y las reservas de Jujuy un 53,58 %.

Esto hizo que las reservas de la cuenca en 1.999 con respecto al año 1987 crecieran un 21,27 %

Análisis del año 1999

Durante el año 1999 las reservas de salta cayeron casi 1 % y las de Formosa casi un 15 %. En cambio las de Jujuy crecieron un 15 %.

La región en su totalidad cayo en 1.999 un 1,29 % su tenencia de reservas de petróleo.

Análisis del periodo 1999/2003

Las reservas de la cuenca bajaron un 39,52 % en este periodo.

Salta bajo 39,64 %, Formosa bajo un 31,45 % y Jujuy bajo un 53,72 %.

Análisis año 2.003

La caída de las reservas de la cuenca con respecto al año anterior fue del -23,76 %. Esto se debió a las caídas de las reservas de Salta (-24,36%), Formosa (-1,59 %) y Jujuy (-18,88 %).

Conclusiones

La cuenca ha perdido participación en las reservas totales del país, es decir han caído mas que el promedio nacional. Su caída desde el año 1.987 es de casi un 24 %.

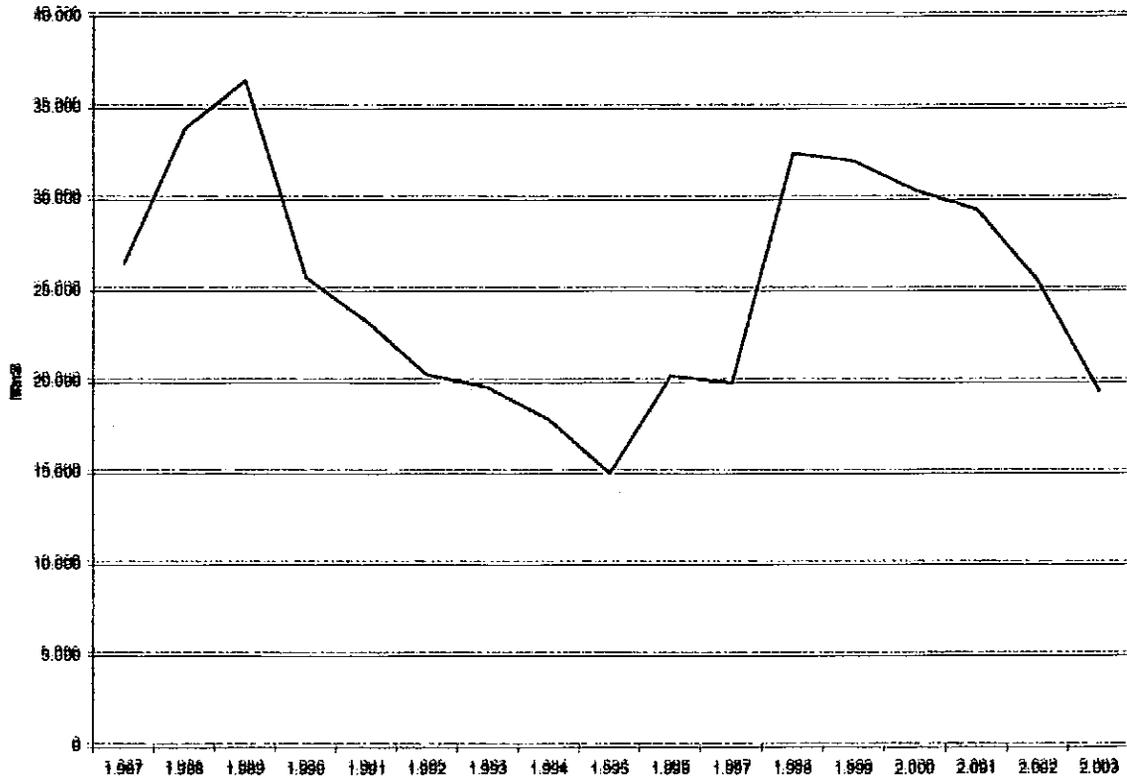
Salta tuvo un importante recuperación de reserva en el año 1.998 que luego fue declinando.

RESERVAS COMPROBADAS DE PETROLEO

NOROESTE

AÑO	FORMOSA MM3	SALTA MM3	JUJUY MM3	TOTAL MM3
1.987	1.626	24.169	530	26.325
1.988	2.474	30.714	506	33.694
1.989	4.474	31.351	490	36.315
1.990	3.826	21.286	437	25.549
1.991	3.743	18.980	420	23.143
1.992	3.111	16.748	363	20.222
1.993	2.747	16.436	329	19.512
1.994	2.037	15.429	291	17.757
1.995	1.641	12.924	257	14.822
1.996	1.314	18.608	230	20.153
1.997	1.233	18.347	202	19.783
1.998	1.058	31.071	214	32.343
1.999	903	30.776	246	31.925
2.000	1.047	29.080	198	30.325
2.001	811	28.270	168	29.249
2.002	629	24.557	140	25.326
2.003	619	18.575	114	19.308

RESERVAS PETROLEO CUENCA NOROESTE



C.F.1

TAREA 3

Reservas de Petróleo

Cuenca Cuyana

Cuenca Neuquina

Cuenca Golfo San Jorge

Cuenca Austral

Resumen años 1.987 al 2.003

República Argentina

Reservas de Petróleo

Cuenca Cuyana

Resumen años 1.987 al 2.003

Cuenca Cuyana

La Cuenca Cuyana comprende los yacimientos de la zona norte de la provincia de Mendoza

era el 8 % del total de reservas del país en el año 1.999 y ahora en el 2.003 solo el 6.79 %

Análisis del periodo 1987/1999

El aumento de las reservas en este periodo fue del 16.97%

Análisis del año 1999

El aumento de las reservas de este año fue del 8.85%.

Análisis del periodo 1.999/2.003

Las reservas bajaron un 22 % en este periodo. Llegando en el 2.003 mas bajo que en 1.987

Análisis año 2.003

Las reservas bajaron un 7,13 % con respecto al año anterior

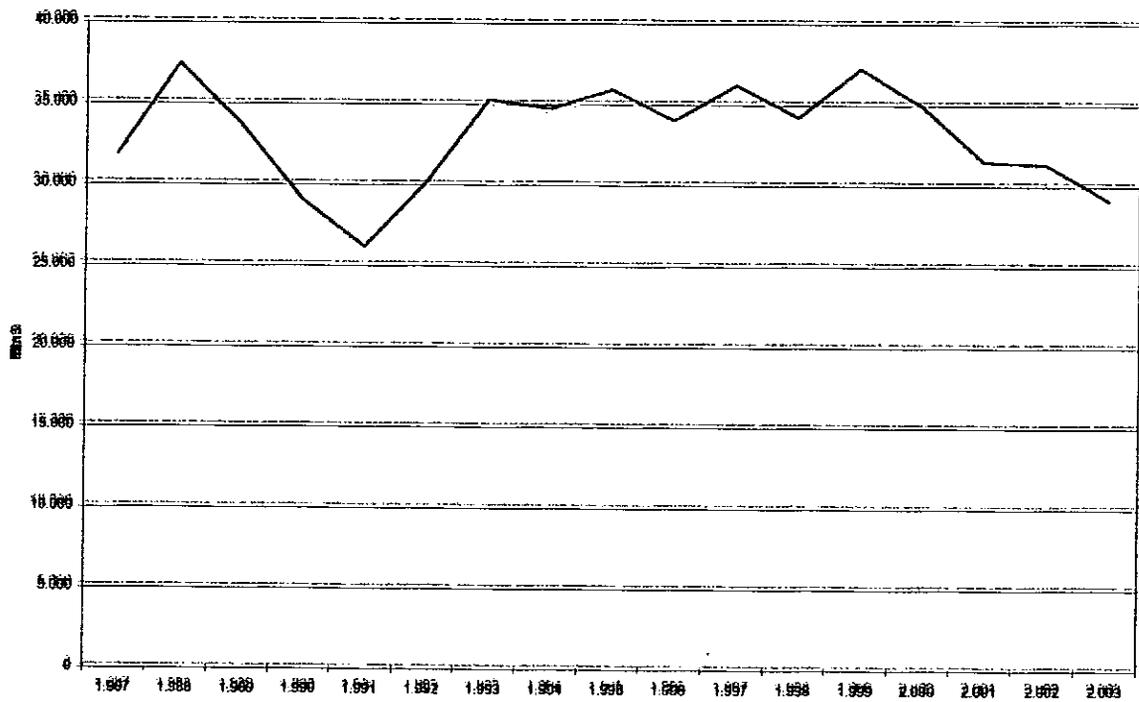
Conclusiones

Estos análisis nos muestran una cuenca que cae entre el año 1987 y 2.003 un 8,76 %. Es decir cae mas que la media nacional y pierde posicionamiento en las reservas del país..

RESERVAS DE PETROLEO CUYANA

AÑO	MZA NORTE MM3
1.987	31.651
1.988	37.234
1.989	33.469
1.990	28.829
1.991	25.928
1.992	29.938
1.993	35.061
1.994	34.519
1.995	35.695
1.996	33.802
1.997	35.989
1.998	34.014
1.999	37.023
2.000	34.697
2.001	31.276
2.002	31.097
2.003	28.879

GUENCA PETROLEO MZA NORTE



República Argentina

Reservas de Petróleo

Cuenca Neuquina

Resumen años 1.987 al 2.003

Cuenca Neuquina

Esta cuenca comprende a la zona sur de Mendoza, Neuquen, Río Negro y La Pampa. La principal aportante es la provincia de Neuquen.

Era el 43 % del total de las reservas del país en el año 1.999 y paso al 38,08 % el año 2.003

Análisis del periodo 1987/1999

El incremento de las reservas fue del 45,82%, bastante por encima de la media nacional. Hubo un crecimiento importante e ininterrumpido a partir del año 1990.

Análisis del año 1999

El año 1999 tuvo un aumento del 12,89%. con lo que sigue el crecimiento del año 1998

Análisis del periodo 1999/2.003

Las reservas cayeron un 23,87 %, casi el doble de la baja de la media nacional.

De estos análisis se infiere que ha perdido posicionamiento y fue superada por Chubut.

Análisis del año 2.003

Las reservas cayeron un 9,7 % con respecto del año pasado.

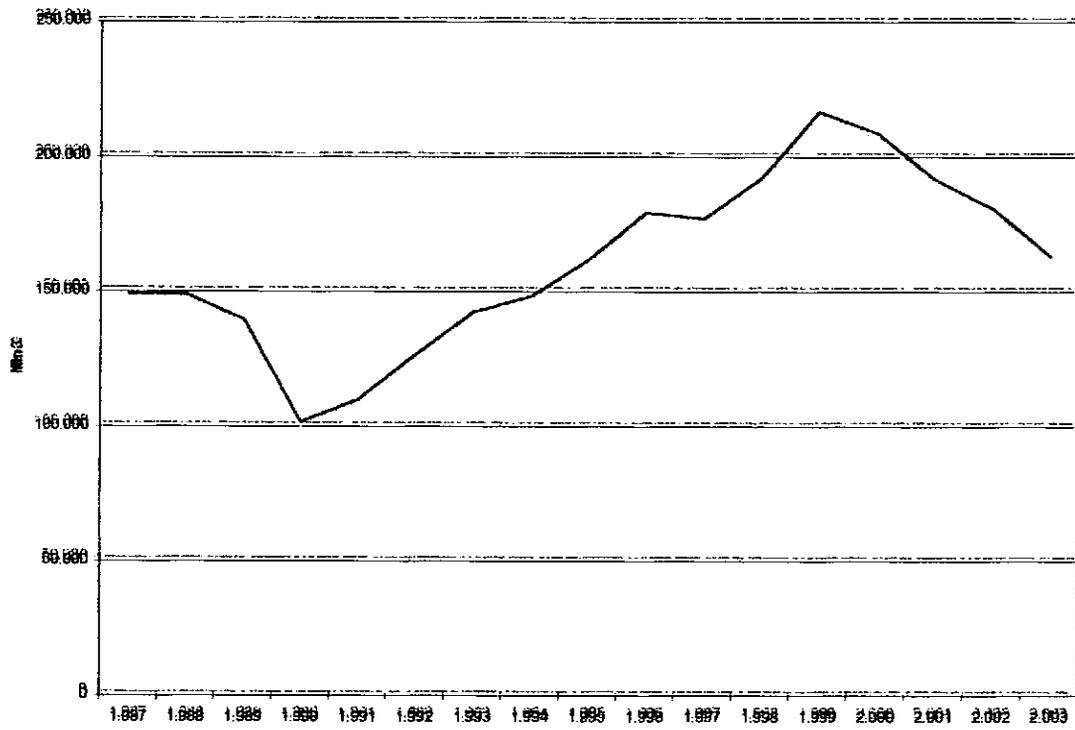
Conclusión

A pesar de haber aumentado un 9,7 % las reservas entre el año 1.987 y el 2.003, la cuenca perdió participación en la media nacional.

NEUQUINA

AÑO	MZA SUR MM3	NEUQUEN MM3	R.NEGRO MM3	LA PAMPA MM3	TOTAL MM3
1.987	15.444	105.067	22.101	5.002	147.614
1.988	18.743	105.022	19.120	4.655	147.540
1.989	14.987	100.107	18.877	4.100	138.071
1.990	9.591	74.994	12.278	3.364	100.227
1.991	10.747	82.913	12.260	2.596	108.516
1.992	10.332	98.253	14.646	1.965	125.196
1.993	13.393	110.936	13.690	3.021	141.040
1.994	13.492	112.239	15.989	5.048	146.768
1.995	17.863	118.848	17.750	5.859	160.320
1.996	31.104	118.696	20.249	7.967	178.016
1.997	30.569	116.172	20.170	8.816	175.727
1.998	28.254	123.123	27.117	12.272	190.766
1.999	27.436	139.649	34.621	13.545	215.251
2.000	32.812	129.091	31.918	13.575	207.395
2.001	32.798	119.717	26.901	10.880	190.296
2.002	29.455	119.742	22.174	8.174	179.546
2.003	26.017	108.972	19.841	7.104	161.934

CUENCA PETROLEO NEUQUINA



República Argentina

Reservas de Petróleo

Cuenca Golfo San Jorge

Resumen años 1.987 al 2.003

Cuenca Golfo de San Jorge

Esta integrada por los yacimientos de la Provincia de Chubut y la zona norte de Santa Cruz.

Era el 36 % del total de las reservas del país en el año 1.999 y paso al 46,07 % en el 2.003

Análisis del periodo 1987/1999

El aumento del 71.02% es el mas grande las todas las cuencas del país. A partir del año 1990 el crecimiento fue siempre positivo. se destaca el año 1992 donde pasaron a 116 mm m3 de los 79.5 mm m3 del año anterior.

Análisis año 1999

En este año las reservas de la cuenca tuvieron un importante aumento del 16.44 %, después de la baja del año 1998.

Análisis del periodo 1999/2.003

Las reservas de la cuenca aumentaron un 12,24 %

Análisis año 2.003

Las reservas aumentaron un 4,17 % sin pesarle la baja de la media nacional.

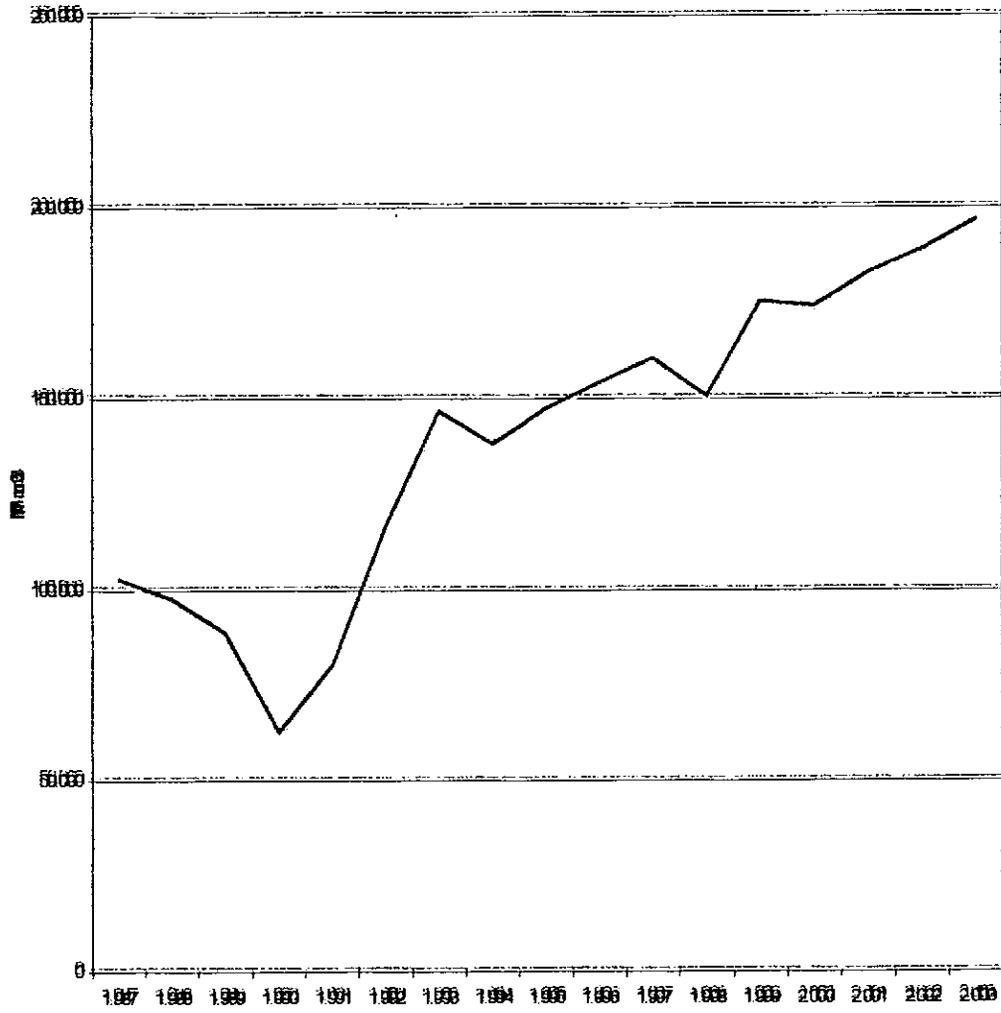
Conclusión

Las reservas aumentaron un 91,96 % entre el año 1.987 y 2.003. con ello aumento la participación en la media nacional.

RESERVAS DE PETROLEO GOLFO SAN JORGE

AÑO	CHUBUT MM3	S. CRUZ N. MM3	TOTAL MM3
1.987	49.594	52.450	102.044
1.988	45.631	51.065	96.696
1.989	41.581	46.345	87.926
1.990	30.624	31.272	61.896
1.991	45.752	33.749	79.501
1.992	48.934	67.232	116.166
1.993	70.739	75.138	145.877
1.994	66.267	71.128	137.395
1.995	70.198	76.465	146.663
1.996	69.099	84.243	153.342
1.997	71.679	88.022	159.701
1.998	74.841	75.037	149.878
1.999	92.720	81.799	174.519
2.000	94.296	79.111	173.406
2.001	101.243	80.774	182.017
2.002	109.767	78.273	188.040
2.003	120.184	75.703	195.887

Reserva Petrolio GOLFO SAN JORGE



República Argentina

Reservas de Petróleo

Cuenca Austral

Resumen años 1.987 al 2.003

Cuenca Austral

La cuenca austral esta constituida por la zona sur de Santa Cruz, Tierra del Fuego y el Estado Nacional.

Era el 6 % del total de las reservas del país en el año 1.999 y paso al 4,52 % en el año 2.003

Análisis del periodo 1987/1999

En este periodo la baja de las reservas fue del 41,89%. debido a grandes bajas en el Tierra del Fuego offshore.

Análisis año 1999

La cuenca tuvo una baja en las reservas del 6,44% producto de la caída de las reservas de tierra del fuego offshore en un 28,75% y de santa cruz sur de un 13.39%.

Análisis del periodo 1999/2.003

Las reservas cayeron en este periodo un 36,26 % y un 61,21 % desde el año 1.987

Análisis año 2.003

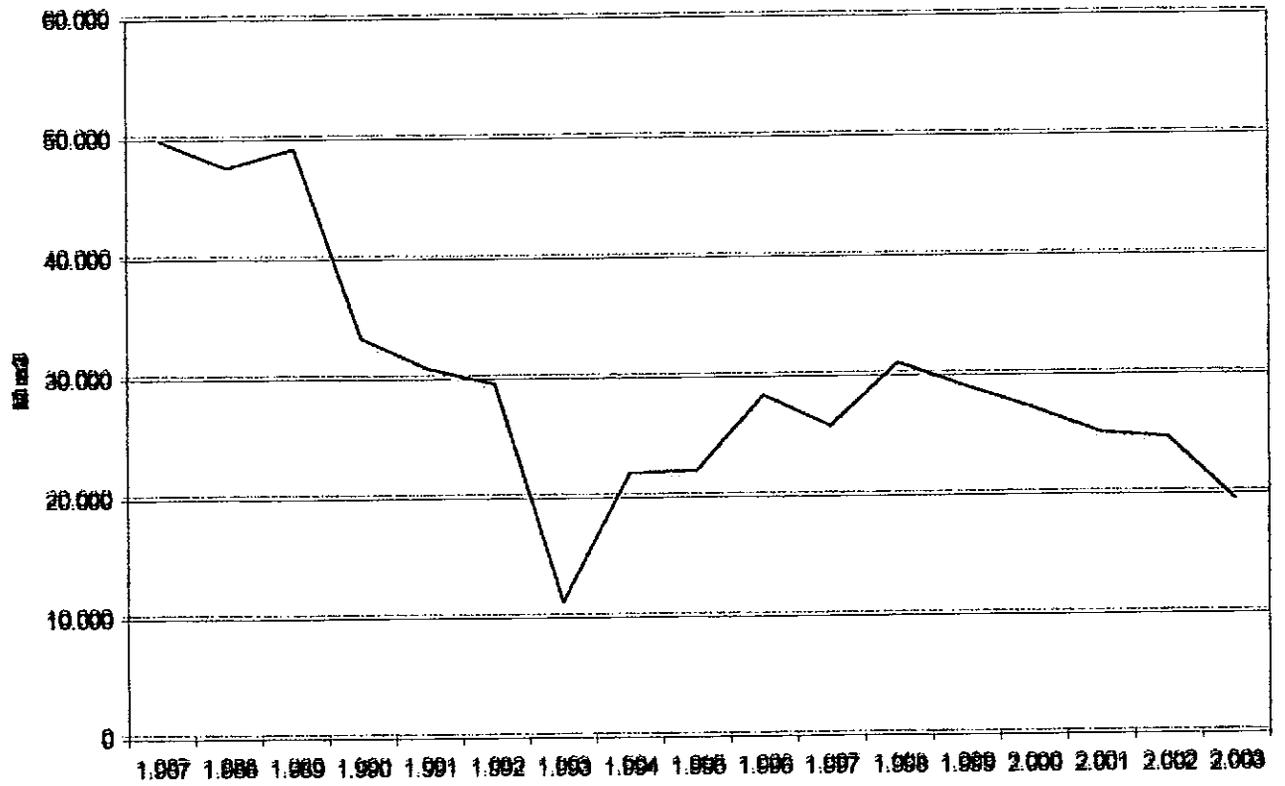
Las reservas tuvieron una fuerte caída del 21,34 %

Conclusión

Estos análisis certifican que las perdidas de reservas no son solo de este año sino que son permanentes en el área de Tierra del Fuego. El área Santa Cruz Norte sin embargo creció un 124, 78 % con respecto al año 1.987. la cuenca redujo sus reservas entre 1.987 y 2.003 un 61,21 %.

CUENCA AUSTRAL					
	S.CRUIZ S.	T.FUEGO ON	T.FUEGOOF	EST.NACION	TOTAL
AÑO	MM3	MM3	MM3	MM3	MM3
1.987	3.531	7.473	38.513		49.517
1.988	4.009	43.297			47.306
1.989	4.265	8.730	35.847		48.842
1.990	4.175	9.356	19.576		33.107
1.991	3.556	9.226	17.748		30.530
1.992	3.441	3.883	21.901		29.225
1.993	2.909	8.042			10.951
1.994	6.283	15.418			21.701
1.995	9.382	12.519			21.901
1.996	9.002	19.123			28.125
1.997	14.368	5.988	5.179		25.535
1.998	11.243	5.319	5.545	8.649	30.756
1.999	9.738	6.437	3.951	8.649	28.775
2.000	11.949	2.381	7.781	4.847	26.958
2.001	11.897	2.257	6.106	4.577	24.836
2.002	11.346	2.240	6.773	4.057	24.416
2.003	7.937	2.103	5.459	3.706	19.206

Reservas petrolero -Cuensa Austral



C.F.I.

TAREA 4

CONTROL REGALIAS PROVINCIA DE FORMOSA

INFORME FINAL

PROVINCIA DE FORMOSA
 INFORME DE LOS HIDROCARBUROS
 MES : JULIO AÑO: 2.004

LA PRODUCCION DE PETROLEO FUE:

	JUL/04	JUL/03	JUL/02	JUL/01	JUL/00	JUL/99
	M3	M3	M3	M3	M3	M3
P. LARGO	13.862	15.596	17.485	18.012	19.631	20.136
EL CHIVIL	583,73	610	725	568	836	0

EL PRECIO DE VENTA PROMEDIO DEL PETROLEO FUE:

	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3	U\$\$/M3
P. LARGO	209,48	168.93	152.62	154.24	171,90	110,57
EL CHIVIL	188,136	152.42	134	144.26	164,83	--
t. de cambio	3.017	2.93	3.64	1	1	1

El precio de venta es el promedio ponderado de todas las empresas concesionarias

LAS REGALIAS COBRADAS POR LA PROVINCIA FUERON:

	U\$\$	U\$\$	U\$\$	U\$\$	U\$\$	U\$\$
P. LARGO	326.017	281.292	291.766	274.864	340.904	207.193
EL CHIV	8.156	6.734	7.106	6.511	9.486	0
t. de cambio	3,017	2.93	3.64	1	1	1

Datos de las declaraciones juradas de los concesionarios

INFORME REGALIAS

MES DE JULIO DE 2004

PRODUCCION

LA PRODUCCION DEL MES SIGUE BAJANDO AÑO TRAS AÑO DESDE LOS 20.136 M3 DEL MES DE JULIO DEL 1999 HASTA LOS ACTUALES 13.862 M3. LA DECLINACION DE LA PRODUCCION SE ESPERA REVIERTA CON LA PERFORACION DE NUEVOS POZOS

PRECIO

EL PRECIO DEL CRUDO INTERNACIONAL (WTI) EN EL MES DE JULIO FUE MAYOR AL DEL MES DE JULIO DEL AÑO PASADO, QUE ENTONCES ERA ALTO PUES SE DEBIA A LA GUERRA DE IRAQ. EL WTI PROMEDIO LLEGO CASI A LOS 240 U\$\$/M3 Y EL DESCUENTO AL PRECIO LOCAL ES MAYOR POR LAS RETENCIONES IMPUESTAS A LA EXPORTACION.

REGALIAS

LA PRODUCCION DE ESTE AÑO HA BAJADO CON RESPECTO AL AÑO ANTERIOR PERO AL SUBIR EL PRECIO DEL CRUDO EN DOLARES, SUBE EL VALOR DE LAS REGALIAS COBRADAS.

PROVINCIA DE FORMOSA

INFORME HIDROCARBUROS

POR O. REYNALS

MES : AGOSTO

AÑO: 2.004

PRODUCCION

LA PRODUCCION DE PETROLEO FUE:

	AGO/04	AGO/03	AGO/02	AGO/01	AGO/00	AGO/99
	M3	M3	M3	M3	M3	M3
P LARGO	14.955	16.069	16.696	19.109	19.456	22.361
EL CHIVIL	615	638	696	735	954	0

PRECIO

EL PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO FUE:

	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3
P. LARGO	219,44	175.67	163.21	159.87	178.56	118.67
EL CHIVIL	186,26	157,94	140,61	150.31	173,48	-
T. DE CAMBIO	3,01	2,92	3,63	1	1	1

El precio de venta es el promedio ponderado de todas las empresas concesionarias

REGALIAS

LAS REGALIAS COBRADAS POR LA PROVINCIA FUERON:

	U\$S	U\$S	U\$S	U\$S	U\$S	U\$S
P. LARGO	344.721	300.602	300.580	304.359	353.892	252.507
EL CHIVIL	8.499	7.316	7.340	7.456	11.472	-
T. DE CAMBIO	3,01	2,92	3,63	1	1	1

Datos de las declaraciones juradas de los concesionarios

INFORME MES DE AGOSTO

YACIMIENTO PALMAR LARGO

PRODUCCION

LA PRODUCCION DE AGOSTO DE PALMAR LARGO ES MENOR A LA DEL AÑO PASADO UN 6,93 %. SE ESPERA QUE CON MAYORES INVERSIONES POR PARTE DEL CONCESIONARIO SE RETOME UNA MEJOR PRODUCCION DEL ORDEN DEL 25 % MAYOR.

PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO

EL PRECIO INTERNACIONAL SIGUE FUERTEMENTE ALCISTA EN 282,54 U\$\$ POR M3 (44,12 U\$\$/BL). EL GOBIERNO NACIONAL APLICA FUERTES RETENCIONES A SU VENTA EXTERNA, QUE REPERCUTE EN EL MERCADO LOCAL Y EN EL PAGO DE LAS REGALIAS. A ESTE PRECIO LE CORRESPONDE UNA RETENCION DEL 43 %

REGALIAS

AL SER MENOR LA PRODUCCION PERO AL SER TAN ALTO EL PRECIO DEL PETROLEO CON RESPECTO AL AÑO ANTERIOR, LAS REGALIAS EN DOLARES SON MAYORES

EL CHIVIL

LA PRODUCCION BAJO A 615 M3/MES DESDE LOS 638 M3 DEL AÑO ANTERIOR. EN CAMBIO EL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO SUBIO A 186.26 U\$\$/M3 LAS REGALIAS COBRADAS SON MAYORES POR LA INFLUENCIA DEL BUEN PRECIO DEL CRUDO.

PROVINCIA DE FORMOSA
 INFORME HIDROCARBUROS

MES : SETIEMBRE

AÑO: 2.004

LA PRODUCCION DE PETROLEO FUE:

	SET/04	SET/03	SET/02	SET/01	SET/00	SET/99
	M3	M3	M3	M3	M3	M3
P. LARGO	15.153	16.379	15.630	20.339	18.808	22.002
EL CHIVIL	613	638	599	758	925	0

EL PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO FUE:

	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3
P. LARGO	220,95	154,34	166.53	150.99	197.77	133.85
EL CHIVIL	188.271	139,03	160.54	142.10	191.13	0
T. de cambio	2,969	2,86	3,72	1	1	1

El precio de venta es el promedio ponderado de todas las empresas concesionarias

LAS REGALIAS COBRADAS POR LA PROVINCIA FUERON:

	U \$ \$	U \$ \$	U\$ \$	U\$ \$	U \$ \$	U \$ \$
P. LARGO	376.506	267.328	287.353	301.350	385.280	287.617
EL CHIVIL	8.575	6.419	6.663	7.211	12.387	0
T. de cambio	2,969	2,86	3,72	1	1	1

Fuente: Declaraciones Juradas de los Concesionarios.

AÑO 2004 MES DE SETIEMBRE

YACIMIENTO PALMAR LARGO

PRODUCCION

LA PRODUCCION DEL MES DE SETIEMBRE DEL 2003 FUE DE 15.153 M3 ES LA MAS BAJA DESDE EL AÑO 1.999.

LA MEJOR PRODUCCION DESDE EL AÑO 1999, FUE EN SETIEMBRE DE ESE AÑO CON 22.002 M3.

PRECIO

EL PRECIO DEL WTI DEL MES DE SETIEMBRE FUE DE 287,61 U\$\$/M3 PERO SUFRE UNA RETENCION DEL 45 %.POR ESO EL PROMEDIO DE PAGO DE PALMAR LARGO ES DE SOLO 220.98 U\$\$/M3.

REGALIAS

DEBIDO AL PRECIO RECORD DEL PETROLEO SE CONSIGUIO AUMENTAR LA RECAUDACION DE REGALIAS, QUE HUBIERA SIDO MAYOR DE NO MEDIAR LAS RETENCIONES.

YACIMIENTO EL CHIVIL

LA PRODUCCION DE SETIEMBRE DEL CHIVIL FUE MENOR A LA DEL AÑO ANTERIOR

PERO EL PRECIO COBRADO POR LA VENTA DEL CRUDO ES MAYOR AL DEL AÑO ANTERIOR

LAS REGALIAS AUMENTAN CON RESPECTO AL AÑO ANTERIOR POR EL AUMENTO DEL PRECIO DEL CRUDO.

PROVINCIA DE FORMOSA

INFORME HIDROCARBUROS

MES :OCTUBRE

AÑO: 2.004

PRODUCCION

LA PRODUCCION DE PETROLEO FUE:

	OCT/04	OCT/03	OCT/02	OCT/01	OCT/00	OCT/99
	M3	M3	M3	M3	M3	M3
P. LARGO	14.958	15.809	15.426	22.232	20.307	21.774
EL CHIVIL	581	643	665	786	915	0

PRECIO

EL PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO FUE:

	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3
P. LARGO	239,85	167.86	161.79	126.87	193.20	97,81
EL CHIVIL	202,343	150.98	145.19	116.87	185.68	-
T. de cambio	2.96	2.88	3,56	1	1	1

El precio de venta es el promedio ponderado de todas las empresas concesionarias

REGALIAS

LAS REGALIAS COBRADAS POR LA PROVINCIA FUERON:

	U\$	U\$	U\$	U\$	U\$	U\$
P. LARGO	406.063	284.352	274.541	268.750	395.132	264.472
EL CHIVIL	8.764	7.020	7.217	5.950	11.887	0
Tasa de cambio	2,96	2.88	3,56	1	1	1

Fuente: Declaraciones Juradas de los Concesionarios.

PROVINCIA DE FORMOSA

RESUMEN MES OCTUBRE DEL 2004

1-YACIMIENTO PALMAR LARGO

PRODUCCION

LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO PALMAR LARGO QUE ESTABA EN LOS 22.232 M3 EN OCTUBRE DEL 2001 BAJO A 15.426 M3 EN EL 2002.LO QUE REPRESENTABA UNA DISMINUCION DEL 30,6 %. EN EL AÑO 2003 LA PRODUCCION SOLO AUMENTO 400 M3 CON RESPECTO AL AÑO 2.002.PERO EN EL MISMO MES DEL 2.004 CAYERON UNOS 900 M3.

PRECIO DE VENTA

EL PRECIO DEL CRUDO INTERNACIONAL (WTI) SIGUE ALTO Y LLEGO A UN RECORD 334.59 U\$/M3 Y EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE VENTA DEL YACIMIENTO PALMAR LARGO SIGUE SU TENDENCIA CON UNA GRAN DIFERENCIA POR EFECTO DE LAS RETENCIONES.

REGALIAS

LAS REGALIAS EN DOLARES SON LAS MEJORES DE ESTOS AÑOS POR EL PRECIO DEL CRUDO.

2-YACIMIENTO EL CHIVIL

LA PRODUCCION SIGUE BAJANDO. CON RESPECTO AL AÑO PASADO DESDE 643 M3 A 581 M3.

EL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO SIGUE LA TENDENCIA AL ALZA DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL WTI, PERO CON DIFERENCIA POR LAS RETENCIONES.

LAS REGALIAS COBRADAS SON MAYORES A LAS DEL MISMO MES DEL AÑO 2.003 DEBIDO AL AUMENTO DEL PRECIO DEL CRUDO.

PROVINCIA DE FORMOSA
INFORME HIDROCARBUROS

MES :NOVIEMBRE AÑO :2.004

PRODUCCION

LA PRODUCCION DE PETROLEO FUE:

	NOV/04	NOV/03	NOV/02	NOV/01	NOV/00	NOV/99
	M3	M3	M3	M3	M3	M3
P. LARGO	13.705	15.290	15.352	21.956	19.598	20.419
EL CHIVIL	557	614	692	716	866	0

PRECIO

EL PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO FUE:

	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3	U\$/M3
P. LARGO	233,59	171,62	148,57	116,41	216,02	140,96
EL CHIVIL	198,24	155,53	125,29	101,18	194,34	-
T. CAMBIO	2,98	2,97	3,51	1	1	1

REGALIAS

LAS REGALIAS COBRADAS POR LA PROVINCIA FUERON:

	U\$	U\$	U\$	U\$	U\$	U\$
P. LARGO	359.222	280.308	250.057	238.908	410.595	281.168
EL CHIVIL	8.233	6.936	6.323	4.539	11.806	0
T. CAMBIO	2.98	2.97	3.51	1	1	1

Fuente: Declaraciones Juradas de los Concesionarios.

PROVINCIA DE FORMOSA

MES DE NOVIEMBRE DE 2.004

YACIMIENTO PALMAR LARGO

PRODUCCION

LA PRODUCCION DE NOVIEMBRE DEL 2004 HA VUELTO A CAER Y ES LA MINIMA DE LOS ULTIMOS AÑOS

PRECIO DE VENTA DEL CRUDO

SIGUE EL BUEN PRECIO DEL CRUDO INTERNACIONAL WTI Y DEL PRECIO LOCAL, QUE A PESAR DE LAS RETENCIONES AUN ES EL MEJOR DE LA SERIE.

REGALIAS PETROLERAS

A PESAR DE LA CAIDA DE LA PRODUCCION , LOS BUENOS PRECIOS PERMITIERON LOGRAR UNA MEJOR RECAUDACION EN DOLARES . LA TASA DE CAMBIO DE DOLARES A PESOS CASI NO CAMBIO EN EL ULTIMO AÑO

YACIMIENTO EL CHIVIL

EL YACIMIENTO FUE PUESTO DE NUEVO EN PRODUCCION EN EL AÑO 2000 Y HA BAJADO DESDE LOS 866 M3 DE NOVIEMBRE DEL 2000 A LOS 550 DE AHORA.

EL PRECIO DEL CRUDO, SIN EMBARGO ES EL MEJOR DE TODOS Y LAS REGALIAS POR SU INFLUENCIA MEJORAN A LAS DEL AÑO PASADO QUE SE LOGRARON CON MAYOR PRODUCCION.

PROVINCIA DE FORMOSA
INFORME HIDROCARBUROS

MES : DICIEMBRE	AÑO: 2.004
------------------------	-------------------

PRODUCCION

LA PRODUCCION DE PETROLEO FUE:

	DIC/04	DIC/03	DIC/02	DIC/01	DIC/00	DIC/99
	M3	M3	M3	M3	M3	M3
P. LARGO	13.836	15.560	17.486	21.093	19.928	20.640
EL CHIVIL	602	605	687	749	878	0

PRECIO

EL PRECIO DE VENTA PROMEDIO PONDERADO DEL PETROLEO FUE:

	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3	U\$S/M3
P. LARGO	215,4	178.78	167.51	109.67	177.54	148.64
EL CHIVIL	184,84	162,24	151,87	99.20	156.28	-
T. CAMBIO	2,94	2.9	3,27	1	1	1

REGALIAS

LAS REGALIAS COBRADAS POR LA PROVINCIA FUERON:

	U\$S	U\$S	U\$S	U\$S	U\$S	U\$S
P. LARGO	334.806	306.253	326.111	212.063	346.137	302.980
EL CHIVIL	8.206	7.131	7.672	4.628	9.488	0
T. CAMBIO	2.94	2.9	3,27	1	1	1

DATOS DECLARACIONES JURADAS DE LOS CONCESIONARIOS

INFORME DE DICIEMBRE DEL 2.004

YACIMIENTO PALMAR LARGO

PRODUCCION

LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO ESTA POR DEBAJO DE LOS 14.000 M3 QUE ES LA MAS BAHJA DE TODO EL PERIODO. SE ESPERA RECUPERARLA CON LAS NUEVAS TAREAS DE PERFORACION DE ÑOZOS ENCARADOS EN EL YACIMIENTO.

PRECIO DE VENTA DEL CRUDO

EL PRECIO INTERNACIONAL SE MANTUVO ALTO POR ENCIMA NO SOLO DEL AÑO PASADO, SINO DE TODOS ESTOS ULTIMOS AÑOS.

REGALIAS PETROLERAS

A PESAR DE CAER LA PRODUCCION DE PETROLEO EL COBRO DE REGALIAS AUMENTO CON RESPECTO AL AÑO PASADO POR EL AUMENTO DEL PRECIO DEL CRUDO

YACIMIENTO EL CHIVIL

LA PRODUCCION SIGUER ARRIBA DE LOS 600 M3 MENSUALES. PERO EN BAJA CON RESPECTO A LOS AÑOS ANTERIORES.
EL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO SUBIO POR EFECTO DEL AUMENTO DEL PRECIO INTERNACIONAL
LAS REGALIAS AUMENTARON POR EFECTO DEL AUMENTO DEL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO.

Producción de petróleo Palmar Largo Año 2.004-Por concesionario

EMPRESA	ENERO M3	FEBR. M3	MARZO M3	ABRIL M3	MAYO M3	JUNIO M3	JULIO M3
YPF	4.556,70	4.023,60	4.342,50	4.202,70	4.277,70	4.024,20	4.158,57
PLUSPETROL	5.794,60	5.116,68	5.522,21	5.344,43	5.439,81	5.117,44	5.288,35
CGC	2.711,24	2.394,04	2.583,79	2.500,61	2.545,23	2.394,40	2.474,37
D.WON	2.126,56	1.877,68	2.026,50	1.961,26	1.996,26	1.877,96	1.940,68
TOTAL	15.189,1	13.412,00	14.475,00	14.009,00	14.259,00	13.414,00	13.861,97

media diaria	489,97	462,48	466,94	466,97	475,30	447,13	447,16
--------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

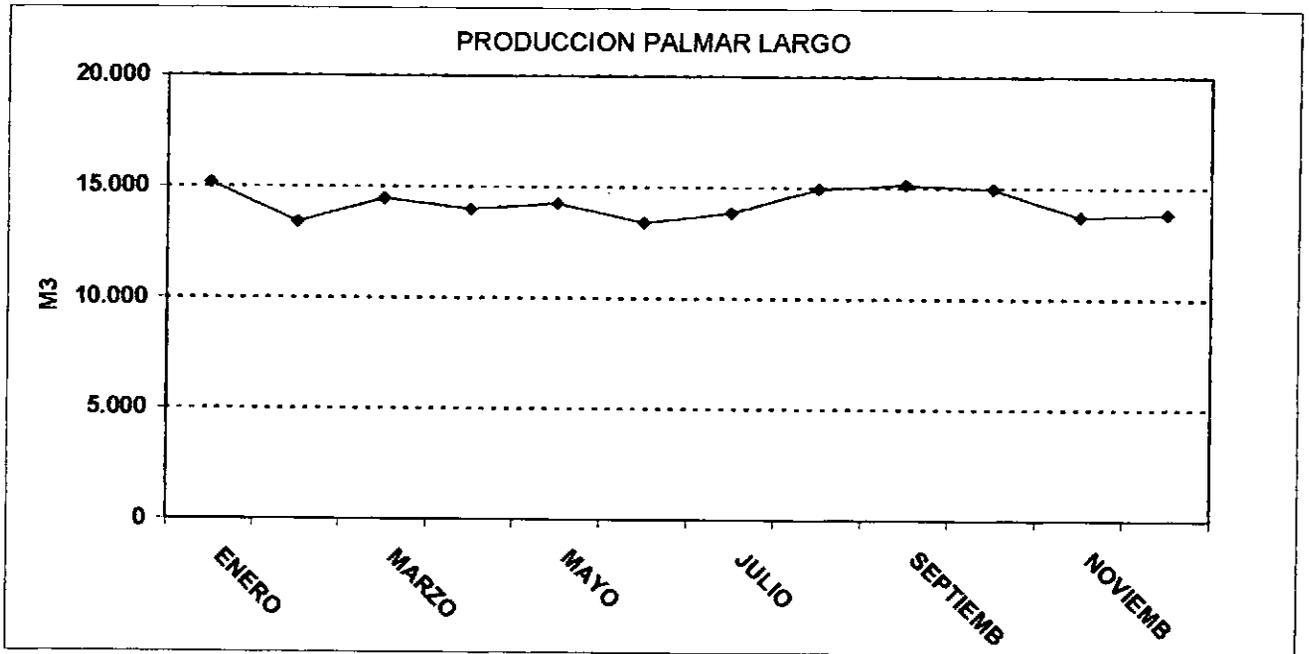
EMPRESA		AGOSTO M3	SETIEM. M3	OCTUBRE M3	NOVIEM. M3	DICIEM. M3	TOTAL M3
YPF		4.486,50	4.545,91	4.487,40	4.111,50	4.150,80	51.368,08
PLUSPETROL		5.705,33	5.780,87	5.706,48	5.228,46	5.278,43	65.323,10
CGC		2.669,47	2.704,80	2.670,00	2.446,34	2.469,73	30.564,01
D.WON		2.093,70	2.121,42	2.094,12	1.918,70	1.937,04	23.971,88
TOTAL		14.955,00	15.153,00	14.958,00	13.705,00	13.836,00	171.227,07

media diaria	482,42	505,10	482,52	456,83	446,32
--------------	--------	--------	--------	--------	--------

PROM. MES	14.268,92	diario	469,10
-----------	-----------	--------	--------

Datos de las declaraciones Juradas de los Concesionarios

Producción de petróleo Palmar Largo Año 2.004-Por concesionario

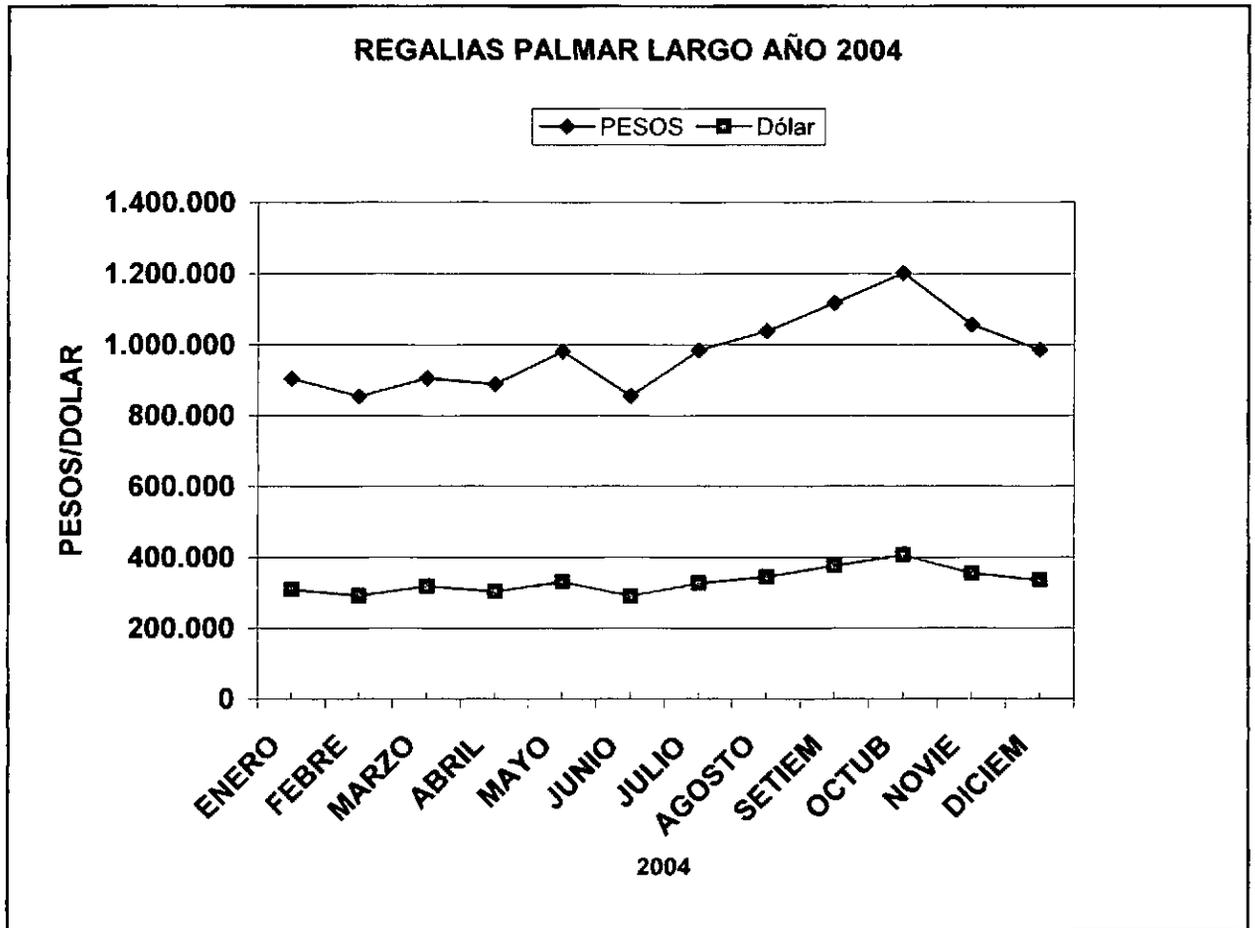


Regalías Mensuales de Palmar Largo -Año 2.004

EMP	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO
	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS
YPF	314.777	278.934	310.027	310.014	368.880	324.186	369.432
PLUSP.	325.610	335.194	333.994	315.146	341.853	298.766	344.090
C.G.C.	147.936	139.059	146.169	147.741	152.720	132.711	154.865
D.WONG	115.083	101.142	114.956	115.488	117.671	99.553	115.206
Pesos	903.405	854.329	905.147	888.389	981.124	855.216	983.593
Dólar	308.329	291.580	318.714	303.204	331.125	290.495	326.017
tasa	2,93	2,93	2,84	2,93	2,963	2,944	3,017
		AGOSTO	SETIEM	OCTUB	NOVIE	DICIEM	TOTAL
		PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS	PESOS
YPF		395.803	465.872	530.468	446.693	398.324	\$ 4.513.410
PLUSP.		362.083	361.671	373.087	336.716	316.960	\$ 4.045.170
C.G.C.		163.415	166.653	177.009	159.756	148.824	\$ 1.836.857
D.WONG		116.656	123.649	121.382	112.416	120.221	\$ 1.373.423
Pesos		1.037.956	1.117.846	1.201.946	1.055.581	984.329	11.768.861
Dólar		344.721	376.506	406.063	354.222	334.806	3.985.782
tasa		3,01	2,97	2,96	2,98	2,94	
		Prom.mes					\$ 980.738
							US\$ 332.148

Datos de las declaraciones Juradas de los Concesionarios

Regalías Mensuales de Palmar Largo -Año 2.004



Depósitos mensuales de las regalías - Año 2004

PALMAR LARGO

	Julio-04	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	369.947,02		Bco Nacion	3286/07
PLUSPETROL	342.961,88		Bco Nacion	3286/07
CGC	154.525,06		Bco Nacion	3286/07
D.WON	116.918,80		Bco Nacion	3286/07
TOTAL	984.352,76			

Cambios por Anexo II de Junio

YPF baja \$ 1,170,22

Pluspetrol sube \$ 1.684 por Junio y \$ 1.851,88 por Mayo

D.Won sube \$2.754,13 por Mayo

CGC baja \$ 450,89

EL CHIVIL

CGC	24.606,93		Bco Nacion	3286/07
-----	-----------	--	------------	---------

CGC baja \$ 70,06

PALMAR LARGO

	Agosto-04	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	397.855,75		Bco Nacion	3286/07
PLUSPETROL	405.011,00		Bco Nacion	3286/07
CGC	167.127,06		Bco Nacion	3286/07
D.WON	137.541,68		Bco Nacion	3286/07
TOTAL	1.107.535,49			

Cambios por Anexo II de Julio

YPF baja \$ 1,170,22

CGC baja \$ 110,86

D.Won sube \$ 1,040,98

EL CHIVIL

CGC	25.587,47		Bco Nacion	3286/07
-----	-----------	--	------------	---------

CGC baja \$ 17,40

PALMAR LARGO

	Septiembr-04	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	424.160,98		Bco Nacion	3286/07
PLUSPETROL	308.806,00		Bco Nacion	3286/07
CGC	162.493,87		Bco Nacion	3286/07
D.WON	121.609,92		Bco Nacion	3286/07
TOTAL	1.017.070,77			

Cambios por Anexo II de Agosto

YPF baja \$ 3.222,78

CGC baja \$ 3.823,37

D.Won baja \$ 19.845,04

Pluspetrol baja \$ 47.885

EL CHIVIL

CGC	25.248,04		Bco Nacion	3286/07
-----	-----------	--	------------	---------

CGC baja \$ 208,75

PALMAR LARGO				
	Octubre-04	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	570.825,04		Bco Nacion	3286/07
PLUSPETROL	367.591,00		Bco Nacion	3286/07
CGC	177.942,89		Bco Nacion	3286/07
D.WON	146.564,40		Bco Nacion	3286/07
TOTAL	1.262.923,33			
Cambios por Anexo II de Setiembre				
YPF sube \$ 38.488,27				
CGC sube \$ 336,11				
D.Won baja \$ 17.805,58				
EL CHIVIL				
CGC	26.084,34		Bco Nacion	3286/07
CGC sube \$ 54,92				

PALMAR LARGO				
	Noviembre-04	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	444.027,73		Bco Nacion	3286/07
PLUSPETROL	332.523,00		Bco Nacion	3286/07
CGC	158.812,19		Bco Nacion	3286/07
D.WON	91.440,81		Bco Nacion	3286/07
TOTAL	1.026.803,73			
Cambios por Anexo II de Octubre				
YPF baja \$ 1.868,72				
CGC baja \$ 598				
Pluspetrol sube \$ 405				
D.Won baja \$ 41.203,4				
EL CHIVIL				
CGC	24.212,03		Bco Nacion	3286/07
CGC sube \$ 54,92				

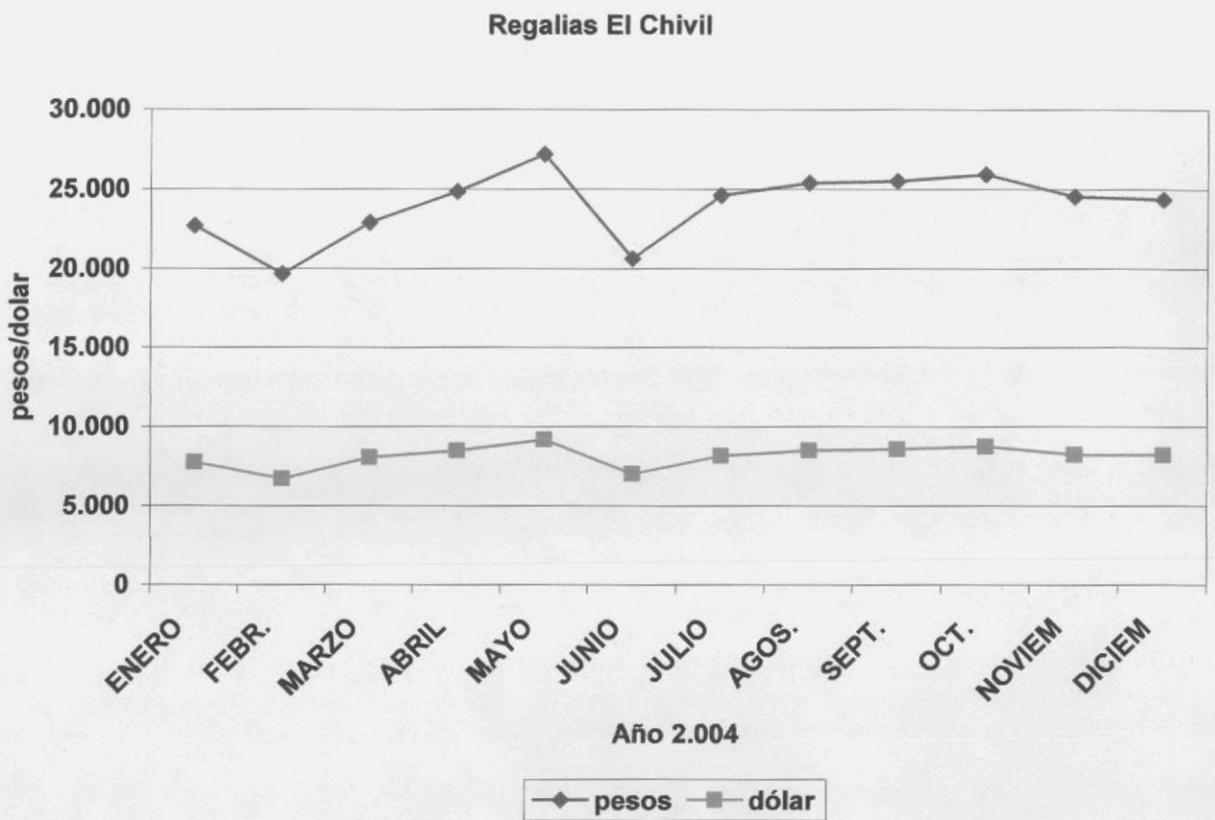
PALMAR LARGO				
	Diciembre-04	NETO	BANCO	CUENTA
YPF	399.120,07		Bco Nacion	3286/07
PLUSPETROL	347.431,16		Bco Nacion	3286/07
CGC	149.170,29		Bco Nacion	3286/07
D.WON	99.993,03		Bco Nacion	3286/07
TOTAL	995.714,55			
Cambios por Anexo II de Noviembre				
YPF sube \$ 796,05				
CGC sube \$ 345,80				
Pluspetrol sube \$ 35.609				
D.Won baja \$ 20.227,9224				
EL CHIVIL				
CGC	24.735,05		Bco Nacion	3286/07
CGC sube \$ 376,92				

Yacimiento El Chivil Año 2.004-Produccion y Venta de Crudo. Regalias

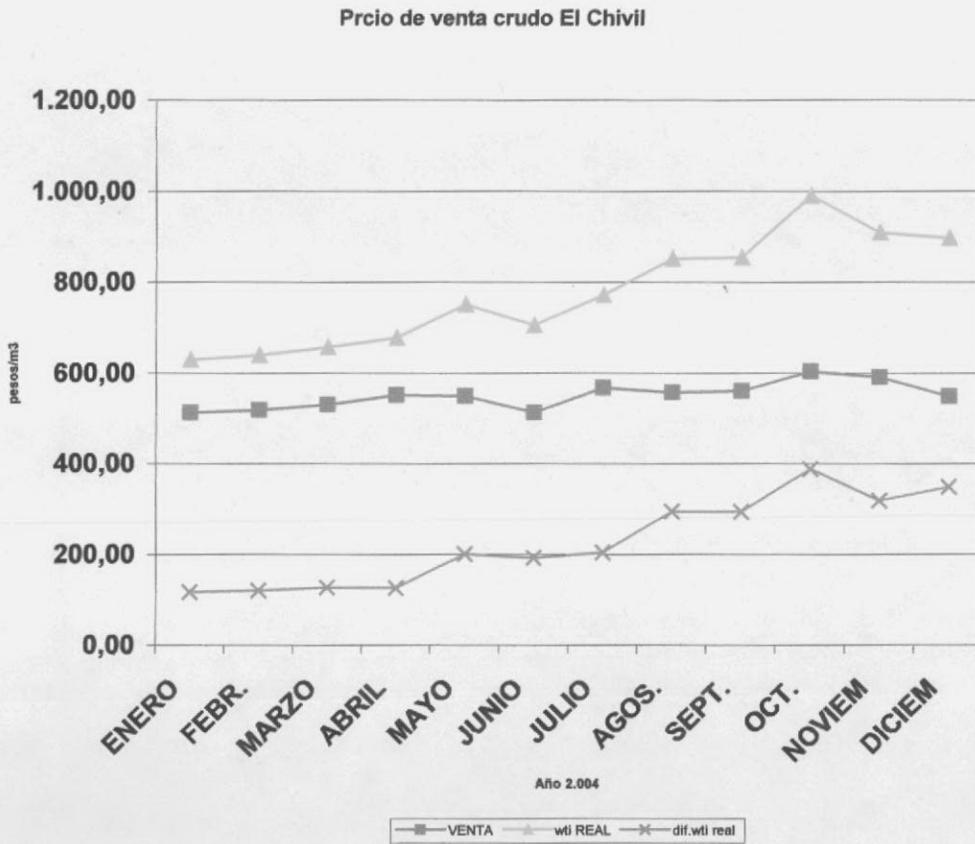
	PROD.	VENTA	FLETE	GASTOS	V.B.P.	REGAL	REGAL	REGAL	DEUDA
2004	M3	\$/M3	\$/M3	\$/M3	\$/M3	M3	pesos	dólar	4p/c
ENERO	613,80	512,39	35,00	15,37	462,02	49,10	22.687	7.743	3.871,51
FEBR.	525,16	516,10	35,00	15,54	467,56	42,01	19.644	6.704	3.352,13
MARZO	597,10	529,94	35,00	15,90	479,04	47,77	22.883	8.057	4.028,63
ABRIL	621,62	551,22	35,00	16,54	499,68	49,73	24.849	8.481	4.240,42
MAYO	668,07	549,25	35,00	5,48	508,75	53,45	27.191	9.177	4.588,50
JUNIO	545,67	512,50	35,00	5,12	472,48	43,65	20.626	7.008	3.503,05
JULIO	583,73	567,61	35,00	5,12	526,92	46,70	24.607	8.156	4.077,87
AGOS.	615,24	556,54	35,00	5,56	515,97	49,22	25.366	8.499	4.249,69
SEPT.	613,85	560,11	35,00	5,59	520,09	49,11	25.512	8.575	4.287,68
OCT.	581,07	602,98	35,12	6,02	561,85	46,49	25.942	8.764	4.382,06
NOVIEM	557,74	590,76	35,00	5,90	549,84	44,62	24.534	8.293	4.116,45
DICIEM	602,79	548,60	38,00	5,49	505,12	48,22	24.358	8.208	4.102,96
PROM.	593,82	550,00	35,26	6,97	505,78	47,51	24.019	8.133	4.086,74
TOTAL	7.126					570	288.228	97.602	48.801

Datos de las declaraciones Juradas de los Concesionarios

Regalías de El Chivil Año 2.004



Precio de venta del Crudo El Chivil Año 2.004



C.F.I.

YACIMIENTO PALMAR LARGO

INFORME DE PRODUCCION

INFORME FINAL

Producción de petróleo Yacimiento Palmar Largo Julio 2.004

- La producción de petróleo durante el mes de Julio fue de 13.862,0 m³ con un promedio diario de 447,16 m³.

- La distribución de la producción fue la siguiente:

Yacimiento Palmar Largo	13.056,1	m ³
Yacimiento Cañada Rica	309,9	m ³
Yacimiento Puesto La Entrada	485,0	m ³
Yacimiento El Potrillo	31,0	m ³
Yacimiento El Molino	0,0	m ³

- Desde el cargadero de Ing. Juárez se despacharon 15.704,459 m³ correspondiente a la producción de Palmar Largo.

De este volumen total despachado se enviaron con destino a:

Provincia de Salta	11.762,104 m ³
Provincia de Formosa	3.942,355 m ³

AGUA

- La producción total de agua fue de 163.782,0 m³, la que representa el 91,8 % de la producción total de fluidos. Incluido el despachado desde Balbuena Este que fue de 346,212 m³.

GAS

- La producción de gas total fue de 3.408,6 Mm.

- El volumen de gas anterior se destinó a:

Consumo en Yacimiento	2.201,0	Mm ³ .
Gases Inertes	790,0	Mm ³ .
Entregado a CGC El Chivil	403,0	Mm ³ .
Venteo	14,6	Mm ³ .
GOR (venteo)	0,99	m ³ /m ³ .
Poder Calorífico de Gas Real	9.557,0	Kcal

- En el total consumido en el Yacimiento se incluyen 6.000 m³/d entregados a la Provincia de Formosa para Usina Generación Eléctrica.

- Datos obtenidos en yacimiento y el embarque de Ing. Juárez

Producción por pozo Yacimiento Palmar Largo Julio 2.004

POZO Nº		EFECT		MENS.
		DIAS	DIARIO	
PL.x-1	GLIFT	31,0	22,8761	703,0
PL.-3	*	-	-	-
PL.-5	BM	31,0	2,7400	84,9
PL.-6(H)	GLIFT	31,0	50,0764	1.552,4
PL.-7	GLIFT	31,0	66,0263	2.108,9
PL.a-9	GLIFT	31,0	7,5587	234,3
PL.-10	INAC	-	-	-
PL.-12(2D)	GLIFT	31,0	24,5958	761,5
PL.a-13	*	-	-	-
PL.a-14	GLIFT	31,0	81,2560	2.518,9
PL.-15	*	-	-	-
PL.-16	GLIFT	31,0	34,9590	1.083,7
PL.-17(DH)	GLIFT	31,0	16,0622	497,9
PL.-18	GLIFT	24,5	72,7525	1.782,4
PL.-20	*	-	-	-
PL-21H	*	-	-	-
PL-1001(H)	GLIFT	31,0	55,7454	1.728,1
RL.x-1	INAC	-	-	-
CR.x-1	*	-	-	-
CR.a-2	BM	31,0	9,9964	309,9
CR.-4	INAC	-	-	-
PLE.x-1	GLIFT	31,0	14,9993	465,0
PLE.a-2	INAC	-	-	-
EM.x-2	INAC	-	-	-
LTN.x-1	-	-	-	-
LTN.a-2	-	-	-	-
EP.x-1	BM	31,0	0,9996	31,0
TOTAL FORMOSA		447,16	13.862,0	

Datos de producción obtenidos en el yacimiento

Producción de petróleo, Agua y Gas del Palmar Largo- Agosto 2.004

Petróleo

- La producción de petróleo durante el mes de Agosto fue de 14.955 m³ con un promedio diario de 482,4 m³.

- La distribución de la producción fue la siguiente:

Yacimiento Palmar Largo	14.201,0 m ³
Yacimiento Cañada Rica	258,0 m ³
Yacimiento Puesto La Entrada	485,0 m ³
Yacimiento La Tigra Norte	0,0 m ³
Yacimiento El Potrillo	31,0 m ³
Yacimiento El Molino	0,0 m ³

- Desde el cargadero de Ing. Juárez se despacharon 15.598,572 m³ correspondiente a la producción de Palmar Largo (Formosa + Balbuena-Salta).

De este volumen total despachado se enviaron con destino a:

Provincia de Salta	11.406,148 m ³
Provincia de Formosa	4.192,424 m ³

AGUA

- La producción total de agua fue de 163.307,0 m³, la que representa el 91,2 % de la producción total de fluidos. Incluido Balbuena Este con 843 m³

GAS

- La producción de gas total fue de 3.659,5 Mm³.

- El volumen de gas anterior se destinó a:

Consumo en Yacimiento	2.201,0 Mm ³ .
Gases Inertes	1.040,0 Mm ³ .
Entregado a CGC El Chivil	403,0 Mm ³ .
Venteo	15,5 Mm ³ .
GOR (venteo)	0,98 m ³ /m ³ .
Poder Calorífico de Gas Real	9.557,0 Kcal

- En el total consumido en el Yacimiento se incluyen 8.000 m³/d entregados a la Provincia de Formosa para Usina Generación Eléctrica

Producción de petróleo, Agua y Gas del Palmar Largo- Setiembre 2.004

- La producción de petróleo de Palmar largo durante el mes de Setiembre fue de 15.153 m³ con un promedio diario de 505,1 m³.

- La distribución de la producción fue la siguiente:

Yacimiento Palmar Largo	14.432,6 m ³
Yacimiento Cañada Rica	240,2 m ³
Yacimiento Puesto La Entrada	450,2 m ³
Yacimiento La Tigra Norte	0,0 m ³
Yacimiento El Potrillo	30,0 m ³
Yacimiento El Molino	0,0 m ³

- Desde el cargadero de Ing. Juárez se despacharon 13.660,400 m³ correspondiente a la producción de Palmar Largo. De este volumen total despachado se enviaron con destino a:

Provincia de Salta	9.303,053 m ³
Provincia de Formosa	4.677,347 m ³

Agua

- La producción total de agua fue de 163.410,0 m³, la que representa el 91,1 % de la producción total de fluidos. Incluido Balbuena Este (Salta) con 676,732 m³.

Gas

- La producción de gas total fue de 3.700,0 Mm³.

- El volumen de gas anterior se destinó a:

Consumo en Yacimiento	2.130,0 Mm ³ .
Gases inertes	1.165,0 Mm ³ .
Entregado a CGC El Chivil	390,0 Mm ³ .
Venteo	15,0 Mm ³ .
GOR (venteo)	0,94 m ³ /m ³ .
Poder Calorífico de Gas Real	9.557,0 Kcal

- En el total consumido en el Yacimiento se incluyen 6.000 m³/d entregados a la Provincia de Formosa para Usina Generación Eléctrica.

Datos de producción obtenidos en el despacho de Ing. Juárez

Producción por pozo Palmar Largo Setiembre 2.004

POZO		EFFECT	DIARIO	MENS.
Nº		DIAS	M3	M3
PL.x-1	GLIFT	30,0	25,7598	772,8
PL.-3	*	-	-	-
PL.-5	BM	30,0	2,1467	64,4
PL.-6(H)	GLIFT	30,0	42,9331	1.288,0
PL.-7	GLIFT	30,0	80,4995	2.415,0
PL.a-9	GLIFT	30,0	8,5866	257,6
PL.-10	INAC	-	-	-
PL.-12(2D)	GLIFT	30,0	28,8332	805,0
PL.a-13	*	-	-	-
PL.a-14	GLIFT	30,0	80,4995	2.415,0
PL.-15	*	-	0,0000	-
PL.-16	GLIFT	30,0	33,2731	998,2
PL.-17(DH)	GLIFT	30,0	37,5664	1.127,0
PL.-18	GLIFT	29,7	94,4527	2.805,2
PL.-20	*	-	-	-
PL-21H	*	-	-	-
PL.-1001(H)	GLIFT	30,0	49,4804	1.484,4
RL.x-1	INAC	-	-	-
CR.x-1	*	-	-	-
CR.a-2	BM	30,0	8,0070	240,2
CR.-4	INAC	-	-	-
PLE.x-1	GLIFT	30,0	15,0051	450,2
PLE.a-2	INAC	-	-	-
EM.x-2	INAC	-	-	-
LTN.x-1	-	-	-	-
LTN.a-2	-	-	-	-
EP.x-1	BM	30,0	1,0014	30,0
TOTAL FORMOSA			505,10	15.153,0

Datos de producción obtenidos en el yacimiento

Producción de petróleo, Agua y Gas del Palmar Largo- Octubre 2.004

- La producción de petróleo durante el mes de Octubre fue de 14.958,0 m³ con un promedio diario de 482,52 m³.

- La distribución de la producción fue la siguiente:

Yacimiento Palmar Largo	14.213,9 m ³
Yacimiento Cañada Rica	248,2 m ³
Yacimiento Puesto La Entrada	484,9 m ³
Yacimiento La Tigra Norte	0,0 m ³
Yacimiento El Potrillo	31,0 m ³
Yacimiento El Molino	0,0 m ³

- Desde el cargadero de Ing. Juárez se despacharon 15.099,632 m³ correspondiente a la producción de Palmar Largo.

De este volumen total despachado se enviaron con destino a:

Provincia de Salta	9.711,808 m ³
Provincia de Formosa	5.387,828 m ³

AGUA

- La producción total de agua fue de 165.879,0 m³, lo que representa el 91,3 % de la producción total de fluidos. Incluido Balbuena Este (Salta) con 911,486 m³.

GAS

- La producción de gas total fue de 3.654,5 Mm³.

- El volumen de gas anterior se destinó a:

Consumo en Yacimiento	2.201,0 Mm ³ .
Gases Inertes	1.035,0 Mm ³ .
Entregado a CGC El Chivil	403,0 Mm ³ .
Venteo	15,5 Mm ³ .
GOR (venteo)	0,98 m ³ /m ³ .
Poder Calorífico de Gas Real	9.557,0 Kcal

- En el total consumido en el Yacimiento se incluyen 6.000 m³/d entregados a la Provincia de Formosa para Usina Generación Eléctrica.

-

- Datos obtenidos en yacimiento y en planta de despacho de Ing. Juárez

Pozos de producción de petróleo Palmar Largo Octubre 2.004

POZO		EFFECT	DIARIO	MENS.
Nº		DIAS	M3	M3
PL.x-1	GLIFT	31,0	20,0811	808,5
PL.-3	*	-	-	-
PL.-5	BM	31,0	1,0031	31,1
PL.-6(H)	GLIFT	22,0	40,1247	882,7
PL.-7	GLIFT	31,0	78,2433	2.425,8
PL.a-9	GLIFT	31,0	8,6268	267,4
PL.-10	INAC	-	-	-
PL.-12(2D)	GLIFT	31,0	28,0673	670,7
PL.a-13	*	-	-	-
PL.a-14	GLIFT	31,0	62,2657	2.549,9
PL.-15	*	-	-	-
PL.-16	GLIFT	31,0	38,1100	1.181,4
PL.-17(DH)	GLIFT	31,0	29,1000	902,1
PL.-18	GLIFT	31,0	91,2838	2.829,8
PL.-20	*	-	-	-
PL-21H	*	-	-	-
PL.-1001(H)	GLIFT	30,4	48,1497	1.464,7
RL.x-1	INAC	-	-	-
CR.x-1	*	-	-	-
CR.a-2	BM	31,0	8,0049	248,2
CR.-4	INAC	-	-	-
PLE.x-1	GLIFT	31,0	14,9968	464,9
PLE.a-2	INAC	-	-	-
EM.x-2	INAC	-	-	-
LTN.x-1	-	-	-	-
LTN.a-2	-	-	-	-
EP.x-1	BM	31,0	1,0001	31,0
TOTAL FORMOSA		482,5156	14.958,0	

Datos obtenidos en yacimiento

Producción de Petróleo Palmar Largo - Noviembre 2.004

- La producción de petróleo durante el mes de Noviembre fue de 13.705,0 m³ con un promedio diario de 456,8 m³.

- La distribución de la producción fue la siguiente:

Yacimiento Palmar Largo	12.996,9 m ³
Yacimiento Cañada Rica	240,1 m ³
Yacimiento Puesto La Entrada	438,0 m ³
Yacimiento La Tigra	0,0 m ³
Norte	
Yacimiento El Potrillo	30,0 m ³
Yacimiento El Molino	0,0 m ³

- Desde el cargadero de Ing. Juárez se despacharon 14.733,576 m³ correspondiente a la producción de Palmar Largo.

De este volumen total despachado se enviaron con destino a:

Provincia de Salta	10.381,095 m ³
Provincia de Formosa	4.352,481 m ³

AGUA

- La producción total de agua fue de 156.344,0 m³, la que representa el 91,5 % de la producción total de fluidos. (Incluido Balbuena Este con 606,380 m³).

- La inyección de agua a pozos dispositores fue de 186.974,0 m³.

GAS

- La producción de gas total fue de 3.352,3 Mm³.

- El volumen de gas anterior se destinó a:

Consumo en Yacimiento	2.130,0 Mm ³ .
Gases Inertes	818,0 Mm ³ .
Entregado a CGC El Chivil	390,0 Mm ³ .
Venteo	14,3 Mm ³ .
GOR (venteo)	0,99 m ³ /m ³ .
Poder Calorífico de Gas Real	9.557,0 Kcal

- En el total consumido en el Yacimiento se incluyen 6.000 m³/d entregados a la Provincia de Formosa para Usina Generación Eléctrica.

Datos obtenidos en el yacimiento en Ing. Juárez

Producción por pozo Palmar Largo Noviembre 2.004

POZO	TIPO	EFFECT.	DIARIO	MENS.
Nº		DIAS	M3	M3
PL.x-1	GLIFT	30,0	25,7600	772,8
PL.-3	*	-	-	-
PL.-5	BM	30,0	0,9908	29,7
PL.-6(H)	GLIFT	30,0	41,6122	1.248,4
PL.-7	GLIFT	30,0	68,3630	2.050,9
PL.a-9	GLIFT	30,0	7,9261	237,8
PL.-10	INAC	-	-	-
PL.-12(2D)	GLIFT	30,0	31,7048	951,1
PL.a-13	*	-	-	-
PL.a-14	GLIFT	30,0	79,2614	2.377,8
PL.-15	*	-	-	-
PL.-16	GLIFT	30,0	32,6953	980,9
PL.-17(DH)	GLIFT	14,0	24,7692	348,8
PL.-18	GLIFT	27,0	93,1321	2.514,6
PL.-20	*	-	-	-
PL-21H	*	-	-	-
PL.-1001(H)	GLIFT	30,0	49,5384	1.486,2
RL.x-1	INAC	-	-	-
CR.x-1	*	-	-	-
CR.a-2	BM	30,0	8,0017	240,1
CR.-4	INAC	-	-	-
PLE.x-1	GLIFT	29,2	14,9963	438,0
PLE.a-2	INAC	-	-	-
EM.x-2	INAC	-	-	-
LTN.x-1	-	-	-	-
LTN.a-2	-	-	-	-
EP.x-1	BM	30,0	1,0007	30,0
TOTAL FORMOSA			456,8	13.705,0

Datos obtenidos en yacimiento

Producción de Petróleo Palmar Largo - Diciembre 2.004

La producción de petróleo durante el mes de Diciembre fue de 13836,0 m³ con un promedio diario de 446,32 m³.

- La distribución de la producción fue la siguiente:

Yacimiento Palmar Largo	13.092,0 m ³
Yacimiento Cañada Rica	248,0 m ³
Yacimiento Puesto La Entrada	465,0 m ³
Yacimiento La Tigra Norte	0,0 m ³
Yacimiento El Potrillo	31,0 m ³
Yacimiento El Molino	0,0 m ³

Desde el cargadero de Ing. Juárez se despacharon 13.518,154 m³ correspondiente a la Producción de Palmar Largo.

De este volumen total despachado se enviaron con destino a:

Provincia de Salta	9.881,986	m ³
Provincia de Formosa	3.636,168	m ³

AGUA

La producción total de agua fue de 158.604,0 m³, la que representa el 91,5 % de la producción total de fluidos. (Incluido Balbuena Este 806,850 m³)

La inyección de agua a pozos dispositivos fue de 159.028,0 m³.

GAS

- La producción de gas total fue de 3.386,5 Mm³.

- El volumen de gas anterior se destinó a:

Consumo en Yacimiento	2.201,0 Mm ³ .
Gases Inertes	768,0 Mm ³ .
Entregado a CGC El Chivil	403,0 Mm ³ .
Venteo	14,5 Mm ³ .
GOR (venteo)	0,99 m ³ /m ³ .
Poder Calorífico de Gas Real	9.557,0 Kcal

En el total consumido en el Yacimiento se incluyen 6.000 m³/d entregados a la Provincia de Formosa para Usina Generación Eléctrica.

Datos obtenidos en el yacimiento en Ing. Juárez

Producción por pozo Palmar Largo - Diciembre 2.004

POZO Nº		EFFECT DIAS	DIARIO	MENS.
PL.x-1	GLIFT	31,0	21,4491	664,9
PL.-3	*	-	-	-
PL.-5	BM	21,0	2,2424	47,1
PL.-6(H)	GLIFT	31,0	40,9483	1.269,4
PL.-7	GLIFT	31,0	67,2722	2.085,4
PL.a-9	GLIFT	31,0	7,7997	241,8
PL.-10	INAC	-	-	-
PL.-12(2D)	GLIFT	31,0	31,1987	967,2
PL.a-13	*	-	-	-
PL.a-14	GLIFT	31,0	77,9967	2.417,9
PL.-15	*	-	-	-
PL.-16	GLIFT	31,0	36,0735	1.118,3
PL.-17(DH)	GLIFT	2,0	24,3740	48,7
PL.-18	GLIFT	31,0	87,7463	2.720,1
PL.-20	*	-	-	-
PL.-21H	*	-	-	-
PL.-1001(H)	GLIFT	31,0	48,7480	1.511,2
RL.x-1	INAC	-	-	-
CR.x-1	*	-	-	-
CR.a-2	BM	31,0	7,9995	248,0
CR.-4	INAC	-	-	-
PLE.x-1	GLIFT	31,0	14,9997	465,0
PLE.a-2	INAC	-	-	-
EM.x-2	INAC	-	-	-
LTN.x-1	-	-	-	-
LTN.a-2	-	-	-	-
EP.x-1	BM	31,0	1	31,0
TOTAL FORMOSA			446,3226	13.836,0

Datos obtenidos en yacimiento

YACIMIENTO PALMAR LARGO

CANTIDAD DE POZOS:	27 POZOS.
POZOS EN PRODUCCIÓN:	14 POZOS.
POZOS FUERA DE SERVICIO:	13 POZOS

POZOS FUERA DE SERVICIO:

El yacimiento se encuentra produciendo con 14 pozos de los 27 que componen el mismo.

Los pozos fuera de servicio son los siguientes:

P.L-3, P.L-10, P.L-13, PL-15, PL-20, PL21H,
RL-X1,
CR-1, CR-4
PLE-2,
EM-2,
TN-1, TN-2

Pozos sumidero: PL-3, PL-15,
PL-20, PL21H y CR-1.

En estos meses el tipo de accionamiento de los pozos es:

- 3 Bombeo Mecánico
- 11 Pozos con el sistema de gas lift.

REFERENCIAS :

P.L : Palmar Largo.
R.L: Ramón Lista.
T.N: Tigra Norte.
PLE: Puesto la Entrada
EM: El Molino.
C.R: Cañada Rica

YACIMIENTO EL CHIVIL

SETIEMBRE 2004/ OCTUBRE 2004

CANTIDAD DE POZOS:	3 POZOS.
POZOS EN PRODUCCIÓN:	1 POZO.
POZOS FUERA DE SERVICIO:	2 POZOS.

PRODUCCION DE PETROLEO

Se observa entre los meses de JULIO y OCTUBRE del 2.004 la siguiente producción mensual y producción diaria:

Mes	total	por día
Julio 2.004	583,73 m3	18,83 m3
Agosto 2.004	615,24 m3	19,84 m3
Setiembre	613,85 m3	20,46 m3
Octubre	581,07 m3	18,74 m3
Noviembre	557,74 m3	18,59 m3
Diciembre	602,79 m3	19,44 m3

La producción diaria subió hasta el mes de Setiembre, para luego bajar en Octubre y Noviembre, en cambio volvió a repuntar en Diciembre.

ESTADO DE POZOS:

1 pozos en funcionamiento y 2 pozos fuera de servicio,

EL CHI.X-1 _____	Inactivo
EL CHI.X-2 _____	Inactivo
EL CHI.X-4 _____	En producción

C.F.I

PROVINCIA DE FORMOSA

TAREA 5

PRECIO DE VENTA DE CRUDO PALMAR LARGO

INFORME FINAL

Precio de venta del crudo de Formosa - Año 2.004

Precio del WTI

Diferencia del precio local con el internacional.

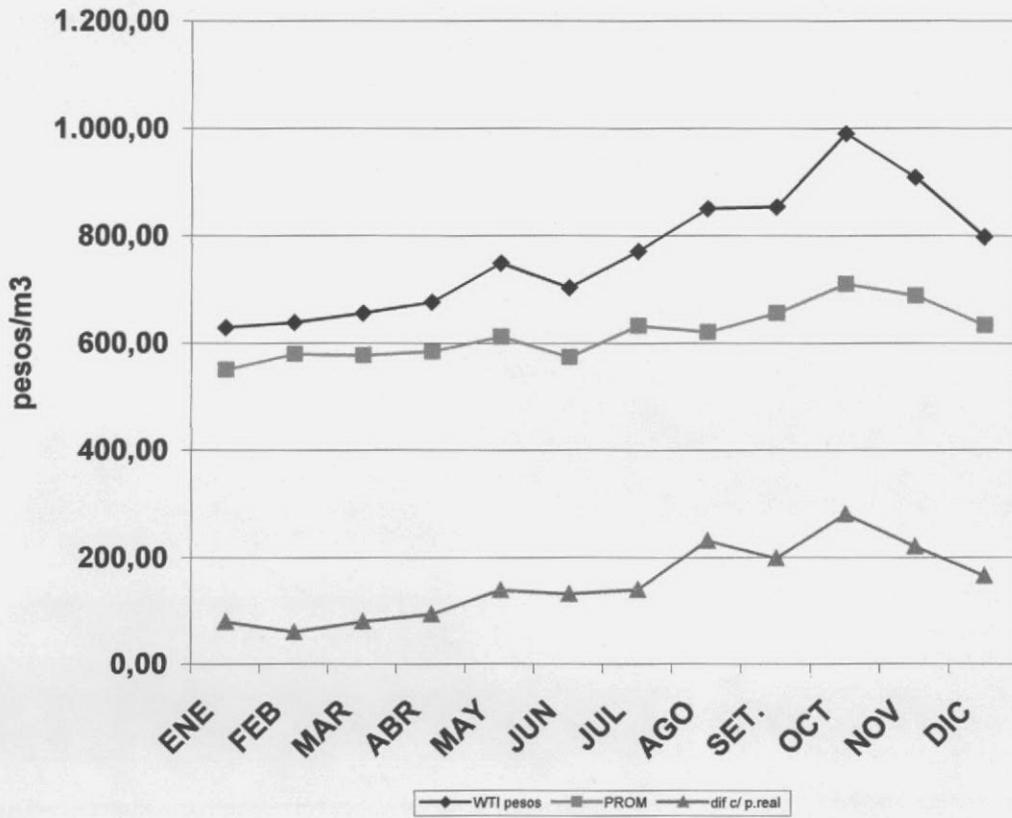
MES	WTI dol U\$\$/M3	WTI pesos \$/M3	YPF \$/M3	Pluspe trol \$/M3	CGC \$/M3	Dong Won \$/M3	Prome dio \$/M3	Dólar tasa	Prome dio u\$/M3
ENE	214,89	626,75	624,31	528,89	512,39	495,53	549,90	2,93	187,68
FEB	217,81	638,18	628,29	599,50	518,10	493,34	578,74	2,93	197,52
MAR	231,01	656,07	645,33	586,24	529,94	517,99	576,73	2,84	203,07
ABR	230,99	676,80	664,83	552,78	551,21	536,57	583,85	2,93	199,26
MAY	253,01	749,67	746,41	566,09	549,24	525,01	611,43	2,96	206,35
JUN	239,23	704,29	700,31	531,58	512,50	492,50	573,32	2,94	194,74
JUL	255,81	771,18	769,52	587,42	567,23	541,46	632,01	3,02	209,48
AGO	282,54	850,73	762,63	574,04	562,52	514,61	620,24	3,01	205,99
SET.	287,61	853,91	884,37	566,68	560,11	530,89	655,80	2,97	220,88
OCT	334,59	990,39	1.013	590,14	598,94	528,21	709,96	2,96	239,85
NOV	305,00	908,90	952,14	581,99	590,76	539,97	688,72	2,98	231,11
DIC	271,54	796,33	830,23	545,57	548,60	558,21	633,28	2,94	215,40
PROM.	260,29	766,93	768,47	565,91	550,13	522,86	617,83	2,95	209,35

Fuente: datos de las declaraciones juradas del concesionario

La diferencia entre el WTI y el precio promedio ponderado local se hace mayor a partir de Julio por el aumento de las retenciones dictadas por el P.E.N.

Diferencia entre el precio internacional WTI y el local- Año 2.004

Precio de venta de crudo Palmar Largo



C.F.I

PROVINCIA DE FORMOSA

TAREA 8

SEGUIMIENTO DEL MONITOREO DEL MEDIO AMBIENTE

INFORME FINAL

Plan de Monitoreo Ambiental 2.004

Tareas Realizadas

1. Pozos y locaciones

1.1. Completar los carteles de peligro en las locaciones donde están faltando, así como los cierres perimetrales de RL -x- 1 y PLE -a- 2.

Se realizo Puesto La Entrada (Ramón Lista sin actividad)

1.2. Sanear las locaciones de Palmar Largo donde hubiera derrames de agua de purga.

Se encuentran saneadas

1.3. Retirar toda la cañería fuera de servicios en los pozos de Palmar Largo.

Se realizaron correctamente

2. Piletas

2.1. Señalizar los lugares donde se encuentran las fosas de quema y construir un cerco con tubing y alambre para evitar la caída de animales mayores, en todas aquellas piletas que no tengan. Reparar los cercos donde falte.

Se eliminan fosos de quema. Se construyo pileta metálica rodante.

2.2. Sanear todas las fosas de quemas donde hay petróleo y agua de producción. Mantener el nivel tan bajo como sea posible.

Se encuentran saneadas

3. Líneas de conducción

3.1. Completar el soterramiento de las cañerías nuevas que llegan a la batería de Palmar Largo. Colocar cerca de la locación, carteles de peligro, debido a las altas temperaturas de los ductos.

Se encuentran ejecutados (carteles constantemente robados)

3.2. Completar la señalización de los ductos nuevos, particularmente en los cruces de caminos.

Están completados

4. Agua de Producción

4.1. Continuar con las muestras y análisis del agua separada, y realizar los tratamientos adecuados antes de inyectarlas a formación.

Se realizan regularmente.

4.2. Reparar las pérdidas observadas en los pozos sumideros de Palmar Largo, asimismo reparar las piletas de agua de purga en esta Batería y en Cañada Rica.

Se repararon piletas de Palmar Largo y Cañada Rica

5. Baterías y Tanques

5.1. En Palmar Largo, sanear la zona cercana a las piletas de agua de purga. Completar el tapado de zanjas y cañerías, y construir recintos de contención en zona de bombas y separadores.

Las zonas cercanas a las piletas están saneadas listas para reforestar. El tapado de zanjas y cañerías y recintos de contención están ejecutadas.

5.2. En Cañada Rica sanear toda la zona afectada con agua de purga en la playa de tanques, bordes de la pileta de purga y en la pileta de escape del compresor.

En la playa de tanques se encuentran saneadas. En bordes de la pileta de purga y en la pileta de escape del compresor se hizo.

5.3. Mantener visible la fecha de los extintores portátiles. No retirar las tarjetas de vencimiento.

Están en orden (anillo verde vencimiento de los extintores hasta el 2005)

6. Caminos y Vías de acceso

6.1. Faltan en el yacimiento, más carteles que adviertan sobre la "Prohibición de Cazar" y "Zona de Gas".

Ejecutados

7. Residuos Sólidos

7.1. Continuar con el plan de manejo llevado adelante, e instruir a todos los contratistas a que retiren los residuos que generen cuando trabajen en puntos aislados de soldaduras, cañerías, tendidos, etc.

No se observan residuos.

8. Efluentes Líquidos

8.1. Instalar baños químicos cuando los trabajos a desarrollar ocurran fuera del campamento principal, y donde la duración de la tarea, sea prolongada (varias días).

Sin trabajos ni tareas.

Prospección Sísmica- Monitoreo Ambiental

Se presenta una síntesis de las tareas ejecutadas previamente, durante y después de la implementación de la Sísmica 3D.

1. Relevamiento de Presísmica: donde se describe el estado de situación de la vegetación al inicio de las operaciones.
2. Etapa Preparatoria: donde se describe la apertura de trochas y reapertura de picadas.
3. Registración: donde se describe las diferentes operaciones del proyecto.
4. Abandono y Restauración: donde se describen las tareas realizadas para el abandono de las líneas, campamento, etc.

1. RELEVAMIENTO DE PRESÍSMICA

En esta etapa de "Presísmica", las actividades se dividieron en dos. Por un lado se realizó una inspección y clasificación de las antiguas picadas sísmicas que fueron utilizadas como líneas de emisión, y por otro lado un relevamiento de la vegetación, previo a las actividades del proyecto.

1.1 Inspección y Clasificación de Picadas

Se realizó un reconocimiento previo del terreno, ubicando las picadas existentes, recorriendo parte de su trazado y evaluando aspectos relacionados con la caracterización del grado de revegetación de las mismas.

Sobre la base de este reconocimiento, se definieron tipos de picadas en función del grado de revegetación, transitabilidad y procedimientos de reapertura a utilizar.

Se realizó una inspección ocular de tramos de picadas, y a cada picada se le asignó un tipo. Los tramos inspeccionados se definieron en función de su accesibilidad.

Se definieron cinco tipos de picadas, cuyas características se describen a continuación:

1.2 Tabla 1: Matriz de asociación de tipo de picada, procedimiento de reapertura restricciones

Tipo	Grado de Revegetación	Transitabilidad	Herramientas a utilizar	Procedimiento de apertura	Restricciones necesarias
I	Nulo	Camino vehicular	Ninguna	No es necesario. Caminos vehiculares.	Ninguna.
II	Media	Camioneta con dificultad	Machete y motosierra	Macheteo y uso ocasional de motosierra.	Ninguna.
III	Media Densa	Caminando sin dificultad	Machete, motosierra y tractor a orugas	Aplastamiento de la vegetación menor con tractor a orugas usando la pala levantada. Corte de árboles y arbustos con machete o	Nunca arrancar árboles de raíz. No remover el suelo.

Tipo	Grado de Revegetación	Transitabilidad	Herramientas a utilizar	Procedimiento de apertura	Restricciones necesarias
				motosierra.	
IV	Máxima	Caminando con dificultad	Machete, motosierra y tractor a orugas	Aplastamiento de la vegetación menor con tractor a orugas, con la pala levantada. Corte de árboles y arbustos con machete o motosierra.	Nunca arrancar árboles de raíz. No remover el suelo.
V	Picadas Anegadizas	Se utilizarán líneas de iguales características que las de recepción.			

1.2 Relevamiento Previo de la Vegetación

Líneas Emisoras

Como la vegetación existente en las picadas es visiblemente diferente a la circundante (incluso en las picadas totalmente revegetadas) fue preciso restringir el muestreo al trazado de las mismas. Por ello se realizó un muestreo sistemático de las picadas, contando los ejemplares de arbustos, árboles y regeneración dentro de unidades muestrales rectangulares de 10 m x 4 m, discriminándolos por especie. En un sector de 2 m x 1 m, ubicado en el ángulo SO de la unidad muestral anterior, se estimó la cobertura de gramíneas, bromeliáceas y demás vegetación del estrato inferior.

Líneas Receptoras

Asumiendo que las picadas de recepción afectan vegetación no disturbada previamente en forma localizada, las unidades muestrales se ubicaron en forma independiente al trazado de las picadas de recepción, a una distancia mayor a 50 m desde picadas viejas. La localización de cada una se realizó con la ayuda de un GPS navegador.

3. APERTURA DE LÍNEAS

3.1 Apertura de Líneas Receptoras

Sobre las líneas receptoras se extiende el material de registración, encargado de recibir la onda sísmica: cables, cajas, ristras, geófonos. Sobre estas líneas, se realiza un relevamiento planialtimétrico, que determina precisamente la ubicación de los puntos de recepción.

Las líneas emisoras de explosivos, de las mismas características que las receptoras, corren perpendiculares a ellas. Sobre éstas líneas se colocan las cargas explosivas que generan la emisión de la onda sísmica.

En ambos casos, es necesario realizar una apertura en el monte que permita el desplazamiento de todo el personal, material y equipamiento necesario para las tareas de topografía, registración y supervisión.

3.1.1 Técnicas de apertura

Se establecieron procedimientos a seguir, tomados de los lineamientos establecidos en el Estudio de Factibilidad Ambiental, y otros establecidos durante la supervisión de la actividad:

Aspecto	Restricción
Ancho máximo de la trocha	1,5 metros
Herramientas utilizadas	Machete y motosierra
Diámetro máximo de corta de árboles	15 cm en la base (DAB)
Diámetro máximo de corta de cactáceas	20 cm en la base (DAB)
Altura del corte	10 cm
Técnica de corte	En bisel, sin producir astilladuras
Renovales de quebracho colorado	No cortar
Renovales de otras especies arbóreas	Evitar la corta en lo posible
Fauna silvestre	Prohibición de la caza o recolección
Recarga de combustible en motosierra	Se realiza sobre una cobertura plástica extendida en el suelo
Residuos generados en la trocha	Se recogen y son llevados al campamento

3.2 Apertura de Líneas Emisoras

Estas líneas se establecieron sobre las antiguas picadas, abiertas por YPF S.A. en los años '60 y '80 cuando se realizaron las primeras prospecciones en la zona.

Debido al avance de la vegetación observado sobre las líneas, fue necesario realizar una reapertura de las mismas para permitir el paso de los vibros.

Las condiciones de trabajo en campo, especialmente la escasa conectividad entre líneas de emisión, hizo que fuera necesario reabrir picadas de Tipo III y IV para utilizarlas como conexión entre picadas de emisión, ya que no existían alternativas de paso menos revegetadas. A pesar de los esfuerzos por concentrar el tráfico de vibroseis y camionetas por picadas de tipo I y II, se tuvieron que habilitar 15,6 km de picadas Tipo III y 4,4 km de picadas Tipo IV con esos fines. En la siguiente Tabla queda expresada la extensión total de picadas habilitadas al paso de vibroseis y camionetas.

Tipo	Emisión		Total (Emisión + Tránsito y conexión)	
	Longitud [m]	%	Longitud [m]	% de aumento respecto a lo previsto en Presísmica
I	18.210	7,54	94.532	419,12
II	62.970	26,06	144.659	129,73
III	112.120	46,41	127.769	13,96
IV	48.290	19,99	52.652	9,03
Total	241.590	100	419.612	

3.2.1 Técnicas de apertura

Apertura manual

La totalidad de las líneas emisoras de vibroseis, se abrieron en forma manual, utilizando cuadrillas de operarios equipados con machetes y motosierras.

Los procedimientos establecidos, muy similares a los utilizados para la apertura de líneas receptoras, fueron los siguientes:

Aspecto	Restricción
Ancho máximo de la picada	4 metros
Herramientas utilizadas	Machete y motosierra
Diámetro máximo de corta de árboles	15 cm en la base (DAB)
Diámetro máximo de corta de cactáceas	20 cm en la base (DAB)
Altura del corte	10 cm
Técnica de corte	En bisel, sin producir astilladuras
Renovales de especies arbóreas	En lo posible evitar la corta
Fauna silvestre	Prohibición de la caza o recolección
Recarga de combustible en motosierra	Se realiza sobre una cobertura plástica extendida en el suelo
Residuos generados en la trocha	Se recogen y son llevados al campamento

3.2.2 Supervisión de la actividad

En este caso, no fue posible llevar planillas de registro como se hizo con las líneas receptoras. La ejecución de los trabajos de topografía, a posteriori de la apertura de las picadas, no permitía referenciar geográficamente los registros, por lo cual, se descartó esta tarea. Se realizaron supervisiones en forma de muestreo, recorriendo tramos previamente seleccionados.

3.3 Apertura de Líneas de Unión

Las líneas de unión fueron utilizadas para el tráfico de vibros, transporte de material y personal, entre las líneas emisoras. Con dirección aproximadamente perpendicular a las emisoras, las líneas de unión fueron abiertas también sobre antiguas picadas de prospección.

3.3.1 Selección de líneas

Para la apertura de las líneas de unión, se adoptó como criterio general, elegir aquellas líneas que además de brindar una solución operativa, hayan sido clasificadas como Tipo I y II. Como modalidad de trabajo se adoptó la siguiente: la contratista proponía varias alternativas de unión, después de una recorrida por parte de la Auditoría, se seleccionaba una de las líneas, priorizando aquella con menor grado de revegetación. En la mayoría de los casos, las líneas elegidas fueron del Tipo I y II, y excepcionalmente de Tipo III.

3.3.2 Técnicas de apertura

Los procedimientos de apertura fueron los mismos utilizados para la apertura de las líneas de emisión.

3.4 Aperturas de Líneas en el Bañado

El área afectada por el bañado del Río Pilcomayo, constituye poco menos de 10% de la superficie del proyecto. En éste área, ubicada en la zona oriental del proyecto, la apertura de líneas tuvo sus particularidades, principalmente para las líneas emisoras.

En este caso, la emisión se realizó con equipo portátil, por lo cual las características de las líneas emisoras fueron las mismas que las líneas receptoras en cuanto al ancho de apertura, cantidad y calidad de la vegetación alterada. Además de las líneas emisoras ubicadas en la zona del bañado, en las líneas 407, 409, 415, 438 y 440, ubicadas fuera del bañado, se realizó emisión con explosivos.

3.4.1 Acceso a la zona

El acceso a la zona estuvo dificultado por tres brazos del Río Pilcomayo, que surcan el bañado con dirección aproximadamente Norte - Sur. Para el paso de los mismos, se montaron balsas y puentes en varios puntos a la altura de las líneas E451, E461 y E467. En algunos casos, se utilizaron materiales de la zona, remanentes de la apertura de líneas (varas de palo bobo *Tessaria integrifolia*), o troncos de palmera muertos.

3.4.2 Técnicas de apertura

Se utilizaron los procedimientos utilizados para las líneas receptoras. En gran parte de la zona, la vegetación dominante es la totora (planta herbácea que no supera los 3 m de altura), por lo que la apertura se limitó al corte de este tipo de vegetación, para lo cual solamente se utilizó machete y motoguadaña.

4. PERFORACIÓN DE DROMOCRONAS

Las dromocronas o up- holes son perforaciones que se realizaron --para este proyecto-- a 75 m de profundidad. En ellas se colocan cargas explosivas a distintas profundidades, cuya detonación a distintos tiempos, captada por los geófonos, permiten conocer la profundidad de la capa de suelo meteorizada.

Esta información, es utilizada para el diseño de la registración, y para corregir algunos parámetros posteriormente.

En este proyecto, se perforaron 19 dromocronas, ubicadas en distintos puntos, en cruces de picadas emisoras y líneas receptoras.

4.1 Tratamiento de Efluentes de Perforación

La perforación en suelo con material poco consolidado, como es el de la zona del proyecto, requiere la inyección de algún material que permita ir fijando las paredes del pozo, para evitar su desmoronamiento. En este caso se utilizó una suspensión de bentonita.

La bentonita es una arcilla totalmente inerte, por lo tanto los restos del efluente fueron esparcidos sobre el suelo de las picadas, a modo de riego.

4.2 Remediación Final

Una vez realizada la prueba, los pozos de las dromocronas fueron totalmente obturados con el material extraído, sin quedar prácticamente rastros de la intervención.

5. EMISIÓN CON EXPLOSIVOS

5.1 Perforación de Pozos

Sobre las líneas emisoras, con una separación de 80 m entre sí, se perforaron los pozos destinados a contener la carga explosiva. La profundidad de la perforación fue de 20 m, y se realizó con taladros propulsados con motor a explosión. Al igual que las dromocronas, la perforación de estos pozos, fue coadyuvada con la inyección de una suspensión de bentonita.

Para la preparación de la suspensión de bentonita, se excavó una pileta próxima al pozo, con una capacidad de unos 80 litros. Desde allí se recircula la suspensión, con una motobomba, a medida que avanzaba la perforación.

5.2 Carga de Pozos

Posterior a la perforación, se realizó la carga del pozo. Para ello, se utilizaron 2 Kg de pentolita, dejándose los cables listos para el momento de la detonación.

5.3 Manejo de Explosivos

Los explosivos utilizados fueron almacenados en el polvorín, instalado a unos 700 m en línea recta, hacia el Noreste del campamento.

El sitio, alejado de viviendas o poblaciones, fue cercado por un tejido perimetral de 1,5 m de altura, y contó con guardia durante las 24 horas del día.

6. EMISIÓN CON VIBROSEIS

En la mayor parte del proyecto (90%), la emisión de la onda sísmica, se realizó con camiones vibros.

La vibración fue generada por dos sets de tres vibros cada una, quedando en cada caso un vibro de repuesto.

6.1 Tránsito en Zonas Pobladas

Parte del trazado de las líneas de registración, pasó por cercanías de centros poblados.

En estos casos, fue necesario transitar con los vibros en la zona de la localidad de El Potrillo y las Comunidades Aborígenes de La Mocha y El Silencio.

Se supervisó especialmente el paso de los vibros por zonas pobladas, para asegurar el cumplimiento de las medidas de seguridad necesarias para evitar cualquier tipo de incidente.

6.2 Tránsito en Condiciones Normales

La registración en su primera etapa, que ocupó los swath 11, 12, 13, 14 y 15, pudo realizarse en condiciones normales, ya que hasta ese momento no se registraron lluvias que afecten la transitabilidad de las picadas.

En estas condiciones, el tráfico de los vibros por las picadas, no generó impactos ambientales de importancia, salvo el apoyo de la plancha en el suelo. Se trata de un impacto puntual, que no superó los 2 kg/cm² de presión específica sobre el suelo.

6.3 Tránsito en Condiciones Húmedas

En el resto de los swath, desde el 1 al 10, se trabajó en condiciones húmedas. Esto no estaba previsto en la propuesta inicial del proyecto, pero se llegó a esta situación por los problemas operativos que tuvo la contratista, que demoraron el desarrollo normal del proyecto.

El trabajo en estas condiciones, fue aceptado bajo condición de que se realice la remediación correspondiente, una vez finalizada la registración.

Se generaron profundos huellones sobre las picadas, traducidos en un impacto visual o paisajístico muy importante. Estos huellones además, generaron posibles vías de escurrimiento del agua de lluvia, que al estar encauzada aumenta su poder de erosión.

7. ABANDONO DE LÍNEAS

7.1 Abandono y Restauración de Líneas en el Bañado

Si bien la Auditoría Ambiental, elaboró y comunicó con la debida antelación, las Pautas para la restauración ambiental del proyecto, inicialmente no se cumplieron por parte de la contratista los lineamientos establecidos, sobre todo en lo que respecta al cierre de líneas.

7.1.1 Recolección de residuos

Se recolectaron todos los materiales no biodegradables: banderines plásticos, cintas plásticas y botellas descartables.

7.1.2 Cierre de líneas

El cierre de líneas en la zona del bañado no se cumplió correspondientemente. Una parte del área de bañado, estaba cubierta por vegetación boscosa, entre las líneas R302 y R308. En esa área, donde era necesario realizar el correspondiente cierre de las líneas, con los restos de vegetación extraídos en la apertura, no se realizó la remediación ya que la creciente del bañado impidió el acceso a la zona.

El resto del área, entre las líneas R290 y R300, cubierta por el totoral, no fue necesario realizar el cierre de líneas, ya que en ellas no se extrajo vegetación leñosa.

7.1.3 Remediación de pozos

Los pozos excavados, para la recirculación de la suspensión de bentonita en la perforación sobre las líneas emisoras, fueron tapados con la tierra extraída.

7.1.4 Supervisión final

Una vez realizadas las tareas de restauración y abandono en el bañado, se realizó una supervisión final de las líneas receptoras y emisoras.

7.2 Abandono y Restauración de Líneas Receptoras

Las tareas de restauración y abandono de líneas receptoras, se llevaron a cabo durante el mes de enero de 2004.

7.2.1 Recolección de residuos

Las estacas utilizadas en la demarcación, fueron abandonadas de las líneas, ya que además de tratarse de material biodegradable, las mismas fueron construidas con restos del material vegetal extraído en la apertura de líneas.

Se retiraron todos los materiales no biodegradables encontrados en la línea.

7.2.2 Cierre de líneas

Casi la totalidad de las líneas receptoras fueron cerradas en toda su extensión. Las ramas extraídas durante la apertura, fueron dispuestas sobre las líneas, para impedir o dificultar la circulación sobre las mismas, y así evitar que se conviertan en sendas.

Quedaron sin cerrar tramos de las líneas R232, R234, R236 y R238, entre las emisoras E423 y E425, a solicitud de un poblador local. Estos tramos coinciden con el perímetro de un potrero, y fueron dejados abiertos, para lo cual se labró un acta para dejar constancia de la no remediación.

Por otro lado, la línea R266, al Sur de la Comunidad El Silencio, también fue dejada abierta, respondiendo a una solicitud de la Comunidad que utilizaría la línea abierta para el acceso a su apiario.

7.2.3 Supervisión final

A medida que se avanzó en la remediación de las líneas, se recorrieron tramos de líneas remediadas, de acuerdo al parte diario de avance recibido de la contratista. Los tramos recorridos, formaron parte de una muestra de supervisión.

En varios tramos, fue necesario repasar la remediación, porque la misma no cumplió con los requerimientos solicitados, dejándose importantes espacios abiertos. En estos casos, los grupos de trabajo debieron volver sobre las líneas y terminar el cierre correctamente.

En general, para las líneas receptoras la remediación se cumplió satisfactoriamente. Las trochas que quedan sin remediar totalizan los 39,4 km. y obedecen a tres situaciones:

Tramos de trochas que quedaron aisladas con la creciente del río (32,6 km.), y las condiciones de seguridad actuales no permiten realizar la remediación¹.
Tramos de trochas que se encuentran inundadas (4,1 km.) y el tráfico de personas por las mismas ocasionaría más daño que el que se quiere remediar.
Tramos de 4 trochas que se encuentran dentro de un alambrado (2,7 km.), cuyo propietario/ocupante se opone fervientemente a que se remedien tales trochas.

Las líneas remediadas pueden observarse en el mapa anexo.

7.3 Abandono y Restauración de Líneas Emisoras

En las líneas emisoras, además de la recolección de residuos y el cierre de las líneas, las pautas para la restauración y abandono, establecían la remediación de los huellones generados por el tránsito de los vibros en condiciones húmedas.

7.3.1 Recolección de residuos

Parte de los banderines plásticos utilizados para la señalización de los puntos de vibración, fueron recogidos inmediatamente después de la registración. Un operario iba caminando tras los vibros recogiendo los banderines. Por otro lado, durante el abandono de líneas, se recogieron los residuos remanentes.

7.3.2 Cierre de líneas

El cierre de líneas emisoras, se realizó sobre todo en las Tipo III y IV.

¹ A pesar de que las condiciones que se daban inmediatamente después de haberse registrado dicha porción del proyecto, hubiesen permitido la remediación.

Al igual que en las líneas receptoras, los restos de ramas extraídos durante la apertura, fueron dispuestos sobre la picada, dificultando el tráfico por la misma. De esta manera, se espera una rápida recuperación de la vegetación, a partir de los rebrotes de las cepas remanentes, las cuales en su mayoría no fueron afectadas en la apertura.

7.3.3 Remediación de huellones

Previo al cierre de las picadas, se procedió al rellenamiento de los huellones generados, por el tráfico de vibros y camiónetas, siempre y cuando no se haya acumulado agua al momento de la remediación. Esta tarea, se realizó en forma manual sobre las líneas Tipo III y IV, utilizando picos y palas. Sin embargo, queda pendiente un porcentaje del total, que está previsto tratar una vez finalizada la temporada de lluvias.

En las líneas Tipo I y II prácticamente no se procedió a la remediación de huellones solo en un corto tramo, tarea que deberá ser completada al final de la temporada de lluvias junto con el cierre de las líneas.

En este caso, la remediación podrá realizarse utilizando maquinaria: motoniveladora y/o retroexcavadora.

7.3.4 Contención del avance del río

Al final de la remediación, se observó un importante avance de la creciente del Río Pilcomayo. Sobre algunas líneas emisoras a la orilla del bañado, se construyeron bordos de tierra con el objetivo de contener la creciente, de manera que la misma no avance encauzándose por las líneas emisoras.

7.3.5 Supervisión final

En forma paralela a la remediación, se cumplió con las tareas de supervisión, recorriendo gran parte de los tramos remediados.

La velocidad de avance relativamente lenta de los grupos de trabajo (5 km/día) permitió una supervisión más intensiva.

Al final de esta etapa de la remediación, culminada el 31 de enero de 2004, el estado de avance de la remediación es el siguiente:

Tipo	Remediadas	Sin remediar
III y IV	42,4 km	137 km
I y II	4,1 km	202,9 km

Las líneas remediadas pueden observarse en el mapa anexo. La longitud total de líneas remediadas y la de líneas sin remediar, fueron acordadas con la contratista, para lo cual se firmó una Certificación Final de Trabajo.

8. ABANDONO DEL CAMPAMENTO

8.1 Desmovilización de Trailers

Conforme a las normas y procedimientos de seguridad, se realizó la desmovilización de los trailers.

8.2 Remediación de Fosas de Tratamiento de Efluentes Cloacales

Las fosas de tratamiento de los efluentes cloacales, fueron desagotadas finalmente utilizando el camión atmosférico de la planta de Pluspetrol. Posteriormente, se realizó el encalado de los pozos para neutralizar la reacción de los restos, eliminando las posibilidades de supervivencia de los microorganismos.

Como medida final, ambos pozos fueron rellenados con la tierra extraída durante su excavación, compactando la tierra con las ruedas de la retroexcavadora.

8.3 Remediación de Fosas de Residuos

La fosa de tratamiento de los residuos orgánicos, fue rellenada directamente ya que los últimos restos arrojados estaban prácticamente descompuestos.

En la fosa de acumulación provisoria de los residuos inorgánicos, se extrajeron los residuos remanentes, los cuales fueron trasladados al basural de la localidad de Ingeniero Juárez. Posteriormente, la fosa fue rellenada con tierra y compactada.

8.4 Desmontaje del Tendido Cloacal

El tendido cloacal fue completamente desmontado, extrayendo toda la extensión de cañería utilizada. Los restos del tendido extraído fueron retirados por la contratista para su disposición final.

8.5 Desmontaje del Tendido Eléctrico

El tendido eléctrico fue desmontado en su totalidad, levantando cables y postes.

8.6 Escarificación de la Planchada

En la planchada del pozo PL B, donde se instaló el campamento del proyecto, se realizó una escarificación del suelo. Para ello se utilizaron las uñas de la motoniveladora.

Esta escarificación se realizó para mejorar las condiciones del suelo, aumentando la infiltración y así disminuir las posibilidades de escorrenría superficial y el poder erosivo del agua. Además, una buena aireación del suelo, genera mejores condiciones para la recuperación de la vegetación.

9. COMENTARIO FINAL

La tarea realizada debe ser destacada, pues se logró una integración efectiva en la ejecución de la Sísmica 3D, entre el personal de la contratista, el comitente y la autoridad de aplicación.

Los recursos asignados por los distintos actores fueron suficientes, lo que permitió arribar a resultados altamente positivos en la prevención y control ambiental, en una región de ecosistemas de alta sensibilidad.

El material informativo compilado y la documentación obtenida sobre la caracterización de la cobertura vegetal en el área, es considerado como un aporte al conocimiento del comportamiento y presencia de dicho conjunto de especies en el área, como integrantes de una biodiversidad que representa la cuenca del Río Pilcomayo.

Se debe destacar, además, que en carácter de resarcimiento al ecosistema, se elaboró un Plan de Forestación con el aporte de expertos nacionales e internacionales.

Este proyecto considera una forestación de cinco polígonos, que suman una superficie total de 10,8 ha, previendo que su implementación esté a cargo de integrantes de la población local como un elemento más que contribuye a la preservación ambiental en la región.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Aguilo Alonso, M. Et Al. 1996. Guía para la elaboración de estudios del medio físico. Ministerio de Medio Ambiente. Secretaría General de Medio Ambiente.
- Ambiental S.A. 2003. Estudio de Factibilidad Ambiental. Programa Sísmico 3D Área Palmar Largo. Buenos Aires.
- Cabrera, A. 1976. Regiones fitogeográficas argentinas. Fascículo 1. Enciclopedia Argentina de Agricultura y Jardinería. Segunda Edición, Tomo II. Editorial ACME S.A.C.I.
- Gonesa F. Vitor, V. 1997. Auditorías Medioambientales. Guía Metodológica. 2ª Edición. Ediciones Mundi Prensa. Madrid.
- Giménez, A.M. y Moglia, J.G. 2003. Árboles del Chaco Argentino. Guía para el reconocimiento dendrológico. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Ministerio de Desarrollo Social. Facultad de Ciencias Forestales, Universidad Nacional de Santiago del Estero.
- Grulke, M. 1994. Una propuesta de manejo silvopastoril para la zona del Chaco Salteño. Informe final de la Práctica NADEL. Eidgenössisch-Technische Hochschule Zurich. 150 p.
- Jafta (Asociación de Tecnología Forestal del Japón). 1994. Estudio sobre inventario y manejo forestal en la región del Parque Chaqueño en la República Argentina; Informe de Progreso II, Formosa, Argentina.
- Jafta (Asociación de Tecnología Forestal del Japón). 1995. Estudio sobre inventario y manejo forestal en la región del Parque Chaqueño en la República Argentina; Informe Intermedio, Formosa, Argentina.
- Morello, J. y J. Adámoli. 1974. Las Grandes Unidades de Vegetación y Ambiente del Chaco Argentino. Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria. Serie Fitogeográfica N° 13. Buenos Aires. Argentina.
- Mueller, D; Ellemberg, D.H. 1974. Aims an Methods of Vegetation Ecology; John Wiley & Sons; New York.

C.F.I

PROVINCIA DE FORMOSA

TAREA 7

ORGANISMOS FEDERALES

INFORME FINAL

Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos

Precio del petróleo. Descuentos por retenciones

En primer instancia el Gobierno Nacional a los efectos de contener el precio de venta al público de los combustibles, organizo un acuerdo de precios (Resolución 85/03) entre productores de petróleo y refinadores para lograr que el valor de venta del petróleo en forma local fuera de 28,5 u\$s/bl.

Cuando el precio fuera mayor se generaba un crédito para los productores y cuando fuera menor el crédito sería para los refinadores. A lo largo de las distintas fluctuaciones del precio se haría la final la compensación de ambos créditos.

Pero la realidad fue distinta al dispararse el precio del barril de petróleo hasta los casi 50 u\$s. En vista de ello el Gobierno Nacional no siguió con el acuerdo de precios y aumento las retenciones a la exportación de petróleo para seguir logrando la estabilidad del precio local de los combustibles.

La situación generada a partir del acuerdo y de las retenciones devino en una diferencia de ingresos por regalías de las Provincias.

OFEPHI solicitará a la Secretaría de Energía el arbitraje de una solución y sugerirá que, en definitiva, sea aquélla la que establezca una definición sobre esas diferencias entre el valor del petróleo internacional (con sus descuentos de calidad y flete) y el calculado para las el pago de regalías.

Resolución 435 Descuentos por Gastos de Tratamiento

OFEPHI continúa realizando gestiones para dar satisfacción a reclamos respecto de los descuentos indebidos en el cálculo de regalías. Como es sabido, la Resolución S.E. N° 435/04, que satisfizo una reivindicación de las Provincias productoras de larga data referida a los hidrocarburos líquidos, es resistida por las empresas. Por lo tanto se elevo una nota a la Secretaría de Energía solicitándole que intime su cumplimiento, bajo apercibimiento de la caducidad de los contratos de las empresas que procedieran en contrario. Y con relación al gas, la OFEPHI redactó un proyecto para modificar las Resoluciones de la S.E. N° 188/93 y N° 73/94 que sirva de base para la discusión con los técnicos de la Secretaría de Energía, en una serie de reuniones que tendrán lugar a la brevedad.

Incumplimiento de la Resolución N° 435/04. Descuentos por gastos de tratamiento

Se reclamo a la Secretaria de Energía quien cursa notificaciones a las empresas y confecciona los expedientes de reclamo. Formosa tiene el reclamo por el descuento del 1% en Palmar Largo a Pluspetrol y Dong Won.

En las Declaraciones Juradas de Diciembre 2.004, Pluspetrol devuelve el 1% cobrado como gasto de tratamiento desde el Mes de Mayo del 2.004 hasta la fecha. D. Won también no cobra el ese 1 % en Diciembre pero sin retroactividad.

Conciliación de deudas por Empresa y por Provincia referente a la Resolución N° 85/03 (acuerdo de precios a 28,50 u\$s/bl).

Se envía nota al Secretario de Energía de la Nación porque el acuerdo de precios entre productores y refinadores al fijar el precio en 28,5 u\$s/bl surgía una diferencia con el precio wti siempre por arriba del valor del acuerdo. Formosa al informar Pluspetrol que no realizo acuerdo con Refinor, no le correspondería ninguna diferencia.

Conciliación de deudas por Empresa y por Provincia referente a las diferencias del tipo de cambio (dólar petrolero) del período Diciembre/01-Mayo/02.

Al salirse de la convertibilidad, se debería abonar las regalías al dólar libre y las empresas lo hicieron a una tasa de cambio menor. Ypf hizo un acuerdo y arreglo con la mayoría de las Provincias. Formosa como Ypf exporta su producción pago bien. Queda el reclamo de las otras que vendieron a Refinor.

La Sec. de Energía intimó a las Empresas restantes a regularizar la situación so pena que en caso contrario ella lo dictaminara.

Comisión de estudios de diseño de Ramales Provinciales del Gasoducto del Noreste Argentino (GNA)

Pliego de licitación del estudio de los Ramales.

Se publico el aviso en el diario Clarín de la Capital Federal, referido al llamado a concurso de precalificación para el diseño de los Ramales Provinciales correspondientes a las provincias que forman parte del Acuerdo Federal.

Se interesaron varias firmas siendo finalmente 9 las que compraron el pliego.

Se están analizando las condiciones técnicas de las Empresas y se seleccionaran entre 3 o 4 de ellas.

Válvulas de derivación

Se curso a las provincias el pedido de indicar las válvulas de derivación del gasoducto troncal necesarias a conectar en cada localidad

Previsiones presupuestarias

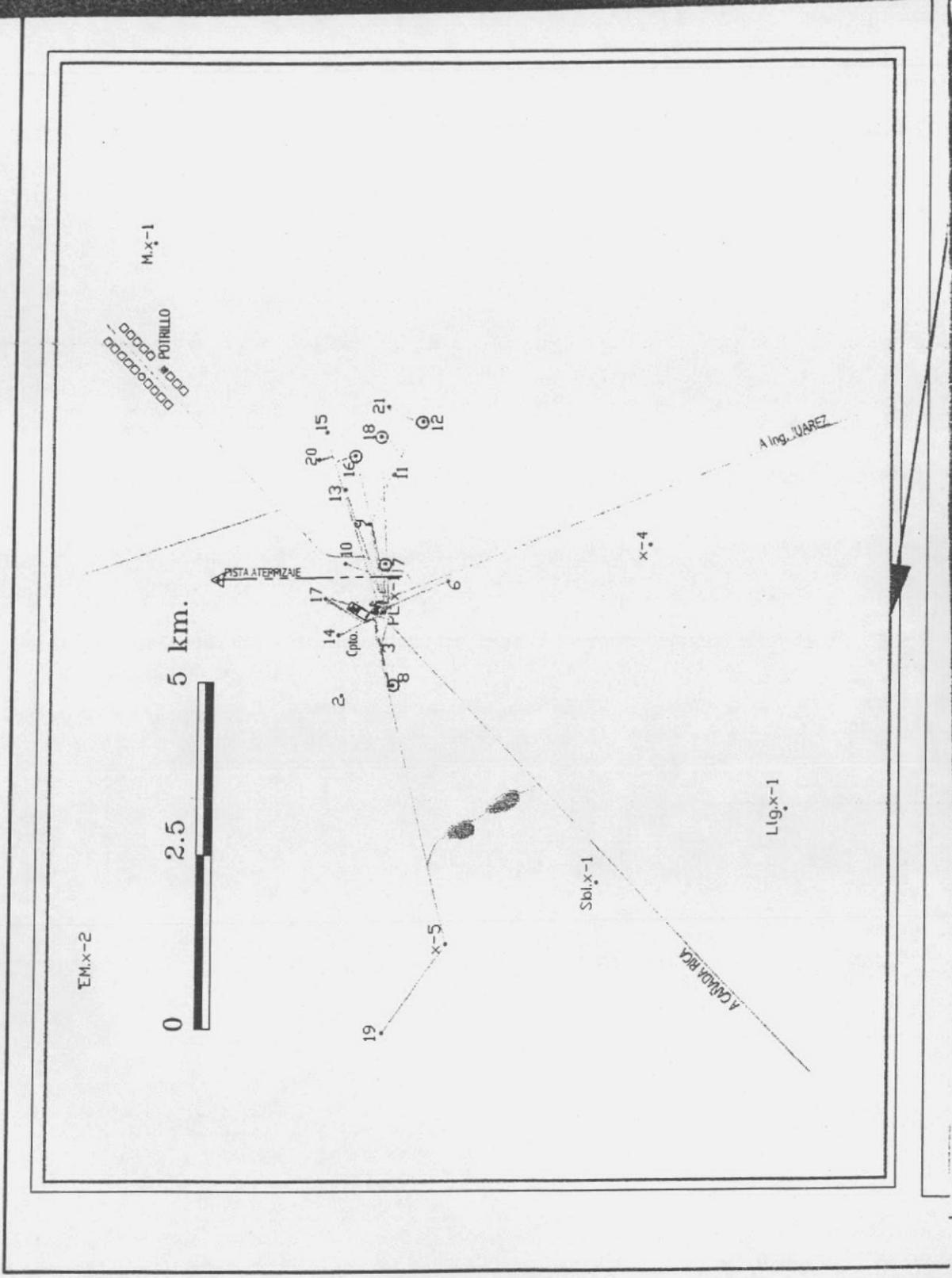
Se iniciaron trámites ante el Ministerio de Economía para realizar previsiones presupuestarias para los años 2005, 2006 y 2007, las que serían aplicadas a la construcción de los ramales provinciales que derivarán del futuro gasoducto del Noreste.

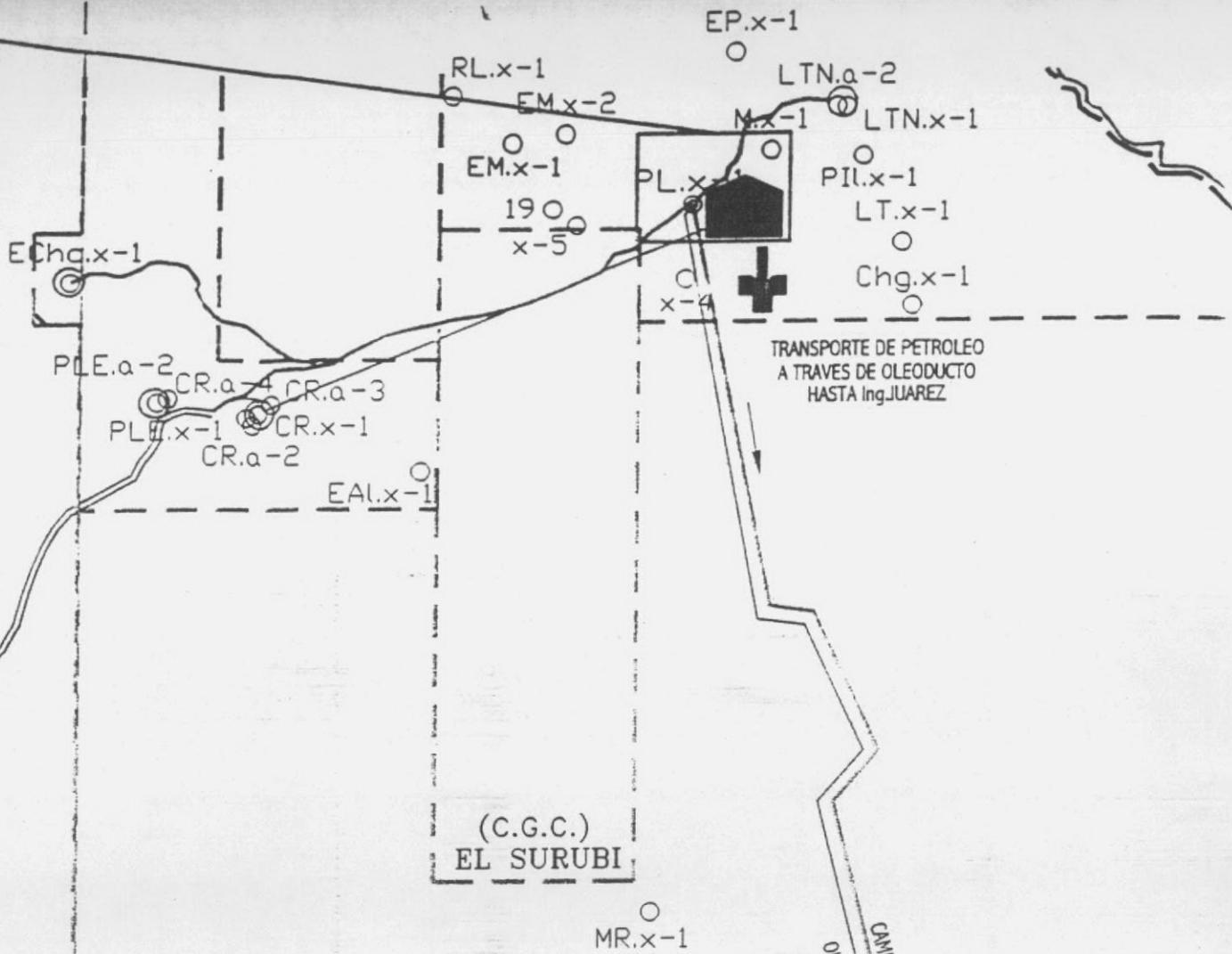
ANEXOS

POZOS DE PETROLEO PALMAR LARGO

CUENCA SEDIMENTARIA NOROESTE

CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA REPUBLICA ARGENTINA





PROVINCIA DE FORMOSA

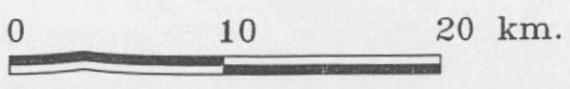
OLEODUCTO PALMIR-JUAREZ
 CAMINION PALMIR-JUAREZ

an J. Page

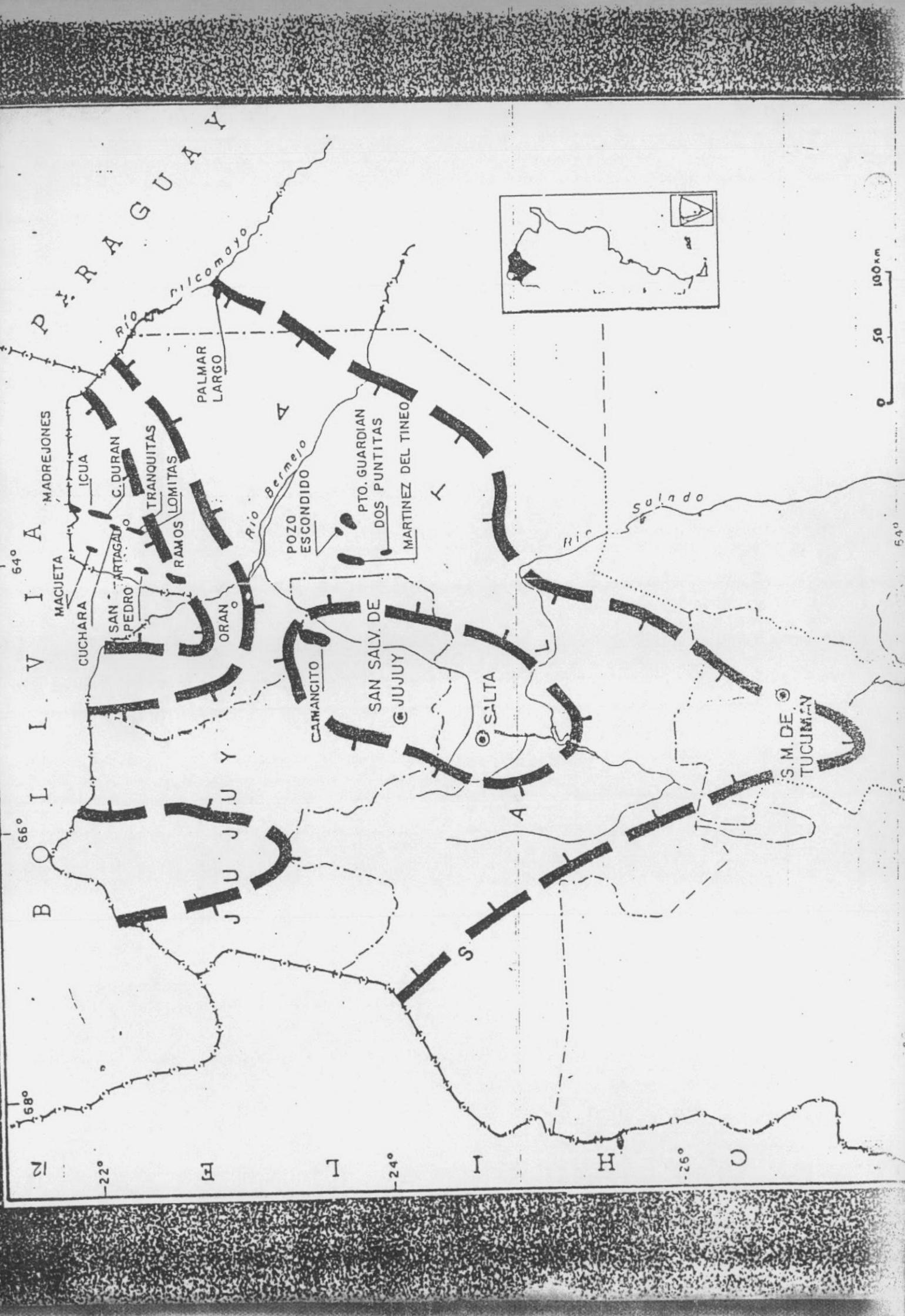
Tte. Grl. R: M: Fraga

PUNTO DE ENLACE
 FIN TRANSP. DUCTO
 A INICIO TRANSP. F.C.

CARGADERO
 Ing.JUAREZ



Ing.Juarez
 a Formosa



CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA REPUBLICA ARGENTINA



INFORMES DE INSPECCION DE PALMAR LARGO



FORMOSA, 22 de Setiembre de 2.004

MONITOREO AMBIENTAL YACIMIENTO PALMAR LARGO AÑO 2004

Operador: PLUSPETROL S.A.

INTODUCCION:

Se concretó monitoreo de contralor al Yacimiento Palmar Largo Provincia de Formosa. Fuimos recibidos por los Señores ZAMBRANO y RENE ARAMAYO Jefe de Seguridad de la firma PLUSPETROL.

En los recorridos nos acompañó el Señor René Aramayo.

De acuerdo a lo observado se informa lo siguiente:

CAMINOS DE ACCESO E INTERCONEXIÓN

Se observa en perfecto estado:

La planta de Palmar Largo se observa en funcionamiento y en perfecto estado

POZOS DE PALMAR LARGO VISITADOS:

PL-X-1	Productor
PL-a-2	Inyector de agua
PL 3	Inyector de agua
PL-x-5	Bombeo mecánico (parado p/intervención)
PL-H-6	Productor
PL 7	Productor
PL 8	Inyector de agua
PL 9	Productor
PL 10	Inactivo
PL 11	Inyector de agua (se solucionó la pérdida)
PL 12	Productor (2D) dos veces desviado (se solucionó la pérdida)
PL 13	Inyector de agua
PL 14	Productor
PL 15	Inyector de agua
PL 16	Productor
PL 17	Productor (está intervenido)
PL 18	Productor



PROVINCIA DE FORMOSA
MINISTERIO DE ECONOMÍA, OBRAS Y SERVICIOS
PÚBLICOS
SUBSECRETARÍA DE COMERCIO E INVERSIONES
DIRECCIÓN DE INDUSTRIA, HIDROCARBUROS Y MINERÍA

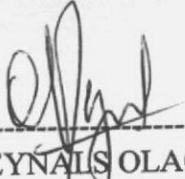
PL 20	Inyector de agua
PL-H-21	Inyector de agua
PL-H-1001	Productor
EP-X-1	Bombeo mecánico
EMO-X-2	Bombeo mecánico
RL-X-1	Cerrado fuera de servicio
RL-X-2	Abandonado (no hay nada)

Todos cuentan con cerco perimetral y cabezal pintado y en funcionamiento

Con respecto al Plan de Monitoreo Ambiental para el año 2.004, adjuntamos informe sobre tareas realizadas.

CRONOGRAMA DE PROXIMA VISITA:

Noviembre del corriente año



REYNALS OLAGUER



MONZÓN MAXIMINO



PROVINCIA DE FORMOSA
MINISTERIO DE ECONOMÍA, OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS
SUBSECRETARÍA DE COMERCIO E INVERSIONES
DIRECCIÓN DE INDUSTRIA, HIDROCARBUROS Y MINERÍA

TERCER MONITOREO YACIMIENTO PALMAR LARGO AÑO 2004

FORMOSA, 25 de Noviembre de 2.004

Operador: PLUSPETROL S.A.

INTODUCCION:

Se concretó monitoreo de contralor al Yacimiento Palmar Largo Provincia de Formosa. Fuimos recibidos por el Señor RENE ARAMAYO Jefe de Seguridad de la firma PLUSPETROL, el cual nos acompañó en los recorridos.

De acuerdo a lo observado se informa lo siguiente:

CAMINOS DE ACCESO E INTERCONEXIÓN

Se observa en perfecto estado:

La planta de Palmar Largo se observa en funcionamiento y en perfecto estado

POZOS DE PALMAR LARGO VISITADOS:

PL-X-1	Productor
PL-a-2	Inyector de agua
PL 3	Inyector de agua
PL 4	No trabajado
PL-x-5	Bombeo mecánico
PL-H-6	Productor
PL 7	Productor
PL 8	Inyector de agua
PL 9	Productor
PL 10	Intervenido
PL 11	Inyector de agua
PL 12	Productor (2D) dos veces desviado
PL 13	Inyector de agua
PL 14	Productor
PL-a- 15	Inyector de agua
PL 16	Productor
PL 17	Productor
PL 18	Productor
PL 19	Inactivo
PL 20	Inyector de agua
PL-H-21	Inyector de agua
PL-H-1001	Productor



PROVINCIA DE FORMOSA
MINISTERIO DE ECONOMÍA, OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS
SUBSECRETARÍA DE COMERCIO E INVERSIONES
DIRECCIÓN DE INDUSTRIA, HIDROCARBUROS Y MINERÍA

EPO-X-1	Bombeo mecánico (intermitente 2 o 3 días)
EMO-X-2	Bombeo mecánico
RL-X-1	Cerrado fuera de servicio
RL-X-2	Cerrado (no hay nada)
PL 1002	En ejecución
PLE-x-1	Productor
PLE-a-2	Inactivo
LTN-x-1	Productor - Unico pozo surgente (8 m3/mes)

Batería Cañada Rica

CR 1	Aguatero
CR-a-2	Bombeo Mecánico

En la zona de Palmar Largo se construye planchada para la realización del nuevo pozo denominado CARANDAY -X- 1

También visitamos el pozo denominado ECHO-x-1, el cual se encuentra inactivo

Todos cuentan con cerco perimetral y cabezal pintado y en funcionamiento

Con respecto al Plan de Monitoreo Ambiental para el año 2.004, adjuntamos informe sobre tareas realizadas

CRONOGRAMA DE PROXIMA VISITA:

Diciembre del corriente año

REYNALS OLAGUER

MONZÓN MAXIMINO



CUARTO MONITOREO YACIMIENTO PALMAR LARGO AÑO 2004

FORMOSA, 31 de Enero de 2.005

Operador: PLUSPETROL S.A.

INTODUCCION:

Se concretó la visita de inspección al Yacimiento Palmar Largo Provincia de Formosa. Fuimos recibidos por el Lic. JOSE ALCAZAR a cargo Seguridad de la firma PLUSPETROL, el cual nos acompañó en los recorridos.

De acuerdo a lo observado se informa lo siguiente:

CAMINOS DE ACCESO E INTERCONEXIÓN

Se observa en buen estado de conservación y mantenimiento

El Yacimiento de Palmar Largo se observa con sus pozos y baterías en funcionamiento y de acuerdo a normas

POZOS DE PALMAR LARGO RECORRIDOS:

PL-X-1	Productor
PL-a-2	Inyector de agua
PL 3	Inyector de agua
PL 4	No trabajado
PL-x-5	Bombeo mecánico
PL-H-6	Productor
PL 7	Productor
PL 8	Inyector de agua
PL 9	Productor
PL 10	Intervenido
PL 11	Inyector de agua
PL 12	Productor (2D) dos veces desviado
PL 13	Inyector de agua
PL 14	Productor
PL-a- 15	Inyector de agua
PL 16	Productor
PL 17	Productor
PL 18	Productor
PL 19	Inactivo
PL 20	Inyector de agua
PL-H-21	Inyector de agua
PL-H-1001	Productor
PL 1002	En ejecución



PROVINCIA DE FORMOSA
MINISTERIO DE ECONOMÍA, OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS
SUBSECRETARÍA DE COMERCIO E INVERSIONES
DIRECCIÓN DE INDUSTRIA, HIDROCARBUROS Y MINERÍA

POZOS DE EL POTRILLO RECORRIDOS:

EPO-X-1 Bombeo mecánico (intermitente 2 o 3 días)

POZOS DE EL MOLINO RECORRIDOS:

EMO-X-2 Bombeo mecánico

POZOS DE RAMON LISTA RECORRIDOS:

RL-X-1 Cerrado fuera de servicio
RL-X-2 Cerrado (no hay nada)

POZOS DE PUESTO LA ENTRADA RECORRIDOS:

PLE-x-1 Productor
PLE-a-2 Inactivo

POZOS DE LA TIGRA NORTE RECORRIDOS:

LTN-x-1 Productor - Unico pozo surgente (8 m3/mes)

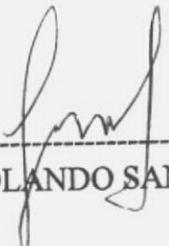
POZOS DE CAÑADA RICA RECORRIDOS:

CR 1 Aguatero
CR-a-2 Bombeo Mecánico

Todos cuentan con cerco perimetral y cabezal pintado y en funcionamiento

En la zona de Palmar Largo se construye planchada para la realización del nuevo pozo denominado CARANDAY -X- 1.

Con respecto al Plan de Monitoreo Ambiental para el año 2.004, adjuntamos informe sobre tareas realizadas HASTA LA FECHA



ROLANDO SANCHEZ



MONZÓN MAXIMINO