



A la izquierda el Profesor Normalista, Don Manuel Ernesto Mariaca Luna, Inspector Nacional de Instrucción Primaria, a su lado su hijo Enrique Mariaca Bilbao, bachiller del Colegio Nacional Ayacucho de La Paz, ambos en traje militar al haber sido llamados a filas para la Guerra del Chaco en octubre de 1934 .



La Paz, 12 de Octubre de 1970.

Reunión de gabinete del Presidente de la República Juan José Torrez, en la cual el Ing. Enrique Mariaca Bilbao, Ministro de Hidrocarburos y Energía esta Planteando un programa de 5 años de actividades de YPFB, entre ellas la exploración y perforación en el Altiplano y la intensificación del aprovechamiento de gas natural a esta región, principalmente para el tendido de redes de distribución domiciliaria a las ciudades el Alto, La Paz y Oruro.

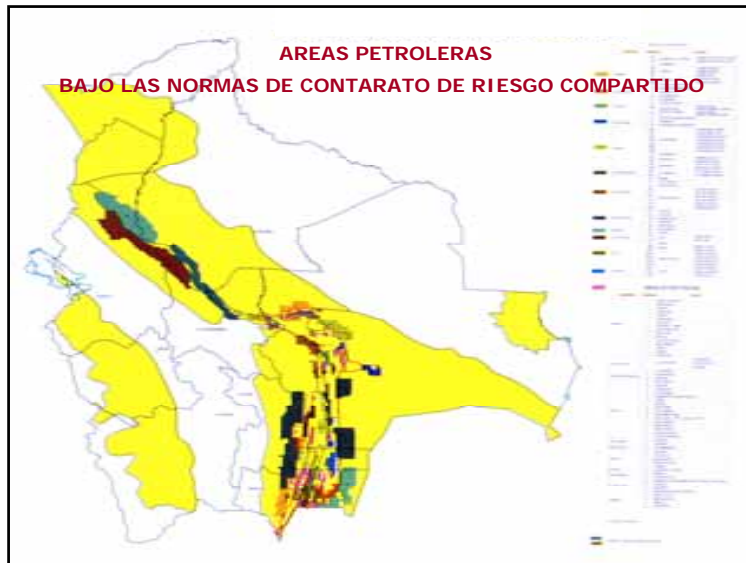
Resultados de la Auditoria a Empresas Petroleras

Con criterios de Enrique Mariaca B.

Este documento fue realizado con el apoyo inapreciable de FOBOMADE – Foro Boliviano sobre Medio Ambiente y Desarrollo, bajo la coordinación de la Ing. Patricia Molina

(Inicio actividades – Julio/2006)

Mediante la Coordinación de la Unidad de Fiscalización, Seguimiento y Control – UFSC que opero en Santa Cruz de la Sierra, bajo la tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energía



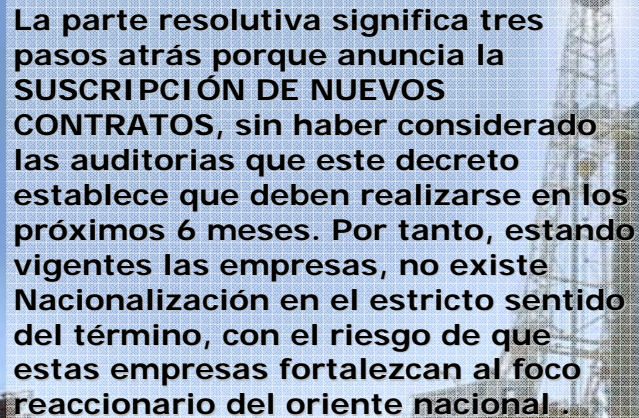
Que es una Auditoria Petrolera?

La Auditoria es un proceso multidisciplinario que establece el grado de cumplimiento de los contratos petroleros y de los Programas anuales de Operación. Establece la relación de Inversiones versus Reservas de Hidrocarburos y determina los valores reales y razonables de las amortizaciones y de los costos, gastos, tributación y los resultados vía utilidades y rentabilidad. También el cumplimiento de las normas del Medio ambiente y el respeto al hábitat de las comunidades.

Elementos básicos de la política petrolera del MAS

El gobierno de Evo Morales promulgó el D.S. 28701 el 1º mayo del 2006, denominado "Nacionalización de los Hidrocarburos".

Rememora las dos nacionalizaciones, petroleras con plena soberanía, y cita el Pacto Internacional sobre el Derecho a la recuperación de los recursos naturales por los Pueblos y las Naciones.



La parte resolutive significa tres pasos atrás porque anuncia la **SUSCRIPCIÓN DE NUEVOS CONTRATOS**, sin haber considerado las auditorías que este decreto establece que deben realizarse en los próximos 6 meses. Por tanto, estando vigentes las empresas, no existe Nacionalización en el estricto sentido del término, con el riesgo de que estas empresas fortalezcan al foco reaccionario del oriente nacional.

Además está la pregunta clave:

¿Quién ordenó formular el Contrato tipo de Operación con sus 7 Anexos favorables a las empresas petroleras?

Este contrato tipo no fue ordenado ni por el Ministerio de HC, ni por el Presidente de YPF, mientras que su Directorio, el organismo máximo de análisis y decisión no lo conoció y menos lo discutió.

El D.S. determina que por un lapso corto hasta la suscripción de los nuevos contratos, las empresas que controlan los megacampos entregarán al Estado el 82 % de los ingresos y Autoriza la realización de auditorías.

Ordena que YPF recupere sus acciones y que en 60 días sea reestructurada de acuerdo a sus Estatutos y, su Presidente Titular debe ser un profesional experto con mínimo de 10 años de experiencia.

El DS 28722 de 24/05/2006 autoriza contratación de empresas consultoras, mientras que, la Resolución Ministerial de Hidrocarburos N° 120/2006 del 5/06/2006: crea la unidad de fiscalización (UFSC).

La UFSC se organiza en Santa Cruz con 11 grupos de trabajo compuesta cada una de ellas con 10 especialistas y un líder.

El DS N° 28771 de 28/06/2006 establece el mecanismo para la realización de las auditorías.



Auditorías y resultados básicos

Para comprender los resultados de las Auditorías, conviene asociar a las empresas petroleras en 4 Grupos, considerando ambientes geológicos, sus potenciales productivos y contextos económicos y legales, comunes a cada Grupo.

Grupo 1

Empresas capitalizadas:





No cumplieron los programas establecidos en los contratos, sus costos altos con deficiencias tecnológicas se reflejan en un reducido incremento de reservas de hidrocarburos, por otra parte se determinó irregularidades en la parte administrativa y contable.

Se beneficiaron de la transferencia de las reservas de Petróleo entregadas y transferidas a PRECIO CERO:

Petróleo en Millones de Barriles (MMBls): probadas 116.1 y probables 84.8;
 Gas en Trillones Pies Cúbicos (Tpc): Probadas 3.8 y probables: 1.9

Por lo tanto cabe la recuperación total de los Campos.

Respecto a TRANSREDES, también no cumplió el contrato y los programas tendientes a suministrar importantes volúmenes de gas a los Valles intermedios y el Altiplano. Prefirió realizar inversiones que favorecían a sus intereses empresariales. Cabe también la recuperación total del sistema de ductos.

Cabe señalar que estas tres empresas descuidaron la protección del Medio Ambiente ocasionando daños a los Ecosistemas del área, especialmente grave fue la contaminación del río Desaguadero por derrame de petróleo.

Grupo 2

Empresas en los Megacampos:





Recibieron estructuras altamente productivas, las mismas que fueron descubiertas por YPF a un costo de 360 MM\$, evitándose este alto costo de exploración mientras que sus inversiones fueron mínimas, y sus costos y gastos resultaron muy altos, el doble de los de YPF.

Instalaron Plantas de separación de líquidos de deficiente recuperación de licuables incumpliendo las normas y el contrato. Estas inversiones se pagaron con las considerables utilidades percibidas lo que esta demostrado en el caso del Campo San Alberto de PETROBRAS que su inversión declarada por la empresa hasta abril del 2006 fue de 342.83 MM\$; y que UFSC la ajusto a 284 Millones de dólares, el ingreso bruto de ese periodo fue de 1072.3 MM\$, y como egresos se pago por amortización 34.14, por tributación 294.84 MM\$, costos operativos 253.33, impuestos a las utilidades 71.16, y una utilidad neta de 418.83.

Si se hubiera realizado esta nacionalización en ese momento, de hecho se habría pagado el total de la inversión, quedando un residuo en beneficio de la empresa y que significaba 15% de rentabilidad.

Consiguientemente es posible la nacionalización de los megacampos, erogando significativos montos por amortizaciones.

Grupo 3



Energía



Empresas con Contratos "ilegales" de concesión petrolera. Con el nombre de "RECUPERACION MEJORADA" y que es un contrato de servicio y otras concesiones con contratos de riesgo compartido y también otras de riesgo compartido y cuyos campos se entregaron sus reservas a precio cero.

Son los campos: Bermejo, Toro, Barretero, Colpa, Caranda, Monteagudo y Tatarenda. Y Cabe su recuperación por ser contratos ilegales que ocasionaron daño económico al Estado.

Grupo 4

Empresas privadas sin observación legal:



Las inversiones y potencial productivo de estos campos son poco significativos, por lo que dependerá de una decisión de gobierno si se las expropia o no.



CONCLUSIÓN

EXISTEN CONDICIONES PARA UNA NACIONALIZACIÓN REAL DE LOS GRUPOS 1, 2 Y 3 (A continuación presentamos datos importantes)



Grupo 1



En los ex campos de YPFB, no cumplió con el requisito de aumentar o igualar las reservas del año anterior pues, en 1996 tenía 3,35 Trillones de pies cúbicos (Tpc) y a los 9 años se redujo a 2,69 Tpc. La reserva presentada en el Cuadro General con 4,62 es por las reservas añadidas de los megacampos de Petrobras, en los que Andina tiene el 25 % de participación accionaría con inversiones mínimas. Asimismo, no cumplió la inversión comprometida de 264,7 MM\$, pues se dedicó a juegos bursátiles al disponer de los importantes ingresos por venta de los hidrocarburos cedidos gratis, invirtiendo sólo 71 MM\$, de acuerdo a los registros contables presentados por la empresa.



También, administro indebidamente las acciones de la ex YPFB (25%), firmó un contrato de volatilidad de precios de gas exportado al Brasil que arrojó una pérdida para el TGN de 100.9 MM\$.

Andina (REPSOL-YPF) indebidamente registro en las bolsas de valores internacionales una participación del 50 % en los megacampos, ignorando que YPFB tiene el 25 % de acciones en estos campos, y lo mas importante es que las empresas no son dueñas del petróleo boliviano de acuerdo a la CPE.

G1



No cumplió el Contrato y los programas anuales establecidos, pues las utilidades anuales fueron bajísimas comparadas con las de YPFB antes de 1996 e igualmente las Rentabilidades fueron pobres. Esto es por los altos costos de sus operaciones y una irregular administración contable y deficiencias tecnológicas. Descubrió reservas no significativas en comparación a las aportadas por YPFB, y cuyas producciones propias de esta empresa pesaron poco en el balance energético.

CONCLUSION

Las auditorias de Chaco y Andina, dieron cifras y hechos significativos para la Nacionalización plena de estas dos empresas.

G1



No cumplió el Contrato relativo al suministro de gas al Altiplano y valles intermedios que YPFB había programado prioritariamente para impulsar el crecimiento de estas zonas. Se Dedicó al desarrollo de proyectos secundarios para su beneficio. Descuidó mantenimiento y la protección del medio ambiente, causó derrame de crudo en río Desaguadero y contaminación enorme. Por negligencia operativa causó una explosión y su destrucción de la estación de bombeo Tigüipa.



Por otra parte como ENRON no cumplió el contrato Accidental de Accionistas con YPFB del gasoducto al Brasil suscrito en diciembre de 1994, referente a la obtención de financiamiento del gasoducto, dio lugar a una inapropiada declaración de patrimonio de 138 MM\$. Siendo así que además no aportó capital para cumplir el contrato que establecía un 40% como aporte accionario de ENRON.

CONCLUSION

No aportó al desarrollo del sector y tecnológicamente fue deficiente, asimismo, causó daños al medio ambiente que no fueron debidamente económicamente compensados, por lo que cabe su Expropiación y Nacionalización.



Del cuadro general de las inversiones y amortizaciones realizadas por la empresas petroleras y también del estado de las reservas de hidrocarburos en el periodo 1997-2006 al primero de mayo extractamos a continuación las que corresponden a las empresas CHACO y ANDINA.



Resumen de inversiones y amortizaciones

Inversiones	Según Empresa	Ajustadas	Amortizaciones	Saldo a pagar
ANDINA	273.61	71.10	25.1	46.0
CHACO	375.85	284.57	98.6	185.97
TRANSREDES	330.35	274.12	55.59	218.53
TOTAL	979.8	629.79	179.3	450.5

Resumen de las reservas

	Probadas		Probables		Total Gas	Total Petroleo
	Gas Tcp	Pet-MMb	Gas- Tcp	Pet-MMb		
ANDINA	1.5948	16.376	3025.4	52.99	3.6202	69.366
CHACO	1.2319	21.560	1924.9	71.6	3.1568	93.16
TOTALES					6.777	162.526

Grupo 2

Empresas en los Megacampos



Se trata de los campos campo situados en el subandino y son: San Alberto y Sábalo de Petrobras Bol., Margarita de Repsol y Itau e Incahuazu de Total Consorcio. Todos las estructuras son alargadas de 9 a 17 kilómetro; pero angostos de 4 a 5,5 kms, limitados por fallas longitudinales en Su flanco oriental. Capas del reservorio con baja porosidad de 3,4 % a 4.5 %, con fracturas y microfracturas que almacenan el gas y condensado. Saturación de agua alta del 17% al 25%.

Presiones de formación altas superiores al gradiente normal. Los niveles productivos son: Huamampampa (cuatro arenas productoras), Itau y Santa Rosa, con espesores de 40 a 75 metros. El mejor desarrollo lo tuvo San Alberto.

El campo que tuvo un desarrollo representativo fue San Alberto, en el que se perforaron 4 pozos de alta producción equivalente a 2 Millones de metros cúbicos (MMmcd) día por pozo.

Los costos de perforación han sido altos y representan el 84% mas caros que el de YPF, caso del pozo San Alberto N° 9 perforado por YPF a un costo de 11.9 millones de \$US, costo original 1990 (costo actualizado al 2002: 19.561.511,7 MM\$) para una profundidad de 4518 metros. Frente al costo promedio de los pozos de Petrobras que son de 42,385.993 MM\$ para una profundidad promedio de 5332 metros.

La consultora PETROCONSULT presento un estado de resultados hasta abril del 2005, del campo San Alberto en el que se establece que se logro un ingreso bruto de 1072.3 MM\$, egresos como 582.31 utilidad neta 418.83. Una rentabilidad financiera de 39.06 %. La inversión ajustada fue de 284 MM\$. Por lo tanto en ese momento era posible la nacionalización ya que la inversión realizada de 284 MM\$ se podría pagar con parte de las utilidades obtenidas.

En el campo Margarita se perforó pozos horizontales en la capa productora de 300 m de longitud y los resultados no fueron positivos para aumentar notablemente la producción por esta nueva tecnología. El pozo Margarita MGR-II RESULTO acuífero y quedo pendiente perforar un Side Track para alcanzar un nivel productivo.

Posteriormente en el pozo Margarita MGR-4 en el nivel de la arenisca Itau se tuvo un ingreso de agua. Estos hechos dan lugar a una reducción de la reserva originalmente calculada.

Por otra parte las empresas no cumplieron con la instalación de plantas de separación de los licuables del gas a objeto de suministrar al gasoducto un gas seco con un valor calórico de 1030 MMBTU/Mpc, pues estuvieron entregando gas húmedo que se valoro en 109 MM\$.

G2. INVERSIONES Y AMORTIZACIONES EN MM\$US

EMPRESA	Inversiones según la CIA	Inversión Ajustada	Amortización	Saldo a pagar
Petrobrás San Alberto	342.83	284.00	34.14	249.86
Petrobrás Sabalo	342.94	266.76	40.74	228.02
Repsol Margarita	199.10	163.62	8.47	155.15
Total Itau Incahuazi	230.99	162.67		
TOTAL	1115.86	877.05	83.35	633.03

Reservas Probadas y probables

EMPRESA	Probadas		Probables	
	Gas Tpc	Petroleo MM.bl	Gas Tpc	Petroleo MM.bl
Petrobrás San Alberto	3.171	47.65	3.521	55.99
Petrobrás Sabalo	4.036	60.65	4.482	71.26
Repsol Margarita	6.059	178.05	6.249	241.25
Total Itau Incahuazi	2.01	29.77	2.01	35.49
TOTAL	15.276	316.12	16.262	404.00

TOTAL GAS	Probada y Probable	31.54
TOTAL PETROLEO	Probada y Probable	720.12

Grupo 3

Empresas con Contratos de concesiones "Ilegales" por haberse aplicado a otro tipo de contratos de servicio que son de muy corto plazo para mejorar de producción y que se llaman de "Producción Mejorada" y también de "Riesgo Compartido en los que se adjudican reservas de hidrocarburos a PRECIO CERO desde 1990", todos estos campos pertenecientes a YPF.

Estos campos son: Bermejo, Toro, Barretero, Colpa, Caranda, Monteagudo y Tatarenda.

Debido a que se beneficiaron con ingresos provenientes de esas reservas corresponde realizar una auditoria mas precisa sobre este aspecto y establecer los montos de ingresos percibidos ilegalmente.

En el caso de PLUSPETROL, cabe mencionar que su producción de petróleo y gas ha estado comercializando a PLUSPETROL Argentina y, consiguientemente pactaron precios de mercado muy bajos y que no correspondían a los precios del mercado regional. La superintendencia de HC no aplico las regulaciones correspondientes. Esto se reflejo en el estado de resultados anuales operando todo el tiempo a perdida.

Consiguientemente, desde el punto de vista legal dichos contratos son irregulares, por lo que corresponde la recuperación por YPFB.

G3 Resumen de inversiones y amortizaciones

	Inversión según empresa	ajustadas	amortizaciones	saldo a pagar
Petrobrás Energy	92.04	66.79	54.38	12.41
Plus Petrol	250.57	227.19	38.09	189.1
Repsol-Monteagu	32.76	26.92	22.42	4.5
TOTAL	467.41	320.9	114.89	218.2

Reservas Probadas y probables

EMPRESA	Probadas		Probables	
	Gas Tpc	Petroleo MM.bl	Gas Tpc	Petroleo MM.bl
PLUSPETROL	0.4033	10.217	0.4674	17.35
PETROBRAS ENERGY	0.0829	0.775	0.8937	75.44

TOTAL GAS	Probada y Probable	0.9766
TOTAL PETROLEO	Probada y Probable	76.215

Grupo 4

Empresas privadas sin observación de orden legal debido a que sus transferencias de acciones y patrimonio se realizaron entre empresas privadas, con conocimiento del estado.

Estas empresas son:



En el caso de BG Bolivia sus contratos de comercialización las realizo con una subsidiaria y también incurrió en la irregularidad de pactar precios inferiores a los del mercado regional, distorsionando sus resultados y estados de resultados contables.

G4. Reservas Probadas y probables

EMPRESA	Probadas		Probables	
	Gas Tpc	Petroleo MM.bl	Gas Tpc	Petroleo MM.bl
Dintage	0.5872	7.48	0.8943	23.07
BG-BOLIVIA	0.203	2.307	0.5909	12.81

VINTAGE

TOTAL GAS	Probada y Probable	1.48
TOTAL PETROLEO	Probada y Probable	30.55

BG-Bolivia

TOTAL GAS	Probada y Probable	0.7939
TOTAL PETROLEO	Probada y Probable	15.117

Cuadro de inversiones de Vintage y BG-Bolivia



EMPRESA	INVERSIONES SEGUN COMPANIA	INVERSION AJUSTADA	AMORTIZACION	SALDO A PAGAR
VINTAGE	106.1	67.21	23.64	43.57
BG-Bolivia	114.01	72.86	0.31	50.23
TOTALES	220.11	140.07	23.95	93.8



INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE LAS AUDITORIAS



Costo de auditorias y Plazos

Operador	Consultora	Monto Bs.	Contrato	
			Fecha	
Petrobras (SAB)	Delta Consult Ltda.	2.600.000	31/07/06	29/10/06
Petrobras (SAL)	Petroconsult SRL	1.975.000	14/07/06	12/10/06
Repsol YPF E&P	Delta Consult Ltda.	3.240.000	16/08/06	14/11/06
BG Bolivia Corp.	Consul Sistem Aso. SRL	2.152.540	18/08/06	16/11/06
Petrobras Energy SA	Consul Sistem Aso. SRL	2.560.000	28/07/06	26/10/06
Vintage Petrol	Geodata Ltda.	2.595.500	25/08/06	23/11/06
Plus Petrol Bolivia	Tecnicontrol SRL	2.650.000	21/08/06	19/11/06
Chaco SA	IFPC & CCAT	4.290.000	14/09/06	13/12/06
Andina SA	IFPC & CCAT	4.290.000	31/08/06	29/11/06
Total SA	Baltic Control - Cryotec Aso.	999.000	27/07/06	25/10/06
Transredes SA	Tecnicontrol	1.999.955	28/08/06	26/12/06
	Total Bs	29.351.955		
	Total \$us	3.646.211		

Costo en bolivianos 29.351.955 Costo en \$US 3.646.211
 Por incumplimiento parcial de los contratistas se rebajo \$US 150.000

Diagrama en meses del proceso de Auditoria

N°	Actividad	Ma/06	Ju/06	Ag/06	Se/06	Oc/06	No/06	Di/06	En/07	Fe/07	Ma/07	Ab/07
1	Elaboración normativa	█	█									
2	Proceso licitación			█	█	█						
3	Organización UFSC		█	█	█							
4	Auditoría s/g contratos			█	█	█	█	█				
5	Auditoría en la realidad			█	█	█	█	█	█	█		
6	Reuniones MHE-UFSC-EP										█	█
7	Informe final											█

Fuente: UFSC - MHE

INFORME SOBRE RESERVAS DE HIDROCARBUROS



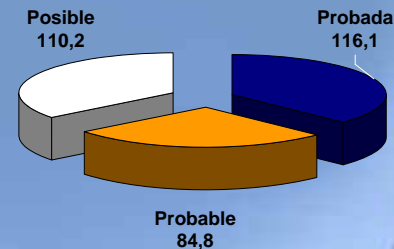
Empresas Capitalizadas:



Los Términos de Referencia de la Licitación de 21 Dic.1996 informaban que los campos contenían las siguientes reservas:
Gas 5.96 trillones de pies cúbicos (Tpc) y Petróleo 165 millones de barriles (MMbl) y la relación de reservas de gas a petróleo (RGP) resulto 36.120.

Información establecida por YPF y De Goyler & Mac Naughton en 1997 fue la que se muestra en las gráficas siguientes:

Reserva Petróleo/Condensado 1997 (En MMBls)

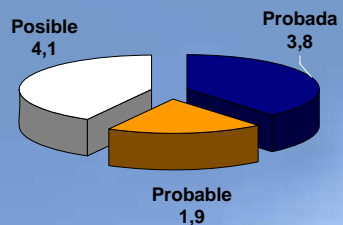


Probada + Probable 200,9 MMBls

Total 311,1 MMBls

Fuente: Boletines YPF

Reserva Gas Natural 1997 (En Tpc)



Probada + Probable 5,7 Tpc

Total 9,8 Tpc

Fuente: Boletines YPFB

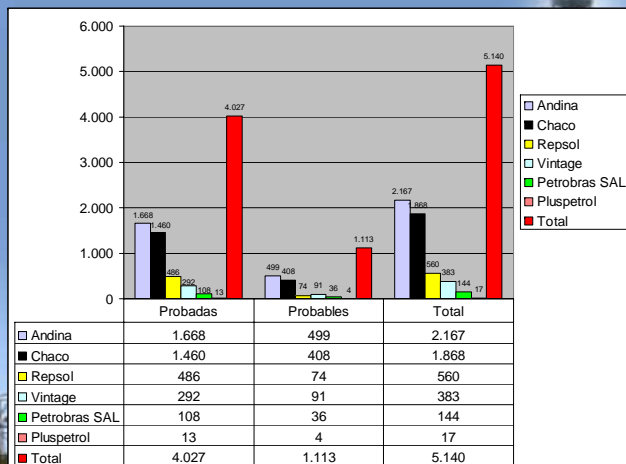
Por otra parte, YPFB informó a la UFSC, que en 1997 las reservas eran: Gas 2.758 Tpc, Petróleo 77.76 MMBIs, cifras muy inferiores a las presentadas por YPFB anteriormente.

La UFSC revisó esa información entregada por YPFB y determinó que las reservas son mayores como sigue: Gas 3.899 Tpc y Petróleo 110.4 MMBIs. La RGP: 35.320

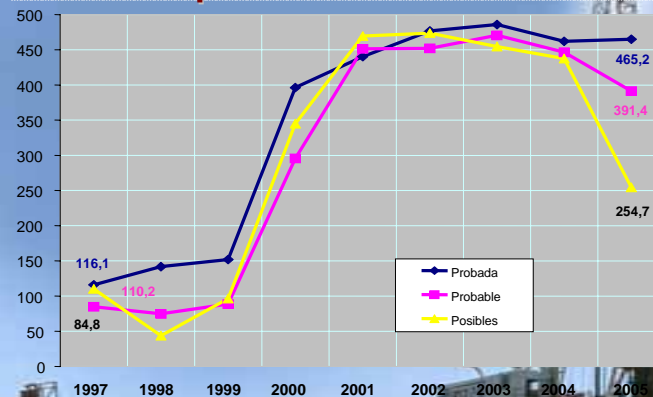
Por todo lo anterior se constata el manipuleo de las reservas que hicieron YPFB y la D Goyler & Mac Naughton.

La unidad de fiscalización UFSC en base a la información confiable a establecido que las producciones de gas y petróleo monetizadas alcanzan a 5.140 MMUs\$. Una revisión posterior que se presenta en la gráfica, la cifra de monetización alcanzó a 6.429 MMUs\$

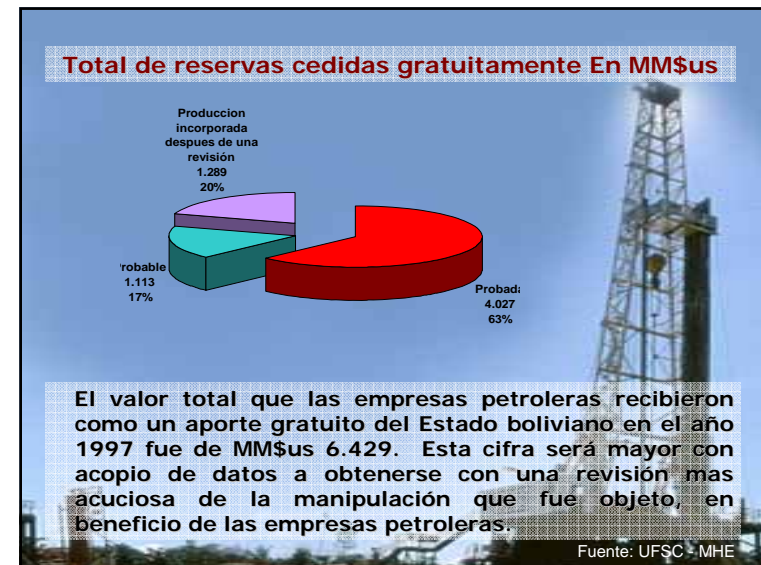
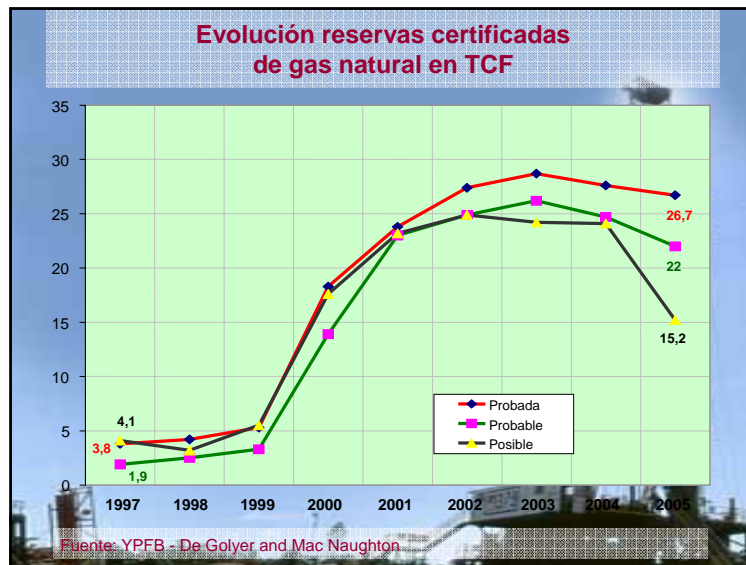
Monetización de las producciones de petróleo y gas de las reservas cedidas gratuitamente al 31/12/97 en MM\$us



Evolución reservas certificadas de petróleo en MMBIs



Fuente: YPFB - De Golyer and Mac Naughton



Reservas de Hidrocarburos

RESERVAS DE HIDROCARBUROS Versión J.L.Rivero.

A) Megacampos: GAS	P.ROBADAS		P.ROBABLES		TOT.GAS	TOT.PETR
	GAS Tpc	PET-MMb	GAS Tpc	PET-MMb	Tpc	MMbis
San Alberto	3.17108	47.652	3.52132	55.9844		
Sabalo	4.03692	60.648	4.48168	71.2656		
Marganta	6.059	179.05	6.249	241.25		
Itau-Incahuasu	2.01	29.77	2.01	35.49		
T O T A L	15,276	316,12	16,262	404	31,54	720,12
					RGP =	43798
B)C/Med-Peq	GS Tpc	PET-MMb				
Andina	1.5848	16.376	3025.4	52.99		
Chaco	1.2319	21.56	1924.9	71.6		
Plus-Petrol	0.4033	10.217	467.4	17.35		
BG-Boliva	0.203	2.307	590.9	12.81		
PetrobrasEnergy	0.0829	0.775	893.7	75.44		
Vintage	0.5872	7.48	894.3	23.07		
T O T A L	4,1031	58,72	7,80	253,26	11,90	311,98
					RGP	38143
GRAN TOTAL	19,3791	374,835	24,0586	657,26		
OBADAS Y PROBABLES :GAS					43,44	
"	"PETROLEOMMb					1032,10

Nota: Las reservas de la ANDINA se corrigen deduciendo las reservas de los Megacampos de San Alberto y Sabalo.
 Por no figurar en el proceso inicial de la capitalización de los campos de YPFB por lo que se reduciría las reservas de los capitalizados de YPFB a 2.72 Tpc. (2.69)

Reservorios Megacampos

Los reservorios están constituidos por areniscas cuarcíticas de origen marino altamente fracturadas y separadas por niveles arcillosos. La porosidad de la matriz utilizada por D&M varia de 3,4 a 4,5% y la saturación de agua de 17% a 21%, por lo tanto los hidrocarburos están incorporados en un sistema de microfracturas. Por lo que se recomienda un mayor control en el régimen de producción por el peligro de canalización del agua congénita.

INVERSIONES



La UFSC a establecido un resumen general del estado de las inversiones y amortizaciones que es la siguiente:

Inversiones durante el proceso neoliberal en MM\$

INVERSIONES DURANTE EL PROCESO NEOLIBERAL en MM\$				
EMPRESA	Según Compañías	AJUSTADA-UFSC	Amortización	Saldo a pagar
1) Petrobras (San Alberto)	342,83	284	34,14	249,86
2) Petrobras (Sabalo)	342,94	268,76	40,74	228,02
3) Repsol YPF (Margarita)	199,1	163,62	8,47	155,15
4) TOTAL-ItauInch/ Itau-ncahuazu	230,99	182,57	0	
3.1) " Bloque Mamore	356,14	292,68	106,11	186,57
3.2) " Bloque Monteagudo	32,76	26,92	22,42	4,5
3.3) " Cambelti	1,211	1,21	0	1,21
5.) BG.Boilvia-6 Campos-	114,01	72,86	35,41	37,45
6) Petrobras Ener-Colp-Caranda	92,04	66,79	54,38	12,41
7) Vintage-Naranj y 5 campos	106,1	67,21	23,64	43,57
8) PlusPetrol-Madrej+7 campos	250,57	227,19	38,09	189,1
9) Chaco	375,86	284,57	98,6	185,97
10) Andina SA.	273,61	71,1	25,1	46
11) Transredes SA.	330,35	274,12	55,59	218,53
T O T A L E S M M \$	3048,501	2283,6	542,69	1558,34

Nota La UFSC determino una real Inversión de 2283,6MM\$ en vez de 3048,5 MM\$, debido a apropiaciones indebidas. Esto significo un descuento de 764,9 MM\$. Esta corrección se reflejó en un ajuste en las amortizaciones.

Respecto a las amortizaciones, como no existía un reglamento contable, donde se determinara los parámetros para establecer las amortizaciones, este parámetro fue manejado libre y arbitrariamente por cada empresa.

Como se mencionó la UFSC entrego a las empresas un reglamento contable utilizado por YPFB, mejorado, pero la única empresa que pudo utilizar este reglamento fue la PETROCONSULT para el campo San Alberto.

Relación Reservas de gas – Inversión

OPERADOR	RESERVAS Tpc			INVERSIONES MMS		RELACION: RMpc/IS	
	Probadas	Probables	Total	Reportadas	Ajustadas	Reportadas	Ajustadas
PERSOL-MARGARITA	6.059	6249	12.307	500	469	20.93	25.17
CHACO	1.232	1.925	3.157	376	285	8.40	11.08
ANDINA	1.595	2.69	4.285	274	71	15.64	60.35
VINTAGE	587	894	1.481	67	23	22.10	64.4
SAN ALBERTO	3.171	3.151	6.692	343	284	19.5	23.6

Fuente: UFSC - MHE

En las dos últimas columnas se explica que por cada dólar invertido se descubre 27 mil pies cúbicos de gas (columna ajustada).

NOTA: habría que aumentar las reservas de petróleo transformadas en pies cúbicos lo que daría lugar a una mayor recuperación de reservas por dólar invertido.

Esta relación R/I para andina y chaco no es representativa porque estas empresas están registrando la reservas cedidas gratuitamente por YPFB.

Habría que establecer las reservas que descubrió la Chaco que fueron mínimas para tener el índice R/I de esta situación.

Así mismo la Andina se benefició de las importantes reservas de los campos San Alberto y Sabalo que son las que registran en el cuadro general de reservas, por lo tanto, este índice Reserva Inversión se reduciría al mínimo.



COSTOS OPERATIVOS



Costos operativos reportados vs. ajustados en MM\$us

La UFSC ha considerado que no es oportuno realizar un análisis detallado en el informe final de los costos operativos de las empresas petroleras, porque la auditoría ha tropezado con serias limitaciones, por ejemplo: las operadoras tienen distintos criterios contables, no llevan una contabilidad por campo como se menciona en los contratos suscritos, su contabilidad en muchos casos es integral de toda la empresa, motivo por el cual en los costos operativos existen distorsiones.

Se debe mencionar que algunos de los costos determinados en la grafica incluyen costos administrativos.

En el caso de Andina reporto costos de su casa matriz.


Debemos mencionar que YPFB tenía un exacto calculo de los costos operativos históricos y que en promedio, estaban alrededor del 13% de los ingresos anuales.

Obviamente que las transnacionales tienen Costos operativos muy altos y, que están alrededor el 22% al 25% del Ingreso. Cabe mencionar que, por ejemplo, el Costo total de los pozos de los megacampos está en un 81% mas caro que el registrado por YPFB con su pozo San Alberto 9.

En San Alberto la consultora Petroconsult SRL, pudo establecer el costo operativo al aplicar el Régimen Contable, copia mejorada de la usada por Y PFB; costo operativo que resultó el 23,6% del Ingreso. Costo alto por el overhead, salarios caros y por que todas estas operaciones son hechas con subcontratistas.



San Alberto




La empresa consultora PETROCONSUL elaboro un análisis de la rentabilidad Del campo San Alberto, y cuyos resultados son significativos y representarían Los casos de rentabilidad de los otros megacampos del área .Los resultados que presento la Empresa PETROCONSULT se muestran en la gráfica.

A continuación se presentan los cuadros resúmenes de ese estudio de rentabilidad.


2005 CALCULO DE RENTABILIDAD CAMPO SAN ALBERTO (PETROBRAS BOLIVIA)

DATOS 1ra. ETAPA	MM\$us
Producción por pozo en MMm³/Día	2
Factor transformación m³ gas en pies cubicos	35,32
Días calendario (año)	365
Precio gas exportación a Brasil en \$us (2007)	4,21
Precio del petroleo-Mercado Interno \$us/Bl.	27
Impptos: IVA 13% + Transac. 2,141%, Factor	15,141
Precio petróleo mercado Interno e impuesto \$us	31,09
DATOS 2da. ETAPA	MM\$us
C/pozo produc 2 MMm³ de gas/día - al año producirá en pies cubicos/Prod.6poz	154.701,6 651,29
Producción de Petroleo (barriles /año)	3.400.035,2 105,70
Total Ingresos	756,99
Inversión para desarrollo Total con 2 pozos.	96,67
a) Costo pozos (promedio)	44,00
b) Terminación pozo	13,67
c) Costo transporte e instalación	17,00
d) Administrativo, Medioambiente y varios	22,00



2005 CALCULO DE RENTABILIDAD CAMPO SAN ALBERTO (PETROBRAS BOLIVIA)

1ª ETAPA 1998 – 2006 (Auditoria Petroconsult)	MM\$us
INVERSION	284,00
INGRESOS	1.072,30
EGRESOS	582,31
- Amortización	34,14
- Tributación	294,84
- Costo Operativo	253,33
Utilidad Bruta	489,99
Impuesto a las Utilidades pagado por Petrobras	71,16
UTILIDAD NETA	418,83
Rentabilidad Total %	39,06
- Saldo (Utilidad Neta - Inversión)	134,83
- Saldo + Amortización	168,97
RENTABILIDAD PETROBRAS %	15,76



2005 CALCULO DE RENTABILIDAD CAMPO SAN ALBERTO (PETROBRAS BOLIVIA)

2da. ETAPA ABRIL 2006 - ABRIL 2007	MM\$us
Ingreso Gas	651,29
Ingreso Petróleo	105,70
TOTAL INGRESOS	756,99
EGRESOS	200,45
Pago de la INVERSION	96,67
COSTO OPERATIVO	84,44
RENTABILIDAD, 20% sobre inversión	19,33
TOTAL APORTE para PETROBRAS	200,45
Participación PETROBRAS %	26,48
Participación ESTADO %	73,52

Nota: Se Nacionalizaría AL PAGARSE todas las Inversiones

En resumen, Petrobras tendría una participación de 26.47% y la del Estado sería de 73.53%. Con una inversión de 96.67 MMS para completar el desarrollo, un Costo Operativo de 84.44 MMS, los que serían pagados más una rentabilidad del 20% sobre la inversión.



Rentabilidad de CHACO para el año 2005

CHACO RENTABILIDAD	
Por Petróleo	Ingresos MM\$
Mercado Interno	53.4
Mercado Externo	48.3
Por Gas	Ingresos MM\$
Mercado Interno	22.218
Mercado Externo	49.218
Venta LPG	1.845
TOTAL INGRESOS	175.50
Egresos	Egresos MM\$
Tributación	66.352
Costo Operativo	38.61
Amortización	16.067
TOTAL EGRESOS	121.048
UTL Bruta	54.449
Impuesto Utilidad 25%	13.612
Utilidad Neta	40.836
Utilidad CHACO 50%	20.42
RENTABILIDAD %	11.63



Aspectos relevantes a considerar

San Alberto

Mostró una utilidad muy alta de 418 MM\$ hasta abril 2006, que hubiera permitido pagar la inversión total de 284 MM\$, permitiendo la nacionalización de la concesión y dejando pendiente las amortizaciones, que son pagos a largo plazo.

En los nuevos contratos, la tributación debe ser del 73% y 27% para la empresa, y la rentabilidad sería del 20%, muy aceptable y que debería aplicarse a todos los mega campos.



Los nuevos contratos suscritos en octubre del 2006 son los de operación tipo que tiene 7 anexos, el f y el d son cuestionables porque el f que consta de tres ecuaciones que algebraicamente no concuerdan con las cuales se establece la retribución a la empresa y la consiguiente rentabilidad y el d, que trata de procedimientos financieros y contables, distorsiona conceptos contables petroleros de uso internacional, y crea los costos recuperables -CR- que son afines a la utilidad.

Del anexo f, la ecuación

$$PY(\text{PARTICIPACION YPFB}) = IB(\text{INGRESO BRUTO}) - T(\text{TRIBUTACION, 50\% IB}) - RT(\text{RETRIBUCION AL TITULAR})$$

De la resta aritmética $IB - T = \text{Valor disponible ogancia distribuible entre ypfb y el titular}$. Si aplicamos como ejercicio la información de los resultados contables de San Alberto tendríamos lo siguiente:

- $PY + RT = 1072.3 (IB) - 536.15 (T) = 536.15$

El anexo f) contiene tablas para establecer el factor decimal aplicado a la ganancia distribuible para obtener la retribución al titular. Esa tabla para el campo San Alberto establece el factor 0.6, o sea que el titular tendría una participación de 320.69 MM\$, y YPFB tendría la participación de 214.46 MM\$. La rentabilidad de la empresa sería de 30%.

Haciendo la correlación de estas formulas empezariamos por restar la ecuación 3 de la 2y seguidamente el resultado anterior sumariamos a la ecuación 2 y obtendriamos una nueva ecuación

2 (RT=2CR+GDT), CON LO QUE SE INVALIDAN las ecuaciones 2 y 3.

Si el ministerio de hidrocarburos ignora la incongruencia antes anotada, el costo recuperable de acuerdo al anexo d) podría estimarse en 162 MM\$, y la rentabilidad ascendería a 45,11 %, rentabilidad excesiva y que el pueblo boliviano no lo aceptaría y pediría la dimisión del ministro de hidrocarburos y el presidente YPFB exigiendo la nacionalización efectiva de los hidrocarburos.

RESPECTO A LAS EMPRESAS CAPITALIZADAS

Con la capitalización el estado dejo de percibir ingresos importantes, pues tanto la Chaco como la Andina y Transredes registraron en su contabilidad ingresos al TGN muy reducidos e igualmente utilidades muy bajas.

Se presenta a continuación la relación comparativa de las utilidades percibidas por Chaco y Andina comparativamente a las de YPFB

Relación comparativa YPFB-Transnacionales	MM\$
Utilidad promedio anual obtenida YPFB 1990-1993	284.3
Utilidad promedio anual 50% Transnacionales 1997-2000	16.35
Pérdida anual por la capitalización 1997-2000	267.95
Pérdida del Estado en cuatro gestiones 1997-2000	1072

Nota: Estas pérdidas para el Estado se repiten con pequeñas variantes en los siguientes años hasta la Gestión 2006

A continuación detallamos estos resultados

Grupo 1. Resultados financieros 1997-2000. En MM\$					
Empresa	1997	1998	1999	2000	Prom. anual
CHACO	-26.4	-26.4	28.1	48.1	23.4
ANDINA	10.3	2.8	3.1	27	43.2
TRANSREDES	19.2	25.2	37.3	-17.5	64.2
TOTALES	3.1	1.6	68.5	57.6	32.7

Resultados financieros de YPFB 1990-1993

UTILIDADES	1990	1991	1992	1993	PROM. ANUAL
Mercado Interno	181.9	275.8	253.2	227	234.5
Mercado Externo	91.9	84.4	88.2	62.3	81.7
Utilidad Neta Venta	273.8	360.2	341.4	289.3	316.2
Gastos Operación	61.2	68.8	80.2	53.5	65.9
Util. Explotación	212.6	291.4	261.2	235.8	250.25
Otros Egresos	-33	-30.3	-31.7	-60.5	-38.875
Otros Ingresos	28.9	21.3	23.4	15.6	22.3
Utilidad Neta	208.5	351.2	333.1	244.4	284.3

PETROBRAS ENERGIA



Como ejemplo de lo descrito en lo que corresponde al G3, contratos ilegales, cabe citar el caso de los campos Colpa y Caranda de YPFB que figuran en la empresa Petrobras Energy.

El estudio técnico realizado por la UFSC esta basado en datos técnicos proporcionados por la empresa, y el análisis técnico de los profesionales. En estos campos se disponen de datos suficientes para cualquier estudio de producción futura. Se encuentran en su fase final de agotamiento, al estar en producción alrededor de 44 años. Los datos obtenidos de reservas por las auditoras difieren muy poco con respecto a la certificadora debido a la cantidad de datos disponibles. Estos campos eran de YPFB y extrañamente fueron adjudicados a empresas privadas con contratos de riesgo compartido cediendo graciosamente las reservas.

MEDIO AMBIENTE



Todas las empresa petroleras no cumplieron con la Ley 1333 referida a la protección del Medio Ambiente, lo cual fue debido a la ausencia de una fiscalización adecuada tanto del propio Ministerio de Medio Ambiente como de YPFB que debería realizar dicha fiscalización.

Por las limitaciones del tiempo de la auditoria a cargo de la unidad UFSC, se presenta a continuación algunos de los hechos más destacables referidas al incumpliendoos de la Ley y sus reglamentos, y se cuantifica en 61 MM\$ por las obligaciones de las empresas por pasivos ambientales.

Detalle de pasivos ambientales

Nº	Operador	Campo	Cantidad	Monto aproximado \$us	Observaciones
1	Petrobrás Bolivia	San Alberto	19	175.000	Proceder a la remediación inmediata, por ser procesos erosivos.
2	Pluspetrol Bolivia	Madrejones y Otros	80	1.713.756	Pozos: 50 abandonados, 18 por abandonar, y 12 en reserva.
3	Petrobrás Bolivia	Sábalo	10	1.195.195	Áreas erosionadas con deslizamiento y erosión severa
4	Brithis Gas Bolivia	Escondido y otros	39	498.126	Erosiones y deslizamientos
5	Total Bolivia	Itau e Incahuasi	16	133.927	Proceder a la remediación inmediata por ser procesos erosivos
6	Petrobrás Energía	Colpa y Caranda	29	1.063.720	29 Pozos abandonados sin restaurar ni Cierre Técnico.
7	Repsol YPF	Margarita y otros	60	10.338.627	Áreas erosionadas y deslizamientos

Detalle de pasivos ambientales

Nº	Operador	Campo	Cantidad	Monto aproximado \$us	Observaciones
8	Vintage Bolivia	Naranjillos y otros	25	7.221.046	Incumplimientos al PASA adecuaciones varias
9	Chaco SA	Vuelta Grande y otros	50	2.750.450	Erosiones, cárcavas, deslizamientos y pozos abandonados.
10	Andina SA	Río Grande y otros	153	30.261.800	151 Pozos abandonados, reconocidos por Andina SA y otros. Suelos contaminados por vertimientos de hidrocarburos. 2 Fosas de residuos empetrolados Camiri
11	Transredes SA	Ductos y Estaciones	Residuos empetrolados Sica Sica, Abandono Tiguiipa, Estación CRC, CAR y YBA.	5.675.655	Pasivos heredados sin CERTIFICACION, suelos contaminados Sica Sica sin TRATAMIENTO, y DDV en mal estado.
TOTAL			485	61.027.302	

CONCLUSIONES FINALES SOBRE LA AUDITORIA CONSIDERANDO ASPECTOS POLITICOS Y LEGALES

I. Por otra parte, por los resultado técnico y económico-financieros expuestas por la auditoria e interpretándolos políticamente, el Comité de Defensa del Patrimonio Nacional, la Soberanía y la Dignidad; concluye que se justifica ampliamente la **NACIONALIZACION PLENA de los HIDROCARBUROS**, por el daño económico nacional, y que demuestra el deficiente comportamiento tecnológico y gerencial demostrado por las transnacionales petroleras.

II. Por ello, rechazamos el amago de nacionalización que los círculos allegados al Presidente de la República están empeñados en mantener.

III. Exigimos que los resultados de las auditorias sean de conocimiento publico, de acuerdo a lo estipulado en el DS 28701.

Resultados de la Auditoría a Empresas Petroleras

Con criterios de Enrique Mariaca B.

Con el apoyo inapreciable de FOBOMADE, oficina de coordinación nacional