

# LA PRESENCIA DE SHELL EN BOLIVIA Y SU PROYECCIÓN EN EL MERCADO REGIONAL DE GAS



# LA PRESENCIA DE SHELL EN BOLIVIA Y SU PROYECCIÓN EN EL MERCADO REGIONAL DE GAS<sup>1</sup>

*El presente documento busca brindar un estado de situación de la empresa Shell en Bolivia y aportar con insumos para la reflexión sobre su proyección en el mercado regional de gas. Este esfuerzo es un primer paso en el proceso de conocer con más precisión la influencia y potenciales impactos de una de la mayor empresa hidrocarburífera holandesa en la región.*

## ANTECEDENTES DE LA LLEGADA DE SHELL A BOLIVIA DURANTE EL PROCESO DE CAPITALIZACIÓN

El nombre de Shell, lamentablemente, está asociado a varios de los episodios más nefastos de la historia reciente de Bolivia; en concreto a una serie de delitos y violaciones a las leyes bolivianas cometidas en el marco de lo que constituyó la ilegal privatización de las empresas estatales y su entrega a manos extranjeras realizada durante la década de los 90's. Shell, fue una de las petroleras que se adjudicaron la "capitalización" de la empresa TRANSREDES a través del consorcio TR HOLDING del que formó parte, primero junto a ENRON y más tarde con ASHMORE.

La Capitalización constituyó en realidad la entrega a manos de empresas extranjeras del patrimonio del pueblo boliviano y de sus riquezas. Las empresas estatales y los hidrocarburos fueron el principal botín que se rifaron las transnacionales con la complicidad de funcionarios y autoridades de gobierno que obtuvieron ganancias a cambio de traicionar a intereses nacionales. En diciembre de 1996, se realizó la adjudicación de las unidades de YPFB a las empresas capitalizadoras extranjeras. Previamente, la empresa petrolera boliviana fue desmembrada y dividida en unidades: dos de explotación y exploración de hidrocarburos y una unidad de transporte. Andina y Chaco constituyeron las unidades de explotación y exploración y fueron capitalizadas, Andina por el consorcio conformado por Pérez Compac, Plus Petrol y YPF<sup>2</sup> y Chaco por la empresa

estadounidense, Amoco subsidiaria de Exxon Mobil. La unidad de transporte conformó la empresa Transredes que fue entregada al consorcio TR Holding formado por Enron<sup>3</sup> (estadounidense) y Shell (holandesa).

El contrato de capitalización (entiéndase privatización) de Transredes fue emblemático por las ilegalidades de las que el consorcio capitalizador se valió para hacerse con el monopolio del transporte de hidrocarburos vía ductos y por las que continuó cometiendo hasta su recuperación por YPFB en el

año 2008. Las ilegalidades se iniciaron tiempo antes de la capitalización y formaron parte de un proceso de despojo al pueblo y al Estado cimentado a lo largo de al menos tres años en la complicidad entre el presidente Gonzalo Sánchez de Lozada, varias autoridades de su gobierno y la transnacional petrolera Enron. En 1993 durante el gobierno de Paz Zamora, había sido aprobado el contrato de venta de gas de Bolivia a Brasil que entre otros contenidos establecía el acuerdo entre ambos países para construir el Gasoducto Río Grande (Santa Cruz-Sao Paulo).

**Tabla 1. ¿Quiénes capitalizaron YPFB? Unidades de YPFB capitalizada al 5 de diciembre, 1996**

UNIDAD	EMPRESA	EMPRESA CAPITALIZADORA	PAÍS ORIGEN
Exploración y producción	ANDINA	YPF* PLUSPETROL PEREZ COMPAC	Argentina
Exploración y producción	CHACO	CONSORCIO AMOCO	Estados Unidos
Transportes	TRANSREDES	Consorcio TR HOLDING: ENRON** SHELL	Estados Unidos Holanda

Fuente: Tomado de Gandarilas Marco, Cifras y Datos relevantes de la Capitalización y privatización de YPFB. Cedib - Área Hidrocarburos. Cochabamba 2002. Los asteriscos (\*) y (\*\*) son acotaciones propias

\* En 1999, Repsol adquiere el 99% de acciones de la argentina YPF y un año más tarde Pérez Compac y Pluspetrol vendieron sus acciones en Andina también a Repsol. Repsol se convirtió así en dueña del 50% de la capitalizada Andina S.A.

\*\* En el 2006 tras el decreto que nacionalizaba el 50% +1 de las acciones de Transredes, Enron vendió su participación en el consorcio TR Holding a la empresa Ashmore.

**Tabla 2. Distribución por país del gasoducto Río Grande, Bolivia – Brasil**

TRAMO	%	PAÍS	%	PAÍS
Lado Boliviano	85	Bolivia	15	Brasil
Lado Brasileño	80	Brasil	20	Bolivia

Fuente: Oficina del Delegado Presidencial, "Estado y Cumplimiento de los Contratos de Capitalización, Administración y Suscripción. Empresa Transredes S.A". Informe Final, año 2003 (pág 17)

De común acuerdo se establecieron los porcentajes de participación en la construcción y los derechos sobre el gasoducto, tanto en la parte que quedaría en suelo boliviano como la que quedaría en suelo brasileño: se acordó que en el lado boliviano el 85% de los derechos del gasoducto correspondería a Bolivia y el 15% a Brasil; en tanto en el lado brasileño el 80% correspondería a Brasil y el 20% a Bolivia.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y Petrobras asumieron por Bolivia y Brasil respectivamente los tramos que correspondían a cada país. Ambas empresas, al ostentar los derechos de su respectivo país en el gasoducto, asumieron la responsabilidad de financiar y/o buscar financiamiento para la construcción de la infraestructura. Gonzalo Sánchez de Lozada al suceder en el gobierno de Bolivia a Jaime Paz Zamora recibió la responsabilidad de dar continuidad a ese acuerdo. El 9 de diciembre de 1994, Sánchez de Lozada en calidad de presidente de la República; el Sr. Mauricio Gonzáles entonces Presidente de YPFB y Antonio Aranibar que desempeñaba el cargo de Canciller de la República, sostuvieron en Miami una reunión con la Sra. Rebecca Mark, representante de Enron y terminaron firmando un “Contrato de Asociación Accidental con Pacto de Accionistas” con la petrolera; el contrato además de inconstitucional por no contar con la aprobación del poder legislativo resultó lesivo a los intereses nacionales ya que se entregó a Enron

derechos sobre el 40% de la participación boliviana y se lo hizo sin que la empresa invirtiera nada más que su palabra de financiar o conseguir financiamiento para la realización de la infraestructura. Enron jamás realizó ni las inversiones, ni las gestiones comprometidas para ese fin; de hecho fue Petrobras quien años más tarde las realizó; sin embargo, Enron —amparada en la complicidad con autoridades de gobierno—, no sólo consiguió evadir la rescisión de contrato que procedía por incumplimiento, sino que consiguió ratificar sus derechos sobre el gasoducto y además adjudicarse junto a Shell, el contrato de capitalización de TRANSREDES, que tenía el monopolio sobre la red de gasoductos y oleoductos del país. De esa manera, primero Enron con el entreguismo y la complicidad de autoridades bolivianas y más tarde Shell en el marco de su sociedad con Enron se hicieron con el monopolio del transporte de hidrocarburos a cambio de absolutamente nada<sup>4</sup>. Aquel fue el inicio de una sociedad entre las dos gigantes petroleras que para el país supuso una seguidilla de daños, defraudaciones y delitos ambientales.

### EL CAMINO DE IRREGULARIDADES Y DELITOS DE SHELL EN EL CONSORCIO TR HOLDING EN TRANSREDES<sup>5</sup>

La llamada Capitalización fue una su-  
basta de las empresas nacionales en  
la que aparecieron empresas y consor-

cios extranjeros adueñándose de las empresas estratégicas del país y usándolas sin ningún escrúpulo en función de su interés de lucro. El resultado para el pueblo boliviano fue despojo y pobreza; pero también el surgimiento de la lucha por recuperar el patrimonio y la riqueza del país.

En el año 2002 cuando Gonzalo Sánchez de Lozada asumió su segunda gestión presidencial, y en el marco de la indignación creciente de la ciudadanía por los alcances de la Capitalización, decidió con sus aliados políticos incluir en el gabinete el cargo de Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización. Juan Carlos Virreira asumió el cargo y su trabajo —contra lo esperado por el propio presidente—, terminó poniendo en evidencia y documentando lo lesivo de los contratos de capitalización y develando las ilegalidades e irregularidades que impunemente cometían las transnacionales. El caso de las capitalizadoras de TRANSREDES no fue la excepción en la lista de empresas prontuariadas por la investigación del delegado. Más tarde el 2006, en cumplimiento del mandato de la Ley de Hidrocarburos y luego del Decreto de Nacionalización, el Ministerio de Hidrocarburos ordenó la realización de auditorías petroleras sobre las empresas capitalizadas y sobre las empresas con contratos de riesgo compartido surgidos durante el periodo neoliberal. El resultado de estas auditorías no sólo terminó ratificando lo investigado por Virreira, sino incluso develó más detalles y estableció recomendaciones para ser utilizadas en el proceso de nacionalización y de suscripción de contratos petroleros que el gobierno de Evo Morales impulsaba.

Las ilegalidades iniciaron con el “Contrato de Suscripción de Acciones” de TRANSREDES, que entró en vigencia el 10 de abril de 1997. En él se establecía que Shell y Enron (TR Holding) recibían el control y el manejo de la red de gasoductos y oleoductos del país con la condición de capitalizar TRANSREDES por un monto (suscripción de acciones) de \$US 263.500.000 (doscientos sesenta y tres millones quinientos mil

1. El presente documento en lo referente a Bolivia toma como base el artículo de Jimenez, Gerogina (2018) Gobierno celebra el regreso de Shell. El borrón y cuenta nueva que el Estado repite una y otra vez. Deliberar N° 1. Cochabamba: CEDIB.
2. En 1999, Repsol adquiere el 99% de acciones de la argentina YPF y un año más tarde Pérez Compañc y Pluspetrol vendieron sus acciones en Andina también a Repsol. Repsol se convirtió así en dueña del 50% de la capitalizada Andina S.A.
3. En el 2006 tras el decreto que nacionalizaba el 50% +1 de las acciones de Transredes, Enron vendió su participación en el consorcio TR Holding a la también estadounidense Ashmore de la empresa Prisma Energy.
4. El ex delegado presidencial para la revisión de la capitalización, Juan Carlos Virreira documentó ampliamente el daño cometido por Enron y por las autoridades nacionales con el llamado Pacto de Accionistas y todo lo que derivó de ello. Se calculó el daño cometido en cerca de 130 millones de dólares que sería el monto aproximado con el que Enron se benefició por la apropiación indebida de acciones sobre el gasoducto. Juan Carlos Virreira inició un juicio contra la petrolera y contra ex autoridades de Gobierno entre ellas el propio ex presidente Gonzalo Sánchez de Lozada; su vicepresidente de entonces, Víctor Hugo Cárdenas; el ex canciller Antonio Aranibar, el ex director de YPFB Mauricio González y cerca de una decena más de funcionarios. Inmediatamente después de haber interpuesto la acusación y entregado los datos para el juicio, Juan Carlos Virreira fue destituido por el presidente Carlos Mesa, que posesionó en su lugar al Sr. Francesco Zaratti. El gobierno de Carlos Mesa argumentó la destitución, diciendo que Virreira había sido nombrado por Gonzalo Sánchez de Lozada y por tanto sería hombre de confianza del ex presidente depuesto en octubre 2003. El argumento resultó poco creíble ya que si bien Virreira fue nombrado por Sánchez de Lozada (como parte de las cuotas del MIR), había demostrado su lealtad con los intereses patrios a lo largo de toda su gestión y no vació ni un segundo en iniciar el juicio ante las evidencias del daño que Sánchez de Lozada y la petrolera causaron al pueblo y al país. Más convincente resultaba la idea que con la destitución de Virreira, el presidente Carlos Mesa daba un espaldarazo a Antonio Aranibar, uno de los demandados por Virreira y al que Mesa incluyó en su gabinete. El 21 de noviembre del 2006 medios de prensa informaron que nueve autoridades habían sido sobrepagadas en el caso Enron: Carlos Miranda Pacheco, Gonzalo Chávez Alvarez, Jorge Mauricio González Sfeir, Jorge Alfredo Lema Patiño, Edgar Raúl Claire Paz, Fernando G. Gutiérrez Zalles, Raúl España Smit, Jesús Arturo Castañón Ichazo y Hugo Peredo Román. En diciembre de ese mismo 2006, el juicio interpuesto por Juan Carlos Virreira fue cerrado por la fiscalía boliviana que argumentó no encontrar suficiente asidero en los documentos incriminatorios para darle continuidad.
5. La información de este apartado ha sido recabada de los 5 cuadernos de la Capitalización en cifras del Delegado Presidencial Para la Revisión y Mejora de la Capitalización Juan Carlos Virreira, año 2003 y en el Informe Final de Auditorías Petroleras con Criterios de Dn. Enrique Mariaca año 2006. Ambos Patriotas, Juan Carlos Virreira y Enrique Mariaca fallecieron el año 2005 y 2010 respectivamente.

## IRREGULARIDADES Y DELITOS DE SHELL EN EL CONSORCIO TR HOLDING EN TRANSREDES

1. El 16 de mayo de 1997, a poco más de un mes de entrar en vigencia el contrato, el consorcio TR Holding depositó en la cuenta de Transredes en el City Bank el monto que se había comprometido a invertir como capitalización de la empresa; pero pocas horas después, ese mismo día, el depósito salió de la cuenta de Transredes y fue transferido a una cuenta en las Islas Caimán, presumiblemente propiedad de una de las empresas subsidiarias del consorcio. Es decir, se capitalizó Transredes por menos de 24 horas.
2. Shell y Enron realizaron lo que se denominó “préstamos puente” a sus afiliadas<sup>6</sup>. Este tipo de préstamos estaba explícitamente prohibido en el contrato para evitar que a nombre de inversiones en Transredes, otros emprendimientos del consorcio se capitalizaran. Las subsidiarias Productora de Energía Ltda.; Gas Oriente Bolivia Ltda. y Gas Occidente, fueron frecuentemente beneficiadas con este tipo de préstamos que registraban contablemente como inversión de capital. En la revisión de documentos administrativos publicados por Juan Carlos Virreira, más de 42 millones de dólares, es decir el 16% del monto de capitalización de TRANSREDES fue desviado hacia las subsidiarias. Shell y Enron incumplieron el contrato, manipulando el monto de inversión y haciendo un registro contable irregular.
3. El consorcio utilizó parte de los créditos del BID y de la CAF de ampliación y construcción de nuevos ductos para acreditar sus compromisos de inversión. Se estableció que fue práctica común que el Consorcio utilizara montos de esos créditos para el reparto de utilidades entre accionistas, mientras por otro lado se permitía incumplir el pago de las cuotas de esos créditos y adeudaba pagos de impuestos al Estado.
4. El consorcio designó a una afiliada de Shell, la Shell International Ltda. como administradora del fondo de inversiones de Transredes. De acuerdo al contrato estaba prohibido que una subsidiaria de las transnacionales que se adjudicaron Transredes se convirtiera en administradora del fondo de inversiones, pues se pretendía así evitar el manejo discrecional, en beneficio, de la empresa capitalizadora o de otros emprendimientos.
5. Todas estas irregularidades se unieron a la frecuente denuncia de evasión de impuestos, contrabando de hidrocarburos, incumplimiento del pago de las deudas que se fueron acumulando y al registro de pérdidas en tanto se repartían utilidades entre accionistas.
6. Las auditorías petroleras coordinadas por don Enrique Mariaca fueron contundentes al afirmar que Transredes no cumplió el contrato y los programas comprometidos para suministrar importantes volúmenes de gas a los valles intermedios y al altiplano. Las auditorías coincidieron con los datos de las investigaciones de Virreira en el sentido que ENRON incumplió el contrato Accionistas y ocasionó una pérdida al Estado al obtener derechos patrimoniales sobre el gasoducto sin haber realizado inversiones.
7. Los delitos ambientales se caracterizaron por el trabajo negligente del consorcio y el incumplimiento de la normativa. No se realizó el mantenimiento de los ductos. Esta negligencia ocasionó varios derrames de petróleo; el mayor de ellos, en el año 2000, cuando en Sica Sica un tramo del ducto de exportación colapsó vertiendo 29.000 barriles de petróleo reconstituido en el Río Desaguadero. El derrame afectó la zona comprendida entre Calacoto y el Lago Poopó, a lo largo de 175 kilómetros, afectando directamente a más de 14 pueblos. Enron y Shell (Consortio TR HOLDING), evadieron sus responsabilidades, manipularon los datos, embaucaron a las comunidades, desplegaron una campaña comunicacional mentirosa, tergiversaron la situación y lograron reducir al mínimo los montos destinados para indemnización a los afectados. Al final, apenas pagaron una pequeña multa de un millón de dólares a algunos de los afectados y quedaron adeudando más de 5 millones de dólares por daños ambientales. Además, el consorcio ha dejado otros pasivos que no certificaron nunca, según las auditorías petroleras.
8. Más allá de las compensaciones por el derrame en el Desaguadero, el consorcio evadió lo referido a la remediación in situ: no cumplió la limpieza de las riberas del río, ni de los terrenos afectados; tampoco asumió el daño que se ocasionó al ganado de las comunidades. El daño causado por la negligencia de Shell y Enron aún persiste; en las tierras de cultivo la afectación sigue irremediable pues los terrenos han sido fuertemente degradados; la afectación al sistema hídrico y de riego ha sido de gran impacto pues el petróleo derramado era reconstituido, no se cumplió con la limpieza del derrame y donde se realizó, se hizo sin cumplir requerimientos técnicos. Las secuelas de este derrame se siguen sufriendo y sin duda, ha sido una de las causas de la virtual muerte del lago Poopó.
9. El informe de auditoría ordenado por el Ministerio de Hidrocarburos y coordinado por Don Enrique Mariaca, establece que Transredes -violando las normas-, no renovó sus licencias ambientales cada cinco años como se establecía en la ley (Caso de Chorety) y su empresa contratista para el manejo de residuos peligrosos tampoco contaba con la licencia cuantificaron en cerca de \$US 5.675.655 (cinco millones seiscientos setenta y cinco mil, seiscientos cincuenta y cinco dólares) el pasivo heredado que dejaba la empresa por residuos empetrolados sin tratamiento en Sica Sica y por el abandono de ductos y estaciones (pasivos) en otros lugares. Además, las petroleras dejaron sin certificación muchos de los pasivos en el río Desaguadero que de acuerdo a estimados realizados desde antes de las auditorías se estimaban en no menos de 100 millones de dólares.
10. El caso Desaguadero fue un escándalo por la dimensión del daño, pero también por el comportamiento de las empresas Shell y Enron, claramente al margen de toda ética y de todo criterio de mínima responsabilidad. Pese a lo emblemático, el caso Desaguadero fue apenas uno en una larga lista de incidentes ocasionados por la negligencia de las empresas y por su irresponsabilidad a la hora de remediar o prevenir afectaciones.

dólares). De acuerdo al contrato, el consorcio tenía un plazo para el cumplimiento de los compromisos contractuales de hasta 8 años. Vale decir que, en la práctica, Shell y Enron se adjudicaron la empresa transportadora

TRANSREDES a cambio únicamente de promesas. Pero el consorcio no estaba satisfecho con recibir la empresa a cambio de la promesa de inversiones; tampoco estaba satisfecho con los 8 años que tenía para hacer esas inver-

siones. Shell y Enron no dudaron en incurrir en incumplimientos contractuales, irregularidades contables, evasión impositiva y hasta en eludir responsabilidades ante los delitos ambientales en que incurrieron.

**Tabla 3. Principales conflictos socioambientales de comunidades locales frente a capitalizadoras de TRANSREDES (Shell y Enron)<sup>7</sup>**

EMPRESA	FECHA	LUGAR	AFFECTADOS	DESCRIPCIÓN
TRANSREDES	--/02/1997	Villamontes	Pobladores Villamontes	Una riada destruyó el ducto de exportación a Argentina por lo que Transredes decidió habilitar el ducto por encima del puente ferroviario. Esto ocasionó protestas y denuncias de la población por el riesgo inminente. Más de un año después en noviembre 1998 Transredes fue conminada por la Superintendencia a presentar alternativa de solución.
TRANSREDES	05/05/1999	Barrio Hilandería	Juntas vecinales de la zona	Ruptura de válvula y derrame de petróleo en la planta de bombeo de la zona denominada La Muerte en el barrio Hilandería.
TRANSREDES	07/07/1999	Estación de Bombeo Tiguipa	100 pobladores de Tiguipa (SCZ)	Fuga de gas en la estación de bombeo de Transredes que provocó explosión y destrucción de la estación.
TRANSREDES	--/09/1999	Santa Cruz		Tres ejecutivos de Transredes fueron procesados por la contaminación ambiental ocasionada en el mes de mayo debido a un derrame de diésel y petróleo en una laguna de oxidación ubicada en un municipio de la periferia de Santa Cruz.
TRANSREDES	29/01/2000	Río Desaguadero. Oleoducto Sica Sica	175 km contaminados; 127 comunidades y 30.000 familias afectadas	Derrame de 29.000 barriles de petróleo reconstituido sobre el río Desaguadero. Contaminados los lagos Soledad, Uru Uru y el Poopó. La agricultura y ganadería de la zona sufrieron graves daños.
	--/04/ 2000	Llapallapani	Uru Muratos	Marcha de afectados por el derrame en el Desaguadero hacia La Paz para denunciar la muerte del lago Poopó a causa del derrame y el incumplimiento de las empresas Shell y Enron del consorcio TR Holding en los trabajos de limpieza y el pago de indemnizaciones.
PETROSUR (Contratista de Transredes)	10/07/2000	Río Pirque Afluente río Parotani Cochabamba	Campesinos agricultores alrededores río Pirque y río Parotani	Derrame de 3.000 litros de petróleo, de la compañía Petrosur, contratista de Transredes para el mantenimiento del oleoducto Santa Cruz – Sica Sica - Arica. La causa fue ruptura oleoducto. CODAC constató una significativa y alarmante penetración debajo de la superficie del suelo, temiéndose la contaminación de capas freáticas y otras fuentes acuíferas que desembocan en el río Pirque.
TRANSREDES	12/07/2000	Camiri, Santa Cruz	Población Camiri y Pueblo Guaraní	Derrame de 600 barriles de petróleo sobre el Parapetí por ruptura en el oleoducto entre Chorety ( Camiri) y Cerrillo (Chuquisaca).
CONDUTO Subsidiaria en la instalación del gasoducto San Miguel-Cuiabá	13/11/2000 publicado en prensa el 17/11/2000	A 11,5 km de San Matías; a 11,5 km de la capital Angel Sandoval y también San Manuel de la Frontera	San José de la Frontera, San Matías, Santa Cruz	Alrededor de 5.000 litros de diesel se derramaron sobre una corriente de agua sin nombre de la que se abastece la comunidad de San Matías: Los afectados fueron 890 personas. El carburante se expandió a lo largo de 227 metros y secó la vegetación baja de la zona que se encuentra precisamente en la línea fronteriza entre Bolivia y Brasil. El diésel fue arrastrado por la corriente hacia el Pantanal boliviano, al sector llamado Curichón. La causa es la ruptura de un depósito de la empresa Conduto.
TRANSREDES	07/08/2001	Santa Cruz		Incendio en la estación de bombeo Oconi ubicada a 206km al oeste de la estación N°1 en Santa Cruz.

6. De acuerdo al contrato de suscripción se expone que “entre las inversiones prohibidas está la inversión en empresas relacionadas y no se podrán realizar inversiones en acciones, participaciones de capital y demás títulos o valores emitidos por entidades asociadas o vinculadas a acciones de la sociedad suscriptora ni colocarse en depósitos en las mismas”. Esto se incumplió ya que durante el año 199 la empresa Capitalizada Transredes S.A. realizó préstamos denominados Puente a sus afiliadas por un total de \$US 42.280.000, los cuales según la auditoría realizada fueron destinados al capital de operaciones. Las empresas beneficiadas con estos préstamos fueron:

Empresa Productora de Energía Ltda. \$US 10.406.000 Gas Oriente Boliviano Ltda. \$US 28.390.000 Gas Occidente Matto Grosso \$US 3.484.000

... Es necesario analizar que dichos montos representan casi el 16% del monto de suscripción, teniendo por consiguiente existe “Incumplimiento con el contrato de suscripción”. Juan Carlos Virreira. Oficina Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización. Estado y cumplimiento de los Contratos

7. Gandarillas, Marco. Hidrocarburos y Territorios, nuevos conflictos: Comunidades locales frente a la nueva lógica de explotación hidrocarburífera en Bolivia. Cedit, área de Hidrocarburos. Cochabamba, Bolivia, 2001 de Capitalización, Administración y Suscripción. Empresa TRANSREDES. Informe final, Página 24, Bolivia 2003.

## LA NACIONALIZACIÓN PAGADA QUE LAS PETROLERAS IMPUSIERON AL GOBIERNO EN LAS NEGOCIACIONES

El listado de irregularidades, violación a las cláusulas del contrato y hasta delitos cometidos por la Shell y sus socias fueron de conocimiento amplio del gobierno de Evo Morales y las autoridades sectoriales pertinentes. Como hemos dicho, los antecedentes de las transnacionales de Transredes se encuentran registrados y debidamente documentados en los informes de investigación de Juan Carlos Virreira en el 2003 y las auditorías realizadas bajo la coordinación de Don Enrique Mariaca en 2006. Los dos informes coinciden en la necesidad de no dejar impune el daño cometido al Estado y al pueblo boliviano y en la necesidad de tomar acciones firmes y serias para revertir la situación. Juan Carlos Virreira consideraba imperioso juzgar a los responsables —empresas y autoridades cómplices— por los delitos cometidos; las auditorías petroleras recomendaron, en el caso de TRANSREDES, su vuelta inmediata a tuición de YPFB y Don Enrique Mariaca indicó con claridad que el consorcio de Shell y Enron en la Empresa TRANSREDES “*No aportó al desarrollo del sector y tecnológicamente fue deficiente, asimismo causó daños al medio ambiente que no fueron económicamente compensados por lo que cabe su expropiación y Nacionalización*”<sup>8</sup>. Pero como veremos, las recomendaciones y la documentación recogida y analizada en esos informes fue despreciada por el gobierno de Evo Morales; en cambio inició la negociación y el diálogo con las petroleras y finalmente, al menos en el caso de TRANSREDES, terminó asumiendo la imposición de las petroleras.

Como se sabe, para el 2006, TRANSREDES era ya un caso paradigmático en la Capitalización debido a los daños económicos, medioambientales y sociales que Shell y Enron (TR Holding) causaron al pueblo boliviano. De hecho, la investigación para la mejora de la Capitalización del 2003 demostró que Shell y Enron usaban en TRANSREDES las mis-

mas argucias que Enron utilizó siempre y que en 2001 fueron descubiertas en EEUU, ocasionando la declaratoria de quiebra de la petrolera y el inicio de juicios contra sus representantes:

- Pago de sobornos y tráfico de influencias para obtener contratos (América Central, América del Sur, África, Filipinas, India)
- Técnicas contables fraudulentas y realización de negocios entre sus propias subsidiarias para acreditar ganancias inexistentes o maquillar pérdidas.

Por ello, Juan Carlos Virreira realizó llamados exhaustivos a las autoridades para impedir que ENRON vendiera sus intereses en TRANSREDES y consiguiera así evadir la justicia y ponerse a resguardo de posibles juicios. En el gobierno de Carlos Mesa aquel pedido cayó en saco roto y en el corto periodo de la gestión de Rodríguez Veltzé tampoco tuvo una respuesta.

El 1 de mayo del 2006 el gobierno de Evo Morales lanzó su decreto supremo 28701 de Nacionalización de los hidrocarburos disponiendo —entre otras cosas— la recuperación de las acciones necesarias para que YPFB tuviese el 50% más uno de las acciones de las empresas capitalizadas, Andina, Chaco y TRANSREDES. También ratificó la disposición de la Ley de Hidrocarburos ordenando la realización de auditorías petroleras para establecer si las empresas extranjeras generaron daño al Estado. El 31 de mayo, ante las disposiciones del decreto, Enron vendió y transfirió sus acciones en TRANSREDES a la británica Ashmore; con ello, el temor de Virreira se había concretado y Enron —en pleno proceso de Nacionalización— había logrado poner en venta sus acciones en TRANSREDES y consolidar su impunidad.

En 2007, Don Enrique Mariaca entregó el resultado de las auditorías petroleras al entonces ministro Carlos Villegas que estaba en pleno proceso de negociación con Shell y Ashmore para recuperar el control mayoritario en TRANSREDES. Desafortunadamente, el gobierno de Evo Morales decidió ignorar las auditorías, descalificar sus resultados<sup>9</sup> y negociar con las propias petroleras los

términos de la recuperación. Y mientras Enron conseguía marcharse en total impunidad, Shell mantenía una dura resistencia y se negaba a entregar las acciones necesarias para que YPFB recuperara 50% más 1 del paquete accionario. A esa resistencia se unió su nueva socia, ASHMORE, que aparecía en el escenario decidida a volver rentable la compra que había hecho de los intereses de Enron en TRANSREDES.

El 26 de marzo del 2008 el gobierno emitió el Decreto 29486 que establecía el 30 de abril 2008 como fecha definitiva para suscribir la adquisición de acciones por parte de YPFB. El plazo se cumplió sin que se llegara a acuerdo alguno con el consorcio. Después de dos años de vigencia del Decreto 28701 de Nacionalización, Shell y Ashmore seguían impidiendo llegar a acuerdos para la recuperación por parte del Estado del 50% más 1 de las acciones de TRANSREDES y se negaban al cumplimiento de la norma. El 1 de mayo del 2008 se emitió el decreto 29541 con el que se instruyó la adquisición por parte de YPFB de 263.429 acciones del consorcio TR HOLDING en TRANSREDES a un precio de \$US 48 dólares/acción; representando un total de \$US 12.644.529 dólares al que se debitaría los montos por pasivos de la empresa.

Ese Decreto del 1 de mayo del 2008 tampoco tuvo cumplimiento y vencido el plazo para el endoso de acciones a favor de YPFB, el gobierno emitió un nuevo decreto (DS 295586) firmado el 2 de junio 2008 por el Presidente Evo Morales y su gabinete en pleno, en acto público. Ante la reiterada negativa de las petroleras a cumplir con el endoso del 50% más 1 de las acciones, el nuevo decreto disponía nacionalizar el 100% de las acciones del consorcio TR Holding en TRANSREDES a un precio de \$US 48 dólares/acción, deduciendo del monto total del pago los pasivos financieros, tributarios, laborales, comerciales, regulatorios, ambientales y sociales” de TRANSREDES. En el acto, se hizo una reseña de la permanente obstaculización del consorcio al cumplimiento de los decretos promulgados, lo que finalmente habría originado la

decisión de nacionalizar todo el paquete accionario. El presidente Evo Morales fue más lejós; acusó a las empresas de conspirar contra las políticas de su gobierno y denunció la maniobra con la que se simuló la compra de Shell por Ashmore un año antes<sup>10</sup> con la intención de crear un contexto adverso para el gobierno en la negociación. El presidente dio a conocer que “Shell todavía participaba en TRANSREDES; a pesar que Ashmore anunció el año pasado la adquisición de todas las acciones del grupo anglo-holandés en la empresa boliviana operadora de ductos. Por ello, reiteramos que queremos socios y no patrones; no es posible que empresas transnacionales vengan aquí a hacer actividades políticas; no aceptamos que vengan a conspirar contra la democracia; que las transnacionales vengan a trabajar, no a conspirar contra la democracia, sino serán expulsadas”<sup>11</sup>.

Lo cierto es que a pesar del tenor del último decreto y de las declaraciones amenazantes de las autoridades, la negociación entre gobierno y petroleras continuó hasta los meses de septiembre y octubre del 2008, cuando Shell y Ashmore respectivamente, firmaron el endoso de acciones a favor de YPFB aceptando el precio por las acciones determinado por el gobierno<sup>12</sup>. “Nos sentamos todos en la mesa de negociaciones. El resultado: el convenio que se firma, (...) es decir, 48 dólares por acción, monto que los bolivianos consideramos justo y que la empresa ha considerado también justo para aceptar esta transacción”, dijo el ministro Héctor Arce Zaconeta responsable de la defensa del Estado.

Como “una transacción” definió el ministro, el proceso de recuperación de TRANSREDES. Y en efecto, Shell, Enron (en su momento) y Ashmore, lograron en el proceso de negociación con el gobierno, convertir la Nacionalización de

TRANSREDES en una mera transacción comercial hecha a su conveniencia, es decir consiguieron que el gobierno realizara una Nacionalización Pagada. Ciertamente cuando el gobierno en el 2007 decidió archivar las auditorías petroleras y negociar con las transnacionales sin tomar en cuenta los delitos que cometieron; la nacionalización que proclamaba dejó de ser el proceso de realización de la justicia y de reparación histórica que el pueblo demandaba y se convirtió en una transacción de compra y venta en cuyo proceso, las empresas extranjeras tuvieron el escenario a su favor pues ya habían conseguido por adelantado una ganancia; la impunidad consolidada. Esa transacción de nacionalización comprada de TRANSREDES en teoría había costado a Bolivia la suma de \$US 241.200.000 dólares (doscientos cuarenta y un millones doscientos mil dólares), pero en la negociación final, entre septiembre y octubre del 2008, el gobierno excluyó la disposición de debitar del monto a pagar, la suma que las transnacionales debían a Bolivia por pasivos, obligaciones impagas y contingencias; nacionalizando y cargando a YPFB con la deuda del consorcio. El tiempo se encargaría —un año después— de ir poniendo en evidencia algunos de los costos de esas deudas también nacionalizadas.

Los datos empezaron a conocerse a partir de junio del 2009, cuando el director de la nacionalizada, Gildo Angulo denunció que no sólo se pagó los 241 millones de dólares de indemnización a las petroleras por la recuperación de las acciones, sino que también se había terminado asumiendo los pasivos del consorcio, incluyendo el pago de las deudas con impuestos por declaraciones irregulares que habían originado varios procesos contenciosos e incluso el congelamiento de las cuentas de YPFB

Transporte (ex TRANSREDES). El dato de Angulo fue confirmado por Carlos Villegas que admitió que efectivamente, se habían asumido los pasivos de la empresa por un monto que él calculó en cerca de \$US 320.000.000 (Trescientos veinte millones de dólares) además del monto de \$US 241.500.000 en concepto de indemnización por la recuperación de acciones. Villegas declaró que, sin embargo, esa deuda no constituía un pago por la nacionalización ya que el monto sería amortizado con el flujo de caja de la Transportadora<sup>13</sup>.

Lo cierto es que no sólo los delitos, los incumplimientos y las defraudaciones de las petroleras fueron olvidados en la negociación, sino que además se les terminó eximiendo de la obligación de honrar sus deudas y de la responsabilidad sobre posibles contingencias que surgieran a causa de afectaciones ambientales aún no evidenciadas o certificadas. Ese beneficio para Shell y Ashmore se oficializó a través de los decretos de septiembre y de octubre 2008, con los que se culminó la negociación y se dio paso al endoso de las acciones a nombre de YPFB. Esos dos últimos decretos, el 29706 de septiembre del 2008 y el DS 29726 de octubre del mismo año, revirtieron las disposiciones de los decretos anteriores que obligaban al consorcio a asumir deudas, pasivos y contingencias.

## EL RETORNO DE SHELL: UNA TRANSFERENCIA DE DERECHOS ENTRE PETROLERAS QUE NECESITA OBTENER LEGALIDAD EN EL PAÍS

Desde el año 2015 en reportes de prensa se empezó a dar indicios sobre la intención de Royal Dutch Shell de comprar BG Group. En abril de ese año, en un comunicado conjunto, los comités administrativos de ambas petroleras anunciaron que recomendarían a sus accionistas aprobar la compra venta para dar paso al surgimiento de una empresa más fuerte y competitiva en un entorno del sector que se presenta muy volátil<sup>14</sup>. El anuncio daba cuenta de la puesta en marcha de una de las estrategias empresariales

8. Mariaca Bilbao Enrique. Informe Completo de la Auditorías petroleras. CEADL/ Hora 25. La Paz Bolivia.  
 9. Sobre auditorías petroleras: Enrique Mariaca desmiente a Álvaro García Linera. El País www.elpaisonline.com 17 septiembre 2009.  
 10. El 30 de mayo de 2007, Ashmore informó haber adquirido las acciones de Shell en los negocios que compartían en Bolivia y Brasil, con lo que se suponía Shell estaba fuera de Transredes. Sin embargo, la venta no fue tal y para mayo del 2008 en el informe financiero del consorcio TR Holding se reconocía que 50 por ciento de las acciones pertenecían, a partes iguales, a Ashmore-Shell.  
 11. “Morales nacionalizó con la Ley en la mano” La jornada, México. Martes 3 de junio de 2008.  
 12. Los endosos de Shell en septiembre 2008 y Ashmore en octubre de mismo año fueron realizados bajo las cláusulas de los decretos 29706 de 16 de Septiembre para el caso de Shell y el decreto 29726 de 1 de octubre 2008 para el caso De Ashmore. Ambos decretos establecieron “ la justa compensación” a ser pagadas en el país designado por las empresas y “sin deducir pasivos, contingencias o cualquier otro concepto que pudiera afectar el monto de compensación”. Y terminaban por disponer la exclusión de las empresas de la aplicación de lo dispuesto en los artículos 4 y 7 del decreto 29541 y párrafo II del Artículo 2 y Artículo 4 del Decreto 29586 del 2 de junio del 2008.  
 13. YPFB pagará una gran deuda de Transredes. La Razón. 19 de junio del 2009  
 14. Associated Press. 15.04.2015. Shell compra BG y crea la segunda petrolera del mundo

realizadas comúnmente para afrontar contextos adversos a los intereses de las empresas como el de precios del petróleo a la baja que prevalece en los últimos tiempos. De acuerdo a los términos de la transacción entre las petroleras, la adquisición de BG por parte de la Shell permite el surgimiento de una empresa más sólida y competitiva en la que los accionistas de BG conservan una participación del 19%, por lo que en realidad se trata de una estrategia de adquisición/fusión entre petroleras que al realizarse ha permitido a Royal Dutch Shell convertirse en la segunda compañía petrolera más grande del mundo (superada sólo por Exxon Mobil) y al mismo tiempo le ha valido obtener una presencia mayor en los mercados mundiales de gas, presencia que resulta importante en el escenario actual de bajos precios del petróleo. En concreto, Royal Dutch Shell logra con la transacción concretar su presencia en prometedoros megaproyectos hidrocarbúricos, particularmente en Australia y en Brasil donde BG tenía sus mayores intereses.

El gobierno boliviano conoció desde el principio la decisión de vender BG a Shell; de hecho, el 8 de mayo del 2015, un mes después del anuncio del acuerdo entre las petroleras, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía publicó en su portal web una nota informativa en la que daba cuenta de la reunión sostenida entre el ministro Luis Sánchez y el Gerente General de British Gas (BG) Bolivia, Orlando Vaca. En la reunión el gerente de BG Bolivia comunicó al ministro que, en el contexto de transición por la transacción de venta a Shell, BG confirmaba que los planes y proyectos exploratorios en Bolivia permanecían firmes y sin cambios<sup>15</sup>. De acuerdo a la nota publicada por la Unidad de Comunicación del Ministerio de Hidrocarburos, en ese entonces la transacción entre Royal Dutch Shell y BG Group tramitaba la aprobación de las autoridades europeas de regulación y de los accionistas y se estimaba que culminaría a principios del 2016.

En febrero de 2016 se hizo público el cierre de la operación entre las petroleras por un monto pagado a BG de cerca de 70,000 millones de dólares. En me-

diós de prensa se publicó: *“Royal Dutch Shell tiene la satisfacción de anunciar que el plan ha entrado en vigor y que la totalidad de las acciones ordinarias del capital BG Group son ahora propiedad de Shell”*<sup>16</sup>. En ese mismo mes, las acciones de BG dejaron de cotizar en la Bolsa de Londres. En abril del 2016, Directivos de Royal Dutch Shell encabezados por su vicepresidente llegaron a Bolivia y anunciaron el compromiso –a través de BG– de dar continuidad a las

inversiones y trabajos de explotación y exploración particularmente en Caipipendi y Huacaretá.

Llama la atención que la cobertura de prensa del Ministerio de Hidrocarburos sobre el retorno de Shell, especifica que es a través de BG que Shell compromete inversiones. Pero ¿Por qué si las inversiones de Shell serán hechas a través de BG, no hay en la delegación que anuncia el compromiso ningún directivo de BG? ¿Cómo puede Shell

**Tabla 4. Participación de empresas por campos de gas en producción en Bolivia, 2018**

CONTRATO	CAMPO	ACCIONISTAS	%
Capipendi	Margarita	BG Group (ahora Shell)	37,5
		Repsol	37,5
		PAE	25
La Vertiente	La Vertiente	BG Group (ahora Shell)	100
	Escondido	BG Group (ahora Shell)	100
	Taigueti	BG Group (ahora Shell)	100
Los Suris	Los Suris	BG Group (ahora Shell)	25
Tarija XX Este	Palo Marcado Ibibobo	Petrobras	30
		TOTAL	41
Tarija XX Oeste	Itaú	YPFB	4

**Tabla 5. Participación de empresas por campos en exploración en Bolivia, 2018**

CONTRATO	AÑO	ACCIONISTAS	%
Huacareta	2013	BG Group (ahora Shell)	100
Iñiguazu	2018	YPFB Andina S.A.	46,5
		Shell Bolivia Corporation	15
		PAE E&P Bolivia Limited Suc. Bolivia	10

**Tabla 6. Cronología de SHELL en Bolivia**

1982	Shell adquiere bloque subandino norte
1991	Shell adquiere bloque Madidi
1996	Shell+ Latin America BV + AEI Luxemburg + Enron = TRANSREDES S.A. – Problemática socioambiental gasoducto Brasil – Tragedia ambiental Sica sica -Arica (2000) derrame de petróleo 29mil barriles
2004	Nacionalización de empresas de transporte TRANSREDES. Sale Shell de Bolivia
2007	BG adquiere participación en dos de los principales campos gasíferos: Margarita e Itaú
2012	BG adquiere bloque Huacareta
2016	Shell compra BG y entra automáticamente a Bolivia

Mapa 1 | SHELL en Bolivia



comunicar compromisos de inversión a través de BG en abril, si BG ha dejado de existir dos meses antes? Pero es aún más llamativo el hecho que, sabiendo el gobierno que Shell ha comprado BG Group, el Ministro de Hidrocarburos Luis Sánchez, se muestre complacido con el anuncio de Shell de quedarse por 100 años trabajando en áreas petroleras en las que el Estado boliviano no le ha otorgado ningún derecho ni obligación. Esa actitud del ministro, no sólo llama la atención, sino que motiva preocupación

y hace temer que se haya aceptado la presencia de Royal Dutch Shell sin mayores objeciones, permitiéndole que con la transacción comercial con la que se hizo de BG Group, también adquiera los derechos y obligaciones de BG en los contratos suscritos con YPFB.

El accionar correcto implicaba que el señor ministro informara a la transnacional que como establece la ley y la Constitución Política<sup>17</sup>, los contratos petroleros y sus modificaciones tienen que

contar con aprobación legislativa y que la cesión, transferencia y subrogación de contratos no puede realizarse en forma total o parcial, directa o indirectamente, salvo que la aceptación de YPFB y del Ministerio de Hidrocarburos cuente con el requisito de la autorización y aprobación expresa del Órgano Legislativo<sup>18</sup>. Pero no existe registro alguno en el que se recoja la exigencia de este requisito por parte de las autoridades competentes a la transnacional. Más aún, en el supuesto que –como establece la ley– el Ministerio de Hidrocarburos sujete la autorización de cesión o transferencia de los derechos y obligaciones de BG Bolivia a Shell a una autorización legis-

15. UCOM-MHE-08-05-2015: "BG Bolivia garantiza sus inversiones en todas las actividades hidrocarburíferas que tiene en el país".  
 16. EP: "Shell completa la compra de BG Group". Expansión. Empresas. Energía. 15.02.2016. España. <http://www.expansion.com/empresas/energia/2016/02/15/56c1a5e9e2704eb0688b45af.html>  
 17. Artículo 68 de la Ley 3058 de Hidrocarburos y Artículo 362,II de la Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia  
 18. Artículo 70 de la Ley 3058 de Hidrocarburos.

lativa, queda la duda del cómo podría procederse a esa transferencia o cesión de derechos si la empresa titular de los mismos, BG, ha dejado de existir.

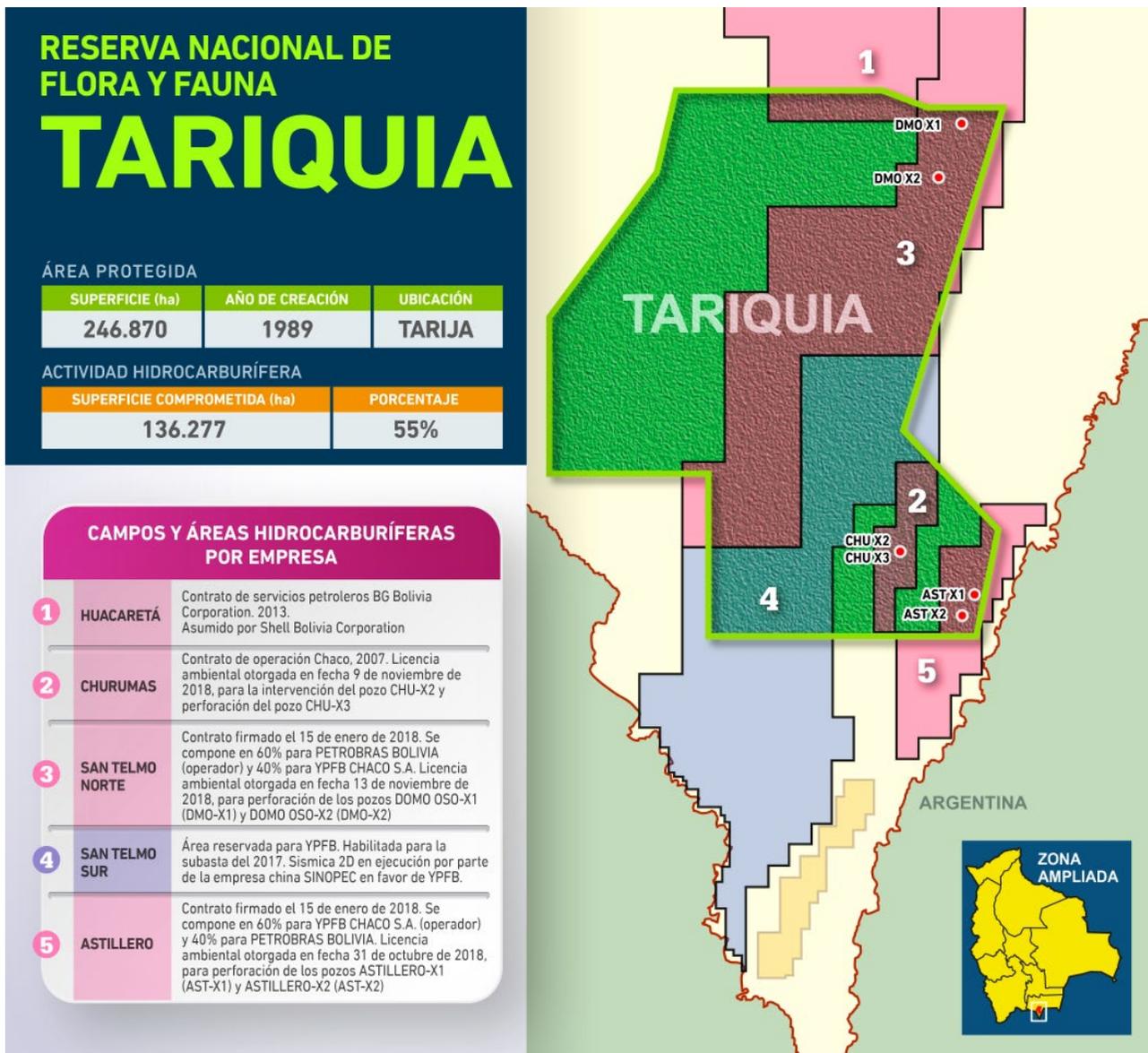
Y la preocupación aumenta porque no sería nada fuera de lo común que se encontrara alguna justificación que legalice la obtención por parte de Shell de los derechos de BG, de hecho la ley 767 de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera ya ha abierto una puerta para que eso sea posible ya que en su artículo 17 de Modalidad de Contratos en el párrafo II se dice que será el Ministerio

de Hidrocarburos el que establezca en resolución ministerial los lineamientos para la suscripción de contratos y para la selección de empresas que realicen actividades de explotación y exploración en el marco de dicha ley y aunque el artículo 18 de tramitación de contratos no exime de la obligación de aprobación por parte de la Asamblea Legislativa, sí establece la priorización administrativa y legislativa, lo que hace presumir que se está en puertas de establecer nuevas condiciones y un proceso expedito para su aprobación con el argumento de la necesidad de atraer inversiones.

### UN CASO DE RESISTENCIA SOCIAL A LA EXPLORACIÓN EN LA RESERVA NACIONAL DE FLORA Y FAUNA TARIQUÍA

Desde el 2018 ha adquirido visibilidad la exploración de hidrocarburos en la Reserva Natural de Flora y Fauna Tariquía, por la resistencia que las comunidades que habitan el área de esta área protegida han desplegado para evitar dicha exploración y sus impactos. El área protegida está ubicada, en el Departamento de Tarija, en la región sureste e

Mapa 2. Bloques petroleros sobrepuestos a la RNFF Tariquía, 2018



**Tabla 7. Contratos petroleros vigentes en la RNFF Tariquía**

ÁREA	CONTRATO	OBSERVACIONES		
HUACARETA	Firmado con la empresa BG Bolivia Corporation el año 2013. Producto de una licitación internacional y oferta de áreas reservadas a YPFB. Desde el 2017 Shell producto de la adquisición de BG.	El año 2015, la anglo holandesa Shell inició la compra de las acciones de la empresa BG. A partir de la consolidación de esta transacción, la Shell, pasa a tener las acciones y activos de BG en Bolivia	Se iniciaron procesos exploratorios en el bloque, actualmente cuentan con licencias ambientales para la perforación de pozos exploratorios. No se conoce el lugar de emplazamiento de los mismos.	La Adquisición sísmica 2D fue autorizada mediante Resolución Ministerial 107 – 2015 del Ministerio de Hidrocarburos y Energía a la empresa BG Bolivia Corporation. La tarea fue realizada por la empresa SAExploration.
CHURUMAS	Contrato firmado el año 2006 con la empresa YPFB Chaco S.A.	Se encuentra ubicado en la zona núcleo de la Reserva (según el plan de manejo 2000 – 2004)	La empresa inició el trámite de licencia ambiental en febrero de 2017, para el proyecto de perforación del pozo CHU – X2 e intervención del pozo CHU –X3	

**ÁREAS SIN CONTRATO VIGENTE**

SAN TELMO NORTE	El área San Telmo fue creada a través del DS 29130 del año 2007 y modificada, el mismo año, por el DS 29226, llegando a tener una superficie de 193.359 ha.	El área fue estudiada y solicitada para firma de contrato por parte de la empresa Petrobras Bolivia S.A. Dicho contrato no se hizo efectivo y en marzo del 2017 a través del DS 3107 se dividió el área en dos: San Telmo Norte y San Telmo Sur	El 7 de julio de 2017 se emitió la licencia ambiental que autoriza a YPFB a realizar un proceso exploratorio de adquisición sísmica 2D en el bloque San Telmo Sur. La gestión de licenciamiento ambiental se inició el año 2016, cuando existía una sola área.	El área San Telmo Norte fue nuevamente comprometida a la empresa Petrobras Bolivia S.A. En el marco del Foro de Países Productores de Gas, realizado en noviembre del 2017 en Santa Cruz, Bolivia. El compromiso estatal es de viabilizar la firma de contrato hasta el 31 de diciembre de 2017.
SAN TELMO SUR				La adquisición sísmica 2D se realizará en el área San Telmo Sur. YPFB ha contratado a la empresa china SINOPEC INTERNATIONAL PETROLEUM SERVICE ECUADOR S.A. El proyecto tiene un costo aproximado de 70 millones de bolivianos.
ASTILLERO	Creado a través del DS 29226 del año 2007. Tiene una superficie de 21.093 ha	El año 2011 se autorizó la firma de un convenio de estudio y posterior firma de contrato con Petrobras Bolivia S.A. Dicho contrato no se ha efectivizado aún.	El área se encuentra libre para ser parte del proceso de subasta anunciado por las autoridades	El área Astillero fue nuevamente comprometida a la empresa Petrobras Bolivia S.A. En el marco del Foro de Países Productores de Gas, realizado en noviembre del 2017 en Santa Cruz, Bolivia. El compromiso estatal es de viabilizar la firma de contrato hasta el 31 de diciembre de 2017.

Gran parte de la RNFF Tariquía está afectada por un proyecto exploratorio a través de una Adquisición Magnetotelúrica, denominada “Subandino Sur”. Autorizada y definida a través de la Resolución Ministerial 207 – 2016 (Ministerio de Hidrocarburos). Esta tarea ha sido encomendada a la asociación de las empresas Bolpegas (Bolivia) y Nord West (Rusia).

involucra a los municipios de Padcaya, Entre Ríos, Concepción y Caraparí; el bloque Huacareta en manos de Shell es uno de los que se sobrepone.

Los proyectos de exploración de hidrocarburos que afectan el área protegida corresponden a los bloques de la Tabla 7

Diferentes medidas de regresividad de la normativa ambiental han posibilitado que avance el proceso de exploración en esta área protegida. Entre estas, la más reciente ha sido el cambio del Plan de Manejo y la nueva zonificación realizada antes que con criterios ambientales de conservación, con el criterio de posibilitar la actividad extractiva; además de haberse realizado sin cono-

cimiento de la población y autoridades locales.

El 2014, como parte de la actualización de varios planes de manejo de áreas protegidas que representaban un obstáculo a diversas actividades extractivas, se modificó el plan de manejo de la RNFF Tariquía y con este la zonificación que delimita el grado de restricción a las actividades al interior de Tariquía. Los mapas 3 y 4 ilustran este cambio en función a la población y en función a los pozos exploratorios.

La realización de actividades de exploración de hidrocarburos en un área delimitada y protegida para su conservación ambiental es ya de hecho una contradicción e implica una vulneración

del derecho ambiental del conjunto de la población boliviana.

*...nosotros nunca pensamos que iba a pasar esto que vendrían a explorar dentro una reserva, vivíamos contentos porque las reservas decían que eran protegidas por el mismo Estado pero no es así, incluso el Estado está dando la orden para que entren a explorar, están facilitando a las empresas, están modificando artículos ni la constitución están respetando<sup>19</sup>.*

Sin embargo, en el proceso de arranque de la exploración se han vulnerado otros derechos de las comunidades locales. La presión gubernamental a la población afectada que critica y se resiste al avance de las actividades exploratorias se transforma en vulneración de derechos humanos, territoriales

19. Entrevista Dirigenta RNFF Tariquía.

y ambientales. Entre estos derechos vulnerados se encuentran: derecho a la consulta, derecho a la alimentación, a la vida, al trabajo, amenazas y riesgos para con Defensores de derechos humanos, estigmatización de dirigentes y división de la organización social, persecución

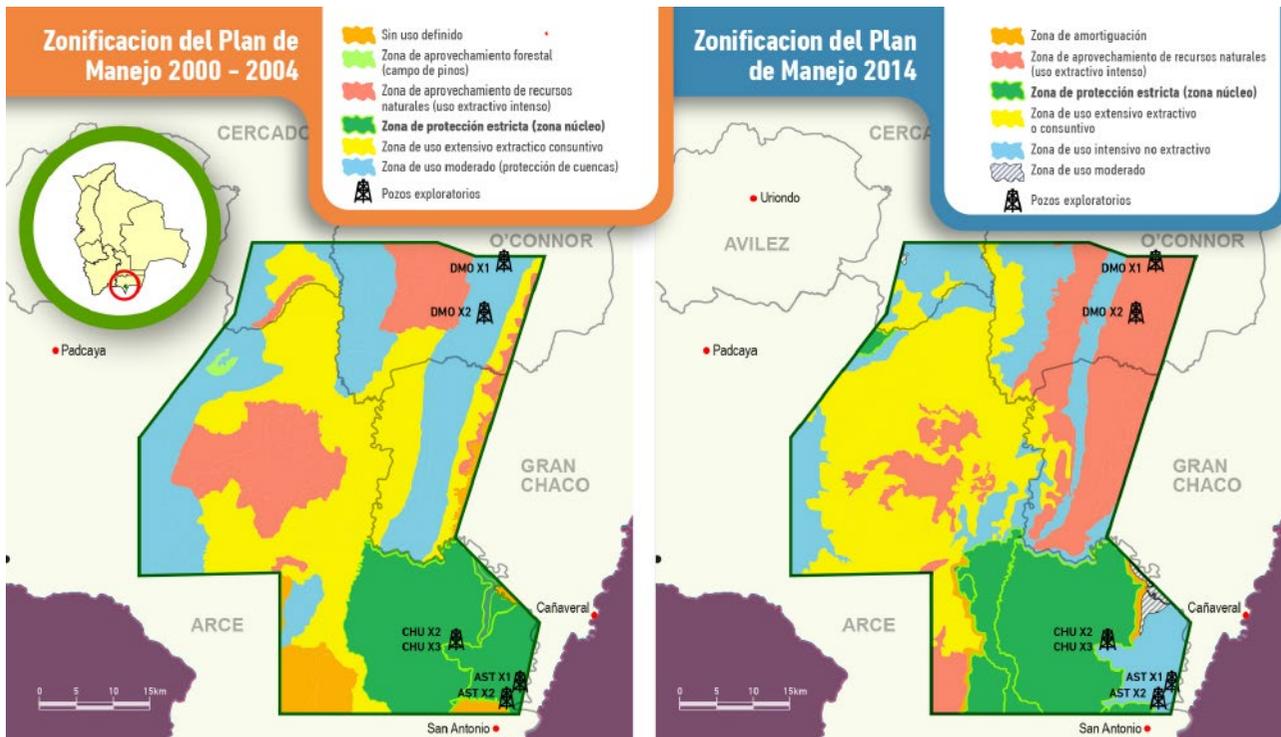
a organizaciones no gubernamentales y restricciones al acceso a información

Las comunidades afectadas informadas de las acciones planificadas a realizarse en su territorio realizaron diferentes actividades para defender sus derechos vulnerados por el proyecto de explo-

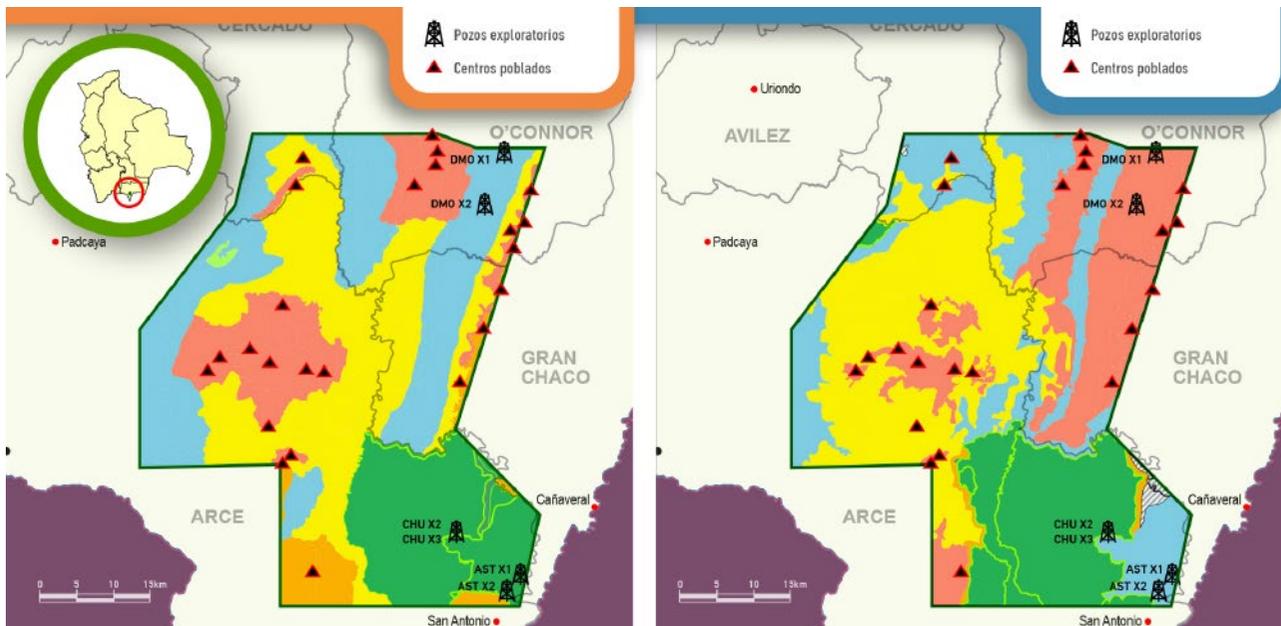
ración. Específicamente la Subcentral Tariquía se movilizó desde el 2017 y la subcentral Chiquiacá desde el 2018.

- **Acciones informativas y de denuncia.** Principalmente la subcentral Tariquía realizó una diversidad de acciones informativas a la

**Mapa 3.** Cambios en la zonificación de la RNFF Tariquía en función de la ubicación de los pozos exploratorios



**Mapa 4.** Cambios en la zonificación de la RNFF Tariquía en función de la ubicación de los centros poblados



población de Tarija y de diferentes departamentos de Bolivia, así como denuncias por medios de comunicación. Denuncias que secundan las denuncias realizadas ante diferentes autoridades: SERNAP, Asamblea Legislativa, Ministerio de Hidrocarburos, Ministerio de Medio Ambiente y Agua entre otras.

La principal acción de denuncia fue la marcha realizada en abril del 2017 desde la RNFF Tariquía hasta la ciudad de Tarija.

- **Articulación de la sociedad civil.** La articulación con la sociedad civil ha sido un mecanismo de seguridad y defensa de derechos importante. Las diferentes acciones de difusión le han valido el apoyo moral y activo de múltiples organizaciones a nivel urbano –principalmente en Tarija– algunas que incluso han llegado a conformar plataformas de apoyo a las comunidades afectadas en Tariquía.

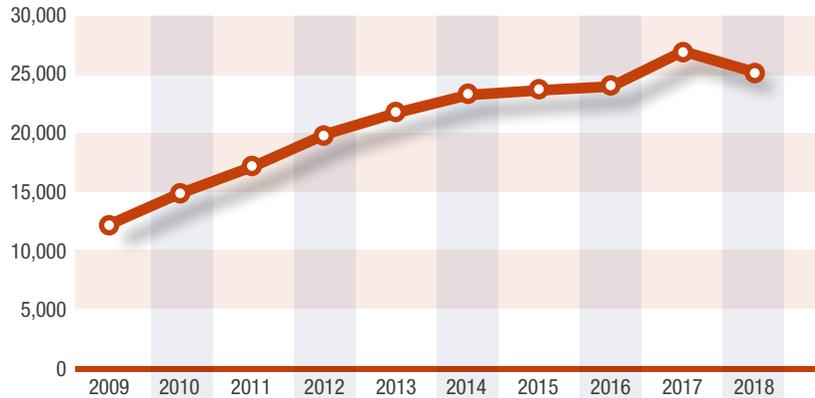
La articulación más reciente es la Coordinadora Nacional de Territorios Indígenas originarios campesinos y áreas protegidas (CONTIOCAP), que aglutina diferentes comunidades y pueblos indígenas que defienden sus territorios y derechos frente a actividades extractivas como es el caso de Tariquía.

- **Acciones jurídicas.** Se ha realizado una acción popular contra el Decreto Supremo 2366 de 20 de mayo de 2015, por omitir “realizar la consulta previa obligatoria a las comunidades campesinas que viven dentro de la Reserva de Flora y Fauna de Tariquía”. Esta acción sin embargo fue negada por el Tribunal Constitucional<sup>20</sup>.

### PROYECCIONES: MERCADOS REGIONALES CAMBIANTES DE GAS EN SUDAMÉRICA

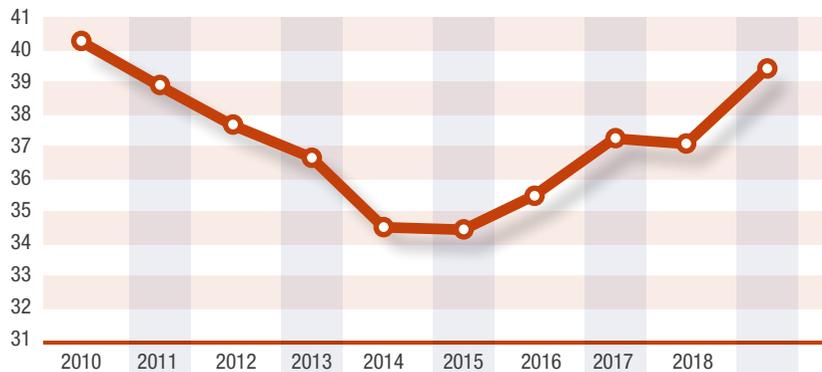
A partir de este contexto nacional toca observar qué ocurre en el ámbito regional, cuáles son las proyecciones en términos del mercado regional y por ende las bases para un futuro análisis prospectivo.

**Ilustración 1. Producción de gas en Brasil, 2009-2018 (Billones m<sup>3</sup>)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019; para Brasil, ANP/SDP, conforme Decreto n° 2.705/1998

**Ilustración 2. Producción de gas en Argentina, 2009-2018 (Billones m<sup>3</sup>)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019

Sudamérica se encuentra en un momento de grandes cambios en el campo de los hidrocarburos. Desde que EEUU comenzó a exportar GNL en 2016, la mitad de los cargamentos se habían enviado a América Latina, planteándose América como un mercado importante para el LNG de EEUU. Se identificaba, por ejemplo, a Brasil con su capacidad de regasificación de GNL en aumento destacando esta fuente de energía como suficientemente flexible para ser usada como respaldo de temporada para las hidroeléctricas<sup>21</sup>. Sin embargo, simultáneamente, diferentes estudios proyectaban que el mercado de Brasil y Argentina en lugar de crecer disminuirían por la reducción de la demanda y del incremento de la produc-

ción doméstica de gas<sup>22</sup>, al mismo, que daban cuenta de una gran volatilidad, entre otros elementos, de los precios del petróleo<sup>23</sup>.

Hoy queda bastante claro que la región tiene el potencial para convertirse en exportadora y que sólo es cuestión de tiempo. Brasil experimenta desde el 2013 un incremento en su producción que marca un cambio radical con la situación 2008-2013. (Ilustración 1)

Lo mismo ocurre por otra parte en la Argentina donde después de un descenso agudo de la producción de gas a partir del 2014 se ha vuelto a recuperar. (Ilustración 2)

El desarrollo de la producción de gas en la Argentina se debe a Vaca Muerta

20. Tribunal Constitucional Plurinacional, 2017.

21. Latin America is growing market for US LNG exports, conference told. Nick Snow, OGJ Washington, 12/20/2017

22. The Vanishing LNG Market in Brazil Apr 17. Oxford Energy Comment, Ieda Gomes

23. LNG Markets in Transition The Great reconfiguration. Anne-Sophie Corbeau, David Ledesma 29/9/16

pero se encuentra frenado por la falta de mercados —el interno está sufriendo aún por la crisis económica— y por la falta de infraestructura<sup>24</sup>. Esto ha llevado a parar la producción de varios pozos y a un gran cambio en Bahía Blanca, uno de los puntos de abastecimiento de LNG importado, para hacer los cambios necesarios para exportarlo. Parte de esta nueva corriente es la exportación de gas natural a Brasil y Chile; en este último caso ha llegado a precios inferiores a los que paga Argentina por el gas boliviano<sup>25</sup>.

Aquí está el otro cambio, Bolivia, importante proveedor de Brasil y Argentina, en los últimos años ha visto decrecer su producción de gas y lo más importante sus reservas certificadas. Desde el 2013 cuando se hizo la última que arrojó 10,45 TCF, no ha vuelto a certificarse y el anterior gobierno se vio en serios problemas para presentar cifras creíbles sobre las reservas. Lo objetivo es que en los últimos 13 años no ha habido ningún descubrimiento y que el gobierno se ha negado empeinadamente a hacer una certificación como manda la ley, lo que es señal obvia de que se pretende ocultar la grave situación.

Esto quiere decir que es probable que Bolivia deje en algunos años, el club de los países exportadores de gas y que posiblemente se convierta en importador. Como funcionan las cosas en Bolivia, aun en la eventualidad de que se descubriera el día de hoy algún yacimiento importante, tardaría unos 10 a 12 años para que el gas llegue a los mercados.

El hecho que el desarrollo de la producción de Brasil y Argentina dependan de sus exportaciones muestra un sobreabastecimiento del mercado local, a lo cual hay que sumar el LNG de EEUU y sus planes de ampliarse en el continente. Un descubrimiento en el caso de Bolivia vendría naturalmente a empeorar el panorama de sobreabastecimiento hacia el cual pareciera encaminarse la situación.

Sin embargo, el futuro desarrollo del potencial de ambos países no está libre de problemas. En el caso de Brasil los yacimientos off shore deben aún enfrentar costos altos para la infraestructura y con su economía apenas saliendo de una recesión. En el plano internacional,

la Argentina se encuentra muy expuesta al problema que afecta especialmente a los yacimientos sometidos al fracking: los precios bajos, la competencia de los EEUU —el gran productor del fracking— y la dependencia de los subsidios estatales que además se dan en medio de una grave crisis económica.

Aparte de estos elementos en el plano regional podemos citar otros en el plano global:

- La volatilidad de los precios del petróleo se ha incrementado radicalmente respecto al periodo 2009-2014.
- La situación geopolítica internacional juega y puede jugar un gran rol en los precios. Posibles conflictos internacionales podrían provocar un retorno de los precios al nivel de los 100 \$us/barril; de igual manera varios países que son grandes potencias del rubro petrolero podrían retornar a niveles de producción altos como Libia, Iran, Venezuela según vayan solucionando los problemas que derivan las situaciones de guerra, bloqueo u otros que actualmente lo impiden.

El estancamiento del consumo mundial que se debe básicamente al estancamiento del desarrollo económico mundial.

## SHELL EN LA REGIÓN Y LOS CAMBIOS EN CURSO

Las operaciones de Royal Dutch Shell se dividen en cuatro rubros, a saber, upstream, gas integrado, nuevas energías y downstream.

El downstream, que incluye el suministro de combustible y lubricantes para varias industrias, fue el mayor contribuyente de los ingresos de la compañía en 2017, acumulando un total de \$ 268bn<sup>26</sup>. La menor proporción le corresponde al upstream con sólo el 12.4% del total. (Tabla 8)

La situación de Sudamérica en las reservas probadas de petróleo y gas de Shell es modesta, en porcentaje, 20% petróleo y 3.7% gas, haciendo un 9.9% del total en MBOE. (Tabla 9)

La producción de crudo se da principalmente en Brasil y la participación de Sudamérica en el total de Shell es del 19.2%. (Tabla 10)

La participación de Sudamérica en la producción de gas es apenas del 6.8% del total. Distribuido en orden de importancia en Trinidad Tobago, Brasil y Bolivia. (Tabla 11)

**Tabla 8. Ingresos de Shell por segmentos de la cadena productiva, 2017**

	INGRESOS (MILLONES \$US)	PORCENTAJE POR SEGMENTO
Total ganancia líquida de los segmentos [A][B]	12,471	
Gas integrado	5,078	40.7
Upstream	1,551	12.4
Downstream	8,258	66.2
Corporativo	-2,416	-19.4

**Tabla 9. Shell: Reservas probadas de petróleo y gas natural en Sudamérica a diciembre 31, 2017**

RESERVAS PROBADAS	PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS (MMB)	GAS NATURAL (MM SCF)	TOTAL (M BOE)
Desarrolladas	18.40%	3.60%	8.60%
No desarrolladas	27.40%	4.30%	15.80%
Total	20.50%	3.70%	9.90%

**Tabla 10. Producción de crudo y gas natural condensado en 2017**

	PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS (EN MILES DE BARRILES)	PORCENTAJE
Brasil	111,093	97.1
Otros	3,325	2.9
Total Sudamérica	114,418	% del total 19.2
Total Shell	595,539	

**Tabla 11. Producción de gas de las subsidiarias de Shell, 2017 (MM/PC)<sup>3</sup>**

SUDAMÉRICA	MM/PC	PORCENTAJE
Bolivia	59,673	28.3
Brasil	70,100	33.2
Trinidad y Tobago	73,000	34.6
Otros*	8,370	4.0
Total Sudamerica	211,143	% del Total 6.8
TOTAL Shell	3,117,049	

**Tabla 12. Áreas petroleras y de gas a diciembre 2017. En miles de acres**

	DESARROLLADAS		NO DESARROLLADAS	
	BRUTO	NETO	BRUTO	NETO
Sudamérica	1,302	606	9,338	6,196
TOTAL	44,588	16,794	134,053	82,851
Sudamérica %	3	4	7	7
2017 vs 2015 %	1,202	1,065	19	71

Fuente: Tablas 8, 9, 10, 11 y 12, en base a Royal Dutch Shell PLC Annual Report and Form 20-F 2017

Las cifras relativas a exploración y lo que vemos es una participación de Sudamérica aún menor. (Tabla 12)

A pesar de las cifras anteriores, Shell se encuentra en un proceso agresivo de expansión de sus intereses (y por

tanto de sus reservas) en el upstream en Sudamérica con lo cual se desprende de la tendencia generalizada para las empresas que la importancia de las reservas está cayendo ante la producción<sup>27</sup>.

Ciertas acciones tomadas por Shell a fines del 2018 en el downstream pueden haber sido interpretadas erróneamente, especialmente con la venta en Argentina de la Refinería de Dock Sud, en Buenos Aires junto con “aproximadamente 665 estaciones de servicio, los negocios de Gas Licuado de Petróleo (propano y butano, que se utilizan en las garrafas), combustibles marítimos, combustibles de aviación, asfaltos, químicos y lubricantes, así como las actividades de suministro y distribución en el país”, a la compañía Raizen por un monto de 916 millones de dólares

La realidad es como declaró John Abbott, director global de Shell Downstream: “Nuestro plan es continuar prosperando en el mercado argentino del downstream a través de Raizen”<sup>28</sup> lo cual es posible porque se trata de una sociedad donde Shell tiene el 50%, lo que quiere decir que la transacción es parte del plan de desinversión de Shell de 30 billones de dólares, o la “liberación” de capital que la empresa considera cautivo en negocios poco rentables, a la vez que esto amplía la influencia de Shell en Brasil, donde además ha aprovechado muy bien los campos productores que eran de BG<sup>29</sup>. Shell cambia su estructura en Argentina antes enfocada exclusivamente en Downstream<sup>30</sup> por el Upstream que ahora ven más rentable. Shell funcionará como dos empresas independientes en Argentina, una para el upstream, y para el downstream lo hará a través de Raizen<sup>31</sup>.

La estrategia de Shell es expandir sus negocios de aguas profundas, gas natural licuado (GNL) y empresas no convencionales, aunque las futuras acciones la planeada desinversión de alrededor de \$ 5 mil millones por año en 2019 y 2020 podrán aparentar otra cosa<sup>32</sup>.

Parte de estos planes donde Shell concentrará sus inversiones en vista de “un significativo potencial de crecimiento a largo plazo de los recursos no convencionales en Argentina” es Vaca Muerta<sup>33</sup>. Recientemente, Shell presentó su plan de desarrollo masivo de tres áreas en Vaca Muerta<sup>34</sup> para el periodo

24 La petrolera nacional avanza en la instalación de un buque en Bahía Blanca para licuefacción gas. Federico Aringoli. Diario Rio Negro, 15 oct 2018

25. Maygua D. y Salinas JC. El Deber, 20 noviembre 2018. Argentina vende gas a Brasil y a Chile a menor costo del que paga a Bolivia. [ElDeber,20/11/2018. http://tinyurl.com/t3vfwjd](http://tinyurl.com/t3vfwjd)

26. <http://tinyurl.com/yc5voz7>

27. Una explicación es que las empresas han percibido que nos acercamos a lo que se ha venido a llamar el “pico del consumo”, y por eso están liquidando sus reservas, pero esto no tiene un sustento estadístico. Datos revelados por un análisis de Reuters muestran que las reservas de petróleo y gas de las grandes multinacionales han disminuido considerablemente. En el caso de Exxon, la vida útil de la reserva se redujo en 2016 a 13 años, la más baja desde 1997. Shell tiene su vida de reserva más baja desde 2008, a pesar de haber comprado a BG. En el pasado, la tendencia puede haber causado alarma entre los inversores. Rohan Murphy, analista de energía de Allianz Global Investors, que posee acciones en Shell, BP, Total y Statoil, ve una vida de reserva de ocho a 10 años como “un nivel bastante saludable”. “No creo que estas compañías deban tener una vida útil de reserva de más de ocho a diez años, especialmente cuando estamos tratando de enfrentarnos a la demanda de petróleo dentro de 10 años” (Oil majors’ reserves are shrinking and investors don’t mind, Ron Bousso, April 11, 2017, <http://tinyurl.com/spfk4ku>)

28. Shell transfirió sus activos a Raizen, marzo 26th, 2019. <http://tinyurl.com/tm65o7h>

29. Pero también se ha deshecho de una serie de proyectos costosos como las arenas canadienses y los antiguos campos del Reino Unido, superando su objetivo de desinversión original de \$ 30 mil millones para 2018.

30. La empresa tenía su negocio en la importación de petróleo, que era más barato que el producido localmente hasta que se produjo la devaluación del peso, lo que encareció las importaciones.

31. Shell transfirió sus activos a Raizen, marzo 26th, 2019.

32. Royal Dutch Shell poised for growth through to 2020, 11 March 2019. <http://tinyurl.com/uuoapup>

33. Shell transfirió sus activos a Raizen, marzo 26th, 2019.

2019-2025: Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste, con potencial mayoritaria de petróleo no convencional. Los bloques mencionados abarcan una superficie aproximada de 400 kilómetros. El plan contempla la perforación de más de 304 pozos en 38 locaciones, una nueva planta de procesamiento de crudo, 100 kilómetros de caminos internos, 75 kilómetros de oleoductos y gasoductos, líneas eléctricas; además de tres reservorios

de agua y un nuevo acueducto que se conectará con el que ya está construido<sup>35</sup>. La primera etapa de desarrollo consistirá en la perforación y la construcción de infraestructura para incrementar la producción de petróleo y gas y la capacidad de procesamiento instalada para alcanzar los 40.000 bped para 2021. Los socios de Shell en este caso son la empresa estatal neuquina Gas y Petróleo del Neuquén (GyP), con 10% en las tres áreas en desarrollo, y

en el caso de Coirón Amargo Sur Oeste (CASO); Vista Oil and Gas, también con 10 por ciento de participación, restando el 80 por ciento para Shell<sup>36</sup>.

En conclusión, Shell se encuentra en un franco proceso de crecimiento en Sudamérica, especialmente en Brasil y Argentina, tanto en el downstream como en el upstream enfocado en Vaca Muerta de la Argentina y en tres cuencas de Brasil ■

ANEXO I <sup>37</sup>

INTERESES DE SHELL EN SUDAMÉRICA AL 2017

Tabla 13. Presencia de Shell en países de Sudamérica en 2017

	EXPLORACIÓN	DESARROLLO Y/O PRODUCCIÓN	OPERADOR
Argentina	•	•	•
Bolivia	•	•	•
Brazil	•	•	•
Colombia	•		•
Trinidad and Tobago	•	•	•
Uruguay	•		•

Fuente: Annual Report and Form 20-F for the year ended December 31, 2017

Intereses de Shell en Bolivia

- 100% en los bloques La Vertiente, Los Suris y Tarija XX Este y la planta de procesamiento de gas La Vertiente.
- 37.5% en el bloque Caipipendi donde producimos principalmente del campo Margarita y también estamos perforando un pozo de exploración.
- 25% en el bloque Tarija XX Oeste donde producimos desde el campo Itaú.
- 100% en el bloque Huacareta con los derechos para explorar y desarrollarlo más, y planear perforar un pozo de exploración en 2018.

Intereses de Shell en Perú

- 20% de participación en una planta de licuefacción de GNL.

Intereses de Shell en Trinidad y Tobago

- Shell es el mayor accionista de las cuatro instalaciones en Atlantic LNG.
- Participa en tres concesiones con campos productores: bloques Central Block, ECMA (100%) y NCMA (63.19%).
- 35% a 100% en actividades de exploración en los bloques 5 (c), 5 (d), 6 (d) y los bloques del Área Atlántica 3, 5, 6 y 7.

Intereses de Shell en Argentina

- Shell tiene más de 260,000 acres minerales netos en la cuenca de Vaca Muerta

Intereses de Shell en Brasil

Shell está presente en tres cuencas, Cuenca de Campos, Cuenca de Santos y la Cuenca de Barreirinhas.

- Cuenca de Campos, offshore:
  - campos Bijupirá y Salema (80%) y el campo BC-10 (50%).
- Cuenca de Santos:
  - 30%, concesión BM-S-9 que opera en los campos Sapinhoa y Lapa; 25%, concesión BMS-11 que opera en los campos Lula, Iracema, Berbigão, Sururu y Atapú West.
  - Las acumulaciones de los campos Lula, Sapinhoa, Berbigão, Sururu y Atapú West están sujetas a acuerdos de unificación. Dentro de estos campos tenemos 10 FPSO de producción, de los cuales el décimo (P66) alcanzó el primer petróleo en 2017 y se espera que aumente la capacidad de producción total en 2018. Se espera que cuatro FPSO estén en línea durante el período 2018-2020 (Lula Norte, Lula Extremo Sur, Berbigão y Atapú). Se ha sancionado una FPSO número 15, las opciones potenciales para su implementación se están madurando y discutiendo con el operador.
  - Otras áreas en desarrollo y exploración en los campos Libra (20%) y Gato-do-Mato BM-S-54 (80%) y tenemos; 20% en el bloque de exploración offshore Sagitario BM-S-50<sup>38</sup>.
  - Junto a sus socios, obtuvieron tres contratos de producción compartida de 35 años para bloques pre-sal (Cuenca de Santos). Dos bloques están adyacentes al campo Gato do Mato (80%) y al campo Sapinhoá (30%), y el tercero es Alto Cabo Frio West (55%).
- Cuenca de Barreirinhas.
  - Operan 10 bloques de exploración offshore con intereses que varían entre 50% y 100%.

Intereses de Shell en el Resto de Sudamérica

- El gasoducto que conecta Uruguay con Argentina.

34. Vaca Muerta cuenta en total con 34 concesiones hidrocarburíferas no convencionales, de las cuales siete se encuentran en desarrollo masivo, es decir, el cuatro por ciento de la superficie total de la cuenca, con un total de 1147 pozos en desarrollo masivo, proyectando para el 2019 un total de 1447.

35. Shell inicia desarrollo petrolero masivo de tres áreas en Vaca Muerta, 21 de marzo de 2019. [http://www.novaneuquen.com/nota.asp?n=2019\\_3\\_21&id=33341&id\\_tiponota=11](http://www.novaneuquen.com/nota.asp?n=2019_3_21&id=33341&id_tiponota=11)

36. Ibidem.

37. Elaborado en base a Informe Estratégico Informe Anual De Shell y Formulario 20-f 2017.

38. En 2017, junto con sus socios, anunciaron el inicio de las pruebas de producción en el campo Libra FPSO. Se firmó un contrato para fundar la primera FPSO de producción, que se espera que tenga una capacidad de 180 mil boe / d y está programada para comenzar la producción en 2021.