

ANÁLISIS DEL INFORME DE SPROULE

Senador Oscar Ortiz Antelo

CON EL APOYO DE : EQUIPO TÉCNICO INDEPENDIENTE (ETI)

31/07/2019

Contenido

ANÁLISIS DEL INFORME DE SPROULE	3
Introducción	3
Resumen Ejecutivo	4
Antecedentes	6
Comentarios	6
Breve Análisis	8
Campo San Alberto-Itau	10
- El Campo Itau	10
- El Campo San Alberto	10
Campo Sábalo.....	10
Campo Margarita-Huacaya	10
Campo Incahuasi-Aquio	10
CONCLUSION	12
APENDICE I	13
ANALISIS DEL ESTUDIO DE LA CERTIFICADORA SPROULE	13
APENDICE II	22
RESERVAS POR NUEVOS DESCUBRIMIENTOS	22
APENDICE III	23
MOVIMIENTOS DE RESERVAS PERIODO 31/Dic/2013 al 31/Dic/2017	23
APENDICE IV	26
COMPARATIVO MEGACAMPOS PRONOSTICOS SPROULE Y ETI.....	26
APENDICE V	28
COPIA CARTA DE ENTREGA DEL INFORME FINAL.....	28
APENDICE VI	29
SEGMENTOS DEL CONTRATO DRCO-CDL-GNAC-153-17	29

ANÁLISIS DEL INFORME DE SPROULE

Introducción

En agosto del año 2018, con el apoyo del Equipo Técnico Independiente, presenté un informe titulado “Estimación de Reservas de Gas de Bolivia”. Dicho documento presentaba una estimación sólida de los niveles de reservas del país con cierre a finales de 2017, a partir de la realización de análisis especializados de los comportamientos de los campos, principalmente megacampos.

Este informe se hizo indispensable ante el incumplimiento del Gobierno de su obligación de mantener actualizada la estimación de Reservas de Gas a través de auditorías técnicas anuales.

En este sentido, como resultado del estudio se llegó a la conclusión de que los niveles esperados de reservas probadas de gas se habían reducido en forma dramática ante el infortunado fracaso de la política exploratoria cuyos resultados no habían podido brindar ningún nuevo descubrimiento que pueda soportar una reposición de reservas.

Al respecto, la reserva probada de gas estimada por ETI al 31 de diciembre de 2017 alcanzaba tan solo 4.48 TCF. No obstante, la Estimación de Reservas de Gas presentada, fue contrastada al poco tiempo con el Informe “*Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de Diciembre de 2017*” realizado por la Consultora SPROULE por encargo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPF, mismo que, estimaba las Reservas de Gas Probadas al 31 de diciembre de 2017 en 10.7 TCF.

El presente informe, se constituye en una continuación del presentado en agosto del año 2018, que demuestra que existirían reservas efectivamente disponibles de 5,58 TCF. La estimación del Informe de SPROULE se caracteriza por imprecisiones y deficiencias técnicas que dan origen a una certificación sin credibilidad ni sustento, que se exponen en el presente análisis.

Resumen Ejecutivo

Las reservas Probadas Totales declaradas en el informe de la Consultora Sproule de 10.7 TCF están sobrevaloradas y solamente alcanzan a los 5.58 TCF que serían las reservas probadas.

La sobrevaloración de reservas se debe principalmente a:

- a) La Consultora Sproule utilizó los métodos de declinación de la producción y de balance de materiales, no han sido utilizados con las consideraciones de mejores prácticas de ingeniería para este tipo de trabajo, puesto que no consideran efectos mecánicos operativos y de invasión de agua a los pozos, que demuestra la historia de producción. La invasión de agua en los pozos tiene como efecto la reducción de sus potenciales productivos llegando a ahogar los pozos cuando los volúmenes de gas no son lo suficientemente altos como para arrastrar el agua de producción. En consecuencia los pronósticos de entrega de gas resultan muy optimistas.
- b) Los pronósticos de producción de los campos, al no considerarlos efectos de invasión de agua, predicen caudales por debajo de las condiciones operativas realísticas, extendiendo de forma muy optimista la vida productiva que llega hasta el 2030 en muchos casos e incluso hasta 2045 en otros. Considerar la entrada de agua reduciría la capacidad productiva de los pozos, su tiempo de vida productiva y consecuentemente la reserva recuperable. Obviar esta consideración brinda volúmenes sobreestimados de reservas.
- c) Por definición, la categoría de reservas son las cantidades de hidrocarburos recuperables establecidos con alta certeza y operables bajo condiciones económicas. La consultora Sproule determinó los volúmenes técnicos recuperables como reservas sin la consideración de operabilidad económica, considerando caudales de producción muy por debajo de las capacidades técnicas operativas y económicas, incluso por debajo de 0.05 MMPCD.
- d) La Consultora Sproule considera pronósticos de reservas probadas no desarrolladas que no cuentan con planes de perforación y reacondicionamiento de pozos aprobados y comprometidos de realización, hecho no aceptable por norma como categoría de reservas probadas.
- e) Otro artificio utilizado fue el de agregar los volúmenes de reservas con el método probabilístico, alcanzando los 10.7 TCF, que aritméticamente suman en su informe 9.0 TCF, es decir artificialmente agregan 1.7 TCF, valor equivalente a la reserva que daría un megacampo con al menos 4 pozos productores tipo Incahuasi.
- f) La contribución exploratoria del período entre 31/Dic/2013 al 31/Dic/2017 resultó en una Reserva Probada por nuevos descubrimientos que totaliza 0.24 TCF. Con este nivel de descubrimientos no es creíble un salto tan gigantesco en reservas probadas.
- g) El seguimiento del comportamiento de producción entre 31/Dic/2013 al 31/Dic/2017 a

los pronósticos de reservas totales de los megacampos principales encontró sobrevaloración de la reserva probada no desarrollada de San Alberto y Sábalo y una sobre-explotación en Margarita-Huacaya para suplir el déficit mencionado. Conociendo la producción y el aporte por nuevos descubrimientos del período, este análisis establece que se esperaría una reserva probada total al 31/dic/2017 de 5.05 TCF, asumiendo un 100% de éxito de los proyectos contemplados para las reservas PND de los otros campos.

El hecho que se haya acordado una reducción de la entrega de gas a la Argentina en vista de que la entrega de gas en invierno no podría ser entregada acorde con el anterior contrato, es decir reducir de 19 a 10 MMm³/d, dice por sí solo a que no existe confianza en el gobierno por parte de las reservas con que cuenta el país para poder mantener firme el contrato anterior o que los países con los que se negocia no reconocen el nivel de reservas que proclama el Ministro de Hidrocarburos y el Presidente de YPF.

En cuanto al vecino Brasil, de la misma manera, existe un volumen comprometido de reservas que no nos brindarán ingresos económicos en vista de que Brasil pagó por los volúmenes del contrato aun cuando no se le entregaba el total requerido por contrato de 30 MMm³/d.

La reducción de producción de gas por requerimientos menores de las demandas por los nuevos contratos con Argentina y Brasil afecta sobremanera a la producción de líquidos y por ende principalmente la gasolina.

Los volúmenes de alcohol anhidro como aditivo a la gasolina es un paliativo que no supe la diferencia de demanda y producción con lo que se tiene que incrementar la importación de gasolina y diésel, a más de que la gasolina con alcohol anhidro se vende más cara y solamente aumenta octanaje pero no rendimiento de kilometraje por lo que para el usuario significa más litros por mismo recorrido.

Es preocupante el nivel de reservas remanentes con la que contamos, ya que si consideramos real la reserva remanente de 5.58 TCF a diciembre del 2017 como se ha contabilizado la reserva de gas, tendríamos que descontar los 1.7 TCF que canceló Brasil y no recogió según la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) del Brasil dando una reserva remanente de 3.88 TCF descontando la producción acumulada del año 2018 de 0.5 TCF, tendríamos una reserva recuperable de 3.33 TCF con los cuales no tendríamos gas para cumplir con el contrato a la Argentina, ya que la adenda al contrato se tiene una reducción de producción por el termino de 2 años llegando a terminar el mismo en el 2021 cuyo volumen a entregar a la **Argentina es de 3.76 Tcf según lo señalado por el secretario Argentino de Energía Javier Iguacel (Periódico el País)**, si consideramos un consumo interno de 14 Millones de metros cúbicos día, 8 años nos llevaría la exploración y la explotación de estos recursos y necesitaríamos un volumen de 1.4 TCF

Por lo tanto la reservas remanentes reales serian 3.33 TCF de los cuales tendríamos que descontar 1.4 TCF del mercado interno, quedaría una reservas remanente de 1.93 Tcf. Lo cual significa que tendríamos que buscar, aceleradamente, para cumplir el contrato con Argentina con el fin de evitar multas como en el pasado.

Antecedentes

YPFB adjudicó a Sproule el Contrato N° ULG-SCZ-023/2018 de fecha 12 de abril de 2018 para efectuar la **“Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de Diciembre de 2017”** por un monto de 750,000 Dólares Estadounidenses, a ser ejecutado y entregado en un plazo de 105 días hábiles a partir de la fecha con la orden de proceder.

La cláusula vigésima tercera del contrato establece que “Con el objeto de realizar el seguimiento y control en la ejecución y cumplimiento de la CONSULTORIA a ser prestada por el CONSULTOR, **la ENTIDAD desarrollará las funciones de CONTRAPARTE, a cuyo fin designará de manera expresa a personal técnico especializado...**” **“La CONTRAPARTE será el medio autorizado de comunicación, notificación y aprobación** de todos los asuntos relacionados con la CONSULTORIA a ser prestada por el CONSULTOR...”

La cláusula vigésima sexta del contrato establece que **“El CONSULTOR someterá a consideración y aprobación de la ENTIDAD a través de la CONTRAPARTE los siguientes informes...”** **“26.1 Informe Preliminar de Cuantificación y Certificación de Reservas que contenga mínimamente...”** **“26.2 Informe Final de Cuantificación y Certificación de Reservas que contenga mínimamente...”**

La Consultora Sproule entregó el informe preliminar de la “Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de Diciembre de 2017” en fecha **15 de Junio de 2018**.

La Consultora Sproule entregó el informe final de la “Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de Diciembre de 2017” en fecha **14 de Agosto de 2018**.

La Consultora Sproule en su informe final de la “Cuantificación y Certificación de Reservas en su introducción declara que **“Este informe fue preparado entre abril y agosto de 2018 con objeto de evaluar las reservas de hidrocarburos en Bolivia conforme...”**

Comentarios

Al respecto se hace notar lo siguiente:

- No se conoce de manera oficial por parte de YPFB que se haya **conformado el equipo técnico especializado** (CONTRAPARTE) ni se conoce el personal asignado a tal equipo.
- YPFB no hizo conocer el **informe preliminar** de la “Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de Diciembre de 2017” recibida en Junio de 2018.
- **No se conoce** que YPFB, a través de la CONTRAPARTE, haya emitido oficialmente los criterios, observaciones y respectiva **aprobación del Informe Preliminar** de la “Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de Diciembre de 2017”.
- **No se conoce** que YPFB, a través de la CONTRAPARTE, haya emitido oficialmente los criterios, observaciones y respectiva **aprobación del Informe Final** de la “Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de Diciembre de 2017”.
- **La Consultora Sproule en su informe final** de la “Cuantificación y Certificación de Reservas no emite **declaración de certificación** solo utiliza los términos **evaluación y estimación**

Por otra parte

- El anuncio oficial de reservas probadas de Bolivia emitido por las autoridades, Presidente de YPFB y Ministro de Hidrocarburos, proviene del informe final de la “Cuantificación y Certificación de Reservas”, que establece un **estimado de reservas probadas totales** P90 de 10.7 Tcf. El anuncio omite el hecho que la Consultora declara que su **estimado de reservas probadas totales** P90 de 10.7 Tcf, proviene de la suma probabilística de reservas y que la suma aritmética de las misma es 9.0 TCF.
- Es de conocimiento público que los volúmenes de reservas probadas totales declarados por las autoridades gubernamentales y la Consultora Sproule al 31/Dic/2017 causaron polémica y cuestionamientos por parte de los entendidos en la materia. Entre los cuestionamientos se tiene que:
 - en caso de que dos o más métodos establecen valores diferentes de reservas, es norma internacional tomar el menor de ellos. Es decir en este caso se tiene un valor de reservas probadas totales de 9.0 TCF **más un agregado artificial de 1.7 TCF.**
 - La Consultora Sproule en su informe final de la “Cuantificación y Certificación de Reservas...” establece su **estimado de reservas probadas produciendo de 5.6 Tcf**, agregando **3.4 TCF** de **Reservas Podadas No Produciendo y Reservas Probadas No Desarrolladas**, con lo que la Reserva Probada Total alcanza los 9.0 TCF. **Esaltamente cuestionable** que **las reservas probadas no produciendo más las reservas probadas no desarrolladas** sumen 3.4 TCF en vista del muy pobre aporte de reservas por descubrimiento de nuevos campos y **ningún megacampo** durante el periodo entre el 31/Dic/2013 al 31/Dic/2017 **no se descubrió** Al respecto
 - El Ministro de Hidrocarburos en fecha 22 Febrero de 2019, en respuesta enviada al Senado, en relación a la Petición de Informe Escrito P.I.E. Nro.938/2018-2019 de fecha 24 de Diciembre de 2018 solicitada por el Senador Oscar Ortiz Antelo, y específicamente sobre la Pregunta 6 (“Si el informe de Sproule hubiera tomado en cuenta nuevas reservas descubiertas con posterioridad a la certificación de reservas al 31 de diciembre de 2013, detalle la ubicación de la mismas y el volumen de las nuevas reservas detallando para cada campo .”), indica que **se descubrieron un total de 10 reservorios nuevos** detallando sus respectivas reservas Probadas+Probables +Posibles, cuya suma es 0.413 TCF, de los cuales la **Reserva Probada por nuevos descubrimientos** es la triste suma **0.24 TCF**, lo cual constata la muy pobre contribución de los nuevos descubrimientos.
- YPFB no ha emitido oficialmente a través de la CONTRAPARTE, los criterios, observaciones y respectiva **aprobación** del Informe Preliminar de la “Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de Diciembre de 2017”.

Breve Análisis

Ante la falta de cumplimiento a las exigencias establecidas por el contrato al respecto de la opinión y observaciones que pudiese emitir el equipo técnico especializado de YPF, nos vemos obligados a emitir externamente a YPF una opinión seria respecto al mencionado informe, con las observaciones siguientes:

- el método mayormente utilizado es el de la declinación de la producción, popular por su facilidad de uso y **tratamiento gráfico matemático**. Este método **no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo de fluido a través de los reservorios**.
- El método de declinación de la producción no considera varios de los problemas de la mecánica de producción de la roca reservorio, en especial la canalización y conificación de agua, que afectan drásticamente reduciendo el caudal de producción y aceleran en el tiempo el abandono de los pozos. En razón de ello los pronósticos que la consultora expone no son fiables a partir de un cierto corto tiempo y no sería aceptable considerar una producción idealizada por las curvas de declinación que llegan en varios casos hasta 2065.
- en los casos en que se usó balance de materiales, igualmente la Consultora no consideró el efecto de entrada de agua a los pozos, a pesar que los muestra en los gráficos de historia en los cuales se nota muy claramente que la entrada de agua tiene un aumento progresivo y un efecto degradante en la productividad de gas de los pozos y reservorios. En los casos en que la entrada de agua manifiesta una energía que reduce la caída natural de presión de un reservorio, debería tomarse en cuenta para el cálculo del volumen original de gas en el reservorio. Caso contrario el efecto es mostrar un aparente volumen de gas mayor al verdadero, dando falsa expectativas de volúmenes de hidrocarburo presentes. En los campos en que se aplicó el balance de materiales solo se efectuó corrección por el factor de compresibilidad y no así corrección por los efectos de entrada de agua con energía de acuífero ni entradas de agua por canalización, lo cual le resta credibilidad a los pronósticos de muy larga duración.
- Los pronósticos de producción en campos maduros, realizados mediante el método de curvas de declinación mayormente, los caudales de producción de abandono llegan a valores tan bajos como 0.02 MMPCD, volúmenes que definitivamente no son económicos en su operación por lo cual no pueden ser clasificados como reservas probadas. La suma de estos volúmenes de producción tan pequeños arrastrados por varios años es un artificio que magnifica los valores de reservas pero que en la práctica no representan el verdadero volumen de reservas económicamente recuperables.
- En los campos que están en fase madura de explotación y agotamiento final no se tienen reservas probadas no desarrolladas en vista de que ya se completó el desarrollo de todos los pozos productores que presentan un historial con altos cortes de agua. El campo Margarita se menciona una reserva no desarrollada en algunos reservorios los cuales no está contemplado desarrollarlo ya que en su plan de desarrollo del campo no menciona perforaciones nuevas. Por lo tanto estas reservas no deberían considerarse.

Las reservas Probadas Desarrolladas produciendo de 5.6 tcf se considera muy optimista ya que no se ha considerado aspectos fundamentales del comportamiento de los reservorios, específicamente lo relativo a la entrada de agua, que en la experiencia se ha comprobado afectan desfavorablemente a los pronósticos idealizados de los métodos aplicados de declino y de balance de materiales.

Por otra parte las reservas Probadas Desarrolladas No Produciendo y Probadas No Desarrollada no existen en la mayoría de los campos debido a que su plan de desarrollo de cada campo no contempla la inversión de nuevos pozos a perforar ni también algunas intervenciones que se podrían realizar. En algunos campos el informe Sproule considera reservas Probadas No Desarrolladas sin considerar los efectos de entrada de agua por lo que dichos volúmenes se consideran muy optimistas y serán revisados.

Siendo esta la reserva probada disponible fundamental para cualquier contrato, se ha tomado los cuatro mega-campos existentes, los cuales tienen el 85 % de la reserva nacional, para efectuar una revisión de estas.

Campo San Alberto-Itau

- El Campo Itau

La Consultora Sproule asigna al Campo Itau una **reserva Probada Desarrollada en producción** de 0.0305 TCF con un pronóstico que llega al año 2028 con un caudal de 1.09 MMPCD. El campo San Alberto mostró que a caudales menores de 6 MMPCD los pozos sufren ahogamiento por efectos del agua de arrastre por lo que considerando un caudal mínimo de producción de 6.78 MMPCD del año 2022 la **reserva Probada Desarrollada en producción** de Itau se reduce a **0.025 TCF**.

- El Campo San Alberto

La Consultora Sproule asigna al Campo San Alberto una **reserva Probada Desarrollada en producción** de **0.2598 TCF** con un pronóstico que llega al año 2035 con un caudal de 7.6 MMPCD. La Consultora Sproule asigna al Campo San Alberto una **reserva Probada No Desarrollada (PND)** de 0.068 TCF con lo que llega a una **reserva Desarrollada Total** de 0.322 TCF. Está comprobado que este campo no pudo incorporar las reservas Probadas No Desarrolladas pronosticadas en el estudio de reservas al 31/Dic/2013 efectuado por GLJ. En razón de esta experiencia no debe considerarse para este campo reserva **PND**.

Campo Sábalo

La Consultora Sproule asigna al Campo San Alberto una **reserva Probada Desarrollada en producción** de 0.959 TCF con un pronóstico que llega al año 2030 con un caudal de 7.36 MMPCD. Está comprobado que este campo no pudo incorporar las reservas Probadas No Desarrolladas pronosticadas en el estudio de reservas al 31/Dic/2013 efectuado por GLJ. En razón de esta experiencia este campo no tiene reserva PND. EL pozo SBL-6 es un pozo de relleno, que no desarrolla ni incorpora reservas solamente acelera la extracción. El hecho de que hay manifestado una presión de 1000 psia por encima de la presión media del campo indica que este pozo estuvo aportando gas con menor agotamiento debido a una menor calidad de comunicación con el resto del campo.

Campo Margarita-Huacaya

La Consultora Sproule asigna al Campo Margarita-Huacaya una **reserva Probada Desarrollada en producción** de **2.4428 TCF**. El método de Balance de Materiales realizado en el reservorio Huamampampa H1B es optimista y no considera que los efectos de entrada de agua reducirán la entrega de gas de sus pozos y se reduce la reserva. Habiéndose comprobado los límites del campo y el contacto agua-gas este campo no tiene reservas probadas no desarrolladas que son incorporadas en el informe Sproule sin una justificación técnica ni económica. Los reservorios que aparecen en la lista de nuevos descubrimientos, Icla y Santa Rosa tienen una asignación de reservas Probadas de 0.059 TCF y 0.025 TCF respectivamente, que para un megacampo como Margarit-Huacaya, los califica no aptos para clasificarlos como reservas probadas en no producción y deberían pasar a reservas probables.

Campo Incahuasi-Aquío

La Consultora Sproule asigna al Campo Incahuasi-Aquío una **reserva Probada Desarrollada en producción** de **1.204 TCF** y una reserva Probada No Desarrollada de 0.922 TCF (0.8353 TCF suma aritmética del pronóstico). Sproule contempla los pozos ICS-3 con 0.549 TCF, AQI-X1001 (0.081), ICS-2 (0.158), ICS-X1 (0.134). No se tiene justificativo técnico ni económico para agregar reserva no desarrollada a los pozos activos (AQI-X1001, ICS-X1, ICS-2). No se puede asignar a un pozo nuevo un reserva mayor a la que se tiene en los pozos activos, por lo que la reserva a ser asignada al pozo ICS-3 debería ser el promedio de los actuales pozos activos de 0.4 TCF o en el caso más optimista no debería pasar de los 0.5 TCF por analogía con el pozo ICS-2.

La Consultora Sproule al entregar un informe de *Evaluación de Reservas* y no de *Certificación de Reservas* ha obviado ciertas consideraciones fundamentales, ya que no considera su efecto en el método de balance de materiales cuando o utiliza, resultando valores optimistas. Tampoco considera dicho efecto en los casos de aplicación del método volumétrico, utilizando valores optimistas de recuperación del orden del 73% siendo que por el comportamiento de campos análogos en el país y en Argentina los factores de recuperación para reservas probadas oscilan entre 40% al 60% como aceptables según la drasticidad del ingreso de agua.

Se resume los valores de reservas que resultan del análisis y las consideraciones de cada campo y considerando que estos campos contienen el 85% de la reserva nacional se deduce como sigue :

Campo	Reserva <i>Técnica Probada Total Desarrollada</i>	Reserva <i>Económica* Probada Total (por Campo)</i>
	TCF	TCF
San Alberto-Itau	0.2848	0.2563
Sábalo	0.9586	0.8627
Margarita- Huacaya	2.4428	2.1985
Inachuasi-Aquíó	1.704	1.5336
Sub-total Mega- campos	5.3902	4.8511
Resto de campos (15%)	0.808	0.7272
TOTAL	6.6987	5.5783

*Estimado con factor de 10% de encogimiento de la reserva técnica estimado

Partiendo de las reservas probadas totales GLJ al 31/Dic/2013, se encontró que los campos San Alberto y Sábalo no pudieron alcanzar a producir los niveles establecidos en el pronóstico de producción de reservas totales al no poder incorporar las reservas probadas no desarrolladas, razón suficiente para justificar que las reservas probadas no desarrolladas que la Consultora Sproule asigna al campo Sábalo no tienen alta probabilidad de concretarse y deberían pasar a reservas probables. En total ambos campos estuvieron sobrevalorados en un 1.823 TCF. Si se considera la producción acumulada del período 31/Dic/2013 al 31/Dic/2017, la sobrevaloración de reservas PND mencionadas, la pobre adición de reservas por nuevos descubrimientos se tiene:

Período del 31/Dic/2013 al 31/Dic/2017	Gas de Venta (TCF)
Reservas Probadas Totales al 31/Dic/2013	10.103*
Sobrevaloración de Reservas Probadas No Desarrolladas PND (S.Alberto y Sábalo)**	-1.823
Volumen aceleración MMGR-HCY	-0.193
Producción del Período	-3.2
Probadas por Nuevos Descubrimientos	0.24
Reservas Probadas Totales remanentes al 31/Dic/2017	5.054

*YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos declararon 10.45 TCF que corresponde a gas de separador. Parte de este gas se utiliza en energía de transporte y operación por lo que el gas de quema es menor.

** Ver detalle en Apéndice III

CONCLUSION

La conclusión final es que existe una sobrevaloración de reservas mediante los artificios de:

- a) considerar la vida productiva de los campos mayores e incluso algunos de los campos menores más allá del año 2030 alcanzando varios de ellos al año 2045, sin considerar los efectos de la entrada de agua que reducen la capacidad productiva de los pozos y por ende la reserva recuperable
- b) extender la declinación de los campos convencionales de forma artificial considerando caudales de producción muy por debajo de las capacidades técnicas operativas y económicas hasta caudales que rayan en lo ridículo como ser considerar operatividad a caudales de producción por debajo de 0.05 MMPCD.
- c) no considerar el corte económico en de los pronósticos de producción, corte que es el que distingue entre lo que es una productividad técnicamente posible pero no económicamente rentable. Por definición de reserva establece la extracción técnicamente factible y económicamente rentable.
- d) considerar pronósticos de reservas probadas no desarrolladas que no cuentan con planes de perforación y reacondicionamiento de pozos aprobados y comprometidos de realización.
- e) se utilizó el artificio de agregar los volúmenes de reservas, con el método probabilístico, el cual agregó a nivel total 1.7 TCF artificialmente, valor equivalente a la reserva que daría un megacampo con al menos 4 pozos productores tipo Incahuasi.

Se adjunta un rápido análisis efectuado del informe de la Consultora Sproule, análisis que debería haber sido efectuado por el equipo técnico de la CONTRAPARTE de YPFB de acuerdo a contrato. No existiendo este análisis de la CONYRAPARTE, y ante cualquier cuestionamiento a este documento, se recomienda un análisis de una tercera opinión de Consultora reconocida internacionalmente.

APENDICE I

ANÁLISIS DEL ESTUDIO DE LA CERTIFICADORA SPROULE

Las certificaciones de reservas presentadas por la empresa SPROULE tienen muchas observaciones ya que el método que más utiliza es el de la declinación de la producción. Este método es usado por la facilidad y es **un método que acepta un tratamiento gráfico matemático y no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo de fluido a través de la formación**. Estas curvas se pueden trazar para cada pozo en particular, grupo de pozo o el reservorio o campo. La declinación es el descenso de la capacidad de producción de un Reservorio, se origina como consecuencia de una disminución de la presión interna de este, lo que con lleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo. Otro factor que ocasiona una caída de producción es el factor mecánico.

Uno de los problemas principales en el método de la declinación de la producción es la no consideración de la declinación mecánica que está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción problemas inherentes a la formación , tales como los arenamiento, daño, formación de asfáltenos y problemas de pozo como canalización y conificación de agua, por lo tanto los métodos de declinación no son fiables para esta clases de problemas ya que en todos los campos y reservorios observado se tiene una fuerte entrada de agua.

Una segunda observación en los cálculos de las reservas de hidrocarburos en los balance de materiales es la no consideración de la entrada de agua del acuífero ya que podemos observar en la etapa final tenemos una fuerte irrupción de agua o entrada del acuífero el cual disminuye el volumen In-Situ. Dando falsa expectativas de volúmenes de hidrocarburo ya que en todos los campos que se aplicó el balance de materiales solo se hace corrección por el factor de compresibilidad.

Los campos que están en un agotamiento final no existen reservas probadas no desarrolladas ya que todos los pozos producen con un alto corte de agua. El campo Margarita se menciona una reserva no desarrollada en algunos reservorios los cuales no está contemplado desarrollarlo ya que en su plan de desarrollo del campo no menciona perforaciones nuevas. Por lo tanto estas reservas no deberían considerarse.

Otro gran problema encontrado en esta certificación es que no considera los caudales económicos y nos caudales críticos de producción ya que los pronostico llegan hasta el año 2035 los cuales son caudales marginales no económico.

Tabla S-1A
Resumen de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia
por Agregación Aritmética
(Al 31 de diciembre de 2017)

	Reservas Remanentes	Valores Presentes Netos			
		Reservas Brutas	Antes de Impuestos (miles de dólares estadounidenses)		
			Al 10%	Al 15%	Al 20%
Petróleo (Miles de Barriles) - Antes de Impuestos					
Probadas Desarrolladas Produciendo	6640	16,700	13,171	10,668	
Probadas Desarrolladas No Produciendo	87	-1,918	-1,614	-1,380	
Probadas No Desarrolladas	1782	6,668	2,644	616	
Probadas Totales	8,510	20,440	14,201	9,902	
Probables	3,189	5,298	3,385	2,277	
Probadas + Probables Totales	11,699	25,739	17,586	12,179	
Posibles	3,103	-654	-2,113	-2,636	
Probadas + Probables + Posibles Totales	14,802	25,084	15,472	9,543	
Gas No Asociado (Millones de PC) - Antes de impuestos					
Probadas Desarrolladas Produciendo	5691788	1,319,490	920,814	666,018	
Probadas Desarrolladas No Produciendo	465601	150209	104561	78223	
Probadas No Desarrolladas	2682386	706125	409616	257693	
Probadas Totales	9,009,775	2,175,824	1,433,990	1,031,934	
Probables	2,923,469	751,178	378,781	222,081	
Probadas + Probables Totales	11,933,244	2,927,001	1,812,751	1,254,016	
Posibles	4,825,721	1,117,657	495,979	283,056	
Probadas + Probables + Posibles Totales	16,758,965	4,044,658	2,308,731	1,517,071	

Las reservas Probadas desarrolladas produciendo nos da un valor de 5.6 tcf el cual es muy optimista ya que se han aplicado métodos que no están de acuerdo con la ingeniería los cuales hemos explicado anteriormente. Las reservas no produciendo y no desarrollada no existen debido a que su plan de desarrollo de cada campo no contempla la inversión de nuevos pozos a perforar ni también algunas intervenciones que se podrían realizar.

Las reservas probables y posibles podrían existir en los campos no desarrollados totalmente, ya que en nuestro caso ya los campos están en su última etapa de declinación.

Por lo tanto la reserva disponible para cualquier contrato a realizar es la reserva probada desarrollada produciendo para este análisis se ha tomado 4 cuatro megacampos existente los cuales tiene el 85 % de las reservas nacional.

Campo Incahuasi-Aquio

El campo Incahuasi -Aquio se encuentre ubicado a 250 kilómetros al suroeste de la ciudad de Santa Cruz, cuya estructura tiene más 120 kilómetro de longitud y se presenta como un anticlinal plegado y volcado muy complejo con tres unidades, cuyas areniscas fracturadas son de la edad devónica de la Formación Huamampampa.

El estudio de la petrofísica fue realizado en base a los registro de los pozos AQI-X1001-G8, ICS-X1-ST, ICS-2ST, ICS-3 Contando con mediciones de núcleos y testigo con los cuales se calibro los registro dando validación a los datos determinados en las propiedades petrofísicas.

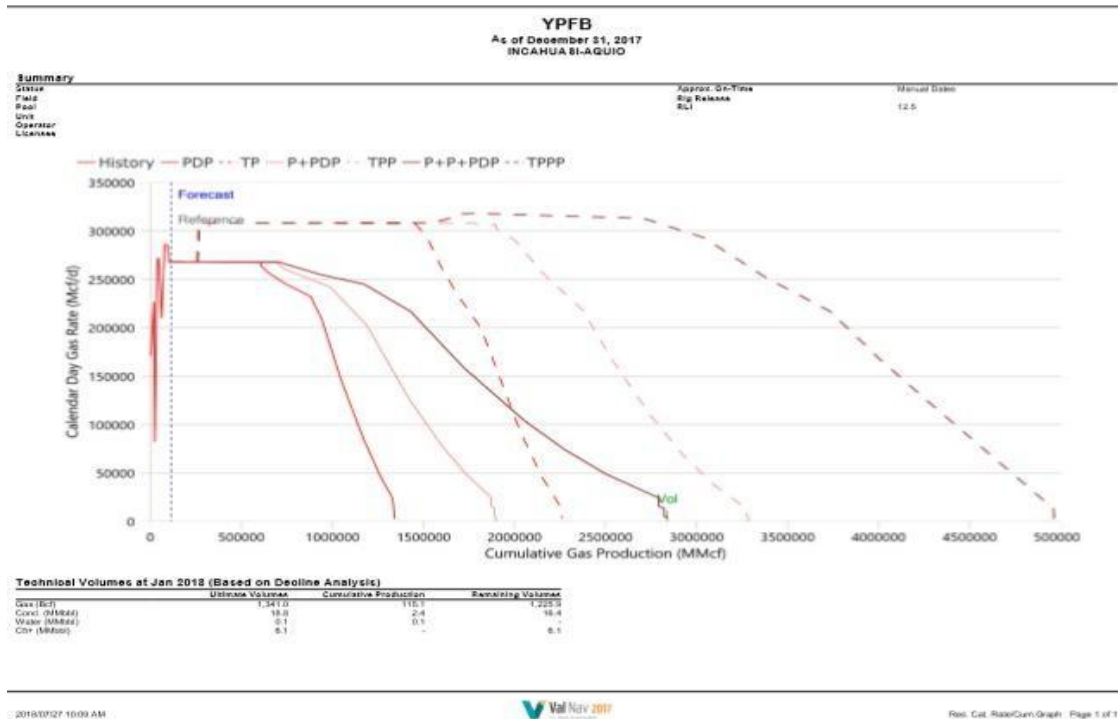
La Formación Huamampampa está dividida en tres subzonas N1, N2 y N3. Los volúmenes de gas originales en sitio (GOES) para cada reservorio (HMP1, HMP2 y HMP3) y por subzonas se estimaron utilizando el volumen bruto de roca (GRV) del modelo Petrel (Grilla Caso Base) proporcionado por la Compañía y las propiedades de roca promedio del análisis petrofísico realizado por compañía Sproule.

Debido a la incertidumbre planteada en la determinación del volumen In-Situ se ha estimado un rango de reserva probada de 3.1 Tcf y la probada + probable + posible de 6.8 Tcf . Lo cual no es apropiado ya que se tiene un volumen producido mayor al 15 % de sus reservas. Por lo tanto los valores obtenido por Volumetría no es representativa ya que este método considera los volúmenes comunicado + volumen no comunicado a diferencia del método de balance de materia la cual utiliza el volumen comunicado y es el volumen representativo ya que es una medición directa. Y el volumen total debe ser ajustado al volumen determinado por balances de materiales.

En tabla 2.1 muestra una reserva probadas totales mediante el método volumétrico de 3.1 tcf multiplicado por un factor de recuperación de 73 % nos da un volumen probado recuperable de 2.26 tcf lo cual no es creíble ya que por comparación los factores de recuperación para los campos análogos son menores a un 40 % como se observa en sábalo, San Alberto,

Existe incongruencia ya que se propone en el plan de desarrollo del campo el proyecto de compresión a nivel de campo ya que se propone bajar la presión de planta a partir de julio del 2021 hasta su agotamiento total a julio del 2022. Por lo tanto ellos dudan de sus reservas probadas no desarrolladas de 921 bcf.

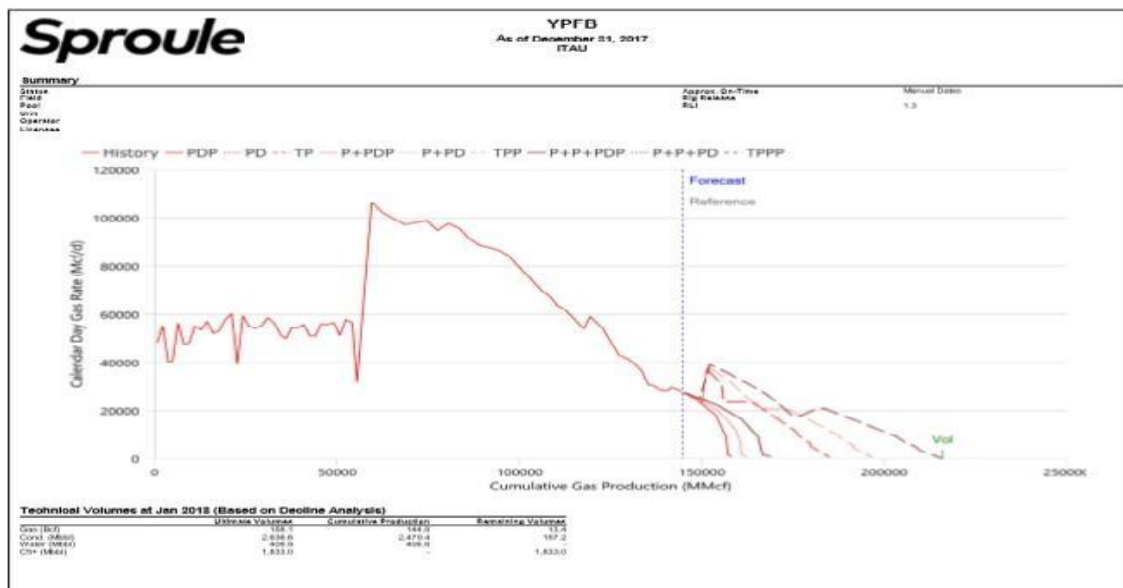
Este estudio no presenta el Balance de Materiales ya que es el método más creíble ya que es una medición directa de campo.



Campo Itau

Esta Operado por la empresa PETROBRAS ubicado en la cuenca subandina aproximadamente a 450 kilómetros de Santa Cruz, siendo la misma estructura con el campo San Alberto y Macueta en Argentina este campo cuenta con 4 pozos perforados de los cuales 3 han sido productivo y el cuarto salió seco

Los tres pozos productores de este campo se tiene un estimado volumétrico de 184 bcf de reservas de los cuales se tiene un acumulado de 144 bcf con una reserva recuperable de 40 bcf lo cual es muy poco probable ya que este campo solamente cuenta con 2 pozos productores y su presión en cabeza de pozo es de 250 psi en criterio del Equipó Técnico Independiente no tiene una reserva probada no produciendo ya que está en su etapa final de agotamiento y estos pozos se encuentran en la parte más baja de la estructura San Alberto-Itau



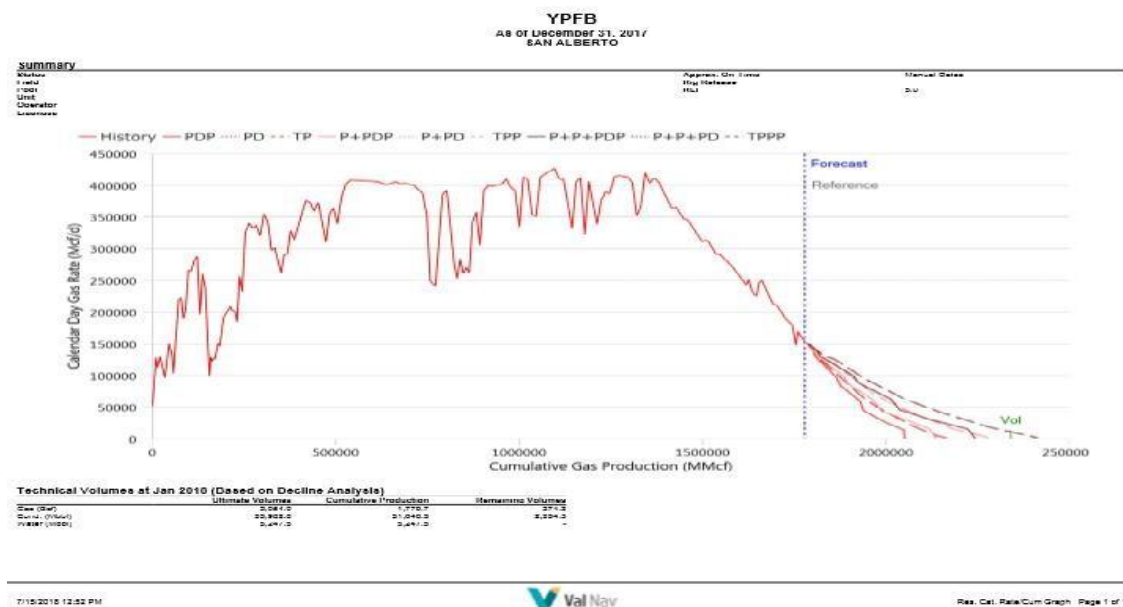
Campo San Alberto

Este campo es operado por PETROBRAS y se encuentra en la cuenca subandina sur el mismo corresponde a un cinturón activo de pliegue y empuje de antepaís en el margen oriental de los Andes centrales y se caracteriza por una serie de anticlinales continuos y estrechos con dirección norte o noroeste. Los niveles productores se hallan en la roca de la edad devónica los mismo que se depositaron en ambientes marinos someros a deltaicos.

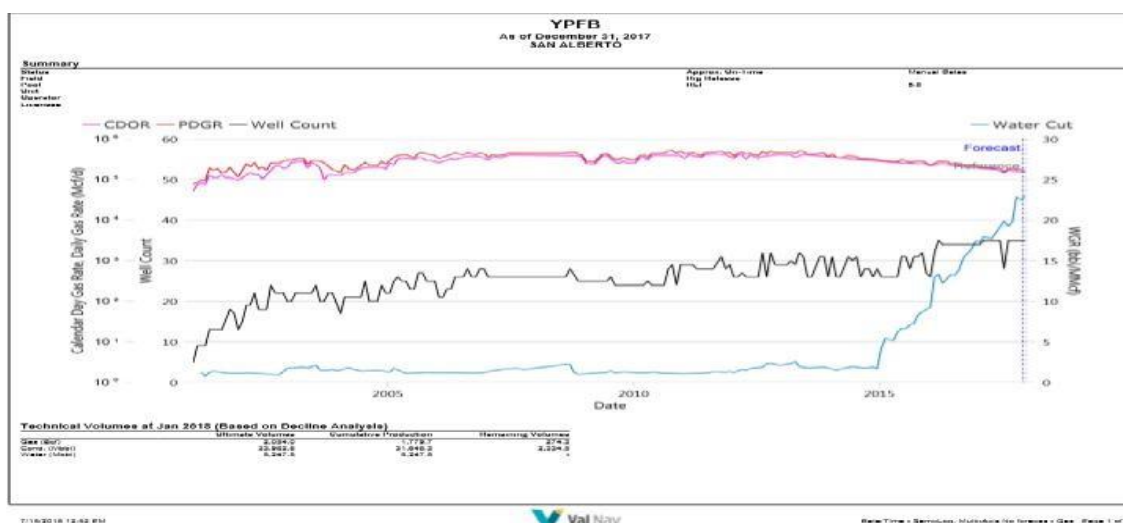
Este campo produce gas condensado principalmente de la formación huamampampa desde año 2001 los volúmenes técnicamente recuperables se estimaron utilizando curvas de declinación y técnicas de analogía, siendo que ya se tiene bastante datos de presiones para determinar el volumen In-Situ mediante balance de materiales que es lo más exacto que la técnica de declinación

Se determinó el volumen de agua sin considerar la fuerte entrada del acuífero lo cual reduce muy estrechamente su caudal ya que al aumentar el caudal de agua reduce el caudal de gas como se puede observar en la gráfica de pronóstico de producción, donde se muestra que el volumen recuperable es 2 tcf siendo su producción acumulada a dic/2017 1.6 tcf tendríamos una reserva recuperable de 0.4 tcf .

Los pronósticos y los caudales de producción se extienden hasta el año 2067, lo cual no es real ya que no se considera el caudal económico ni es caudal técnico de producción para evitar que los pozos se ahoguen por alta producción de agua. Ya que en la actualidad existen varios pozos cerrados por este problema ya que actualmente la presión de superficie de los pozos están en el orden de los 250 psi con una presión de separador de 200 psi



En este campo ya no existen reservas probables ni posibles ya que se encuentra en la etapa final de producción y es lógico pensar que tenemos un volumen de 4.2 tcf entre las reservas probadas + probables + posibles.



Por lo tanto para activar este campo se deben pensar en otras técnicas no convencionales

Campo Sábalo

Este campo se encuentra localizado en la cuenca subandina Sur el mismo que corresponde a la faja plegada y corrida compleja en el margen oriental los niveles productores se hallan en los sedimentos de la edad devónica depositados en ambientes marinos someros donde se encuentra las formaciones santa rosa huamampampa y icla, este campo comenzó su producción comercial en enero del 2003 siendo su máximo producción 670 MMPCD (19 MMCD). El plan de desarrollo incluye la puesta en producción del pozo SBL-6 el año 2018 y la perforación de 4 pozos adicionales los cuales existen las posibilidades que tengan un caudal reducido debido

la fuerte irrupción de agua , y sería conveniente analizar económicamente estos proyectos de perforación si es económicamente rentable ya que se tiene el acuífero activo. Estos pozos hubieran sido conveniente perforarlo antes de activar el acuífero allí en los años 2014.

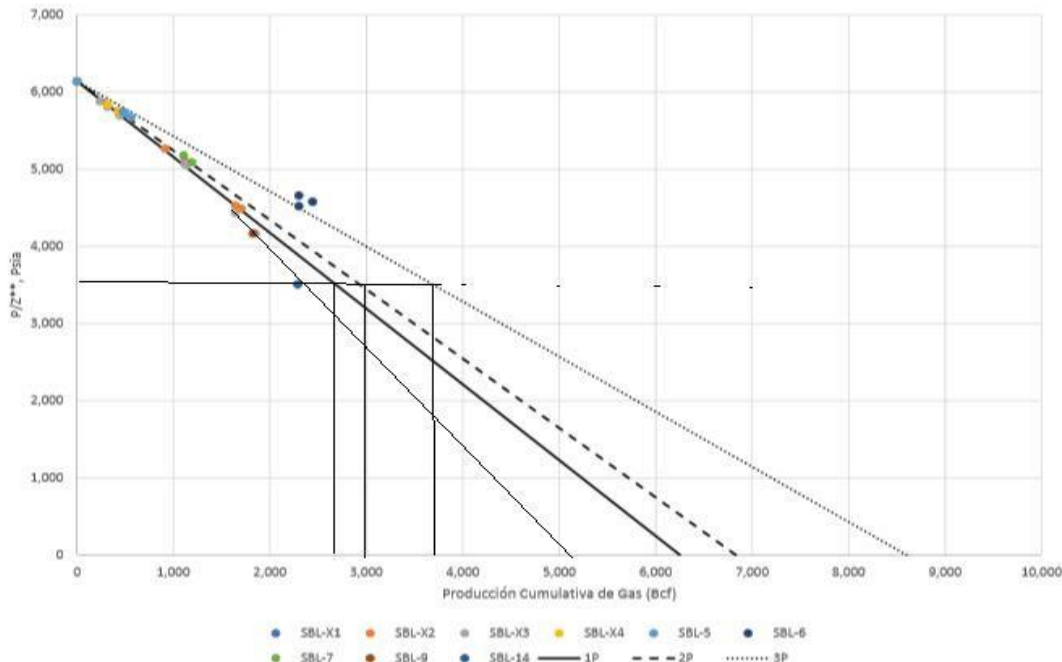
Dentro del plan de desarrollo plantea poner los sistemas de compresión a partir del año 2019 lo cual es a destiempo ya que se tiene una fuerte entrada de agua y con esto se analiza la fase final de su producción de este campo. La misma empresa lo anticipa su tiempo de producción máxima producción llega al 2020 después de este año la producción es marginal.

Fase (psi)	Fecha
800	5/1/2019
400	1/1/2020
200	7/1/2020

La empresa Sprule presenta el balance de materiales solamente considera los ajuste por compresibilidad no así por entrada de agua lo cual no es confiable ya que no se toma en cuenta estas variable para un valor de presión tenemos tres volúmenes acumulados lo cual no coincide con el acumulado real. Mediante balance de materiales determina una reserva In-Situ de 5.03 tcf el cual debe ajustarse por la entrada de agua el factor de recuperación es bastante elevado del 74 % cuya reserva probada es de 3.7 tcf-2.6 acumulada = 1.1 tcf

La reserva determinada mediante el método de declinación es de 3.8 tcf siendo su producción acumulada de 2.6 tcf con un reserva remanente de 1.2 tcf , el cual es muy optimo y se tiene que ajustar

En este campo la única reserva no desarrollada es la del pozo SBL-6 . este campo es similar al de san Alberto en los reservas recuperable por declinación no considera la entrada de agua lo cual reduce grandemente su producción



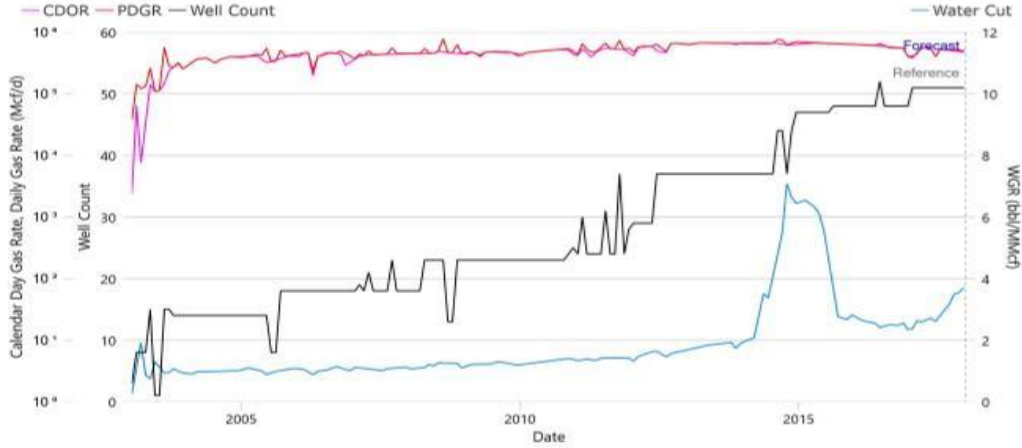
Gráfica de Balance de Materia, Reservorio Huamampampa, P/Z** vs Producción Cumulativa de Gas

Summary

Status
Field
Pool
Unit
Operator
Licensee

Approx. On-line
Htg Release
HLI

Revised Date
16.5



Technical Volumes at Jan 2018 (Based on Decline Analysis)

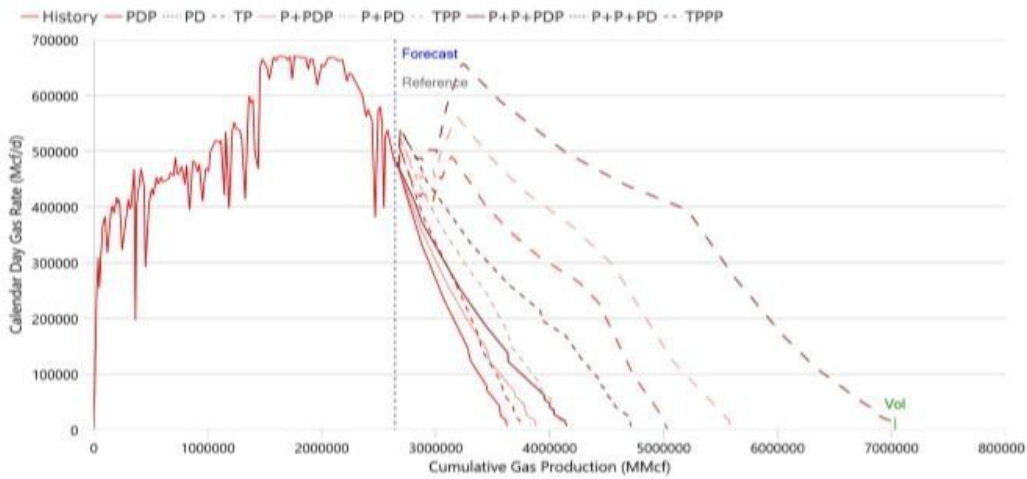
	Ultimate Volume	Cumulative Production	Remaining Volume
Gas (Bcf)	8,316.1	2,644.1	2,875.0
Cond. (MMbbl)	100.6	63.8	36.8
Water (Mbbbl)	5,509.3	5,509.3	-
OP (MMbbl)	105.1	-	105.1

Summary

Status
Field
Pool
Unit
Operator
Licensee

Approx. On-line
Htg Release
HLI

Revised Date
8.8



Technical Volumes at Jan 2018 (Based on Decline Analysis)

	Ultimate Volume	Cumulative Production	Remaining Volume
Gas (Bcf)	3,622.5	2,644.1	978.5
Cond. (MMbbl)	75.9	63.8	12.1
Water (MMbbl)	8.5	8.8	-

Campo Margarita–Huacaya

Campo Operado por Repsol se encuentra en uno de los sistemas petrolíferos más prolíficos de Bolivia ubicado en la cuenca sub-Andina es un cinturón activo de pliegues y empuje de ante país en el margen oriental del orogeno andino y se caracteriza por una serie de anticlinales continuos estrecho del norte a noreste correspondiente a una faja plegada y corrida en el borde oriental de los andes centrales.

Los niveles productores del campo Margarita-Huacaya se encuentran en rocas edad devónica, depositados en ambientes marinos someros a deltaicos, estos reservorios se hallan en las formaciones Santa Rosa, Icla y Huamampampa.

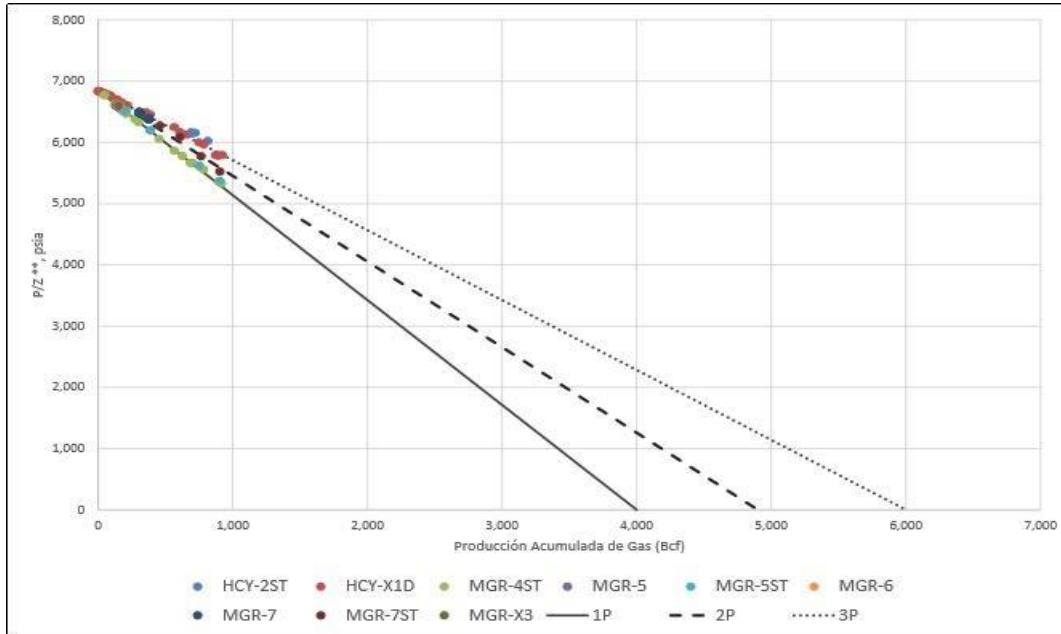
Los Volumen de Gas se estimaron utilizado los balances de materiales P/z ajustado por los factores de compresibilidad sin considerar la entrada de agua que es lo más necesario para el balance de materiales realizado para el nivel H1B, dando resultados muy optimista sin ajustes como se puede observar en figura adyacente.

El valor determinado en el balance de materiales sin entrada de agua es de 3.7 tcf con un volumen acumulado de 1.2 tenemos una reserva remanente de 2.5 tcf recuperable multiplicado por un factor de recuperación para este tipo de reservorio de 0.6 es de 1.5 tcf recuperable. Para drenar las reservas no desarrolladas se necesitan perforar por lo menos unos 4 pozos lo cual no contempla en su plan de desarrollo y considerar estas reservas no desarrollada no es creíble.

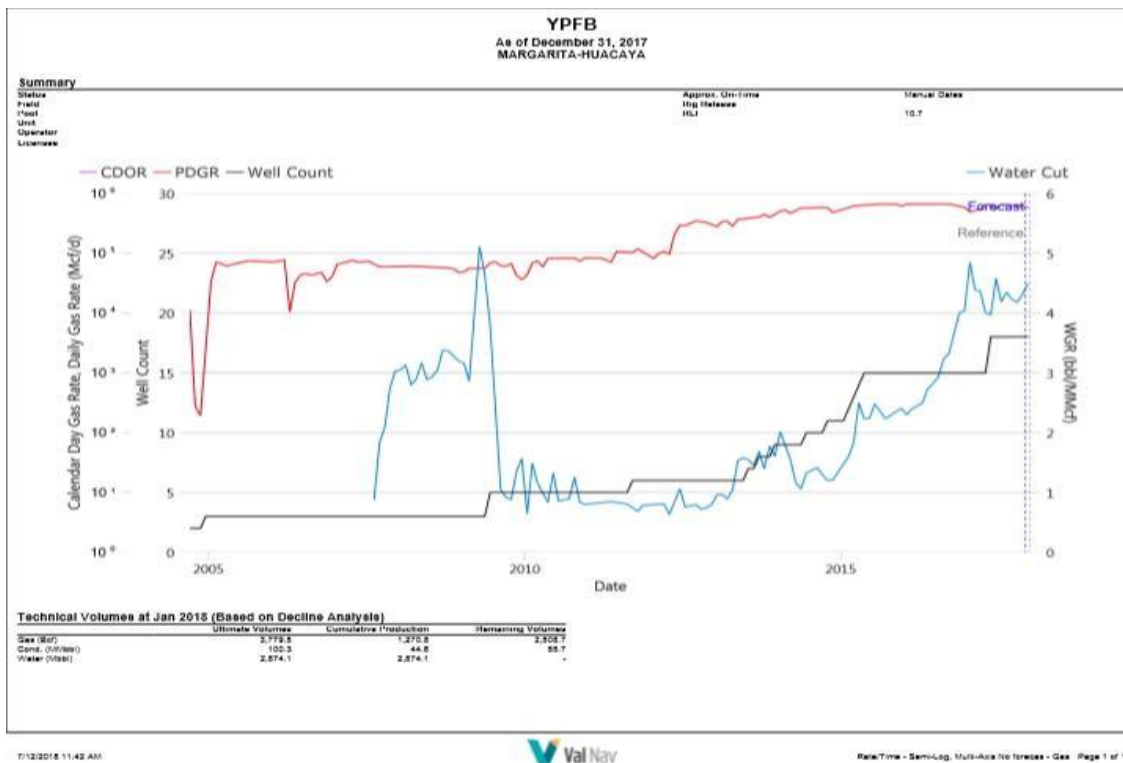
En las figuras presentadas se observan altas presiones los cuales pueden ser de zonas no drenadas las cuales tienen una comunicación, pero debido a su baja permeabilidad a su baja producción acumulada la presión tarda mucho tiempo en estabilizarse. Por lo tanto el volumen determinado de 6 tcf de acuerdo al balance de debe a otros factores no al volumen de hidrocarburo In-Situ.

Debido a la explicación anterior la reservas probadas no desarrolladas no existen porque se está sobre evaluando el volumen In-Situ y por qué es necesario perforar nuevos pozos lo que no está contemplado en el plan de desarrollo del campo.

Para respaldar la habilitación del nivel acuífero mostramos el historial de producción y el fuerte incremento en la producción de agua



Grafica de Balance de Materia, Reservorio H1b P/Z** vs. Producción Acumulada de Gas



Las declinaciones de las reservas probadas nos muestra un volumen recuperable de 3.7 tcf con una producción acumulada de 1.2 tcf tendríamos un volumen recuperable de 2.5 tcf

APENDICE II
RESERVAS POR NUEVOS DESCUBRIMIENTOS

CONTRIBUCION DE RESERVAS POR NUEVOS DESCUBRIMIENTOS periodo del 31/Dic/2013 al 31/Dic/2017				
Campo	Descubrimiento	Reservorio	PROBADAS	PROBADAS+ PROBABLES +POSIBLES
			TCF	TCF
Dorado Oeste	Nuevo Campo	Guanacos		
Junín Este	Nuevo Campo	Petaca	0.0115	0.0192
	Nuevo Campo	Cajones	0.0157	0.0250
	Nuevo Reservorio	Yantata	0.0080	0.0139
Colorado	Nuevo Campo	Guanacos	0.0077	0.0113
Margarita Huacaya		Icla	0.0524	0.0655
	Nuevo Reservorio	Santa Rosa	0.0250	0.0422
Colorado Sur		Guanacos	0.0590	0.0998
Caigua		Icla	0.0146	0.0438
		Santa Rosa	0.0183	0.0389
Total			0.2496	0.4130

APENDICE III

MOVIMIENTOS DE RESERVAS PERIODO 31/Dic/2913 al 31/Dic/2017

La reserva probada total al 31/Dic/2013 de gas de venta establecida en el informe final de la Consultora GLJ fue de 10.1 TCF. Efectuando un seguimiento del comportamiento de producción de los megacampos y con respecto a los pronósticos elaborados por la Consultora GLJ se encontró que los campos San Alberto y Sábalo no alcanzaron a cumplir con el incremento esperado por reserva probadas no desarrolladas PND, y que para suplir este déficit el campo Margarita-Huacaya tuvo que sobre-explotar la producción acelerando de esta manera la extracción de sus reservas probadas totales.

La Figura A1 ilustra que la producción real durante el período del 1/Ene/2014 al 31/Dic/2017 se ajusta ligeramente más alta que el pronóstico de reservas probadas desarrolladas. Empero, no pudo alcanzar el nivel de producción esperado según el pronóstico de reservas total, es decir prácticamente casi toda la reserva probada por desarrollar estuvo sobredimensionada o sobrevalorada en 0.685 TCF.

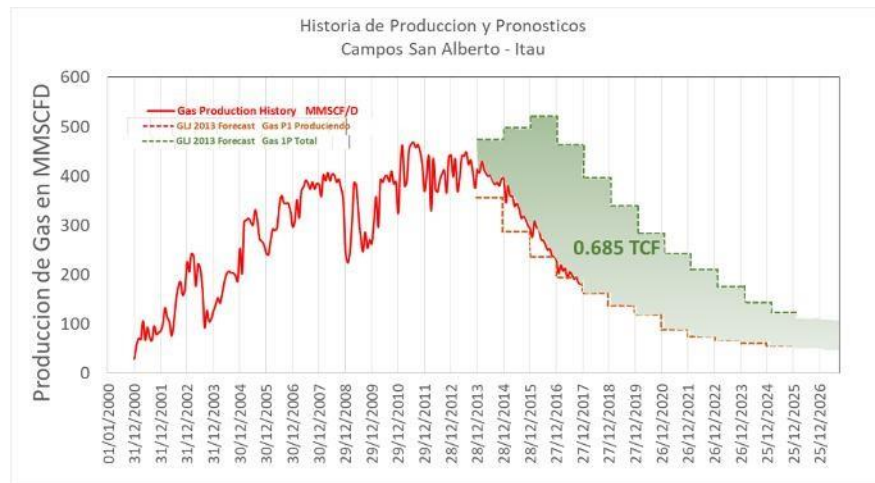


Figura A1.- Historia de producción real hasta el 31/Dic/2017 (línea roja llena), Pronóstico GLJ de reserva Probada Desarrollada produciendo (línea marrón punteada) y pronóstico GLJ de reserva Probada Total = Probada Desarrollada + Probada No Desarrollada (línea verde punteada) desde el 1/Ene/2014. En sombreado verde la sobrevaloración de reserva probada total.

La figura A2 ilustra que la producción real durante el período del 1/Ene/2014 al 31/Dic/2017 se ajusta ligeramente más alta en un principio, que el pronóstico de reservas probadas desarrolladas. Empero, no pudo alcanzar el nivel de producción esperado desde 2015 según el pronóstico de reservas total, es decir la reserva probada por desarrollar estuvo sobredimensionada o sobrevalorada en 1.143 TCF.

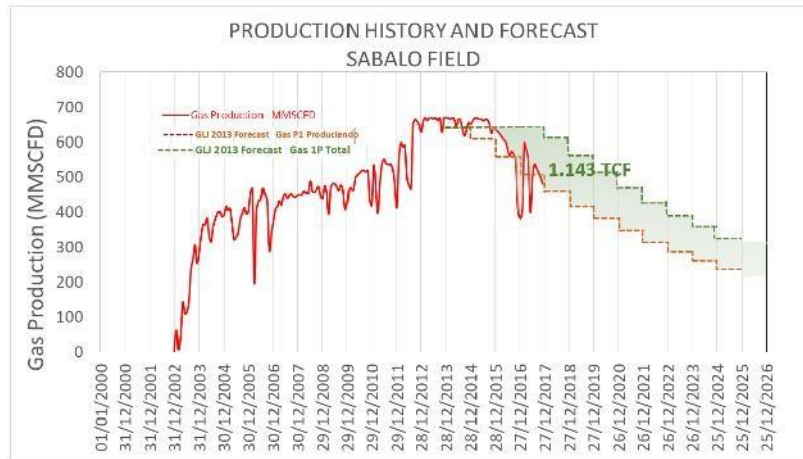


Figura A2.- Historia de producción real hasta el 31/Dic/2017 (línea roja llena), Pronóstico GLJ de reserva Probadada Desarrollada produciendo (línea marrón punteada) y pronóstico GLJ de reserva Probadada Total = Probadada Desarrollada + Probadada No Desarrollada (línea verde punteada) desde el 1/Ene/@014. En sombreado verde la sobrevaloración de reserva probada total en 1.143 TCF.

La figura A3 ilustra que la producción real durante el período del 1/Ene/2014 al 31/Dic/2017 sobrepasa a la producción esperada en el pronóstico de reservas probadas desarrolladas. Este exceso en el campo Margarita-Huacay significa que tuvo que adelantar o acelerar extracción de reservas. Este volumen de 0.190 TCF reduce a futuro el volumen de reserva total esperado del campo.

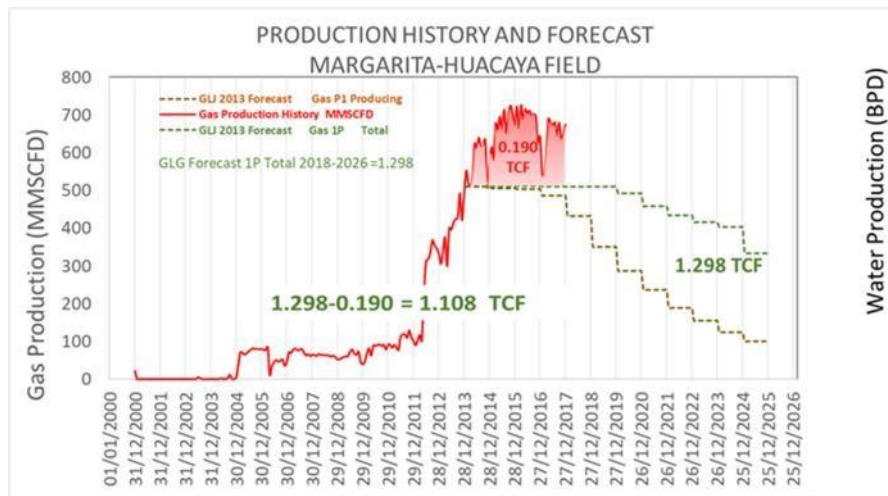


Figura A3.- Historia de producción real hasta el 31/Dic/2017 (línea roja llena), Pronóstico GLJ de reserva Probadada Desarrollada produciendo (línea marrón punteada) y pronóstico GLJ de reserva Probadada Total = Probadada Desarrollada + Probadada No Desarrollada (línea verde punteada) desde el 1/Ene/@014. En sombreado rojo el volumen de sobre-explotación o aceleración de extracción de las reservas probadas d este campo en 0.190 TCF.

Efectuando los ajustes al seguimiento se tiene el volumen de reservas totales esperado al 31/Dic/2017:

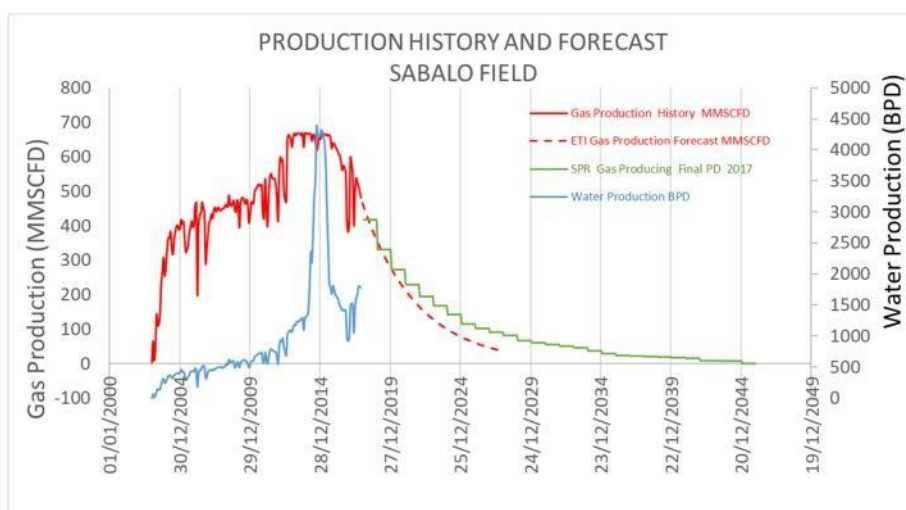
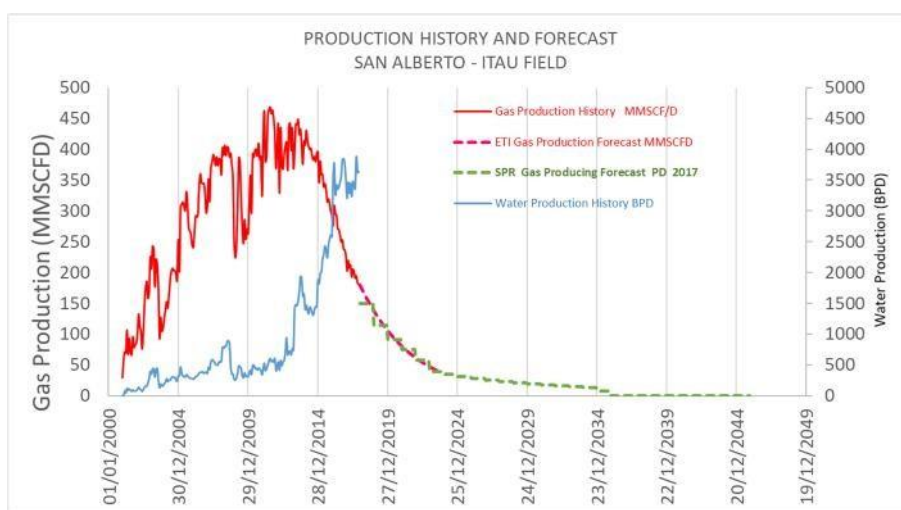
Período del 31/Dic/2013 al 31/Dic/2017	Gas de Venta (TCF)
Reservas Probadas Totales al 31/Dic/2013	10.103*
Sobrevaloración de Reservas Probadas No Desarrolladas PND (S.Alberto y Sábalo)**	-1.823
Volumen aceleración MMGR-HCY	-0.193
Producción del Período	-3.2
Probadas por Nuevos Descubrimientos	0.24
Reservas Probadas Totales remanentes al 31/Dic/2017	5.054

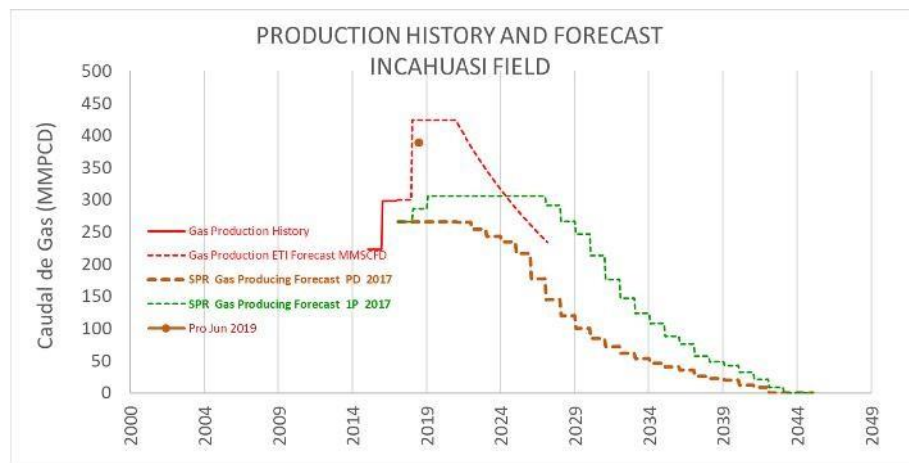
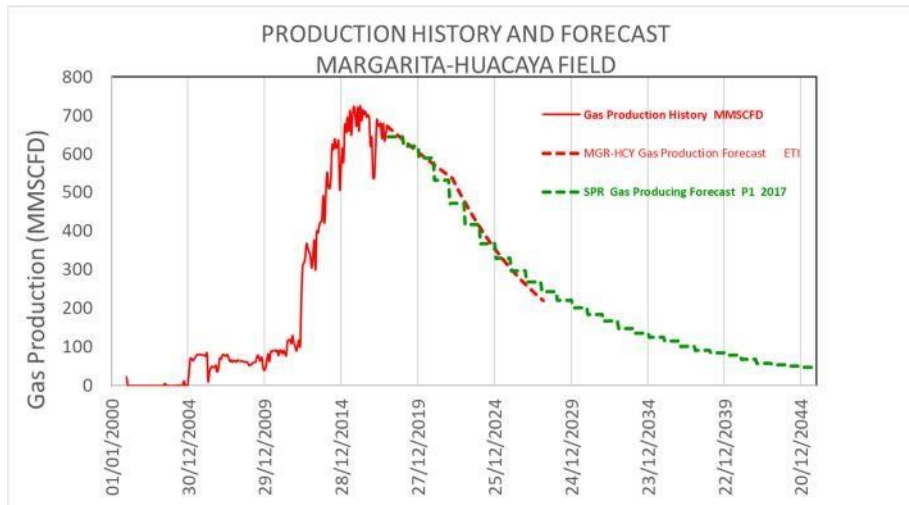
*YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos declararon 10.45 TCF que corresponde a gas de separador. Parte de este gas se utiliza en energía de transporte y operación por lo que el gas de quema es menor.

** Ver detalle en Apéndice III

APENDICE IV
COMPARATIVO MEGACAMPOS PRONOSTICOS SPROULE Y ETI

Las Figuras que siguen ilustran el comportamiento de producción de gas de los campos San Alberto-Itau, Sábalo, Margarita-Huacaya e Incahuasi-Aquí, línea roja llena, hasta el 31/Dic/2017. En línea azul se identifica la invasión de agua que han sufrido hasta la misma fecha los mencionados campos. En línea roja punteada se muestra el pronóstico de reservas del Equipo Técnico Independiente (ETI) y en línea verde punteada el pronóstico de la Consultora Sproule. Nótese que la diferencia en los pronósticos es un corte algo pesimista a la vida productiva de los campos mientras que los pronósticos Sproule luce altamente optimistas sin corte técnico por agua ni económico. El campo Incahuasi muestra un punto adicional en color marrón ilustrando la producción lograda en Junio de 2019 de 11 MMm³/d.





APENDICE V

COPIA CARTA DE ENTREGA DEL INFORME FINAL

Sproule

14 de agosto de 2018

Señor:

Javier Roberto Esquivel Sanchez
Gerente de Administración Técnica de Contratos y Evaluación E&E
Dirección: Av. Grigota esquina Regimiento Lanza
Santa Cruz Bolivia

Atención Sres. Contraparte de YPFB

Ref. Entrega de Informe del Proyecto "Cuantificación y Certificación de las reservas de Hidrocarburos de Bolivia al 31 de diciembre de 2017".

Estimado Sr. Esquivel,

Por medio de la presente hacemos entrega del informe preparado por Sproule International Limited para Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos en mérito al contrato N° ULG-SCZ-023/2018 de fecha 12 de abril de 2018 y al Segundo Contrato Modificatorio de fecha 16 de julio de 2018 del mismo numero.

Cordialmente,



APENDICE VI

SEGMENTOS DEL CONTRATO DRCO-CDL-GNAC-153-17



La **ENTIDAD**, mediante modalidad de Contratación Directa por Licitación, con Código: DRCO-CDL-GNAC-153-17, llevó adelante el proceso de: "Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia al 31 de Diciembre de 2017" (Tercera Convocatoria) , realizado bajo las normas y regulaciones de contratación establecidas en el Reglamento de Contrataciones Directas en el marco del Decreto Supremo N° 29506, aprobado mediante Resolución de Directorio N° 50/2017 de fecha 11 de agosto de 2017 y el Documento Base de Contratación (DBC).

CUARTA.- (OBJETO DEL CONTRATO):

El objeto del presente contrato es la ejecución del servicio de "**Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia al 31 de Diciembre de 2017**", que el **CONSULTOR** se compromete y obliga



6.2 Plazo:

El **CONSULTOR** desarrollará sus actividades de forma satisfactoria, en estricto acuerdo con el alcance de la **CONSULTORIA**, la propuesta adjudicada, los términos de referencia y su cronograma del Plan de Trabajo (Anexo 3), en el plazo acordado de **105 (Ciento Cinco) días calendario** computables a partir de la notificación con la orden de proceder.

SÉPTIMA.- (LUGAR DE DESARROLLO):

El lugar de ejecución de la **CONSULTORIA** será en las oficinas del **CONSULTOR**. Las reuniones de presentación se realizarán en las en las oficinas de la **ENTIDAD** ubicadas en las ciudades de Santa Cruz o La Paz.



OCTAVA.- (MONTO DEL CONTRATO):

El monto total propuesto y aceptado por ambas Partes para la ejecución del objeto del presente contrato es de **USD. 750.000,00 (Setecientos Cincuenta Mil 00/100 Dólares Estadounidenses)**.



NOVENA.- (FORMA DE PAGO):

La **ENTIDAD** realizará el pago en dólares estadounidenses, previa aprobación por la **CONTRAPARTE** de los productos entregados por el **CONSULTOR** conforme a los términos de referencia y de acuerdo al siguiente detalle:

PAGO	PRODUCTO	PORCENTAJE DE PAGO
Primer pago	Informe Preliminar de Cuantificación y Certificación de Reservas.	40%
Segundo Pago	Informe Final y Resumen Ejecutivo de Cuantificación y Certificación de Reservas.	60%

VIGÉSIMA TERCERA.- (SUPERVISIÓN DEL SERVICIO):

Con el objeto de realizar el seguimiento y control en la ejecución y cumplimiento de la **CONSULTORIA** a ser prestada por el **CONSULTOR**, la **ENTIDAD** desarrollará las funciones de **CONTRAPARTE**, a cuyo fin designará de manera expresa a personal técnico especializado según el objeto del presente contrato y conforme señalan los términos de referencia, debiendo comunicar mediante nota escrita dicha designación al **CONSULTOR** conforme lo determinado en la cláusula (Notificaciones).

La **CONTRAPARTE**, será el medio autorizado de comunicación, notificación y aprobación de todo cuanto corresponda a los asuntos relacionados con la **CONSULTORIA** a ser prestada por el **CONSULTOR**, bajo términos del presente contrato y los documentos que forman parte del mismo.

La **CONTRAPARTE**, tendrá la autoridad necesaria para conocer, analizar, rechazar o aprobar los asuntos correspondientes al cumplimiento del presente contrato, de acuerdo con lo previsto en los términos de referencia y las atribuciones e instrucciones que por escrito le confiera expresamente la **ENTIDAD**, mismas que estarán relacionadas entre otros con las tareas de supervisión, fiscalización, control, evaluación, aplicación de multas y penalidades, y cualquier otra decisión que internamente defina la **ENTIDAD** con relación al contrato.

La **CONTRAPARTE** tendrá los más amplios poderes, inclusive para:

- a) Ordenar la inmediata sustitución de cualquier empleado del **CONSULTOR** que a exclusivo criterio de la **CONTRAPARTE**, impida o dificulte la actividad fiscalizadora, que su habilitación y experiencia profesional se considere inadecuada o que su rendimiento o calidad no sean satisfactorios.
- b) Interrumpir cualquier parte de la **CONSULTORIA** ejecutada, en desacuerdo con lo determinado en el contrato.
- c) En caso de inobservancia por parte del **CONSULTOR** a las exigencias de la fiscalización, se tendrá además el derecho de aplicación de multas y penalidades previstas en el contrato.

La **ENTIDAD** a través de la **CONTRAPARTE**, observará y evaluará permanentemente el desempeño del **CONSULTOR**, a objeto de exigirle, en su caso, mejor desempeño y eficiencia en la prestación de su servicio, o de imponerle sanciones. En consecuencia la **CONTRAPARTE** podrá efectuar cualquier solicitud de rectificación relativa a la **CONSULTORIA** ejecutada en desacuerdo con el contrato, coordinando con el **CONSULTOR** un plazo máximo para la solución del problema. Luego de dicho aviso, si transcurrido el plazo, el **CONSULTOR** no procede con dicha solicitud, la misma se constituirá en causal de resolución por incumplimiento de contrato, reservándose la **ENTIDAD** el derecho de aplicar las multas de acuerdo al contrato.

La acción u omisión, total o parcial, de la fiscalización no exime al **CONSULTOR** de su total responsabilidad por la ejecución de la **CONSULTORIA**.

VIGÉSIMA SEXTA.- (INFORMES Y/O PRODUCTOS)

El **CONSULTOR**, someterá a la consideración y aprobación de la **ENTIDAD** a través de la **CONTRAPARTE**, los siguientes informes conforme lo establecido en los términos de referencia:

PRODUCTOS

El **CONSULTOR** debe presentar los siguientes productos:

26.1 Informe Preliminar de Cuantificación y Certificación de Reservas, que contenga mínimamente la siguiente información:

- a) Detalle de criterios y parámetros de geociencias, ingeniería de reservorios y económicos aplicados al estudio, metodologías de cálculo resaltando los resultados de la cuantificación de las reservas así como conclusiones pertinentes.
- b) Volúmenes y Reservas por categoría y por producto (Gas de separador, gas de venta, condensado, petróleo, gasolina y GLP), parámetros petrofísicos y de reservorio, empleados para el cálculo de Reservas.
- c) Pronósticos de producción para campos gasíferos y petrolíferos, considerando para cada reservorio:
 - Reservas probadas desarrolladas.
 - Reservas probadas desarrolladas + no desarrolladas.
 - Reservas Probables.
 - Reservas Posibles.
- d) Evaluación y análisis económicos.
- e) Detalle de mapas Estructurales, Isopáquicos e Isocoros por reservorio.

26.2 Informe Final de Cuantificación y Certificación de Reservas, que contenga mínimamente la siguiente información:

- a) Detalle de criterios y parámetros de geociencias, ingeniería de reservorios y económicos aplicados al estudio, metodologías de cálculo resaltando los resultados de la cuantificación de las Reservas así como conclusiones pertinentes.
- b) Volúmenes y Reservas por categoría y por producto (Gas de separador, gas de venta, condensado, petróleo, gasolina y GLP), parámetros petrofísicos y de reservorio, empleados para el cálculo de Reservas.
- c) Pronósticos de producción para campos gasíferos y petrolíferos, considerando para cada reservorio:
 - Reservas probadas desarrolladas.
 - Reservas probadas desarrolladas + no desarrolladas.
 - Reservas Probables.
 - Reservas Posibles.
- d) Evaluación y análisis económicos.
- e) Detalle de mapas Estructurales, Isopáquicos e Isocoros por reservorio.
- d) Evaluación y análisis económicos.
- e) Detalle de mapas Estructurales, Isopáquicos e Isocoros por reservorio.
- f) Gráficos de Historiales de producción (gas, líquidos, agua y rendimiento de condensado) por reservorio y campo.
- g) Registro compuesto de un pozo tipo, en los reservorios más importantes del campo, con identificación de topes y bases, resultados de pruebas y otros.
- h) Correlaciones integradas de pozos.
- i) Pliego de tablas detallado (ver Anexo 2).

26.3 Resumen Ejecutivo de Cuantificación y Certificación de Reservas, que contenga mínimamente la siguiente información:

- a) Resumen de criterios y parámetros de geociencias, ingeniería de reservorios y económicos aplicados al estudio, metodologías de cálculo resaltando los resultados de la cuantificación de las Reservas así como conclusiones pertinentes.
- b) Tablas con resultados de las evaluaciones de volúmenes y Reservas por tipo de fluido, por reservorio y por campo, en el formato de las tablas establecido (ver Anexo 2).

PLAZO DE PRESENTACIÓN

- a) Informe Preliminar de Cuantificación y Certificación de Reservas
El **CONSULTOR** deberá presentar el informe preliminar en un plazo no mayor a sesenta (60) días calendario a partir de la orden de proceder emitida por la **CONTRAPARTE** de la **ENTIDAD**.
- b) Informe Final y Resumen ejecutivo de Cuantificación y Certificación de Reservas
El **CONSULTOR** deberá presentar un Informe Final y Resumen Ejecutivo en un plazo no mayor a noventa (90) días calendario a partir de la orden de proceder emitido por la **CONTRAPARTE** de la **ENTIDAD**.

FORMA DE PRESENTACIÓN

La presentación de los productos deberá ser de acuerdo a lo siguiente:

- a) Informe Preliminar de Cuantificación y Certificación de Reservas en tres (3) ejemplares originales y en formato digital editable y en idioma español.
- b) Informe Final y Resumen ejecutivo de Cuantificación y Certificación de Reservas en cinco (5) ejemplares originales y en formato digital editable y en idioma español.

Página 16 de 20

Estos informes contendrá también las respectivas conclusiones y recomendaciones a efectos de que la ENTIDAD tome y asuma las acciones técnicas, económicas, legales u otras que correspondan.

VIGÉSIMA SÉPTIMA.- (REVISIÓN DE LOS PRODUCTOS DE LA CONSULTORÍA):

La CONTRAPARTE una vez recibidos los productos de la CONSULTORÍA sujetos a pago según la cláusula (Forma de Pago) del presente contrato, revisará cada uno de éstos de forma completa, así como otros documentos que emanen de la consultoría en el plazo máximo de siete (7) días calendario, computados a partir de la fecha de su presentación; debiendo hacer conocer al CONSULTOR sus observaciones, aclaraciones, comentarios o solicitudes de información adicionales, para que sean satisfechas, atendidas, presentadas y/o subsanadas dentro el plazo máximo de cinco (5) días calendario, computados a partir del día siguiente de la fecha de su entrega; caso contrario se considerara como una negligencia, a efectos de proceder conforme establece la cláusula (Terminación del Contrato).

VIGÉSIMA OCTAVA.- (CIERRE DE CONTRATO):

Dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la fecha de la entrega del documento final, el CONSULTOR elaborará el certificado de liquidación final de la CONSULTORÍA y lo presentará a la CONTRAPARTE, en versión definitiva con fecha y firma del GERENTE DEL PROYECTO o representante legal del CONSULTOR.

La CONTRAPARTE no dará por finalizada la revisión de la liquidación, si el CONSULTOR no hubiese cumplido con todas sus obligaciones de acuerdo a los términos del contrato y de sus documentos anexos, por lo que la CONTRAPARTE podrán efectuar correcciones en el Certificado de Liquidación Final a fin de deducir los cargos que correspondiesen u otros. Asimismo, la CONTRAPARTE se reservará el derecho de que aún después del pago final, en caso de establecerse anomalías, se pueda obtener por la vía coactiva fiscal dada la naturaleza del contrato u otra prevista en la normativa vigente, la restitución de saldos que resultasen como indebidamente pagados al CONSULTOR.



TRIGÉSIMA SEXTA.- (CONFORMIDAD):

En señal de conformidad y para su fiel y estricto cumplimiento, suscribimos el presente contrato en cuatro (4) ejemplares de un mismo tenor y validez, en representación de la ENTIDAD el Ing. Javier Roberto Esquivel Sanchez y en representación del CONSULTOR el Sr. Cameron Philip Six.

Este documento, conforme a disposiciones legales de control fiscal vigentes, será registrado ante la Contraloría General del Estado en idioma castellano.




Ing. Javier Roberto Esquivel Sanchez
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA
DE CONTRATOS Y EVALUACIÓN E&E
ENTIDAD


Sr. Cameron Philip Six
REPRESENTANTE LEGAL
CONSULTOR

PRIMER CONTRATO MODIFICATORIO AL CONTRATO YC ULO-862-013/2018
Contra por el presente Contrato Modificatorio al Contrato N° ULO-862-013/2018 de fecha 12 de abril de 2015 para la ejecución de la Consultoría "Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos en Bolivia el 21 de Diciembre de 2017", suscrita entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPF y la empresa Sproule International Limited, según a los siguientes términos y condiciones: