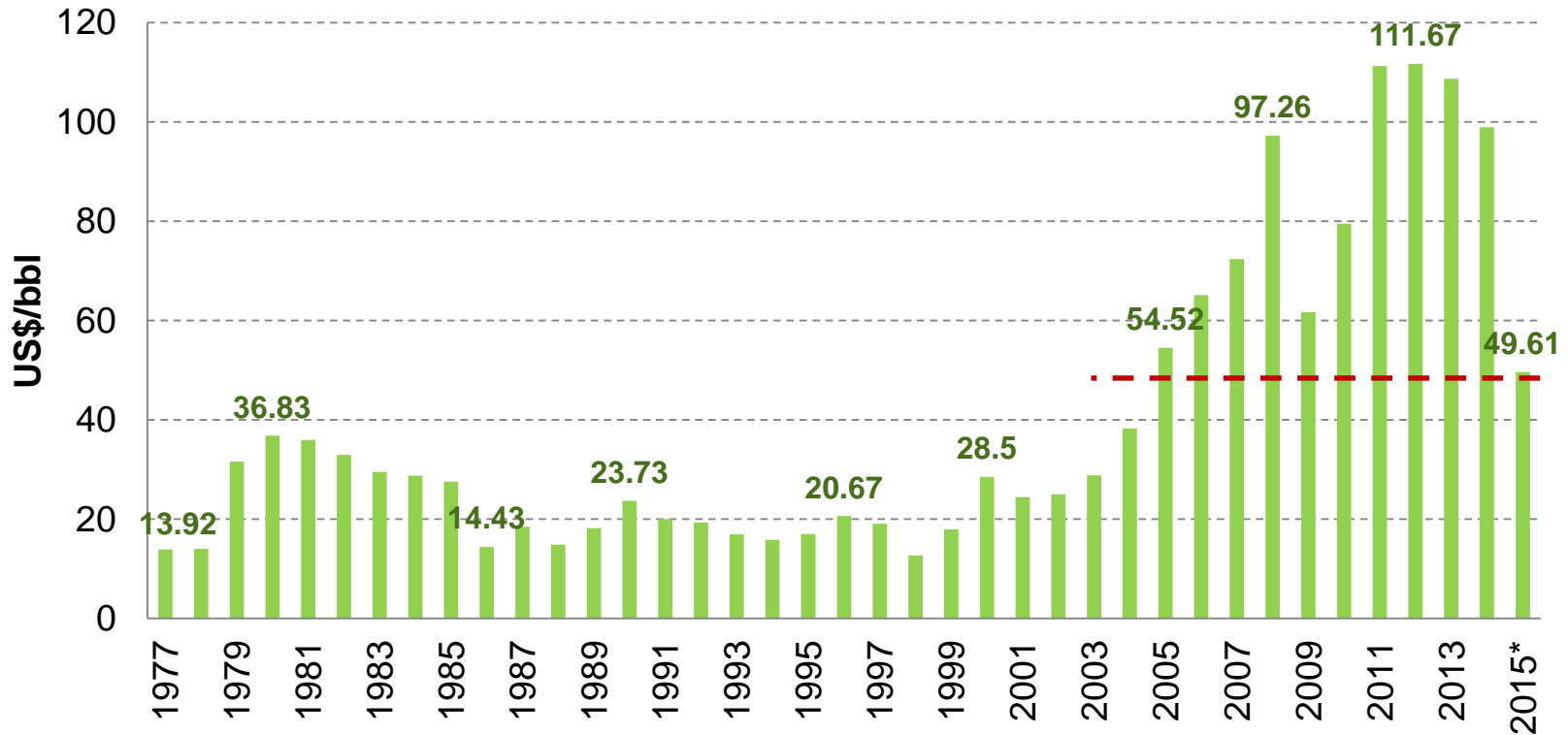


# **Algunas reflexiones sobre los términos fiscales de la Ronda 1**

**Septiembre de 2015**

**Dr. Vinicio Suro Pérez**

## Los precios nominales del Brent indican que hay un cambio sustancial en el sector de hidrocarburos tal y como ha ocurrido en el pasado

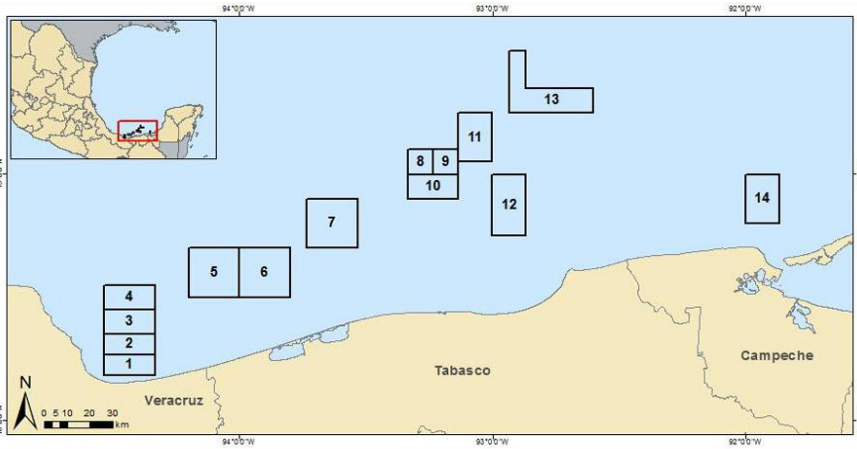


Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2015

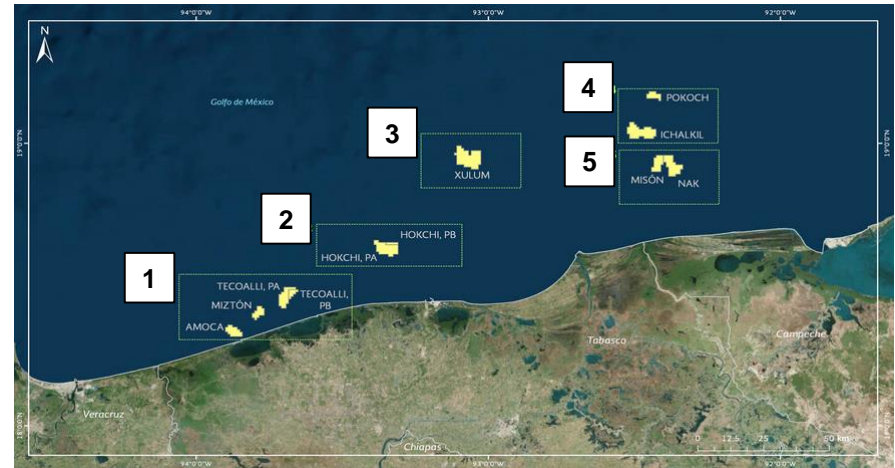
\* Precio al cierre al 4 de septiembre de 2015 (Bloomberg)

Los procesos licitatorios mexicanos se inscriben en ese contexto y van desde recursos prospectivos y reservas por desarrollar en aguas someras, hasta campos maduros con necesidad inmediata de ser rejuvenecidos

L1



L2



L3



## **Hay una diferencia fundamental entre L1-L2 y L3: el modelo de contrato es diferente**

### **Producción compartida**

- **La Contraprestación se aplica a la Utilidad Operativa, que es el resultado de Ingresos – Regalías – Costos Recuperables.**
- **Indispensable realizar auditoría minuciosa de los costos para determinar qué costos serán recuperables y para calcular Contraprestación.**
- **El Contratista absorbe el riesgo de que no todos los costos elegibles sean aprobados por la SHCP para su recuperación.**
- **El Estado cobra en especie las Regalías y la Contraprestación por lo que debe comercializar los hidrocarburos.**
- **El mecanismo de ajuste se aplica a la utilidad devengada antes de impuestos y no sobre los flujos de caja del Contratista**

### **Licencias**

- **La Contraprestación se aplica a las ventas totales.**
- **Menor relevancia de la auditoría de costos por parte del gobierno lo cual implica menores costos administrativos.**
- **No hay incentivos para reportar mayores costos porque éstos no se recuperan. El costo de la ineficiencia es absorbido enteramente por el Contratista y el gobierno queda cubierto en caso de que los proyectos se encarezcan.**
- **Todos los pagos del Contratista al Estado son en efectivo. El Estado no se encarga de la comercialización.**
- **Existe una identificación de ganancias extraordinarias del mecanismo de ajuste en función de producción y precios.**

## El mecanismo de ajuste en los contratos de producción compartida busca proteger al Estado de ganancias extraordinarias del Contratista

- El Contrato llama Resultado Operativo del Contratista (ROC) a la utilidad devengada antes de impuestos. La definición del ROC en el contrato es:

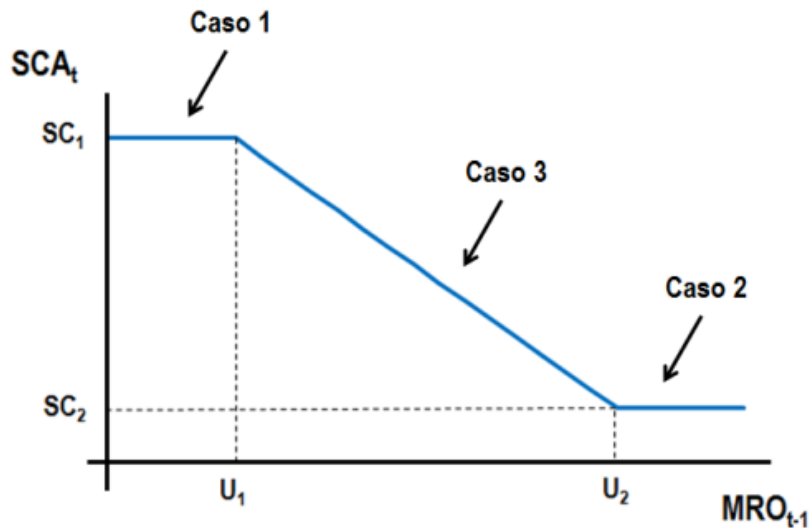
$$ROC_t = (Ut. Operativa)_t \times Contraprestación_t + (C. Recuperables)_t - (C. totales)_t - 3PM_t$$

- La rentabilidad de la utilidad devengada se define con la Métrica de Resultado Operativo antes de Impuestos (MRO) que se calcula de la misma manera que la TIR, pero aplicada al ROC:

$$0 = \sum_{i=1}^t \frac{ROC_i}{(1 + r_t)^{i-1}} \quad MRO_t = (1 + r_t)^{12} - 1$$

- En función de la MRO, la Contraprestación varía entre su valor inicial y su valor máximo. Dicho valor máximo es el complemento de la participación mínima del Contratista en la Utilidad Operativa (25% de su participación inicial).

# Los parámetros para disparar el mecanismo de ajuste han sido establecidos en los contratos de producción compartida



$SC_1$  = Porcentaje de Utilidad Operativa que recibe el Contratista en el Período 1 = **complemento de la Contraprestación Inicial** que el Contratista ofrece en la licitación =  $(1-P)$

$SC_2$  = 25% de  $SC_1$

$U_1$  = 25%

$U_2$  = 40%

$MRO_{t-1}$ , Métrica de Resultado Operativo antes de Impuestos

## En tanto, en el esquema contractual de Licencia, el mecanismo de ajuste presenta variaciones

- En la licitación el contratista ofrecerá una regalía adicional mínima ( $M_0$ ) que se utilizará para calcular tanto la contraprestación del petróleo como la Contraprestación del gas.
- Las fórmulas de las tasas de la contraprestación del petróleo y de la Contraprestación del gas son:
- Tasa de Contraprestación del petróleo y condensados
  - $M_0 +$  Factor de ajuste de la contraprestación del petróleo y condensados en el Mes  $t$  ( $AR_{P,t}$ )
- Tasa de Contraprestación del gas
  - $M_0 +$  Factor de ajuste de la contraprestación del gas en el Mes  $t$  ( $AR_{G,t}$ )

## Uno de los factores de ajuste es la producción, y se calcula con base en la producción durante el mes t y los dos meses inmediatos anteriores

| Producción promedio diaria       | Fórmula aplicable para determinar el Factor de Ajuste  |
|----------------------------------|--|
| $Q_{P,t} \leq U_{P,1}$           | $AR_{P,t} = 0$   |
| $U_{P,1} < Q_{P,t} \leq U_{P,2}$ | $AR_{P,t} = \text{Max}[0, M_P - R_P] \left( \frac{Q_{P,t} - U_{P,1}}{U_{P,2} - U_{P,1}} \right)$ |
| $U_{P,2} < Q_{P,t}$              | $AR_{P,t} = \text{Max}[0, M_P - R_P]$  |

$Q_{P,t}$  = promedio móvil de la producción diaria de petróleo y condensados (últimos 3 meses)

$AR_{P,t}$  = Factor de ajuste en el Mes t  
 $R_P$  = tasa aplicable de Regalías del petróleo

$M_P$  = [20%]

$U_{P,1}$  = [30,000] bbl/d

$U_{P,2}$  = [120,000] bbl/d

| Producción promedio diaria       | Fórmula aplicable para determinar el Factor de Ajuste  |
|----------------------------------|--|
| $Q_{G,t} \leq U_{G,1}$           | $AR_{G,t} = 0$   |
| $U_{G,1} < Q_{G,t} \leq U_{G,2}$ | $AR_{G,t} = \text{Max}[0, M_G - R_G] \left( \frac{Q_{G,t} - U_{G,1}}{U_{G,2} - U_{G,1}} \right)$ |
| $U_{G,2} < Q_{G,t}$              | $AR_{G,t} = \text{Max}[0, M_G - R_G]$  |

$Q_{G,t}$  = promedio móvil de la producción diaria de gas (últimos 3 meses)

$AR_{G,t}$  = Factor de ajuste en el Mes t  
 $R_G$  = tasa aplicable de Regalías del gas

$M_G$  = [10%]

$U_{G,1}$  = [80] MMPCD

$U_{G,2}$  = [240] MMPCD



**Asimismo, además del componente de producción, el mecanismo de ajuste incluye un componente de precios**

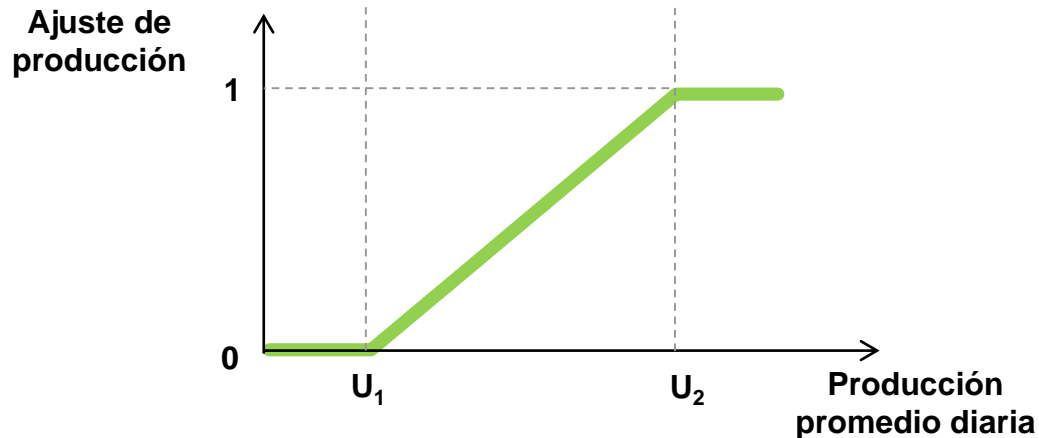
$$AR_{P,t} = \text{Max}[0, M_P - R_P] \left( \frac{Q_{P,t} - U_{P,1}}{U_{P,2} - U_{P,1}} \right)$$

┌──────────┐ ┌──────────┐  
 Ajuste de precio (por nivel de regalías)      Ajuste de producción

$$AR_{G,t} = \text{Max}[0, M_G - R_G] \left( \frac{Q_t - U_{G,1}}{U_{G,2} - U_{G,1}} \right)$$

┌──────────┐ ┌──────────┐  
 Ajuste de precio (por nivel de regalías)      Ajuste de producción

- El ajuste de producción es una interpolación lineal:



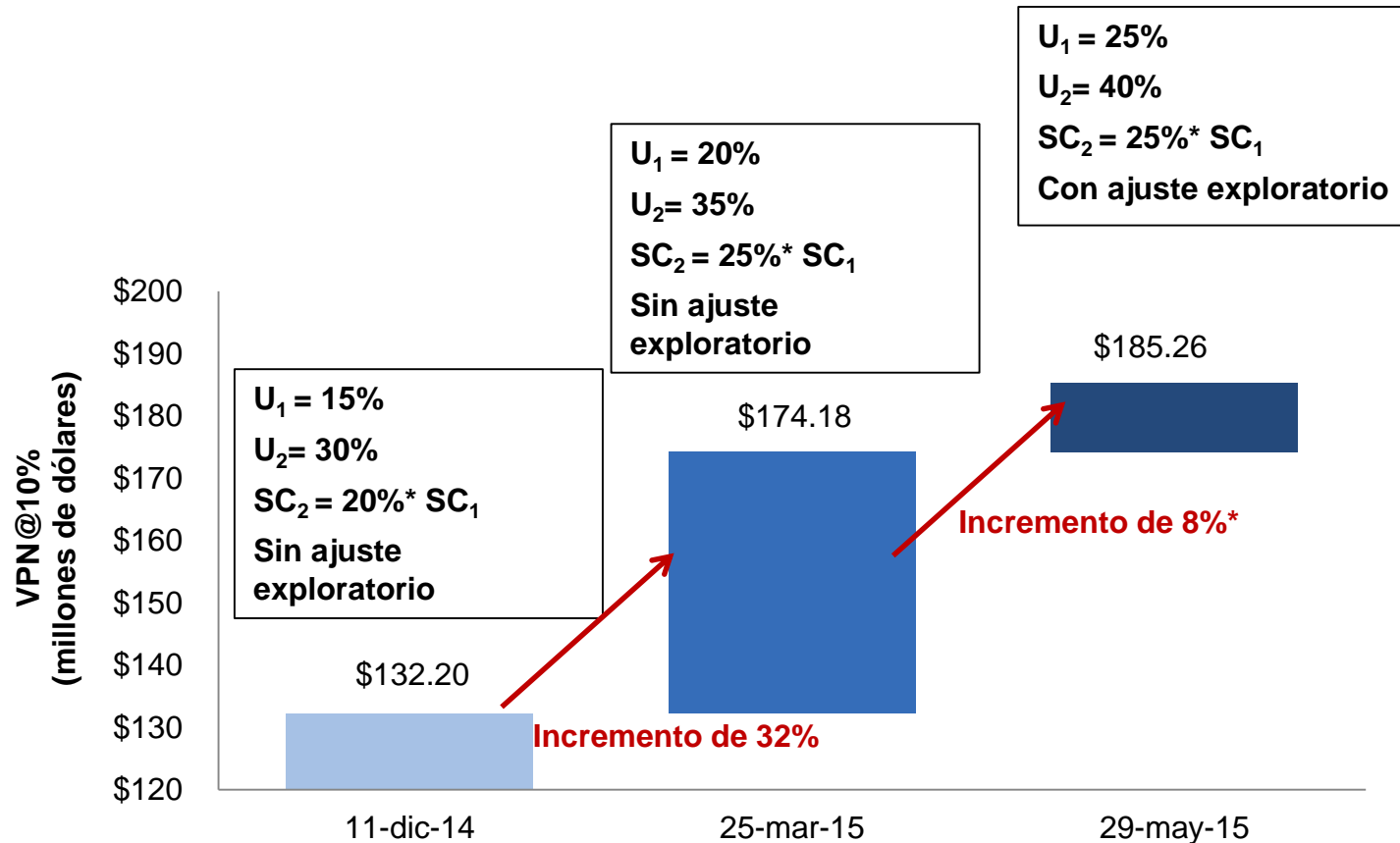
## **Cabe destacar, que en la convocatoria R01-L01, los términos económicos tuvieron modificaciones y se incluyeron aspectos que agregaron competitividad a la Licitación**

- **Los términos fiscales finales de la primera convocatoria de la Ronda 1 fueron:**
  - **Límite de recuperación de costos: 60%**
  - **Contraprestación inicial: oferta de los licitantes**
  - **Parámetros del mecanismo de ajuste:**
    - $U_1 = 25\%$
    - $U_2 = 40\%$
    - $SC_1 = 100\%$  - contraprestación inicial
    - $SC_2 = 25\% * SC_1$
  - **Ajuste por riesgo exploratorio:**
    - **Recuperación de costos del Programa Mínimo Exploratorio: 125%**
    - **Disminución de costos del Programa Mínimo Exploratorio en ROC: 3x**
- **Originalmente, los parámetros eran distintos y ahora se incluye el 3x para reconocer el riesgo exploratorio.**
- **Los primeros contratos fueron publicados el 11 de diciembre de 2014. Los términos fiscales tuvieron cambios relevantes el 25 de marzo y el 29 de mayo de 2015.**

**Estos cambios incidieron en incentivar la exploración en R01-L01 al considerar, implícitamente, el riesgo asociado a esta actividad**

- **Una campo hipotético permite identificar las diferencias entre la propuesta económica inicial y la final:**
  - **Campo exploratorio en aguas someras**
  - **Contraprestación inicial: 40%**
  - **Productividad por pozo: 4.3 MMBPCE**
  - **CAPEX por barril: US\$14.0/BPCE**
  - **OPEX por barril: US\$8.5/BPCE**
  - **Primer año de producción: año 6**
  - **Vida del proyecto: 16 años**

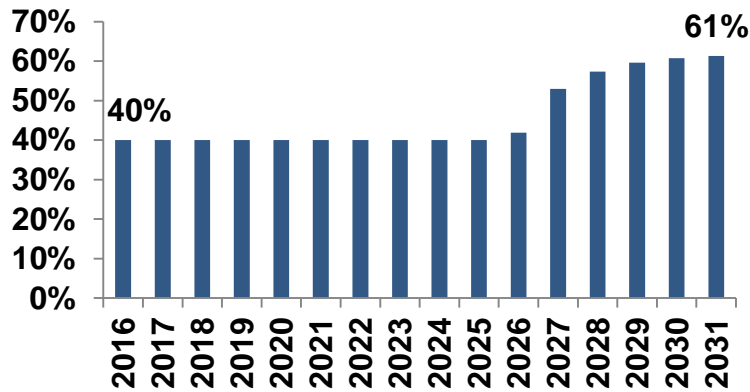
# Los cambios de los parámetros aumentaron el valor económico de los proyectos



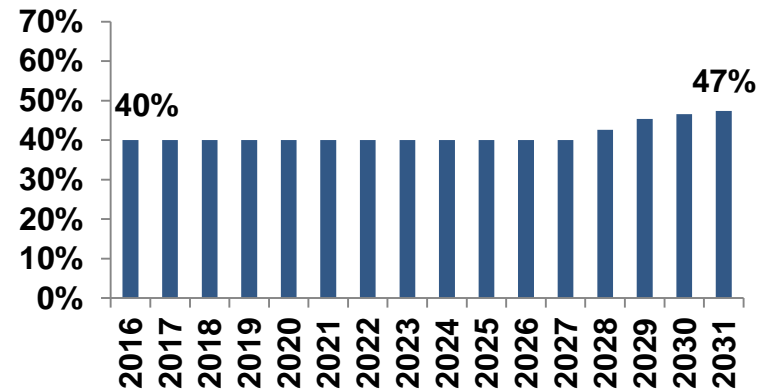
- Se considera un cálculo del VPN para el contratista después de impuestos descontado @10% suponiendo una contraprestación de 40% y una probabilidad de éxito de 1

\*Con base en el valor original.

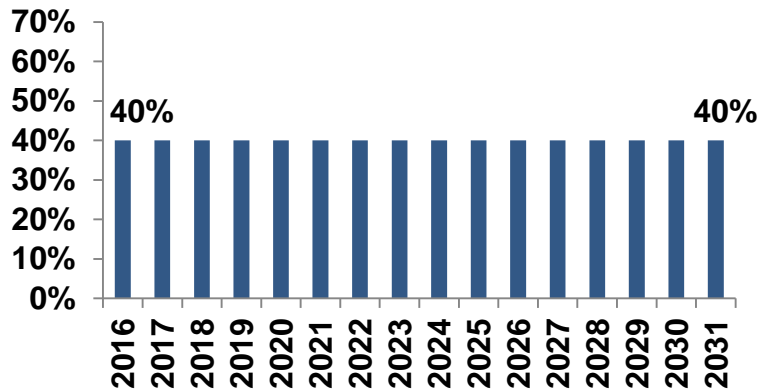
**En el modelo original la Contraprestación se ajustaba aunque no hubiera ganancias extraordinarias; en el modelo final no hay ajuste si no hay ganancias extraordinarias**



11-dic-14



25-mar-15



29-may-15

- La TIR después de impuestos del Contratista en este proyecto hipotético es 14% en el modelo final, por lo que es razonable que no haya ajuste

## **La convocatoria R01-L02 considera mismas condiciones fiscales de R01-L01 sin considerar el riesgo exploratorio**

- **Los términos fiscales finales de la segunda convocatoria de la Ronda 1 fueron los siguientes:**
  - **Límite de recuperación de costos: 60%**
  - **Contraprestación inicial: oferta de los licitantes**
  - **Parámetros del Mecanismo de Ajuste:**
    - **$U_1 = 25\%$**
    - **$U_2 = 40\%$**
    - **$SC_1 = 100\%$  - Contraprestación inicial**
    - **$SC_2 = 25\% * SC_1$**
  - **Sin ajuste por riesgo exploratorio**
- **El problema de no incluir un ajuste por riesgo exploratorio es que si las inversiones para incrementar reservas y/o producción son suficientemente exitosas y/o eficiencias en la operación, la MRO crece y no hay ningún reconocimiento al riesgo: el mecanismo de ajuste se activa aunque no haya ganancias extraordinarias.**

## **No obstante que hay reservas en R01-L02, en algunos bloques hay una componente exploratorio con el consecuente riesgo asociado**

- **Sin embargo, no se incorporó en el contrato un ajuste exploratorio como el de la convocatoria R01-L01.**
- **Para calcular el impacto económico de la falta de dicho ajuste exploratorio, se evaluó un proyecto hipotético con las siguientes características:**
  - **Contraprestación inicial: 40%**
  - **Productividad por pozo: 4.4 MMBPCE**
  - **CAPEX por barril: US\$14.1/BPCE**
  - **OPEX por barril: US\$9.9/BPCE**
  - **Primer año de producción: año 4**
  - **Vida del proyecto: 27 años**

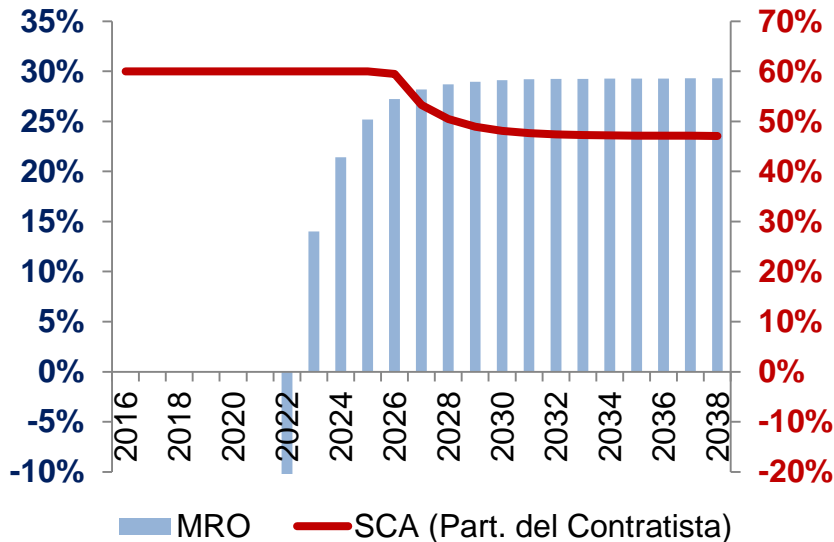
## **Diferentes casos pueden ser analizados y determinar los efectos de las condiciones fiscales publicadas para L02 bajo diferentes condiciones en el desarrollo y operación de campos petroleros análogos**

- **Supongamos tres casos probables que pueden ocurrir:**
  1. **Caso original donde se producen reservas identificadas, se hace exploración y se encuentran nuevas reservas para ser producidas**
  2. **Se reducen los costos en 20% del caso original al haber eficiencias del operador**
  3. **Nuevo caso donde al proyecto original, 8 años después, se le agrega otro proyecto original**



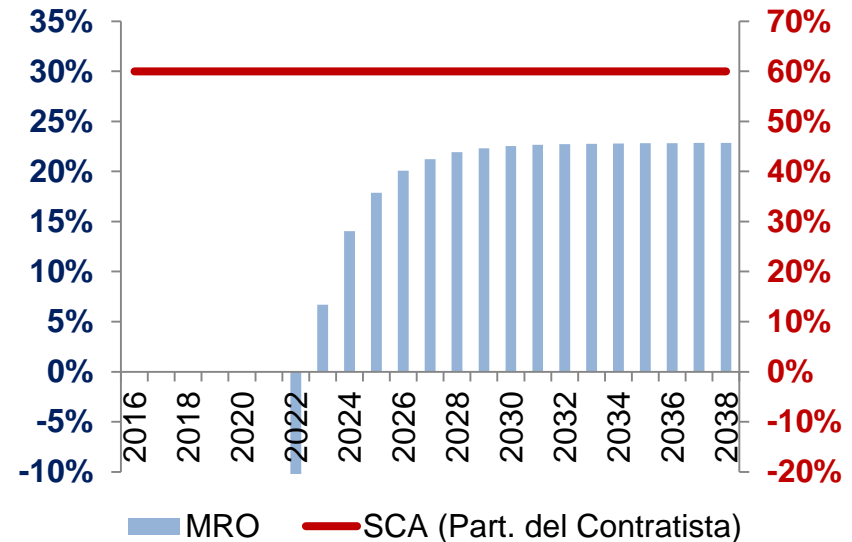
# En el caso original los resultados económicos difieren cuando el mecanismo de ajuste se activa

## Sin ajuste exploratorio\*



**TIR después de impuestos: 12.82%**  
**Contraprestación promedio: 42.6%**

## Con ajuste exploratorio\*



**TIR después de impuestos: 14.9%**  
**Contraprestación promedio: 40.0%**

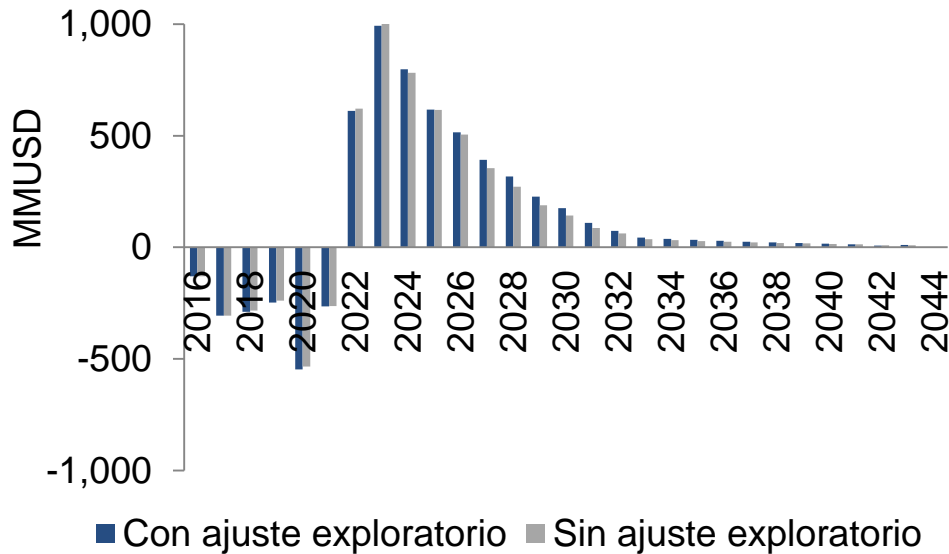
- **La inexistencia de un ajuste exploratorio en campos de extracción con componente exploratorio reduce significativamente la participación del contratista (SCA).**
- **Sin ajuste exploratorio, aunque no haya rentabilidades extraordinarias, la Métrica de Resultado Operativo antes de Impuestos (MRO) es suficientemente alta para incrementar rápidamente la Contraprestación, lo cual desincentiva el éxito exploratorio y programas de recuperación secundaria y mejorada, por ejemplo**

\*Se asume éxito exploratorio.

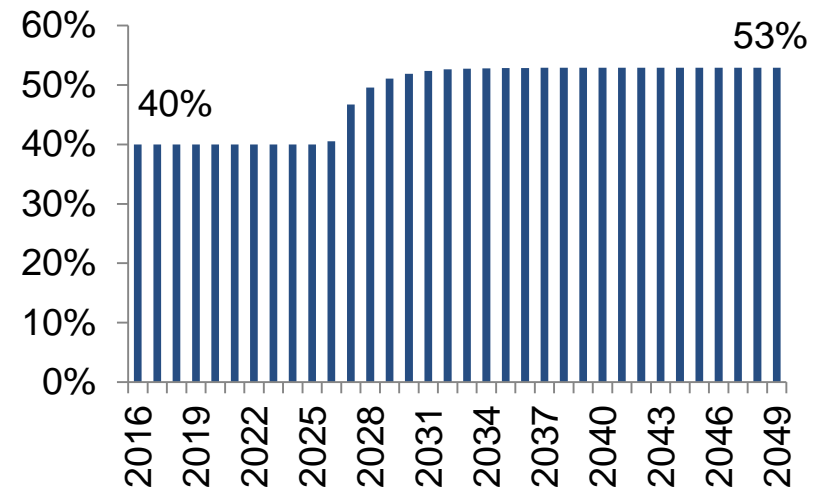
# El mecanismo de ajuste comienza a castigar los flujos del contratista a partir de 2026, con lo que el VPN del contratista baja 16% sin ajuste exploratorio

## Caso original

Comparación de flujo de caja



Contraprestación sin ajuste



### Con ajuste exploratorio:

VPN@10% del contratista: \$377.8 MMUSD

TIR: 14.9%

Contraprestación promedio: 40.0%

### Sin ajuste exploratorio:

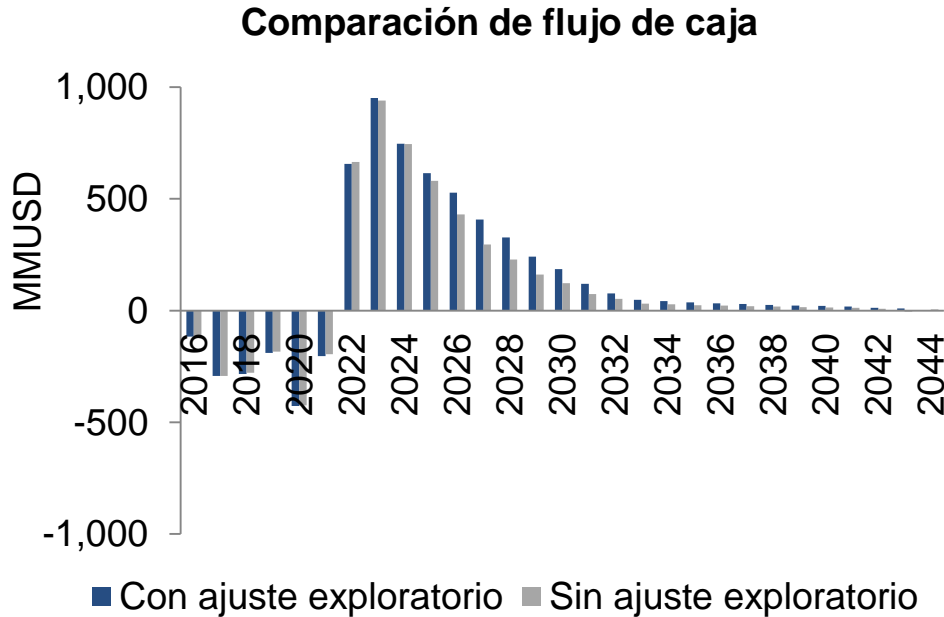
VPN@10% del contratista: \$317.2 MMUSD

TIR: 12.9%

Contraprestación promedio: 42.6%

**Si los costos se reducen, el impacto a los flujos netos del contratista es mayor, con lo que el VPN del contratista baja 18% sin ajuste exploratorio**

## Reducción de costos de 20%



### Con ajuste exploratorio:

**VPN@10% del contratista: \$479.12 MMUSD**

**TIR: 18.9%**

**Contraprestación promedio: 40.1%**

### Sin ajuste exploratorio:

**VPN@10% del contratista: \$352.1 MMUSD**

**TIR: 16.3%**

**Contraprestación promedio: 47.2%**

## **En la Convocatoria R01-L03 es indispensable definir un rango apropiado de producción para la contraprestación**

- **En Licencias, las contraprestaciones del petróleo y del gas son regalías adicionales, por lo que se aplican a las ventas totales.**
- **El nivel de dichas Contraprestaciones depende de los rangos de producción de petróleo y gas, que serán diferentes para cada campo.**
- **Determinar estos rangos, bloque por bloque, daría mucha flexibilidad para poder capturar ganancias extraordinarias por descubrimientos no anticipados, manteniendo la competitividad de los proyectos.**
- **Al mismo tiempo, el factor por regalías captura incrementos y decrementos inesperados en precios.**
- **Varios ejemplos muestran el comportamiento de las Contraprestaciones de petróleo y de gas, asumiendo distintos rangos de producción en el mecanismo de ajuste para un proyecto hipotético.**

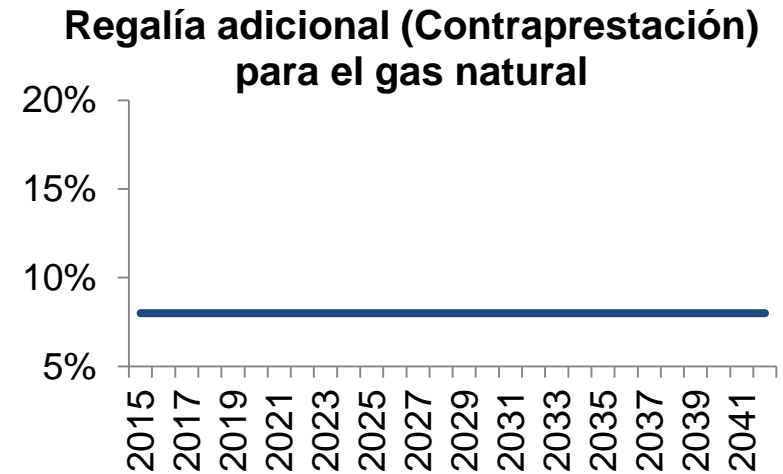
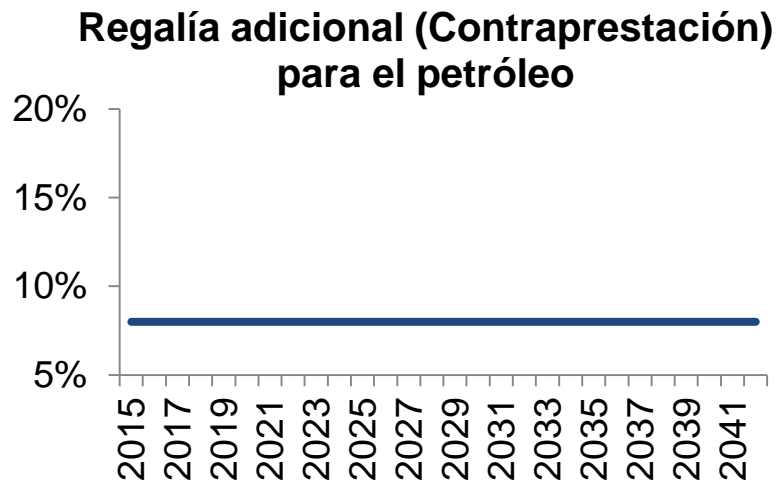
## Características del proyecto hipotético bajo análisis

- **El proyecto hipotético con el que se analizan distintos rangos de producción tiene las siguientes características:**
  - **Campo de extracción en tierra con componente exploratorio**
  - **Contraprestación (regalía adicional): 8%**
  - **Productividad por pozo: 4.5 MMBPCE**
  - **CAPEX por barril: US\$5.5/BPCE**
  - **OPEX por barril: US\$15.7/BPCE**
  - **Primer año de producción: año 1**
  - **Vida del proyecto: 28 años**
  - **Producción máxima de petróleo: ~8.5 MBD**
  - **Producción máxima de gas natural: ~24.8 MMPCD**

# Si el rango está por encima de la producción de cierto bloque la contraprestación es constante

## Rangos de producción

- Para petróleo: 30-120 MBD
- Para gas natural: 80-240 MMPCD
- **Estos rangos no son apropiados para el proyecto hipotético analizado porque las Contraprestaciones quedarían constantes\*:**



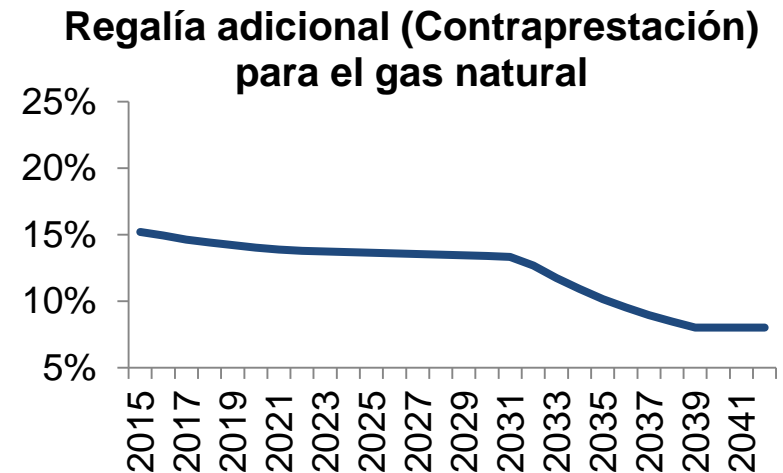
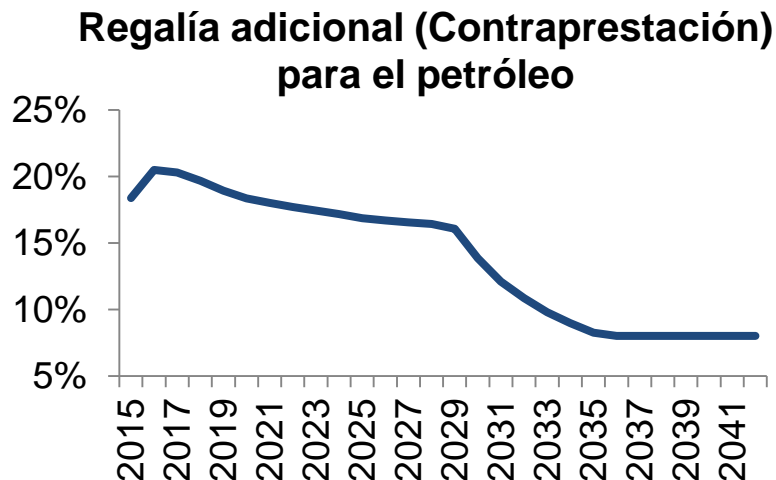
- **Con estas contraprestaciones la TIR resultante es 15.2%.**

\*Estos rangos están entre corchetes en el contrato por lo que se entiende que se definirán individualmente para cada bloque.

# Si los rangos son demasiado restrictivos el mecanismo de ajuste se activa rápidamente

## Rangos de producción

- En este caso asumimos los siguientes rangos:
  - Para petróleo: 2-5 MBD
  - Para gas natural: 5-10 MMPCD
- **Estos rangos no son apropiados para el proyecto hipotético analizado, porque las Contraprestaciones comienzan en un valor mucho mayor al propuesto:**



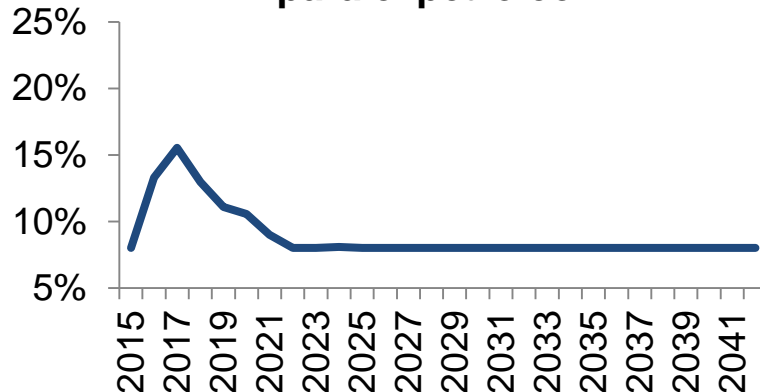
- **Con estas contraprestaciones la TIR resultante es 10.5%.**

# Un rango apropiado debe considerar las producciones mínima y máxima del proyecto

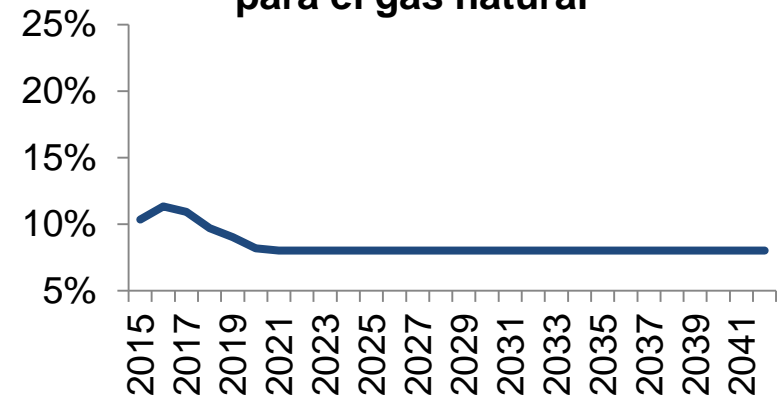
## Rangos de producción

- En este caso asumimos los siguientes rangos:
  - Para petróleo: 6-10 MBD
  - Para gas natural: 10-25 MMPCD
- **Estos rangos permiten que las Contraprestaciones crezcan gradualmente conforme la producción y luego se reduzcan cuando la producción disminuya.**

**Regalía adicional (Contraprestación) para el petróleo**



**Regalía adicional (Contraprestación) para el gas natural**



- **Con estas contraprestaciones la TIR resultante es 14.0%.**