

**Escuela de Negocios**

**Tipo de documento:** Tesis de maestría



*Maestría en Finanzas*

## **Análisis de las condiciones económico financieras y rentabilidad de las petroleras y gasíferas en Argentina con visión en el desarrollo del shale en el país**

**Autoría:** Patarca, Santiago

**Año:** 2017

### **¿Cómo citar este trabajo?**

Patarca, S. (2017). "Análisis de las condiciones económico financieras y rentabilidad de las petroleras y gasíferas en Argentina con visión en el desarrollo del shale en el país". [Tesis de maestría. Universidad Torcuato Di Tella]. Repositorio Digital Universidad Torcuato Di Tella.

<https://repositorio.utdt.edu/handle/20.500.13098/10960>

El presente documento se encuentra alojado en el **Repositorio Digital de la Universidad Torcuato Di Tella** bajo una licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-Compartir Igual 4.0 Internacional  
**Dirección:** <https://repositorio.utdt.edu>



UNIVERSIDAD  
TORCUATO DI TELLA

# Trabajo Final de Graduación

## Maestría en Finanzas UTDT

*Año Académico 2016*

*Alumno: Patarca, Santiago*

*Tutor: Fermo, Germán*

*ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES ECONÓMICO FINANCIERAS Y  
RENTABILIDAD DE LAS OPERADORAS PETROLERAS Y  
GASÍFERAS EN ARGENTINA CON VISIÓN EN EL DESARROLLO DEL  
SHALE EN EL PAÍS.*

# INDICE

---

<b>Abstract</b> .....	3
<b>Introducción</b> .....	4
<b>Marco teórico</b>	
Mapa del petróleo y gas argentino.....	5
Los precios internacionales de petróleo y gas que rigen el mundo.....	7
Precios internos – breve reseña.....	10
Impacto en la situación del país de los precios internos.....	13
<b>Metodología</b>	
Ecuaciones de Arps para modelar curvas de producción.....	14
Mapeo de las curvas de producción.....	23
Modelo parte I – Forecasting de curvas de producción.....	26
Modelo parte II – Incorporación de flujos económico-financieros a las curvas.....	31
<b>Resultados y consideraciones</b> .....	40
<b>Conclusiones finales</b> .....	51
<b>Notas bibliográficas</b> .....	54
<b>Anexos</b> .....	55

## Abstract

El trabajo tiene como pregunta guía y disparadora de desarrollo si es rentable en la actualidad para una operadora de petróleo y gas, llevar a cabo sus actividades de perforación y completación bajo las condiciones actuales de Argentina en cada una de las áreas en yacimientos de las principales cuencas argentinas, y en otro plano, encontrar los incentivos necesarios para la inversión y desarrollo del shale en nuestro país con foco en la principal reserva de Sudamérica, Vaca Muerta, frente a una situación deficitaria que atraviesa la Argentina en materia de energía, donde desde 2011 las importaciones superan a las exportaciones, generando un déficit de balanza energética de no menos de cuatro mil millones de dólares anuales.

Para ello, se desarrolla un modelo de rentabilidad a partir de curvas tipo de producción en función de la vida útil de los pozos utilizando clusters en base a la operadora, cuenca, tipo de pozo, modo de perforación y otras variables relevantes. Se construye con puntos reales de información y luego se modela con proyección a partir de modelo de regresión y econometría utilizando la teoría tradicional de declinación de Arps y simulaciones vía Solver y Visual Basic for Applications. Se le incorpora a las curvas un modelo económico que considerará ingresos, capex, opex, regalías, otros impuestos, participaciones de uniones transitorias, y marginal de downstream en los casos correspondientes, para construir esquemas de flujos monetarios los cuales al ser descontados a tasas de rendimiento permite trabajar con valores presentes de curvas tipo y a partir de allí realizar sensibilidades para encontrar los precios de petróleo y gas que a cada cluster resulta rentable la operación según el caso analizado

A partir de allí se realiza un mapeo representativo de todo el país de rentabilidades a distintos precios, y se construye una gráfica que permita clasificar tanto para petróleo como para gas, en función de sus precios de rentabilidad, la producción de Argentina. Se busca el planteo de desafíos para las mejoras en la productividad y niveles de inversiones y los estímulos necesarios para el desarrollo del shale y el tight en el país.

En complemento, analizada la parte económica de las operadoras, se realiza una síntesis de la situación financiera de las empresas petroleras argentinas, focalizando para ello en la principal tenedora de reservas en el país, YPF. Se estudia su situación patrimonial y estado de resultados con el objetivo de poder no solo diagnosticar el status de cash flow actual, sino de estimar el impacto financiero que implica las inversiones necesarias y si están en condiciones de afrontarlo.

Así, en base al estudio, se espera poder obtener los resultados e indicios que permitan entender la situación actual de las operadoras en el país, si sus operaciones son rentables bajo las condiciones actuales del mercado global y puntualmente argentino en cada curva estudiada, su impacto económico financiero, la sostenibilidad de la política interna de precios, la posibilidad de existencia de otros estímulos para que se permitan dar las condiciones necesarias para el ingreso de mayor inversiones y el desarrollo en los próximos años del shale en Argentina y al reversión del déficit actual de la balanza energética del país.

## Introducción

Previo a comenzar a desarrollar el modelo de valuación de yacimientos de producción petroleros y gasíferos resulta útil dar un entorno introductorio a la actividad en el país. Argentina es uno de los productores de petróleo y gas más importantes de Sudamérica, las reservas de petróleo son de aproximadamente 400 millones de metros cúbicos y 500 mil millones de metros cúbicos de gas. Pero en los últimos años su producción comenzó a declinar al mismo tiempo que se produjo un importante aumento de la demanda como desglosaremos luego en la matriz de consumo energética tanto residencial como de las industrias, con lo que el desarrollo económico del país depende en gran parte de la disponibilidad del petróleo y el gas, las principales fuentes de energía y resulta paradójico desde cierto punto de vista el déficit que atraviesa hoy el país.

Si bien en los últimos años ha crecido la preponderancia y la atracción por el desarrollo de energías renovables, se estima que para el 2040 las energías renovables ocuparán casi el 15% de la matriz energética mundial, mientras que la energía proveniente de combustibles fósiles seguirá ocupando un alto porcentaje, más del 80%. Por lo que habiendo en gran medida desaprovechado las oportunidades generadas en el último super ciclo de commodities sumado a los niveles tan bajos de tasas a nivel mundial, es importante poner en primer plano de análisis sugerencias o propuestas posibles y también potenciales para mejorar las condiciones de la Argentina en materia de Energía.

Debido al declino natural de los yacimientos convencionales de hidrocarburos y al incremento sostenido de la demanda de combustibles y de productos derivados, además de energías alternativas, es necesario explorar y sumar nuevos recursos no convencionales como lo son el shale y el tight. El shale es una formación sedimentaria con baja permeabilidad que contiene hidrocarburos no convencionales alojados en los microporos de la roca. Para extraer gas y petróleo de esta roca se realizan operaciones similares a las perforaciones convencionales que se efectúan en la Argentina desde hace más de 70 años, con el agregado de una tecnología de última generación conocida como estimulación hidráulica<sup>1</sup>. El concepto tight es similar pero a diferencia del anterior, no se va a la roca madre sino que el yacimiento se localiza en una capa de arena, permitiendo a los productores avanzar de manera gradual, controlando los niveles de inversión, que son muy menores que los que demanda el shale principalmente por la menor magnitud de sus fracturas hidráulicas. La Argentina ocupa el segundo lugar del ranking entre los países con más volumen de gas de esquisto (shale gas) en el subsuelo.

A partir de allí, toma relevancia el ya conocido Vaca Muerta, principal formación de no convencional en Argentina. Ubicada en la cuenca neuquina, su magnitud es tan significativa que con el desarrollo de una pequeña parte de esta formación podría cubrirse el déficit energético del país. Por lo que se desarrollara el modelo para analizar rentabilidades en los principales clusters de producción del país por operadora, pero se hará foco en última instancia en los reservorios de shale y tight en vistas de analizar la viabilidad y plazo de su explotación en Argentina.

---

<sup>1</sup> “Fracking”: Consiste en la inyección de un fluido compuesto por un 95% de agua; 4,5% de arena y 0,5% de aditivos para crear las vías necesarias por las cuales los hidrocarburos fluyan de manera natural. Se realiza en etapas y una vez finalizada, el pozo queda en producción por los próximos 20 a 40 años.

## Marco teórico

### 1. Mapa del petróleo y gas argentino

En la Argentina se han identificado hasta el día de hoy 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km<sup>2</sup>. Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, las cuales han proporcionado hidrocarburos de manera rentable y sobre las que radican su actividad las principales empresas petroleras que operan en el país: la cuenca Neuquina, la de San Jorge, la Cuyana, la Austral y la del Noroeste. La cuenca Neuquina, también conocida como cuenca del oeste y la cuenca de Golfo de San Jorge, también conocida como cuenca del sur, son las más importantes del país, ya que contienen el 75% del total de las reservas comprobadas en la Argentina marcando el ritmo de actividad por la cantidad de equipos de perforación que allí trabajan y los yacimientos sobre los que se perforan la mayor cantidad de pozos, por lo que principalmente sobre estas últimas dos cuencas se centrará el alcance del trabajo partiendo del mapeo de sus curvas de producción de sus principales yacimientos.

La cuenca Neuquina constituye una extensa comarca petrolera que abarca la provincia del Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y la porción meridional de la provincia de Mendoza hasta aproximadamente los 34 grados de latitud sud. Los límites noreste y sudeste son de naturaleza cratónica y están constituidas respectivamente por el Sistema de la Sierra Pintada y el Macizo Nordpatagónico; mientras que por el oeste está dado por una estructura de arco volcánico. En la actualidad la cuenca se halla moderadamente explorada considerando la relación entre número de pozos perforados y superficie total. Operadoras de esta cuenca: YPF, Chevron, Petrobras, Apache, Total, Pan American Energy, Pluspetrol y empresas más pequeñas como Petroandina y Petrolífera.

Es fundamental realizar en este apartado explicativo de la cuenca Neuquina, un apartado sobre una formación rocosa muy profunda que recorre el subsuelo de la mayoría de los yacimientos de la cuenca neuquina, **Vaca Muerta**, la cual hoy en día representa un proyecto de exploración que requiere dólares que se cuentan de a miles de millones pero que podría cambiar el panorama energético argentino para los próximos años y convertir al país en un gran potencial de hidrocarburos. Vaca Muerta, tiene un tipo de formación shale, muy poco poroso y casi impermeable donde se han originado hidrocarburos tras un extenso proceso geológico. Parte de esos hidrocarburos, luego, migró hacia otras formaciones más porosas y permeables, pero otra parte muy importante –la mayor- permanece allí. Adicionalmente, la llamada explotación convencional de hidrocarburos se centró en extraer el petróleo y el gas almacenados en formaciones permeables, tras haber migrado desde la roca generadora. La explotación de los llamados no convencionales, como los de Vaca Muerta, consiste en tomarlos de la propia formación generadora. Aquí, el protagonismo mayor se lo lleva YPF, de la mano de la riqueza que surge de las entrañas del yacimiento Loma de la Lata (Loma Campana), la cual está identificada como uno de los reservorios de hidrocarburos no convencionales más grandes y con mayor calidad del mundo.

En segunda instancia, la Cuenca del Golfo San Jorge es una amplia región ubicada en la Patagonia central entre los paralelos 43 y 47 grados de latitud sur. Comprende la zona meridional de la provincia del Chubut, la parte norte de la provincia de Santa Cruz y gran parte de la plataforma continental argentina en el Golfo San Jorge. Tiene una forma bastante irregular, presentando una mayor elongación en la dirección este – oeste. Hacia el norte sobrepasa el curso medio del río Chubut, por el sur se extiende más allá del río Deseado,

hacia el este llega hasta el alto de basamento oriental ya fuera de las aguas del engolfamiento mientras que hacia el oeste llega hasta la Cordillera de los Andes. El área total de la cuenca se estima en unos 200.000 Km<sup>2</sup> de los cuales 70.000 Km<sup>2</sup> (35%) tienen interés petrolero (posibilidades potenciales de contener hidrocarburos). Las operadoras de esta cuenca son: Pan American Energy en primera y principal medida, YPF, Tecpetrol y Sinopec.

Entre las cuencas restantes, la cuenca Cuyana se extiende principalmente sobre la provincia de Mendoza, aunque con puntos que conectan con el territorio de San Juan. En dicha área -de alrededor de 30.000 kilómetros cuadrados-, la principal operadora es YPF aunque la decisión del gobierno mendocino de revertir las concesiones de los yacimientos Ceferino y Cerro Mollar Norte e impulsar la conformación de una empresa provincial promete cambiar el escenario petrolero en esa cuenca. Los pozos quitados representan el 0,06% de la producción total de petróleo y gas de YPF en el país. En su momento, la firma renegoció con el Estado mendocino la prórroga por 10 años de sus 16 yacimientos principales, pero hubo 10 áreas que quedaron fuera de la negociación y otras siete todavía deben ser exploradas. Es la de menor peso en el mapa local de los hidrocarburos.

La cuenca del Noroeste, presenta una suma de cuencas desfasadas en el tiempo pero parcialmente superpuestas donde se depositaron algo más de 10 km de espesor total de sedimentos. Comprende principalmente espacios de provincias como Jujuy, Salta, aunque también incluye porciones de territorio de Tucumán, Santiago del Estero y Formosa. Las operadoras de esta cuenca son principalmente: Tecpetrol, Petrobras, Pan American Energy, Pluspetrol e YPF.

Por último la cuenca Austral, de una superficie total de 170.000 km<sup>2</sup>, comprende una parte importante de la provincia argentina de Santa Cruz, la chilena de Magallanes, la zona oriental del estrecho del mismo nombre, la isla de Tierra del Fuego y una porción de la plataforma continental argentina. Operadoras de esta cuenca ENAP, YPF y también Total con extracción exclusiva de gas.



Fuente: IAPG

## 2. Los precios internacionales de petróleo y gas que rigen el mundo

Es importante entender en primera medida que el comercio del petróleo a nivel mundial se rige básicamente por dos tipos de crudo que gobiernan el mundo, el BRENT y el WTI. Los siguen otros dos en importancia, el Dubai y la Canasta OPEP (la Organización de Países Exportadores de Petróleo) pero son los dos primeros los que rigen las principales economías del mundo e incluso los que se ubican como materia prima negociada en el mercado de futuros, concretamente en el ICE (Intercontinental Exchange) y en el NYMEX de Nueva York, con fechas de entrega para los doce meses del año. Cada contrato de futuro está formado por 1.000 barriles de crudo y su tick o variación mínima de cotización es de 0,01 dólar por barril, es decir, 10 dólares por contrato. Luego muchas economías tienen diversas variedades en función de las calidades, pero todas aumentan o disminuyen su valor como primas positivas o negativas diferenciales de estos dos tipos de petróleo.

El Brent, es una mezcla de quince tipos de crudo procedentes de una región del mar del Norte situada entre Noruega y Reino Unido, pero que pertenece al último. Este campo petrolífero fue descubierto por Shell-Esso en 1971. Se trata de un petróleo de alta calidad, que, hablando en el argot petrolífero, se dice que es dulce y ligero, lo cual viene a significar que tiene bajo contenido en azufre y baja densidad. Sobre el Brent se referencian los precios del crudo principalmente en los mercados europeos.

El WTI es el petróleo extraído en Texas y Oklahoma, en Estados Unidos. La calidad de este crudo es superior a la del Brent, en cuanto a que es más dulce y ligero, por lo que su refinado para obtener combustible es todavía más fácil. A pesar de ello, el precio del barril de WTI no tiene por qué ser superior al de Brent y, de hecho, suele ser al contrario. El motivo es que el precio viene determinado por otros factores más allá de su calidad como crudo, como el tipo de cambio euro-dólar, los niveles de stock o la situación de los países de la OPEP. Si el Brent marca el precio de referencia para Europa, en Estados Unidos, los precios del crudo se establecen en base al WTI.

En el análisis del spread entre ellos, históricamente los precios del barril de Brent y del WTI han transcurrido de forma muy parecida, casi idéntica, hasta que a principios 2011 dicha relación se vio condicionada por otro factor que tomó relevancia por sus magnitudes de inversión: el shale en Estados Unidos, que generó una sobreproducción y falta de infraestructura que hizo que el Brent tome un leve spread superior al WTI salvo contadas situaciones temporales. Es decir la velocidad de desarrollo en terreno norteamericano fue de tal magnitud, que la producción shale emergió en un período muy corto de tiempo el cual no fue suficiente para que los mercados puedan absorberla en su totalidad, en primer lugar por la inadecuada estructura de ductos de conducción (“pipelines”) en los lugares necesarios para el manipuleo y traslado del commodity donde un claro ejemplo de este impacto se vio a principios de 2014 cuando la brecha entre ambos crudos se comprimió cuando el ramal de conducción de Gulf Coast<sup>2</sup> comenzó a operar liberando flujo de inventario y permitiendo que el petróleo llegue a sus destinos finales.

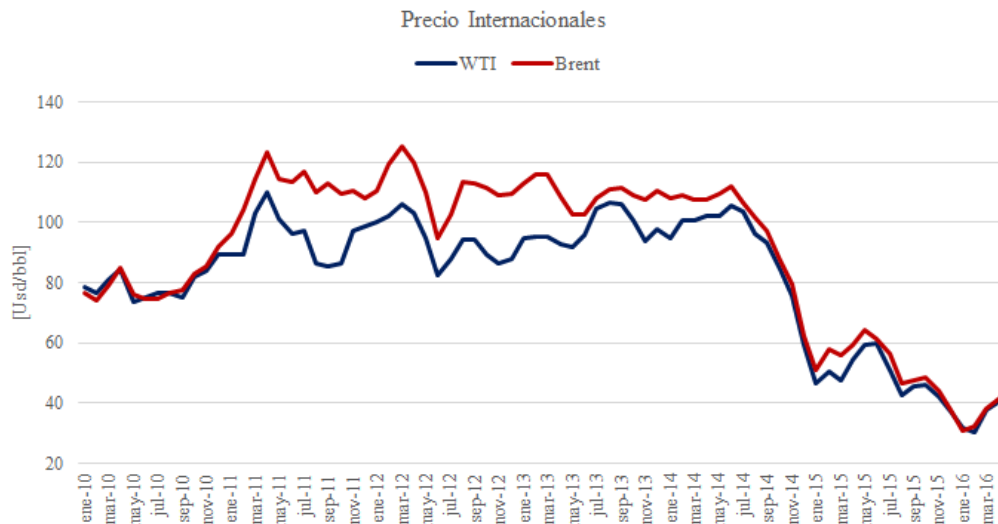
Otra de las razones de la ampliación en el último tiempo del spread es la prohibición existente para los productores de petróleo en los estados unidos de exportar el commodity, pero esto es algo que se encuentra en proceso de cambio y la administración de Barack Obama ha autorizado a una serie de empresas a exportar crudo ultraliviano lo que está finalizando

---

<sup>2</sup> En el tramo sur de Keystone, Colorado.

lentamente la prohibición de exportación. Ejemplos de esta situación son Shell exportando petróleo condensado a partir de aprobación del Departamento de Comercio estadounidense. Y por último factor, teniendo en cuenta el amplio abanico de países que rigen su actividad de perforación y extracción por el precio Brent, el excesivo crecimiento a nivel mundial de la primera parte del año pasado generó que el Brent caiga aún a un ritmo superior que el petróleo tejano.

El mercado se encuentra actualmente en una etapa de acomodamiento, a partir de acuerdos entre las principales regiones productoras, desaceleramiento de la producción y reducción de niveles de stock que reflejaron en los últimos dos meses una leve tendencia alcista de recuperación en los precios internacionales petroleros operando en las banda de 40/50 dólares estadounidenses por barril (Usd/bbl). Se construye la gráfica a partir de datos Nymex de derivados CL1:COM para el caso del WTI y de ICE con CO1:COM para el caso de Brent.

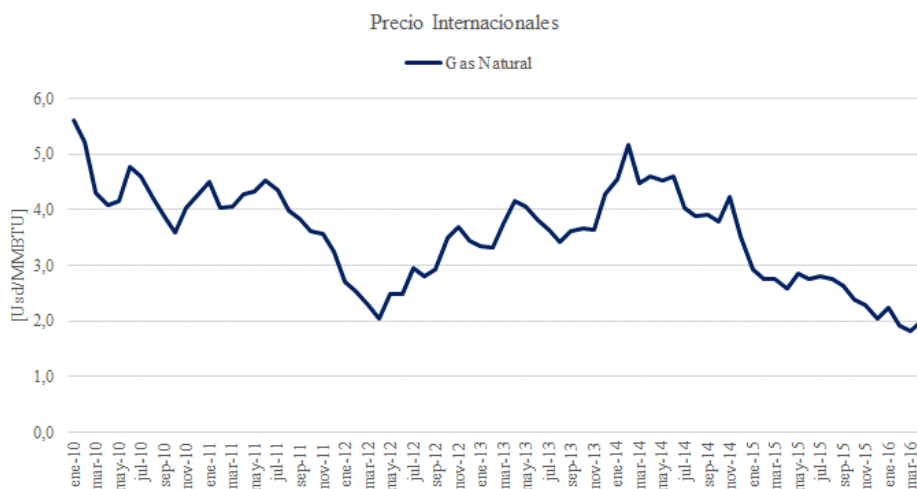


*Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg (Nymex/ICE)*

En lo que respecta al gas, y como espejo frente a los precios WTI, el precio de marcate de actividad y comercialización nuevamente lo marca el mercado estadounidense por lo que se adjunta con construcción a partir de datos contratos futuros en Nymex (NG1: COM), donde también aquí existe un fuerte impacto en los niveles de inventario y su variación, su posibilidad de almacenaje, su matriz de consumo y su correlación con los precios de crudo. De manera similar, en los últimos dos meses, se vio una tendencia levemente alcista de los precios internacionales, superando la banda de los 2 dólares por millón de BTU<sup>3</sup>.

Vale la pena aclarar la composición de una matriz tipo de consumo de gas, lo que servirá para entender durante el desarrollo del trabajo las necesidades que se presentan hoy en día no solo en el país sino en una escala mundial. Las fuentes principales de su consumo son el uso residencial y comercial, la industrial del transporte a partir del gas natural comprimido GNC (de gran preponderancia en la matriz de consumo argentina) y el consumo en industrias y usinas que derivará a posterior en oferta de demanda eléctrica. Son contados los países que logran generar una matriz que permita exportar en un volumen importante gas al exterior (casos como Bolivia).

Por lo que entonces, también se debe entender de un país analizado, la composición de su oferta de energía eléctrica la cual provendrá no solo de la parte térmica sino también de fuentes hidráulica, nuclear, aquello que pueda importarse y por último fuentes renovables como las tecnologías eólicas y solares que en varios países están tomando mucha preponderancia en los planes de inversión y estrategia a futuro en muchos casos de largo plazo pero en otros con una visión de menor longitud. La Argentina no es parte de este último grupo selecto, y en su composición de oferta de energía eléctrica, más del 60% es generada a partir de fuentes térmicas con lo que el desarrollo de yacimientos gasíferos en el país no solo se focaliza desde un punto de rentabilidad sino también de necesidad estratégica de posicionamiento y atención a los usuarios.



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg (Nymex)

<sup>3</sup> BTU = British Thermal Unit: unidad de energía, se explica con mayor detalle durante el desarrollo del modelo.

### 3. Precios internos – breve reseña

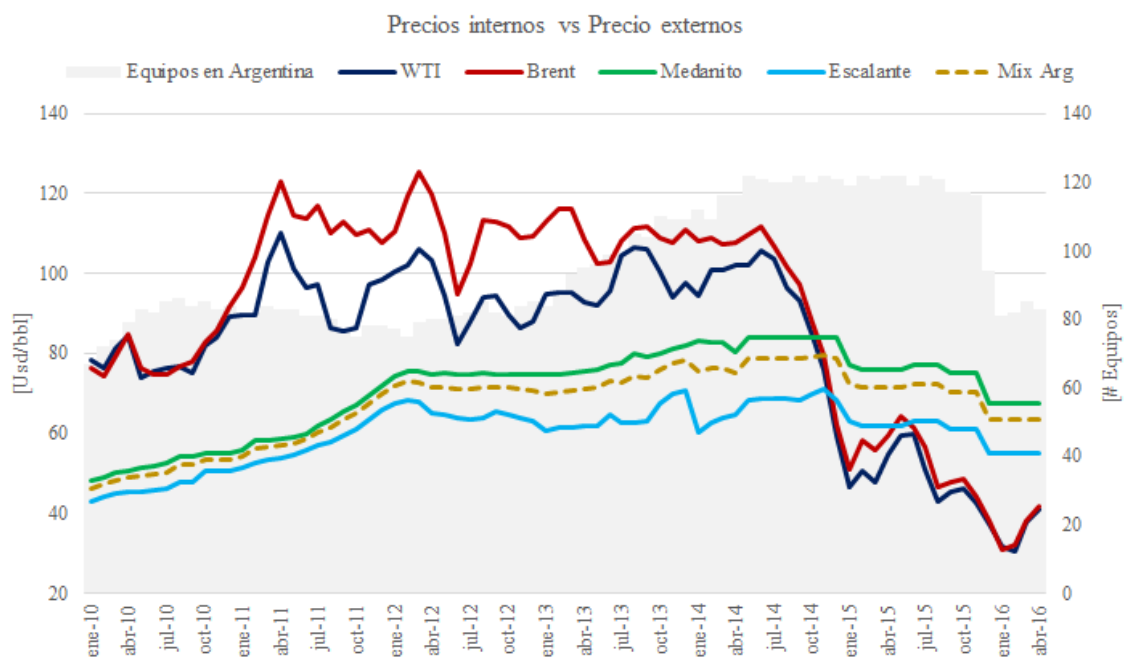
En Argentina se producen dos tipos de petróleo: los llamados medanito y escalante. El crudo medanito es de mayor rendimiento, produciendo mayores naftas que el escalante y es entonces más valorado en las refinerías. Al contrario, el crudo de escalante es mucho más pesado, genera por ejemplo mayor fueloil, lo que genera que el crudo medanito es el mayormente utilizado para el mercado interno mientras que el escalante es exportado casi en su totalidad. La producción de medanito se asocia principalmente a la cuenca Neuquina mientras que la de escalante a la Cuenca de Golfo San Jorge.

Para el mercado interno el gobierno fija el precio de venta a las destilerías. Cuando en el 2002 se congelaron precios y tarifas energéticas y se impusieron retenciones a la exportación de crudo y a otros productos mediante el Decreto 310/02, el petróleo fue alcanzado con una alícuota del 20% como derechos a la exportación, luego de varios años sin estar afectado. En aquel entonces, el sistema energético operaba con excedentes y capacidad ociosa. Las altas tasas de expansión en la demanda fueron agotando esa capacidad ociosa y los excedentes exportables. Hacia el 2004, el 25% de crudo extraído se exportaba en el marco de un sendero ascendente de su precio en las cotizaciones internacionales. Ese mismo año la resolución 337/ME ampliaba el gravamen a 25% y unos meses más tarde, a una alícuota móvil con la Res 532/04 alcanzando el 45% si el WTI superaba los 45Usd/bbl, es decir, una retención de entre 20Usd y 28Usd al barril de petróleo destinado a la exportación. Ambas resoluciones fueron planteadas en sus considerandos en la necesidad de desvincular a la economía local de las perturbaciones externas. Con el déficit energético en el centro de escena, el Estado se vio obligado a establecer mecanismos para promover nuevas inversiones privadas con el objeto de ampliar la oferta. Con la Res. 394/07 ME se establecía una mejora en precio interno sustantivamente mayor: un precio de corte de 42Usd/bbl, aunque todavía muy lejos de la cotización del WTI que comenzaba ya a acercarse a los 100Usd/bbl.

En un mar de negaciones, el evidente agotamiento de los recursos hidrocarburíferos llevó al Ministerio de Planificación a continuar en la línea iniciada con el plan “Energía Plus”, promoviendo los programas “Gas Plus” primero, que procuró incentivar la producción de gas permitiendo que los volúmenes provenientes de aumentos en la producción, que cumplían con ciertas condiciones, sean comercializados fuera del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, consecuentemente, no sufran los límites de precios que dicho acuerdo disponía, y “Petróleo Plus” y “Refino Plus” después que buscaron incentivo a la producción de petróleo y la incorporación de reservas de petróleo en el primer caso e incentivo a la producción de gasoil y nafta en el segundo caso.. Así el barril criollo pasó del piso de 42 Usd/bbl a un promedio de 50 Usd/bbl.

A partir de octubre de 2011 comienza el desdoblamiento cambiario, y por decreto 1277/12 se aprueba el reglamento del régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, donde desaparece la libre disponibilidad de la producción, la libre exportación y la disponibilidad de divisas. La caída en la cotización del crudo a principios del 2015 (43 Usd/bbl) derivó en la resolución 50/2015 ME que estableció una alícuota del 1% en los derechos de exportación, bajo determinadas condiciones de referencia. Además, se fijaron precios internos de 63 Usd/bbl para Escalante (de Chubut) y 73Usd/bbl para el Medanito (Neuquén).

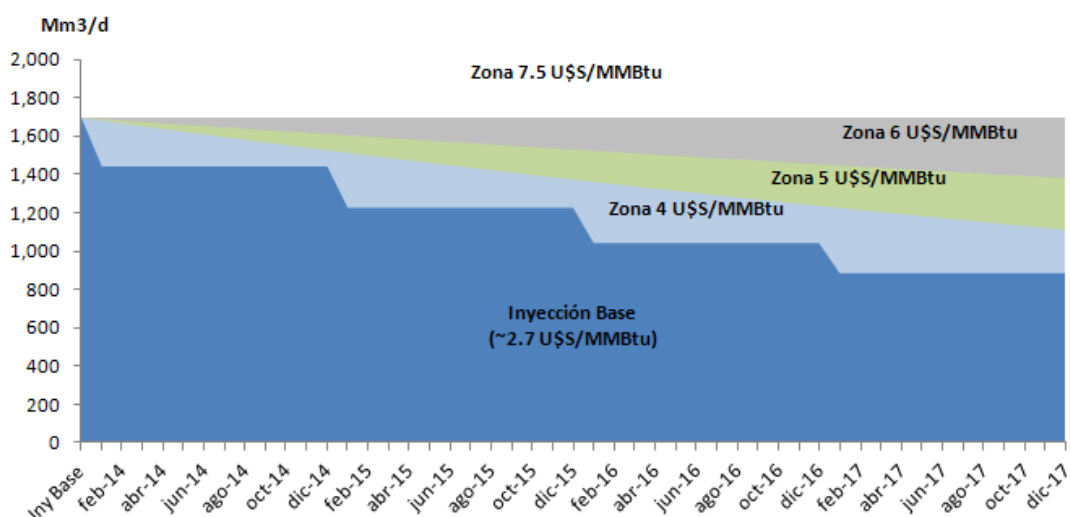
Actualmente, como una historia recursiva, pero como un espejo invertido, con el crudo criollo al doble de los precios internacionales (por los mecanismos impuestos por el anterior gobierno) el nuevo gobierno enfrenta la necesidad de mantener estímulos a la producción para evitar la desarticulación de la actividad, en particular en la cuenca del golfo san Jorge. El Estado reactiva un programa de estímulos a la actividad que en concreto significan un aporte de 10 Usd/bbl que vaya a la exportación. Al mismo tiempo, por ese período queda fijado el precio para el mercado interno de 54,9 Usd/bbl Escalante para la exportación y 67,50 Usd/bbl para el Medanito. Otra variable que debe también tenerse en cuenta es que la percepción de los precios al mercado interno, responde a dólares reales a tasas de cambio actuales de 14/15 Ars/Usd, mientras que hasta diciembre del año pasado respondían a tasas de cambio de 9,5 Ars/Usd. La gráfica siguiente ilustra la evolución de los precios internacionales frente a los precios internos o “criollos” donde el mix argentina se compone en promedio de 2/3 Medanito y 1/3 Escalante y se puede apreciar el descalce presente tanto en el pasado con precios por debajo de la competencia internacional y el presente con situación invertida, donde en el caso más paradójico, un refinador debe pagar internamente un precio muy superior al que pagaría en caso de importarlo, lo que sumado a la pérdida de competitividad internacional de empresas exportadoras (casos emblema como Pan American Energy y Tecpetrol) se traduce en revisión de políticas de subsidio y situaciones contractuales y gremiales en esta industria para evitar el cese de actividad. Se complementa la gráfica con el número de equipos activos en el país con referencia en eje secundario para reflejar la caída de actividad producto de lo antes mencionado, en un 30% agravado por situación gremial y de paros en la parte sur de las operadoras Total y PAE que proyectan reactivación a partir de arreglo de la situación para la segunda parte del año.



Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría Energía y Bloomberg

Por otra parte, en lo que respecta al gas, el gobierno nacional vía la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, dispuso la creación del "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" para incrementar la actividad y aumentar la producción nacional con vistas a disminuir las importaciones del hidrocarburo. La Resolución 1/2013, vigente desde el mes de Febrero de 2013, determina que las Empresas Beneficiarias recibirán Siete Dólares Estadounidenses con Cincuenta Centavos por millón de BTU (7,5 Usd/MMBTU), por todo el volumen que supere su Inyección Base Ajustada. Además de lo cual "el Estado nacional se compromete a abonar mensualmente a las Empresas Beneficiarias una Compensación que resulta de: en primer lugar, la diferencia que exista entre el precio de la Inyección Excedente y el precio efectivamente percibido por la venta de la Inyección Excedente, más; en segundo lugar la diferencia que exista entre el Precio Base y el precio efectivamente percibido por la venta de la Inyección Base Ajustada.

Las empresas interesadas en el programa presentaron ante la comisión un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas un Proyecto de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural, determinaron sus niveles de curvas de inyección base ajustada y a partir de allí definieron los niveles a partir de los cuales, la producción marginal de gas se la abona a 7,5 Usd/MMBTU. Es probable que haya distorsiones entre las definiciones que le han sido aprobadas a cada empresa de sus curvas de declinación y las controversias estarán presentes, y el promedio de balance 2015, se ubicó en los 5.5 Usd/MMBTU, pero si bien este plan tiene una vigencia hasta fin de 2017, mostraré en el estudio que tiene sentido la existencia y continuación de un plan de incentivos para la exploración marginal y desarrollo del gas en la Argentina. Gráficamente la situación actual se sintetiza en el siguiente esquema proveniente de la Secretaría de Energía.

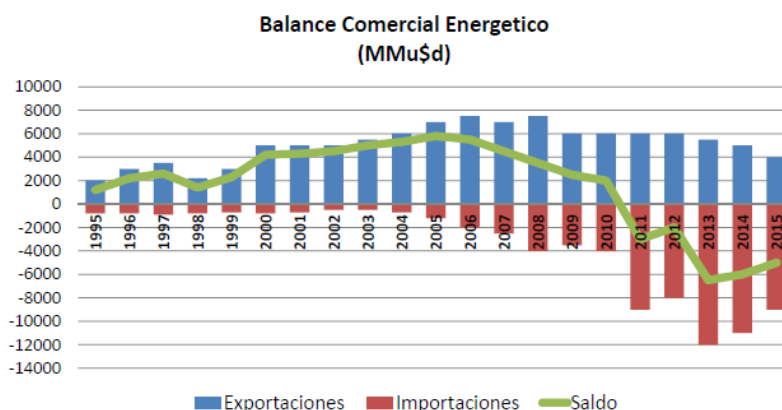


Fuente: Secretaría Energía de la Nación

### 3.1. Impacto en la situación del país de los precios internos

Debemos tener presente como argentinos que desde el año 2011, el balance comercial energético de la Argentina es deficitario con importaciones principalmente de gas cada año de mayor magnitud para satisfacer una demanda que crece continuamente y la oferta interna con su declinación resulta insuficiente para satisfacerla. Argentina importa en mayor magnitud gas natural y gas natural licuado y a su vez durante los momentos picos del año, en los meses de invierno, incluso importa gasoil y fueloil para alimentar las centrales térmicas y satisfacer la demanda en sus distintos usos vistos anteriormente.

En la última parte del pasado año, el valor del barril de petróleo en mínimos de seis años estuvo ayudando al Gobierno a ahorrarse divisas en las importaciones de energía. Sin embargo, la participación del costo del gas importado sigue teniendo un enorme peso en el costo total del abastecimiento del mercado interno, en relación al final del apartado anterior sobre la necesidad de la existencia de incentivo en el desarrollo de gas en la Argentina. El peso del costo del gas importado, sea de Bolivia o el gas natural licuado (LNG) proveniente en barcos de distintas partes del mundo) en los costos totales resulta muy relevante, aun cuando se haya verificado un marcado descenso en el precio del petróleo ya que estos dos se encuentran condicionados por la cotización del crudo<sup>4</sup>. Incluso este último mes, se anunció la reversión del gasoducto que conectaba los troncales argentinos con los chilenos con lo que Argentina empezará a importar también gas proveniente de Chile con precios levemente superiores a los de Bolivia pero muy inferiores a los de adquisición de derivados de naftas que importa durante varios meses del año.



*Fuente: Consultores G&H. Reporte 2015*

Con lo mencionado, es importante entender que desde una visión macroeconómica y estratégica de posicionamiento del país frente al mundo, la necesidad de desarrollo del enorme yacimiento de Vaca Muerta en la cuenca neuquina del país está latente y simple de demostrar con foco en la reversión de la posición energética de Argentina. Pero no obstante, la velocidad de desarrollo estará condicionada por una suma de factores por la implicancia del monto de inversión y de las condiciones necesarias que se requieren en el país para que generen la estabilidad y deseo de la llegada de inversión. La construcción del modelo del próximo capítulo presentará la posibilidad de analizar la rentabilidad de las operadoras en los distintos yacimientos de las cuencas para complementar con soporte la conveniencia en el desarrollo de recursos estratégicos energéticos.

<sup>4</sup> Históricamente: Precio de gas de Bolivia ha sido ~ 9% de Brent y LNG ~14,5% de Brent.

## Metodología

### 1. Ecuaciones de Arps para modelar curvas de producción

Como primer apartado del desarrollo del modelo que permitirá analizar las rentabilidades de los distintos yacimientos y áreas de perforación a partir de la proyección a futuro de una producción teórica a partir de datos de producción real y el posterior modelado económico que permite analizar los flujos monetarios de las producciones, se desarrollan las ecuaciones que permiten dar origen a las proyecciones de las curvas de producción: las ecuaciones de Arps. Sus derivaciones, representan método de análisis de declinación de ingeniería de reservorios con técnica empírica que tiene mayor relevancia en la actualidad principalmente en Norteamérica para el forecasting de reservas de pozos productores, principalmente por su mecánica de simple entendimiento y sus bajos costos de ejecución y monitoreo.

J.J. Arps fue un geólogo Americano que en el año 1945 publicó una relación matemática para la ratio en que la producción de un pozo de petróleo declina en el tiempo. Su investigación en parte fue una compilación de referencias a métodos ya existentes con consolidación, referenciando a autores previos como Arnold and Anderson (1908), W.W. Cutler (1924), H.N. Marsh (1928), and R. E. Allen (1931). Si bien muchos autores contemporáneos han publicado distintas investigaciones, trabajos de estudio y papers, han intentado profundizar y modificar la teoría y ecuaciones derivadas de la teoría de declinación de Arps, sin embargo y luego de más de 70 años el método original es abarcativamente el más utilizado.

El método es una herramienta gráfica de extrapolación logarítmica de las tendencias de producción a partir de datos de la producción histórica, hasta la vida útil del pozo y su posterior abandono. Toda producción se puede representar con un período de flujo transitorio inicial seguido de un período de flujo de límite dominado. Durante el período transitorio, la presión de reservorio en el límite de flujo se mantiene constante a la presión de reservorio inicial y el límite de flujo se mueve hacia fuera desde el pozo a través del reservorio. Esta porción del flujo de un pozo se caracteriza por altas tasas de declinación. Cuando el límite de flujo alcanza un límite de reservorio efectivo, o se encuentra con un límite de flujo similar de otro pozo, la presión del reservorio comienza a declinar y el pozo entra en el periodo de flujo de límite dominado y es en este período donde hace foco las ecuaciones derivadas de Arps.

El período transitorio puede durar distintas escalas de tiempo (desde minutos hasta en extremos meses) dependiendo de la permeabilidad y la extensión del área del yacimiento, si bien para la mayoría de las producciones actuales, con rangos promedio de permeabilidad duran entre uno y tres meses (se puede extender para los casos de perforaciones no convencionales que requieren una red mayor de etapas de fractura).

Otro factor importante a considerar en el análisis de declinación de un pozo, que toma mayor preponderancia en el segundo período de flujo, el de flujo de límite dominado, es la presión de fluido existente entre la formación y el pozo<sup>5</sup>. Para el período de producción incluido en el análisis de declinación, dicha presión debe ser relativamente constante para lograr extraer un conjunto parámetros de declinación confiables. Por lo que para el modelo a utilizar, se considerará dicha presión constante sin alteraciones en variables como cambios en

---

<sup>5</sup> Parte conocida como “sandface”

configuración de perfiles en un mismo pozo, carga de líquidos y cambios en presión de bombeo en la boca de pozo.

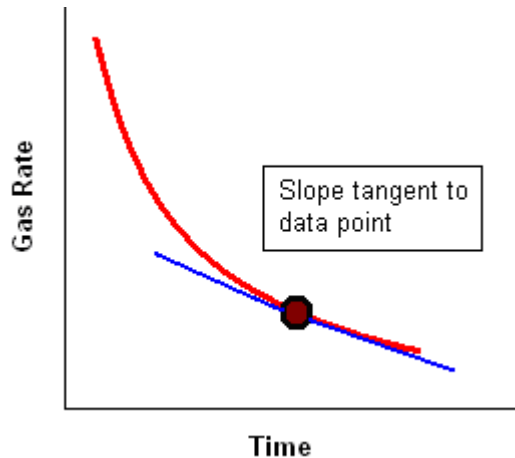
Habiendo introducido los conceptos básicos de declinación en pozos productores de petróleo y gas, se puede detallar los conceptos de las ecuaciones derivadas de Arps. A nivel teórico, Arps inicia su análisis al igual que toda teoría de declinación de curvas con el concepto de tasa de declinación nominal ( $a$ ), definido como la variación fraccional en la producción por unidad de tiempo:

$$a = -\frac{(\Delta q/q)}{\Delta t} = -\frac{1}{q} \frac{\Delta q}{\Delta t}$$

Otra manera de reescribir este enunciado y que será útil para las derivaciones de las fórmulas a utilizar es basando la tasa de declinación en función del valor de producción ( $q$ ) y la constante de declinación ( $b$ ):

$$a = k q^b$$

Así, cuando se analiza gráficamente el flujo de producción en el tiempo, la tasa de declinación nominal, resulta la pendiente en un punto en el tiempo en relación a la tasa en ese mismo punto, conceptos clásicos de la definición tradicional de la derivación:



*Fuente: Arps Theory Curves of Declination*

A continuación, a partir de esta última ecuación, Arps introdujo distintos tipos de régimen de fluido dividiendo en tres los tipos clásicos de comportamientos posibles de declinación: exponencial, hiperbólico y armónico y cada uno tiene su propia ecuación utilizando en todos los casos el concepto de tasa de declinación (“loss ratio”). Entonces, explica Arps el comportamiento de los datos de producción de una curva en función de la tasa de declinación que presenta y su ecuación derivada en función del exponente de declinación constante “b”.

Es decir, cada régimen tiene su derivación y su valor de constante b que puede ir de 0 a 1 la cual es distintiva. Así:

- $b = 0 \rightarrow$  declinación exponencial
- $0 > b > 1 \rightarrow$  declinación hiperbólica
- $b = 1 \rightarrow$  declinación armónica

### Caso Exponencial

En este caso, al ser la constante de declinación igual a cero, se describe la tasa de declinación como:

$$a = k q^0$$

Donde k será una constante igual a  $(a / q)^b$  en las condiciones iniciales:

$$k = \frac{a_i}{q_i^0} = a_i = a$$

Como la tasa de declinación permanece constante, la integral de la ecuación resultará:

$$a = k q^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

$$\int_0^t a dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q}$$

$$-a t = \ln \frac{q}{q_i}$$

$$q = q_i e^{(-a t)}$$

Por lo que se puede intuir que en la gráfica resultante de la producción en el tiempo utilizando escala logarítmica resultará una línea recta.

Para los fines del modelo, resulta útil pensar en términos de producción acumulada, la cual queda definida como la integral de la función en el total del tiempo:

$$Q = \int_0^t q dt$$

Reemplazando la ecuación previa:

$$Q = \int_0^t q_i e^{(-a t)} dt$$

$$Q = \frac{q_i - q_i e^{(-a t)}}{a}$$

$$Q = \frac{q_i - q}{a}$$

Se puede deducir que en este caso, la gráfica de producción acumulada en el tiempo resultará también una línea recta.

## Caso Hiperbólico

En este caso, la constante  $b$  se encuentra en el rango entre 0 y 1 con lo que la tasa de declinación se mantiene como:

$$a = k q^b$$

Donde entonces, en condiciones iniciales, el término  $k$  es una constante igual a:

$$k = \frac{a_i}{q_i^b}$$

Como la tasa de declinación no resulta constante, se preparan los términos a partir de una sustitución de términos y una posterior integración:

$$a = k q^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

Sustituyendo el valor despejado de la constante  $k$ :

$$k = \frac{a_i}{q_i^b} :$$

$$a = \frac{a_i}{q_i^b} q^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

$$\int_0^t \frac{a_i}{q_i^b} dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^{(b+1)}}$$

$$\frac{a_i}{q_i^b} t = \frac{1}{b} (q^{-b} - q_i^{-b})$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + b a_i t)^{\frac{1}{b}}}$$

Para definir la función acumulada, inicio a partir de la base de la fórmula y remplazo el término obtenido anteriormente:

$$Q = \int_0^t q dt$$

$$Q = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + b a_i t)^{\frac{1}{b}}} dt$$

$$Q = \frac{q_i}{a_i(1-b)} \left[ 1 - (1 + b a_i t)^{\left(1 - \frac{1}{b}\right)} \right]$$

Realizando sustitución dentro del corchete se obtiene la función:

$$\left(\frac{q_i}{q}\right)^b = \left(1 + b a_i t\right):$$

$$Q = \frac{q_i}{a_i(1-b)} \left[ 1 - \left(\frac{q_i}{q}\right)^{(b-1)} \right]$$

$$Q = \frac{q_i^b}{a_i(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)})$$

Se puede ver que por el desglose de las fórmulas, que ni la evolución del flujo de producción en el tiempo, ni tampoco frente a la producción acumulada se representan a través de una relación lineal, independientemente si gráficamente se utiliza una escala cartesiana o incluso una referencia de escalas logarítmicas.

## Caso Armónico

Este caso se puede derivar considerándolo un caso especial del caso recién analizado, el hiperbólico, donde la constante  $b$  es igual a 1. Por lo que la tasa de declinación será en este caso:

$$a = k q^1$$

Donde nuevamente  $k$  es una constante que en las condiciones iniciales es:

$$k = \frac{a_i}{q_i^{(1)}} = \frac{a_i}{q_i}$$

Como la tasa de declinación no resulta constante, nuevamente se preparan los términos a partir de una sustitución de términos y una posterior integración:

$$a = k q^b = -\frac{1 dq}{q dt}$$

Reemplazando la constante  $k$ :

$$k = \frac{a_i}{q_i} :$$

$$a = \frac{a_i}{q_i} q^{(1)} = -\frac{1 dq}{q dt}$$

$$\int_0^t \frac{a_i}{q_i} dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^2}$$

$$\frac{a_i}{q_i} t = -\left[\left(-\frac{1}{q}\right) - \left(-\frac{1}{q_i}\right)\right]$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + a_i t)}$$

Para definir la función acumulada, inicio a partir de la base de la fórmula y remplazo el término obtenido en el apartado previo:

$$Q = \int_0^t q dt$$

$$Q = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + a_i t)} dt$$

$$Q = \int_0^t q dt$$

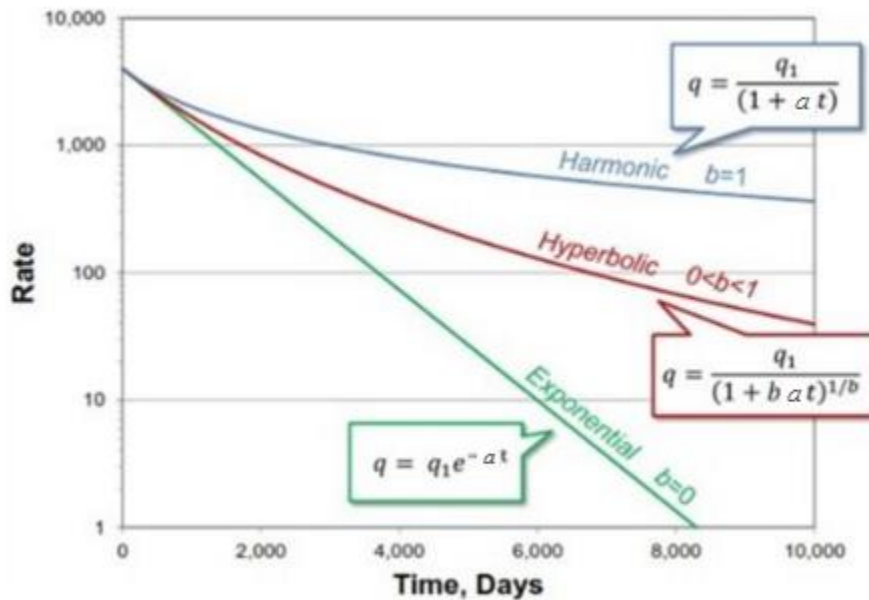
Realizando sustitución dentro del corchete se obtiene la función:

$$\frac{q_i}{q} = (1 + a_i t):$$

$$Q = \frac{q_i}{a_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right)$$

Se puede ver que por el desglose de las fórmulas, que la evolución del flujo de producción en el tiempo, no resulta una relación lineal, independientemente si gráficamente se utiliza una escala cartesiana o una referencia de escalas logarítmicas, pero en este caso, si se lo hace en función de la producción acumulada y utilizando una referencia de escalas logarítmicas, sí va a resultar el acomodamiento en una línea recta.

La gráfica siguiente resume las distintas derivaciones desarrolladas intentando sintetizarlas a partir de la evolución de la tasa de producción en el tiempo, lo que permite divisar el comportamiento de la declinación de lo producido según corresponda el caso.



Fuente: Arps Theory Curves of Declination

A partir de los últimos papers y estudios de investigación experimental publicados en Estados Unidos, Canadá y Rusia, se verifica que el valor de la constante  $b$  de Arps es muy próxima a 1 para los reservorios shales tanto en actividades de producción como de recuperación (workover) y lo mismo ocurre para perforaciones convencionales durante gran parte de su vida, permaneciendo estable y solo mostrando pequeñas fluctuaciones en los últimos años de vida, por lo que a los fines del modelo se utilizará el régimen armónico de Arps, con constante de declinación  $b$  igual a la unidad para la mayoría de las curvas clusterizadas seleccionadas y solo se ajustará en los casos que allí lo ameriten.

En síntesis, se modelará ajustando la regresión de tal manera que se tomará dato real de producción hasta que se encuentre el mes pico de producción de la curva y a partir de allí se aplicará la tasa de declinación utilizando en la mayoría de los casos la ecuación de modelo armónico de Arps.

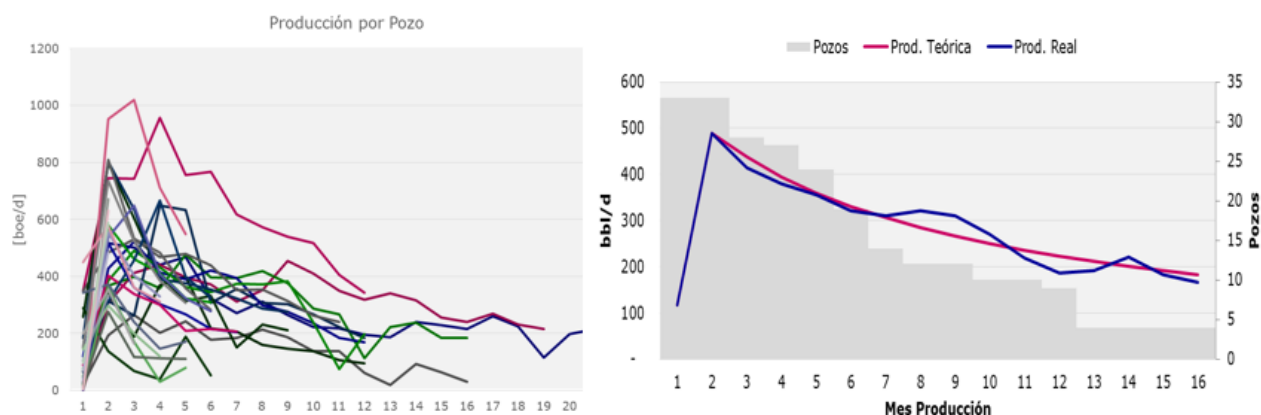
## 2. Mapeo de las curvas de producción

El modelo tiene como principal input en la construcción de curvas la base de actualización mensual de producción de petróleo y gas obtenida de la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Energía y Minería de la Presidencia de la Nación. Allí existe una base maestra relacionada al upstream, donde en su capítulo IV existe una declaración jurada DDJJ de producción con frecuencia de detalle mensual sobre todo pozo productor de petróleo o gas en Argentina con distintos niveles de detalle y desglose. De allí el primer paso del estudio fue realizar un filtro vía Microsoft Access con queries selectivas y de unión, debido a la cantidad de información y como primer definición del alcance del proyecto se considera datos históricos de pozos a partir del año 2012 para detectar mes origen de producción y se focaliza exclusivamente en los yacimientos de cuencas Oeste (Neuquén) y Sur (Golfo San Jorge) por la densidad allí presente de producción, con más del 75% de lo obtenido y donde se localizan las operadoras más importantes con presencia en el país. Del proceso de filtrado, se extrae de la fuente procesada, la siguiente información:

- Identificación de conjunto de pozos: a través de la cuenca, yacimiento, operador, tipo de perforación y a partir de la proporción de petróleo/gas que tiene el pozo se lo clasifica como gasífero, si su porción de oil es inferior o igual al 20%, o petrolífero en caso contrario. Se contará aquí también el número de pozos considerado en cada cluster de manera mensual,
- Volumen mensual de producción: se obtiene para cada cluster identificado, el valor promedio de producción diario medido en boe/día ya que para poder hacer la homogenización del modelo se trabajará en unidades BOE = “Barrel of oil equivalent”, barriles equivalentes de petróleo, que es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril aproximadamente de petróleo crudo (159 litros) y así es como se pueden agrupar y comparar producciones tanto de petróleo como de gas.

Es importante mencionar el criterio que se utiliza para analizar en conjunto pozos que se van originando en distintos meses de distintos años. Para ello al mes de origen de todo pozo se lo considerará el mes uno de producción y a partir de allí se realiza el conteo de cada mes con su respectiva producción promedio a los fines de poder realizar una curva promedio por cluster y graficar el conjunto y analizar su declinación, creando a su vez un campo de filtro adjunto que indica el año de originación del pozo, el cual será útil luego para analizar mejoras en productividad en el tiempo. No es menor agregar que por esta metodología de análisis, lógicamente el número de pozos por cluster tendrá siempre una pendiente negativa hasta llegar como mínimo al valor de la unidad (pozos más antiguos). Las siguientes capturas muestran la lógica de trabajo durante el mapeo, donde un conjunto importante de pozos, cada uno con su producción diaria, se sintetiza en una curva de producción representativa de dicho conjunto, con una producción promedio día real, la cual se modelará para construir el modelo teórico de proyección de las producciones.

## Gráfica resultante de sintetizar un conjunto selectivo de pozos – definición Cluster



*Sintético de una curva tipo de producción*

Cada curva tipo seleccionada dentro del análisis y seleccionada para incluir dentro de la simulación y forecasting a través de la ecuación de Arps, se irá incorporando a la solapa del modelo “DB” en referencia a la database que se irá construyendo y de cual se nutrirá luego la simulación económica de la segunda parte del modelo. Entonces, y remitiéndome al archivo, podrán observar, como se aprecia en la gráfica adjunta, para cada cluster en análisis tres columnas: la primera que indica la curva real de producción con datos incorporados de la base de producción, y una tercer columna que también es obtenida de la misma fuente luego de ser procesada y traza la cantidad de pozos de donde se promedia el valor. La segunda columna incorporada en la database será la curva proyectada que surge de proyectar vía Solver las curvas de producción y que se explica con detalle en el apartado cuarto<sup>6</sup>. A cada columna se le adjudica un número identificativo ID para poder luego realizar tracking con mayor practicidad.

1	2	3	7	8	9	133	134	135
<b>Pluspetrol - Tight Vertical - Gas - Neuquina - CENTENA - RIO</b>	Pluspetrol - Tight Vertical - Gas - Neuquina - CENTENAR IO - Curva Ajustada	Pluspetrol - Tight Vertical - Gas - Neuquina - CENTENAR IO - Pozos	<b>Petrobras - Tight Vertical - Gas - Neuquina - RIO NEUQUEN</b>	Petrobras - Tight Vertical - Gas - Neuquina - RIO NEUQUEN - Curva Ajustada	Petrobras - Tight Vertical - Gas - Neuquina - RIO NEUQUEN - Pozos	<b>YPF - Shale Horizontal - I - Petróleo - NEUQUIN - A - LOMA - CAMPANA</b>	YPF - Shale Horizontal - Petróleo - NEUQUINA - LOMA - CAMPANA - Curva Ajustada	YPF - Shale Horizontal - Petróleo - NEUQUINA - LOMA - CAMPANA - Pozos
163	163	8	878	878	7	116	116	33
459	459	8	2.124	2.124	6	489	489	33
394	413	8	1.908	1.730	6	414	437	28
403	376	8	1.412	1.478	4	380	395	27
393	345	8	1.211	1.301	3	357	360	24
340	319	8	1.147	1.169	3	322	331	19
295	297	8	1.053	1.066	2	310	306	14
289	277	8	989	983	2	322	285	12
243	260	8	938	914	2	310	266	12
231	245	8	870	856	2	271	250	10
278	231	6	815	807	2	220	236	10
228	219	6	782	764	2	186	223	9
180	208	6		726		191	211	4
128	198	4		692		220	201	4
	190			662		183	191	4
	181			636		167	183	4

<sup>6</sup> Modelo parte I: Forecasting curvas de producción

## Alcance del mapeo

Se realiza este proceso para un perímetro de 73 curvas de producción clusterizadas por operadora, cuenca, yacimiento, tipo de recurso y perforación buscando ecualizar distribuciones representativas tanto para petróleo como para gas y en ambas cuencas, la Neuquina y la de Golfo San Jorge, lográndose la siguiente distribución que detalla el alcance del estudio:

	[Cantidad de Clusters]	
	Recurso	
	Gas	Petróleo
<b>Convencional</b>	<b>13</b>	<b>42</b>
<b>Neuquina</b>	<b>8</b>	<b>16</b>
Petrobras	1	4
Pluspetrol	1	2
Resto NQN	1	1
Tecpetrol	1	
YPF	4	9
<b>NOA</b>	<b>1</b>	
Tecpetrol	1	
<b>San Jorge</b>	<b>4</b>	<b>26</b>
COMPAÑIAS ASOCIADAS ARGENTINAS		1
PAE	4	8
Resto San Jorge		1
Sinopec		5
Tecpetrol		2
YPF		9
<b>Shale Horizontal</b>	<b>1</b>	<b>5</b>
<b>Neuquina</b>	<b>1</b>	<b>5</b>
EXXONMOBIL		1
O&G DEVELOPMENTS		3
YPF	1	1
<b>Shale Vertical</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Neuquina</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Petrobras	1	
YPF		1
<b>Tight Horizontal</b>	<b>2</b>	
<b>Neuquina</b>	<b>2</b>	
Total Austral	2	
<b>Tight Vertical</b>	<b>8</b>	
<b>Neuquina</b>	<b>8</b>	
APACHE	1	
CAPEX	1	
PAE	1	
Petrobras	2	
Pluspetrol	1	
YPF	2	
<b>TOTAL</b>	<b>25</b>	<b>48</b>
		<b>TOTAL</b>
		<b>73</b>

### 3. Modelo parte I – Forecasting de curvas de producción

Una vez mapeadas las curvas que serán del alcance del análisis y descrito el método a utilizar para la proyección se procede a realizar la primera parte de las simulaciones cuyo objetivo consiste en graficar los puntos reales de producción obtenida por curva (puntos producción real) y los pozos que se están considerando para obtener dicha producción promedio por pozo.

#### Ficha Técnica: Operadora - Yacimiento

Ingrese Código a simular

Cliente	
Operadora	Operadora
Cuenca	Cuenca
Yacimiento	Yacimiento
Tipo de Yacimiento	Tipo de Yacimiento
Tipo de Recurso	Tipo de Recurso
Tipo Petróleo	Recurso
Integrado	
Saldo Exportador	
Profundidad [m]	

Técnicos	
Prod. Acum Año 1	[Th. Boe]
Mes Pico	[mes]
Declinación Inicial	[-]
IP Rate	[bbl/d]
Proporción Oil	[%]



Se ingresa el código asignado a cada curva y automáticamente se cargará la misma referenciando a la solapa de la database, indicando la operadora, cuenca, yacimiento y la descripción del recurso proveniente de dicha producción. Del visor también podemos obtener los primeros datos técnicos de la curva como la producción acumulada del primer año, cual es el mes pico (vital para la ecuación de proyección, recordando que a partir de allí comienza a regir el régimen de ecuaciones de Arps), el IP rate que indica en el mes pico, la producción en barriles día que se obtuvo en promedio en dicho período, el mix petróleo/gas de la curva y la declinación inicial previa la cual será la variable de ajuste para la regresión a realizar en la obtención de la curva de ajuste de proyección.

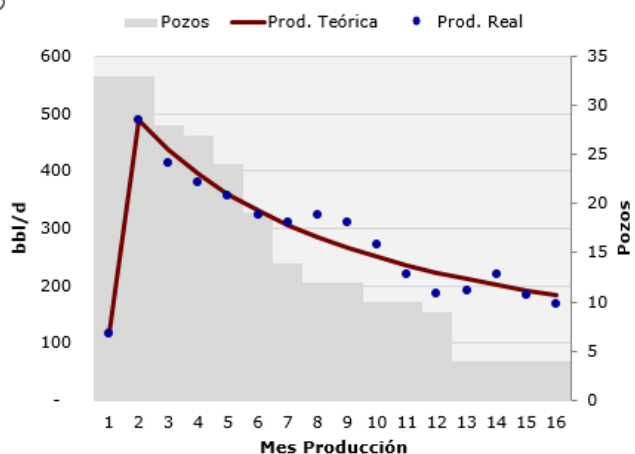
#### Ficha Técnica: YPF - LOMA CAMPANA

Ingrese Código a simular

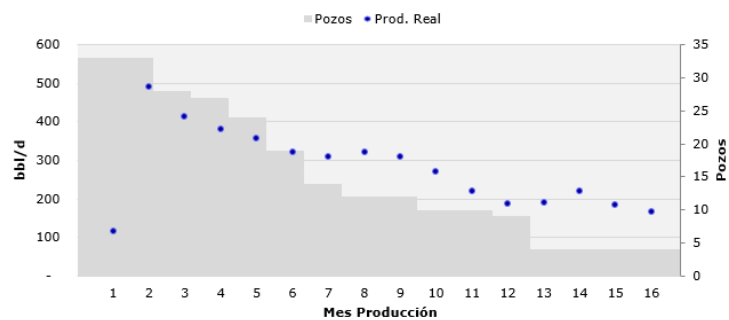
Cliente	
Operadora	YPF
Cuenca	NEUQUINA
Yacimiento	LOMA CAMPANA
Tipo de Yacimiento	Shale Horizontal
Tipo de Recurso	Petróleo
Tipo Petróleo	Medanito
Integrado	Yes
Saldo Exportador	0%
Profundidad [m]	3200

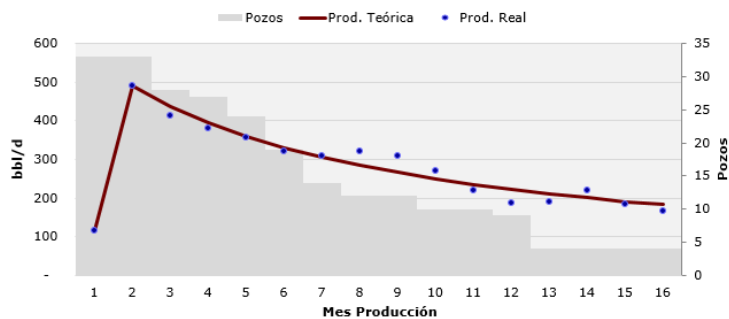
Técnicos		
Prod. Acum Año 1	110,8	[Th. Boe]
Mes Pico	2	[mes]
Declinación Inicial	0,12	[-]
IP Rate	489	[bbl/d]
Proporción Oil	82%	[%]



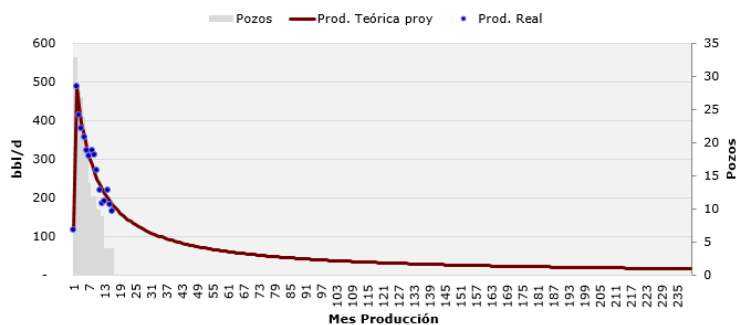
En la gráfica incluso ya se encuentra cargada la curva de producción teórica proveniente de la ecuación de regresión, la cual se ajustará por solver para luego proyectarla durante la vida útil de los pozos productores del yacimiento. Por lo que habiendo cargado la curva a realizarle el forecasting, se realiza el click en “Solver run” para iniciar la optimización de la regresión. La dirección ocurre hacia el panel de “Declinación” donde figuran el resumen de las variables en estudio tanto gráfica como analíticamente. El concepto básico de la optimización se detalla en las siguientes tres gráficas, en donde en un primer paso se realiza el mapeo real de puntos de obtención mensual de barriles día de producción promedio, en segunda instancia se ajusta a curva por la regresión vía una producción teórica y en final, se proyecta dicha curva los 20 años en que se modela la producción para obtener una producción total durante la vida de la curva.



*Datos reales de producción promedio en el cluster en estudio*



*Ajuste a una producción teórica aplicando ecuaciones de Arps*



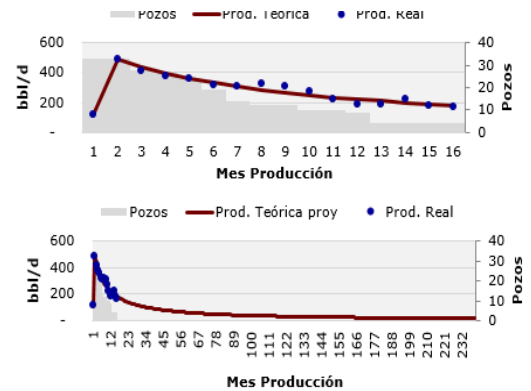
*Proyección por regresión ajustada de la producción teórica en el tiempo*

En el panel de declinación entonces, se procederá para cada curva a clicar en el botón de “Solver run” el cual nos desplegará el panel de Solver que permitirá realizar la ecuación de ajuste de la curva. Los cálculos soporte se encuentran en la parte inferior de la solapa donde se detallan las ecuaciones explicadas para el modelo de ajuste de ARPS vía mínimos cuadrados ajustados, es decir, busca mes pico y hasta allí asigna datos reales y a partir de allí, por las ecuaciones de régimen de Arps, plantea el modelo de forecasting y en la parte superior una tabla resumen con la producción anual y acumulada de la curva producto de la simulación.

Variables	Valor
Mes Pico	2
Decl. Inicial (Di)	0,12
Arps Par. (b)	1,00
IP Rate [bbl/d]	489
Min. Cuad	7348
Días / Mes	30

Solver run

Año	Mes	Prod. Anual [boe]	Prod Acc [boe]	% Acc
1	12	110.816	110.816	0%
2	24	60.377	171.193	40%
3	36	40.272	211.465	50%
4	48	30.262	241.728	57%
5	60	24.251	265.978	62%
6	72	20.236	286.214	67%
7	84	17.364	303.578	71%
8	96	15.206	318.785	75%
9	108	13.526	332.311	78%
10	120	12.181	344.492	81%
11	132	11.079	355.571	83%
12	144	10.160	365.731	86%
13	156	9.382	375.113	88%
14	168	8.715	383.828	90%
15	180	8.136	391.964	92%
16	192	7.629	399.593	94%
17	204	7.182	406.776	95%
18	216	6.785	413.560	97%
19	228	6.429	419.989	99%
20	240	6.108	426.097	100%

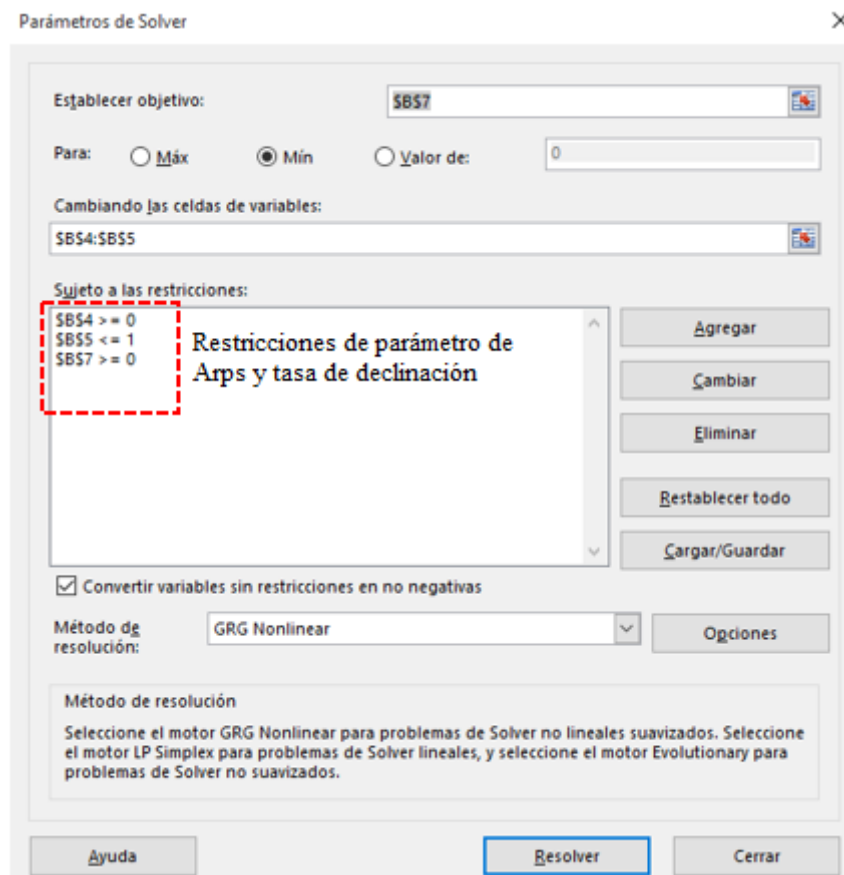


[u]	[boe/d]	[boe/mes]	[boe]	[u]	[boe/d]	[boe/d]^2	[u]	[#]	[boe/d]	[año]
Mes	Prod. Teórica	Prod. Teórica	Prod. Teórica Acc	Decl. Rate	Prod. Real	Dif. Cuadrado	Mes	Pozos	Prod. Teórica	Auxiliar Año
1	116	3.494	3.494		116	-	1	33	116	1
2	489	14.683	18.177	1,00	489	-	2	33	489	1
3	437	13.112	31.289	0,11	414	520	3	28	437	1
4	395	11.845	43.133	0,10	380	214	4	27	395	1
5	360	10.801	53.935	0,09	357	11	5	24	360	1

Solapa “Declinación” del file – Panel de forecasting

Así, el panel de solver lo que realiza para cada curva tipo es la optimización de la regresión a partir del modelo paramétrico de mínimos cuadrados, por lo que el objetivo que se establece es la minimización para la celda que contiene la suma de los cuadrados de los errores de estimación, a partir de la iteración optimizando las celdas que contienen a las dos variables de estimación: el parámetro de Arps (que en la mayoría de las situaciones será muy próximo a la unidad, propio del régimen armónico previamente explicado) y la variable de ajuste de tasa de declinación, la cual será la incógnita calculada que nos permitirá para una vez obtenida la optimización de parámetros poder obtener la producción teórica para cada mes de la vida útil del pozo.

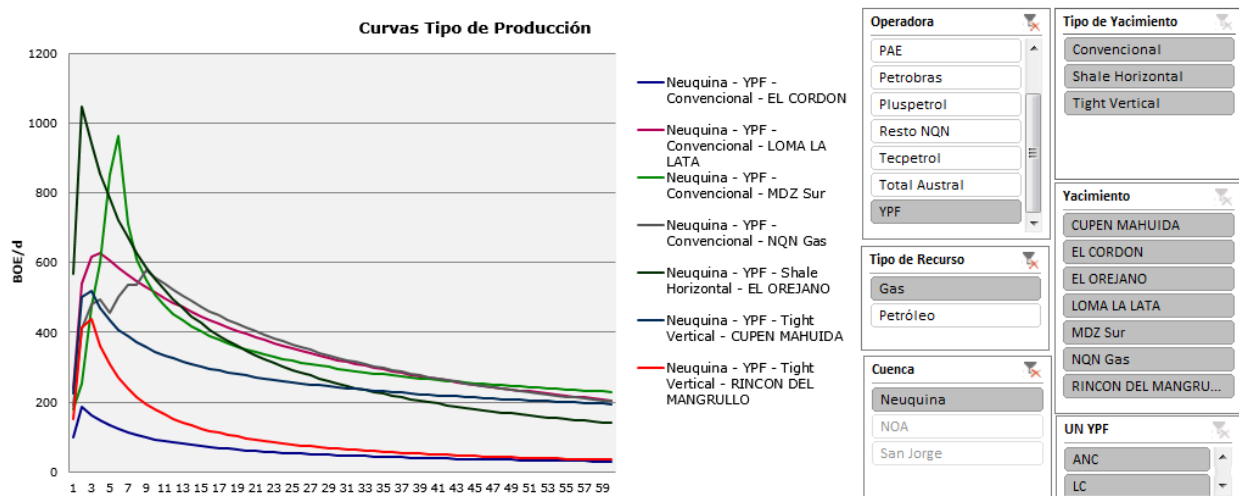
En el panel de carga de las restricciones, se cargan las necesarias para ejecutar la parametrización, buscando números positivos para el caso de la tasa de declinación y evitando que el parámetro de Arps supere el valor de la unidad (caso armónico  $b = 1$ ).



*Panel de Solver (add-in)*

Una vez ejecutado el ajuste a través del Solver, se obtiene la declinación inicial que minimiza los errores sistémicos cuadráticos de la regresión, logrando obtener así, la producción teórica de la curva del yacimiento proyectada los 240 meses en estudio, teniendo en cuenta de todas maneras que los estudios a nivel mundial demuestran hoy en día que el 70% de la tasa de declinación de un pozo se cumple el primer año de producción y otro 50% en el segundo año y a su vez a nivel promedio, el 80% del net present value (NPV – valor presente) de un proyecto de este tipo se da en los dos primeros años -24 meses- por lo que el seguimiento en este período es de vital importancia.

Por último y nuevamente aprovechando las posibilidades del modelo y capacidad de desglose, se realizan también simulaciones de promedios de clusters (con notación avg) que permitirán en los gráficos de resultado vislumbrar un status de media en determinadas agrupaciones que estudiaremos con mayor detalle. Cada curva necesita ser verificada su lógica, por la potencial existencia de outliers que generarían potencial ruido en la proyección y luego incorporación del modelo económico-financiero, por lo que se creó también una hoja con un panel de control “Pivot de Curvas” en donde se tiene un tablero de las curvas mapeadas en la base maestra y se pueden realizar distintos filtros, como se ejemplifica en la siguiente gráfica, e ir detallando las curvas las cuales son el scope del trabajo de investigación. Se adjunta en el anexo 1 los distintos mapeos resultantes de curvas tipo.



*Solapa “Pivot Curvas” del file – mapeo resultante de la parametrización por Solver*

#### 4. Modelo parte II – Incorporación de flujos económico-financieros a las curvas

Una vez obtenidas las curvas scope del proyecto, tanto las clusterizadas, como las tipo y las promedio de referencia, se procede a la segunda parte de la herramienta de análisis donde a cada curva se le incorporará una serie de flujo de fondos anuales viendo a cada curva como un proyecto de inversión de producción marginal y cuyo driver disparador de rentabilidad económica será, una vez descontados los flujos a una tasa determinada, el precio de petróleo o gas según corresponda que resulte de corte para esa curva. Eso permitirá estimar una aproximación de cuan rentable resulta cada cluster analizado en las condiciones actuales macroeconómicas y del sector energético argentino. Las variables que se incorporarán al modelo económico-financiero son:

**-Precio interno de petróleo:** se toma como factor determinante la cuenca ya que es la que determina el precio interno que recibirá el productor upstream. Así, se completa el precio dependiendo del recurso como se explicó en el apartado 3 del marco teórico<sup>7</sup>, así:

- Escalante: cuencas San Jorge (también para Cuyana) → Precio: 54,9 [Usd/bbl]
- Medanita: cuencas Neuquina (también para Austral/NOA) → Precio: 67,5 [Usd/bbl]

**-Precio interno de gas:** a partir del plan gas mencionado en el mismo apartado que en el análisis del precio petrolero, se completa el precio dependiendo del tipo de perforación bajo el concepto de que se considera una decisión marginal, así:

- Convencional → 3,5 [Usd/MM BTU]
- Shale/Tight → 7,5 [Usd/MM BTU]

La unidad “British Thermal unit” (BTU) es una unidad de energía muy utilizada en Estados Unidos, y representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1000 BTU. Como se mencionó anteriormente, para poder hacer la homogenización del modelo se trabajará en unidades BOE = “Barrel of oil equivalent”, barriles equivalentes de petróleo, que es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril aproximadamente de petróleo crudo (159 litros). El Servicio de Impuestos Internos y Gestión estadounidense lo define equivalente a  $5,8 \times 10^6$  BTU.

**-Porción de petróleo (oil):** para cada curva estudiada se ha definido un ratio de petróleo y gas en función de la producción promedio extraída durante el período que lleva de extracción el conjunto de pozos. Así se obtiene un porcentaje de petróleo a partir de la relación entre la producción de petróleo obtenida y la producción total obtenida (petróleo + gas). Como ejemplo, una porción de petróleo de 82% como en el caso de la curva de YPF Loma Campana implica que el 82% de lo obtenido en dicho yacimiento es petróleo mientras que un 18% es gas.

---

<sup>7</sup> Precios Internos – breve reseña

**-Precio en barriles equivalentes de petróleo [BOE]:** finalmente se calcula para cada curva, el precio que se utilizará para pricear su producción, calculado con la siguiente fórmula de composición:

- $\text{Porción de oil} \times \text{precio interno de oil} + (1 - \text{Porción de oil}) \times \text{precio interno de gas}$

**-Capital Expenditure (Capex):** es probablemente uno de los factores más controversiales por su diversidad en cada proyecto y porque en síntesis, es una pieza fundamental en la decisión de todo proyecto de inversión pero más aún en el de este tipo de proyectos donde para desarrollar un yacimiento implica considerar un número importante de pozos y donde cada pozo implica un monto inicial de inversión superior al millón de dólares. Por su relevancia, y ya que se pondrá foco en esta variable en el estudio, es necesario considerar los factores que impactan en el Capex y en primer medida, para ello se hará una dependencia a partir del tipo de perforación existente en cada cluster analizado ya que para la explotación no convencional, los niveles de inversión resultan mayores a las explotaciones convencionales. A su vez se deberá también distinguir para los no convencionales, entre la metodología previa vertical y la que se está utilizando con mayor frecuencia tanto en Argentina como en el mundo hoy en día que es horizontal con mayores etapas de fractura (es lo que rige la dependencia relativa a la profundidad existente en campo), mayores montos de inversión pero a su vez, mayores niveles de productividad y eficiencia obtenidos.

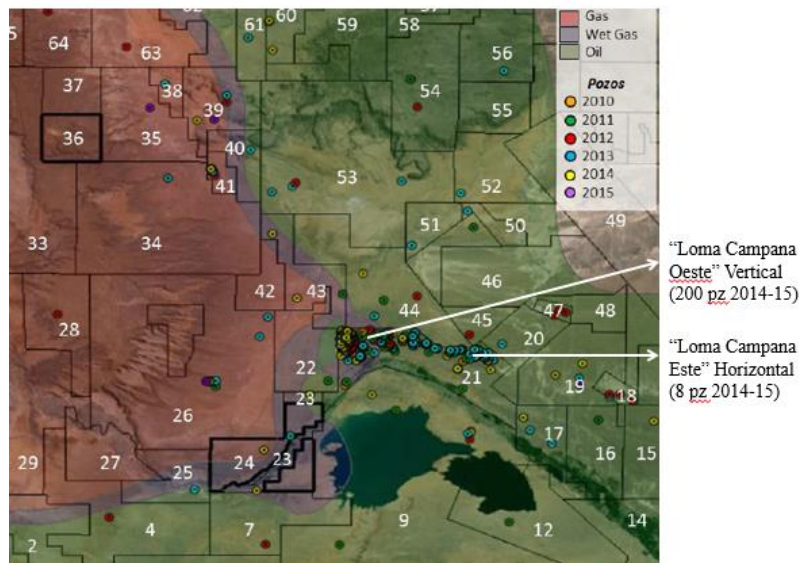
Al estar dentro de los variables más importantes del análisis y por su dispersión existente y particular de cada pozo de cada operadora en cada yacimiento de cada cuenca, se realizará una sensibilidad en el monto de inversión definiendo tres escenarios: uno base inicial con el monto de inversión definido y otros dos escenarios, pesimista con un 20% más de inversión inicial y un optimista (luego se analizará posibilidades y pasos a seguir para buscar llegar a estos niveles de inversión, principalmente en explotaciones del tipo no convencional) con un 20% menos de inversión inicial. Así, en las simulaciones del modelo económico, se programará para realizar de cada curva a una determinada tasa de rendimiento tres corridas, una para cada escenario<sup>8</sup>.

Para el caso del shale, el tamaño de información es menor que en otros casos, en función de los pozos existentes hoy en día, pero se tiene como referencia la información brindada en presentaciones de inversores y balances de YPF de su actividad en el yacimiento de Loma Campana en la cuenca Neuquina donde inició en 2012 con pozos shale del tipo vertical (acumulado más de 200 pozos) y hoy por sus productividades está en proceso de migración hacia la perforación horizontal (en la actualidad ya llegando a la decena de pozos) ya que si bien la inversión es lógicamente mucho mayor por su complejidad y mayor cantidad de etapas de fractura, con pozos de inversión inicial en 12 millones de dólares, las productividades obtenidas lo hace este tipo de mayor rentabilidad e incluso se tienen grandes perspectivas de mejora, teniendo en cuenta que hace menos de un año los niveles de inversión eran superior a los 15 millones de dólares y teniendo en cuenta los montos de inversión que se manejan en Estados Unidos como para tomar un punto de referencia Benchmark.

---

<sup>8</sup> En el siguiente apartado se explica su ubicación en la herramienta

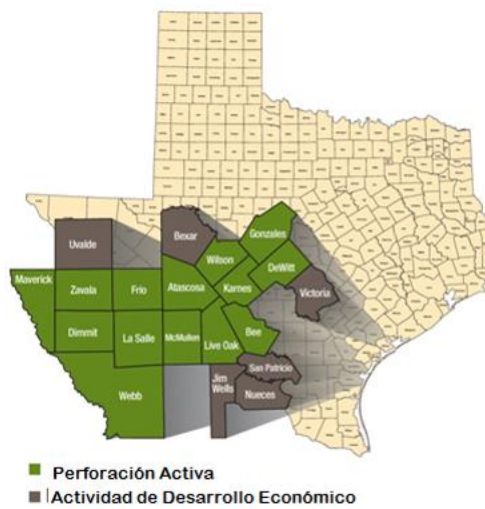
## Yacimiento de Loma Campana Shale en Vaca Muerta – Cuenca Neuquina



Fuente: Presentación a Inversores YPF 2015

## Yacimientos Shale en cuenca Eagle Ford en Estados Unidos

Condados con perforación activa y desarrollo económico relacionado a Eagle Ford Shale



Fuente: EIA (Energy Information Administration) - USA

Se adjunta a modo de comparación para análisis potencial, un cuadro benchmark que compara los números actuales de YPF en Argentina versus la información de actividad en Estados Unidos de una cuenca que en gran parte puede ser comparable con la de Vaca Muerta por ser ambas de shale oil, tener formaciones sedimentarias similares y profundidades en muchos casos comparables, Eagle Ford ubicada en el sur de Texas y que es uno de los principales puntos de actividad de exploración y perforación tanto para petróleo y gas.

	Estados Unidos Eagle Ford	Argentina Vaca Muerta
Profundidad promedio [m]	5.000	4.500
Días de perforación	22	45
Etapas de fractura	20	15
Proppant [bags/stage]	3.500	5.000
Proppant (Tipo)	100% Natural	50% Natural / 50% Cerámico
Agua (m <sup>3</sup> /stage)	1.000	1.000

Al analizar la inversión en pozo, se suele dividir en dos etapas consideradas dentro del capex total: la perforación –drilling- y la completación –completion- necesarias ambas para la puesta a punto y explotación y obtención del recurso (gas y petróleo). La fuente del cuadro para el caso de la cuenca estadounidense Eagle Ford proviene de un relevamiento de las presentaciones a inversores de las principales perforadoras en dichos yacimientos como Anadarko, BHP Billiton, Chesapeake y Pioneer. Porcentajes estimados a partir de dichas presentaciones.

	Inversión	
<b>Drilling (Perforación) [MM Usd]</b>	<b>2,5</b>	<b>5,5</b>
Rig (equipo)	24%	27%
MPD	0%	9%
Sludge	16%	15%
Casing (Tubería)	16%	11%
Otros	44%	38%
<b>Completación [MM Usd]</b>	<b>3,0</b>	<b>6,5</b>
Proppant	20%	35%
Químicos	23%	23%
Servición de bombeo (Pumping)	33%	28%
Otros	23%	14%
<b>Capex Total [MM Usd]</b>	<b>5,5</b>	<b>12,0</b>
	Δ	118%

Por lo que para perforaciones Shale, realizado el relevamiento se considerará entonces 12 millones de dólares para las explotaciones del tipo horizontal y de 6 millones de dólares para el caso vertical, recordando que ese será su escenario base y tendrán una banda de análisis de +/- 20% por los escenarios pesimista y optimista.

Para el caso de no convencional tight, al tener mayor volumen de información e historia de pozos para el caso vertical, se podrá incluir en el modelo la variable de profundidad la cual condiciona el monto de inversión, por curva tipo del yacimiento partiendo de una ordenada al origen base de todo proyecto, independiente de los metros perforados (similar al desglose mostrado anteriormente en los cuadros Shale). Así, las ecuaciones que modelan el Capex tight son:

- Para Tight Vertical:  $4.500.000 \text{ [Usd]} + 0,4 \times \text{profundidad [m]} \times 1.000 \text{ [Usd/m]}$
- Para Tight Horizontal: 9 Millones de dólares

Para ello en la solapa “Profundidades” del archivo del modelo se crea una base donde por operadora y yacimiento de cada cuenca se tiene la profundidad media presente en el mismo y la cual viajará como input al modelo para cada cluster seleccionado.

Por último, para el caso de trabajos convencionales, incluso aquí la cantidad de datos lógicamente es abundante, por lo que se considerará profundidad en la modelización y un monto inicial de inversión el cual también se constata con presentaciones anteriores a inversores de YPF y su vez con obtención de documentos de petroleras llamados “Erogaciones requeridas para la perforación” (AFE) donde realizan un detalle de los costos incurridos en cada pozo, desglosando productividades y operaciones tanto para la etapa de perforación como la de completación. Se adjunta en el anexo 2 del trabajo, un AFE tipo de un pozo productor de la empresa Tecpetrol tomado del yacimiento Loma Azul, en el área de Agua Salada que presenta su detalle de perforación y de completación y su comparativa frente al plan previsto.

Así entonces, la ecuación que modela las curvas convencionales:

- Para convencional:  $500.000 \text{ [Usd]} + 0,75 \times \text{profundidad [m]} \times 1.000 \text{ [Usd/m]}$

La construcción del modelo económico-financiero se localiza en la solapa “Economics”. Se lista allí en primera instancia en columnas los años –desde el arranque hasta el año 20- junto con su producción anual y la producción acumulada en barriles equivalentes (gas + petróleo) y se van calculando todas las voces que se detallan a continuación con un seteo preliminar de las variables descriptas en el apartado anterior e incorporadas para cada cluster definido.

Premisa	Valor	[unidad]	[u]	[%]	[%]	[boe]	[boe]	base	base	base
			Año	Prod. Anual	Prod. Acum.	Prod.	Prod. Acum.	[Th. US\$] Ingresos	[Th. US\$] Amort.	[Th. US\$] Costos Opex
			1	26,0%	26%	110.816	110.816	7.054	3.121	1.005
			2	14,2%	40%	60.377	171.193	3.843	1.700	556
			3	9,5%	50%	40.272	211.465	2.564	1.134	377
			4	7,1%	57%	30.262	241.728	1.926	852	287
			5	5,7%	62%	24.251	265.978	1.544	683	234
			6	4,7%	67%	20.236	286.214	1.288	570	198
			7	4,1%	71%	17.364	303.578	1.105	489	173
			8	3,6%	75%	15.206	318.785	968	428	153
			9	3,2%	78%	13.526	332.311	861	381	138
			10	2,9%	81%	12.181	344.492	775	343	126
			11	2,6%	83%	11.079	355.571	705	312	117
			12	2,4%	86%	10.160	365.731	647	286	108
			13	2,2%	88%	9.382	375.113	597	264	102
			14	2,0%	90%	8.715	383.828	555	245	96
			15	1,9%	92%	8.136	391.964	518	229	90
			16	1,8%	94%	7.629	399.593	486	215	86
			17	1,7%	95%	7.182	406.776	457	202	82
			18	1,6%	97%	6.785	413.560	432	191	78
			19	1,5%	99%	6.429	419.989	409	181	75
			20	1,4%	100%	6.108	426.097	389	172	72
							426.097			
<b>Mercado</b>										
Medanito	67,5	[US\$/bbl]								
Neto Productor	59	[US\$/bbl]								
Precio Oil Expo	29	[US\$/bbl]								
Gas	7,5	[US\$/MMbtu]								
Gas	46	[US\$/boe]								
Precio BOE	64	[US\$/boe]								
Precio Nafta	16,5	[AR\$/litro]								
<b>Económicas</b>										
Capex	12.000	[Th. US\$]								
Capex AR\$ / Capex Total		[%]								
Opex Fijo	18	[Th. US\$/año]								
Opex Variable	9	[US\$/bbl]								
WACC Base	12%	[%]								
WACC 1	8%	[%]								
TC Spot	14	[AR\$/US\$]								
Integrada	NO	SI / NO								
Saldo Exportable	0%	[%]								
Margen Refinación	10	[US\$/bbl]								

Solapa “Economics” del file – Panel de variables y premisas

Habiendo descripto las variables de partida del modelo, se está en condiciones de calcular cada una de las voces que constituyen el flujo de fondos de cada curva y derivarán en el modelo económico-financiero que permitirá extraer conclusiones sobre la rentabilidad de las operadoras en nuestro país, las cuales se calculan de la siguiente manera:

**Ingresos:** se obtienen a partir de multiplicar la producción destinada al mercado local de ese año por el precio equivalente, añadiendo el saldo exportable con precio de petróleo de exportación. Este último es la parte que ha sufrido un impacto directo por la caída del precio del crudo internacional lo que ha llevado a que dicho saldo se haya reducido en gran cantidad y genere baja de actividad en las operadoras como ocurre con el caso de Pan American Energy, el principal operador de crudo de la Argentina, exportando aproximadamente en su momento un 30% de su producción total.

**Amortizaciones:** se adopta un sistema de gestión de proyecto en el que se considera la amortización de la inversión realizada distribuida en los años de duración de las curvas productivas en función de la cantidad producida cada año. Es decir, en los primeros años la amortización es de un monto mayor y año a año va disminuyendo, acompañando la curva de declinación de la producción, con el resultado de a los 20 años de los que se proyecta cada curva, el capital invertido queda amortizado en su totalidad.

**Costos operativos (Opex):** se considera aquí los llamados “field lifting costs” que implican servicios en pozo (como por ejemplo intervenciones por falla), mantenimiento de equipos y extractores, mantenimiento de baterías y mantenimiento eléctrico y a su vez los “non field lifting costs” como por ejemplo sueldos centralizados –headquarters-. A su vez se incluyen acá otras voces tales como transportes internos varios, gastos de medio ambiente y cuidado ambiental y de conservación, pozos exploratorios de ser necesarios, estudios de geología y geofísica. En el análisis de inversión, el opex se lo suele modelar considerando una componente variable en función de la producción obtenida y otra fija anual. Para ésta última se considera en este modelo un valor promedio entre operadoras de 18 mil dólares año correspondientes principalmente a tareas de recupero (workover) y de mantenimiento y adecuación necesarios para la operación que se ejecutan en cierta época del año, generalmente en el mes de enero, y con frecuencia anual fija. Por otro lado, para la parte variable se parametriza correlacionándolo con la porción de petróleo existente en el cluster seleccionado en función de datos relevados en balances de YPF y Pan American Energy e información brindada en los documentos de erogaciones requeridas en la perforación obtenidos de empresas como Tecpetrol. Para el componente de petróleo se toman 10 dólares por boe, mientras que para la componente de gas es menor, de 3,8 dólares por boe. Así:

- $\text{Opex} = \text{Componente Fijo} + \text{Componente Variable}$
- $\text{Opex} = 18.000 \text{ Usd} + (\% \text{ petróleo} \times 10 \text{ Usd/Boe} + \% \text{ gas} \times 3,8 \text{ Usd/Boe}) * \text{Producción [Boe]}$

El ingreso operativo se lo calcula como los ingresos totales descontados los costos operativos incurridos en dicho período.

**Impuestos de producción:** esta voz se la conoce en la industria como “tax production”, es decir las regalías propias de la industria las cuales son un porcentual de los ingresos de cada año. Las regalías en este caso dependen muchas veces de los acuerdos provinciales pero en promedio hoy en día representan un 16% de los ingresos generados. Como medida de estímulo, la Secretaría de Energía en acuerdo con los gobiernos provinciales acordó reducir para los proyectos de explotación no convencionales este impuesto en 4 puntos porcentuales por lo que para los casos de análisis de clusters tanto de tight como de shale tanto petroleros como gasíferos este impuesto será de un 12%, mientras que para los proyectos convencionales será de un 16%.

**Otros impuestos:** se agrupan en esta voz otros gravámenes que se incurren en cada proyecto como ser ingresos brutos (3%), débito/crédito (1,2%), sellos (0,5%). Así, este cálculo resultará de aplicarle a los ingresos obtenidos cada año a partir del pricing de la producción generada, un 4,7% de cargas impositivas.

**Impuesto a las ganancias IIGG:** a partir de ley Argentina, resultará del 35% de los ingresos generados por el proyecto de inversión en el año, una vez deducidas las voces detalladas en los párrafos anteriores.

**Cuenta de alianzas/UTE:** es muy común que se de en este tipo de proyecto e industria energética, la asociación transitoria de empresas UTE para la explotación de una serie de pozos en un yacimiento e incluso que en dicha unión exista una participación porcentual estatal, por lo que en esos casos, se crea una tabla de input en donde se detalla el % de participación para poder calcular luego el impuesto correspondiente a descontar para obtener la utilidad neta.

**Empresas Integradas:** para casos como el de YPF, donde el upstream está integrado con el midstream y el downstream, es decir, existe una cadena de integración desde la extracción en pozo hasta las naftas en surtidor por ejemplo, se le agrega al cash flow a los fines valuatorios un margen de refinación y comercialización que en su conjunto, nuevamente de los estados contables de YPF se deduce que genera estimativamente 13 dólares extra por barril extraído (aproximadamente 10 dólares la refinación y otros 3 dólares incorpora la comercialización).

**Cash flow:** Una vez detalladas todas las voces del modelo a incorporar a cada curva, se puede deducir un flujo de fondos calculado por año descontando a los ingresos generados los costos operativos, y las tasas impositivas y productivas incurridas, partiendo si en el año inicial del monto de inversión –capex- realizado para el desarrollo del proyecto. Como se mencionó anteriormente, se trabajará en paralelo para cada cluster y curva tipo, con tres tiras de flujos de fondos, una para cada uno de los capex seleccionados por cada escenario (base, optimista y pesimista).

Premisa	Valor	[unidad]
Porción Oil	82%	[%]
Conversiones		
m3 Oil a boe	6,29	
Mm3 Gas a boe	6,1	
Sensibilidad		
IP Rate	489	[bbl/d]
Prod. Acum. Año 1	111	[Th. bbl]
Representativo petróleo	67,5	[US\$/bbl]
Capex Base	12.000	[Th. US\$]
Capex Optimista	9.600	[Th. US\$]
Capex Pesimista	14.400	[Th. US\$]

*Captura de una curva ejemplo y sus rangos de capex en el file*

[u]	[%]	[%]	[boe]	[boe]	Base [Th. US\$]	Optimista [Th. US\$]	Pesimista [Th. US\$]
Año	Prod. Anual	Prod. Acum.	Prod.	Prod. Acum.	Cashflow Capex Base	Cashflow Capex 1	Cashflow Capex 2
				426.097	-12.000	-9.600	-14.400
1	26,0%	26%	110.816	110.816	4.259	4.040	4.477
2	14,2%	40%	60.377	171.193	2.315	2.196	2.434
3	9,5%	50%	40.272	211.465	1.540	1.461	1.620
4	7,1%	57%	30.262	241.728	1.154	1.095	1.214
5	5,7%	62%	24.251	265.978	923	875	971
6	4,7%	67%	20.236	286.214	768	728	808
7	4,1%	71%	17.364	303.578	657	623	692
8	3,6%	75%	15.206	318.785	574	544	604
9	3,2%	78%	13.526	332.311	510	483	536
10	2,9%	81%	12.181	344.492	458	434	482
11	2,6%	83%	11.079	355.571	415	393	437
12	2,4%	86%	10.160	365.731	380	360	400

*Captura de una curva ejemplo y su resumen de flujos resultantes*

## Seteo del output del modelo

Previo a iniciar las simulaciones a partir de la programación del modelo, se escoge una tasa de rendimiento que permite descontar los flujos futuros trayéndolos al día de hoy para poder así estimar la rentabilidad de cada curva de las operadoras cada yacimiento en cada cuenca. Es decir, la utilidad que se busca en el trabajo no yace en estimar las tasas internas de retorno en cada cluster, sino avanzar un paso más, cargándole una rentabilidad de partida exigida para la inversión. Nuevamente, y al igual que el monto de capex, esta tasa será muy sensible y su impacto en los resultados es de gran relevancia, por lo que si bien se escogerá una tasa de punto de partida, se realizará una sensibilidad aprovechando la programación del modelo con el impacto por una compresión de spreads.

Para la elección de la tasa exigida de rendimiento, se parte de distintos focos y uno de ellos es analizar la WACC (“Weighted average cost of capital” o “Costo medio ponderado de Capital”) de las empresas petroleras considerando su costo de deuda y su costo de capital y por otro lado, tener en cuenta hoy las tasas presentes en inversiones de renta fija en el país más un spread propio de riesgo que involucra el proyecto. Por lo que se realiza el análisis de partida, se partirá de una tasa del 12% para el descuento de flujos la cual se valida con la tasa que hoy en día valúan sus proyectos en el país empresas petroleras como YPF y Tecpetrol y otras con rubros relacionados como la siderúrgica Tenaris y las de servicios petroleros Halliburton y Schlumberger. Por otro lado, se adjunta en el anexo 3, los resultados que se van a presentar en el siguiente apartado, pero obtenidos a partir de una corrida del modelo a una tasa del 8%, situación más favorable para inversiones en el país a futuro.

Luego de la elección de la tasa, lo que se persigue con el modelo es descontar los flujos a dicha tasa y programar el código de tal manera que la variable de ajuste sea el precio del petróleo necesario, en caso de curvas petroleras, o el precio de gas necesario, en el caso de curvas gasíferas, que llevan a valor cero la suma descontada de dichos flujos. Es decir, el modelo me mostrará el precio que se requiere sea de petróleo o gas para que dicha inversión y producción marginal obtenida logre la rentabilidad exigida por la tasa seleccionada. Con lo que, aquellas operadoras que presenten curvas en yacimientos con precios por debajo de los actuales, verán preocupante su situación en dichos activos y se lograrán destacar aquellas zonas que presentan una alta rentabilidad, en el caso de que los precios que resulten del modelo sean muy inferiores a los actuales de mercado. Los precios obtenidos se podrán considerar como precios de corte o breakeven a las tasas requeridas para los montos de inversión. Una consideración es que para cada curva, se dejará fijo el precio de la porción minoritaria de la composición de la producción para poder simular el precio de la porción mayoritaria. Ejemplificativamente, una curva tipo con 90% de su producción obtenida en petróleo, se asumirá que obtiene ingresos de 7,5 Usd/MMBTU para el 10% de su producción (gas) y para el resto se buscará el precio que complementa y logre la rentabilidad propuesta.

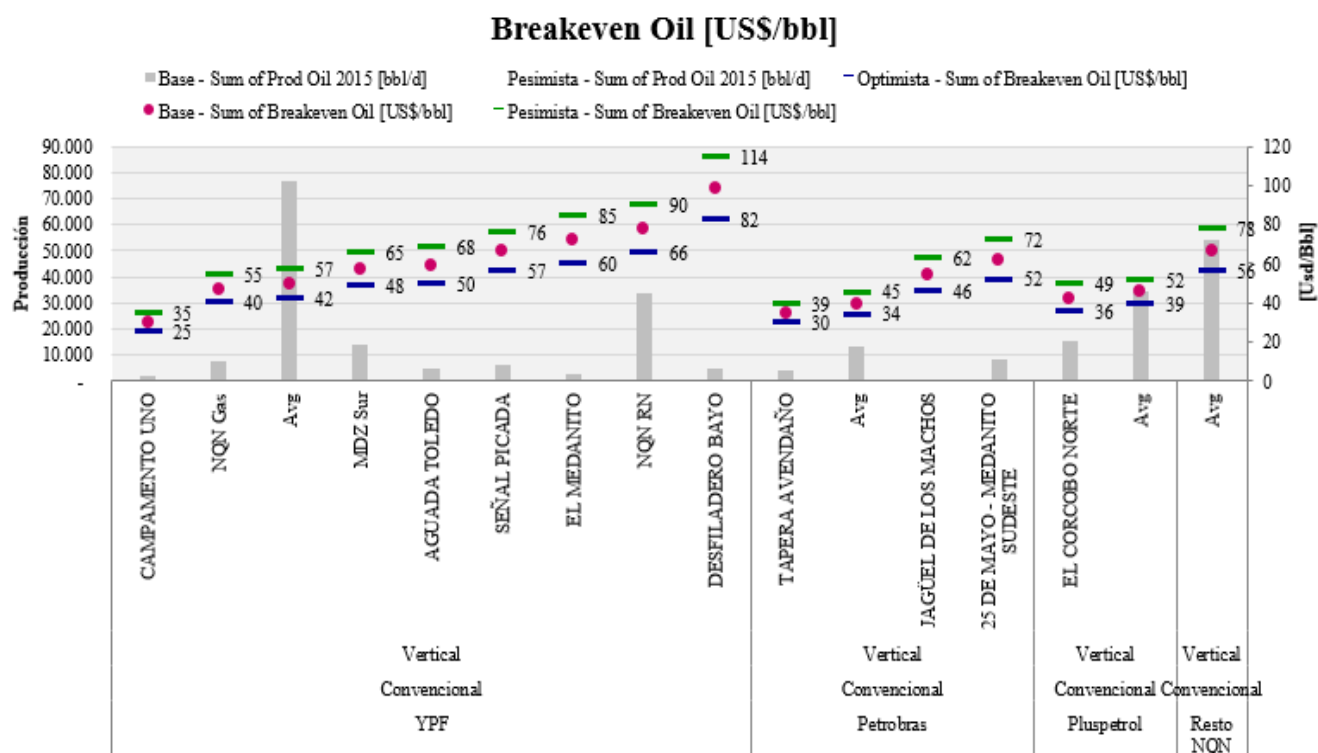
Finalmente, una vez que se tiene modelizadas en proyección las curvas del alcance del estudio y generado el modelo que se introducirá con tres escenarios a cada curva y a la tasa seleccionada, se genera a través de Visual Basic for Applications (VBA) con su interfaz en Excel una serie de códigos macro que permitirá realizar una corrida masiva de simulación de los tres escenarios seleccionados, a la tasa elegida para incorporarle a cada una de las curvas el modelo económico, valuar la producción y generar los precios de corte mencionados a dicha tasa sea de gas o de petróleo según el caso que corresponda. El output de base se consolida en la solapa “Breakevens” del modelo y el detalle explicado del código se adjunta en el anexo 4 del trabajo.

## Resultados y consideraciones

A partir de una simulación a tasa de rendimiento del 12%, se presenta una serie de gráficas de las primeras conclusiones que permite mostrar el modelo mostrando los precios de corte a la tasa estudiada en los tres niveles de capex estudiador (base +/- 20%) y los niveles de producción alcanzados en barras. Dichas gráficas se construyen a partir de dos tablas pivot que se construyen en el modelo, en dos solapas, una para petróleo y una para gas, la cual a partir de slicers nos permite realizar los filtros necesarios para divisar con menor o mayor desglose los distintos resultados obtenidos a partir de la corrida realizada.

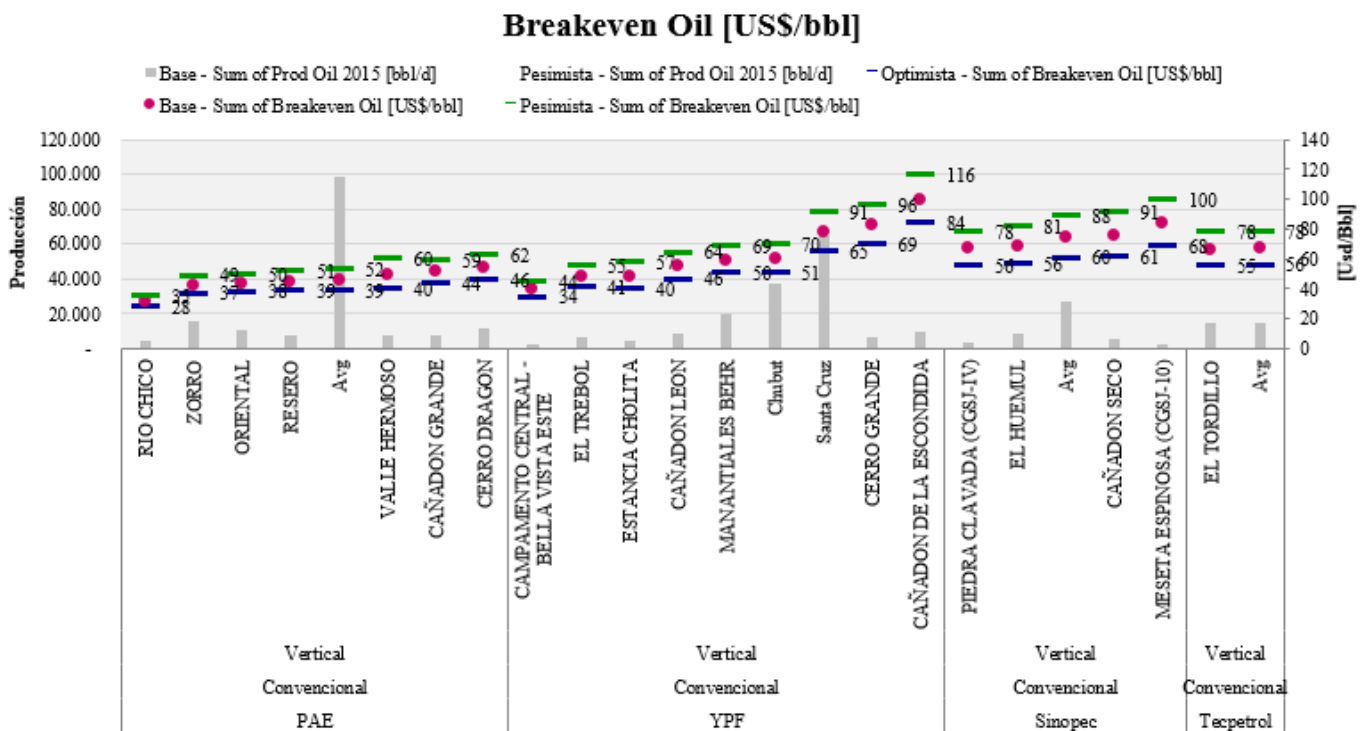
### 1. Petróleo

1.1. **Convencional Oeste:** para mercado interno (Neuquén) a precios actuales de medanito de 67,5 Usd/bbl, gran parte de yacimientos resultan rentables tanto para YPF como para Petrobras y Pluspetrol que concentran el mayor volumen de producción en este tipo de perforación para la región, si bien existe potencial baja de actividad en YPF RN y Sinopec (Resto NQN) si no se generan eficiencias de operación.



Gráfica obtenida a partir de pivot Breakeven Oil

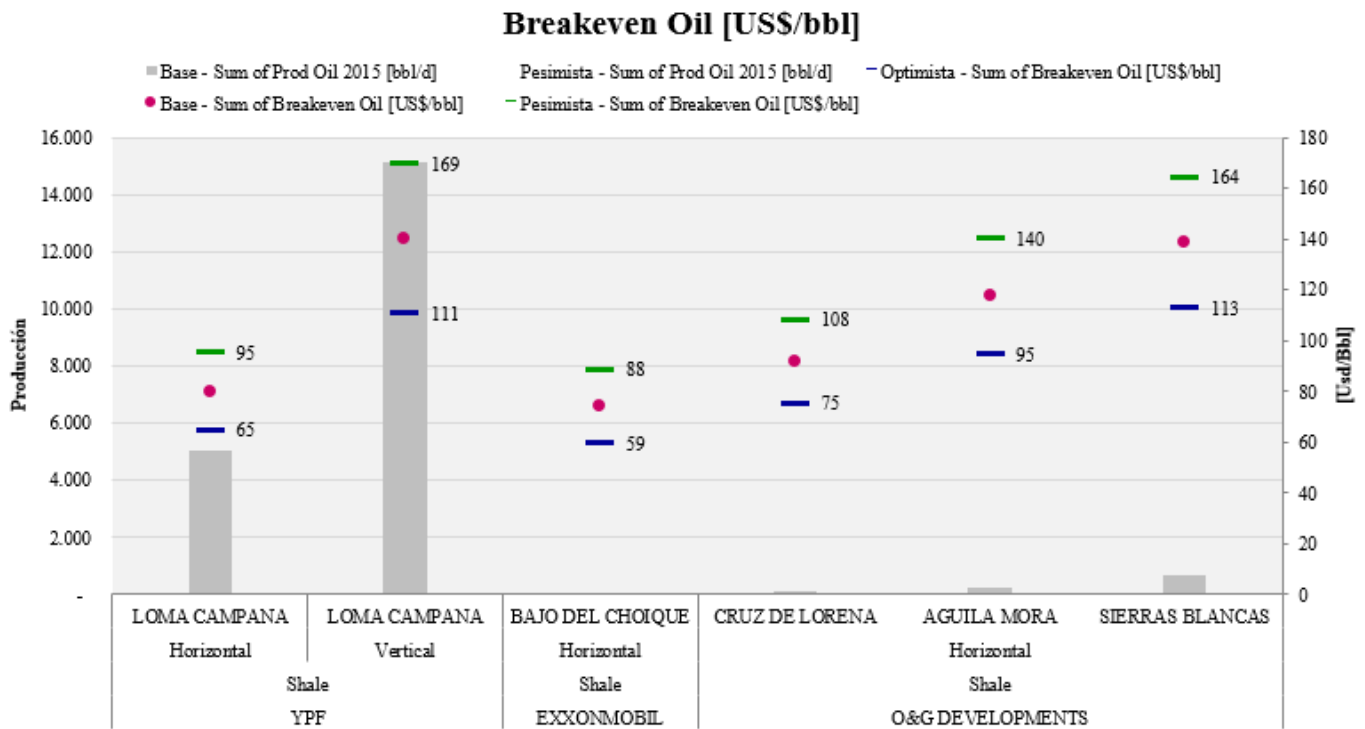
1.2. **Convencional Sur:** similar situación a lo analizado en la cuenca oeste neuquina para el caso de YPF y levemente con inferiores rendimientos Sinopec a partir de precios internos actuales. Pero aquí se debe tener en cuenta otra consideración y es el petróleo generado para el mercado internacional. Así, en el caso de exportación (como lo realiza PAE) con un precio de Brent menor a 50 Usd/bbl en gran parte de sus yacimientos, mantendría operaciones solo por cuestiones políticas (vs importación de crudo para refinerías desde el punto de vista de conveniencia económica). Situación similar atraviesa Tecpetrol cuya producción está destinada prácticamente en un 100% al mercado externo y se conlleva con sus operaciones actuales las cuales se encuentran frenadas en su totalidad.



Gráfica obtenida a partir de pivot Breakeven Oil

1.3. **No convencional – Shale:** se parte de una premisa ya mencionada que se presencié en el análisis una gran volatilidad en los resultados por pozo de las curvas de producción reales, con lo que se presenta necesidad lógica de inversiones a escala (benchmark US) que lograra normalizar resultados.

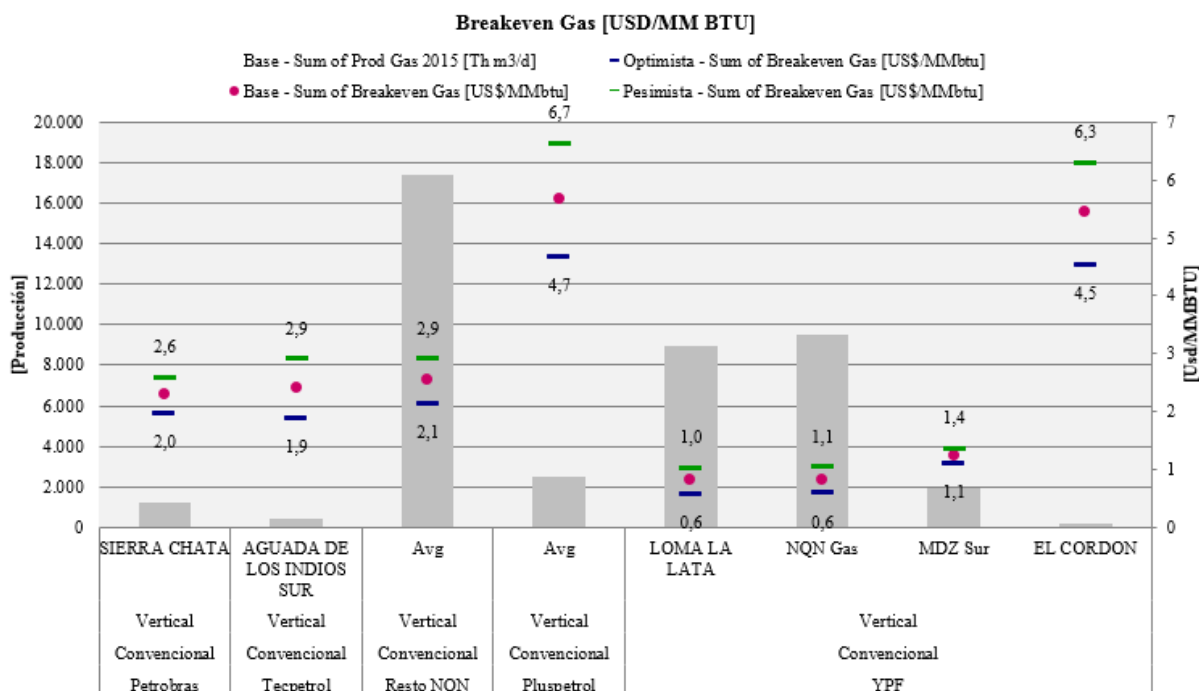
Lo más representativo de análisis aquí parte de observar resultados en Loma Campana (Sociedad entre YPF y Chevron) que justifican el paso que ocurrió hace unos meses de explotación vertical a horizontal, por su mayor rentabilidad y su situación actual confirma lo anunciado por CEO de YPF, para la explotación de estos yacimientos petroleros de Vaca Muerta es necesario un nivel de precio interno superior a los 70 Usd/bbl a los niveles actuales de inversión, es decir, 12 millones de dólares por pozo. La situación es similar o incluso con requerimientos de precios aún superiores para explotaciones de shale oil que realizan otras operadoras como ExxonMobil. Los resultados son alineados a las condiciones que se dan también en Estados Unidos, donde para lograr rentabilidad en la perforación no convencional de petróleo, la reducción de costos debe ser drástica.



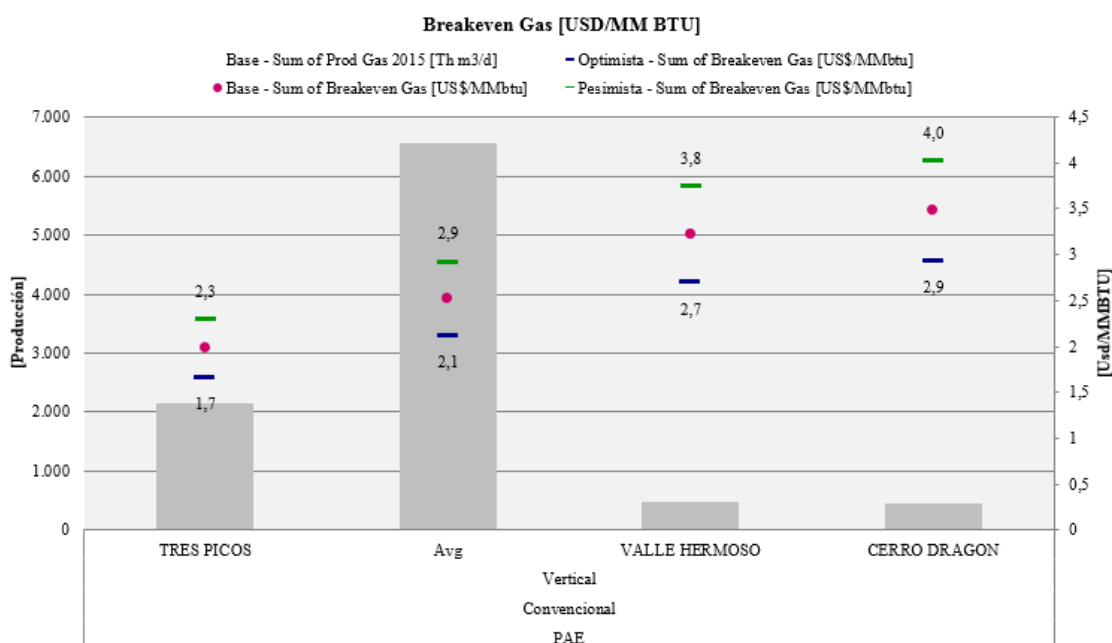
Gráfica obtenida a partir de pivot Breakeven Oil

## 2. Gas

2.1. **Convencional Oeste:** para el caso de los convencionales de gas, en general resultan yacimientos rentables con precios por debajo de los 4 Usd/MMBTU. Se concentra como se ve en las barras, gran parte de la producción en los yacimientos más rentables como ocurre para YPF en Neuquén y Mendoza Sur y para PAE en San Jorge en Tres Picos.

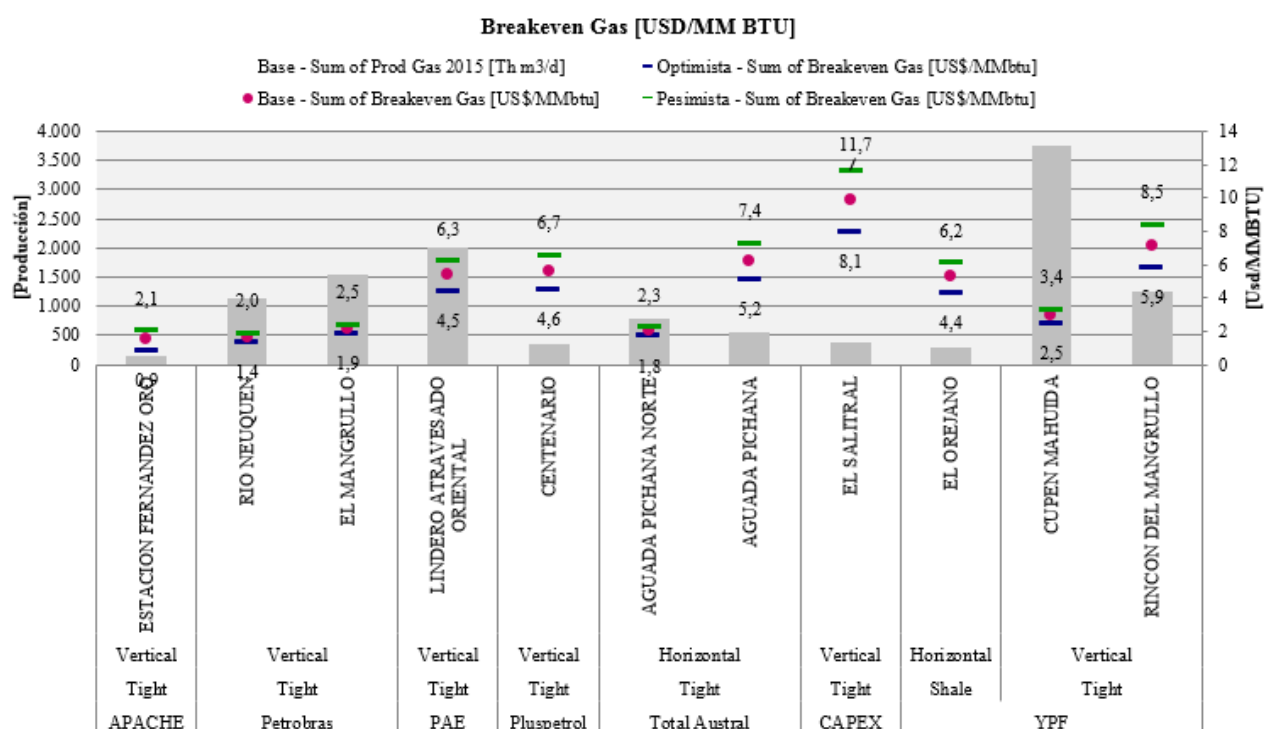


## 2.2. Convencional Sur



*Gráficas obtenidas a partir de pivot Breakeven Gas*

**2.3.No Convencional – Tight/Shale:** nuevamente aquí se presenta con la dificultad de tener una mayor dispersión entre distintos pozos por lo que dicha variabilidad se traslada también a las diferencias mayores de rentabilidades entre yacimientos. En este caso de no convencional, producciones de Tight, en general resultan proyectos muy rentables en las condiciones actuales de mercado, recordando que con el plan gas, las concesiones por los próximos 18 meses establecen precio interno de 7,5 Usd/MM BTU, con lo que se espera que su desarrollo se intensifique, si bien no es menor considerar, que para estos casos, se debe realizar una importante inversión previa inicial de estructura para la exploración para el descubrimiento de nuevos reservorios, debido al agotamiento proyectado de los actuales. Para el caso de shale, se estudió los resultados actuales de YPF en su alianza con Dow en el Orejano, proyecto shale horizontal, y nuevamente con los precios actuales internos, concedidos por el programa ya explicado de gas plus, existe un incentivo a su explotación por su rentabilidad y necesidad de desarrollo que permite al Gobierno una política de estímulos. Los escenarios mejoran mucho en el caso de Capex optimista, punto que analizaré en las conclusiones con las alternativas en estudio.

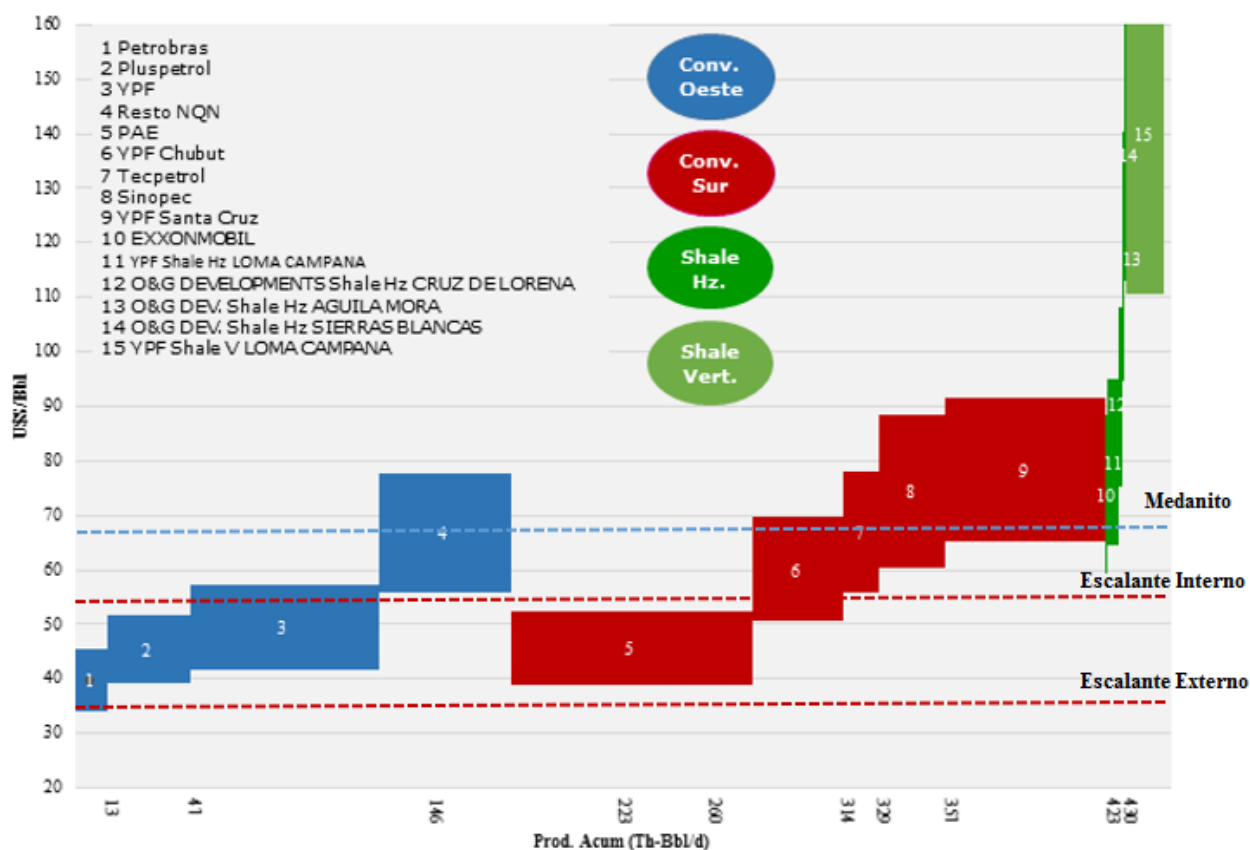


Gráfica obtenida a partir de pivot Breakeven Gas

## Resultados complementarios de la simulación: gráficas de producción

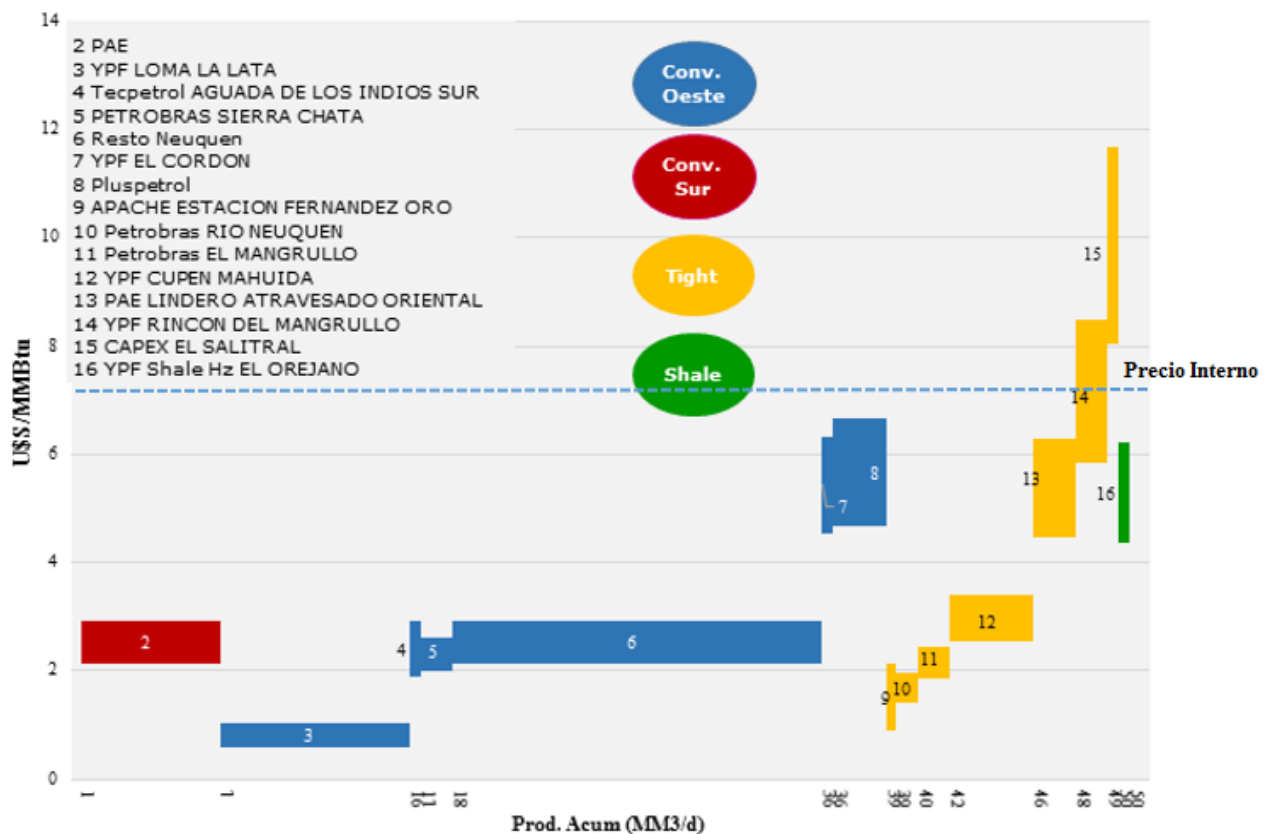
La dinámica del mapeo de pozos con tablas dinámicas y el racional del modelo, permiten avanzar un paso más aún en el estudio y con el fin de lograr hacer luego una gráfica que clasifique por rentabilidades la producción en Argentina acumulada del año actual tanto de gas como de petróleo, realizar una agrupación de curvas tipo con un nivel de clusterización más general donde lógicamente la cantidad de pozos scope por curva es mayor, sintetizada en los barriles día promedio que refleja cada curva. Es decir, el ancho de cada barra, será la producción que aporta dicho cluster para el recurso en cuestión en la Argentina, mientras que el alto de las barras será el rango de precios que hacen rentable a dicho cluster a partir de los niveles de inversión, por lo que el inicio del área será el del capex optimista, mientras que el techo del área será el precio calculado a partir del capex pesimista.

**Petróleo:** en este caso, con las curvas tipo planteadas, se logra monitorear el 78,5% de la producción total acumulada promedio de este año medida en miles de barriles por día y se grafican a su vez, los precios internos existentes hoy en día en el país, viendo una buena rentabilidad para la parte convencional de cuenca neuquina, complicaciones para las producciones de convencional de San Jorge que se rigen por un precio de crudo pesado Escalante e incluso las que destinan parte a la exportación como PAE y Tecpetrol reciben del mercado un precio equivalente a Brent – 7 Usd, por la penalidad de calidad del crudo local versus el Brent. Toda explotación petrolera de shale queda requiere precios más elevadores para poder resultar rentable su realización como lo reflejan los últimos bloques de la gráfica.



Clasificación de la producción de petróleo en Argentina en función de su rentabilidad

**Gas:** en este caso, con las curvas tipo planteadas, se logra monitorear aproximadamente el 58% de la producción total acumulada promedio de este año medida en MM<sup>3</sup>/día y se grafican a su vez, los precios internos existentes hoy en día en el país para una producción adicional marginal a partir de los planes vigentes de gas, obteniéndose precios de corte muy por debajo de los precios actuales para el caso de los yacimientos convencionales tanto en la cuenca Neuquina como en la del Golfo San Jorge. Pero lo más relevante aquí es nuevamente reflejar lo que se destacó en el apartado 2.3 de este capítulo, donde un gran número de proyectos tight de gas en el país presentan precios de corte por debajo del marginal que reciben, lo que aumenta su rentabilidad y los hace de gran atracción para el nivel de inversiones e incluso los datos obtenidos a partir de la curva tipo de shale gas, de YPF en el Orejano con su alianza con Dow, muestran, si bien el número de pozos es aún bajo, resultados muy prometedores, donde con las condiciones actuales de mercado, los beneficios de inversión allí son muy atractivos por la rentabilidad que presenta proyectar actividad en dicho tipo de producción de gas.



*Clasificación de la producción de gas en Argentina en función de su rentabilidad*

## ¿Están en condiciones las empresas petroleras de afrontar las inversiones necesarias de desarrollo desde un foco financiero?

El modelo desarrollado en este trabajo permitió analizar la rentabilidad que obtienen o podrían obtener las operadoras en Argentina en las distintas cuencas del país, tanto para petróleo como gas. Es importante a su vez analizar la situación financiera que atraviesan hoy en día las empresas petroleras, para principalmente vislumbrar si están en condiciones de poder tomar el desafío de desarrollo de Vaca Muerta, con el monto de inversión que ello requiere, superando los tres mil millones de dólares. Si bien cada empresa tiene sus particularidades y hay una distinción entre aquellas integradas (upstream + midstream + downstream), es importante ver el estado actual de la empresa bandera argentina YPF la cual tiene más del 60% del total de parque de equipos operando por lo que es en gran medida quien marca el ritmo y la actividad en el país.

Como una empresa integrada, YPF consolida sus estados a través de un precio de transferencia del upstream al downstream y sus ingresos principales provienen de la venta de naftas en surtidor. Es decir, de los casi 17 billones de dólares que facturó el último año, en primera instancia un 10% se construyó a partir del negocio de gas el cual en más de un 99% se destina al mercado local, principalmente a usos residencial y comprimido, plantas de generación e industrias. El otro 90% de la facturación de la empresa, más de 15 billones de dólares, proviene del negocio petrolero, donde YPF refina en promedio 300 Kbbbl/día<sup>9</sup> (75% proveniente de su propio upstream y otro 25% proveniente de otras perforadoras) los cuales un 10% destina al mercado de exportación principalmente LPG (gas licuado del petróleo), Jet fuel (aeronaftas) y fueloil; y el restante 90% lo destina al mercado local doméstico, en gran parte en naftas y diésel en surtidores. Encuentro fundamental tener presente este modelo de negocio, ya que si bien como se analizó en el modelo de rentabilidad, el foco para los próximos años se encontraría en el desarrollo de yacimientos gasíferos, el negocio core de la facturación de YPF radica en el petróleo como fuente de ingresos el cual debe sostener en el tiempo y que se generen las condiciones necesarias para volcar parte de sus equipos hacia el gas.

Del párrafo anterior, se puede deducir que gran parte de los ingresos de las empresas del downstream se encuentran expuestas al tipo de cambio y sus costos en gran medida se encuentran dolarizados (el precio del barril es un factor preponderante). Por lo que, en primera instancia, de los statements se puede ver una desaceleración en el último año producto del impacto de la devaluación en los ingresos de la compañía el cual continuará en el año actual si bien el estado ha permitido realizar una serie de catch-ups en los precios de las naftas en surtidor que permitió compensar en parte dicho efecto. Respecto a la deuda actual de YPF, la misma supera los 8 billones de dólares, los cuales habiendo rolleado gran parte de aquella con duration corta, 4 billones son a más de 5 años con principales bonos flotando en el mercado: clase XXXIX por 1.5 billones a 2025, clase XXVIII por 1 billón a 2024 y clase XLVII por 1 billón a 2021. Así, el 75% aproximadamente de su deuda se encuentra denominada en moneda estadounidense y las tasas promedio relevando el mercado son de 7,6% en dólares (si bien las últimas emisiones superaron los 8,5%) y de 24,6% para pesos argentinos. Importante resulta no ver la foto actual de la compañía sino el desarrollo

---

<sup>9</sup> Este volumen será incrementado a partir de octubre de 2016 por la ampliación de la refinería de La Plata con la nueva planta de coque que incrementa en 23 Kbbbl/día la capacidad de refinación (de crudo pesado) lo que aumentaría en aproximadamente un 10% su capacidad de ventas de diésel.

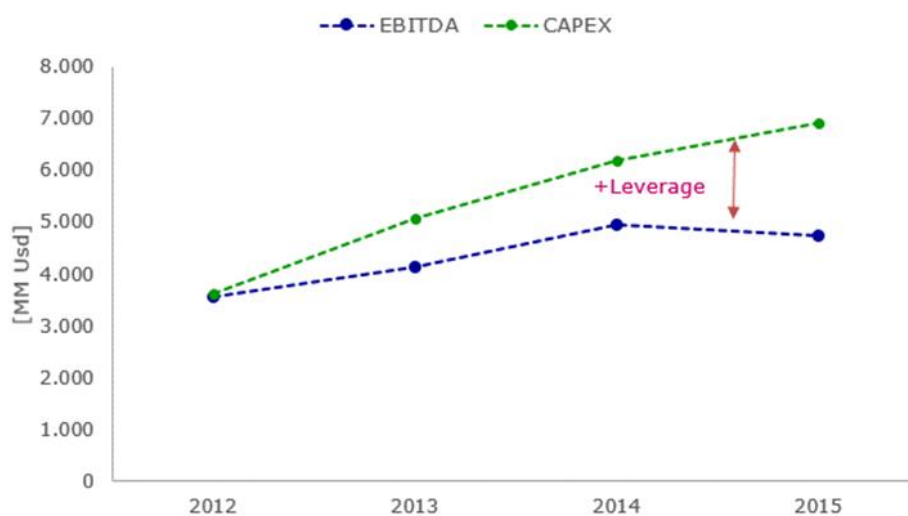
evolutivo a lo largo de los últimos años como se observa en la compilación siguiente, resumen de los estados contables patrimoniales:

<b>INCOME ST [Bill Usd]</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Revenue	14,8	16,5	17,5	17,0
Operating Income	1,7	2,0	2,4	1,8
Ebitda	3,6	4,1	5,0	4,7
<b>Ebitda [%/revenue]</b>	<b>24%</b>	<b>25%</b>	<b>28%</b>	<b>28%</b>
<b>Net Debt/Ebitda</b>	<b>0,71</b>	<b>0,78</b>	<b>0,94</b>	<b>1,46</b>

<b>BALANCE SHEET [Bill Usd]</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Total Assets	16,1	20,8	24,6	28,0
Total Liabilities	9,9	13,4	16,0	18,8
Total Equity	6,2	7,4	8,6	9,2
<b>Debt to Equity</b>	<b>1,60</b>	<b>1,81</b>	<b>1,87</b>	<b>2,04</b>

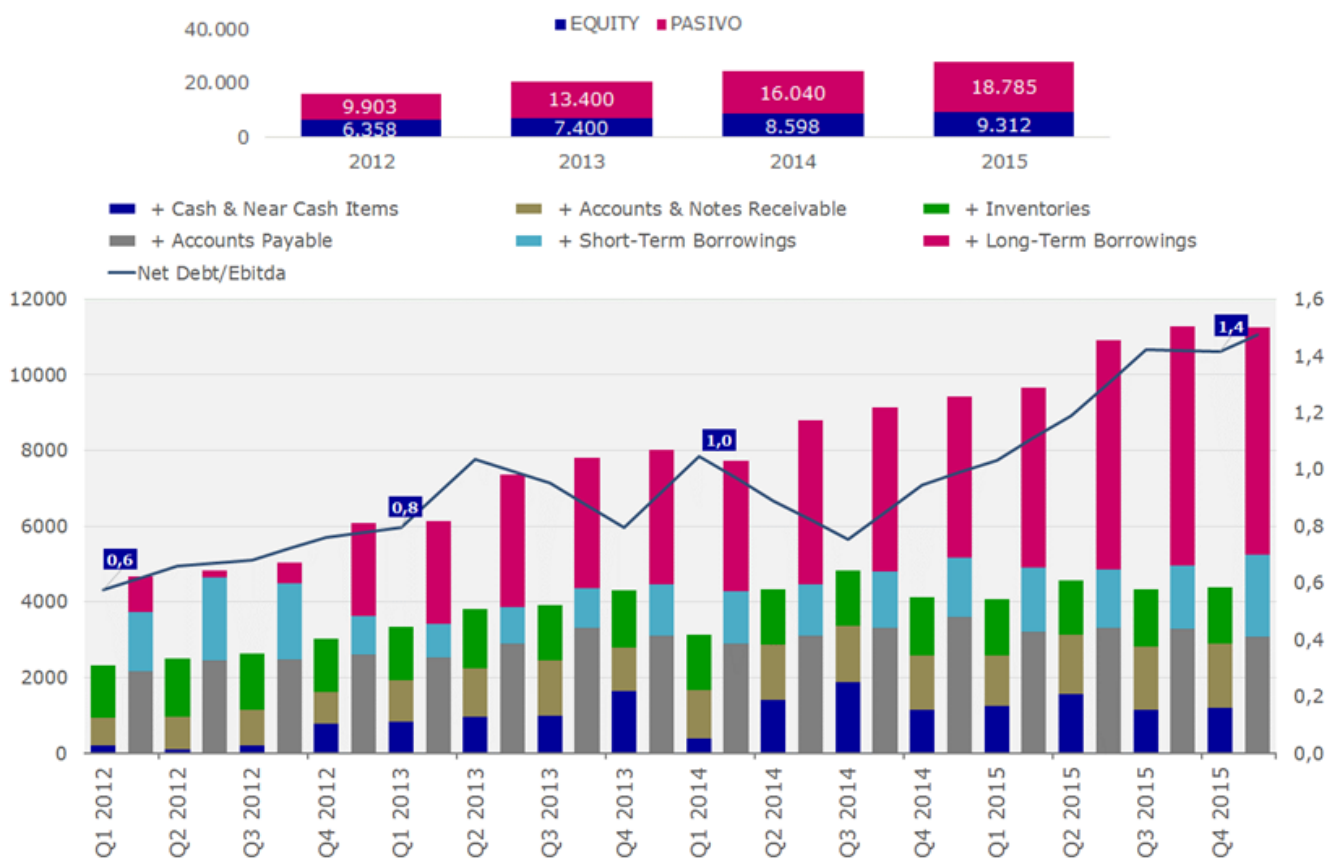
*Fuente: Bloomberg (YPF BS/IS).*

Es analizable a partir de los ratios, como resulta una empresa que en los últimos años creció en base a apalancar su actividad, financiando sus operaciones a partir de toma de deuda. Pero este incremento en los últimos años del nivel de endeudamiento de la empresa se dio en un sistema donde el nivel de la inversión supera el nivel de generación de flujos de fondos (siendo la variación de working capital muy baja, el ebitda se aproxima a la variación de caja operativa:



No es menor seguir el indicador net debt/ebitda<sup>10</sup> el cual no solo es analizado por comparables con otras empresas tanto del país como a nivel internacional y crecimientos en este ratio, suelen penalizar el costo de endeudamiento en 200/300 basis como ocurrió en Estados Unidos con las empresas perforadoras en shales, sino que YPF tiene aproximadamente el 52% de su deuda sujeta a covenants vinculadas con este ratio. – “Aproximadamente el 52% de nuestra deuda financiera pendiente de pago a 31 de diciembre de 2015 fue sujeta a compromisos financieros relacionados con nuestro ratio de apalancamiento y el ratio de cobertura de servicio de deuda”<sup>11</sup>-.

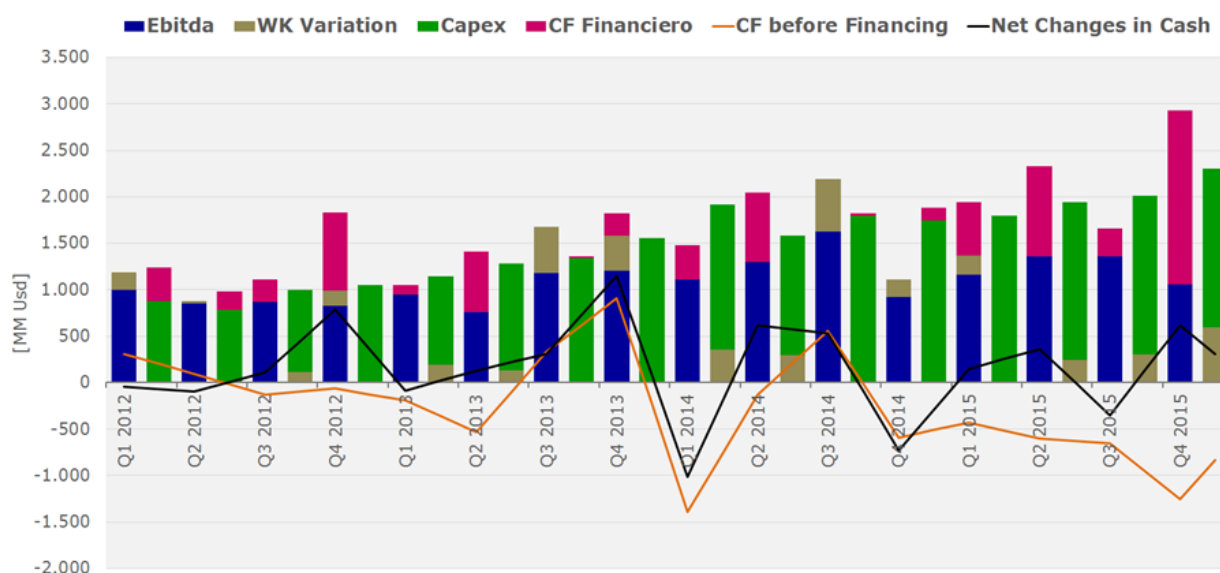
Analizando el archivo Form 20F de YPF del cierre del último año se ve que el covenant asociado al ratio de apalancamiento net debt/ebitda “Consolidated Leverage Ratio” no podrá ser superior a 3 a 1, caso contrario generará evento de default con posibilidad de aceleración de pagos e implicancia por cláusulas adicionales de cross default. En los siguientes cuadros se puede observar una evolución de las principales cuentas patrimoniales, de un lado aquellas positivas y del otro aquellas que deducen, y se monta sobre el eje secundario crossboard, la evolución del ratio de endeudamiento frente a su ebitda, trasladando el impacto de su política de financiación de inversión al descalce en su estructura de capital (equity vs pasivo).



<sup>10</sup> Net debt = long term borrowings + short term borrowings – cash and cash equivalent

<sup>11</sup> YPF Statment 31-12-2015

No obstante, se analiza en última instancia el impacto en el flujo de fondos resultando útil en este caso realizar una distinción entre el cambio neto en la caja de YPF del cambio neto en la caja previo a la actividad financiera, para desglosar el efecto de la política de endeudamiento. La siguiente gráfica sigue lógica similar a la de cuentas patrimoniales, estando de un lado aquellos flujos positivos y del derecho aquellos negativos del flujo de fondos y se grafican a su vez dos curvas, una la resultante de la resta de las barras de flujos y la otra que considera el cash flow previo a la financiación. Es decir, la brecha entre ambas, que se amplía en los últimos trimestres, es el reflejo del incremental de leverage que estoy destacando el cual genera un efecto preocupante para la empresa en vista a los próximos años y que se ve reflejado no solo en el incremento del costo de endeudamiento sino también en las últimas presentaciones de inversores.



Así, de los últimos anuncios de YPF y con vistas de su situación actual, se encuentra entre los principales objetivos target de la empresa:

- Reducción del capex en aproximadamente un 25% para el 2016 vs. 2015.
- Target de eficiencia en opex con reducción objetivo del 15% con mejoras de eficiencia y productividad → apunando a mantener un operating income similar a 2015
- Mejora en estructura de capital

Como conclusión de las consideraciones planteadas, y en vísperas del desarrollo futuro del shale en Argentina, planteo la necesidad de socios vía alianzas estratégicas que permitan aumentar la velocidad de desarrollo a partir de inversiones externas que se han favorecido a partir de las condiciones actuales y proyectadas de nuestro país frente al mundo.

## Conclusiones finales

El modelo de estudio creado ha propuesto una alternativa de análisis de la rentabilidad de las operadoras petroleras en los distintos yacimientos de las cuencas argentinas como soporte en el estudio de su situación económica y financiera en vísperas del desarrollo de uno de los yacimientos no convencionales más grandes del mundo ubicado en el sur de la Argentina. Es importante entender el negocio desde una óptica sistémica y global, tanto en el petróleo como en el gas y en todas sus fuentes de explotación como lo son la convencional y las de tight y shale. Pero la premisa de desarrollo habla por sí sola: la Argentina posee enormes recursos no convencionales de petróleo y gas técnicamente recuperables, que si fueran económicamente explotables en su totalidad, incrementarían el horizonte de reservas de petróleo a más de 100 años, y el de gas a más de 600 años.

Por otro lado, se recuerda nuevamente que la Argentina enfrenta un problema objetivo en su sector energético: es un país con producción doméstica declinante en sus principales rubros energéticos; esto es producción de petróleo y de gas natural en baja, lo que se combina con una demanda interna creciente de electricidad, gas natural y combustibles líquidos en todos los rubros. Esta situación provocó en 2010 por primera vez en 20 años un saldo negativo en el balance comercial del sector el cual perdura aún en la actualidad. Toda una anomalía en un país que por muchos años se consideró a sí mismo una potencia energética, o por lo menos gasífera. Por lo que la necesidad de desarrollo está latente y no requiere análisis profundo, pero lo que sí determinarán las condiciones actuales evaluadas en el modelo, será su velocidad de desarrollo y exploración en el corto, mediano y largo plazo. El análisis a su vez implica la decisión de mantenimiento de los precios internos actuales de mercado o la existencia incluso de algún plan similar que marque las condiciones de actividad de manera clara y similar para todos.

En lo que respecta al petróleo, en particular la producción convencional, lo que se rige por precios internos, tanto el crudo liviano con el Medanita y el pesado con el Escalante, se pudo observar que la situación general es de yacimientos rentables. Solo un grupo selecto como los de YPF en Santa Cruz y empresas menores como Sinopec presentan ciertas deficiencias a los niveles de costos operativos e inversiones actuales lo que genera en esas zonas potenciales bajas de actividad o migración de equipos. Lo más sensible acá se focaliza en la producción regida por el petróleo de exportación el cual se condiciona lógicamente por la lógica de precios internacionales sumada la penalidad por prima negativa que presenta el crudo pesado argentino, por ser de una calidad inferior a la calidad Brent. Se demostró que para dichas producciones, los incentivos económicos para mantener actividad son insuficientes considerando que con la declinación típica de producción podrían gestionar sus buffer de consumo y solo se mantendrían hoy en día por motivos políticos y de estabilidad laboral por lo que aquí, en casos como los que atraviesa Pan American Energy y Tecpetrol, este último frenó el último mes su actividad en el sur, más allá de potenciales eficiencias operativas que generen reducción de opex y/o capex se plantearía la posibilidad de existencia en caso de ser necesario, de incentivos económicos a la exportación considerando que dicho tipo de crudo excedente no puede ser procesado por las refinerías actuales del país. Un punto a favor aquí será la ampliación de la refinería de la plata a partir del último trimestre del año por parte de YPF lo que incrementara en un porcentaje la capacidad de procesamiento de escalante pesado y se proyectaría que podría bajar el porcentaje de saldo de exportación de PAE.

Continuando el análisis de conclusión en materia de petróleo, lo que respecta a producciones no convencionales de shale oil, si bien existe una dispersión significativa en los datos reales

procesados y se requieren inversiones a escala para su normalización, bajo las condiciones actuales de mercado, las inversiones hoy en día no resultan atractivas requiriéndose precios de barril superiores a los 70 dólares. Por lo que por un lado la proyección en no convencional tendería a migrar en parte hacia pozos gasíferos y a su vez se debe tener en cuenta las posibles mejoras en producción y capex que se vienen dando y se continuarán en los próximos tiempos, teniendo como espejo las referencias del desarrollo shale en Estados Unidos y los niveles de capex por pozo anunciados por YPF en sus statements, arrancando niveles de 14 millones de dólares, hoy en día perfora a 12 millones y espera finalizar el año con niveles target de 10 millones. La sensibilidad en el capex planteada por el modelo, permitió concluir que una mejora en producción sumada a una baja en el capex del 20% (analizada en escenario optimista) reduciría los precios de corte entre 15/20 dólares por barril.

No se debe olvidar, que si bien se plantea la necesidad de desarrollo desde el punto de vista de la matriz energética y el gas y se marca la potencial migración de equipos hacia este tipo de producción por su conveniencia tanto económica como estratégica, para las empresas su fuente principal de ingresos se traduce en el negocio del downstream petrolero.

En una segunda parte, se concluyen los principales aspectos en referencia al gas. En materia de producciones convencionales, tanto para los yacimientos de Neuquén como para los del Golfo San Jorge, resultan yacimientos rentables por debajo de los 4 dólares por millón de BTU. Existe hoy en día una incertidumbre sobre la sostenibilidad del plan gas actual, pero todo indica en función de las medidas tomadas y planes planteados y la lógica racional que existe detrás en la balanza energética del país, que el actual ministro de energía buscará plantear que en promedio el gas extraído sea retribuido en niveles no inferiores a los 5/5.5 dólares por millón de BTU por lo que el incentivo en este tipo de proyectos es muy atractivo.

En lo referido a las áreas en yacimientos de producción no convencional, se debe distinguir aquí entre tight y shale gas. Respecto del primero de ellos, la gran mayoría se pudo ver que son proyectos de alta rentabilidad en las condiciones actuales de mercado, es decir, recibiendo ingresos de 7,5 dólares por millón de BTU. Por lo que si bien aún existe gran dispersión en la rentabilidad de yacimientos como se analizó en las gráficas resultantes, se espera que se intensifique su desarrollo pero con una principal limitante: que el tight no se presenta como un recurso abundante en las condiciones actuales y requerirá inversiones necesarias para la exploración de descubrimiento y desarrollo de nuevos reservorios. De todas formas, es en estos días como se analizó, la llave de entrada a los no convencionales que eligen las petroleras donde:

- YPF está desarrollando las formaciones Lajas y Mulichinco y prevé perforar este año más de 40 pozos en arenas compactas.
- PAE: a partir de un proyecto de tight gas, relanza la explotación de Lindero Atravesado, la única área que opera en la cuenca.
- Total: fue una de las pioneras en explotar este tipo de yacimientos en Aguada Pichana. La perforación de pozos tight forma parte del elenco estable de sus desarrollos de gas en Neuquén.
- Pluspetrol: tiene un programa para perforar 45 pozos de tight gas en la cuenca Neuquina.
- Petrobras: subió en 2015 un equipo de perforación al bloque Río Neuquén para empezar a perforar pozos de tight gas y es una de sus grandes apuestas para este año.

Analizando el segundo tipo no convencional de gas, el shale gas, si bien los datos son escasos como para sacar conclusiones que resulten luego prematuras, se validó con el modelo la información declarada por YPF y Dow sobre los primeros resultados obtenidos en el proyecto del Orejano donde la tasa interna de retorno del proyecto supera el 15%. Con lo que nuevamente aquí existe un gran potencial de desarrollo en función de mejoras en los capex actuales y el contexto de precios que permite al gobierno una política de estímulos. Si uno compara ambas producciones shale, a igualdad de Capex, de 12 millones de dólares, un pozo de shale gas necesita un precio de 4,5 dólares por millón de BTU para obtener la misma rentabilidad que uno de Shale Oil a 80 dólares por barril (tasa del 12% analizada).

No obstante, como se viene destacando a lo largo del trabajo, las mejoras potenciales en capex que se pueden dar en los próximos ejercicios hacen que las perspectivas sobre el shale en Argentina sean muy alentadoras incluso para el petróleo shale. Tomando como referencia la información obtenida de YPF Loma Campana y simulando el modelo con mejoras en productividades muestran permiten ver que una baja del 15% en productividad baja aproximadamente en 10 dólares el precio de corte con lo que el precio pasaría de 80 a 70 dólares por barril y es el target de eficiencia que plantea YPF en sus últimas presentaciones. A su vez, y con foco en el capex, existe una serie de puntos como potenciales mejoras:

- Sustitución de importaciones por arenas locales. Potencial reducción: 1 millón de dólares
- Economías de escala. Potencial reducción: 0.5/1.5 millón de dólares
- Tecnología “Logging while drilling”<sup>12</sup>. Potencial reducción: 1 millón de dólares

Los que aproximarían el monto del capex a un nivel similar al considerado en el escenario optimista, con lo que sumado al caso favorable de mejora en productividad, se podría potencialmente alcanzar niveles de rentabilidad con precios de 55 dólares por barril.

Por lo que esta última conclusión obtenida del modelo sumada a la estructura de la matriz energética argentina y su situación actual, proyectan que en el plan energético futuro argentino exista un foco importante de los equipos y actividad en el tight y shale gas sabiendo que Argentina es la tercera potencia mundial en reservas de este recurso no convencional y en aumentar su velocidad de desarrollo recordando a su vez que esta industria se construye y desarrolla pensando en el largo plazo y no en la volatilidad de los precios de corto plazo por lo que se considera que Argentina como medida estratégica de posicionamiento del país y más allá de haber pasado el super ciclo de commodities, debería sostener los precios del petróleo y gas natural producidos en el país como una medida de “hedging” de una inversión de tal magnitud y de tal plazo, o un plan equivalente que permita la estabilidad adecuada para la atracción de inversiones de tal forma que permitan el desarrollo de los enormes recursos presentes en el país, a la vez que los precios internacionales probablemente convergerán con los precios internos en el mediano plazo a partir de las últimas proyecciones y se podría sí allí tener a equilibrar los precios con los internacionales de mercado.

---

<sup>12</sup> Posibilidad de realización de mediciones y lecturas de roca en línea con la perforación.

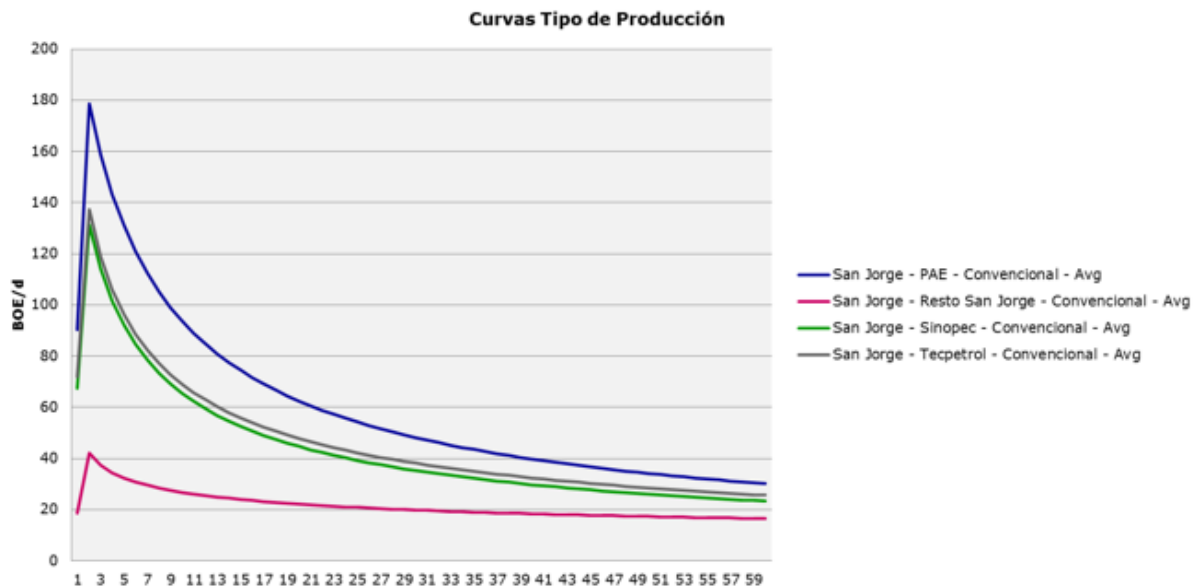
## Notas Bibliográficas

- Alejandro Bianchi (2014): “La Argentina Saudita”. Ed. Sudamericana
- Alejandro Bercovich y Alejandro Rebossio (2015): “Vaca Muerta: el sueño de un boom petrolero argentino, una investigación entre Texas y Neuquen”. Ed. Planeta
- Chris Termeer (2013): “Fundamentals of Investing in Oil and Gas”
- Dan Dicker (2015): “Shale Boom, Shale Bust: The Myth of Saudi America”
- G&G Energy Consultants (2015): “Informe de mercado energético Argentino”. Frecuencia mensual.
- Hedgond Sun (2013): Advanced Production Decline Analysis and Application. Ed. Gulf Professional Publishing.
- J.J. Arps (1946): “Decline Curve Theory”. Paper
- Lutz Kilian (2013): “Physical Market Conditions, activity and the WTI-Brent Spread”. University of Michigan. Paper
- M.J. Fetkovich (1980): “Decline Curve Analysis using Type Curves”. Paper.
- OPEC: “Anually Oil Market Report”
- Purvin & Gertz (2010): “The role of the WTI as crude oil benchmark”. CME Group.
- Vikram Rao (2014): “Shale Gas: The Promise and the Peril”
- Presentaciones a inversores y estados contables de empresas varias.

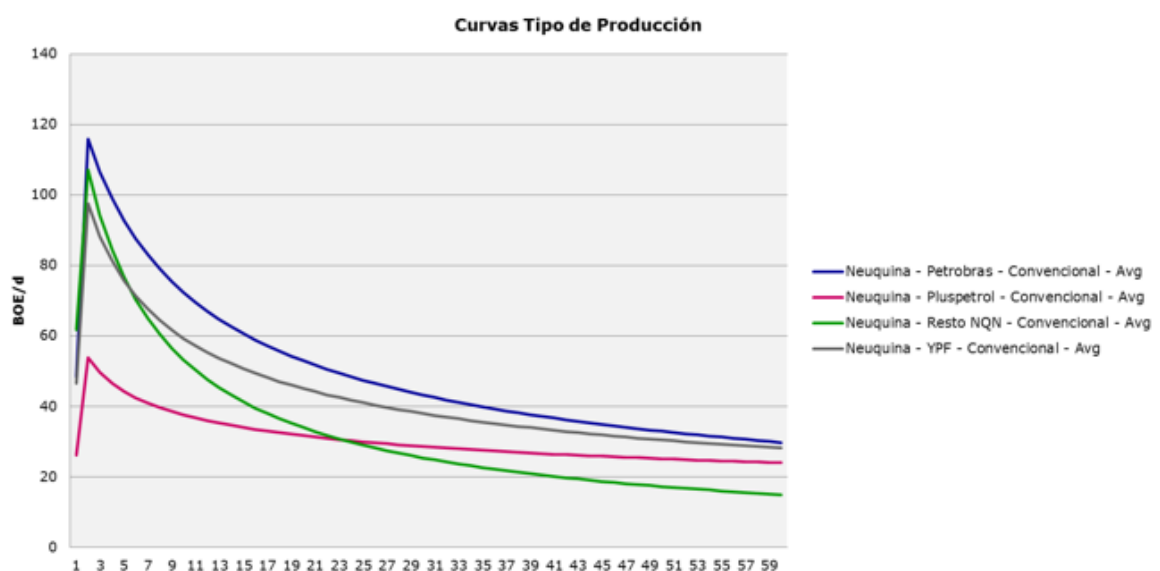
## Anexos

### 1. Principales curvas tipo avg del alcance del modelo

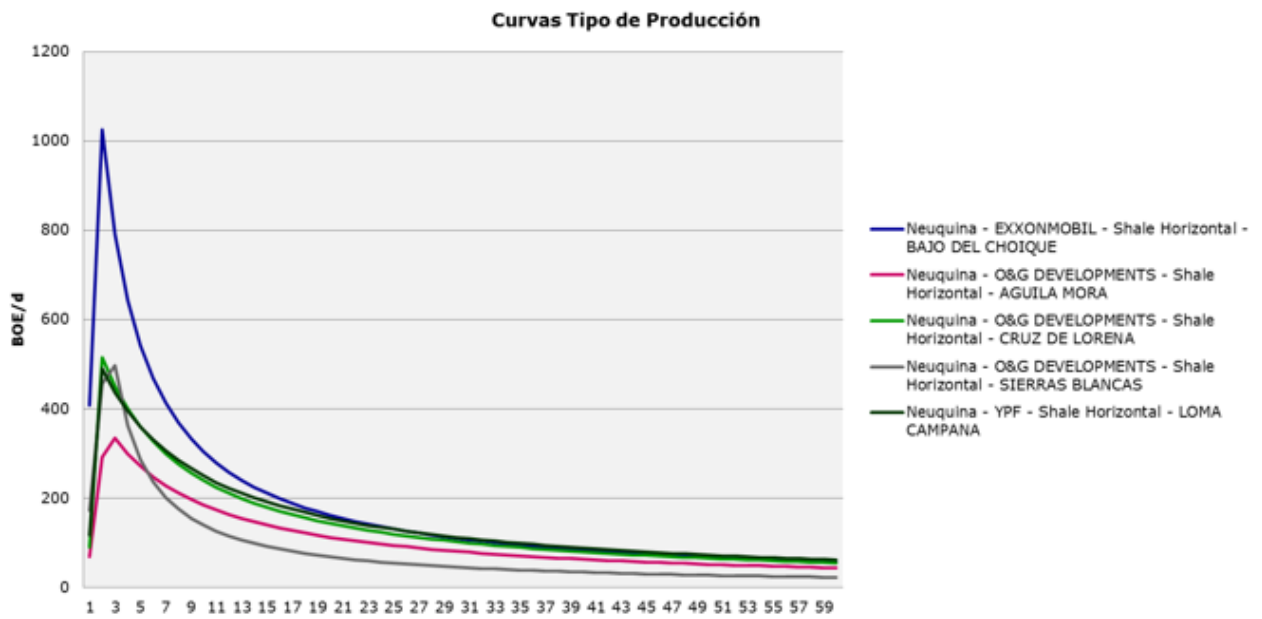
#### 1.1. Petróleo convencional sur



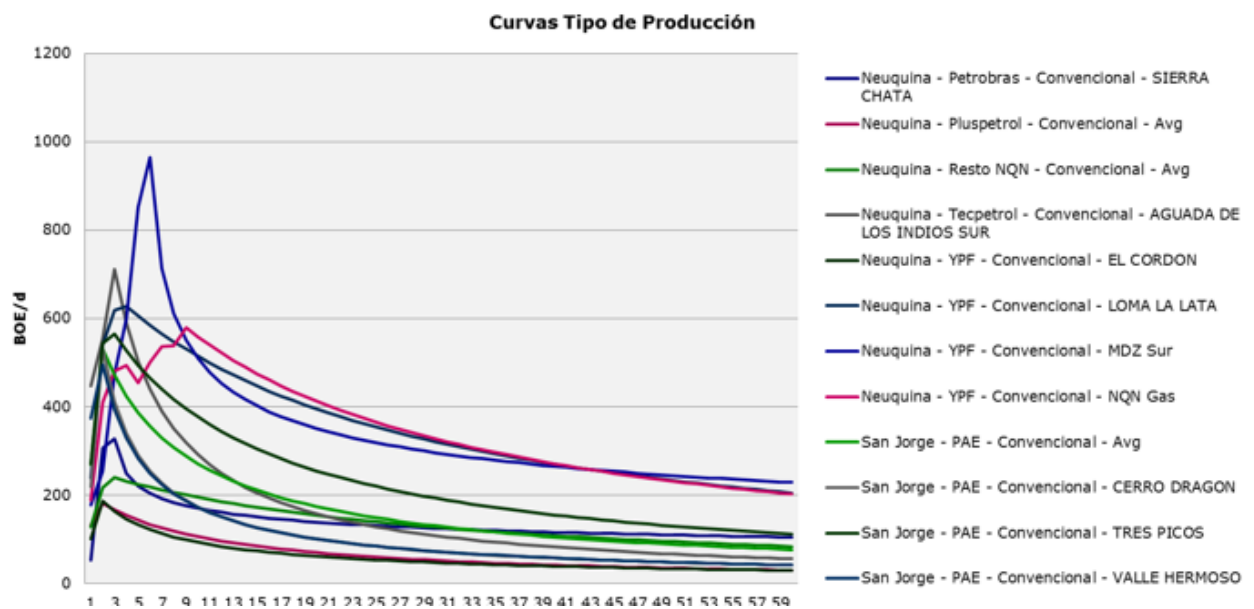
#### 1.2 Petróleo convencional oeste



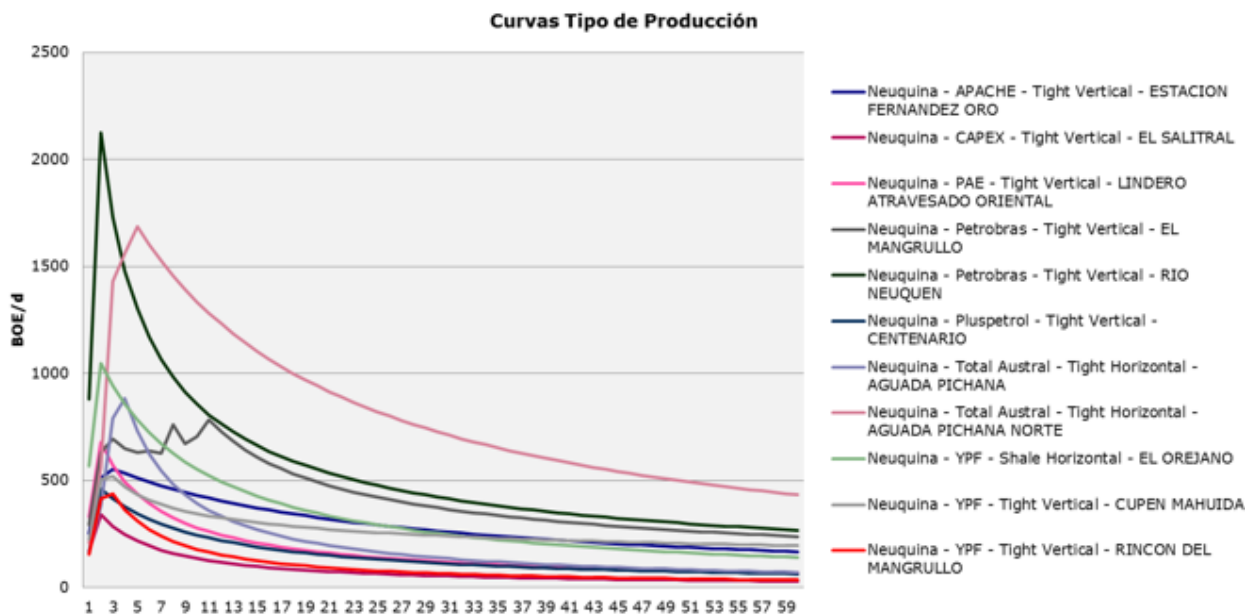
### 1.3 Shale Oil



### 1.4 Gas Convencional




## 1.5 Shale/Tight Gas



## 2. Erogaciones requeridas para la perforación (AFE) – Tecpetrol

Pozo LA-5, de yacimiento Loma Azul, en el área de Agua Salada: en este documento se realiza un informe exhaustivo de los detalles de costos incurridos por bloque, con sus target y su desvío frente al plan o budget.

Etapa Perforación:

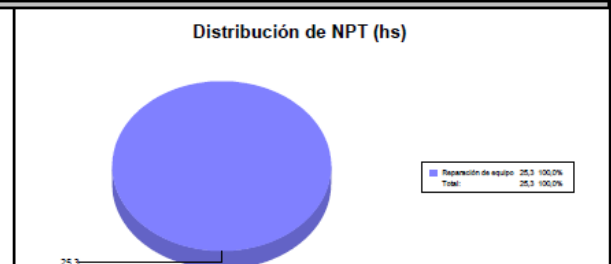
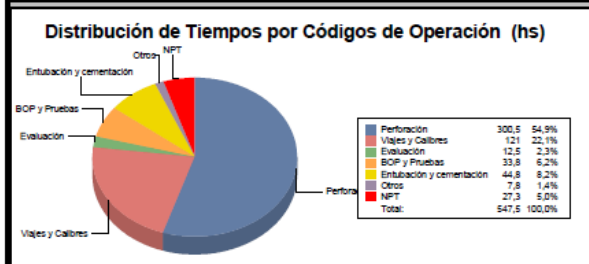
		<b>Resumen Ejecutivo Final - PERFORACION</b>		Pozo: <b>LA-5</b>	
Área:	AGUA SALADA	Ingeniero:	Ariel Ochoa / Pablo Nachef	Fecha de Inicio:	11/09/2015
Yacimiento:	LOMA AZUL	Supervisor:	Diego Miranda / Dardo Flores	Fecha de Fin:	04/10/2015
Bloque:		Equipo:	ENSIGN DRILLING/22	AFE No.:	ASPE-1086
<b>Objetivo:</b>					

TMD (m):	3,199,04	Días incurridos:	22,73	Costo Estimado:	2,623,364	Stop Cards
prof.AF (m):	3.170,04	Días AFE:	23,13	Costo AFE:	2,681,649	
		Exp.: 98,30%	Dif.: -0,40	Exp.: 97,80%	Dif.: -58,285	
		● Igual o Menor que 80%   ● Mayor que 80% y hasta 110%   ● Mayor que 110% y hasta 120%   ● Mayor que 120%				



<b>Resumen de Operaciones</b>													
<b>GUIA</b>	Ahorros: *5hs por ROP mayor a la planificada.  Demoras: *11,75hs por rotura de manguerote de inyección, se tuvo que sacar a superficie.												
Hole Size (In): 12,25 Casing Size (In): 9,63	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fecha Parte</th> <th>Comentario del Parte</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>11-sep-2015</td> <td>DTM. Inicia pozo LA-5.</td> </tr> <tr> <td>12-sep-2015</td> <td>Perfora de 180 a 377 mts. Saca hta total por rotura en manguerote de inyección. Cambia manguerote. Baja hta. Perfora de 377 a 495 mts.</td> </tr> <tr> <td>13-sep-2015</td> <td>Perfora de 495 a 802 mts. Saca hta total para entubar. Entuba casing 9 5/8" hasta 140 mts.</td> </tr> <tr> <td>14-sep-2015</td> <td>Entubó casing 9 5/8" hasta 801 mts. Cementó casing. Esperó Fragué de Cemento. Montó Sección A.</td> </tr> <tr> <td>15-sep-2015</td> <td>Montó y Pruebó BOP. Armó nuevo BHA. Rotó cemento.</td> </tr> </tbody> </table>	Fecha Parte	Comentario del Parte	11-sep-2015	DTM. Inicia pozo LA-5.	12-sep-2015	Perfora de 180 a 377 mts. Saca hta total por rotura en manguerote de inyección. Cambia manguerote. Baja hta. Perfora de 377 a 495 mts.	13-sep-2015	Perfora de 495 a 802 mts. Saca hta total para entubar. Entuba casing 9 5/8" hasta 140 mts.	14-sep-2015	Entubó casing 9 5/8" hasta 801 mts. Cementó casing. Esperó Fragué de Cemento. Montó Sección A.	15-sep-2015	Montó y Pruebó BOP. Armó nuevo BHA. Rotó cemento.
Fecha Parte	Comentario del Parte												
11-sep-2015	DTM. Inicia pozo LA-5.												
12-sep-2015	Perfora de 180 a 377 mts. Saca hta total por rotura en manguerote de inyección. Cambia manguerote. Baja hta. Perfora de 377 a 495 mts.												
13-sep-2015	Perfora de 495 a 802 mts. Saca hta total para entubar. Entuba casing 9 5/8" hasta 140 mts.												
14-sep-2015	Entubó casing 9 5/8" hasta 801 mts. Cementó casing. Esperó Fragué de Cemento. Montó Sección A.												
15-sep-2015	Montó y Pruebó BOP. Armó nuevo BHA. Rotó cemento.												
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>AFE</th> <th>REAL</th> <th>Dif.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Días</td> <td>4,52</td> <td>4,26</td> <td>0,26</td> </tr> <tr> <td>prof.(m)</td> <td>800,01</td> <td>802,01</td> <td>-2,00</td> </tr> </tbody> </table>		AFE	REAL	Dif.	Días	4,52	4,26	0,26	prof.(m)	800,01	802,01	-2,00	
	AFE	REAL	Dif.										
Días	4,52	4,26	0,26										
prof.(m)	800,01	802,01	-2,00										
<b>PRODUCCION</b>	Ahorros: * 20hs en maniobras de calibre al final del pozo, sacar desarmado, desmontaje de BOP, frague y montaje de seccion "C". * 11,5hs por no realizarse una carrera de perfilaje planificada (por evidenciarse puntos de tension en la herramienta en la maniobra anterior)  Demoras: *18,25hs por tener una ROP mas baja que la planificada, se evidencio colgamiento de herramienta. *17,5hs en sacar herramienta a superficie (no planificada), dado la baja ROP se decidio sacar el Stab y bajar un Roller Reamer para incrementar el WOB y obtener mayor ROP como se tuvo al final del pozo luego del cambio de BHA. *11,75 Por NPT en reparaciones principalmente valvula de embrague del equipo de torre.												

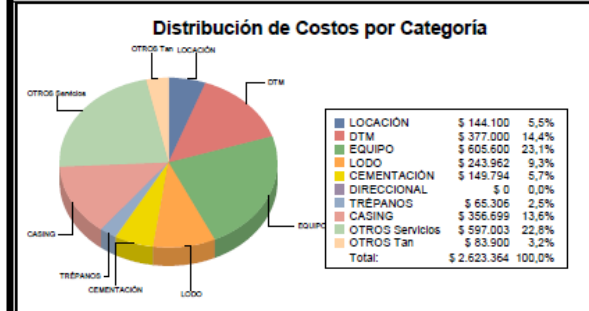
Hole Size (In):	8,50	Fecha Parte	Comentario del Parte
Casing Size (In):	5,50	16-sep-2015	Rotó cemento. Realizó FIT. Perfora sección de Producción hasta 964 mts.
		17-sep-2015	Perfora sección de Producción de 964 m a 1043 m. Saco y bajo repasando 3 B/S por obs. colgamiento de STB. Perforo de 1043 m a 1097 m. Saco y bajo repasando 3 B/S por obs. colgamiento de STB. Continuo perforando de 1097 m a 1170 m.
		18-sep-2015	Perfora sección de Producción hasta 1295 m. Realizo maniobra de calibre al Zto (maniobra normal). Continuo perforando de 1295 m a 1484 m.
		19-sep-2015	Perforo de 1484 m a 1593 m buscando avance en diferentes profundidades por obs. colgamiento de STB. Saca BHA de 1593 m a 100 por baja ROP.
		20-sep-2015	Saco hta. total. Retiro por desgaste PDC 8 1/2" + M.F. + STB 8 1/4". Armo nuevo BHA con PDC 8 1/2" + M.F. Prodrift + Roller reamers. Bajo nuevo BHA de sup. a 1593 m normal. Continuo perforando de 1593 m a 1776 m.
		21-sep-2015	Perforo de 1776 m a 1905 m normal. Continuo perforando buscando avance de 1905 m a 1918 m.
		22-sep-2015	Perforo buscando avances de 1918 m a 1925 m, donde obs. un cambio de Fm. Continuo perforando de 1925 m a 2060 m.
		23-sep-2015	Perforo de 2060 m a 2159 m. Realizo maniobra de calibre de 2159 m a 1600 m (Normal). Continuo perforando de 2159 m a 2317 m.
		24-sep-2015	Perforo de 2317 m a 2588 m.
		25-sep-2015	Perforo de 2588 m a 2721 m.
		26-sep-2015	Perforo de 2731 m a 2793 m. Circulo pozo y recupero muestra de fondo. Saco hta de 2793 m a 65 m.
		27-sep-2015	Sacó hta total. Retiro PDC 8 1/2" + M.F. + Roller Reamer. Armo y bajo nuevo BHA ( PDC 8 1/2" + 1 DC 6 1/2" + ProDrift + Roller reamer + 17 DC 6 1/2" + Jar + 3 DC 6 1/2" + 6 HWT 5"). Perforo de 2793 m a 2872 m.
		28-sep-2015	Perforo con PDC 8 1/2" de 2872 m a 3057 m.
		29-sep-2015	Perforo de 3057 m a 3163 m.
		30-sep-2015	Perforo de 3163 m a 3199 m. Sacó hta. en maniobra de calibre de 3199 m a 750 m. Bajo al fondo normal. Circula densificando a 1170 gr/lts para correr perfil eléctrico.
		01-oct-2015	Densificó a 1170 gr/lts para correr perfil eléctrico. Saco BHA total (maniobra normal). Monto cia de perfilaje y corrió HDIL-DAL-4CAL-ZDL-CN-GR-SP. Desmonto Cia. de perfilaje. Enrosco TCI 8 1/2" y bajo de sup. a 250 m.
		02-oct-2015	Bajo TCI 8 1/2" de 250 m a 3199 m. Circulo pozo hasta retorno limpio. Saco hta. desarmando a planchada de 3199 m a 700 m.
		03-oct-2015	Saco hta. desarmando a planchada total. Enrosco y bajo Zto guía 5 1/2" + Csg 5 1/2" + Collar diferencial 5 1/2" + Csg 5 1/2" 17# N80 LTC desde sup. a 3194 m. Circula pozo sin terminar.
		04-oct-2015	Cemento Csg 5 1/2" (Zto 3194 m, Collar 3180 m) según programa, operación normal. Vinculo Csg 5 1/2". Retiro BOP's 13 5/8" 5M. Monto y probó sección "C".



### Resumen de Costos

	Estimado	AFE	Dif.	Exp.
<b>LOCACION</b>	144,100	144,100	0	100,00
<b>DTM</b>	377,000	377,000	0	100,00
<b>EQUIPO</b>	605,600	578,314	-27,286	104,72
<b>LODO</b>	243,962	278,764	34,802	87,52
<b>CEMENTACION</b>	149,794	135,000	-14,794	110,96
<b>DIRECCIONAL</b>	0	0	0	
<b>TREPANOS</b>	65,306	65,016	-290	100,45
<b>CASING</b>	356,699	364,052	7,353	97,98
<b>OTROS Servicios</b>	597,003	658,401	61,398	90,67
<b>OTROS Tan</b>	83,900	81,000	-2,900	103,58

– PRODUCCION Diferencia entre el costo de perfilaje AFE y el costo Real Final (una carrera menos). Diferencia de costo entre AFE y Real en Control Geológico.



Etapas de completación:

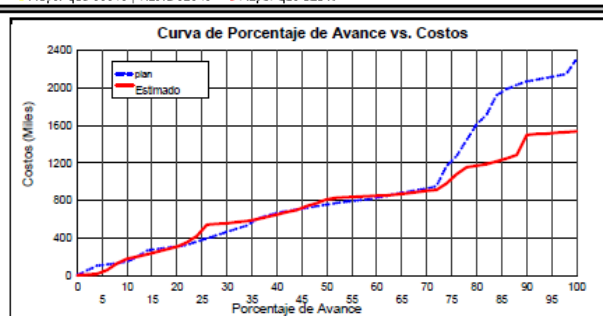
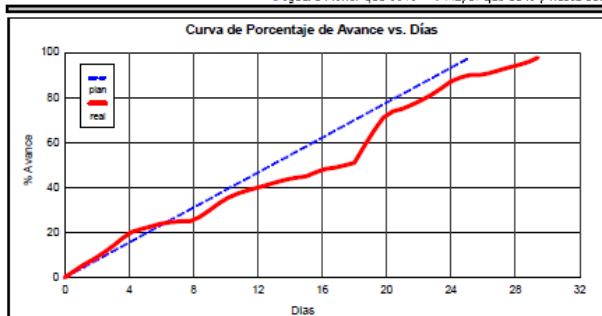
## Resumen Ejecutivo Final - TERMINACION Pozo: ADIS-15

Área: AGUA SALADA	Ingeniero: Pablo Nachef / Juan Tovar	Fecha de Inicio: 04/09/2015
Yacimiento: AGUADA DE LOS INDIOS SUR	Supervisor: Elías Sandoval / Roberto Macahique	Fecha de Fin: 03/10/2015
Bloque:	Equipo: IDECO H35K/279	AFE No.: ASPE-1083

### Objetivo:

% Avance: 100,00	Días incurridos: 29,58	Costo Estimado: 1.535.860	Stop Cards
	Días AFE: 25,80	Costo AFE: 1.689.700	6,00
	Exp.: 114,70% Dif.: 3,80	Exp.: 90,90% Dif.: -153,840	

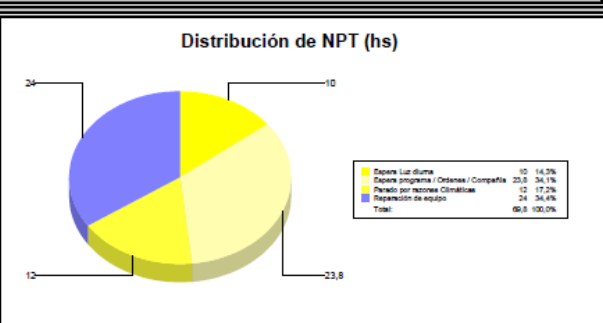
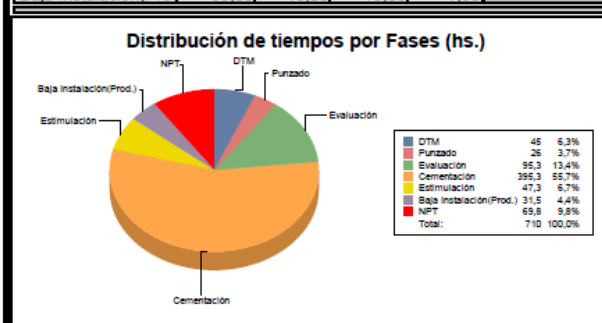
● Igual o Menor que 80%   
 ● Mayor que 80% y hasta 110%   
 ● Mayor que 110% y hasta 120%   
 ● Mayor que 120%



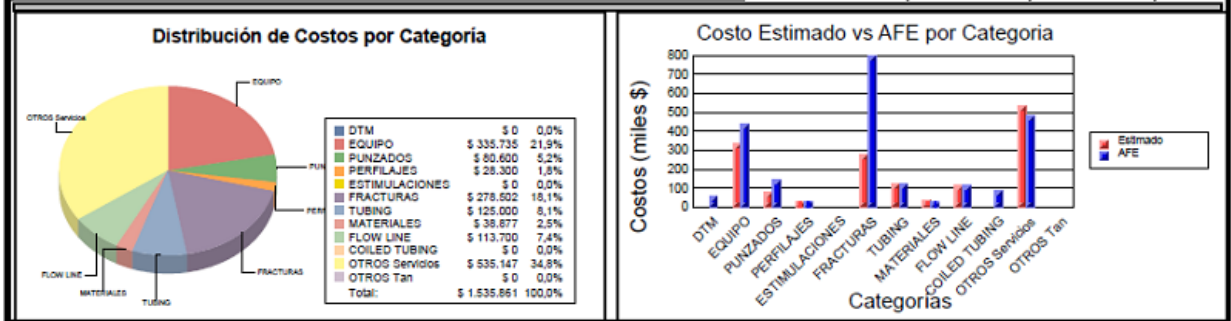
### Resumen de Operaciones

FASE	Real (hs.)	AFE (hs.)	Dif. (hs.)	NPT (hs.)	Observaciones
DTM	57,00	36,00	-21,00	12,00	Espera Luz diurna para transportar. Se considero el DTM del Rigless para ensayar (fuera de programa)
Punzado	26,00	34,00	8,00	0,00	

Evaluación	104,25	56,00	-48,25	9,00	Se realizo un ensayo intermedio entre las zonas fracturadas para verificar el aporte de agua luego de la segunda fractura.
Cementación	442,50	367,00	-75,50	47,25	NPT por esperas de Cia y reparación de equipo.
Estimulación	47,25	78,00	30,75	0,00	Se realizaron dos fracturas menos que las planificadas (2 de 4). Luego del punzado de la 3er y 4ta etapa el pozo surgió y se bajo instalación de producción cancelando las ultimas dos etapas de fractura.
Baja Instalación(Prod.)	33,00	48,00	15,00	1,50	



Resumen de Costos				
	Estimado	AFE	Dif.	Exp.(%)
<b>DTM</b>	0	60,000	60,000	0,00
- No se pago DTM dado que estaba incluido en la movilizacion del equipo desde Mendoza (cargo en el ATO.x-1)				
<b>EQUIPO</b>	335,735	438,458	102,723	76,57
- Diferencia en el costo entre AFE y Real de la tarifa del equipo.				
<b>PUNZADOS</b>	80,600	143,000	62,400	56,36
- Se utilizo un proveedor mas barato que el planificado originalmente en AFE.				
<b>PERFILAJES</b>	28,300	30,000	1,700	94,33
<b>ESTIMULACIONES</b>	0	0	0	
<b>FRACTURAS</b>	278,502	800,000	521,498	34,81
- Se realizaron solo dos fracturas de las cuatro planificadas (menor tamaño que las planificadas).				
<b>TUBING</b>	125,000	125,000	0	100,00
<b>MATERIALES</b>	38,877	25,000	-13,877	155,51
<b>FLOW LINE</b>	113,700	113,700	0	100,00
<b>COILED TUBING</b>	0	90,000	90,000	0,00
- No se tuvo la necesidad de utilizar CT.				
<b>OTROS Servicios</b>	535,147	482,248	-52,899	110,97
- Mas dias en servicios conexos que los planificadas durante las cementaciones.				
<b>OTROS Tan</b>	0	0	0	

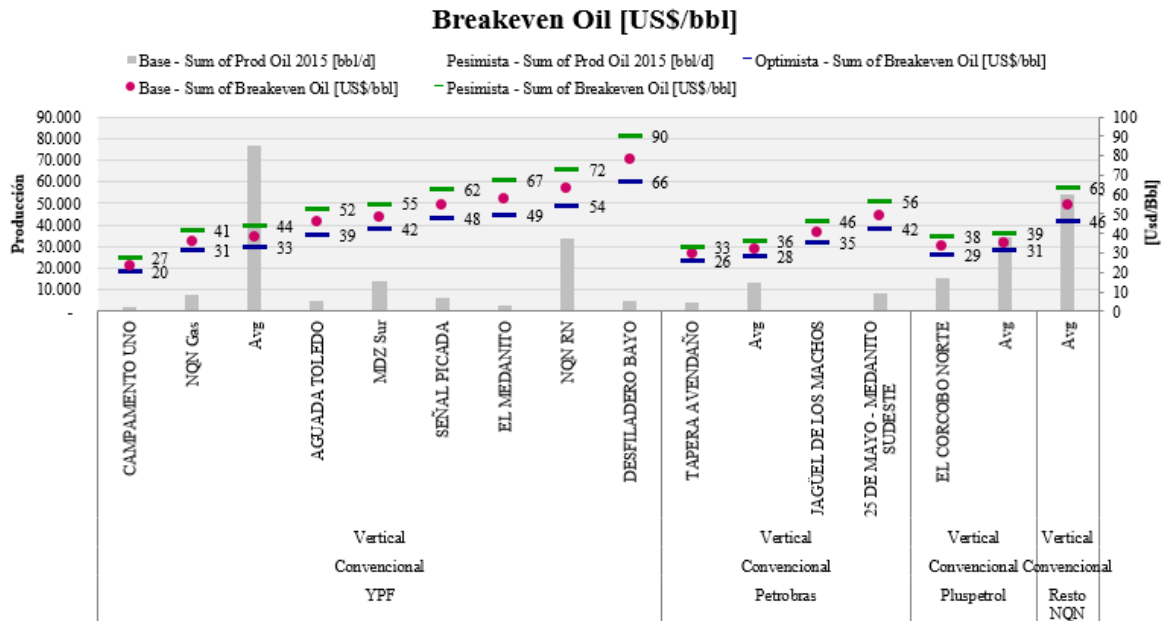


### 3. Resultados de la simulación del modelo a una tasa del 8%.

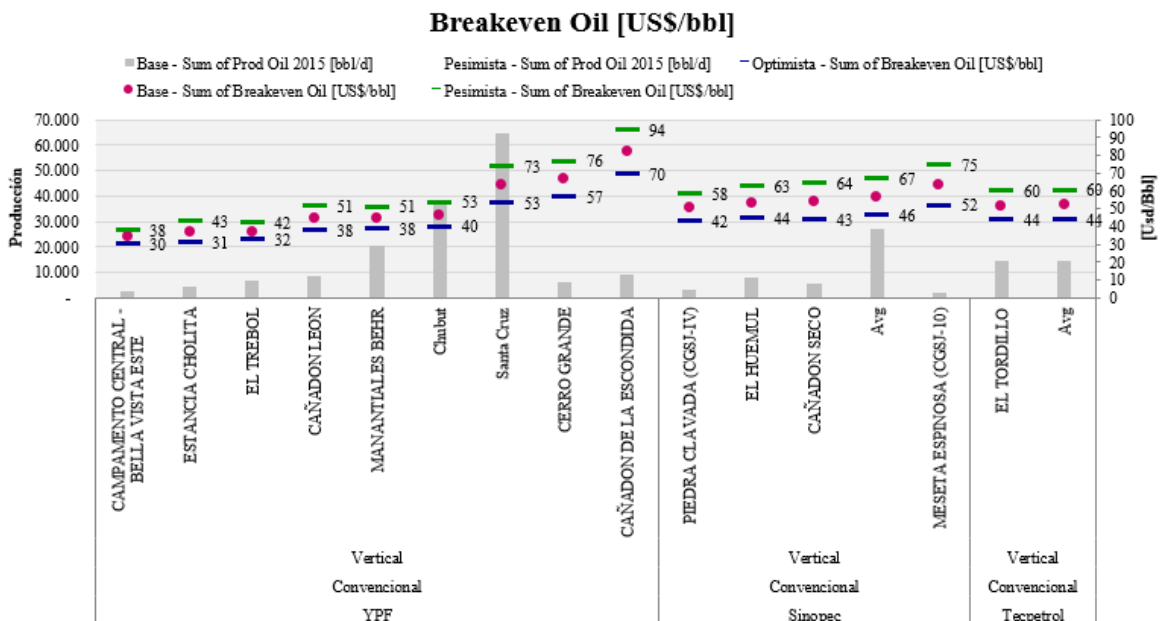
La programación del modelo permite realizar una simulación complementaria de verificación y comparación ejecutando una nueva corrida de la macro a una tasa alternativa de análisis planteada en el trabajo la cual arroja los siguientes resultados (lógicamente de mejor posicionamiento en la proyección a futuro).

#### 1. Petróleo

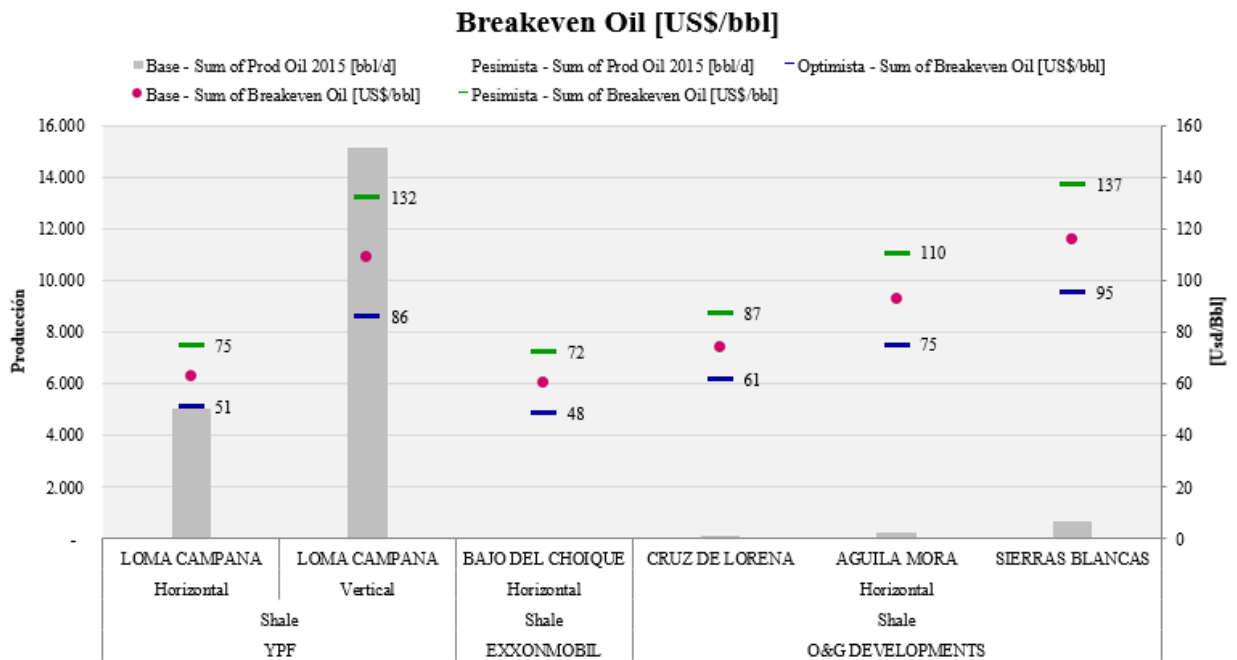
##### 1.1. Convencional Oeste



##### 1.2. Convencional Sur

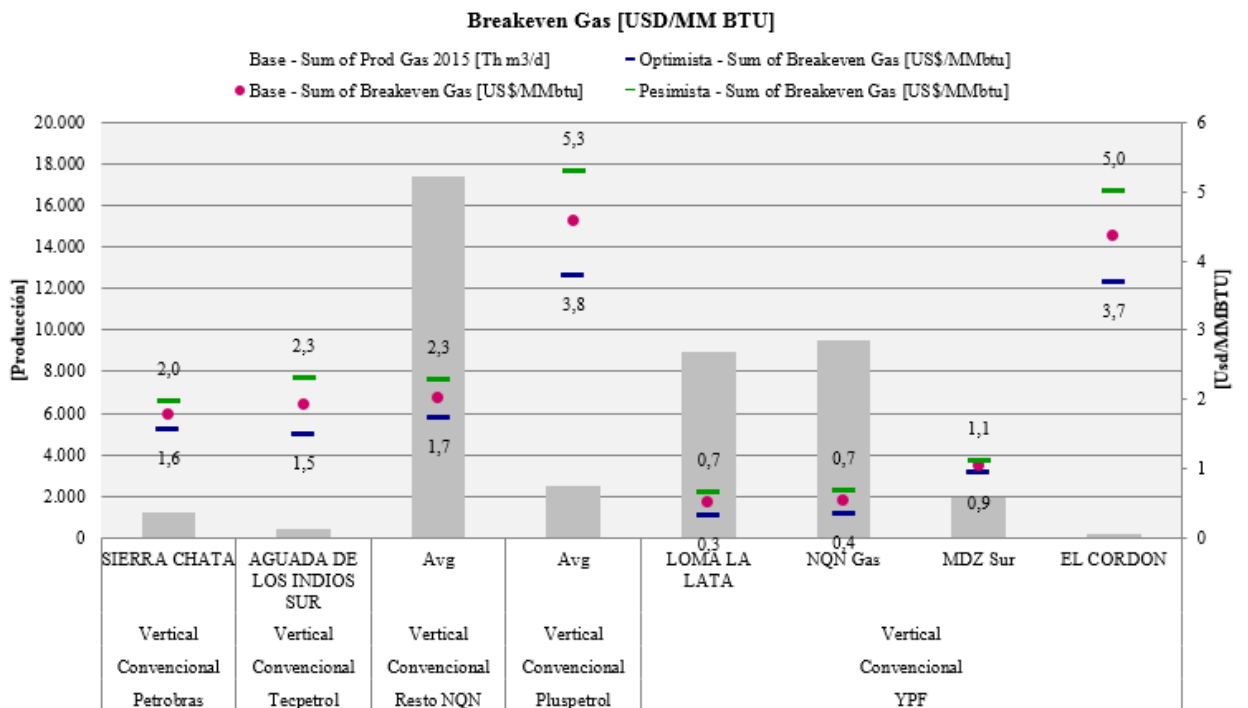


### 1.3.No convencional – Shale

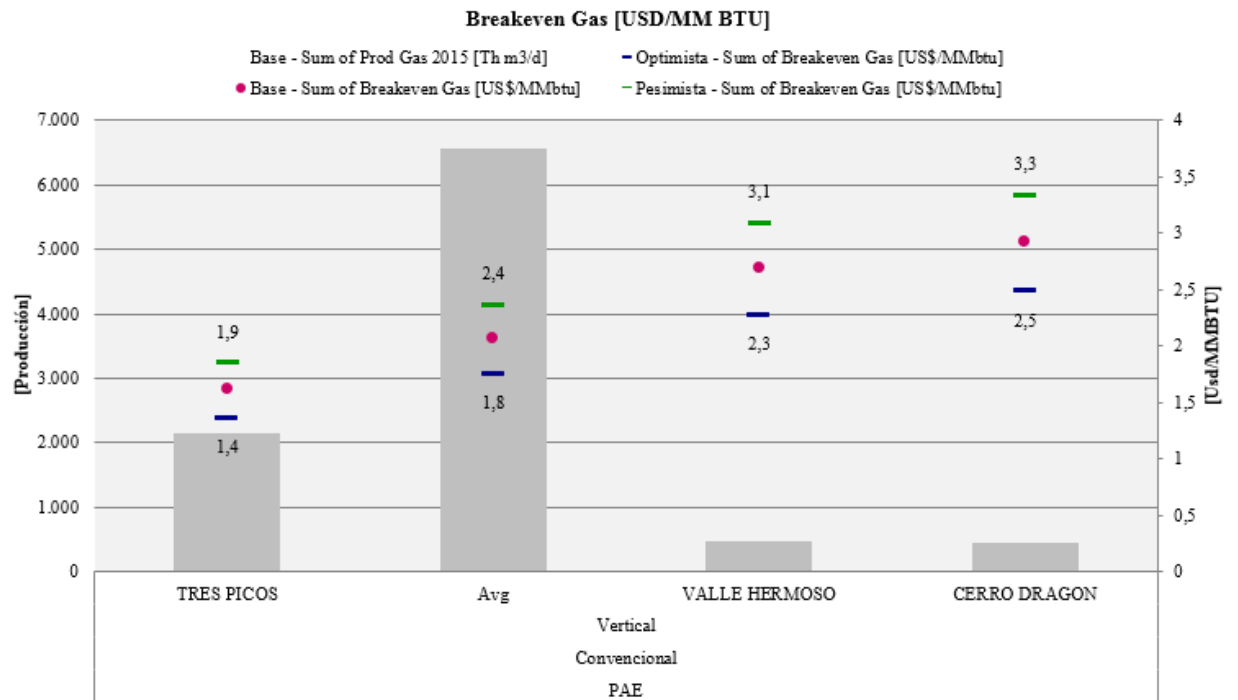


## 2. Gas

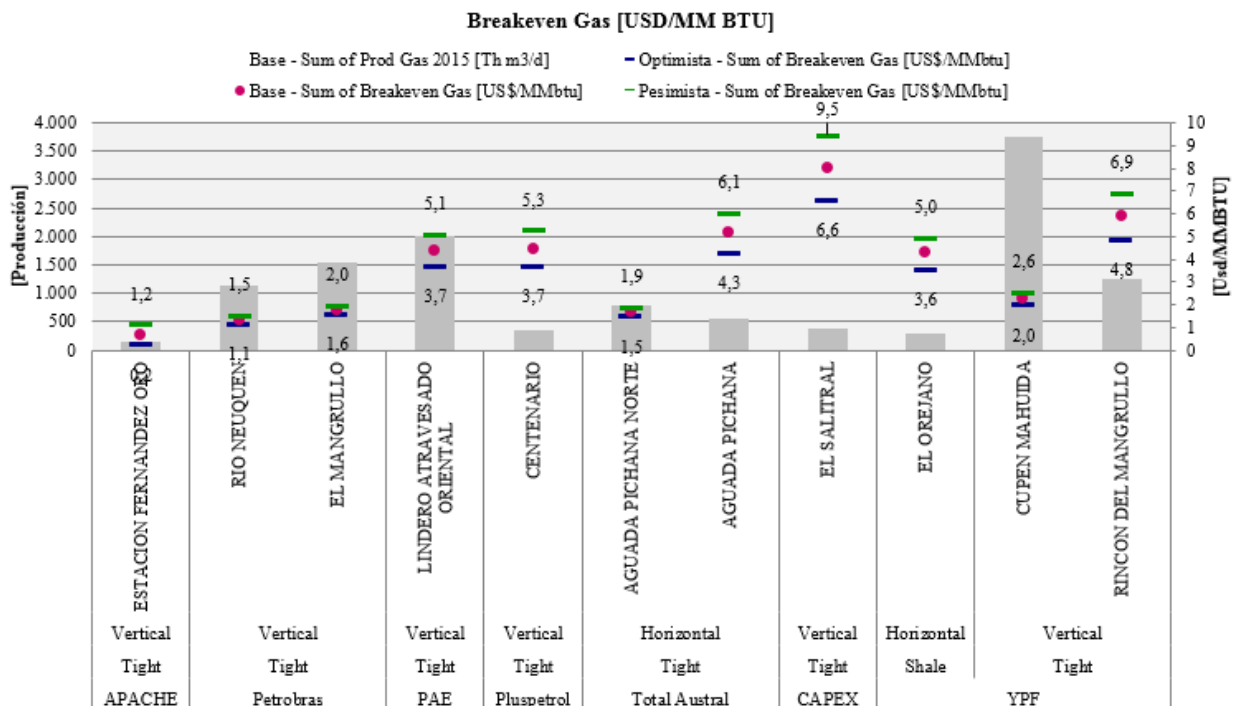
### 2.1.Convencional Oeste



## 2.2. Convencional Sur



## 2.3. No Convencional – Tight/Shale



## 4. Código de simulación del modelo

Se adjunta el detalle del código completo programado en Visual Basic for applications (VBA) utilizado para la simulación de cada una de las curvas a una tasa dada para los tres escenarios planteados (base, pesimista, optimista), omitidas por practicidad para la interpretación los apartados correspondientes a formateo del documento

*'Inicio del código*

Sub simulación\_breakeven\_price()

*'desactivación la actualización de pantalla*

Application.ScreenUpdating = False

*'dimensionamiento de variables*

Dim base\_oil

Dim pesimista\_oil

Dim optimista\_oil

Dim base\_gas

Dim pesimista\_gas

Dim optimista\_gas

Dim base\_capex

Dim pesimista\_capex

Dim optimista\_capex

Dim i As Long

Dim tc As Long

*'activación del flag 1*

fecha\_corrida = Now

```
Sheets("Ficha Técnica").Select
```

```
tc = Cells(3, 2).Value
```

```
'inicio del loop for
```

```
For i = 2 To tc Step 3
```

```
Application.StatusBar = i
```

```
Sheets("Ficha Técnica").Select
```

```
Cells(4, 2).Value = i
```

```
'selección de todos los datos del yacimiento
```

```
Sheets("Ficha Técnica").Select
```

```
operadora = Cells(6, 3).Value
```

```
cuena = Cells(7, 3).Value
```

```
yacimiento = Cells(8, 3).Value
```

```
tipo = Cells(9, 3).Value
```

```
recurso = Cells(10, 3).Value
```

```
prof = Cells(14, 3).Value
```

```
Sheets("Economics").Select
```

```
'reset de los valores previos de Oil y Gas
```

```
'seteo de petróleo
```

```
Range("D7").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=VLOOKUP(RC2,Setup!C4:C5,2,0)"
```

```
Selection.Copy
```

```
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _  
:=False, Transpose:=False
```

```
Application.CutCopyMode = False
```

*'seteo de gas*

```
Range("D10").Select
```

```
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=VLOOKUP('Ficha Técnica'!R9C3,Setup!C4:C5,2,0)"
```

```
Selection.Copy
```

```
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
```

```
:=False, Transpose:=False
```

```
Application.CutCopyMode = False
```

If recurso = "Gas" Then

*'calculo el escenario base para gas*

```
Range("J30").GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Range("D10")
```

```
base_oil = Cells(7, 4).Value
```

```
base_gas = Cells(10, 4).Value
```

```
base_capex = Cells(29, 10).Value
```

*'si el yacimiento es muy bueno, puede que se pague solo con el mix de petróleo.*

```
If base_gas < 0 Then base_gas = 0
```

*'calculo el escenario pesimista para gas*

```
Range("K30").GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Range("D10")
```

```
pesimista_oil = Cells(7, 4).Value
```

```
pesimista_gas = Cells(10, 4).Value
```

```
pesimista_capex = Cells(29, 11).Value
```

*'si el yacimiento es muy bueno, puede que se pague solo con el mix de petróleo*

If pesimista\_gas < 0 Then pesimista\_gas = 0

*'calculo el escenario optimista para gas*

Range("I30").GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Range("D10")

optimista\_oil = Cells(7, 4).Value

optimista\_gas = Cells(10, 4).Value

optimista\_capex = Cells(29, 9).Value

*'si el yacimiento es muy bueno, puede que se pague solo con el mix de petróleo*

If optimista\_gas < 0 Then optimista\_gas = 0

Else

*'cálculo el escenario base para petróleo*

Range("J30").GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Range("D7")

base\_oil = Cells(7, 4).Value

base\_gas = Cells(10, 4).Value

base\_capex = Cells(29, 10).Value

*'si el yacimiento es muy bueno, puede que se pague solo con el mix de gas*

If base\_oil < 0 Then base\_oil = 0

*'cálculo el escenario pesimista para petróleo*

Range("K30").GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Range("D7")

pesimista\_oil = Cells(7, 4).Value

pesimista\_gas = Cells(10, 4).Value

pesimista\_capex = Cells(29, 11).Value

*'si el yacimiento es muy bueno, puede que se pague solo con el mix de gas*

If pesimista\_oil < 0 Then pesimista\_oil = 0

*'cálculo el escenario optimista para petróleo*

Range("I30").GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Range("D7")

optimista\_oil = Cells(7, 4).Value

optimista\_gas = Cells(10, 4).Value

optimista\_capex = Cells(29, 9).Value

*'si el yacimiento es muy bueno, puede que se pague solo con el mix de gas*

If optimista\_oil < 0 Then optimista\_oil = 0

End If

*'extracción de los datos faltantes*

mix = Cells(38, 4).Value

wacc = Cells(20, 4).Value

saldo\_expo = Cells(25, 4).Value

mejora\_productividad = Cells(64, 4).Value

Sheets("Breakevens").Select

*'obtención de datos*

*'primero conteo de la la cantidad de filas que se tienen*

Range("B5").Select

Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select

*'ahora conteo de cuantas filas tiene la matriz*

tr = Selection.Rows.Count

tr = tr + 4

Cells(tr, 2).Select

*'carga de escenario base*

Cells(tr + 1, 1).Value = fecha\_corrida  
Cells(tr + 1, 2).Value = operadora  
Cells(tr + 1, 3).Value = cuenca  
Cells(tr + 1, 4).Value = yacimiento  
Cells(tr + 1, 5).Value = tipo  
Cells(tr + 1, 6).Value = recurso  
Cells(tr + 1, 7).Value = mix  
Cells(tr + 1, 8).Value = wacc  
Cells(tr + 1, 9).Value = saldo\_expo  
Cells(tr + 1, 10).Value = -base\_capex  
Cells(tr + 1, 11).Value = base\_oil  
Cells(tr + 1, 12).Value = base\_gas  
Cells(tr + 1, 13).Value = prof  
Cells(tr + 1, 14).Value = "Base"  
Cells(tr + 1, 15).Value = mejora\_productividad

*'carga escenario pesimista*

Cells(tr + 2, 1).Value = fecha\_corrida  
Cells(tr + 2, 2).Value = operadora  
Cells(tr + 2, 3).Value = cuenca  
Cells(tr + 2, 4).Value = yacimiento  
Cells(tr + 2, 5).Value = tipo  
Cells(tr + 2, 6).Value = recurso  
Cells(tr + 2, 7).Value = mix

Cells(tr + 2, 8).Value = wacc  
Cells(tr + 2, 9).Value = saldo\_expo  
Cells(tr + 2, 10).Value = -pesimista\_capex  
Cells(tr + 2, 11).Value = pesimista\_oil  
Cells(tr + 2, 12).Value = pesimista\_gas  
Cells(tr + 2, 13).Value = prof  
Cells(tr + 2, 14).Value = "Pesimista"  
Cells(tr + 2, 15).Value = mejora\_productividad

*'carga escenario optimista*

Cells(tr + 3, 1).Value = fecha\_corrida  
Cells(tr + 3, 2).Value = operadora  
Cells(tr + 3, 3).Value = cuenca  
Cells(tr + 3, 4).Value = yacimiento  
Cells(tr + 3, 5).Value = tipo  
Cells(tr + 3, 6).Value = recurso  
Cells(tr + 3, 7).Value = mix  
Cells(tr + 3, 8).Value = wacc  
Cells(tr + 3, 9).Value = saldo\_expo  
Cells(tr + 3, 10).Value = -optimista\_capex  
Cells(tr + 3, 11).Value = optimista\_oil  
Cells(tr + 3, 12).Value = optimista\_gas  
Cells(tr + 3, 13).Value = prof  
Cells(tr + 3, 14).Value = "Optimista"  
Cells(tr + 3, 15).Value = mejora\_productividad

*Continuo con el siguiente cluster*

Next i

*'resete de los valores de petróleo y gas*

*'petróleo*

Range("D7").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=VLOOKUP(RC2,Setup!C4:C5,2,0)"

Selection.Copy

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks \_

:=False, Transpose:=False

Application.CutCopyMode = False

*'gas*

Range("D10").Select

ActiveCell.FormulaR1C1 = "=VLOOKUP('Ficha Técnica'!R9C3,Setup!C4:C5,2,0)"

Selection.Copy

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks \_

:=False, Transpose:=False

Application.CutCopyMode = False

Sheets("Breakevens").Select

*'vuelta de activación de la la actualización de pantalla*

Application.ScreenUpdating = True

Cells(tr + 3, 2).Select

Application.StatusBar = False

MsgBox ("Simulación Finalizada")

End Sub

*Fin del código*