



***REVENUE MANAGEMENT COMO
HERRAMIENTA DE DECISIÓN PARA LA
CAPACIDAD DE ALMACENAJE DE UNA
COMPAÑÍA PETROLERA***

***MBA – UTDT
Promoción 2006***

***Autor: FRANCISCO SANCHEZ CARELLI
Tutor: SANDRA VANESSA WELSH***



INDICE GENERAL

INDICE GENERAL	2
INDICE DE ILUSTRACIONES	3
INDICE DE TABLAS	3
AGRADECIMIENTOS	4
ABSTRACT	4
INTRODUCCION	5
OBJETO	7
METODOLOGIA DE TRABAJO.....	8
CONTRASTE DE LOS RESULTADOS	8
REVENUE MANAGEMENT	9
DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA.....	9
FUNDAMENTOS	11
CALCULOS	12
OPERACIÓN DE UNA PETROLERA.....	13
ESQUEMA DE PRODUCCION	13
CONTINGENCIAS OPERATIVAS	17
REVENUE MANAGEMENT Y VOLUMEN DE ALMACENAJE.....	21
Construcción de la curva de demanda	22
Identificación de Eventos	22
Duración y Frecuencia	24
Pronóstico de Producción	26
Curva de demanda.....	27
Parámetro L	29
Variables en Juego	29
Precios de mercado de tanques.....	30
Cálculo de L	31
Parámetro G	31
Variables en Juego	31
Costo de la no producción.....	32
Precio de venta del petróleo.....	33
Costo de producción del petróleo.....	35
Cálculo de G – Primera aproximación.....	36
Costos de paro y arranque del yacimiento	36
CALCULO DE VOLUMEN DE ALMACENAJE	39
Demanda a considerar	40
Calculo del fractil de la demanda.....	40
Resultado.....	44
CONTRASTE DEL METODO DE CÁLCULO.....	45
CONCLUSION	50
ANEXO 1 – CURVAS DE DEMANDA	52
Año 2007	53
Año 2008	54
Año 2009	55
Año 2010	56
Año 2011	57



Año 2012	58
ANEXO 2 – INFORMACION HISTORIA DE PRECIOS DEL PETROLEO EN ARGENTINA	59

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Esquema productivo – Pozos - Batería.....	15
Ilustración 2 - Esquema productivo – Baterías – Planta de Tratamiento – Oleoducto - Refinería	16
Ilustración 3 - Tanque de Almacenamiento de Petróleo	20
Ilustración 4 - Tanque de Almacenamiento de Petróleo	20
Ilustración 5 – Parque de Tanques de Almacenamiento de Petróleo.....	20
Ilustración 6 - Volumen Demandado y Frecuencia para 2007.....	28
Ilustración 7 - Precios Internaciones Históricos del Petróleo.....	34
Ilustración 8 - Volumen Demandado y Frecuencia para 2011.....	41
Ilustración 9 - Primera partición de la curva de demanda de 2011 con la ecuación de la función.....	42
Ilustración 10 - Segunda partición de la curva de demanda de 2011 con la ecuación de la función aproximada	42

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Duración y Frecuencia de Eventos.....	25
Tabla 2 - Pronóstico de Producción 2007-2012	26
Tabla 3 - Volumen Demandado y Frecuencia para 2007	28
Tabla 4 - Precios de Tanques de Almacenaje.....	31
Tabla 5 - Eventos cubiertos por el volumen de almacenaje calculado	45
Tabla 6 - Eventos cubiertos por el volumen de almacenaje recomendado a la compañía petrolera	49



AGRADECIMIENTOS

La destinataria principal de esta tesis es Ana, mi esposa, quien en todo momento me apoyó tanto durante la cursada de mi MBA como durante la realización de este trabajo. Con mucho amor comprendió la necesidad de sacrificar salidas y vida social en pos de permitirme el tiempo necesario.

De la misma manera, y aunque es muy difícil que él pueda comprenderlo, también agradezco a Tomás, mi perro, quien aún no debe entender por qué los paseos se redujeron de largas horas en la plaza a escasos minutos en la puerta de mi casa.

ABSTRACT

Una de las decisiones más trascendentes que debe tomar una compañía petrolera que opera en el segmento del *upstream* es el volumen de almacenaje en el que debe invertir de modo de quedar protegido, sin necesidad de detener su producción, ante eventos que imposibiliten la venta de petróleo a las refinerías.

A esta decisión se arriba habitualmente de un modo cualitativo, calculando cuántos días de producción deberán poder quedar almacenados en los tanques. Esta cantidad de días es generalmente un consenso de opinión al que se arriba entre los diferentes sectores que conforman la corporación (Operaciones, Construcciones, Ingeniería, etc.).

Esta tesis presentará una metodología alternativa para obtener este valor, utilizando la herramienta de *Revenue Management*. Esta herramienta fue desarrollada básicamente para calcular volúmenes de stocks referentes a productos con fecha de vencimiento y cuyo valor se reduce drásticamente luego de una determinada fecha. Un ejemplo de esto son los diarios que el



canillita encarga a la mañana y que hace que este método sea también conocido como *Newsvendor Problem*.

El objetivo de la presente tesis es comparar los resultados obtenidos mediante el uso de esta herramienta versus los que obtienen las petroleras por los métodos tradicionales y convencionales.

INTRODUCCION

Revenue Management es una poderosa herramienta de gerenciamiento utilizada básicamente para tomar decisiones de volúmenes de stocks referentes a productos cuyo valor se reduce drásticamente luego de una determinada fecha.

El ejemplo más claro es la problemática del canillita, conocida como *Newsvendor Problem*, donde cada mañana se debe tomar la decisión de cuántos diarios encargar a la distribuidora. La incógnita tiene lugar porque la demanda a enfrentar ese día, si bien puede ser estimada, no deja de ser una variable aleatoria.

Si se encargan diarios de más, al final del día deben ser devueltos a un precio más bajo que el que se pagó a la mañana, lo que se traduce en una pérdida de dinero. Si se encargan diarios de menos, no podrá satisfacerse a cierta cantidad de clientes, que comprarán el diario en otro lado, lo que se traduce en una no ganancia de dinero.

Revenue Management es una herramienta que resuelve este tipo de problemas, facilitando un medio de cálculo que, en función de la posible demanda a la que se enfrentará el canillita, permite obtener cual sería la cantidad de diarios a encargar.



Las petroleras que basan su negocio en vender petróleo crudo a las compañías refinadoras usualmente entregan su producto a través de un oleoducto, cuyo recorrido comienza en sus propias instalaciones de tratamiento para terminar en la mismísima refinería, donde se realiza la transferencia de custodia. En algunos casos, cuando la distancia entre el campo petrolero y la refinería es muy grande, en vez de un oleoducto, el transporte se realiza mediante barcos. Conceptualmente, la operatoria es la misma.

Durante este proceso, es posible que existan eventos (sociales, meteorológicos, etc.) que imposibiliten que se pueda abastecer a la refinería de petróleo. En tal caso, el petróleo producido debe almacenarse en las instalaciones de tratamiento de la compañía productora hasta que se reestablezcan las condiciones normales. Si la duración de este evento es tal que la capacidad de almacenaje es insuficiente, se estaría ante la decisión de hacer rebalsar petróleo al medio ambiente o de detener por completo la producción del yacimiento, ambas situaciones que ninguna compañía podría permitir.

Es por ello que la selección de este volumen de almacenaje es una decisión clave para una empresa petrolera. Si dicha capacidad es insuficiente, se corre el riesgo de rebalsar los tanques o parar la producción ante cualquier evento menor. Si dicha capacidad es excesiva, se habrían malgastado recursos financieros en equipamiento ocioso.

Este *trade-off* hace que la situación sea comparable al problema del canillita, donde la decisión no va a ser la cantidad de diarios a comprar sino los metros cúbicos de almacenaje a invertir.

Para desarrollar esta metodología, la presente tesis deberá adecuar la problemática petrolera a las variables de cálculo de la herramienta de Revenue Management.



A partir de identificar los eventos (y su frecuencia de ocurrencia) que puedan ocasionar la no venta de petróleo a la refinería, y contando con un pronóstico de producción, puede estimarse una curva de demanda de volumen de almacenaje. Con los costos de producción y el precio de venta del petróleo por un lado; y con los precios de los tanques del almacenaje por el otro, se resolverá dicho trade-off y se determinará cual es el óptimo volumen de almacenaje.

OBJETO

Revenue Management es una herramienta habitualmente utilizada por industrias como las aerolíneas, hoteles y medios gráficos pero no por las petroleras, las que en la actualidad toman este tipo de decisiones mediante métodos más rudimentarios y basados en la experiencia de campo.

La presente tesis analizará un caso donde se desarrollará la herramienta de Revenue Management para ser aplicable en una situación real de una petrolera argentina, cuyo objetivo final será calcular el volumen de almacenaje en que la compañía debe invertir. A su vez, se contrastará este resultado con el obtenido por otro método, que, si bien es menos científico, es el habitualmente utilizado para este tipo de decisiones en la industria petrolera.

Su campo de aplicación es para una petrolera que participe del negocio de extracción y tratamiento primario y que realice sus ventas a terceros en forma continua mediante un oleoducto.

No es parte del presente trabajo el estudio del proceso de transporte del petróleo o de refinación del mismo una vez realizada la venta.

Si bien parecería a primera instancia un campo de aplicación muy reducido, el 90% de las petroleras argentinas más grandes operan de esta manera.



METODOLOGIA DE TRABAJO

A continuación se describe como se desarrollará la presente tesis:

- Primeramente se realizará una introducción a la herramienta de Revenue Management, describiendo sus orígenes, sus fundamentos, sus usos, sus campos de aplicación y su metodología de cálculo.
- A continuación, se planteará el esquema de operación y producción de una petrolera que participa del negocio de extracción, tratamiento primario y venta en forma continua mediante un oleoducto.
- Luego, al enumerar las contingencias que se pueden presentar en la operatoria anteriormente descrita, se analizará el concepto de Volumen de Almacenaje y las implicancias que puede tener decidir incorrectamente este valor.
- El próximo paso, y clave para esta tesis, es enlazar el Revenue Management con la problemática del operador petrolero, dándole utilidad a dicha herramienta para la resolución de este problema.
- Finalmente, se calculará y concluirá cual es el volumen óptimo de almacenaje de acuerdo a Revenue Management.

CONTRASTE DE LOS RESULTADOS

Como corolario de la presente tesis, se realizará un contraste del método de modo de comparar los resultados obtenidos mediante el uso de esta herramienta versus los que obtienen las petroleras por los métodos tradicionales y convencionales.

En mi trabajo ya debí realizar un trabajo de consultoría de este tipo, recomendando a una importante petrolera argentina cual debía ser el volumen de almacenaje de su operación. Este trabajo, realizado durante 2006, utilizó un método que, si bien era más rudimentario, fue fácilmente aceptado por un



management de extracción petrolera, el que no está acostumbrado a la utilización de una herramienta como Revenue Management para este tipo de decisiones.

REVENUE MANAGEMENT

DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA

Revenue Management es una herramienta de gerenciamiento aplicada a maximizar ganancias en la comercialización de productos con fecha de vencimiento. Esto no quiere significar que el campo de aplicación se reduce a los productos alimenticios, sino cualquier producto que carezca de valor luego de una determinada fecha.

Un ejemplo de esto, y a la vez una industria que más provecho ha sacado de esta herramienta, son las aerolíneas, donde una vez despegado el vuelo, el ticket para un asiento carece de valor alguno.

Tomando las palabras de Gustavo Vulcano, profesor de Operations Management en la Universidad Torcuato Di Tella y en la Leonard Stern School of Business de New York, Revenue Management es “la disciplina que aplica métodos cuantitativos para maximizar ingresos frente a una demanda heterogénea. En otras palabras, es vender el producto indicado, al cliente indicado, al precio indicado, en el momento indicado”¹.

Para describir la herramienta, se recurrirá a un ejemplo que, si bien es algo básico, es muy eficiente y fácil para comprender. Se trata del *newsvendor problem* (el problema del canillita), en el cual el diario tiene un alto valor a la mañana pero pasado el mediodía su valor es casi nulo.

¹ Artículo Clarín. “La nueva estrategia del viejo «¿Qué le puedo cobrar? »”.
<http://www.clarin.com/diario/2005/06/06/conexiones/t-990033.htm> (vigente al 25/03/07)



Bien temprano cada mañana, el canillita debe decidir cuantos diarios le va a comprar a la distribuidora para vender en su puesto durante todo el día. La demanda no es la misma cada día, ya que depende de si es lunes, martes, viernes o domingo. Y tampoco es la misma para el mismo día en diferentes semanas. Dada esta volatilidad en la demanda, la decisión del canillita puede redundar en dos escenarios:

- a) Que encargue diarios de menos y que a media mañana se quede sin nada por vender. De esta manera, perdió la chance de ganar dinero que seguramente recibió el canillita de la otra cuadra
- b) Que encargue diarios de más y que al final del día tenga una gran cantidad de stock para devolver. El precio de devolución es bastante más bajo que el que se pagó a la distribuidora a la mañana y por ende, el canillita perdió una suma importante de dinero.

Con igual razonamiento se puede entender la problemática de las aerolíneas, quienes utilizan Revenue Management asiduamente ya que una vez despegado el avión, el valor de un ticket es nulo. Para simplificar y poder entender el problema, se supone que la aerolínea sólo tiene un tipo de pasaje (no existen turista, business, etc.) y solamente puede decidir vender los tickets a dos precios. La decisión es cuantos tickets pone a la venta a precio bajo para los clientes que han planificado su viaje con antelación y cuantos deja a precio alto para vender a último momento. La problemática sería:

- a) Si decide vender a precio bajo demasiados tickets, es posible que el avión despegue lleno, pero algunos pasajeros que pagaron poco dinero por su asiento, seguramente hubiesen pagado más sin titubear.
- b) Si decide vender a bajo precio pocos tickets, es posible que el avión despegue con algunos asientos vacíos, que se podrían haber llenado con gente que hubiese pagado precios bajos.



FUNDAMENTOS

Si la demanda a la cual se enfrenta el diario a la mañana (o el ticket barato de aerolínea) fuera perfectamente predecible, Revenue Management carecería de sentido puesto que la respuesta al problema sería, para el caso de canillita, comprar idéntica cantidad de diarios a la demanda que va a ocurrir.

Pero como dicha demanda es incierta, entran en juego variables probabilísticas. Si bien no es posible anticipar la demanda con exactitud, se puede aproximarla mediante estudios estadísticos. Para el caso de canillita, por ejemplo, a través de datos de las ventas de los últimos 100 domingos, es posible estimar una curva de demanda.

El próximo paso es calcular y darle un valor a los dos escenarios con los que puede encontrarse en canillita. Para ello, se definen algunas variables:

P = precio de venta al público del diario

C = precio que el canillita paga a la distribuidora a la mañana por cada diario

D = precio de devolución que la distribuidora paga al canillita al final del día por cada diario

Si el canillita encarga un diario de más, al final del día lo deberá devolver a la distribuidora. Se puede hablar que ha perdido dinero y dicha cantidad (por unidad de diario) puede calcularse según:

$$\text{Dinero Perdido} = L = C - D$$

Si el canillita encarga un diario de menos, durante el día se quedará sin stock y se perderá la oportunidad de que ingrese dinero. Podemos decir que ha dejado de ganar dinero y dicha cantidad (por unidad de diario) puede calcularse según:

$$\text{Dinero no Ganado} = G = P - C$$



Cuanto más alto sea L respecto a G, el canillita deberá tener más precaución de no encargarse de más. Situación a la inversa se va a plantear cuanto más alto sea G respecto a L.

En función del último razonamiento, se puede concluir que debe existir un valor óptimo de diarios a ser encargados que minimizan tanto el dinero perdido como el dinero no ganado. Y ese valor es función de la relación entre L y G.

CALCULOS

Para calcular matemáticamente la cantidad de diarios que se deben comprar se utiliza un análisis incremental que, a partir de la compra de un i -ésimo diario, calcula los valores probables de pérdida y de no ganancia a partir de la compra del $i+1$ -ésimo diario. La conclusión es que existe un ratio crítico (CR) que determina el fractil de la demanda que se debe atender:

$$CR = G / (G + L)$$

Como se concluyó anteriormente, cuanto más grande es G respecto a L, más cercano a 1 será CR y, por ende, convendrá atender a una mayor cantidad de demanda, aún corriendo el riesgo de tener que devolver diarios.

Razonando de igual modo, cuando más grande sea L respecto a G, más cercano a 0 será CR y convendrá atender a una demanda más chica.

Si la curva de la demanda fuese una distribución normal, obtener cual sería la cantidad de diarios a comprar a partir del CR sería muy sencillo, utilizando una simple tabla de dicha distribución, o utilizando Excel. Para cualquier otro tipo de distribución, la cantidad a comprar se obtendría de similar modo, aunque realizando algunos cálculos previamente.



Para situaciones de aplicación de Revenue Management más complejas, como ser la decisión de las aerolíneas de cuantos pasajes de cada precio prevé vender, se utilizan razonamientos matemáticos más complejos, como el *Expected Marginal Seat Revenue* (EMSR). Para el caso con solamente dos tarifas (la cara y la barata) puede recurrirse a ley de Littlewood, que es una simplificación del EMSR.

OPERACIÓN DE UNA PETROLERA

ESQUEMA DE PRODUCCION

El petróleo es un negocio que mueve millones y millones de dólares a nivel mundial. No tiene prácticamente uso comercial como tal, sino a través de múltiples procesos de refinación y purificación.

A través de destilaciones y refinaciones el petróleo es convertido en diferentes combustibles, con un amplio uso en automotores, aviones, barcos y generación eléctrica. De este proceso, como subproductos, se obtienen también Gas Licuado de petróleo (LPG) y Asfalto, ambos de alto valor comercial.

También, aunque en menor medida respecto al Gas Natural, el petróleo es usado en la industria petroquímica para la obtención de plásticos, cosméticos, y fertilizantes.

El petróleo es el resultado de un proceso de transformación de restos fósiles marinos que, por los diferentes movimientos geológicos, quedaron atrapados debajo de la tierra. El petróleo se suele encontrar en yacimientos subterráneos a profundidades que oscilan entre los 2000 y 10000 metros, siempre en



compañía de agua y arena (por su formación marina) y de gas, con el que se encuentra en un equilibrio químico.

La extracción del petróleo se realiza mediante cañerías que se sumergen bajo tierra hasta la profundidad que se encuentra el mismo. Luego, dependiendo de la presión a la cual se encuentra el petróleo, el mismo asciende hasta el nivel de suelo por propia surgencia o mediante bombeo. La instalación que permite llevar el petróleo hasta nivel de suelo se conoce como *pozo*.

La producción de varios pozos es conducida hacia una instalación en la cual se realiza el primer tratamiento. Mediante procesos de decantación gravitatoria, el petróleo es separado del gas, del agua y de la arena, para luego ser bombeado a su próximo destino. La instalación que permite esta primera separación se conoce como *batería*.

El petróleo proveniente de varias baterías es conducido a una *planta de tratamiento*. Si bien en las baterías se separa el agua que se halla libre, no logra separarse el agua que está en equilibrio con el petróleo, la que requiere de procesos más complejos. En esta instalación es donde, a través de procesos de decantación térmica y electrostática, el mismo es deshidratado hasta la especificación para venta, que es 1% o menos.

Una vez deshidratado, el petróleo puede ya ser vendido a las refinerías para la producción de combustibles. Las refinerías se encuentran cerca de los centros de consumo (Buenos Aires, Bahía Blanca, Rosario, etc.) lo que suele ser bastante distante de los centros de producción del petróleo. Es por ello que entre la planta de tratamiento y la refinería suele tenderse un oleoducto para permitir el transporte del fluido de una punta a la otra.

En la planta de tratamiento es común instalar una terminal de bombeo, para asegurar que el petróleo pueda llegar sin problemas a su destino a través del oleoducto y una terminal de almacenaje para poder almacenar el petróleo en la

planta en caso de una contingencia. La selección de esta capacidad de almacenaje es el objeto de la presente tesis.

Las Ilustraciones 1 y 2 a continuación esquematizan el esquema descrito.

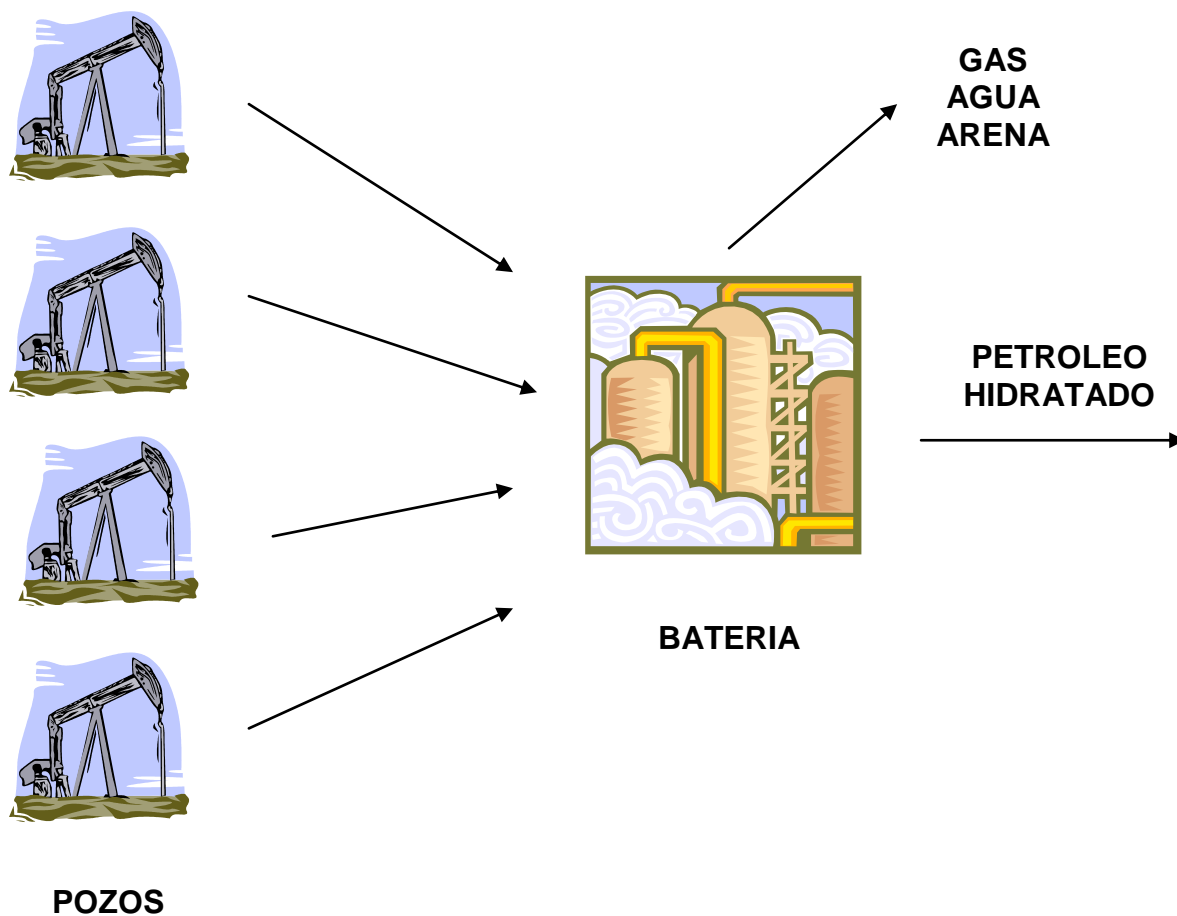


Ilustración 1 - Esquema productivo – Pozos - Batería

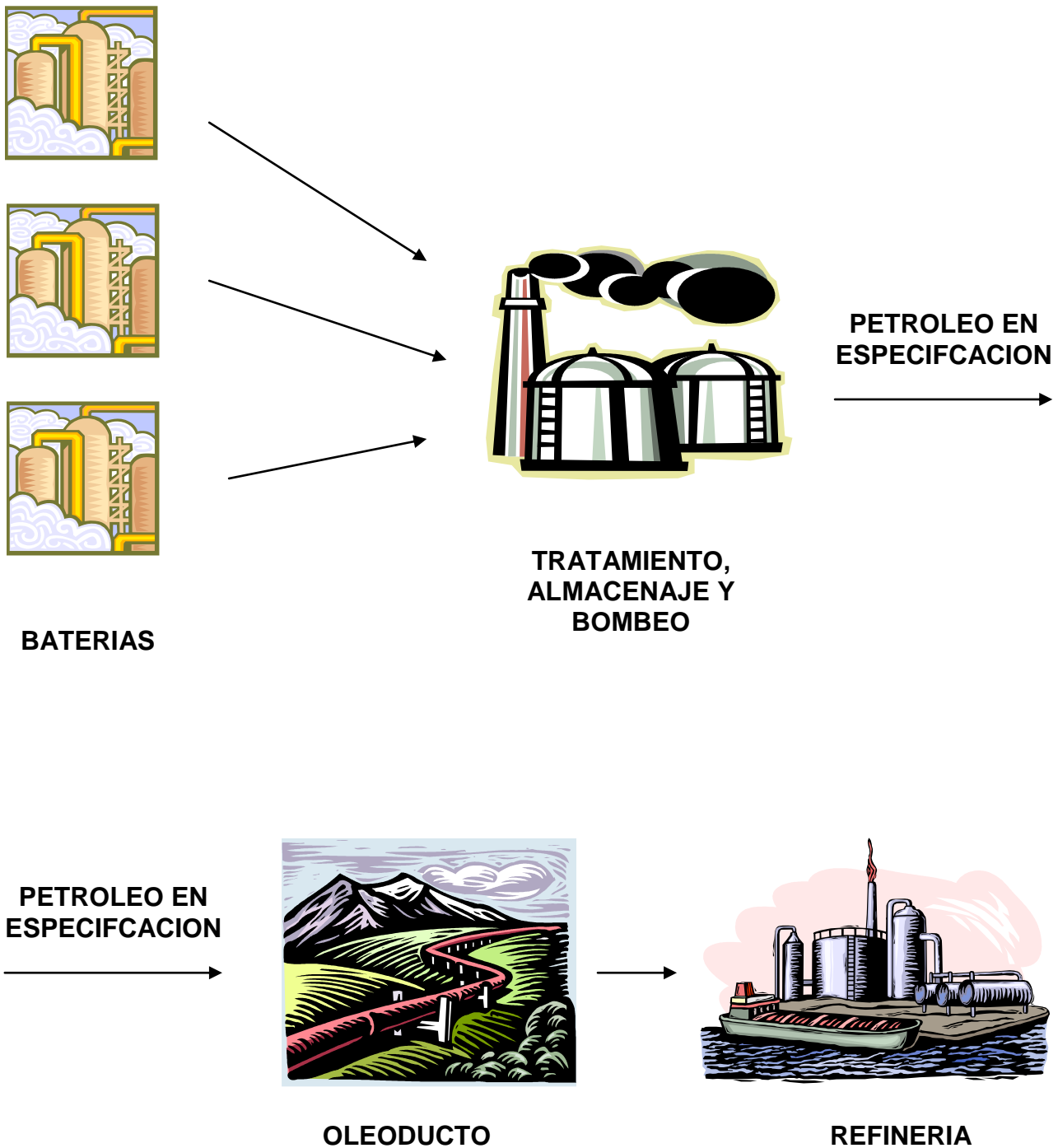


Ilustración 2 - Esquema productivo – Baterías – Planta de Tratamiento – Oleoducto - Refinería

En casos en que la distancia entre la refinería y la planta de tratamiento sea excesiva, el oleoducto no llega hasta la propia refinería sino hasta una terminal portuaria intermedia de carga de barcos. Los barcos petroleros son entonces los encargados de llevar el producto hasta la puerta de la refinería.



Este esquema es el que se corresponde con la petrolera que se va a analizar en la presente tesis. De cualquier modo, la existencia de este transporte por barco no modifica en lo absoluto su aplicabilidad, ya que simplemente se agrega una variable más de contingencia (factores climáticos en el puerto), que, al eliminarse, vuelve replicable el modelo para una petrolera cuyo oleoducto llegue directamente a la refinería.

En el lenguaje de la jerga del comercio petrolero, se conoce como *mercado del upstream* a todo lo acontecido desde los pozos petroleros hasta el ingreso a la refinería y como *mercado del downstream* a todo lo acontecido desde la refinería hasta los puntos de venta.

CONTINGENCIAS OPERATIVAS

Es común que durante la operación de todas estas fases se presenten contingencias que impidan que el petróleo pueda llegar a la refinería. Estos problemas pueden presentarse en cualquier de las etapas: fallas en la energía eléctrica que ocasionan un paro de los pozos, taponamientos en las cañerías que obstruyen el flujo hacia las baterías, factores climáticos que imposibilitan la carga de buques, piquetes en la refinería, etc. Pero es necesario trazar diferencias entre los problemas que pudiesen acontecer aguas arriba de la planta de tratamiento y aguas abajo de la misma, pues este trabajo no es aplicable a los problemas y contingencias que puedan suceder desde los pozos hasta la planta de tratamiento inclusive, pero sí es aplicable desde la planta de bombeo en adelante.

La próxima pregunta a realizarse es por qué es tan importante prever un volumen de almacenaje en caso que por algún motivo no se pudiese entregar el petróleo a la refinería. Todo el tiempo que el petróleo no puede ingresar la



refinería, algo debe realizarse para manejar todo el volumen que se sigue produciendo. Algunas alternativas serían:

- a) Aceptar perder producción, tirando el petróleo al mar, a algún río o sobre la tierra hasta que se haya solucionado el problema.
- b) Detener la producción de los pozos, de las baterías y de la planta de tratamiento y volver a arrancar una vez que se haya solucionado el problema.
- c) Almacenar el petróleo en algún tipo de tanque hasta que se haya solucionado el problema.

Si bien estas tres alternativas son potencialmente factibles, es claro que las consecuencias son muy diferentes.

La alternativa a) no requiere que se detenga la producción, pero como contrapartida tiene un impacto ambiental que difícilmente alguna entidad gubernamental pueda permitir y por otro lado se derrocha una gran cantidad de stock con su consecuente pérdida económica.

La alternativa b) no genera los impactos descritos para la a), pero ocasiona problemas operativos importantes. Las maniobras de parada de pozos, de parada de batería y de parada de planta de tratamiento son tediosas y muy costosas, siendo las de re arranque inclusive aún más. Estos eventos requieren la presencia de muchos operadores, de técnicos capacitados y una coordinación a nivel del yacimiento que ocasiona que esta maniobra, conocida como Paro de Yacimiento, sea una de las que más se quieren evitar. A su vez, todo el petróleo que no se pueda extraer durante el tiempo que los pozos estén parados, queda debajo de la tierra y una vez vencido el plazo de concesión, el mismo queda para el próximo explotador.



La alternativa c) es claramente la más acertada. No en vano es lo que utilizan todas las compañías petroleras a nivel mundial, sean pequeñas, medianas o grandes.

A nivel mundial, el equipamiento más comúnmente utilizado para almacenar petróleo en estos casos son tanques. El tanque es un equipo de forma cilíndrica, con un techo generalmente cónico y fabricados con acero al carbono. Hasta hace aproximadamente 20 años, no existía ninguna normativa a nivel internacional que regulara la fabricación de estos equipos, lo que ocasionaba que hubiese múltiples estilos y formas de construirlos, siendo los más famosos los *tanques remachados* y los *tanques rusos*, que por su bajo costo eran los más competitivos. Luego de varios accidentes y derrames de petróleo, se decidió reglamentar la fabricación de estos equipos, dictándose la norma API 650 (Welded Steel Tanks for Oil Storage), que fue elaborada por el American Petroleum Institute y que dio origen a los *tanques soldados*, los más comunes hoy en día.

El volumen de estos equipos suele oscilar entre 5000 y 50000 metros cúbicos. Por encima de este valor, la construcción es demasiado compleja y se prefiere optar por instalar dos equipos de menor capacidad. A continuación, en las Ilustraciones 3, 4 y 5, se adjuntan algunas fotografías de tanques de almacenaje de petróleo.



Ilustración 3 - Tanque de Almacenamiento de Petróleo



Ilustración 4 - Tanque de Almacenamiento de Petróleo



Ilustración 5 – Parque de Tanques de Almacenamiento de Petróleo



Debido a sus grandes dimensiones, la mayor parte de la construcción de estos equipos se realiza en el sitio de emplazamiento final, demandando el uso de grúas y de equipamiento pesado para su montaje. Sumando esto a que en Argentina hay pocos proveedores capacitados para la fabricación de estos tanques, su costo suele ser muy elevado.

En función de esto, la selección del volumen de almacenaje debe realizarse muy criteriosamente, ya que de no hacerlo adecuadamente se podrían incurrir en los siguientes riesgos:

- Si el volumen seleccionado fuera menor del requerido, ante cualquier evento no deseado, sería necesario parar el yacimiento o perder producción, lo que ya quedó claro que debe evitarse en todo momento.
- Si el volumen seleccionado fuera mayor del requerido, si bien no existirían los riesgos del punto anterior, se estarían gastando innecesariamente recursos económicos y financieros

REVENUE MANAGEMENT Y VOLUMEN DE ALMACENAJE

Hasta ahora se ha descrito, en forma separada, el concepto de Revenue Management y sus posibles usos y, por otro lado, el típico esquema de producción petrolero, sus posibles contingencias y la importancia de elegir inteligentemente la capacidad de almacenaje.

Pensando en el dilema del vendedor de diarios, es que podría plantearse un paralelo entre las dos problemáticas:



- Si el canillita encarga diarios de menos a la distribuidora, es similar a que el petrolero invierta en un volumen de almacenaje insuficiente
- Si el canillita encarga diarios de más a la distribuidora, es similar a que el petrolero invierta en un volumen de almacenaje excesivo.

En función de esto, existiría una forma de utilizar el modelo de Revenue Management para calcular el volumen óptimo de almacenaje. Para poder realizarlo, objetivo central de la presente tesis, deben estimarse un parámetro G , un parámetro L y una curva de demanda.

Construcción de la curva de demanda

Para disponer de una curva de demanda es fundamental primero definir cuál es el producto que va a ser demandado. En el dilema del canillita, el producto era el diario. En el presente modelo, dicho producto será el metro cúbico de almacenaje. A continuación se describirán los pasos a realizar para poder obtener dicha curva de demanda.

Identificación de Eventos

Como se describirá a continuación, existirán determinados eventos que provocarán que no se pueda entregar petróleo a la refinería y que van a requerir un determinado volumen de almacenaje de modo de no parar el yacimiento o de no derramar petróleo al medio ambiente. Cada uno de estos eventos tendrá una duración y una frecuencia de ocurrencia diferente, lo que hará que sea posible calcular una curva de demanda de volumen de almacenaje.

Como ya se explicó anteriormente, la recomendación sobre un volumen de almacenaje fue un trabajo que ya fue realizado por mí para un cliente en mi trabajo. Como dato de partida para aquel estudio, y con la misma aplicación



que para esta tesis, se realizaron reuniones con los operadores del yacimiento para que listaran todos los problemas ocurridos en los últimos 10 años que imposibilitaron la venta a la refinería. Es importante recordar que el oleoducto de la petrolera en cuestión llegaba solamente hasta una terminal de carga portuaria. El transporte final hasta la refinería se realizaba, en consecuencia, mediante barcos.

Como conclusión de dicha reunión, los eventos que no permitieron la venta de petróleo en los últimos 10 años fueron los siguientes:

1. Falla de una bomba en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento
2. Falla eléctrica ocasionado el paro de todas las bombas en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento
3. Falla del sistema instrumentado de control en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento
4. Rotura menor del caño en el oleoducto
5. Rotura mayor del caño en el oleoducto
6. Mantenimiento programado del oleoducto
7. Cierre accidental de una válvula en el oleoducto
8. Sabotaje al oleoducto cerrando intencionalmente una válvula
9. Acción social en la terminal de carga de buques (piquete, huelga, etc.) no permitiendo la entrada de petróleo
10. Condiciones climáticas adversas que no permitieron el amarre de barcos
11. Decisión política de no vender crudo

Existían otras posibles causas de índole catastrófico que se decidió no analizar pues no habían ocurrido jamás en la historia del yacimiento y, por ende, se consideró que tampoco iban a suceder. Por ejemplo, un atentado destructivo en el oleoducto, un impacto aeronáutico sobre la terminal de carga de buques o un terremoto.



Duración y Frecuencia

Una vez identificadas estas posibles causas, el próximo paso fue determinar qué duración y qué frecuencia podría tener cada una de ellas. Obviamente la duración de las mismas estaba asociada con la culminación del evento, que si bien en la mayoría de los casos dependía de una acción por parte de la petrolera, en otros, como en el clima adverso, no. En la Tabla 1 – “Duración y Frecuencia de Eventos” se detallan las causas, el hito que da por culminada la contingencia, la duración y la frecuencia de ocurrencia de los eventos. Para este último valor en particular, se contabilizó la cantidad de veces que ocurrió en los últimos 10 años.



Contingencia que dispara el evento		Acción que culmina el evento	Duración en días	Veces ocurridas en los últimos 10 años
1	Falla de una bomba en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	Puesta en Operación de la bomba de repuesto	0,25	80
2	Falla eléctrica ocasionado el paro de todas las bombas en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	Puesta en Operación del Sistema de Generación de Emergencia	1	2
3	Falla del sistema instrumentado de control en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	Reparación del sistema de control	0,2	40
4	Rotura menor del caño en el oleoducto	Reparación del oleoducto	0,5	20
5	Rotura mayor del caño en el oleoducto	Reparación del oleoducto	2	3
6	Mantenimiento programado del oleoducto	Completamiento del mantenimiento	0,5	120
7	Cierre accidental de una válvula en el oleoducto	Reapertura de la válvula	0,25	5
8	Sabotaje al oleoducto cerrando intencionalmente una válvula	Reapertura de la válvula	0,25	3
9	Acción social en la terminal de carga de buques (piquete, huelga, etc.) no permitiendo la entrada de petróleo	Solución Pacífica (conflicto de alcance local)	2	20
		Solución Pacífica (conflicto de alcance provincial)	5	4
		Solución Pacífica (conflicto de alcance regional)	10	3
		Solución Pacífica (conflicto de alcance nacional)	15	1
10	Condiciones climáticas adversas que no permitieron el amarre de barcos	Reestablecimiento de las condiciones normales	1	350
			2	200
			3	50
			5	12
			8	5
			10	2
			12	2
15	1			
11	Decisión política de no vender crudo	Nuevo acuerdo comercial	5	1

Tabla 1 - Duración y Frecuencia de Eventos



El siguiente paso es transformar el tiempo de duración de cada evento en una demanda de metros cúbicos de almacenaje. Para ello, se debe multiplicar el caudal de petróleo que se estaría vendiendo a la refinería por la duración de cada evento.

Por ejemplo, si hipotéticamente el caudal esperado fuese de 20.000 metros cúbicos por día la contingencia “Cierre accidental de una válvula en el oleoducto” demandaría 4000 metros cúbicos ($20.000 \text{ m}^3/\text{d} \times 0,2 \text{ d} = 4000 \text{ m}^3$).

Pronóstico de Producción

El dato faltante para realizar el cálculo detallado en el anterior párrafo es la cantidad de petróleo que la compañía prevé vender a la refinería. Ese dato, conocido en la jerga como *pronóstico*, está asociado a la expectativa que la compañía tiene sobre el rendimiento de los pozos y a las inversiones que realizará para poder tratar dicho petróleo.

Si bien es un dato estrictamente confidencial, ya que está asociado a los planes de inversión y a los recursos financieros que se van a requerir, dicho pronóstico de producción fue entregado para este estudio cuando fue realizado por la compañía en la cual trabajo². El mismo se detalla en la Tabla 2, mostrando para cada año (y hasta el 2012) los metros cúbicos diarios esperados de producción.

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Caudal (m3/d)	20249	22763	24534	26357	28089	27338

Tabla 2 - Pronóstico de Producción 2007-2012

² El pronóstico fue entregado luego de firmar un acuerdo de confidencialidad. Por tal motivo, en ningún punto de esta tesis se ha podido explicitar el nombre de la petrolera ni tampoco en qué área geográfica de la Argentina opera.



Disponer no sólo de los caudales esperados sino también de su evolución año a año enriquece el estudio, pues además de determinarse la necesidad de inversión en almacenaje puede discriminarse en qué momento del tiempo realizar dicha inversión.

Curva de demanda

Tomando, para comenzar, el pronóstico del 2007 y multiplicando dicho caudal por los días de duración de cada contingencia, puede confeccionarse una tabla que determine cuántas veces fue demandado en el pasado una determinada cantidad de volumen de almacenaje.

Como algunos eventos independientes tienen la misma duración, para obtener la demanda final se han agregado las frecuencias. Por ejemplo, como el evento “Rotura menor del caño en el oleoducto” y “Mantenimiento programado del oleoducto” tienen ambos una duración de 0,5 días y su frecuencia, respectivamente, es 20 y 10, diremos que la frecuencia de demanda de un volumen asociado a 0,5 días de parada es de 30. De esta manera obtenemos la curva de demanda, indicadas en la Tabla 3 y en la Ilustración 6:



Año	2007
Volumen demandado (m3)	Frecuencia (Veces)
303.735	2
242.988	2
202.490	5
161.992	5
101.245	17
60.747	50
40.498	223
20.249	352
10.125	140
5.062	88
4.050	40

Tabla 3 - Volumen Demandado y Frecuencia para 2007

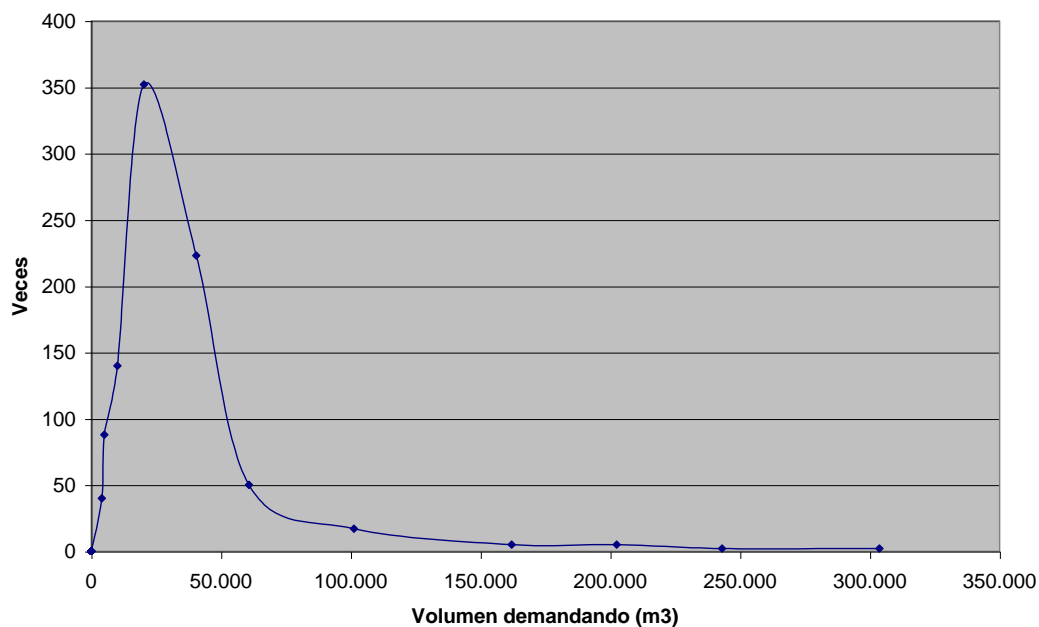


Ilustración 6 - Volumen Demandado y Frecuencia para 2007



La forma de la curva de demanda es bastante diferente a la típica distribución normal que siempre se presenta como ejemplo, pero sin embargo es lógica ya que cualquier petrolera va a esperar que los eventos que demandan mucho almacenaje ocurran pocas veces y los que demandan poca capacidad sean más frecuentes.

Trabajando del mismo modo, podemos construir las curvas para los demás años. Las mismas están adjuntas en el Anexo 1.

Parámetro L

Variables en Juego

El parámetro L del modelo de Revenue Management expresa, al ser aplicado en la problemática del canillita, lo que se pierde al encargar diarios de más y tener que devolverlos a menor precio al final del día. Trazando un paralelo con la situación de la petrolera, sería comparable a invertir en un volumen de almacenaje excesivo.

Los tanques de almacenaje son, como ya se explicó, equipos muy caros. Tomar una decisión equivocada e invertir de más en capacidad de almacenaje puede acarrear varias consecuencias:

- Perder el costo de oportunidad del dinero, ya que el mismo podría haberse invertido de otra manera más eficiente
- El espacio físico disponible en la planta queda limitado ya que no puede instalarse nuevo equipamiento en el lugar donde se alojaron los tanques

La segunda variable es muy difícil de medir, pero en países como la Argentina, donde los territorios son extensos (por ejemplo, la estepa patagónica o el bosque salteño), es un costo prácticamente despreciable. Diferente sería en países de Europa o en Japón.



Volviendo al modelo de Revenue Management, para estimar el parámetro L debemos recordar cómo se calculaba en el problema del canillita:

$$L = C - D$$

Donde,

C = precio que el canillita paga a la distribuidora a la mañana por cada diario

D = precio de devolución que la distribuidora paga al canillita al final del día por cada diario

Entonces, la variable C sería el precio del volumen de almacenaje que la petrolera debe pagar a los fabricantes, medido en dólares por metro cúbico.

Respecto a la variable D , la misma no será tenida en cuenta. Si bien existe un mercado secundario de tanques usados, el mismo sólo aplica a tanques pequeños que puedan ser transportados. Los tamaños de los tanques que se manejan en este trabajo son excesivamente grandes y, una vez montado, no tienen precio de reventa o de devolución. Por ende, la variable D es igual a cero y no se tiene en cuenta en el modelo.

Precios de mercado de tanques

Cuando se desarrolló el presente estudio en mi trabajo, se requirió a la petrolera que, a través de su departamento de abastecimiento y logística, realice un pedido de precios a los fabricantes de tanques. El mismo debía contemplar diferentes alternativas de volúmenes para poder aproximar una curva de precio por metro cúbico en función de los metros cúbicos de capacidad del tanque.



Para ello se realizó una ronda de consultas con los fabricantes, a quienes se les solicitó que informaran precios aproximados. El único proveedor que colaboró en dicha consulta fue Aerotan³, quien tenía una estrecha relación comercial con la petrolera en cuestión.

La Tabla 4 resume los costos informados por dicho proveedor:

Volumen de Tanque (m3)	Precio (U\$S)	Precio por m3 (U\$S/m3)
10.000	2.745.000	275
20.000	3.580.000	179
25.000	4.100.000	164
50.000	6.700.000	134

Tabla 4 - Precios de Tanques de Almacenaje

Cálculo de *L*

Dado que el modelo debe trabajar con un *L* fijo y no con una curva en función del valor de los metros cúbicos, se ha tomado como valor representativo al promedio aritmético de los cuatro valores de U\$S/m3 obtenidos. Consecuentemente:

$$L = 188 \text{ U\$S / m}^3$$

Parámetro *G*

Variables en Juego

El parámetro *G* del modelo de Revenue Management expresa, al ser aplicado en la problemática del canillita, lo que se deja de ganar por encargar diarios de menos y no poder venderlos, ya que los clientes comprarán el diario en otro

³ <http://www.aerotan.com.ar/> (vigente al 25/03/07)



kiosco. Trazando un paralelo con la situación de la petrolera, sería comparable a invertir en un volumen de almacenaje insuficiente.

Ante la ocurrencia de alguno de los eventos que impiden la venta de petróleo, la idea es que la producción no se detenga. Los pozos siguen extrayendo del subsuelo mientras que las baterías y la planta de tratamiento continúan su actividad. Esto es básicamente porque la maniobra de re arranque de estas instalaciones es muy traumática y costosa. Por ello la importancia del almacenaje.

Si la duración de algunos de los eventos descritos sea tal que los tanques se llenen, deberán tomarse medidas de modo que no tenga que derramarse la producción al medio ambiente. Dichas medidas, básicamente, son el paro de la producción.

Para cuantificar el costo de tomar esta decisión se analizará de qué manera se traduce el impacto económico.

Costo de la no producción

Durante todo el tiempo que los pozos estén detenidos, el petróleo queda bajo tierra. Si imaginamos hipotéticamente que el periodo de concesión del yacimiento fuese de 20 días, un paro de producción que dure 10 días implica que se dejó de ganar el dinero correspondiente al caudal de producción multiplicado por los 10 días de duración del paro. Si vencidos los 20 días se hace cargo otro concesionario, todo el petróleo que no se pudo extraer queda para el próximo operador

Si bien el periodo de concesión de un yacimiento es muchísimo mayor a 20 días, nunca es infinito y siempre va a quedar para el próximo concesionario el petróleo no extraído. El próximo concesionario puede ser el Estado u otra



compañía, pero es claro que para la compañía que debe decidir su capacidad de almacenaje es dinero dejado de ganar.

Si bien ampliando la capacidad de bombeo de las instalaciones de pozo podría lograrse la extracción del petróleo que quedó almacenado durante un paro, esta es una inversión considerable y de muy largo plazo, por lo que esta alternativa no es considerada dentro del modelo.

Para cuantificar esta no ganancia, podremos considerar que, del mismo modo que para el canillita la variable G era el precio de venta del diario menos el costo que se pagaba a la distribuidora, para el petrolero sería el precio de venta del petróleo menos el costo de producción.

Precio de venta del petróleo

El precio de venta del petróleo es una de las vedettes del comercio internacional. Sus fluctuaciones pueden generar guerras, desestabilizar gobiernos y producir tanto ganancias como pérdidas extraordinarias a las compañías.

La Ilustración 7 muestra los precios que ha tenido el petróleo a nivel internacional desde 1946 hasta la actualidad. Se representan en una curva los precios promedio de cada año y en otra los mismos precios pero ajustados por inflación⁴.

⁴ Fuente: http://inflationdata.com/inflation/Inflation_Rate/Historical_Oil_Prices_Table.asp (vigente al 25/03/07)

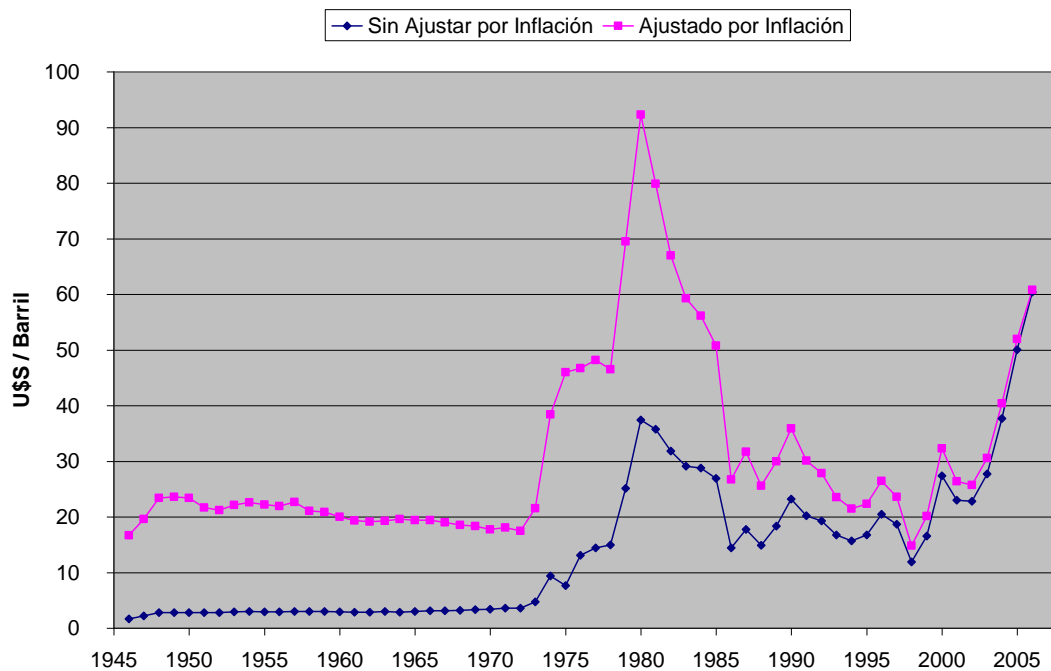


Ilustración 7 - Precios Internaciones Históricos del Petróleo

En Argentina, sin embargo, las cosas son, al menos en el último tiempo, muy estables, debido a la intervención del Estado para mantener un precio de venta interno fijo de modo de no disparar el precio de los combustibles de venta al público.

Este precio de venta interno está regulado por la Secretaría de Energía y depende de varios factores, entre ellos la provincia productora, las regalías que cada una paga, el valor del dólar y la inflación. De cualquier modo, para aplicar el modelo de Revenue Management, un valor de 27,8 U\$\$ por barril es adecuado para este análisis, en función de promediar los datos surgidos de las siguientes recomendaciones e información estadística:

- 28,50 U\$\$/barril, de acuerdo al artículo “El costo del barril de petróleo crudo en Argentina”, de Ricardo Andrés De Dicco⁵

⁵ Ricardo Andrés De Dicco es Investigador Principal del Área Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales de la Universidad del Salvador y colaborador del Info-MORENO y del Instituto de Energía e Infraestructura de la Fundación Arturo Íllia.



- (<http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/energia/papelago5.htm> vigente al 25/03/07).
- 30 U\$\$/barril, de acuerdo al artículo “Análisis del precio de los combustibles líquidos”, publicado por el Centro Regional de Estudios Económicos de la Patagonia Central (http://www.creepace.com.ar/notas/20050920-sec_pet.htm vigente al 25/03/07).
 - 24,8 U\$\$/barril de acuerdo al promedio anual de los precios mensuales por provincia del 2003 (ver Anexo 2).

Costo de producción del petróleo

Este costo resume cuánto debe invertir en costos operativos la compañía petrolera para poder vender el petróleo. De acuerdo a los criterios habitualmente utilizados, este costo surge de la sumatoria de varios factores: el costo de exploración, el costo de desarrollo, el costo de extracción, el costo de tratamiento y el costo de bombeo.

Realizar un cálculo en detalle de cada uno de los factores demanda una inversión de tiempo y una necesidad de datos estadísticos que no se refleja en una mayor precisión en el cálculo. Por ello, se utilizará un valor de 10,2 U\$\$ por barril obtenido de promediar diferentes valores de acuerdo a artículos y opiniones de diferentes analistas del mercado energético argentino.

- 15 U\$\$/barril, de acuerdo al artículo “Cómo se reparte la renta petrolera”, de Jorge Lapeña⁶ (<http://www.rionegro.com.ar/diario/energia/2006/05/27/1625.php> vigente al 25/03/07)
- 9,6 U\$\$/barril, de acuerdo a la Presentación Corporativa del Holding Petrobrás Energía Participaciones (http://www.petrobras.com.ar/Petrobras/Internet_Institucional/Espanol/Finan

⁶ Jorge Lapeña es un reconocido especialista del mercado energético y fue Secretario de Energía de la Nación durante la presidencia de Fernando De La Rúa



[ciera/Gobierno_Corporativo/Documentos/zzz.ppt](#) página 6/24 vigente al 25/03/07)

- 6,1 U\$S/barril, de acuerdo al artículo “El costo del barril de petróleo crudo en Argentina”, de Ricardo Andrés De Dicco (<http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/energia/papelago5.htm> vigente al 25/03/07).

Cálculo de G – Primera aproximación

En función de los últimos dos parámetros, podría calcularse una primera aproximación para el valor de G, a partir de restar del precio de venta promedio por barril el costo de producción promedio por barril.

Es importante destacar que este valor solamente considera el costo por no poder vender petróleo durante la duración del evento o conflicto pero en lo absoluto considera los costos fijos incurridos por tener que rearmar el campo petrolero.

Esta diferencia, consecuentemente, sería de 17,6 U\$S por barril. Este valor, al que llamaremos G', en las mismas unidades que el L ya calculado equivaldría a:

$$G' = 111 \text{ U\$S / m}^3$$

Costos de paro y arranque del yacimiento

Otra componente del parámetro G es el costo que se incurre por tener que parar y rearmar el yacimiento. Este es un valor fijo que no depende de cuantos metros cúbicos dejan de venderse sino que simplemente sucede o no.

Es decir, si la duración del evento es tal que el volumen a ser almacenado es mayor que la capacidad instalada, una vez que los tanques estén a punto de



llenarse, debe detenerse la producción total del yacimiento hasta que se restablezcan las condiciones normales. Esto equivale a parar y cerrar pozos, parar las baterías y la planta de tratamiento y volver a arrancarlos una vez normalizada la situación.

Este proceso es costoso pues requiere la participación simultánea de muchos operarios y de contratistas externos en sitios alejados. No sólo es complejo calcular dicho costo, sino que, como se verá más adelante, es difícil incorporarlo al modelo de Revenue Management.

Para estimar este costo, se debería cuantificar cuanta gente sería necesaria para poder volver a poner en operación las instalaciones, cuantos días duraría la maniobra y cual sería el costo de dicho personal. Este valor no sólo es muy difícil de conseguir sino que también seguramente no tenga mucha robustez, pues un pequeño cambio en los costos del personal que trabaje va a hacer variar el total terriblemente.

A su vez, este costo no podría ser directamente utilizado en el modelo de Revenue Management. Esto es debido a que, por un lado, los parámetros L y G' calculados hasta ahora son valores monetarios por metro cúbico (U\$/m³), los que no pueden sumarse ni restarse a este nuevo costo fijo que estaría expresado únicamente en U\$S.

Además, este costo dependería del tamaño del yacimiento, ya que va a ser radicalmente diferente para un caso con 3000 pozos y 100 baterías que para otro con 40 pozos y 2 baterías. La solución que se pretende buscar debe ser general y aplicable a cualquier petrolera, independiente del tamaño del yacimiento.

Si bien el estudio que la petrolera encargó a la empresa en la que trabajo no fue realizado mediante Revenue Management, esta discusión sobre como cuantificar el costo de un paro total tuvo lugar. Ante la dificultad de poder



asignar un valor numérico y justificable, se debió llegar a un consenso, que estuvo avalado fuertemente por los 20 años de exitosa operación del yacimiento.

La realidad indicó que jamás en los 20 años de operación de esta petrolera, ni tampoco en el periodo de los anteriores concesionarios, tuvo que pararse el yacimiento completo por una imposibilidad de venta de petróleo. Ello fue posible, básicamente, por los siguientes motivos.

- Ante la ocurrencia de uno de estos eventos que imposibiliten la venta de petróleo, nadie va a esperar a que los tanques de almacenaje se comiencen a desbordar para recién parar todo el yacimiento al mismo tiempo. La maniobra que se suele realizar es ir deteniendo por sectores. Es decir, se comenzará con el paro de algunos pozos, luego algunas baterías, luego otras, de manera de ir bajando gradualmente la producción. Obviamente esta operatoria se empieza a realizar mucho antes de que el nivel de los tanques llegue al máximo, sino que se comienza cuando los mismos están al 25% o menos, y el evento disparador no tiene pronósticos de resolverse en el corto plazo. Este paro gradual hace que el rearranque se pueda realizar también gradual, de una manera muy sencilla y prácticamente sin costo.
- Otra maniobra operativa que colabora fuertemente en que no se tenga que detener todo el yacimiento es aprovechar el volumen de almacenaje de las baterías. Cada una de las baterías tiene una cierta capacidad de almacenaje prevista para responder ante, por ejemplo, fallas en el equipo de bombeo de la propia batería. Este volumen es insignificante en comparación con el volumen de almacenaje que estamos intentando calcular, pero cuando se considera la totalidad de las baterías en conjunto, el valor ya tiene otro peso. Es muy común que cuando los tanques de la planta de tratamiento se comiencen a llenar por arriba de



un cierto nivel, se empiecen a utilizar también los tanques de las baterías.

Básicamente estos dos factores colaboran a que es virtualmente imposible que se tenga que detener todo el yacimiento. Del mismo que se habían descartado eventos catastróficos por su muy baja probabilidad de ocurrencia, se decidió no considerar la ocurrencia de este paro masivo.

Lo que sí se resolvió considerar, y que puede ser también aplicado del mismo modo en la presente tesis, es adicionar al volumen de almacenaje que surja del cálculo el volumen correspondiente a un día más de producción, que es lo que eventualmente se tardaría en regularizar la operación ante la ocurrencia de un evento que no posibilite la venta de petróleo.

Dado que este último valor se agregará al final, una vez obtenida la capacidad mediante la aplicación del modelo, y considerando la hipótesis de que se seguirán realizando las mismas maniobras operativas que permitieron que nunca tenga que pararse el yacimiento completo, el parámetro G puede considerarse igual al G' ya calculado. Por ende,

$$G = G' = 111 \text{ U\$S / m}^3$$

CALCULO DE VOLUMEN DE ALMACENAJE

En función de los cálculos realizados y de las definiciones y suposiciones asumidas, ya es posible utilizar la herramienta de Revenue Management para calcular el volumen de almacenaje requerido.

$$L = 188 \text{ U\$S / m}^3$$

$$G = 111 \text{ U\$S / m}^3$$



$$CR = G / (G + L) = 37,12\%$$

Demanda a considerar

Si bien fue posible discriminar una curva de demanda para cada año, en función de que el pronóstico informaba el valor de producción esperado año a año, a los efectos de tomar una decisión debe decidirse con cuál de todas las curvas se va a trabajar.

La decisión pasa por tomar la demanda asociada al mayor caudal de producción, ya que va a ser la que requiera mayor volumen de almacenaje. Ello equivale a trabajar con la curva de demanda del año 2011.

Podría realizarse un estudio detallado año a año, cuyo resultado podría ser realizar una inversión inicial en un tanque mediano en el 2007 y luego, al acercarse el 2011, completar la inversión con otro tanque mediano. Si bien esto es posible, debido a la complejidad del cálculo, se ha optado por pensar directamente la inversión del 2007 para que el yacimiento esté preparado a posibles contingencias durante el 2011.

Calculo del fractil de la demanda

Utilizando la curva de demanda del año 2011, el próximo paso es obtener entonces cual es el valor de volumen de modo que obtener un fractil de la demanda atendido del 37,12%.

Debido a que la curva de demanda no responde a ninguna distribución conocida (Estándar, T-Student, etc.), para obtener el volumen de almacenaje que responde a un fractil determinado debe realizarse una integración matemática para calcular áreas bajo la curva.



El procedimiento es de la siguiente manera:

1. Cálculo del área total bajo la curva

Se calculará el área total bajo la curva de demanda desde un volumen de cero hasta infinito. Para ello debe realizarse una integral de la función curva de demanda entre 0 e ∞ .

Para ello debe obtenerse una función $y = f(x)$ que responda a la curva de demanda. Debido a la forma de la curva, no es posible obtener ninguna función de manera que correlacione adecuadamente todos los puntos. Por ende, debió partirse la curva en dos sectores donde sí fuese posible estimar una curva.

Las Ilustraciones 8, 9 y 10 a continuación corresponden a la curva de demanda para el 2011 y a los dos sectores que se particionó, mostrando a su vez la función correlacionada y el factor R^2 .

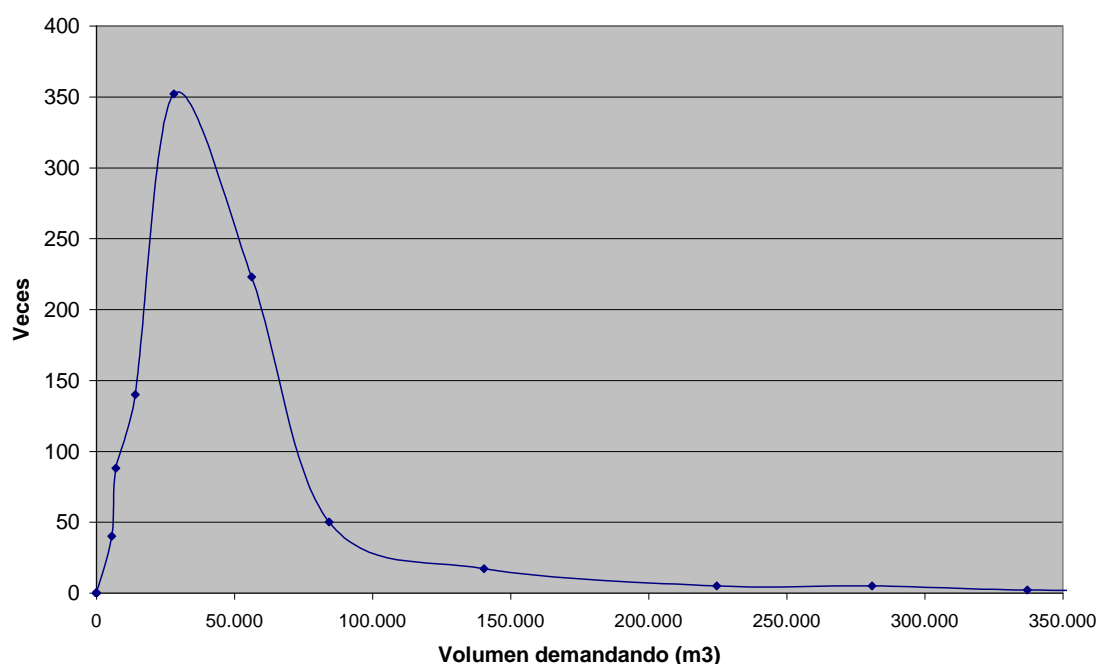


Ilustración 8 - Volumen Demandado y Frecuencia para 2011

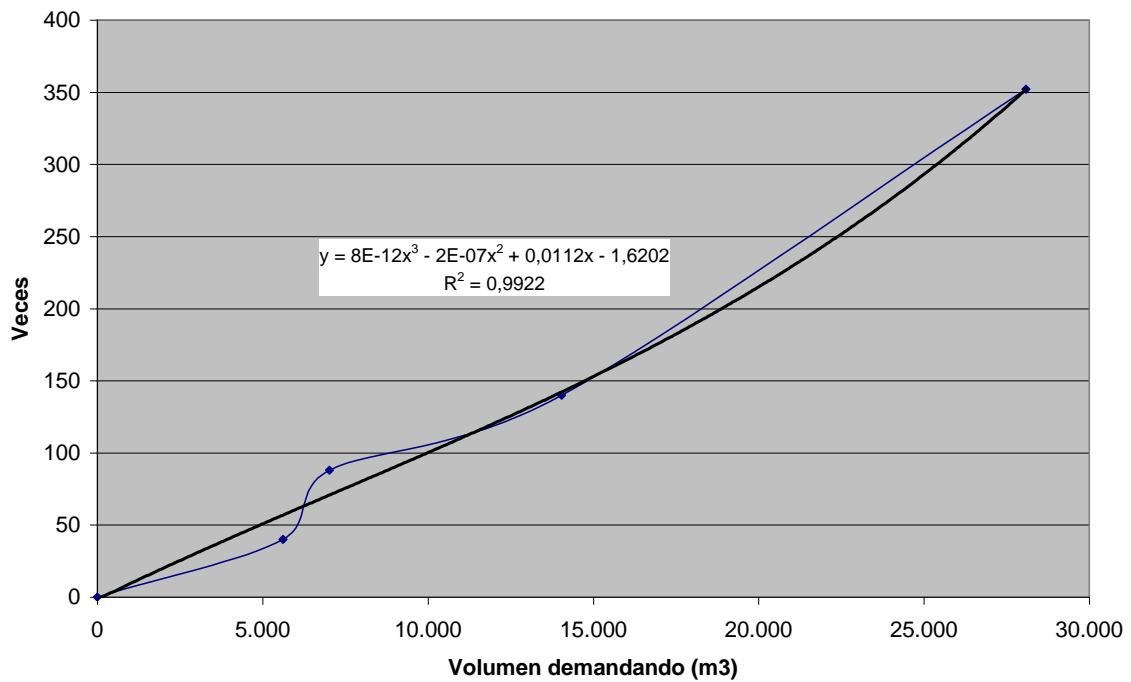


Ilustración 9 - Primera partición de la curva de demanda de 2011 con la ecuación de la función aproximada

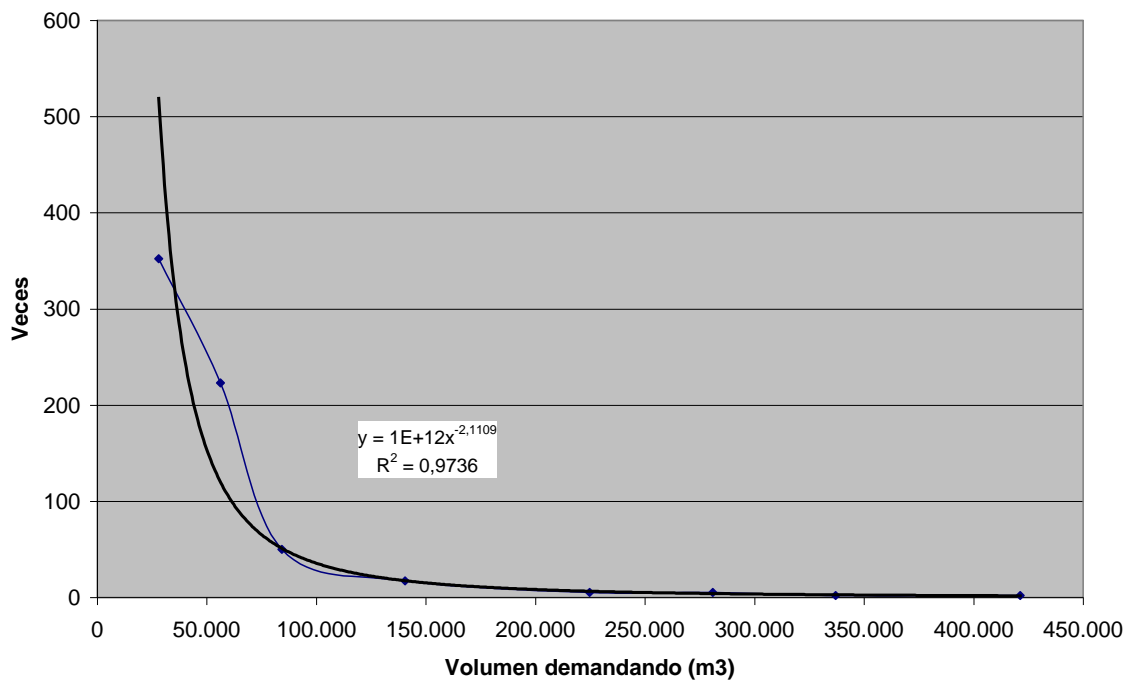


Ilustración 10 - Segunda partición de la curva de demanda de 2011 con la ecuación de la función aproximada



Resumiendo, la función puede expresarse:

$$f(x) = \begin{cases} 8E - 12 \cdot x^3 - 2E - 07 \cdot x^2 + 0,0112 \cdot x - 1,6202 & \text{si } x < 28089 \\ 1,3E + 12 \cdot x^{-2,1109} & \text{si } x \geq 28089 \end{cases}$$

Entonces, el área total bajo la curva puede calcularse según:

$$A_{TOTAL} = \int_0^{28089} (8E - 12 \cdot x^3 - 2E - 07 \cdot x^2 + 0,0112 \cdot x - 1,6202) dx + \int_{28089}^{+\infty} (1,3E + 12 \cdot x^{-2,1109}) \cdot dx$$

$$A_{TOTAL} = 4.140.395 + 13.377.946 = 17.518.341$$

2. Cálculo del fractil

Lo que se debe obtener ahora es un valor tal que genere un área que sea el 37,12% de la arriba calculada ($37,12\% \times 17.518.341 = 6.502.808$). Expresando la integral anterior en forma genérica en función de un valor V , la ecuación quedaría:

$$A = \int_0^{28089} (8E - 12 \cdot x^3 - 2E - 07 \cdot x^2 + 0,0112 \cdot x - 1,6202) dx + \int_{28089}^V (1,3E + 12 \cdot x^{-2,1109}) \cdot dx$$

Debe hallarse, por prueba y error, el valor de V que haga que el valor de A sea igual a 6.502.808. Luego de varios intentos, el valor que verifica es 33.500 m³.

Recordando lo adoptado y explicado anteriormente, a este volumen debe adicionarse el correspondiente a un día de almacenaje. Ello equivale a:

$$V = 33.500 \text{ m}^3 + 28.089 \text{ m}^3/\text{día} \times 1 \text{ día} \approx 61.500 \text{ m}^3$$



Esta última decisión de adicionar el volumen correspondiente a un día de almacenaje, tal vez algo cualitativa, aporta una desviación a los resultados que surgen de la aplicación estricta del método, y por ende puede ser cuestionable. De cualquier manera, dado que esta dicotomía también se presentó en el estudio contratado por la compañía petrolera a la empresa donde trabajo, fue la mejor solución, surgida de un consenso entre management, operarios e ingenieros que formaron parte del team del proyecto.

Resultado

Como resultado general de esta metodología, una vez determinados los eventos (y su duración) que pudiesen generar la no venta de crudo a la refinería y establecidos los costos acarreados por no poder realizar esta venta; y dado el precio que debe pagarse a los proveedores de tanques, utilizando Revenue Management el valor óptimo de volumen de almacenaje a invertir es de:

$$V = 61.500 \text{ m}^3$$

En función de los pronósticos, que auguran un caudal de petróleo de 28.089 m³/d para el año 2011, este volumen de 61.500 m³ elegido estaría dando un tiempo de almacenaje disponible de aproximadamente 2,2 días.

Recalculando el fractil con una capacidad de 61.500 m³, se concluye que se estaría atendiendo aproximadamente a un 68% de la demanda.

La Tabla número 5 resume, en función de estos últimos valores y tomando el modelo de la Tabla 1, los eventos que quedarían cubiertos y los que no por el volumen calculado. Como se puede observar, se estaría protegido ante 11 potenciales eventos y desprotegido ante 10.



Contingencia que dispara el evento		Duración en días	Veces ocurridas en los últimos 10 años	¿Situación cubierta con el volumen de almacenaje elegido?
1	Falla de una bomba en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	0,25	80	SI
2	Falla eléctrica ocasionado el paro de todas las bombas en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	1	2	SI
3	Falla del sistema instrumentado de control en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	0,2	40	SI
4	Rotura menor del caño en el oleoducto	0,5	20	SI
5	Rotura mayor del caño en el oleoducto	2	3	SI
6	Mantenimiento programado del oleoducto	0,5	120	SI
7	Cierre accidental de una válvula en el oleoducto	0,25	5	SI
8	Sabotaje al oleoducto cerrando intencionalmente una válvula	0,25	3	SI
9	Acción social en la terminal de carga de buques (piquete, huelga, etc.) no permitiendo la entrada de petróleo	2	20	SI
		5	4	NO
		10	3	NO
		15	1	NO
10	Condiciones climáticas adversas que no permitieron el amarre de barcos	1	350	SI
		2	200	SI
		3	50	NO
		5	12	NO
		8	5	NO
		10	2	NO
		12	2	NO
15	1	NO		
11	Decisión política de no vender crudo	5	1	NO

SI	11
NO	10

Tabla 5 - Eventos cubiertos por el volumen de almacenaje calculado

CONTRASTE DEL METODO DE CÁLCULO

Como ya se comentó anteriormente, este trabajo ya fue realizado por la empresa en la cual trabajo para una importante compañía petrolera argentina.

Lo más destacado es que dicho trabajo se encaró de un modo completamente diferente al de Revenue Management y, en función de esto, y de las conclusiones que se llegaron, es posible realizar un contraste entre los diferentes resultados obtenidos.



Existían ciertos aspectos que podrían trazar algunas diferencias entre la presente tesis y el trabajo realizado, pero que no impiden la comparación de los valores obtenidos. Dichos aspectos podrían listarse del siguiente modo.

- La compañía petrolera explota el yacimiento desde hace 20 años, por lo que ya tiene un determinado volumen de almacenaje existente, equivalente a 68.000 m³. El objetivo del estudio contratado era determinar si el mismo era suficiente y, de no serlo, recomendar el óptimo valor para ampliarlo.

Para hacer comparables las conclusiones de dicho estudio con esta tesis, se sumará este volumen ya existente al que se obtuvo como resultado recomendado.

- Debido a su extensión geográfica, el yacimiento tiene dos plantas de almacenaje y bombeo separadas por varios kilómetros: una para manejar la producción del sector este del yacimiento y la otra para el sector oeste. El estudio debía determinar no sólo el volumen de almacenaje a instalar sino como distribuirlo entre las dos plantas

Para hacer comparables los resultados de dicho estudio con esta tesis, no se tendrá en cuenta esta discriminación sino que tomará el yacimiento como un todo.

- Algunos de los tanques existentes tenían un estado de deterioro avanzado, por lo que debían ser refaccionados en el corto plazo. El estudio debía determinar el esquema secuencial de reparación de tanques para no dejar expuesta a la operación durante alguno de estos periodos de mantenimiento.



Dado que no se considerará el volumen existente para comparar las conclusiones de los dos estudios, esta secuencia de mantenimiento no será tenida en cuenta.

- En función del pronóstico año a año informado, el estudio debía discriminar en qué momento debían realizarse las inversiones, considerando potenciales tanques de tamaño mediano.

Como ya se informó anteriormente, se ha considerado para la presente tesis que los cálculos se realizarían únicamente para estar cubiertos para el año 2011, no discriminando año a año. Para poder comparar resultados, se considerará la suma de todos los años de los volúmenes recomendados a la petrolera.

El estudio se llevó a cabo de una manera que guarda alguna relación con esta tesis, pero se guió más por un criterio cualitativo basado en la experiencia en la operación. Una vez determinados los eventos que ocasionan un impedimento de vender petróleo con su respectiva frecuencia (originando la misma información que la mostrada en la Tabla número 1), la cuestión central pasó por determinar ante cuáles eventos se iba a estar cubierto y ante cuáles no.

Luego de varias reuniones y luego de un arduo trabajo para consensuar las opiniones de los diferentes sectores de la compañía, se llegó a la conclusión de que se debía estar cubierto ante cualquier evento que durase 6 días o menos, considerando que los eventos con duración mayor a 6 días no iban a volver a suceder durante el resto de la vida del yacimiento.

Esta decisión, tan cualitativa como cuestionable, surgió de cruzar diferentes opiniones de los operadores del yacimiento, de consultores externos contratados y de gerentes de otras compañías petroleras con valores de bases de datos internacionales de eventos. Finalmente, en la última reunión, y con la



participación del COO del yacimiento, se concluyó en utilizar el valor de 6 días citado.

Para satisfacer esta necesidad, la recomendación fue instalar una capacidad de 100.000 m³, que, adicional a los 68.000 m³ existentes, dan un total de 168.000 m³ garantizando los 6 días para el año 2011.

Utilizando la curva de demanda generada para el año 2011 y realizando las mismas integrales matemáticas ya realizadas anteriormente, considerar un volumen de 168.000 m³ equivale a atender a un fractil de la demanda del 89,5%.

En la Tabla número 6, similar a la número 5, se enumeran los eventos que quedarían cubiertos y los que no por el volumen recomendado de 168.000 m³. Como se puede observar, se estaría protegido ante 15 potenciales eventos y desprotegido ante 6.



Contingencia que dispara el evento		Duración en días	Veces ocurridas en los últimos 10 años	¿Situación cubierta con el volumen de almacenaje elegido?
1	Falla de una bomba en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	0,25	80	SI
2	Falla eléctrica ocasionado el paro de todas las bombas en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	1	2	SI
3	Falla del sistema instrumentado de control en la terminal de bombeo de la planta de tratamiento	0,2	40	SI
4	Rotura menor del caño en el oleoducto	0,5	20	SI
5	Rotura mayor del caño en el oleoducto	2	3	SI
6	Mantenimiento programado del oleoducto	0,5	120	SI
7	Cierre accidental de una válvula en el oleoducto	0,25	5	SI
8	Sabotaje al oleoducto cerrando intencionalmente una válvula	0,25	3	SI
9	Acción social en la terminal de carga de buques (piquete, huelga, etc.) no permitiendo la entrada de petróleo	2	20	SI
		5	4	SI
		10	3	NO
		15	1	NO
10	Condiciones climáticas adversas que no permitieron el amarre de barcos	1	350	SI
		2	200	SI
		3	50	SI
		5	12	SI
		8	5	NO
		10	2	NO
		12	2	NO
15	1	NO		
11	Decisión política de no vender crudo	5	1	SI

SI	15
NO	6

Tabla 6 - Eventos cubiertos por el volumen de almacenaje recomendado a la compañía petrolera

Por el método de Revenue Management, la recomendación fue atender a un 68% de la demanda, proveniente de prever 2,2 días de almacenaje con un volumen de 61.500 m3.

Se obtiene que mediante Revenue Management se requeriría instalar un volumen de almacenaje del orden del 60% menor que por el método utilizado en el estudio presentado a la compañía petrolera. Esto equivale a una inversión bastante menor, pero por el otro lado deja sin cobertura al yacimiento ante una mayor cantidad de potenciales eventos.

Si bien este descenso en el nivel de protección fue originado por un cálculo detallado, que ha tenido en consideración los costos tanto por dejar de vender petróleo como por instalar capacidad de almacenaje ociosa, como conclusión



debería observarse que sería bastante dificultoso convencer de su uso a un management de extracción petrolera, mucho más propensos a utilizar criterios de cálculos basados en su propia experiencia pasada y en los lineamientos habituales de la industria.

CONCLUSION

El uso de Revenue Management permitió el cálculo del volumen de almacenaje necesario por un método diferente al que las petroleras suelen utilizar para este tipo de decisiones. Es un método mucho más cuantitativo que las herramientas habituales y basa sus fundamentos en maximizar beneficios a partir de valores potenciales de pérdidas y de no ganancias.

Para realizar dicho cálculo se debió recurrir a información recopilada a partir de la experiencia de campo de los operadores, de precios de mercado de tanques y de precios y costos de producción de petróleo. Si bien estos valores pueden modificarse, debido a que son variables afectadas por el paso del tiempo, en el corto plazo se puede decir que la solución es robusta, ya que el aumento en los precios de los tanques sube y baja con el precio del petróleo, por lo que a la hora de determinar el cociente del *critical ratio*, las proporciones se mantienen.

Al compararse los resultados obtenidos por Revenue Management contra los obtenidos por los métodos clásicos, que se basan en determinar cualitativamente los días de almacenaje que se deben prever, se observa que se llega a volúmenes menores. Ello se traduce en menores montos de inversión inicial.

Como contrapartida, al obtenerse menores volúmenes de almacenaje, se dejaría de estar protegido ante posibles eventos de más larga duración (por ejemplo, un conflicto social de alcance regional o un extenso periodo de condiciones climáticas adversas en el puerto). Si bien existe un cálculo que respalda que no es óptimo estar cubierto ante tales eventos, es difícil de lograr



que el petrolero lo pueda comprender. El petrolero, y sobre todo el petrolero argentino, por su formación, es conservativo y le gustan las cosas grandes. A la hora de invertir o de comprar, siempre tiende a duplicar o triplicar lo que obtiene de cálculos.

La relación entre lo obtenido por métodos convencionales y lo obtenido por Revenue Management es aproximadamente de dos veces y media. A sabiendas de ello, y con el objeto de poder recomendar esta metodología a una petrolera, sería conveniente realizar ciertas consideraciones de modo que, a pesar de su forma de pensar, sea recibida con buenos ojos. Tomando crédito de que en este tipo de instalaciones el lay-out no tiene limitaciones, básicamente por las extensas superficies que tienen las áreas de explotación petrolera en la Argentina, la recomendación a realizar sería la instalación del parque de tanques de 61.500 m³ (resultado obtenido por Revenue Management) pero previendo espacio en el lay-out para instalar a futuro, de ser necesario, la diferencia (106.500 m³) respecto a lo obtenido por el método convencional.

Esta opción dejará tranquilo al petrolero, ya que si durante el transcurso de la operación decide aumentar la cantidad de días de contingencia contra los cuales decide estar protegido, simplemente puede realizar la inversión utilizando el espacio físico previsto. Esta inversión no será necesaria siempre y cuando no haya eventos o contingencias imprevistos que eleven la demanda de almacenaje muy por encima de la pronosticada, pero el petrolero tendrá la tranquilidad de saber que, de requerirlo, podrá ampliar su parque de almacenaje.

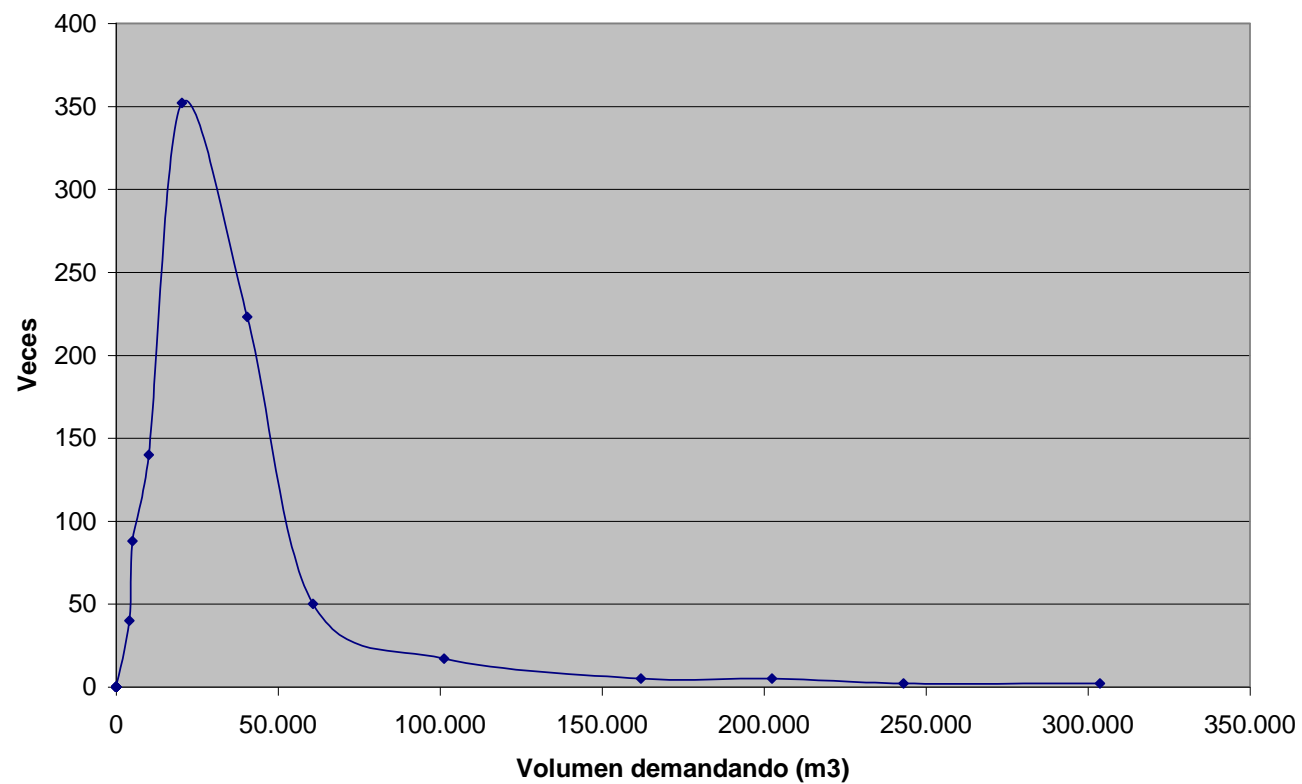


ANEXO 1 – CURVAS DE DEMANDA



Año 2007

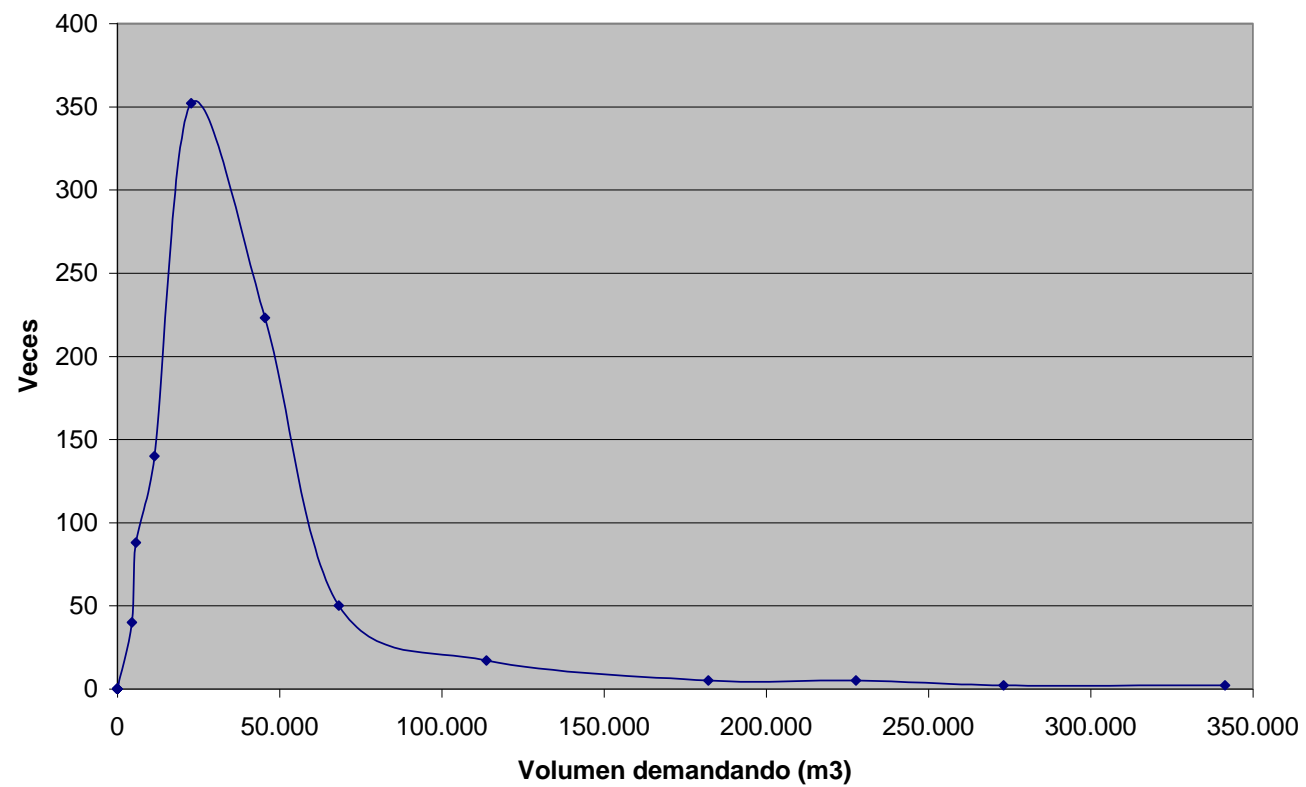
Año	2007
Volumen demandado (m3)	Frecuencia (Veces)
303.735	2
242.988	2
202.490	5
161.992	5
101.245	17
60.747	50
40.498	223
20.249	352
10.125	140
5.062	88
4.050	40





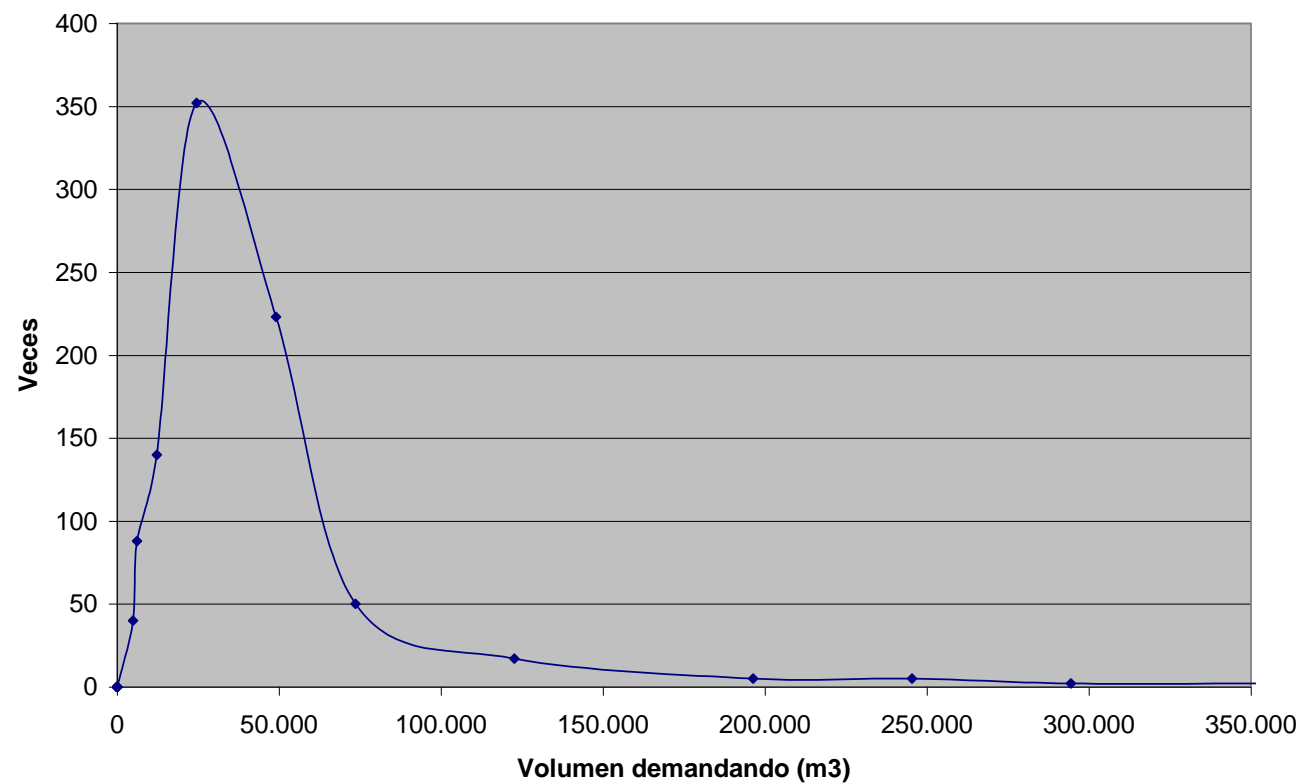
Año 2008

Año 2008	
Volumen demandado (m3)	Frecuencia (Veces)
341.445	2
273.156	2
227.630	5
182.104	5
113.815	17
68.289	50
45.526	223
22.763	352
11.382	140
5.691	88
4.553	40



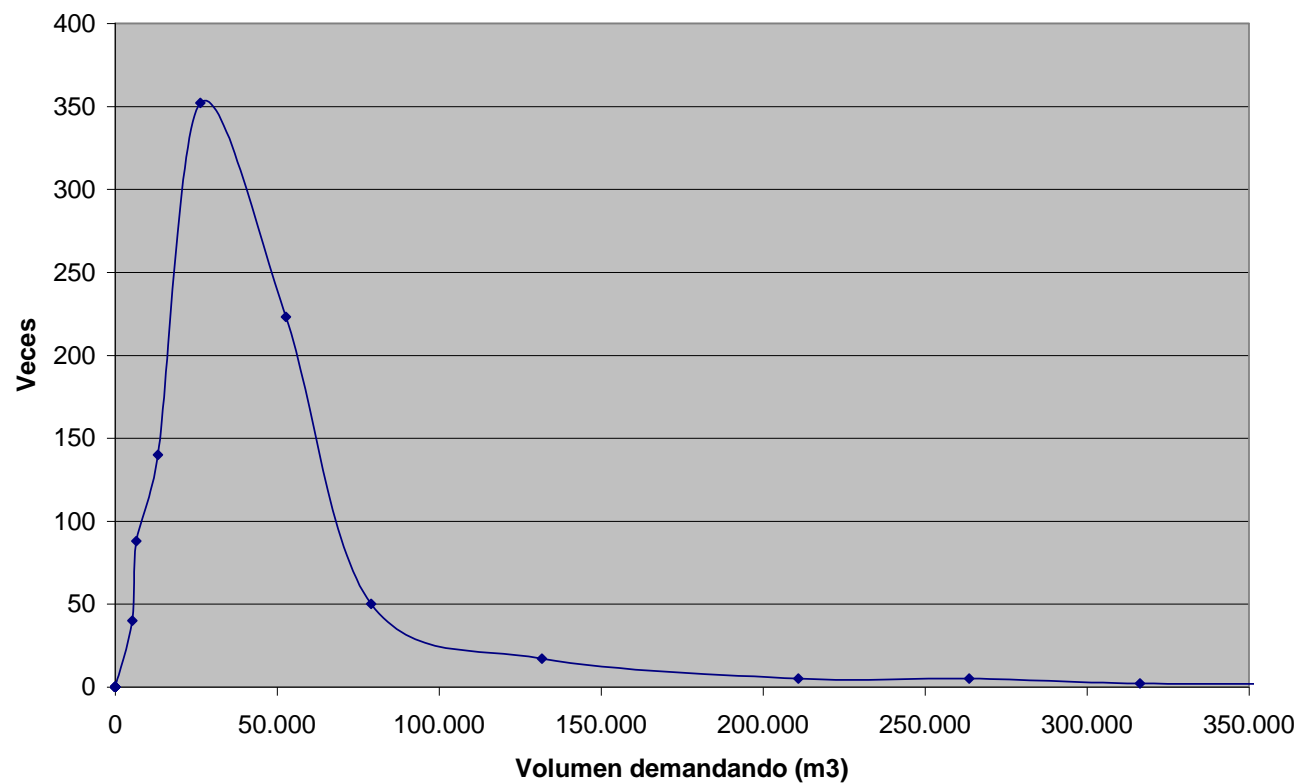
**Año 2009**

Año	2009
Volumen demandado (m3)	Frecuencia (Veces)
368.010	2
294.408	2
245.340	5
196.272	5
122.670	17
73.602	50
49.068	223
24.534	352
12.267	140
6.134	88
4.907	40



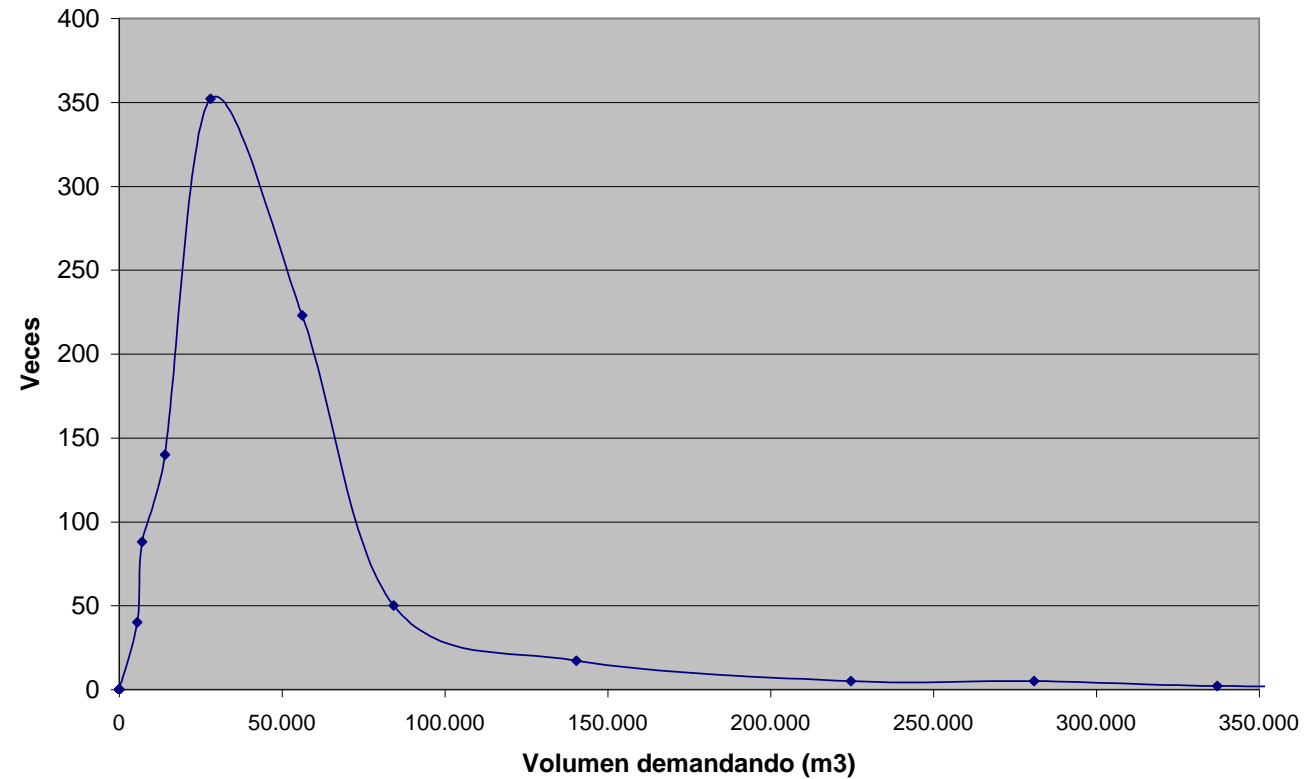
**Año 2010**

Año 2010	
Volumen demandado (m3)	Frecuencia (Veces)
395.355	2
316.284	2
263.570	5
210.856	5
131.785	17
79.071	50
52.714	223
26.357	352
13.179	140
6.589	88
5.271	40



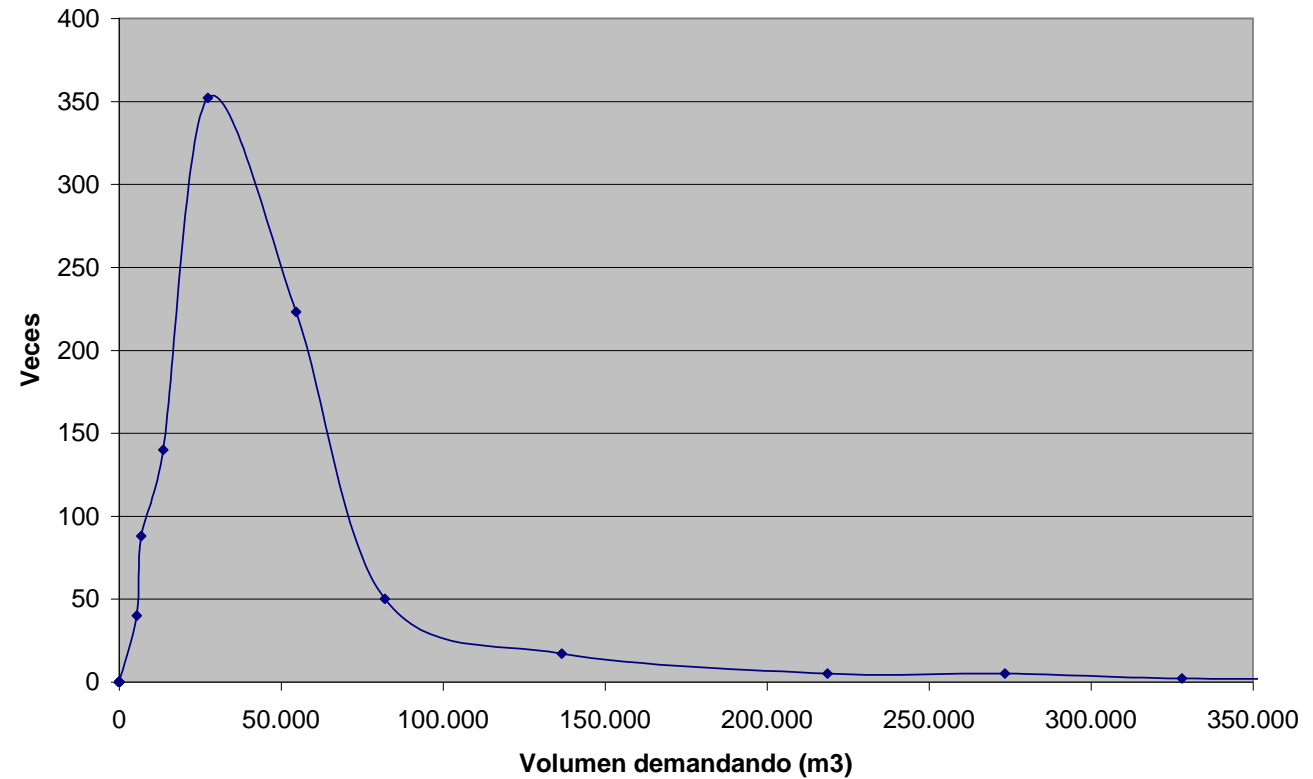
**Año 2011**

Año 2011	
Volumen demandado (m3)	Frecuencia (Veces)
421.335	2
337.068	2
280.890	5
224.712	5
140.445	17
84.267	50
56.178	223
28.089	352
14.045	140
7.022	88
5.618	40



**Año 2012**

Año 2012	
Volumen demandado (m3)	Frecuencia (Veces)
410.070	2
328.056	2
273.380	5
218.704	5
136.690	17
82.014	50
54.676	223
27.338	352
13.669	140
6.835	88
5.468	40





ANEXO 2 – INFORMACION HISTORIA DE PRECIOS DEL PETROLEO EN ARGENTINA



Los doce meses del año 2003, en \$ por metro cúbico

Provincia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Promedio
CHUBUT	528	571	459	409	427	442	445	475	423	436	464	469	462
FORMOSA	557	632	529	441	454	477	512	499	458	493	514	516	507
JUJUY	524	570	495	392	392	426	446	461	397	435	462	469	456
LA PAMPA	495	492	547	448	432	423	479	484	456	466	482	484	474
MENDOZA	481	485	453	423	417	421	441	447	431	434	453	436	444
NEUQUEN	530	538	520	478	449	467	493	504	485	478	507	502	496
RIO NEGRO	510	485	480	443	436	440	474	476	460	473	486	480	470
SALTA	492	492	433	415	406	420	436	452	401	427	443	432	438
SANTA CRUZ	478	492	441	427	429	406	447	443	423	427	443	442	442
FUEGO	524	544	532	485	437	456	471	521	473	480	493	491	492
													468

Equivalencia: 468 \$ / m³ = 24,8 U\$S / barril (@ 3 \$/U\$S)

Fuente:

Consulta en página web de la Secretaría de Energía

(<http://energia.mecon.gov.ar/combustibles/Petroleo%20y%20Gas%20Natural/Precios/PreciosDePetroleoYGas.htm> vigente al 25/03/07)