

HERRAMIENTA GERENCIAL PARA DECIDIR SOBRE EL CIERRE DE POZOS
DE PRODUCCION EN ESCENARIOS DE PRECIOS BAJOS

OMAR ESNEYDER AREVALO BALLEEN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2021

HERRAMIENTA GERENCIAL PARA DECIDIR SOBRE EL CIERRE DE POZOS
DE PRODUCCION EN ESCENARIOS DE PRECIOS BAJOS

OMAR ESNEYDER AREVALO BALLEEN

Trabajo de grado para optar al título de Especialista en gerencia de hidrocarburos

Director:

Fernando Enrique Calvete

MSc. En Ingeniería de Sistemas e informática

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2021

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	9
OBJETIVOS	11
OBJETIVO GENERAL.....	11
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
2.....PRECIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO A PARTIR DE 1950 - DINÁMICA ECONOMICA	12
2.1. Control total, las grandes multinacionales (1945 - 1959)	13
2.2. El nacimiento de la OPEP (1960 - 1970)	15
2.3. La primera crisis del petróleo (1970 – 1979).....	18
2.4. Segunda crisis del petróleo (1979 – 1990)	21
2.5. Conflicto en medio oriente (1990 – 2000).....	24
2.6. Un nuevo siglo (2000 -2020).....	26
2.7. Aproximación teórica de los factores decisivos que dictaminan el precio del petróleo.....	31
3.....ESTRUCTURA DE COSTOS EN EL PROCESO DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	51
3.1. Distribución de costos	58
3.2. MODELO DE PROYECCION DE COSTOS DE OPEX	61
4.....CONSTRUCCION HERRAMIENTA GERENCIAL	66
4.1. Datos de entrada:	66
4.2. Proceso de Cálculos:	67

4.3. DATOS DE SALIDA.....	69
5.....VALORACION ESCENARIOS	71
5.1. Escenario Pesimista – Precio del mercado 45 USD/BL.....	73
5.2. Escenario Medio – Precio del mercado 50 USD/BL.....	75
5.3. Escenario Alto – Precio del mercado 65 USD/BL	77
6.....Posibles acciones a tomar ante un escenario de precios bajos	79
6.1. Optimización de costos.....	79
6.2. Eficiencia Operacional	79
6.3. Reducción frecuencia de servicios a pozos	80
6.4. Nuevas fuentes de gas para autogeneración	80
7.....CONCLUSIONES.....	81
8.....RECOMENDACIONES	83
BIBLIOGRAFIA	84
ANEXOS	86
ANEXO 1: DIAGRAMA DE FLUJO HERRAMIENTA GERENCIAL.....	86
ANEXO 2: VARIABLES DE ENTRADA 85 POZOS VALORADOS.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Miembros de la Agencia Internacional de Energía finales del s. XX.....	21
Tabla 2. Principales tipos de crudo.....	37
Tabla 3. Producción energética año 2010	41
Tabla 4: Estructura de cálculo de costos variables por drivers y costos fijos	63
Tabla 5: Tarifas de costos tipo.	64
Tabla 6: Datos de entrada herramienta gerencial.	66
Tabla 7: Tarifas de costos usadas para cálculo de costos.	68
Tabla 8: Tarifas de costos usadas para cálculo de costos.	69
Tabla 9. Resultados valoración con precios	73
Tabla 10. Resultados valoración con precios	75
Tabla 11. Resultados valoración con precios	77

LISTA DE GRAFICAS

Grafica 1. Comportamiento histórico del precio del petróleo	29
Grafica 2. Evolución de la población mundial.....	40
Grafica 3. Pico de <i>Hubbert</i> , producción petrolera estadounidense siglo XX	48
Grafica 4. Niveles de control de costos por proceso típicos para las operaciones de producción de hidrocarburos.....	53
Grafica 5. Costos de Extracción.....	54
Grafica 6. Costos de recolección.	55
Grafica 7. Costos de tratamiento.....	56
Grafica 8. Almacenamiento y transporte de crudos.	57
Grafica 9. Plantas de procesamiento.	57

RESUMEN

TÍTULO: HERRAMIENTA GERENCIAL PARA DECIDIR SOBRE EL CIERRE DE POZOS DE PRODUCCION EN ESCENARIOS DE PRECIOS BAJOS*

AUTOR: OMAR ESNEYDER AREVALO BALLEEN**

PALABRAS CLAVE: Pozos, hidrocarburos, gerencial, herramienta, crudo.

DESCRIPCIÓN: El petróleo ha estado ligado al desarrollo industrial internacional y a la evolución de la sociedad, debido a la demanda energética del mundo, sin lugar a dudas por ahora es la principal fuente de energía, lo que lo convierte en el segmento más importante de la economía mundial. Al ser tan indispensable en la sociedad se convierte en un sector con una alta volatilidad en términos económicos, siendo impactado por el panorama geopolítico internacional y el desequilibrio entre la oferta y la demanda del mismo. Por lo anterior es necesario que las compañías se encuentren preparadas para asumir retos de manera rápida y acertada a fin de garantizar la maximización de la rentabilidad y la adecuada distribución de los recursos económicos.

Inicialmente se documenta la historia que explica el comportamiento del precio del petróleo desde mediados del siglo XX, haciendo énfasis en las fluctuaciones y etapas críticas que ha tenido el mercado de los hidrocarburos, realizando una aproximación teórica acerca de los factores decisivos que dictaminan el precio internacional del petróleo.

Luego se describe el proceso de producción en la industria de los hidrocarburos, identificando las variables asociadas a los costos de producción y mostrando como se relacionan estas variables en el modelo de costos para que finalmente se cuente con unas tarifas unitarias que sean uno de los principales inputs a la hora de realizar una valoración o análisis financiero.

En seguida se describe la herramienta gerencial construida identificando los datos de entrada, los cálculos realizados y los datos de salida. Se explican los principales indicadores resultado de la valoración, seleccionando el “Margen de Utilidad” como el principal indicador para determinar si un pozo genera o no valor.

El modelo financiero permite obtener información de rentabilidad por pozo en diferentes escenarios de precios, convirtiéndose en una excelente herramienta para focalizar esfuerzos en optimización de costos ante un escenario de precios bajo, en donde las políticas de austeridad obligan a las compañías a proteger la caja, garantizando la producción de barriles eficientes.

*Trabajo de grado de la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González, MSc. En Ingeniería de Sistemas e informática.

ABSTRACT

TITLE: MANAGEMENT TOOL FOR DECIDING ON SHUT-IN OF PRODUCTION WELLS IN LOW-PRICE SCENARIOS *

AUTHOR: OMAR ESNEYDER AREVALO BALLEEN**

KEY WORDS: Wells, hidrocarbon, management, tool, oil.

DESCRIPTION: Oil has been linked to international industrial development and the evolution of society, due to the world's energy demand, and is undoubtedly by now the main source of energy, which makes it the most important segment of the world economy. Being so indispensable in society, it becomes a sector with a high volatility in economic terms, being impacted by the international geopolitical scenario and the imbalance between supply and demand. Therefore, it is necessary for companies to be prepared to take on challenges quickly and correctly in order to guarantee the maximization of profitability and the adequate distribution of economic resources.

Initially, the history that explains the behavior of oil prices since the middle of the 20th century is documented, emphasizing the fluctuations and critical stages that the hydrocarbon market has had, making a theoretical approach about the decisive factors that dictate the international price of oil.

Then, the production process in the hydrocarbon industry is described, identifying the variables associated to the production costs and showing how these variables are related in the cost model so that finally there are unit rates that are one of the main inputs at the time of making a valuation or financial analysis.

Next, the management tool built is described, identifying the input data, the calculations performed and the output data. The main indicators resulting from the valuation are explained, selecting the "Profit Margin" as the main indicator to determine whether or not a well generates value.

The financial model allows obtaining profitability information per well in different price scenarios, becoming an excellent tool to focus efforts on cost optimization in a low price scenario, where austerity policies force companies to protect cash, guaranteeing the production of efficient barrels.

* Degree work of the Specialization in Hydrocarbon Management.

** Physical- Chemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director: Fernando Enrique Calvete González, MSc. in Systems Engineering and Computer Science.

INTRODUCCION

El petróleo ha estado ligado al desarrollo industrial internacional y a la evolución de la sociedad, debido a la demanda energética del mundo, sin lugar a dudas por ahora es la principal fuente de energía, lo que lo convierte en el segmento más importante de la economía mundial. Al ser tan indispensable en la sociedad se convierte en un sector con una alta volatilidad en términos económicos, siendo impactado por el panorama geopolítico internacional y el desequilibrio entre la oferta y la demanda del mismo. Por lo anterior es necesario que las compañías se encuentren preparadas para asumir retos de manera rápida y acertada a fin de garantizar la maximización de la rentabilidad y la adecuada distribución de los recursos económicos.

Inicialmente se documenta la historia que explica el comportamiento del precio del petróleo desde mediados del siglo XX, haciendo énfasis en las fluctuaciones y etapas críticas que ha tenido el mercado de los hidrocarburos, realizando una aproximación teórica acerca de los factores decisivos que dictaminan el precio internacional del petróleo.

Luego se describe el proceso de producción en la industria de los hidrocarburos, identificando las variables asociadas a los costos de producción y mostrando como se relacionan estas variables en el modelo de costos para que finalmente se cuente con unas tarifas unitarias que sean uno de los principales inputs a la hora de realizar una valoración o análisis financiero.

En seguida se describe la herramienta gerencial construida identificando los datos de entrada, los cálculos realizados y los datos de salida. Se explican los principales indicadores resultado de la valoración, seleccionan el “Margen de Utilidad” como el principal indicador para determinar si un pozo genera o no valor.

Una vez definidos tres escenarios de precios: bajo, medio y alto, se realiza la valoración de 85 pozos de un campo teórico, identificando cuantos generan

rentabilidad y cuantos deben cerrarse de manera temporal en cada uno de los escenarios, cuantificando las optimizaciones en cada caso y la eficiencia obtenida.

Por último se plantean posibles acciones a tomar con los resultados obtenidos y se describen algunas variables que pueden ser foco de revisión durante un proceso de optimización de inversiones operacionales.

El modelo financiero permite obtener información de rentabilidad por pozo en diferentes escenarios de precios, convirtiéndose en una excelente herramienta para focalizar esfuerzos en optimización de costos ante un escenario de precios bajo, en donde las políticas de austeridad obligan a las compañías a proteger la caja, garantizando la producción de barriles eficientes.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Elaborar una herramienta gerencial en Excel para decidir sobre el cierre de pozos de producción en escenarios de precios bajos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el comportamiento histórico del precio del petróleo durante los últimos 50 años.
- Definir las variables que impactan los costos operacionales de un pozo.
- Construir herramienta gerencial en Excel que permita determinar el margen operacional de un pozo a diferentes precios del mercado.
- Aplicar la herramienta gerencial desarrollada a tres escenarios: alto, medio y bajo.
- Analizar los efectos de los precios bajos y las posibles acciones a tomar.

2. PRECIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO A PARTIR DE 1950 - DINÁMICA ECONOMICA

Bernanke (1983), muestra en sus análisis como el petróleo desde inicios de la era moderna ha estado presente en paralelo al desarrollo humano, menciona que solo fue hasta el siglo XIX donde se descubrió el verdadero potencial de mejora que este recursos natural traía consigo, además deja en evidencia como una vez iniciada la primera revolución industrial (S. XVIII), el hombre descubrió la urgente necesidad de obtener energía eficaz para poder realizar sus actividades industriales y cotidianas, por ende el impulso que se le dio a la industria petrolera fue la solución más simple para resolver dicho inconveniente energético. Para finales del siglo XIX en los Estados Unidos se logró construir el primer pozo de petróleo, la obtención de este recurso permitió dejar de lado el uso de combustibles rudimentarios como el aceite de ballena y el carbón, y dio paso a los derivados del petróleo los cuales en su gran mayoría funcionaban como combustible para las actividades básicas de esa época.

Mork (1989), evidencia como la masificación que se dio para finales del siglo XIX a la explotación de yacimientos petrolíferos someros en los Estados Unidos fue el inicio de la industria petrolera en sí; entre finales del siglo XIX e inicios del siglo XX la invención del automóvil con motor de combustión interna fue el desencadenante de la dependencia del petróleo como combustible, convirtiendo a ese recurso en el pilar esencial para el desarrollo industrial internacional.

Dado que fue en los Estados Unidos donde nació la industria petrolera, justamente allí se focalizo el desarrollo del comercio internacional de petróleo, puesto que se consideró como el centro internacional de esta industria, por ende “la estabilidad de los precios en general dependía de la organización del mercado estadounidense y del hallazgo de nuevas reservas por parte de multinacionales norteamericanas que para ese entonces dominaban el mercado y eran vistas como monopolio”¹.

¹ BALZA GUANIPA, Ronald. OPEP: Historia Y Literatura. En: TEMAS DE COYUNTURA. Diciembre. Vol. 50. 2004. p. 26. ISSN 1316-5003. [Consultado 12, Octubre, 2020]

Balza (2004), señala como la monopolización del mercado petrolero por parte de compañías estadounidenses así como las guerras mundiales venideras fueron los principales causantes de un precio internacional del petróleo relativamente bajo, aparte de eso este recurso era abundante y la demanda aún era escasa debido al bajo potencial industrial internacional que existía para esa época. Pero fue a mediados del siglo XX donde el comercio internacional petrolero empezaría a sufrir cambios paulatinos que lo llevarían a posicionarse como uno de los recursos más preciados a nivel internacional.

A continuación se muestra como fueron los cambios paulatinos de la dinámica petrolera y el comportamiento de los precios en el mundo desde mediados del siglo XX:

2.1. Control total, las grandes multinacionales (1945 - 1959)

Balza (2004), relata que una vez concluida la segunda guerra mundial y con más del 70% de Europa devastada, el precio internacional del petróleo se descongeló dado que se requería una gran cantidad de este recurso para reconstruir a Europa, lo cual se traducía en un aumento deliberado de la demanda de este recurso que para ese entonces rondaba los 1,25 dólares por barril y la oferta existente por esa época no lograba cubrir la demanda en ascenso dado que la guerra había consumido gran parte de las reservas internacionales.

Para inicios de la década de los 50 una serie de sucesos importantes acontecieron en el medio oriente. El naciente sentimiento independentista por parte de algunas naciones del mundo árabe dio lugar a un conjunto de eventualidades que en cierto modo pondrían en jaque el comercio internacional de petróleo. Uno de los eventos más importantes fue la nacionalización de la industria petrolera iraní en el verano de 1951 arrebatando la industria petrolera nacional de las manos de multinacionales petroleras, generando la salida de alrededor de 19 millones de barriles del mercado petrolero internacional, como repercusión ante dicha nacionalización se llevaron a cabo sanciones por parte de los gobiernos occidentales (Naciones cuyos intereses de

sus compañías petroleras se veían afectados) como el estadounidense y británico hacia la economía iraní.

Otro de los acontecimientos más importantes fue el conflicto generado por parte de los países árabes con la reciente nación de Israel. En los años de 1956 y 1957 Israel invadió territorio Egipcio impidiendo la salida de buques mercantes por el canal de Suez lo cual fue detonante de hostilidades entre países de la región e Israel. Los sucesos anteriormente mencionados “fueron causantes de la reducción de barriles de petróleo en el mercado internacional escasos que fue solventada por parte de los países más industrializados con racionamiento de combustible”²

El control por parte de las denominadas “Siete Hermanas” junto con el panorama de la posguerra y el latente sentimiento independentista en medio oriente no tuvo mayor repercusión en los precios internacionales del petróleo, durante la década de finales de los años 40 y lo corrido de los años 50 el precio fluctuó entre los 1,25 y 2,1 dólares por barril.

² BALZA GUANIPA, Ronald. OPEP: Historia Y Literatura. En: TEMAS DE COYUNTURA. Diciembre. Vol. 50. 2004. p. 26. ISSN 1316-5003. [Consultado 12, Octubre, 2020]

Figura 1. Logos de las "Siete Hermanas"



Fuente: Ultius, Inc. "How OPEC powers the economy of the Middle East. [sitio web]. sec. Custom Writing and Editing Services. Ultius Blog. [3, Abril, 2017]. Disponible en <http://www.ultius.com/ultius-blog/entry/how-opec-powers-the-economy-of-the-middle-east.html>

2.2. El nacimiento de la OPEP (1960 - 1970)

Parra (2004), cuenta que la década de los 60 se caracterizó por la dependencia de hidrocarburos provenientes de países tercermundistas quienes eran para ese entonces las naciones con mayores reservas. "Si bien algunos países eran naturalmente productores de petróleo como lo era Estados Unidos, Canadá, la Unión Soviética o China, entre otros; el 95% de la producción de petróleo provenía de países en vías de desarrollo como por ejemplo del Medio Oriente (Irak, Irán,

Kuwait, Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos), algunos africanos (Argelia, Libia, Nigeria), Venezuela e Indonesia”³.

La industria petrolera se expandió rápidamente una vez finalizada la segunda guerra mundial, las bases de esta expansión acelerada eran las reservas de bajo costo descubiertas en su mayoría en países en vías de desarrollo como los anteriormente mencionados; la gran mayoría de estos descubrimientos corrieron por cuenta de compañías multinacionales estadounidenses y europeas. Naturalmente las compañías extranjeras en su afán por la explotación de petróleo a bajo costo se dirigían hacia los países productores (en su mayoría tercermundistas) y establecían contratos con las naciones con el fin de permitir la explotación de petróleo. El control que ejercían las multinacionales era tal que intervenían los precios de manera unilateral lo cual recaía sobre los beneficios por parte de las naciones donde se asentaban las multinacionales.

Es la dispareja relación entre las multinacionales (en su totalidad pertenecientes a las denominadas “Siete Hermanas”) y las naciones donde estas se asentaron que dieron lugar al nacimiento de la OPEP⁴(*) (Organización de países exportadores de petróleo). Esta organización surge con la única finalidad de reclamar el control que ejercían las compañías multinacionales en el mercado petrolero a expensas de los países productores. Para mediados del siglo XX, la industria petrolera estaba bajo potestad de las denominadas “Siete Hermanas”, estas tenían un control mayoritario sobre los volúmenes de producción y por ende sobre el precio, todo con el fin de satisfacer los intereses de sus países de origen.

Entre febrero de 1959 y agosto de 1960 se ostentaron reducciones de los precios del petróleo por parte de las “Siete Hermanas”, situación que propicio que un mes más tarde el 9 de septiembre de 1960, por iniciativa de políticos de los países

³ PARRA, Francisco. Oil Politics: A modern History of Petroleum. [Google Books]. Ed. New York: I.B. Tauris, 2004, p.6. ISBN 1-86064-977-7. [Consultado 12, Octubre, 2020]

⁴ (*) Las naciones fundadoras de la OPEP en 1960 eran: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela. Para la década de los 80, nuevas naciones pertenecían a la organización entre ellas: Argelia, Ecuador, Indonesia, Libia, Nigeria, Catar, Emiratos Árabes Unidos, Gabón.

afectados por esta reducción unilateral del precio, que crearan el denominado “Compacto petrolero”⁵, es decir, una organización de naciones netamente productoras y exportadoras de petróleo, con el único interés de defender las utilidades de los países productores y exportadores, y además, librarse del yugo de las compañías multinacionales quienes tenían el dominio del mercado a su gusto. Otra de las razones por las cuales se conformó esta organización era que existía un inmenso vacío en cuanto a la gerencia del mercado petrolero para ese entonces. La incapacidad de las denominadas “Siete hermanas” para fijar precios y controlar inversiones que exageradamente se habían realizado en todo el mundo sin control alguno.

La década de los 60 fue vital para que la OPEP se asentara firmemente en el mercado petrolero internacional, fue durante los inicios de esta organización que se forjaron las bases y principios que regirían el comportamiento de lo que sería su actuación posterior. “Una de las prioridades de la OPEP era armonizar los contratos entre las multinacionales extranjeras y los países miembros de esta organización, y de esta manera, determinar los precios referencia base a los cuales se fijaba el canon que recibirían los países de la OPEP”⁶.

Fanta (1992), en su libro llamado “Países Exportadores de materias primas: el derecho a organizarse” muestra como la disparidad de decisiones entre los países miembros de la OPEP y las multinacionales que deseaban explotar en estos países llevo a que la gran mayoría de países productores de petróleo experimentaran nacionalizaciones graduales, parciales o totales de su industria, todo ello por el creciente ideal de que los países tienen plena soberanía sobre sus recursos naturales en interés de su desarrollo nacional.

“Para finales de la década de los 60 la OPEP concentraba el 90% de las exportaciones petroleras a nivel mundial y su producción paso de un 28% en 1960

⁵ PDVSA (Petróleos de Venezuela), 2010.

⁶ RUIZ-CARO, Ariela. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional. Proyecto CEPAL, 2001, p.16. [Consultado 12, Octubre, 2020]

a un 41% en 1970”⁷. Si bien las políticas adoptadas por esta organización en la década de los 60 consolidó al mercado petrolero logrando que los precios de referencia no disminuyeran, no consiguieron que los mismos incrementasen.

El precio internacional del petróleo sufrió aumentos en 1969 y 1970 como parte de las presiones inflacionarias sufridas en el mundo, sin embargo, “las peculiaridades del mercado petrolero se manifestaron en forma de ajustes discretos y de una continua adaptación”⁸. La inmediata precipitación de eventos para finales de la década llevo a que los aumentos del precio fuesen en general por consecuencia de huelgas alrededor del mundo, por la ruptura del oleoducto Tras-Árabe, por secuela de la reducción de producción de Argelia y Libia y el aumento de la industria asiática que demandaba mayores cantidades de hidrocarburos; situaciones que sumadas llevaron a aumentos entre el 7 y 8% del precio internacional, el cual para ese entonces se situaba en 3,39 dólares por barril.

2.3. La primera crisis del petróleo (1970 – 1979)

Ruiz-Caro (2001), narra que los años 60 fueron el precedente que marcaría como sería el actuar de la OPEP y del mercado petrolero internacional. En 1971 la OPEP junto con algunas empresas petroleras firmaron en Teherán el primer acuerdo de negociaciones de precios, en el cual la prioridad era el incremento anual del precio por motivos de inflación internacional. Por primera vez se separan las actividades de producción, que ahora serian controladas por los gobiernos nacionales. “Desde entonces era el gobierno quienes concedían licencias exploratorias, acordarían condiciones con las que las compañías operarían en su territorio y en general autorizarían todos los detalles incluido en especial los ritmos de producción, elemento fundamental en el control del mercado petrolero”⁹.

⁷ RUIZ-CARO, Op. Cit., p. 17

⁸ HAMILTON D., James. Historical Oil Shocks. En: RANDALL E., Parker and WHAPLES, Robert, Routledge Handbook of Major Events in Economic History. San Diego: Univesity Of California, 2010, p. 251 [Consultado 12, Octubre, 2020]

⁹ PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y Gas Natural: Industria, Mercados y Precios: Breve historia de la industria del petróleo. [Base de datos e-libro]. Ed. Madrid: Ediciones Akal, 2003. p 17. ISBN 84-460-1768-7 [Consultado 12, Octubre, 2020]

A comienzos de los años 70 los miembros pertenecientes a la OPEP descubrieron que el petróleo podría ser una temible arma contra los países occidentales. Ya para ese entonces la organización contaba con cerca del 50% de la producción mundial, lo cual se traduciría como un medio de presión para las multinacionales occidentales quienes hasta entonces habían dominado el mercado internacional supliendo a naciones más industrializadas las cuales empezaban a depender más y más de petróleo importado.

Para ese entonces el sistema monetario internacional había estado regido por el dominio exclusivo del Dólar debido a las enormes cantidades de reservas de oro estadounidense las cuales se estimaban en dos terceras partes de las reservas mundiales, en el denominado Acuerdo de Bretton Woods el dólar se convirtió en la divisa de facto internacional y los estadounidenses prometieron la convertibilidad del dólar en oro a finales de la segunda guerra mundial. En los años 60 el volumen de letras cambiarias fuera de los Estados Unidos excedía el valor de las reservas de oro que se suponía garantizarían su convertibilidad. Lo que llevo a que en 1971 Nixon rompiera la promesa del acuerdo de Bretton Woods de lograr convertir dólares en oro, lo que se tradujo en una devaluación del dólar. Fueron los miembros de la OPEP quienes serían los primeros en sentir la devaluación del dólar ya que el mercado petrolero se transaba en esta divisa, el descontento por parte de la OPEP incito a tomar acciones deliberadas.

Fue en particular un suceso el cual se encargó de exponer el potencial poderío de la OPEP, el 6 de octubre de 1973 Egipto y Siria apoyados por Jordania lanzaron un ataque sorpresa contra Israel, aunque esta guerra denominada la guerra de Yom Kippur era de aspecto local provoco una de las revueltas más grandes del mercado petrolero internacional. "Israel durante la ya mencionada guerra de Yom Kippur estaba a punto de perder contra los países árabes pero algunas naciones occidentales entre ellos los Estados Unidos intervinieron a favor de Israel, fue por ello que las naciones Árabes intercedieron con la última arma que les quedaba "el

petróleo”, embargando los despachos de crudo hacia las naciones que apoyaban a Israel, principalmente Estados Unidos”¹⁰.

Las medidas tomadas por la OPEP consistieron en aumentar el precio del crudo en 70%, proponiendo un recorte mensual de la producción en 5 % hasta que Israel se retirara de los territorios ocupados, logrando de esta manera un acuerdo entre las naciones en guerra para evitar que el conflicto se propagara por la región. El cese de hostilidades fortaleció a las posiciones de la OPEP aprobando una reducción de producción del 25% y el embargo hacia las naciones que apoyaban a Israel. En solo dos meses el petróleo había pasado de 2,5 dólares por barril en octubre de 1973 a 10 dólares por barril en diciembre del mismo año.

Como consecuencia de las decisiones pactadas por la OPEP, a comienzos de 1974 los precios del petróleo se dispararon y la oferta internacional colapso, esta hecatombe se denominaría la primera crisis petrolera. Para los países occidentales esta crisis expresaba el final del consumo descarriado de petróleo barato, la OPEP fue acusada de esta catástrofe y se le empezó a denominar como un cartel. La combinación entre la escasez y los precios altos llevaron a crisis económicas en la mayoría de países importadores de petróleo, las grandes naciones vieron como su PIB descendía y los países exportadores pasaron en mucho tiempo de ser estados deficitarios a naciones con excedentes increíbles de dólares o los denominados petrodólares.

Ante la inminente crisis petrolera durante la década de los 70 en 1976 algunas naciones industrializadas convergieron con el fin de crear la Agencia Internacional de Energía (AIE) una especie de organización cuya finalidad fuera el uso racional del consumo de petróleo y la investigación de energías alternativas, pero ocultamente era crear una especie de organización anti-OPEP, dicha organización conformada por todas las naciones quienes directamente se habían visto afectadas

¹⁰ STRATTA, Eugenia. El precio del crudo y su historia. En: Petrotecnia. Buenos Aires. Vol. 3. 2016.; p. 81. [Consultado 12, Octubre, 2020]. Disponible en <http://www.petrotecnia.com.ar/junio16/PetroSINpublic/Precio.pdf>

por los pactos de la OPEP. Otra decisión pactada por las naciones afectadas fue iniciar procesos exploratorios a lo largo y ancho del planeta para descubrir nuevas reservas y así independizarse del dominio de la OPEP, fue durante esta época transcurrida entre 1974 y 1975 que se lograron los hallazgos de reservas en el Golfo de México, el Mar del Norte, Alaska y Brasil.

Tabla 1. Miembros de la Agencia Internacional de Energía finales del s. XX

PAISES MIEMBROS DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA			
Alemania	1976	Suiza	1976
Austria	1976	Grecia	1977
Bélgica	1976	Nueva Zelanda	1977
Canadá	1976	Italia	1978
Estados Unidos	1976	Australia	1979
Dinamarca	1976	Portugal	1981
España	1976	Turquía	1981
Holanda	1976	Finlandia	1992
Irlanda	1976	Francia	1992
Japón	1976	Hungría	1997
Reino Unido	1976	Noruega	(Participa bajo un acuerdo especial)
Suecia	1976	República Checa	(en proceso)
La comisión Europea participa también del trabajo			

Fuente: International Energy Agency

2.4. Segunda crisis del petróleo (1979 – 1990)

En 1973 la guerra entre naciones árabes e Israel fue el detonante para una turbulenta década en el medio oriente. Para finales de los años 70 una nueva crisis estallaría en el comercio petrolero internacional, la denominada segunda crisis nace debido a tensiones vividas por parte de Irán (el segundo país exportador más importante de la OPEP). En 1978 cuando se produjo el derrocamiento del Sha Mohammad Reza Pahleví de Irán debido a una creciente revolución islámica, se detuvo la producción de petróleo nacional debido a las huelgas por parte de los trabajadores de las refinerías y los pozos petroleros. La producción de Irán era tan

importante (Casi 5 millones de barriles diarios, algo así como el 7% de la producción internacional para ese entonces), que para la OPEP fue imposible tratar de llenar el vacío que Irán había dejado con su salida del mercado petrolero, “alrededor de una tercera parte del petróleo iraní dejado de producir fue producido por Arabia Saudita”¹¹, por ende ante el repentino decaimiento de la oferta los precios se vieron afectados.

Ya sufrida una primera crisis internacional del precio del petróleo, esta segunda crisis tuvo un efecto esta vez mas psicológico, un fenómeno por el cual el mundo occidental creía que ya no tenía futuro de su destino energético y que depender de medio oriente era su única opción, situación que llevo a inflación en algunos países y a un fuerte aumento del precio internacional. El descontento general en Irán, es decir la huelga, paso de ser una simple huelga a convertirse en una revolución popular, situación que llevaría al derrocamiento del hasta entonces Sha Mohammad Reza Pahleví, Arabia Saudita la nación insignia de la OPEP no logro sostener el equilibrio entre demanda y oferta, situación que por inercia llevo a que entre diciembre de 1978 y mayo de 1979 los precios aumentasen entre un 75 y 175% dependiendo de la nación importadora.

Años atrás a comienzos de los 70, el mandatario de Irak, Sadam Hussein había firmado un pacto de no agresión con él para ese entonces Sha Mohammad Reza Pehlevi, debido a que para 1979 el Sha Iraní había sido derrocado Irak decidió sorpresivamente romper ese pacto de no agresión e iniciar una guerra con Irán para conquistar territorios estratégicos ricos en petróleo. “La previa revolución Iraní y la ahora entrante guerra con Irak (1980) exteriorizaron la fragilidad política de la región, y generaron pánico ante un probable nuevo desabastecimiento de petróleo en el mercado internacional, lo que llevo a especulaciones y por ende a fluctuaciones en los precios del petróleo”¹².

¹¹ HAMILTON D., James. Historical Oil Shocks. En: RANDALL E., Parker and WHAPLES, Robert, Routledge Handbook of Major Events in Economic History. San Diego: Univesity Of California, 2010, p. 255 [Consultado 12, Octubre, 2020]

¹² RUIZ-CARO, Op. Cit., p. 24

“Algo notable en este conflicto fue la neutralidad occidental y por parte de países miembros de la OPEP quienes en lugar de apoyar a la herida nación Iraní, decidieron indirectamente brindarle apoyo a Irak ignorando el conflicto”¹³, todo ello debido a que las revueltas iraníes no hacían más que afectar el mercado petrolero internacional tanto para los consumidores como para los exportadores. Situación que llevo a que el precio del petróleo pasara de 14 dólares por barril en 1979 a 25 dólares por barril en 1981.

Todos a nivel internacional, creían que el flujo excesivo de dinero seguiría aumentando debido a los exorbitantes precios del barril, las naciones miembros de la OPEP y los países productores de petróleo en general nunca previeron una caída abrupta del precio internacional del petróleo. Fue a mediados de 1982 que existiría una sobreproducción de petróleo, condición que beneficiaría a los países consumidores, debido a que un exceso de oferta causara reducción en los precios, en marzo del 1982 la OPEP trato de limitar la producción a través de cuotas establecidas para contener el mercado, pero las necesidades financieras de los países OPEP seguían aumentando debido al “despilfarro” en algunas ocasiones que había generado el flujo de petrodólares cuando el precio del barril era elevado.

A excepción de Arabia Saudita los países miembros de la OPEP no pudieron cumplir las cuotas amenazando en si la existencia de esta organización, entre el 1983 y el 1986 los precios se derrumbaron debido a sobreproducción, entre el 1985 y 1986 disminuyó de 23 a 11 dólares por barril, generando deudas en los países árabes.

“Ya para finales de los 80 nuevamente las naciones productoras de petróleo decidieron abrirle la puerta a compañías extranjeras con el fin de que sus reservas fueran mejor manejadas, estas traían capital y conocimiento técnico nuevo, organización, capacidad de implantar metodológicamente procesos, cosa que las compañías nacionales no hacían bien. A finales de 1986 la crisis se detuvo dejando los países OPEP pobres y debilitados, habían perdido ingresos en favor de países consumidores”¹⁴.

¹³ STRATTA, Op. Cit., p. 82

¹⁴ PIERRE-RENÉ, Bauquis (Ex gerente del departamento de estrategia de Total). La Historia del Petróleo. [Documental History Channel]. Paris. 2009

2.5. Conflicto en medio oriente (1990 – 2000)

Fue en los inicios de los años 90 que el frágil y tenso contexto petrolero en medio oriente, se vio amenazado por una nueva guerra: La primera guerra del golfo. En agosto de 1990, justamente 3 años después de la guerra entre Irán e Irak, que había casi arruinado a ambos países, Irak decidió invadir a Kuwait otra nación perteneciente a la OPEP, bajo el pretexto de que estaban explotando un yacimiento perteneciente al territorio Iraquí; añorando en realidad la riqueza petrolera y la ubicación geográfica estratégica con entrada al mar para transporte de petróleo de los Kuwaitíes, “con el fin de recuperarse económicamente del desgaste que había causado la guerra que duro 8 años con Irán”¹⁵.

El ataque sorpresivo derrotaría a la pobre defensa militar de Kuwait, situación que le daría la victoria parcial al ya para ese entonces denominado régimen dictatorial de Hussein. “Durante el tiempo que estuvo al mando del territorio anexado, llego a producir el 9% del petróleo mundial”¹⁶. La ONU realizo un consejo de seguridad de manera inmediata, donde reprochó la invasión por parte de Irak y se le dio el ultimátum para que retirara las tropas, cosa que no sucedió, por ende el consejo de seguridad de la ONU dio paso a la firma de la resolución 661 de 1990(*), por la cual se establecía un riguroso embargo económico a Irak.

El panorama belicoso que se vivía en oriente medio dio lugar a que nuevamente las especulaciones, sumadas con el embargo petrolero generado hacia Irak por parte de las Naciones Unidas provocaran la salida del mercado petrolero de los barriles aportados por ambas naciones, es decir, la oferta se vio truncada aun cuando la demanda venia en un aumento considerablemente alto, esto género que los precios aumentaran de manera súbita llegando a tocar los 40 dólares por barril, sin

¹⁵ RUIZ-CARO, Op. Cit., p. 27

¹⁶ HAMILTON D. Op. Cit., p. 257

(*) Resolución aprobada por: China, Francia, Reino Unido, Estados Unidos, Unión Soviética, Canadá, Costa de Marfil, Colombia, Cuba, Etiopia, Finlandia, Malasia, Rumania, Yemen, Congo

embargo, “la situación alcista de los precios no sería prolongada debido a que la OPEP decidió cubrir el vacío dejado por la salida de petróleo de Kuwait e Irak”¹⁷.

Para 1991 una coalición de naciones liderada por los Estados Unidos, pacto invadir al territorio Iraquí con el fin de derrocar a Hussein. El 17 de enero de 1991 inicio el ataque masivo denominado Tormenta del Desierto, ofensivas aéreas destruyeron gran parte de la infraestructura iraquí, para febrero del 1991 les tomo menos de 5 días desplazar a los iraquíes más allá de la frontera de Kuwait¹⁸, Hussein de manera desesperada ordeno destruir y quemar todos los pozos petrolíferos, cerca 750 pozos Kuwaitíes fueron destruidos siendo este el oscuro final de la denominada operación Tormenta del Desierto.

Este fue considerado el último conflicto petrolero del siglo XX, el cual pudo haber provocado una nueva crisis de desabastecimiento energético, pero no lo hizo debido a la increíble fortaleza del sistema petrolero internacional. Los países miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) dentro del marco de la Agencia Internacional de Energía durante 1986 había desarrollado planes con el fin de prevenir y solventar la situación energética internacional en caso de que se presentase alguna nueva crisis, fue por ello que en el marco del acuerdo de distribución de stocks acumulados por las compañías petroleras se decidió suplir el mercado petrolero durante el conflicto del medio oriente, acción que no tuvo un impacto fuerte en el precio internacional del petróleo.

Durante la década de los 90, el precio del petróleo oscilo entre los 16 y los 20 dólares por barril, en 1998 se produjo una disminución del consumo asiático, generando una caída temporaria hasta los 11 dólares por barril, situación que obligo a la OPEP nuevamente a fijar cuotas de producción para estabilizar los precios, escenario que llevo al precio a rondar los 30 dólares por barril. Durante los años siguientes la tendencia estuvo marcada por un constante creciente consumo de petróleo.

¹⁷ RUIZ-CARO. Op. Cit., p. 28

¹⁸ STANGANELLI, Isabel. LA GUERRA DE IRAQ: Estados Unidos y los medios de comunicación. Ed. Buenos Aires: Editorial de la Universidad Nacional de la Plata, 2008. p. 58 ISBN 978-950-34-0536-9

2.6. Un nuevo siglo (2000 -2020)

El nuevo milenio traería consigo nuevas etapas de volatilidad para el precio internacional del petróleo, los problemas ya presentes en medio oriente desencadenarían una nueva guerra la cual provocaría la salida de 2,2 millones de barriles diarios durante algunos meses del mercado petrolero; la huelga generalizada de la industria petrolera en Venezuela provocarían la salida del mercado petrolero de cerca de 2,1 millones de barriles diarios, situaciones que sumadas con algunas crisis económicas, especulación y conflictos armados, generarían una volatilidad en los precios que los llevarían incluso a superar la barrera de los 100 dólares por barril.

Para el 2001, se generó una caída de los precios debido a los nuevos oferentes que llegarían al mercado petrolero. Las naciones de la ya extinta Unión Soviética reanudarían sus procesos industriales petroleros, lo que significaría una sobreoferta en el mercado internacional de petróleo, esto sumado con una recesión estadounidense debido al ataque del 11 de septiembre, generaría una nueva puja de los precios del petróleo. En diciembre de 2001, China una potencia en nacimiento se uniría a la OMC, lo que dio lugar a que “las demandas energéticas asiáticas aumentasen considerablemente, lo que significa que tanto la oferta como la demanda continuarían en equilibrio y la tendencia de los precios se mantendría de manera constante”¹⁹.

A principios del 2003, un nuevo conflicto se desato en Irak, Estados Unidos decidió nuevamente invadir a esta nación, este suceso se denominaría como la segunda guerra del golfo. A diferencia del conflicto que estallo a inicios de los años 90, esta invasión se debió a la supuesta presencia de armas de destrucción masiva por parte de Irak. Naturalmente el precio internacional del petróleo ascendió de 30 a 37 dólares por barril, entre diciembre del 2002 y marzo del 2003; ya que fue cuando se inició este conflicto. “La guerra generada en medio oriente no provoco inicialmente

¹⁹ STRATTA. Op. Cit., p. 84

un incremento de los precios debido a que no se presentó daño alguno a la infraestructura petrolera iraquí²⁰, debido a que la protección de dicha infraestructura era una de las prioridades ocultas de los Estados Unidos.

Nuevamente para el 2003 finalizó la huelga petrolera Venezolana que había iniciado un año atrás en el 2002, e inició el conflicto en Irak por parte de la invasión estadounidense hacia el pueblo Iraquí, esto provocó una preocupación para los países miembros de la OPEP quienes decidieron retirar cerca de 900.000 barriles diarios del mercado petrolero con el fin de estabilizar los precios y evitar una caída estrepitosa de los mismos debido a la posible devaluación del dólar. En todo caso, dicha especulación no pasó a mayores, el aumento de la demanda por parte de China, India y algunos países del sudeste asiático y la reducción de los inventarios de países consumidores que llevaron a que el precio internacional del petróleo se inflara a cerca de los 50 dólares por barril en octubre del 2004.

Entre 2004 y 2008 el comercio petrolero internacional sufrió uno de los aumentos de los precios sin precedente alguno, pasó de tener un valor de 32 dólares por barril a superar la barrera de los 142 dólares por barril, en general debido al gran aumento de la demanda asiática que los países OPEP y no-OPEP no lograron cubrir. El aumento deliberado de la demanda, sumado con la reciente crisis económica estadounidense del 2008 dio lugar a que los precios aumentaran sin control alguno, bonanza que beneficiaría y perjudicaría a algunas naciones.

Para finales del 2008 la bonanza iría a la baja y los precios nuevamente se estabilizarían a cerca de 30 dólares por barril. A mediados del 2009 se dio lugar a otro periodo de alzas que duraría por cinco años más y llevaría al precio internacional del petróleo a superar ampliamente la barrera de los 100 dólares por barril. Esta vez las alzas de los precios estarían fundamentadas en general por situaciones geopolíticas. “Conflictos en medio oriente, huelgas, especulación ante una escasez de hidrocarburos, serían alguno de los desencadenantes que sumados

²⁰ BALZA GUANIPA, Op. Cit., p. 32-33

con la acelerada demanda energética por parte de países como China e India, posicionarían al petróleo como el recurso más costoso de la canasta energética internacional”²¹.

La primera década del siglo XXI se caracterizó por la fuerte injerencia de situaciones geopolíticas sobre la industria petrolera, conflictos generados en medio oriente como la invasión a Irak, el eterno conflicto entre Palestina e Israel, la naciente primavera árabe, rebeliones en algunas naciones, como en Egipto, Libia, Siria; que aunque no sean naciones netamente productoras de petróleo, provocarían una desestabilización en la región que naturalmente es la proveedora internacional de petróleo en el mundo lo que llevaría a que la fluctuación de los precios fuese cada vez más constante.

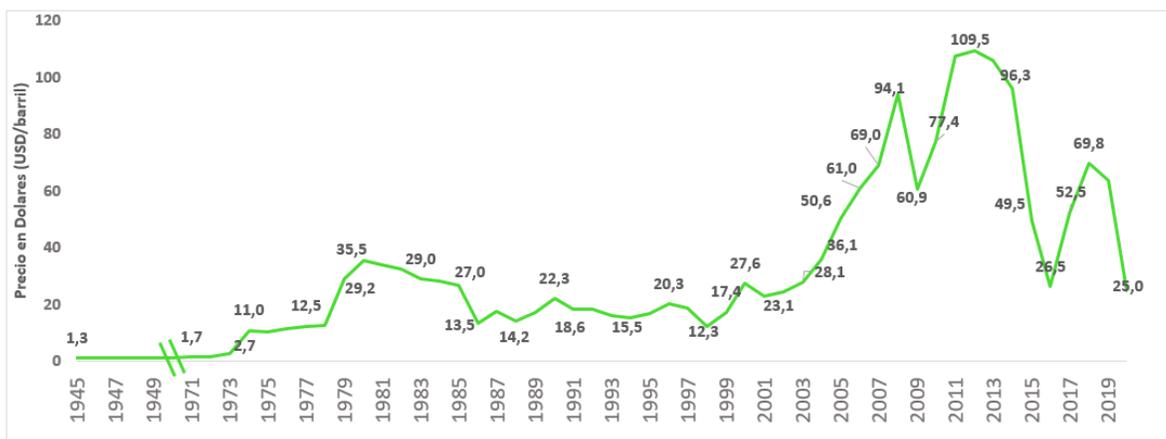
Entre el 2009 y el 2014 el comportamiento del precio estaba en lo más alto, para mediados del 2014 el precio sufrió una de las caídas más estrepitosas jamás antes vistas, de estar rondando los 130 dólares por barril paso a descender a cerca de los 27 dólares por barril para enero de 2016, varias fueron las causantes para que el precio internacional del petróleo sufriera esta estrepitosa caída, entre ellas cabe resaltar la reducción de la demanda asiática, en particular la demanda China, los avances tecnológicos que llevarían a los Estados Unidos (Una de las naciones demandantes de petróleo más importantes del mundo) a nuevamente iniciar procesos de explotación de hidrocarburos en su país esta vez por medio de la explotación de yacimientos no convencionales (utilizando una nueva tecnología, el fracking), la eliminación del embargo que existía hacia Irán (sanciones que existían debido a la presunta posesión de armas nucleares por parte de los Iraníes) lo cual lo llevo a posicionarse nuevamente en el mercado petrolero internacional, el nacimiento del autodenominado Estado Islámico y por sobretodo el desequilibrio entre oferta y demanda.

²¹ STRATTA, Op. Cit., p. 84

Para 2020 el sector petrolero atraviesa una profunda crisis que tiene dos causas fácilmente identificables: una guerra de precios entre Arabia Saudita y Rusia que nació en la OPEP, y el desplome de la demanda por el crudo causado por el coronavirus, siendo esta última una causa estructural que no tiene un arreglo rápido. El 8 de Marzo de 2020 se reunió la OPEP+, como se conoce al cartel petrolero ampliado al sumar aliados como Rusia. Arabia Saudita, el mayor productor del cartel, llevo una propuesta de recortar producción en un intento por subir el precio del crudo. Después de que Rusia rechazó la idea de nuevos recortes, los árabes optaron por inundar el mercado con su crudo. Incluso ofreciendo el petróleo con descuentos de 6 o 7 dólares por barril a los clientes de Rusia. El fracaso de la reunión de la OPEP+, sumado a la crisis del coronavirus, desplomo el precio del petróleo a niveles de alrededor de los 25 dólares por barril para marzo de 2020.

El petróleo en su cualidad de commodity -como se pudo observar anteriormente- ha estado ligado al desarrollo industrial internacional y a la evolución de la sociedad debido a la necesidad energética del mundo, por ende conocer el precio del petróleo es muy importante debido a que un número significativo de países dependen del comercio de este recurso. A lo largo de su historia –como se pudo apreciar con antelación- este recurso ha sufrido verdaderos cambios; la creación de la OPEP, la evolución de la demanda, políticas de países consumidores, entre otros factores, han sido los probables causantes de la fluctuación del precio de este recurso.

Grafica 1. Comportamiento histórico del precio del petróleo



1945 - Fin de la 2a Guerra Mundial	1986 - Abandono temporario de cuotas de producción	2003 - 2a Guerra del Golfo
1947 - Plan Marshall	1986 - Ingreso de países OPEP al Mercado Spot	2004 - Nuevas cuotas OPEP
1951 - Revolución Iraní	1989 - Caída del Muro de Berlín	2004 - China, 2° consumidor mundial de crudo
1956 - Crisis de Suez	1990 - Invasión de Irak a Kuwait.	2006 - India, 4° consumidor mundial de crudo
1960 - Nacimiento OPEP	Incremento de la producción OPEP	2008 - Quiebra de <i>Lehman Brothers</i> . Crisis financiera global
1967 - Guerra de los Seis Días	1991 - Primera Guerra del Golfo Pérsico	2010 /11 - Primavera Árabe. Revolución en Túnez y Libia
1969 - Nuevas empresas petroleras estatales en países OPEP	1991 - Guerra en los Balcanes	2012 - Guerra civil en Yemen
1971 - Ingreso de China a Naciones Unidas	1991 - Disolución de la Unión Soviética	2013 - Caída del gobierno egipcio
1973 - Guerra del <i>Yom Kippur</i> . Embargo Petrolero Árabe.	1993 - China, 3er consumidor mundial de petróleo	2013 - Guerra Civil en Siria / Guerra Civil en Ucrania
1974 - Fijación de precios por OPEP	1998 - Caída demanda asiática	2014 - Avance del Estado Islámico en Irak y Siria
1975 - Fin guerra de Vietnam	1998 - Nuevas cuotas OPEP	2018 – OPEP+ Acuerdo reducciones para 2018.
1979 - Revolución iraní.	2000 - Incremento de producción en la ex URSS	2020 – Desplome demanda por pandemia.
1981 - Guerra Irán-Irak	2001 - Atentados del 11 de septiembre en Nueva York	
1982 - Inicio sistema de cuotas de OPEP	2001 - Ingreso de China a la Organización Mundial de Comercio	
1982 - Crecimiento del mercado Spot		
1983 - Cotización de contratos a futuro en NYMEX		

Fuente: STRATTA, Eugenia. El precio del crudo y su historia. En: Petrotecnia. Buenos Aires. Vol. 3. 2016.; p. 81. [Consultado 01, Noviembre, 2017]. Disponible en <http://www.petrotecnica.com.ar/junio16/PetroSINpublic/Precio.pdf>. Se incorporan precios para los años 2017-2020.

En términos económicos la volatilidad hace referencia a la fluctuación imprevista y en cortos plazos de mercados, los mercados con volatilidad elevada suelen ser inestables y tienden a experimentar tendencias alcistas y bajistas bruscas e imprevistas en sus precios, por el contrario dentro de los mercados con una volatilidad baja, es menos posible identificar estos tipos de picos y presentan más estabilidad y consistencia.

Como se mencionó anteriormente, en general la volatilidad se entiende como la variación de una variable en torno a su tendencia central. Un commodity es volátil cuando su indicador por excelencia –el precio- tiende a fluctuar de manera errática e impredecible en comparación con otros commodities. Esta inestabilidad es

consecuencia de shocks externos e internos que en general directa o indirectamente crean oscilación en los precios.

A lo largo de la historia de la industria petrolera internacional la fluctuación de los precios se ha visto dada en general por diferentes disposiciones del mercado y de la industria. Disposiciones políticas, desequilibrio de la demanda y de la oferta, panoramas geopolíticos internacionales; son algunos de los factores que inciden en la desviación de los precios.

2.7. Aproximación teórica de los factores decisivos que dictaminan el precio del petróleo

A continuación se busca hacer una aproximación teórica para aquellos determinantes o factores que por excelencia inciden en la fluctuación del precio internacional del petróleo. Lo económico, lo técnico y lo social; como algunos de los motores de la variación errática del precio internacional.

2.7.1. Determinante económico (Oferta y demanda): Como bien se ha mencionado la dependencia del petróleo surge a mediados del siglo XX, básicamente por la fundamental necesidad de la humanidad de contar con una fuente energética “estable”, duradera y fácil de obtener para garantizar su desarrollo industrial y por ende para satisfacer algunas necesidades de los seres humanos tales como: El transporte, la alimentación, desarrollos tecnológicos, infraestructura, entre otros.

Las condiciones que rigen el mercado son fundamentales para dictaminar el precio internacional del petróleo, una de las condiciones primordiales que diagnostican el precio de este recurso es el equilibrio entre demanda y oferta. Si bien el uso del petróleo inicio a comienzo del siglo XX, no fue hasta mediados de dicho siglo que el comercio de petróleo se intensifico y la dependencia del mismo demostró como el equilibrio entre oferta y demanda podría desbalancearse y causaría la fluctuación del precio del petróleo.

De acuerdo con el reporte mensual de la OPEP (MOMR Enero del 2020), para 2019 en el mundo se produjeron 99.67 millones de barriles diarios de petróleo, contrastado con la producción de 54 millones de barriles diarios de 1973, situación que refleja que en menos de 50 años la producción internacional casi se ha duplicado esto consecuentemente con el fin de satisfacer una demanda internacional que paulatinamente año tras año de manera constante viene aumentando.

El comportamiento de la demanda a lo largo de la historia de la industria petrolera en general ha tenido una tendencia alcista y relativamente constante. A diferencia de la demanda, la oferta ha tenido ciertas etapas con comportamientos variables; en algunos casos hay un excedente de oferta y en otros hay una falta de la misma, es por ello que los precios fluctúan. Ahora bien, la variación que existe entre demanda y oferta tiene ciertas razones, “previos estudios en la literatura muestran que los principales factores que influyen el balance entre oferta y demanda son la especulación, geopolítica internacional y el valor de la fluctuación del dólar, entre otros”²².

Como previamente en el análisis histórico se hizo énfasis, se han dado ciertas etapas de la historia las cuales existieron “shocks” en el mercado petrolero internacional debido al desbalance entre oferta y demanda, lo que es evidencia irrefutable del poder que tienen las compañías y naciones petroleras para concertar los precios. Desde los años 70 la producción internacional de petróleo ha experimentado un abultado crecimiento, en parte debido a la mediación de la OPEP en el mercado petrolero, así como el desarrollo tecnológico que ha evidenciado la industria petrolera, también por la exploración que se le ha dado de manera intensiva a este recurso facilitando la producción del mismo, y como contraparte un

²² ZHUO, Li y HUI Zhao. Not all demand oil shocks are alike: disentangling demand oil shocks in the crude oil market. En: Journal of Chinese Economic and Foreign Trade Studies. [Base de datos Emeraldinsight]. Wuhan. Vol. 4. No. 1. 2011. p. 30 [Consultado 02, Noviembre, 2020]

aumento deliberado en la demanda durante finales del siglo XX ha mantenido relativamente equilibrada la relación entre oferta y demanda.

Dentro de las razones primordiales que dictaminan al bando de la oferta es la injerencia de la OPEP sobre los techos de su producción, es decir sobre la oferta. Como ya se informó anteriormente esta organización está fundamentada bajo la premisa de controlar y gerenciar el mercado petrolero con el fin de instaurar los precios de dicho recurso. La capacidad que tiene la OPEP de controlar los precios se debe al abultado nivel de producción y de reservas probadas con las que cuenta.

Durante los años 2011 y 2014 –como se mencionó en el análisis histórico- el precio del petróleo logro llegar a picos promedios que superaban los 100 dólares por barril, lo cual permitió que algunas naciones no pertenecientes a la OPEP decidieran entrar al mercado petrolero con el fin de obtener ganancias de estos precios, en parte esta situación propicio a un aumento deliberado de la oferta, lo que desbalanceo la proporción del mercado petrolero a favor de la oferta y dejo desfasada a la demanda.

La necesidad de fuentes energéticas es de vital importancia para todos los países del mundo, a tal punto de considerar el futuro energético un objetivo estratégico en ciertos casos para algunas naciones. El claro panorama de crecimiento económico global, la globalización y el aumento de la población han sido algunos de los elementos que estipulan como la demanda en cierto modo va a requerir cada vez más medios energéticos para satisfacer sus necesidades y continuar en marcha el motor industrial global que depende del petróleo, y es allí bajo este panorama que el papel del petróleo es trascendental.

La demanda de petróleo no siempre está ligada al crecimiento poblacional, el desarrollo económico internacional cumple un papel importante para que la demanda siga en aumento, se estanque, o en algunos casos se reduzca. Para mediados del 2014 aun con crecimiento poblacional elevado los precios del petróleo sufrieron una devaluación de más del 60% de su valor, ello tuvo distintas causas de índole económica, “(...) la recesión económica de países europeos, y asiáticos de

la organización para la cooperación y el desarrollo económico (OCDE), la cual representa la mitad del consumo mundial, así como la desaceleración del crecimiento de países en desarrollo como china, representan las principales causas de reducción de la demanda mundial”²³.

El consumo de petróleo está muy bien ligado en la industria en general a nivel global, si existe una desaceleración del desarrollo de la industria internacional claramente esto se traducirá en una reducción del consumo de petróleo, por ende la balanza entre oferta y demanda recaerá sobre un solo lado, debido a ello los precios tenderán a la baja. “Como cualquier materia prima, el balance esperado entre oferta y demanda determinan la tendencia a largo plazo de los precios, mientras que a corto plazo estos se ven afectados por la percepción y expectativas del mercado, en ocasiones motivados por acontecimientos geopolíticos y decisiones de la OPEP”²⁴.

Dentro de las principales economías consumistas a nivel mundial de petróleo se podrían destacar los casos de los Estados Unidos, Europa y China; evidentemente las naciones industrializadas son aquellas con un mayor consumo de petróleo, “cuanto mayor sea el crecimiento económico, mayor será la actividad interna y por lo tanto, mayor será el requerimiento de petróleo. La mayoría de agencias basan sus perspectivas de demanda en las estimaciones de crecimiento económico de organismos tales como el FMI (Fondo Monetario Internacional) y la OCDE (Organización para la cooperación y el desarrollo económico)”²⁵.

2.7.2. Determinante técnico: Los determinantes técnicos hacen referencia a todas aquellas características físicas tales como la gravedad API del petróleo que nos

²³ ARROYO, Andrés y COSSÍO, Fernando. Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe: Estudio sobre las causas y las consecuencias de la caída de los precios del petróleo y análisis de opciones de política para encaminar sus impactos. Ed. Santiago de Chile: Naciones Unidas CEPAL, 2015. p. 17 [Consultado 02, Noviembre, 2020]

²⁴ MARZO, Mariano. El desplome 2014-2015 de los precios del crudo: causas y previsiones a corto plazo. Barcelona: Informe estratégico de la fundación para la sostenibilidad energética y ambiental (FUNSEAM), 2015. p. 5 [Consultado 02, Noviembre, 2020]

²⁵ DE BLAS, Víctor. La caída del precio del petróleo: Factores desencadenantes e implicaciones sobre el PIB ruso. Madrid: ICADE Business School, 2015. p. 24-25 [Consultado 02, Noviembre, 2020]

indican los diferentes tipos de petróleo crudo, así como las diferencias de calidad y el contenido de impurezas tales como el contenido de azufre, sus costos de exploración y producción así como transporte y por último su rendimiento en refinería. Las características físicas le dan al petróleo determinadas cualidades que permiten sobresalir unos de otros y evaluar su rendimiento en refinería. Petróleos de diversas características tienen rendimientos diferentes y por ende precios diferentes en el mercado internacional.

Por último, la evaluación de las reservas nos indica la oferta potencial de petróleo. La distribución geográfica de las mismas nos señala el peso específico de cada país en la producción internacional y su influencia en el comercio petrolero mundial. El estudio de las reservas permite considerar dos elementos de gran importancia para la fijación del precio: la oferta y el control de la misma. Para el establecimiento de los precios se deben tener en cuenta crudos estándar de algunas zonas del planeta, es decir se requiere la utilización de los denominados “crudos marcadores”. Un crudo marcador es un estándar utilizado en la industria para comparar a crudos de diferentes zonas del mundo y de esta manera establecer un precio.

Figura 2. Mercado internacional de los marcadores WTI, Brent y Dubái



Fuente: Intercontinental Exchange (ICE) disponible en https://www.theice.com/publicdocs/ICE_Crude_Refined_Oil_Products.pdf

Quienes se encargan de comprar crudo alrededor del mundo y aquellos que especulan con los precios, requieren una forma simple y práctica de establecer un precio del petróleo, de acuerdo con sus características físicas y químicas al igual que con su ubicación. “Los crudos marcadores, contra los que se comparan y cotizan todos los crudos del mundo son básicamente tres: el Brent -que agrupa casi los 2/3 del volumen mercadeado a nivel mundial-, el WTI, y el Dubái”²⁶, tal como se aprecia en la **figura 2**.

Cada crudo marcador cuenta con unas características bien definidas y conocidas, lo que permite cierta facilidad al mercado con el fin de comparar y cotizar otros productos a lo largo y ancho del mundo, de esta manera permite estimar costos de transporte y calidad, asignándoles una cotización consensuada aceptada internacionalmente. El valor de cada uno de los crudos marcador es vigilado, anunciado y compartido en los mercados con detalle, pues cambia constantemente,

²⁶ CAPELLO, María Ángela. Análisis Energético: ¿Cómo se calculan los precios del petróleo? En: EV Houston Newspaper. [En línea]. [consultado 02, Noviembre, 2020]. Disponible en <http://www.elvenezolanohouston.com/detalle.php?i=npOmmpp>

producto de la dinámica de oferta y demanda y otros factores que influyen en el mercado petrolero. Los crudos marcadores se cotizan en la bolsa, concretamente el Brent en el ICE (Intercontinental Exchange) de Londres, y el WTI en el NYMEX de Nueva York.

Tabla 2. Principales tipos de crudo

Marcador	Grados API (°API)	Cont. de azufre en volumen	Características
Brent	38,3	0,37%	El crudo tipo Brent es un crudo liviano y con muy poco azufre, ideal para una gran cantidad de refinerías, y además de fácil transporte a distancias lejanas. El Brent no es más que una mezcla de diferentes crudos del Mar del Norte, en particular, Brent, <i>Forties</i> , <i>Oseberg</i> y <i>Ekofisk</i> . Casi dos tercios de todo el volumen de crudo mundial se vende haciendo referencia al crudo Brent, y se cotiza en Londres, <i>International Petroleum Exchange (IPE)</i> .
WTI	39.6	0,24%	Las siglas WTI significan West Texas Intermediate, y se refiere al crudo que se produce de pozos en los EE.UU. Como este crudo está atado a una producción dentro del continente, es relativamente costoso exportarlo por vía marítima, factor que pesa de manera importante al momento de su cotización, pues por otro lado es un crudo muy ligero y de bajo contenido de azufre. El WTI continúa siendo el marcador de referencia para todo el crudo consumido en los EEUU, el mayor consumidor mundial de petróleo. Se cotiza en la bolsa mercantil de New York (NYMEX)
Dubái	31	2%	El crudo producido en el Medio Oriente es una referencia útil, sobre todo para el mercado de crudos más pesados que el Brent o el WTI, pues tiene mayor densidad que éstos. Adicionalmente, tiene mayor contenido de azufre. Está compuesto por lo que se denomina una “cesta” de productos, en particular: crudo de <i>Dunai</i> , <i>Oman</i> y <i>Abu Dhabi</i> . Es el marcador por excelencia para las transacciones que involucran petróleos del Medio Oriente, que se despachan al mercado asiático.

Otro tipo de marcador referencia a nivel internacional se usa también para fines especulativos, y se denomina como la “Cesta OPEP”. Esta cesta permite un cálculo promedio de precios de alrededor de 15 crudos diferentes producidos por parte de los países miembros de la OPEP. Los crudos son: el Saharan Blend (Argelia); el Girassol (Angola); Oriente (Ecuador); Minas (Indonesia); Iran Heavy (Irán); Basra Light (Irak); KEC - Kuwait Export Crude - (Kuwait); Es Sider (Arabia Saudita);

Murban (Emiratos Árabes Unidos); y el BCF17 Bolívar Coastal Fields 17 (Venezuela). El API promedio de esta cesta es 32.7 °API.

El mercado de crudo paso de las compras en el “spot market”, es decir, compras casi inmediatas, donde se acordaba el precio y se aceptaba una entrega a los pocos días o semanas. Pero después de la primera crisis petrolera en los años 70, las refinerías y los gobiernos de países consumidores comenzaron a establecer contratos “a futuro”, en los cuales los compradores amarran la compra a un marcador, con meses y en algunos casos por años) por adelantado, procurando evitar con esta estrategia caer en altibajos tan propios del sector. Las ventas a futuro se realizan en organizaciones controladas, y así las asociadas al Brent se realizan en el *ICE Futures Europe*, las asociadas al WTI, en el *NYMEX* (New York Mercantil Exchange), y las asociadas al Dubái en el *Dubai Mercantil Exchange*. El mínimo volumen a comprar en ventas a futuro son mil barriles.²⁷

Dada la gran cantidad de crudos de variadas características, y las diferencias existentes entre los puntos de compra y producción, el uso de referencias tales como los crudos marcadores es sumamente útil y permite anclar las estimaciones de precios a nivel global de una manera estructurada.

2.7.3. Determinante ambiental y social: Desde los inicios de la revolución industrial, momento crucial de la humanidad en donde se da una transición en la estructura energética global la cual para ese entonces se basada en el uso de biomasa, da un salto hacia la utilización del carbón como principal fuente energética, pasando décadas después por la incorporación en la economía mundial de los derivados del petróleo como principal fuente energética en el siglo XX. El panorama energético global se ha caracterizado por un suministro constante y con precios internacionales que han sido relativamente inherentes al consumo energético internacional. La poca atención a la disponibilidad de reservas y la pobre preocupación ambiental principalmente asociada a la emisión de algunas especies contaminantes que afecten la calidad del aire han sido la contraparte de la dependencia que ha generado el mercado energético internacional hacia el uso del petróleo y en general de los combustibles fósiles.

²⁷ CAPELLO. Op. Cit. p.1

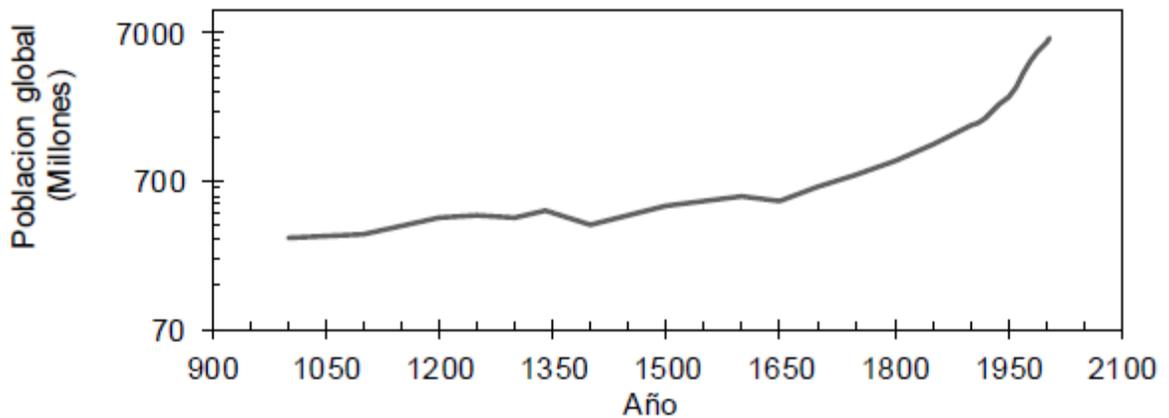
A partir del inicio de un nuevo milenio el mundo ha sostenido un cambio trascendental e importante que gira entorno a las nuevas tecnologías las cuales se han convertido en uno de los principales motores de desarrollo económico y social. Los avances tecnológicos sumados con un aumento demográfico han sido los principales desencadenantes del acrecentamiento deliberado del consumo energético global. Dicha necesidad energética se ha convertido en prioridad estratégica para algunos países y para el mundo en general.

El crecimiento de la población siempre ha sido y seguirá siendo uno de los principales impulsores de la demanda de energía, junto con el desarrollo económico y social. Mientras que la población mundial se ha incrementado en más de 1.5 mil millones durante las últimas dos décadas, la tasa global de crecimiento de la población ha venido disminuyendo. El número de personas sin acceso a la energía comercial se ha reducido un poco, y la estimación más reciente del Banco Mundial indica que es de 1,2 billones de personas.²⁸

Como se ha hecho mención anteriormente el papel que juega la demanda dentro del mercado petrolero internacional es crucial, dado que en gran parte la definición de los precios depende del consumo que se dé a nivel global. El crecimiento demográfico que se ha vivido a lo largo de las últimas décadas (ver grafica 9) es el referente idóneo para demostrar que el consumo energético es proporcional al aumento de la población en el planeta, por ende el papel del petróleo y de fuentes energéticas primarias dentro del panorama energético global es relevante dado que garantizan el aumento de la demanda energética.

²⁸ WORLD ENERGY COUNCIL. Recursos energéticos globales encuesta 2013: Resumen del Consejo energético global. Londres: 2013. 6 p. 'Used by permission of the World Energy Council'

Grafica 2. Evolución de la población mundial



Datos: Naciones Unidas, Departamento de Asuntos Económicos y Sociales, División de Población.

La utilización de fuentes de energía primarias siempre ha sido el origen de debates, debido a que las fuentes primarias de energía tales como el petróleo, el carbón y el gas natural son recursos no renovables, depender de dichos recursos como fuentes energéticas principales puede llevar a desencadenar el agotamiento o desabastecimiento de estos en algún punto del futuro lo cual a largo plazo se traduciría en la búsqueda de energías sostenibles y sustentables. Aparte de dicha característica de ser no renovables su explotación, tratamiento y uso son desencadenantes de contaminantes que afectan en cierto grado al medio ambiente.

Los combustibles fósiles han sido participes de un gran avance en la evolución de la humanidad, debido a algunas de sus características tales como: su energía específica, su facilidad de almacenamiento, lo cual permite que este tipo de recursos sea utilizado en el momento que se necesite y su transporte facilitan el uso de las fuentes energéticas primarias por encima de otras. La factibilidad de la utilización de fuentes energéticas primarias recae sobre los costos de los mismos, usar petróleo, gas y carbón por encima de otras fuentes energéticas tales como hidroeléctricas o parques eólicos difieren en que la utilización de combustibles fósiles resulta de mayor rentabilidad y por ende una recuperación de la inversión más rápida que utilizando otro tipo de fuentes, por lo que la economía que gira en torno a este tipo de fuente energética es mucho más rentable para algunos países

debido al vasto consumo energético que se tiene, aparte de ello el potencial energético (medido en Kwh, kilovatio hora) que aportan los combustibles fósiles es mucho mayor que el que aportan otras fuentes energéticas.

Tabla 3. Producción energética año 2010

Tipo de fuente energética	Potencia en TW (Tera Vatios)	Porcentaje de participación
Petróleo	17.5	31.6%
Gas	12.7	22.9%
Carbón	16.7	30.1%
Hidroeléctrica	4.6	8.3%
Nuclear	2.5	4.5%
Renovables	1.3	2.3%
Total	55.3	100%

Fuente: BP: Workbook of historical data (2012)

Una característica primordial de los combustibles fósiles y del petróleo es su capacidad para ser consumidos a un ritmo creciente, dado que la oferta de los mismos es abundante situación que ha llevado a que el consumo de estas fuentes energéticas supere los límites al consumo de energía impuestos por los bajos rendimientos de otros tipos de fuentes energéticas dando lugar a un incremento del consumo de energía muy superior a su capacidad de generación puesto que los combustibles fósiles son recursos no renovables. Todo ello impulsó el crecimiento doméstico e industrial global pero al mismo tiempo hizo a la sociedad dependiente únicamente de este tipo de recursos, y ello se ve reflejado en el consumo de estas fuentes energéticas por encima de otras dentro de la canasta energética global.

El consumo excesivo de los combustibles fósiles ha dado simultáneamente lugar a una creciente emisión de contaminantes – como CO₂ (Dióxido de carbono), NO_x (Óxidos de nitrógeno), CH₄ (metano) entre otros - que han contribuido a afectaciones al medio ambiente tales como el calentamiento global. Estando este riesgo directamente asociado al crecimiento económico y mayor consumo de combustibles fósiles. La consecuencia ha sido que ha dado lugar a que la humanidad deba enfrentarse a un gran desafío: el riesgo de cambio climático, con

posibles consecuencias de carácter económico, social y de sostenibilidad a mediano y corto plazo.

En las últimas décadas compromisos internacionales han girado en torno al futuro energético global, particularmente enfocados hacia qué tipo de fuente energética se debe usar para evitar a toda costa efectos ambientales adversos, entre ellos cabe resaltar el protocolo de Kioto (1998) y el acuerdo de Paris (2016), los cuales se han establecido como objetivo en común la reducción de emisión de contaminantes de efecto invernadero tales como CO₂ (Dióxido de carbono), NO_x (Óxidos de nitrógeno), CH₄ (metano) entre otros. Derivado de los objetivos de estos acuerdos, durante los últimos años se ha dado la incesable búsqueda de fuentes energéticas alternativas, que hagan frente al consumo de combustibles fósiles, todo ello con el fin de reducir la emisión de los contaminantes previamente mencionados.

El pensamiento ecológico ha tomado gran fuerza desde que la teoría del calentamiento global se ha masificado. Dicho pensamiento ambientalista es un factor fundamental a la hora de dar una perspectiva hacia el panorama dentro de un futuro a mediano y largo plazo. Claramente entre más tome fuerza la idea de descubrir fuentes energéticas sostenibles la demanda de combustibles fósiles y por ende de petróleo sufrirá una reducción notable dado que una de las principales funcionalidades del petróleo, gas y carbón es aportar su capacidad energética en forma de combustible. Ante una posible reducción de la demanda, claramente los precios se verían fuertemente afectados.

Todos estos comportamientos aunque no afectan a corto plazo el precio internacional del petróleo, cada día ejercen mayor presión lo que se traduce a que en un futuro la demanda disminuirá cada vez más y la oferta tendrá que acomodarse a esto por ende los precios tenderán a reducir incluso puede que se sustituya definitivamente al petróleo con otras fuentes energéticas a futuro. Si bien las reservas de petróleo cada vez tienen un periodo de caducidad más corto, la tecnología actual no ha logrado imponer con fuerza alguna fuente energética alternativa que pueda hacer un frente al uso de combustibles fósiles.

2.7.4. Importancia de las decisiones políticas en el mercado petrolero: La energía desde el punto de vista de los combustibles ha sido un elemento trascendental a tener en cuenta dado que es la base bajo la cual se forja el desarrollo industrial y doméstico en cualquier nación del mundo; la carencia de esta genera sobrecostos y un detenimiento del desarrollo, es por ello que desde la perspectiva política el abastecimiento y la independencia energética para la gran mayoría de naciones del globo es un objetivo estratégico primordial, especialmente en países cuya dependencia es alta debido a su consumo energético.

Dado que el suministro energético es prioridad para todas las naciones del mundo, contar con diversidad de fuentes es igual de importante puesto que le garantiza a la nación una sustentabilidad y sostenibilidad energética a largo plazo; es allí donde entra a cumplir un papel protagónico el petróleo. El petróleo es un commodity apreciado dado que históricamente el humano se ha focalizado en obtener energía de fuentes baratas y relativamente abundantes es por ello que el petróleo ha logrado hasta ahora cumplir un papel primordial en el desarrollo de la civilización desde la perspectiva energética. Los costos de las fuentes energéticas fósiles son relativamente inferiores con respecto a otras fuentes energéticas además sus cualidades físicas y químicas le permiten consolidarse como la fuente de combustible por excelencia.

El petróleo es un recurso “universal”, podría denominarse al mismo como un bien público global, es un elemento básico para la existencia y el soporte de la humanidad actual, este commodity desempeña un papel bastante importante en prácticamente la gran mayoría de los aspectos de la vida moderna, desde la industria alimenticia hasta la más moderna tecnología tiene directa o indirectamente influencia de algún derivado del petróleo, el transporte de todo índole es también un directo consumidor de petróleo, por ende este recurso es necesario para la supervivencia.

Otro ítem que hace al petróleo un recurso “importante” es su calidad de ser único. Si bien existe una amplia gama de fuentes energéticas para transformación en combustibles y de electricidad, no existe hoy en día un sustituto razonable para el petróleo en materia energética, particularmente en combustible. El petróleo es “raro”, de acuerdo con cálculos realizados por especialistas con base en el consumo anual de este recurso dicho consumo progresivamente aumentara lo cual significa que a mediano plazo las reservas se irán agotando, si bien aún existe un número indeterminado de yacimientos sin descubrir es palpable notar la rapidez con que el suministro de petróleo se está agotando, sin embargo existen pronósticos pesimistas y optimistas que giran en torno a la relación entre producción y consumo de este recurso.

No solo el interés mundial en materia energética se focaliza hacia los combustibles, aparte del gran valor energético que tiene el petróleo, sus derivados se pueden contar en decenas y estos mismos se involucran en gran parte de la industria. Mediante procesos de refinación, los derivados del petróleo pueden tener diferentes funcionalidades primordialmente como combustible, pero también cumple un papel dentro de la industria alimenticia, productos domésticos, medicamentos, productos industriales entre otros; por esta razón el petróleo es más apreciado comercialmente dado que los cimientos de la industria moderna se basan en el consumo de petróleo y sus derivados.

Ahora bien, ¿por qué la política y los recursos energéticos, especialmente el petróleo siempre han estado estrechamente ligados?, como este es un recurso transcendental para el desarrollo humano, tener un control sobre la oferta e incluso sobre la demanda del mismo funciona como garante para ciertas naciones de un suministro constante de este commodity. La dependencia hacia este recurso ha llegado a tal punto que la carencia o la falta de aprovisionamiento del mismo puede en si llevar a justificar conflictos diplomáticos e incluso bélicos como más adelante se evidenciara.

Para comprender a fondo la injerencia de la política en el mercado y la industria petrolera, se debe iniciar exponiendo un término fuertemente ligado a este suceso y es el de Geopolítica. La geopolítica se basa en el estudio de todos los efectos de la geografía –desde el punto de vista físico y antropológico- sobre la política internacional y las relaciones internacionales. “La geopolítica es un método de estudio de la política exterior para comprender, explicar e intentar predecir el comportamiento político internacional a través de variables geográficas”²⁹. Notoriamente el termino geopolítica está estrechamente ligado con el mundo petrolero ya que la ubicación de las reservas de este commodity se hallan en zonas geográficamente y aleatorias, por ende, la imposición de un país con el fin de obtener este recurso debe ser representada con la injerencia en la soberanía de otra nación ajena a sus intereses.

El aspecto geográfico es significativo dentro del panorama del comercio del petróleo y por ende es fundamental para la geopolítica del mismo. El control geográfico de ciertas zonas puede traducirse en facilidad a la hora del comercio de este recurso dentro de la geo-estrategia de algunas potencias mundiales para garantizar un suministro constante de petróleo, un objetivo claro es el control de zonas geográficamente estratégicas para garantizar un transporte invariable. Dentro algunas de las zonas más importantes geopolíticamente hablando se encuentran: el estrecho de Ormuz ubicado en el sudeste del golfo pérsico, y que garantiza un suministro constante del golfo pérsico (Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudita, Qatar) zona por la cual se estima el paso diario de cerca de 17 millones de barriles, lo que representa el transporte del 20% de petróleo en el mundo. Otras zonas geográficas importantes son el canal de Suez y el canal de Panamá vías marítimas de altísima importancia para el transporte marítimo de petróleo, entre otras.

²⁹ DALLANEGRA PEDRAZA, Luis. Teoría y metodología de la geopolítica. Hacia una geopolítica de la “construcción de poder”. México: Revista Mexicana de ciencias políticas y sociales, 2010 p. 2

Figura 3. Principales puntos estratégicos para el transporte de petróleo



Fuente: Portal Informativo RT, disponible en https://esp.rt.com/actualidad/public_images/b54/b549208097417df3f4b831581ed38199.jpg

No es de extrañar la preocupación internacional, e intranquilidad y geopolítica así como los conflictos que surgen en el relación a este recurso, a lo largo de la historia de esta industria el mundo ha sido testigo de las numerosas historias que se han generado en el escenario internacional, algunas de ellas simplemente se han convertido en confrontaciones reprimidas, boicots, embargos, censuras, invasiones e incluso guerras.

Comparativos históricos: A lo largo de la historia de la industria petrolera y en particular la historia de sus precios, es resaltante que en las etapas donde se evidenciaron las variaciones más abruptas del precio internacional del petróleo siempre sucedió algún tipo de influencia directa o indirecta de alguna decisión política internacional. Históricamente la industria del petróleo desde la perspectiva política y económica se podría dividir en dos etapas, una etapa pre-OPEP y otra etapa post-OPEP.

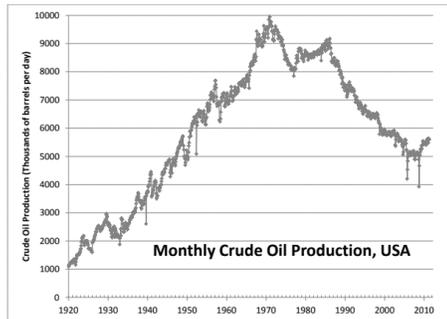
Auténticamente la industria petrolera nació en los Estados Unidos para mediados del siglo XIX, fue allí donde la misma se desarrolló y se establecieron sus bases, los precios eran adaptados a la calidad del petróleo estadounidense y las primeras multinacionales surgieron justamente allí. El dominio y la tendencia de los precios

desde finales del siglo XIX y mediados del siglo XX donde se consolidó el pacto de naciones petroleras (OPEP) que se caracterizó por su baratez y abundancia.

Entrada la mitad del siglo XX, una serie de eventos nacionalistas empezó a palpase en el mundo de la industria petrolera, en 1953 sucedió uno de los primeros eventos en materia de geopolítica petrolera. Dado el sentimiento inequitativo que existía en Irán debido al dominio por parte de multinacionales británicas y estadounidenses así como la injerencia política de naciones como la Unión Soviética, se iniciaron movimientos nacionalistas a lo largo del país, situación que no cayó bien dentro de los planes estratégicos de Estados Unidos y Gran Bretaña, dado que el interés de ambas naciones era tener un suministro constante de petróleo iraní, es por ello que la solución más palpable fue iniciar un proceso de golpe de estado orquestado por Sha Mohammad Reza Pahlavi en cooperación con organismos de inteligencia norteamericanos y británicos.

Posterior al golpe de estado en Irán, sucesos importantes como la Crisis del Canal de Suez (1956), y el dominio palpable de las denominadas “Siete Hermanas”, en 1960 se dio lugar a la creación de un organismo internacional consolidado por naciones netamente petroleras con el fin de reafirmar los derechos de los países productores de petróleo en un mercado internacional dominado por las compañías multinacionales, todo ello con el fin de crear un frente común a la hora de resolver y negociar con las multinacionales, surge la OPEP. A medida que las naciones miembro de la OPEP inician sus procesos de nacionalización de la industria petrolera, la OPEP empezó lentamente a tomar relevancia en el panorama internacional, llegando así a tener una fuerte posición política internacional debido a la oferta que estos países aportaban al mercado petrolero.

Grafica 3. Pico de *Hubbert*, producción petrolera estadounidense siglo XX



Fuente: The Future of Oil and Hubbert's Peak Oil Theory por Brian Towler,

datos: Agencia internacional de energía

La llegada casi sucesiva de la primera y de la segunda crisis petrolera, respectivamente en 1973 y 1979, arribaron en un contexto donde la producción de petróleo de los Estados Unidos logro su pico petrolero (ver grafica 10), es decir, a un corto plazo se preveía una disminución de su producción. Los estrategias representados en las naciones petroleras se refieren a los nuevos objetivos figurados por estas tensiones, acción que induce una reorganización sistemática de las intervenciones estadounidenses alrededor del mundo para inicios de los años 70. Concluidas ambas crisis petroleras, la mayoría de los países de la OCDE en conjunto con la Agencia Internacional de Energía entidad que se creó un año después de la crisis de 1973, instaura reservas estratégicas de petróleo con el fin de prever alguna otra crisis que los afectara; de diferentes maneras, estas naciones buscan de toda forma posible reducir el consumo y por ende la dependencia de la industria petrolera, es por ello que se estimula la generación de fuentes alternas de energía, tales como la energía nuclear, entre otras.

El comportamiento de los precios durante ambas crisis fue realmente volátil, padeció de variaciones sumamente importantes y se vio un alza que beneficiaria económicamente a los países productores, el precio vivió un cambio de 3,39 dólares por barril para finales de los 60, a cerca de los 20 dólares por barril para inicios de la década de los 80. Esta variación abrupta fue notablemente debido a la influencia de decisiones políticas, como por ejemplo los pactos entre países de la OPEP para

establecer techos de producción, o la injerencia de los Estados Unidos en Medio Oriente para garantizar la estabilidad en la región.

Desde los años 80, la influencia de los Estados Unidos en los conflictos en medio oriente claramente han desestabilizado la región, las guerras del golfo, la invasión a Irak, han sido solo algunos de los momentos en que los Estados Unidos en compañía de algunos países occidentales han intentado ocultamente garantizar una vigilancia y control a los países petroleros focalizándose en la seguridad la infraestructura petrolera y el suministro de petrolero, garantizando un pre-posicionamiento en suelo extranjero todo con el fin de responder a sus intereses.

A lo largo de la historia, se han producido cuantiosos y polémicos conflictos alrededor del petróleo, conflictos que implican a diversas naciones del globo, tales como: Estados Unidos, Rusia, la ex Unión Soviética (particularmente Ucrania), Turquía, Gran Bretaña, Alemania, Noruega, Holanda, Francia, Italia, Japón, Irán, Emiratos Árabes Unidos, Afganistán, Kuwait, Irak, México, Venezuela, Indonesia, Nigeria, Argelia y Libia, por nombrar sólo algunos de los muchos participantes soberanos y locaciones geográficas que han encontrado razones para en ocasiones, llevar a las armas los conflictos sobre el petróleo.

Una gran cuantía de los países más "prósperos" también tienden a ser aquellos países que han hecho "arreglos" para recibir consistentemente grandes provisiones de la energía que da el petróleo, a precios razonablemente bajos, por un período prolongado de tiempo. Estos países que han tenido naturalmente un suministro a precios bajos, no han querido retirarse de los mismos contratos y estarán a menudo dispuestos a usar cualquier poder político que encuentren necesario para proteger su posición de prominencia.

En conclusión, lo económico (Relación oferta y demanda), lo técnico (Propiedades fisicoquímicas del crudo) y lo social (momentos cruciales de demanda energética) son factores que dictaminan el precio del crudo, sin embargo la política es el determinante más importante a la hora de definir el precio internacional del petróleo. La geopolítica y la geografía son elementos importantes si del comercio

internacional de petróleo se trata, el dominio/control de los puntos estratégicos de transporte (en especial puntos marítimos) son garantes de la desenvoltura del comercio de este recurso. La diplomacia de algunos países de mantener posturas hegemónicas imperiales ha generado que las mismas tengan un alcance global en materia geoestratégica lo cual es relevante a la hora de tener un control estricto sobre los precios.

Dicho lo anterior, es claro que Colombia al no ser un país relevante en la economía mundial de los hidrocarburos, su influencia sobre el precio internacional es mínima, sin embargo el impacto que el precio del petróleo tiene en la industria nacional es considerable, razón por la cual las compañías de este sector deben tener la capacidad para adaptarse rápidamente a las condiciones del mercado y es ahí en donde tienen protagonismo las herramientas que permiten tomar de manera rápida y acertada decisiones gerenciales a fin de garantizar la rentabilidad y sostenibilidad de una empresa sobretodo en época de vacas flacas.

3. ESTRUCTURA DE COSTOS EN EL PROCESO DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

Tal como lo citan Kaplan y Norton (2004), “La determinación de costos en función de actividades aporta un modelo analítico que representa la forma en la que productos y clientes individuales hacen uso de diferentes cantidades de los servicios proporcionados por recursos indirectos y de apoyo”, un ejemplo de esta propuesta en el tema de procesos internos sugiere diferentes tipos de sub-procesos relacionados con la producción y entrega de los bienes (abastecimiento, producción, distribución). Por medio de estos procesos en si misma se garantiza la satisfacción de las necesidades y expectativas de los clientes y con ello la creación de valor.

Kaplan y Norton son los creadores de diferentes metodologías para entender los costos de una compañía, con el objetivo de ordenarlos, analizarlos, dominarlos y así garantizar la capacidad de generación de valor en una empresa, la metodología que se describe en este capítulo corresponde a la adaptación de las teorías de estos autores en el modelo de costos de una compañía en la industria de los hidrocarburos para el proceso de producción. Razón por la cual primero es necesario entender todo lo que incluye la producción de hidrocarburos.

Considerando que la herramienta gerencial objeto de este trabajo, se enfoca en pozos de producción es importante conocer de manera general todo lo que abarca este proceso y así poder llegar a relacionar los costos asociados a cada una de las variables involucradas.

La producción de hidrocarburos es la actividad de la industria que se encarga de las operaciones empleadas para traer a la superficie los fluidos, utilizando la energía natural del yacimiento o mediante la aplicación de otros métodos de extracción, desde el yacimiento hasta el pozo y desde éste a la superficie. Esta actividad incluye todo lo relacionado a la extracción, recolección, tratamiento de los hidrocarburos y al final, la entrega de los mismos a los lugares de almacenamiento de donde son transportados a los sitios de distribución o exportación correspondientes. Cuando la extracción del hidrocarburo es primaria, la energía natural del yacimiento permite

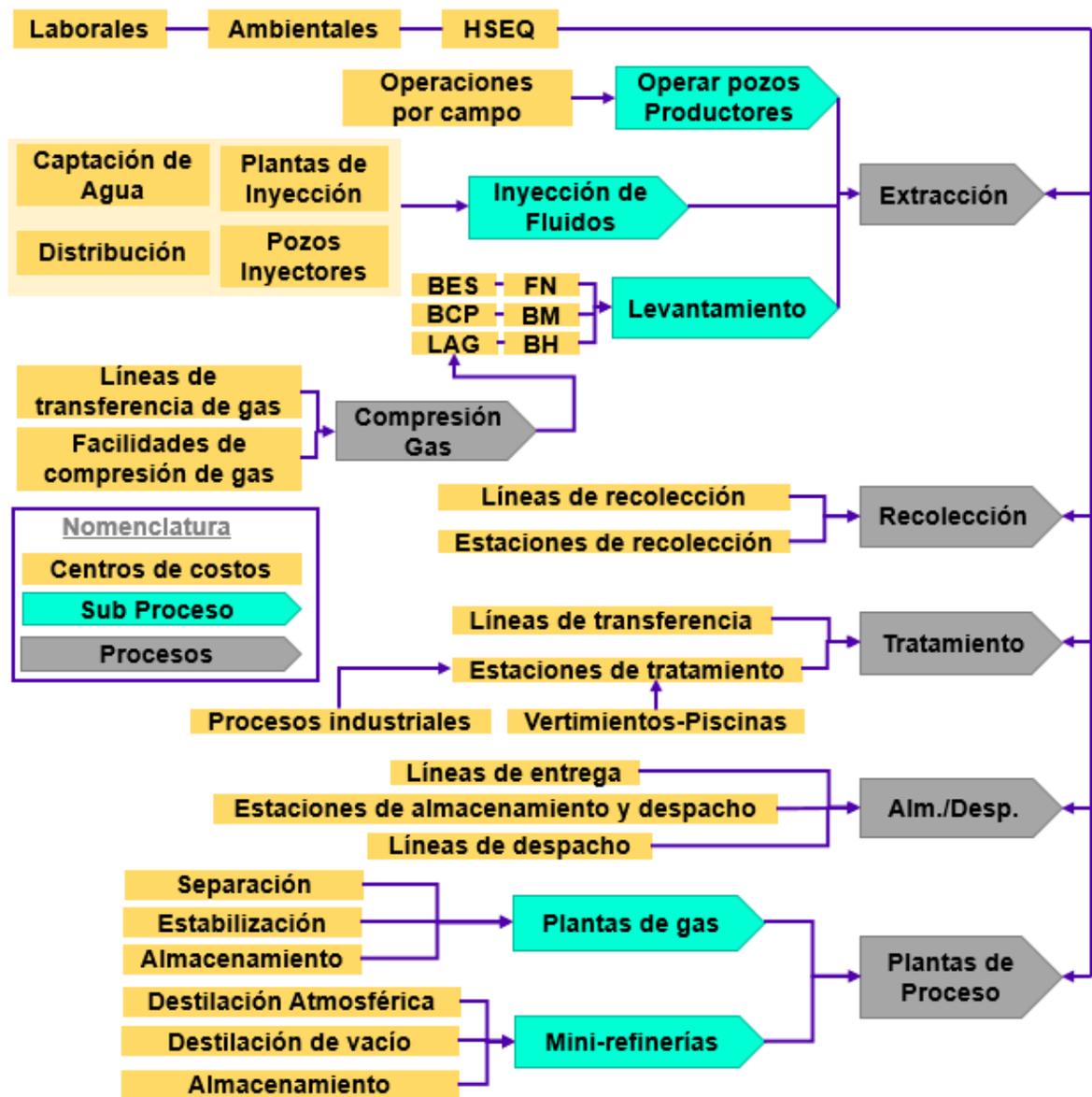
que los fluidos que contiene fluyan hacia el pozo y desde allí hasta la superficie. Cuando la energía no es suficiente para que los fluidos alcancen la superficie y las estaciones de recolección, es necesario recurrir a mecanismos de levantamiento artificial. Los métodos más utilizados son:

- Bombeo Mecánico
- Levantamiento Artificial por Gas
- Bombeo Eléctrico Sumergible
- Bombeo Hidráulico

A veces existen partículas que obstruyen la circulación del fluido y para eliminarlas es necesario inyectar soluciones ácidas. También, si la formación rocosa es poco permeable, mediante ácido a presión se fractura se busca formar canales que permitan la circulación del petróleo. Desde el cabezal de cada pozo comienza la tubería de flujo que llega a una determinada estación de recolección diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos. Esta estación la componen un grupo de instalaciones que facilitan la recepción, separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo. Una vez que el crudo llega a la estación de flujo, se procede a realizar la separación del gas del petróleo empleando separadores. Luego, la última etapa de separación ocurre en los tanques de almacenamiento, donde todavía se desprende gas del petróleo. Cuando la producción está acompañada de cierta cantidad de agua entonces la separación involucra otros tipos adicionales de tratamiento como el calentamiento, aplicación de anticorrosivos, demulsificadores, lavado y desalación que acondicionan el crudo para satisfacer las especificaciones requeridas. El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, puede ser enviado a plantas especiales de tratamiento final o para distribución por gasoductos a las plantas petroquímicas y refinerías, a ciudades para consumo en las industrias y servicios domésticos, o puede ser usado en la industria petrolera como combustible o para ser reinyectado en los yacimientos para la restauración y/o mantenimiento de la presión.

El proceso descrito anteriormente trae consigo unos costos operacionales asociados, sobre los cuales deben establecerse unas estructuras de control, en el siguiente diagrama se discriminan los diferentes niveles típicos de costos por procesos para las operaciones de producción de crudo.

Grafica 4. Niveles de control de costos por proceso típicos para las operaciones de producción de hidrocarburos.



Fuente: El autor

Estos procesos generalmente se encuentran operativamente entrelazados, buscando garantizar el manejo eficiente de los recursos bajo el criterio de economías de escala. Se parte de la premisa de que cada uno de los procesos presentados tiene un control a nivel mínimo de operación, por lo que se asume que ya se aseguró el análisis operacional que garantice una eficiencia en temas técnicos, en el presente estudio se busca mostrar la estructura de costos asociada al proceso de producción en la industria de los hidrocarburos.

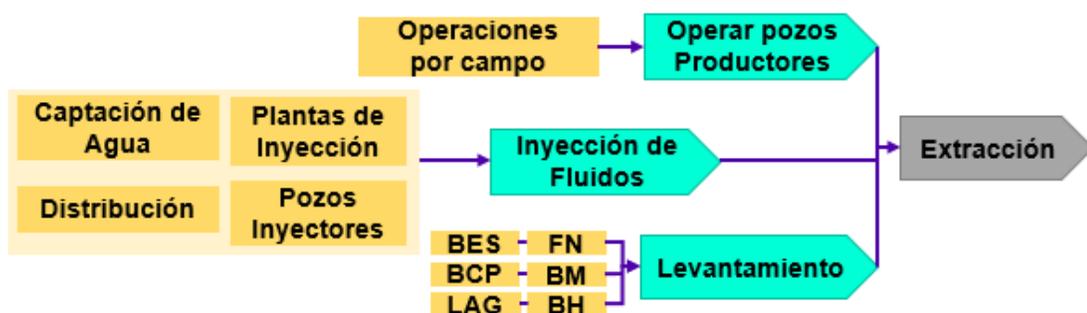
A continuación se presenta de manera resumida una descripción de las características de cada proceso, las actividades que incluye y que finalmente se van a ver reflejadas en costos asociados a la operación, así como los indicadores claves para cada uno de ellos.

Costos de extracción: El proceso de extracción está compuesto por todas aquellas actividades y tareas que permiten a los ingenieros de yacimientos y de producción garantizar obtener los crudos contenidos en los yacimientos a objeto de colocarlos a boca de pozo, es decir, a disponibilidad en la estructura de superficie del pozo.

Dependiendo de las características y complejidad de los yacimientos de un determinado campo (características de crudo, de agotamiento de los yacimientos, entre otros), cada campo podrá presentar en mayor o menor medida una serie de actividades las cuales determinan el nivel de los desembolsos en cada uno de ellos.

En tal sentido se detallan los siguientes subprocesos para el proceso de extracción:

Grafica 5. Costos de Extracción



Fuente: El autor

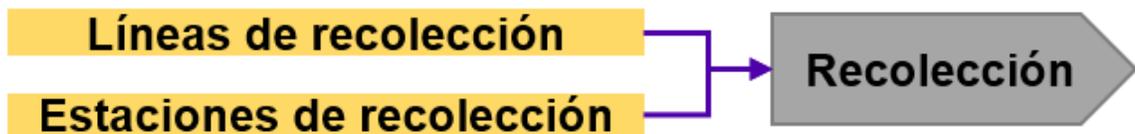
Operación de pozos productores: Estos centros de costos hacen referencia a trabajos de estimulación, cementación, cañoneo y registros.

Sistemas de levantamiento: Estos centros de costos hacen referencia a los trabajos en las unidades de bombeo, variadores, cambio de bombas, mantenimiento y varilleo.

Inyección de fluidos: Centros de costos que hacen referencia a trabajos de captación de agua (sistemas de agua), plantas de inyección, tratamiento, distribución y pozos inyectoros (mantenimiento de superficie y mantenimiento de subsuelo).

Costos de recolección: proceso productivo, el cual consiste en acumular los costos relacionados con las actividades tendientes a llevar el fluido desde el cabezal de pozo hasta el manifold, serpentina o múltiple de la estación de tratamiento.

Grafica 6. Costos de recolección.



Fuente: El autor

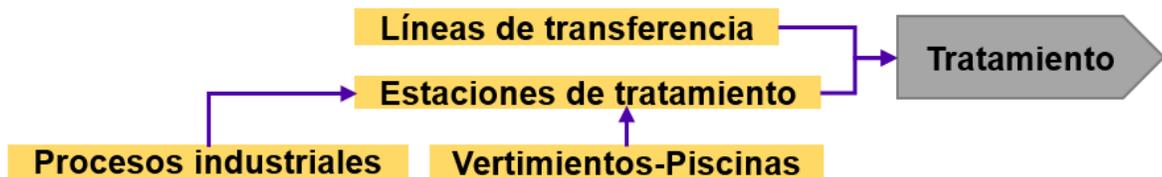
Líneas de recolección: estos centros de costos deben incluir todos los costos de operación y mantenimiento de líneas de transporte de fluidos desde los pozos hacia su estación de destino (Estación de recolección o tratamiento).

Estaciones de recolección: estos centros de costos deberán incluir todos los costos de operación y mantenimiento de dichas instalaciones.

Costos de tratamiento: El proceso de tratamiento de los crudos está compuesto por todas aquellas actividades que garanticen las especificaciones de calidad de los crudos (humedad, salinidad, sedimentos, entre otros).

Dependiendo de la severidad de las emulsiones encontradas en el crudo, este proceso puede requerir algún apoyo de procesos industriales (tratamiento térmico y electroestático).

Grafica 7. Costos de tratamiento.



Fuente: El autor

Líneas de transferencia: Se asignaran los costos operacionales y de mantenimiento relacionados con las líneas de flujo desde las estaciones de recolección hasta las estaciones de tratamiento.

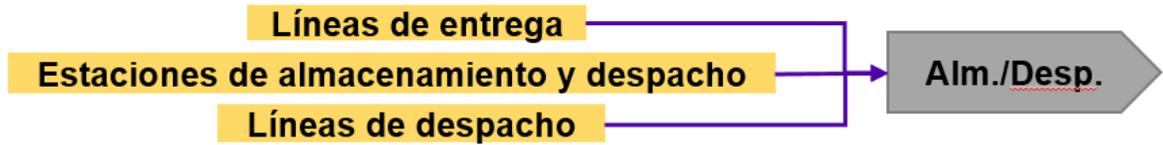
Estaciones de tratamiento: en estos centros de costos se acumulan los costos relacionados con las actividades encaminadas a tratar fluidos, hasta dejarlos en condiciones óptimas de venta (Humedad, salinidad y sedimentos) y/o aptas para el proceso de vertimiento o de emanación al medio ambiente.

Procesos industriales: es estos centros de costos se asignaran los costos relacionados al tratamiento térmico y electroestático, como los servicios de apoyo dentro de las estaciones de tratamiento operativo (generadores de aire y vapor).

Vertimientos-piscinas: Comprende los costos relacionados al manejo de piscinas API y demás recursos necesarios para el proceso de tratamiento del agua y su posterior vertimiento.

Almacenamiento y Transporte de crudos: Este proceso está compuesto por una serie de procesos que tienen como propósito fundamental, trasladar el petróleo desde los campos de producción hasta las instalaciones de recolección de las operaciones de transporte.

Grafica 8. Almacenamiento y transporte de crudos.



Fuente: El autor

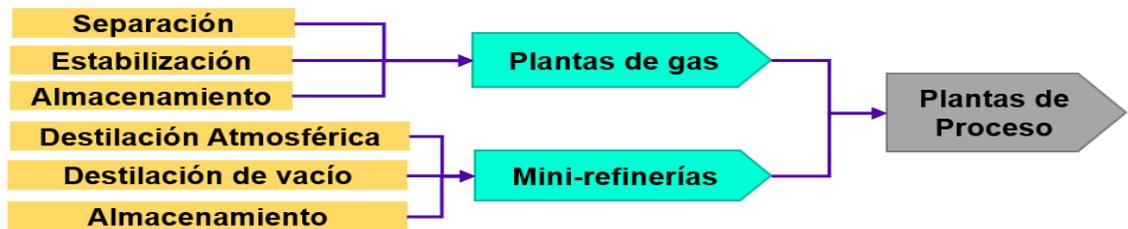
Líneas de entrega: Son las líneas que van desde las estaciones de tratamiento a las de almacenamiento.

Estaciones de almacenamiento: Son los costos relacionados a la operación y mantenimiento de los tanques de almacenamiento y fiscalización de crudo. Los cuales pueden encontrarse en la misma estación de tratamiento como en estaciones exclusivas para el proceso de bombeo y despacho.

Líneas de despacho: Son los costos relacionados con el mantenimiento y operación de las líneas desde los tanques de almacenamiento hasta el punto de fiscalización.

Plantas de procesamiento: En este proceso se transforma una materia prima en un nuevo producto, en el caso del proceso de producción existen las plantas de Gas (para la transformación de gas de Campo) y Mini-Refinerías (Para transformación de Crudo), las cuales se detallan a continuación:

Grafica 9. Plantas de procesamiento.



Fuente: El autor

Planta de gas-En las plantas de gas se dan principalmente dos procesos:

Separación: Son los costos relacionados a la operación y mantenimiento de las torres que permiten la separación de los líquidos del gas, para su conversión en

Gas Seco y Mezcla de Productos Blancos. Este último producto será la materia prima para la torre de Estabilización.

Estabilización: Comprende los recursos destinados al fraccionamiento y estabilización de los líquidos para la obtención de productos tales como Butano, Propano, Gasolina Natural, otros condensados y GLP cuando el producto no se fracciona.

Almacenamiento: En este Centro de costo serán contabilizados los costos relacionados a la operación y mantenimiento de los tanques (Esferas y Balas) destinados al almacenamiento de los productos de salida del proceso de Estabilización.

Minirefinerías - Incluye costos asociados a:

Destilación Atmosférica: Hacer referencia a los costos incurridos en el proceso por medio del cual se descompone el crudo en sus diferentes componentes como ACPM, Nafta, Gasóleo y crudo reducido o fondo atmosférico.

Destilación de Vacío: Son los costos relacionados al proceso por medio del cual se descompone el fondo atmosférico o crudo reducido en sus diferentes productos como el Asfalto.

Almacenamiento: En este Centro de costo serán contabilizados los costos relacionados a la operación y mantenimiento de los tanques destinados al almacenamiento de materias primas, productos en proceso y terminados.

3.1. Distribución de costos

Antes de poder definir el proceso de asignación de costos, es importante poder entender varios conceptos fundamentales asociados a las teorías de costos.

3.1.1. Drivers de costos: Se entienden como driver de costo (cost driver) a todos aquellos criterios en los cuales nos apoyamos para explicar la relación de causa y efecto existente entre los elementos que determinan la estructura de costos de una operación, actividad o proceso.

Según Kaplan y Norton, el driver requerido en los procesos dependerá exclusivamente del objetivo para el cual se vaya a utilizar, por lo que elegir un driver correcto requiere comprender “las relaciones de causalidad entre recursos, actividades y objetos de costos”.

El concepto de driver de costos es propio de la metodología de Costeo Basada en Actividades (Kaplan y Norton) y es ampliamente utilizado para la planeación y gestión de los costos de cualquier tipo de empresas.

Las principales variables (Driver) que soportan la distribución de procesos son:

Energía: KWH

Mantenimiento de Superficie: Horas Hombre de especialidades de mantenimiento

Mantenimiento de Subsuelo: Numero de servicios a pozo.

Para cuantificar el OPEX asociado a la operación de un pozo se debe partir de los procesos fundamentales y la definición de las variables que influyen la necesidad de recursos, las cuales se explican a continuación:

Mantenimiento de superficie: En este proceso se hace énfasis en el análisis operativo de equipos, los costos de mantenimiento de las instalaciones, buscando reducir a niveles aceptables el número de intervenciones y costos asociados a los mantenimientos de baja calidad o reactivos (correctivos), así como el número de intervenciones y costos óptimos en los mantenimientos programados (preventivos, de mejora y mayores) que busquen optimizar los recursos financieros requeridos para asegurar la disponibilidad y confiabilidad de las instalaciones.

Mantenimiento de subsuelo: En este proceso se analiza el número de intervenciones de los pozos por sistema de levantamiento, asegurando estándares de tiempos operativos por profundidad del pozo, tipo de intervención, run-life por sistema de levantamiento y costos óptimos, e incorporando las estrategias derivadas de la iniciativa de optimización de costos de subsuelo, en búsqueda de asegurar el mayor nivel de producción por pozo.

Energía: En este proceso se identifica los niveles de demanda de energía, las fuentes energéticas disponibles (regulada, no regulada, autogenerada propia y autogenerada contratada) y las acciones necesarias para usar la fuente más eficiente entre autogenerar o comprar energía. Adicionalmente se planean las necesidades de compra de combustibles y autoconsumo de combustibles producidos en campos, para evaluar la razonabilidad de sus costos y para proveer las necesidades de materia prima en cada una de las plantas de autogeneración de energía.

Tratamiento de Fluidos (Química): Estos recursos buscan identificar el volumen requerido de productos químicos (% esfuerzo químico) conforme al manejo y tratamiento de fluidos (crudo, agua y gas) y residuos, en el que se identifica de manera anticipada la complejidad operativa, con el objeto de mitigar el costo sobre cada barril de petróleo equivalente producido. De esta manera se permite asegurar y optimizar los niveles de producción buscando generar el menor impacto en el costo de cada barril equivalente producido.

Dilución: Estos recursos identifican el volumen de diluyente mínimo que permita asegurar la evacuación de los crudos pesados producidos, así como el análisis de las opciones técnicas y comerciales que se han identificado por el área de investigación y que buscan optimizar el costo de este proceso.

Transporte: Se evalúa la calidad y cantidad de los volúmenes de crudo y productos a transportar, que permitan identificar la logística que optimice el uso de los sistemas de transporte de acuerdo a las capacidades contratadas e identificar las necesidades de logísticas adicionales como carrotanques. Adicionalmente, cuantificar el costo de la logística de transportar diluyente a campo.

Soporte operativo: en este recurso se evalúa la demanda óptima de servicios, provistos por las verticales de las demás áreas como Servicios Compartidos, Desarrollo Sostenible, Ambiental y Tecnología de la Información, haciendo énfasis en los servicios dirigidos a las personas y a las operaciones, identificando las posibles acciones que optimicen las demandas de estos servicios.

Costo Laboral: mide las necesidades de personal, identificando las plantas de personal que aseguren el desarrollo de las operaciones de forma óptima y segura.

3.2. MODELO DE PROYECCION DE COSTOS DE OPEX

Una vez identificados los procesos y variables que impactan el costo de operación de un pozo, esta información se integra en un modelo de proyección de costos, el cual hará parte de los principales inputs para el análisis financiero. Para poder estructurar el modelo de costos primero debemos entender el modelo de tarifas que lo conforman.

3.3.1. Modelo de tarifas: El modelo de tarifas está sustentado en el esquema de procesos de producción estándar de la industria de los hidrocarburos, el cual define:

a. Costos base operacionales y niveles de agrupación de categorías:

Para esta fase se toman los costos proyectados de la vigencia de análisis (reales a la fecha de realización de la proyección más la proyección al cierre de año). Con este input se debe asegurar los siguientes aspectos:

La masa monetaria debe ser consistente con la base plan de recursos de la vigencia de la ejecución del proceso.

Los costos se deben ordenar en las siguientes categorías:

Costo Fijo: Son los costos que no dependen de un driver o variable. Se relacionan a las actividades no redistribuibles. Su costo se asigna a la continuidad operativa del campo o pozo (Curva Básica).

Costo Semifijo: Son los recursos de un Activo, los cuales su base de costo no cambia en el tiempo, ya que no están en función a un driver o variable, pero al redistribuir el costo de los procesos centralizados (Estaciones de recolección, tratamiento, compresión, almacenamiento y plantas de gas) a cada pozo requiere un perfil de caudal de producción el cual dependiendo de su comportamiento, cada pozo recibirá un costo diferente.

Costo Variable: Son los costos que dependen de un driver o variable directa para el consumo de recursos. Un ejemplo de ello es un mayor caudal de fluidos requiere un costo adicional de química y energía.

Costo semi-variable: Son los costos variables por driver, los cuales se causan dependiendo de un efecto marginal de crecimiento de capacidad de uso de facilidades, una vez la capacidad instalada de las mismas se vea superada o subutilizada, genera un efecto automático de incremento o disminución de costos.

Costo Cíclico: Son los recursos que no se causan de forma rutinaria en cada vigencia, sino que la lógica de la actividad se ejecuta basados en índices de frecuencia, (un ejemplo de estas actividades son los Well services o los Workovers a pozos). En la proyección se debe definir los ciclos de ejecución o normalizarlos en un año base para que se reconozca la amortización del mismo. Adicionalmente, si el año base no tienen en cuenta costos cíclicos o por efecto de recortes se desplazaron actividades, se deben simular costos mínimos para operar los pozos y asegurar la preservación de reservas de la curva básica.

Costo Extraordinario: Son los recursos eventuales en la operación que no tienen repeticiones en el tiempo.

Principales procesos de campo y Drivers que impactan su variabilidad - Para el modelo de tarifas se maneja el siguiente estándar de procesos:

Extracción o Pozo Productor – Driver Pozo e índice de frecuencia de intervención.

Pozo inyector de agua – Driver Pozo inyector de agua.

Pozo inyector de gas– Driver Pozo inyector de gas

Facilidades consolidadas (Recolección, Tratamiento y Almacenamiento) – Driver Bls. de Fluidos, crudo, agua y gas Planta de inyección de agua – Driver Bls. de agua inyectada y para recobro mejorado; inyección de química.

Vertimiento: – Driver Bls. Agua Vertida

Comprensión de gas – Driver Beq. De gas formación.

Planta de Gas – Driver Beq. De gas formación.

Generación Eléctrica – Driver Bls. de Fluidos .

Los drivers anteriores se han definido de acuerdo con su influencia en el crecimiento de los costos de los procesos, teniendo en cuenta que si estos llegaran a incrementar o disminuir el Opex se vería afectado.

Es válido resaltar que en la medida, que se cuente con un mayor detalle de drivers de los subproceso arriba descritos y su data esté asegurada de forma sostenible, es posible que se generen nuevas tarifas.

Estructura de formulación de tarifas (Proceso, Recurso, Driver). En el siguiente cuadro se presenta el esquema que alimenta el estándar de cálculo de tarifas, dependiendo del proceso, recurso y driver.

Tabla 4: Estructura de cálculo de costos variables por drivers y costos fijos

GRUPO CUENTAS PYG	INDICADOR	COSTO DE PRODUCCION								
		COSTO LEVANTAMIENTO						COSTO PROCESAMIENTO		
	DETALLE DRIVERS	POZOS PRODUCTORES	POZOS INYECTORES DE AGUA	POZOS INYECTORES DE GAS	FACILIDADES CONSOLIDADAS (ESTACION DE TRATAMIENTO FLUIDOS, ESTACION AGUA CALENTAMIENTO, UNES)	PLANTA INYECCION DE AGUA	VERTIMINETO	COMPRESION DE GAS	OVERHEAD OPERACIONAL	PLANTAS DE GAS
FIJO	Laborales	FIJO	FIJO	FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO
MATERIALES PROCESO	Química Crudo	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Crudo	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
	Química Agua	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Agua Producida	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
	Gas	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Gas	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
	Fluidos	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Fluidos	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
	Fijos	FIJO	FIJO	FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO
	Combustibles Autogenerados	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Fluidos	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
	Combustibles Comprados	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Fluidos	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
ENERGIA	Regulada	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Fluidos	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
	No regulada	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Fluidos	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
	Autogenerada	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Fluidos	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
	Plana	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Fluidos	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
MATER. Y SUM.	Operación y Mto	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO
	Subsuelo	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
MITO. SUPERFICIE	Superficie	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO
	Servicios	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO
MITO. SUBSUELO	WO	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	WS	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Registros- Pruebas Producción	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
SERV. CONTRATADOS	Serv. Contratados Mito. Superficie	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO
	Serv. Contratados Mito. Subsuelo	Pozos	Pozo Iny. Agua	Pozo Iny. Gas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Serv. Contratados Mito. Energía	Fluidos	Agua Inyectada	Gas Producido	Fluidos	Agua Inyectada	Agua Vertida	Gas Producido	FIJO	Gas Producido
GASTOS GENERALES	Serv. Contratados Mito. Otros	FIJO	FIJO	FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO
	Costos Generales (Generales, Impuestos y Seguros)	FIJO	FIJO	FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO
REGIONALES	Áreas de apoyo	FIJO	FIJO	FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	SEMI-FIJO	FIJO	SEMI-FIJO

Basados en la anterior estructura de distribución de costos, se deben generar tantos escenarios de tarifas se requieran por driver, para asegurar los costos del ciclo de vida del campo o del pozo y todas las particularidades que refleje la estrategia de operación de los mismos, según su modelo de desarrollo.

A continuación, se detalla el modelo de tarifas por driver de costos estándar de acuerdo a los modelos de operación habituales.

Tabla 5: Tarifas de costos tipo.

CAMPO	ESTRUCTURA DE TARIFAS										
	Costos Fijos de Activos		Costos Variables (Costo Unitarios en USD)								
	Costos Fijos Campo	Costos Semi-Fijos del Activo	Crudo US\$/Beq	Gas Producción US\$/Beq	Fluidos US\$/Beq	Agua Inyectada US\$/Beq	Agua Vertida US\$/Beq	Agua Producida US\$/Beq	Pozos Productores US\$/Pozo	Pozos Inyectores Agua US\$/Pozo	Pozos Inyectores Gas US\$/Pozo

A continuación se describen las tarifas de los principales drivers:

- Crudo (BIs): Refleja los costos variables de la química y otros esquemas contractuales en función al crudo.
- Gas (Beq): Refleja los costos variables de las operaciones de tratamiento, compresión, y procesamiento en plantas de gas.
- Fluidos (BIs): Refleja los costos variables del proceso de tratamiento de fluidos y generación eléctrica en pozos productores. El driver fundamental son los fluidos totales (Agua, Crudo, Gas)
- Agua Inyectada (BIs): Refleja los costos variables de las plantas de inyección de agua y energía en pozos Inyectores de Agua
- Agua Vertida: Refleja los costos variables del proceso de vertimiento. El driver fundamental es el volumen de agua vertida.
- Agua Producida (BIs): Refleja los costos variables del tratamiento químico del agua producida.
- Pozos Productores: Reflejan los costos variables del proceso de extracción, excluyendo el costo variable de la energía. El cálculo de esta tarifa tiene en cuenta; Índice De Falla, Índice de Pulling (Índice de Intervención) y Costos del servicio de mantenimiento al pozos.
- Pozos Inyectores de Aguas/Gas: Reflejan los costos variables del proceso de recobro mejorado, excluyendo el costo variable del energía. El driver fundamental de este proceso en número de pozos inyectores. Esta tarifa está afectada por el índice de intervenciones.

Luego de entender el proceso de producción, con todos los sub-procesos que tiene, las variables que impactan sus costos de operación y comprendida la dinámica para

llegar al modelo de tarifas, se van a utilizar estas tarifas para calcular el costo operacional de 85 pozos en un campo tipo.

4. CONSTRUCCION HERRAMIENTA GERENCIAL

Una vez definidos los costos asociados a la operación de los pozos en la industria de los hidrocarburos, se construyó una herramienta gerencial en Excel para calcular el margen operacional de un pozo al precio del mercado que se le indique.

A continuación se explica paso a paso el proceso desarrollado en la herramienta:

4.1. Datos de entrada:

Tal como se muestra en la siguiente imagen, la herramienta requiere el ingreso de siete datos por pozo y el valor del precio del crudo al cual se va a realizar la valoración, para poder analizar cada uno de los pozos.

Tabla 6: Datos de entrada herramienta gerencial.

	Precio Referencia (USD/BL)	xx				
Variables de Entrada						
Nombre Pozo	OIL	Declinacion Mensual	Corte de Agua	Relacion Gas/Aceite	SLA	Frecuencia Anual Intervencion
	BOPD	%	%	SCF/STB		

Fuente: El autor

1. Nombre Pozo: Ingresar el nombre con el que se identifique el pozo a analizar.
2. OIL: Tasa de producción de aceite (BOPD), se recomienda que la fuente oficial de esta información sea la última forma 9 reportada a la ANH, en este documento se informa mensualmente la producción por pozo de petróleo y gas.
3. Declinación mensual (%): información suministrada por el área de yacimientos de acuerdo al comportamiento de los últimos 12 meses.
4. Corte de Agua (%): Ingresar el corte de agua del pozo de acuerdo a los últimos datos históricos.
5. Relación gas/Aceite (SCF/STB): Ingresar el valor correspondiente a la relación gas/aceite que se tenga de acuerdo a los últimos datos históricos.

6. SLA: Sistema de levantamiento artificial, especificar por pozo el SLA que tiene, este es uno de los inputs más importantes ya que de acuerdo al SLA que tenga existen unos costos asociados por intervención. En este caso para los 85 pozos del campo teórico se tienen tres tipos de SLA, 58 pozos cuentan con un SLA de bombeo electro sumergible (BES), 11 pozos con Bombeo Mecánico (BM) y 16 pozos con Bombeo por cavidades progresivas (BCP).
7. Frecuencia Anual de intervención: Corresponde a cuantas veces en el año se debe intervenir el pozo, esta información es suministrada por subsuelo, extraída de los datos históricos que se tiene por pozo.

4.2. Proceso de Cálculos:

Considerando que la herramienta busca soportar decisiones en el corto plazo, se estableció como base de cálculo un periodo de 12 meses.

En la industria de los hidrocarburos todos los campos cuentan con un contrato, que define el esquema contractual impactando la economía del mismo. En este caso se asume un contrato de operación directa, en donde se considera un porcentaje de participación del 100% en inversiones, costos y producción. Regalías del 8% negociada con la ANH. Aceite producido con gravedad de 27°API, un descuento de calidad por -3,61 USD/BL (Referencia Brent) y descuento transporte de -0,81 USD/BL.

Una vez ingresados los 7 datos por pozo y el precio de venta del crudo, la herramienta modela el flujo de caja para cada uno de los pozos de la siguiente manera:

1. **Calculo de ingresos:** Con la tasa de producción de aceite, las variables contractuales previamente definidas y los descuentos de calidad y transporte determina los ingresos de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos} = \left[\begin{array}{c} \text{Tasa de} \\ \text{Producción} \\ \text{de aceite} \end{array} \right] \times \left[\begin{array}{c} \text{Numero} \\ \text{días del} \\ \text{Mes} \end{array} \right] \times (1 - \text{Regalias}) \times \left[\begin{array}{c} \text{(Precio del} \\ \text{mercado)} + \text{(Descuento} \\ \text{de calidad)} + \text{(Descuento de} \\ \text{Transporte)} \end{array} \right]$$

2. **Calculo de costos operacionales:** Con las tarifas de costos definidas para los pozos del campo tipo, dependiendo del sistema de levantamiento artificial con el que cuente cada pozo la herramienta determina el OPEX requerido, al realizar el PxQ de cada una de las variables ingresadas con las tarifas definidas a continuación:

Tabla 7: Tarifas de costos usadas para cálculo de costos.

Zona de costos	Crudo producido (USD\$/Bl crudo)	Agua producida (USD\$/Bl agua)	Gas producido (USD\$/KPCS gas)	Fluido Total producido (USD\$/Bl fluido)	Consumo prod. Crudo (kw/pozo/mes)	Precio del Kw para producción de crudo (USD\$/kw)	Energía prod. Crudo (USD\$/Pozo /mes)	Pozo Productor (USD\$/año/pozo)	Costos de Subsuelo (USD\$/Intervención/pozo)	Transporte Crudo (USD\$/bl)	gastos laborales (USD\$/mes)
BES	0,0494	0,0236	0,5073	0,0076	82.596	0,0416	3.433	65.872,05	46.333,60	4,32	367.254,99
BM	0,0494	0,0236	0,5073	0,0076	80.015	0,0416	3.326	65.872,05	10.836,06	4,32	67.800,92
BCP	0,0494	0,0236	0,5073	0,0076	85.349	0,0416	3.547	65.872,05	21.093,80	4,32	96.051,31

Fuente: El autor

3. **Calculo de ingresos netos:** Una vez calculados los ingresos y los costos asociados a la producción/operación de cada pozo, el modelo determina los ingresos netos por pozo de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos Netos} = \left[\text{Ingresos} \right] - \left[\text{Costos Operacionales} \right]$$

4. **Calculo de Break Even o precio de equilibrio:** El precio de Equilibrio es el precio del marcador (Brent) al cual el VPN de la oportunidad es igual a cero manteniendo constantes los ajustes por calidad y transporte así como los demás inputs del flujo de caja, cualquier precio por encima permite obtener un VPN positivo y por ende un margen de utilidad, el modelo lo calcula de la siguiente manera:

$$\text{Break Even} = \left[\frac{\text{Costos Operacionales}}{\text{Aceite Producido}} \right] + \left[\text{(Descuento de calidad)} \right] + \left[\text{(Descuento de Transporte)} \right]$$

5. **Determinación del margen de utilidad:** El margen de utilidad es la diferencia que existe entre el precio de venta de un barril de petróleo y los costos fijos y variables que están involucrados en todo el proceso de producción, el modelo lo calcula así:

$$\text{Margen de Utilidad} = \left[\frac{\text{Ingresos Netos}}{\text{Aceite Producido}} \right]$$

6. **Calculo de la eficiencia del OPEX a invertir (EFI):** Es la relación entre los ingresos netos asociados a un volumen de hidrocarburos y el OPEX requerido para producir los mismos, indica cuanto se gana por cada dólar que se invierte y el modelo lo determina de la siguiente manera:

$$\text{EFI} = \left[\frac{\text{Ingresos Netos}}{\text{Costos Operacionales}} \right]$$

4.3. DATOS DE SALIDA

Cuando se ingresan los datos, la herramienta realiza los cálculos explicados anteriormente y arroja la siguiente información de salida:

Tabla 8: Tarifas de costos usadas para cálculo de costos.

Variables de Salida					
BE	Margen	Ingresos Netos	OPEX Total	EFI	Recomendación
USD/BL	USD/BL	USD	USD	Veces	

Fuente: El autor

Una vez construido el flujo de caja para los 85 pozos del campo teórico y luego de analizar los indicadores obtenidos se determinó que el indicador que conserva una

relación directa con la generación de valor es el Margen de utilidad, por tanto esta variable se encuentra asociada a un condicional y en los casos en los que sea positiva arroja la siguiente recomendación: "Mantener en operación" Pozo rentable a condiciones actuales, caso contrario en el que el margen sea negativo muestra el siguiente mensaje "Cierre Temporal" bajo las condiciones actuales el pozo no genera valor.

5. VALORACION ESCENARIOS

Considerando que la herramienta gerencial construida permite soportar decisiones de manera inmediata, los precios a utilizar para la valoración deben estar soportados en análisis del mercado en el corto plazo, para esto existen varias metodologías, sin embargo el método más tradicional es el análisis basado en fundamentos básicos del mercado según la teoría de la eficiencia formulada por Pindyck (1994). En mercados eficientes, cuando se dice que el precio del barril refleja los fundamentos básicos, el desempeño de la cotización se explica por cambios en factores actuales y futuros relacionados a la oferta y la demanda.

Por lo tanto, el determinante del precio del barril, en un mercado eficiente, son los factores presentes y futuros de oferta y demanda, como así también sus posibles variaciones. Los inventarios de crudo reflejan la interacción entre la oferta y la demanda, de esta manera ayudando a entender el precio del barril. El nivel de inventario se considera como una medida del balance o desbalance entre la oferta y la demanda, por lo que reflejan cambios en la presión sobre el precio del crudo y son un buen indicador sobre posibles variaciones de precio en el corto plazo.

Pindyck en 1994 desarrollo un modelo de inventarios que buscaba capturar los shocks de la oferta y la demanda y su efecto en los precios del commodity. Este modelo se utiliza en una gran cantidad de commodities no solo en el petróleo, dado que comprender el modelo de predicción de precios no hace parte del alcance de la presente monografía se usan los resultados publicados por la agencia calificadora de riesgos Moody's Investors Service para la vigencia 2021.

De acuerdo al último estudio realizado por la agencia calificadora de riesgos Moody's Investors Service se espera que el precio del petróleo para 2021 oscile entre los 45 y 65 dólares por barril de Brent, según los análisis probabilísticos hechos señala que el P50 del marcador puede estar en los 50 dólares por barril para esta vigencia.

Para valorar los 85 pozos en los tres escenarios de precios anteriormente mencionados se definieron las variables de entrada pozo a pozo de acuerdo al anexo No. 2, obteniendo los siguientes resultados:

5.1. Escenario Pesimista – Precio del mercado 45 USD/BL

Los 85 pozos fueron valorados con un precio de venta de 45 USD/BL, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 9. Resultados valoración con precios

	Valoración con marcador Brent de 45 (USD/BL)
Pozos a cerrar	43
Pozos a continuar Operando	42
OPEX (MUSD)	22,0
Ingresos Netos (MUSD)	19,6
EFI de OPEX (Veces)	0,89

Fuente: El autor

- 42 de los 85 pozos evaluados generan valor a un precio del mercado de 45 USD/BL.
- 43 de los 85 pozos evaluados deterioran valor a un precio del mercado de 45 USD/BL, por lo tanto la recomendación es cerrarlos de manera temporal, hasta que las condiciones del mercado mejoren.
- El OPEX anual requerido para mantener los 85 pozos produciendo es de 43,3 MUSD, en este caso al garantizar que se mantengan operativos únicamente los 42 pozos que son rentables con un precio del mercado de 45 USD/BL, se obtiene una optimización en el OPEX por el orden de los 21,3 MUSD, en otras palabras se reducen las inversiones operativas en un 43%.
- Si se continuaran operando los 85 pozos con el precio del mercado en mención los ingresos percibidos serian de 12,2 MUSD, en cambio al garantizar que únicamente continúen operativos los 42 pozos rentables los ingresos netos se encuentran por el orden de 19,6 MUSD, de esta manera se está incrementando la rentabilidad en un 60% aproximadamente.

- La demanda en OPEX para operar los 42 pozos rentables es de 22,0 MUSD, que a su vez genera unos ingresos netos por 19,6 MUSD, obteniendo una eficiencia de la inversión de 0,89 veces, lo cual implica que por cada dólar que se invierte, aparte de recuperarlo se percibe una ganancia de 0,89 dólares.

5.2. Escenario Medio – Precio del mercado 50 USD/BL

Los 85 pozos fueron valorados con un precio de venta de 50 USD/BL, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 10. Resultados valoración con precios

	Valoración con marcador Brent de 50 (USD/BL)
Pozos a cerrar	33
Pozos a continuar Operando	52
OPEX (MUSD)	26,7
Ingresos Netos (MUSD)	25,1
EFI de OPEX (Veces)	0,94

Fuente: El autor

- 52 de los 85 pozos evaluados generan valor a un precio del mercado de 50 USD/BL.
- 33 de los 85 pozos evaluados deterioran valor a un precio del mercado de 50 USD/BL, por lo tanto la recomendación es cerrarlos de manera temporal, hasta que las condiciones del mercado mejoren.
- En este caso al garantizar que se mantengan operativos únicamente los 52 pozos que son rentables con un precio del mercado de 50 USD/BL, se obtiene una optimización en el OPEX por el orden de los 16,6 MUSD, en otras palabras se reducen las inversiones operativas en un 38%.
- Si se continuaran operando los 85 pozos con el precio del mercado en mención en tendrían ingresos netos por cerca de 19,0 MUSD, en cambio al garantizar que únicamente continúen operativos los 52 pozos rentables los ingresos netos se encuentran por el orden de 25,1 MUSD, de esta manera se está incrementando la rentabilidad en un 32% aproximadamente.

- La demanda en OPEX para operar los 52 pozos rentables es de 26,7 MUSD, que a su vez genera unos ingresos netos por 25,1 MUSD, obteniendo una eficiencia de la inversión de 0,94 veces, lo cual implica que por cada dólar que se invierte, aparte de recuperarlo se percibe una ganancia de 0,94 dólares.

5.3. Escenario Alto – Precio del mercado 65 USD/BL

Los 85 pozos fueron valorados con un precio de venta de 65 USD/BL, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 11. Resultados valoración con precios

	Valoración con marcador Brent de 65 (USD/BL)
Pozos a cerrar	19
Pozos a continuar Operando	66
OPEX (MUSD)	32,7
Ingresos Netos (MUSD)	43,1
EFI de OPEX (Veces)	1,32

Fuente: El autor

- 66 de los 85 pozos evaluados generan valor a un precio del mercado de 65 USD/BL.
- 19 de los 85 pozos evaluados deterioran valor a un precio del mercado de 65 USD/BL, por lo tanto la recomendación es cerrarlos de manera temporal, hasta que las condiciones del mercado mejoren.
- En este caso al garantizar que se mantengan operativos únicamente los 66 pozos que son rentables con un precio del mercado de 65 USD/BL, se obtiene una optimización en el OPEX por el orden de los 10,6 MUSD, en otras palabras se reducen las inversiones operativas en un 24%.
- Si se continuaran operando los 85 pozos con el precio del mercado en mención en tendrían ingresos netos por cerca de 39,5 MUSD, en cambio al garantizar que únicamente continúen operativos los 66 pozos rentables los ingresos netos se encuentran por el orden de 43,1 MUSD, de esta manera se está incrementando la rentabilidad en un 9% aproximadamente.

- La demanda en OPEX para operar los 66 pozos rentables es de 32,7 MUSD, que a su vez genera unos ingresos netos por 43,1 MUSD, obteniendo una eficiencia de la inversión de 1,32 veces, lo cual implica que por cada dólar que se invierte, aparte de recuperarlo se percibe una ganancia de 1,32 dólares.

La herramienta resulta bastante practica a la hora de identificar que pozos generan valor a un determinado precio del mercado, además de poder determinar que pozos continúan operando o deben ser cerrados de manera temporal, también se identificaron 5 pozos en los que el Break Even se encuentra en un rango de entre 120 y 440 USD/BL, en este caso el tomador de decisiones podría optar por abandonarlos definitivamente.

6. Posibles acciones a tomar ante un escenario de precios bajos

Dado que la dinámica del mercado presenta fluctuaciones en el precio de venta de manera sorpresiva, es importante que las compañías cuenten con una base de datos que les permita tener control o conocer en detalle en que se está gastando los recursos, de esta manera poder hacer este tipo de análisis de manera rápida es más fácil.

La herramienta construida permite identificar los buenos y los malos actores a un determinado precio del mercado, resultando útil como soporte en la toma de decisiones ante un eventual desplome del marcador.

Existen algunos pozos que pueden llegar a ser marginales, es decir que tienen oportunidades de mejora para generar rentabilidad, en estos casos particulares, si el tomador de decisiones lo considera necesario, se puede analizar posibles acciones para viabilizar y fortalecer la economía de los mismos, encontrando lo siguiente:

6.1. Optimización de costos

La estrategia de optimización de costos de puede abordar desde diferentes alternativas, tales como:

Renegociación de contratos vigentes con metas de ahorro.

Establecimiento de acuerdos con proveedores actuales para definición de indicadores claves de eficiencia.

Definición de presupuestos para la ejecución de servicios mediante el esquema de multiservicios, poniendo a competir a distintos proveedores por la mejor oferta en términos económicos y de eficiencia.

6.2. Eficiencia Operacional

se requiere garantizar la oferta de valor volumétrica con el fin de cumplir con las metas de generación de caja, esto incluye la reducción de la diferida, incrementando

la propuesta de valor, alcanzando una producción diaria más alta, mediante la incorporación de los siguientes aspectos:

Optimización de los sistemas de monitoreo remoto a condiciones operativas de pozos, dando prioridad a la atención de pozos fuera de parámetros.

Mejorar los tiempos de respuesta de reactivación de producción posterior a ocurrencia de eventos de falla.

Registrar indicadores de tiempo de servicio para identificar malos actores que generan sobrecostos y mayores diferidas de producción.

6.3. Reducción frecuencia de servicios a pozos

El establecer indicadores de eficiencia con proveedores permite plantear metas tendientes a optimizar los tiempos medios de falla de los equipos de fondo que superen los 1.000 días de operación sin falla, de lo contrario, deberá ser remplazado el equipo de fondo por cuenta y riesgo de la empresa de servicios, ya que el rubro de mantenimiento de subsuelo concentra la mayor porción del presupuesto de gastos y es el causante de gran parte de las diferidas de producción.

6.4. Nuevas fuentes de gas para autogeneración

Debe explorarse la opción de una fuente alternativa, cercana geográficamente con el fin de reducir el costo asociados a la generación de energía.

7. CONCLUSIONES

- El conocimiento y estudio del precio internacional del petróleo resulta de trascendental importancia para realizar análisis de rentabilidad a mediano plazo, realizar un análisis histórico permite visiblemente comparar panoramas de pasado con sucesos actuales y de esta manera evaluar las decisiones que se puedan tomar con el fin de evitar a toda costa que la fluctuación severa de los precios alteren la economía de una empresa.
- La implementación de herramientas prácticas y confiables para determinar la rentabilidad pozo a pozo es fundamental para garantizar la generación de valor sobre todo en escenarios de precios bajos. Con el análisis realizado a 85 pozos de un campo teórico queda demostrada la importancia de tomar decisiones de manera rápida lo cual puede incrementar la rentabilidad en hasta un 60%, siendo este un factor determinante a la hora de enfrentar una crisis.
- El modelo financiero permite obtener información de rentabilidad por pozo en diferentes escenarios de precios, convirtiéndose en una excelente herramienta para focalizar esfuerzos en optimización de costos ante un escenario de precios bajo, en donde las políticas de austeridad obligan a las compañías a proteger la caja, garantizando la producción de barriles eficientes.
- Normalmente en la industria de los hidrocarburos por efectos de practicidad se acostumbra a manejar parámetros promedio para un campo y aplicarlos a cada uno de los pozos, lo cual tiende a castigar a algunos pozos y a premiar a otros. Lo anterior resulta práctico pero no en un buen ejercicio si lo que se quiere es garantizar la producción de barriles rentables. Por esta razón la incorporación de la variable “Frecuencia anual de intervención” en el modelo permite reflejar la realidad operativa en los resultados obtenidos para cada uno de los pozos.

- Aunque la herramienta nació de la necesidad de optimizar costos ante la última caída de precios, indiscutiblemente su aplicación debería ser periódica a fin de garantizar que se está generando valor con cada barril producido.

8. RECOMENDACIONES

- Se debe asegurar la calidad de la información a ingresar en el modelo, a fin de garantizar que los resultados del análisis sean confiables.
- Toda compañía o empresa en la industria de los hidrocarburos debe tener una estructura de costos definida y ordenada, en la medida que esto ocurra realizar análisis y formular posibles optimizaciones es más fácil.
- Se recomienda que la decisión de cerrar pozos no solo tenga un componente financiero, debe considerar un componente técnico y operativo, a fin de garantizar el desarrollo del campo de la mejor manera.
- Realizar análisis de rentabilidad por pozo debería ser un ejercicio recurrente en la industria, maximizando la rentabilidad y asegurando la producción de barriles rentables.

BIBLIOGRAFIA

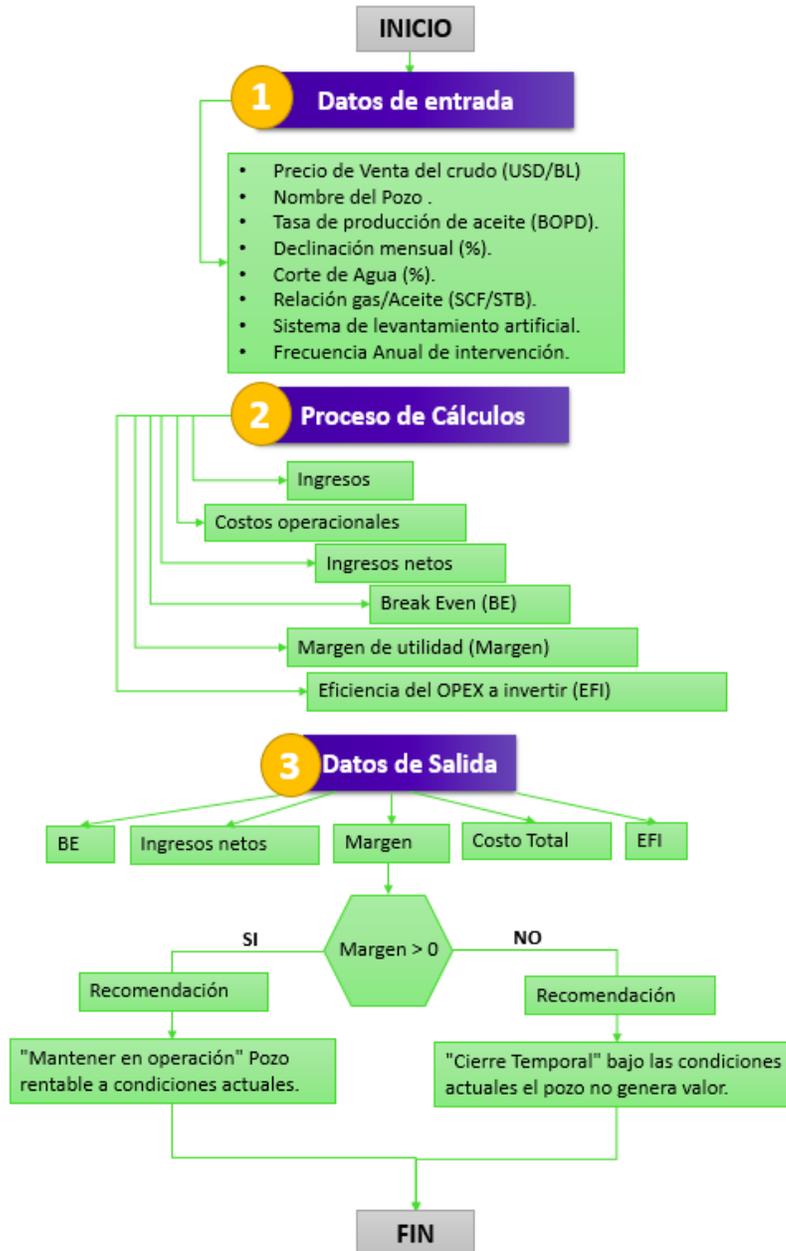
- ARROYO, Andrés y COSSÍO, Fernando. Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe: Estudio sobre las causas y las consecuencias de la caída de los precios del petróleo y análisis de opciones de política para encaminar sus impactos. Ed. Santiago de Chile: Naciones Unidas CEPAL, 2015. p. 17 [Consultado 02, Noviembre, 2020]
- BALZA GUANIPA, Ronald. Opep: Historia Y Literatura. En: TEMAS DE COYUNTURA. 12. vol. 50
- Bernanke B.S. Irreversibility, uncertainty and cyclical investment. Quarterly Journal of Economics, vol 97 N°1, pp. 86-106.1983.
- CAPELLO, María Ángela. Análisis Energético: ¿Cómo se calculan los precios del petróleo? En: EV Houston Newspaper. [En línea]. [Consultado 02, Noviembre, 2020]. Disponible en <http://www.elvenezolanohouston.com/detalle.php?i=npOmpo>
- FANTA, Alma. Países exportadores de materias primas: El derecho a organizarse. Grupo editor latinoamericano, Buenos Aires, Argentina, 1992.
- Journal of Political Economy, vol 97, N° 3, p. 740. 1989.
- Kaplan, Robert S. & Norton, David (2004). Mapas estratégicos. Convirtiendo los activos intangibles en resultados tangibles. Barcelona: Gestión 2000.
- MARZO, Mariano. El desplome 2014-2015 de los precios del crudo: causas y previsiones a corto plazo. Barcelona: Informe estratégico de la fundación para la sostenibilidad energética y ambiental (FUNSEAM), 2015. p. 5
- Mork K. Oil and the macroeconomy when prices go up and down.
- PARRA, Francisco. Oil Politics: A modern History of Petroleum. New York: I.B. Tauris, 2004
- R. S. PINDYCK. Investment Under Uncertainty (Princeton: Princeton University Press, 1994).
- RUIZ-CARO, Ariela. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional. Proyecto CEPAL, 2001.

- STANGANELLI, Isabel. LA GUERRA DE IRAQ: Estados Unidos y los medios de comunicación. Ed. Buenos Aires: Editorial de la Universidad Nacional de la Plata, 2008. p. 58 ISBN 978-950-34-0536-9
- STRATTA, Eugenia. El precio del crudo y su historia. En: Petrotecnia. Buenos Aires. Vol. 3. 2016.; p. 81. [Consultado 12, Octubre, 2020]. Disponible en <http://www.petrotecnica.com.ar/junio16/PetroSINpublic/Precio.pdf>
- ZHUO, Li y HUI Zhao. Not all demand oil shocks are alike: disentangling demand oil shocks in the crude oil market. En: Journal of Chinese Economic and Foreign Trade Studies. [Base de datos Emeraldinsight]. Wuhan. Vol. 4. No. 1. 2011. p. 30 [Consultado 02, Noviembre, 2020]

ANEXOS

ANEXO 1: DIAGRAMA DE FLUJO HERRAMIENTA GERENCIAL

El siguiente diagrama muestra de manera general el proceso que realiza la herramienta para la determinar si un pozo es o no rentable a un determinado precio de venta:



ANEXO 2: VARIABLES DE ENTRADA 85 POZOS VALORADOS

Nombre Pozo	Variables de Entrada					
	OIL	Declinacion Mensual	Corte de Agua	Relacion Gas/Aceite	SLA	Frecuencia Anual Intervencion
	BOPD	%	%	SCF/STB		
1	90,13	0,0070	97,9100%	649,964	BM	2,330
2	21,00	0,0070	97,9100%	649,770	BM	0,830
3	36,23	0,0070	97,9097%	650,045	BES	0,600
4	54,39	0,0130	97,9099%	650,059	BCP	0,830
5	17,94	0,0075	97,9115%	651,079	BCP	1,000
6	96,19	0,0040	97,9101%	649,899	BES	0,364
7	16,74	0,0060	97,9090%	649,326	BCP	0,880
8	52,39	0,0350	97,9097%	649,631	BCP	1,330
9	63,90	0,0120	97,9101%	650,177	BCP	2,000
10	175,39	0,0130	97,9102%	649,991	BES	0,500
11	29,87	0,0095	97,9101%	650,108	BCP	0,600
12	18,23	0,0290	97,9090%	649,558	BES	1,000
13	39,13	0,0050	97,9105%	650,453	BES	0,143
14	149,52	0,0250	97,9102%	650,054	BES	0,125
15	111,16	0,0140	97,9100%	650,029	BES	0,500
16	111,19	0,0080	97,9101%	650,131	BES	0,500
17	115,39	0,0060	97,9103%	649,986	BES	0,333
18	53,65	0,0096	97,9096%	650,030	BES	0,125
19	52,87	0,0120	97,9101%	649,786	BES	0,125
20	79,68	0,0054	97,9102%	650,202	BES	0,364
21	67,52	0,0080	97,9100%	649,785	BCP	1,000
22	84,65	0,0067	97,9104%	650,152	BES	0,250
23	20,42	0,0148	97,9094%	649,289	BM	1,000
24	25,68	0,0089	97,9108%	650,754	BES	0,500
25	27,61	0,0091	97,9111%	650,701	BM	1,000
26	19,35	0,0050	97,9098%	650,000	BCP	1,670
27	58,52	0,0070	97,9095%	649,945	BCP	1,250
28	89,71	0,0060	97,9099%	650,126	BES	0,500
29	92,71	0,0120	97,9101%	649,965	BES	0,333
30	35,94	0,0300	97,9097%	649,910	BES	0,700
31	31,03	0,0086	97,9111%	650,728	BES	1,330
32	58,19	0,0120	97,9097%	649,667	BES	1,000
33	33,06	0,0064	97,9092%	649,756	BES	0,167
34	89,74	0,0082	97,9099%	649,892	BES	0,430
35	35,71	0,0150	97,9092%	649,503	BES	0,670
36	92,81	0,0190	97,9099%	649,983	BCP	1,000
37	79,42	0,0260	97,9101%	649,878	BES	0,500
38	64,06	0,0150	97,9100%	650,050	BES	1,670
39	56,58	0,0060	97,9099%	649,943	BES	0,333
40	67,90	0,0072	97,9104%	650,356	BES	0,500
41	62,58	0,0090	97,9103%	650,000	BES	0,200
42	38,81	0,0072	97,9109%	650,042	BES	0,200
43	31,90	0,0130	97,9095%	650,152	BES	0,333
44	2,87	0,0089	97,9014%	651,685	BES	0,125
45	21,03	0,0060	97,9112%	650,307	BCP	0,690

Nombre Pozo	Variables de Entrada					
	OIL	Declinacion Mensual	Corte de Agua	Relacion Gas/Aceite	SLA	Frecuencia Anual Intervencion
	BOPD	%	%	SCF/STB		
46	37,94	0,0220	97,9100%	649,660	BCP	0,900
47	9,61	0,0090	97,9098%	651,007	BES	0,333
48	42,26	0,0100	97,9108%	650,382	BES	0,710
49	10,87	0,0120	97,9120%	649,852	BES	0,333
50	1,74	0,0270	97,8923%	648,148	BM	0,440
51	10,65	0,0050	97,9106%	651,515	BES	0,333
52	19,61	0,0140	97,9112%	649,671	BES	0,167
53	28,97	0,0160	97,9102%	650,334	BES	1,000
54	7,00	0,0100	97,9074%	649,770	BM	1,000
55	17,03	0,0230	97,9092%	649,621	BES	0,111
56	18,39	0,0210	97,9083%	649,123	BES	0,200
57	20,29	0,0164	97,9108%	650,238	BES	0,500
58	30,13	0,0150	97,9096%	649,893	BES	0,167
59	62,58	0,0080	97,9102%	650,000	BES	0,250
60	30,94	0,0150	97,9090%	649,635	BES	0,333
61	62,77	0,0230	97,9103%	650,051	BES	0,111
62	55,68	0,0220	97,9096%	650,058	BES	0,200
63	9,23	0,0140	97,9084%	650,350	BM	1,000
64	27,90	0,0130	97,9097%	649,711	BES	0,100
65	14,19	0,0010	97,9112%	650,000	BES	0,091
66	53,48	0,0420	97,9102%	650,181	BCP	0,500
67	59,16	0,0250	97,9102%	649,945	BES	0,333
68	19,71	0,0130	97,9098%	649,755	BES	0,200
69	63,00	0,0220	97,9098%	649,770	BCP	1,200
70	34,32	0,0061	97,9104%	650,376	BCP	0,333
71	42,00	0,0130	97,9104%	649,770	BES	0,200
72	31,55	0,0110	97,9105%	650,307	BES	0,333
73	15,23	0,0080	97,9117%	650,424	BM	0,333
74	69,81	0,0090	97,9105%	650,185	BES	0,250
75	81,81	0,0068	97,9098%	649,842	BES	0,167
76	69,90	0,0110	97,9101%	650,208	BES	0,500
77	29,16	0,0110	97,9099%	650,442	BES	0,250
78	25,13	0,0230	97,9092%	649,551	BES	0,250
79	24,90	0,0296	97,9092%	650,259	BES	0,500
80	40,35	0,0231	97,9107%	649,880	BM	0,083
81	25,03	0,0310	97,9106%	650,773	BES	0,880
82	34,52	0,0140	97,9107%	650,467	BM	0,670
83	254,65	0,0193	97,9092%	650,259	BM	1,000
84	198,57	0,0160	97,9092%	649,551	BCP	2,130
85	23,42	0,0280	97,9091%	650,138	BES	0,100