

## ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE HERRAMIENTAS DE OPTIMIZACIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA Y GASÍFERA

S. Castillo.<sup>1</sup>, H. Ambram Vitola<sup>2</sup>, J. Martinez<sup>3</sup>, J. Vega<sup>4</sup>

- (1) Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Salta.  
Consejo de Investigación, Universidad Nacional de Salta.  
[se\\_castillo@yahoo.com.ar](mailto:se_castillo@yahoo.com.ar)
- (2) Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de Salta.  
Y.P.F. S.A.  
[chubutano@gmail.com](mailto:chubutano@gmail.com)
- (3) Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Salta.  
Consejo de Investigación, Universidad Nacional de Salta.  
[julemartinez@gmail.com](mailto:julemartinez@gmail.com)
- (4) Consejo de Investigación, Universidad Nacional de Salta.  
[maju.iq@gmail.com](mailto:maju.iq@gmail.com)

**RESUMEN:** El presente trabajo se realiza en el marco del Proyecto de Investigación denominado “Aplicación de Métodos determinísticos y estocásticos para la toma de decisión en la industria del gas y petróleo” del Consejo de Investigación de la Universidad Nacional de Salta. Se ha realizado un trabajo inicial de un relevamiento de diferentes herramientas determinísticas y probabilísticas empleadas en las industrias petrolíferas y gasíferas.

La industria petrolera y gasífera han ido evolucionando en función de nuevos hallazgos, de la demanda energética actual, de las problemáticas ambientales y de la incursión en nuevas tecnologías. El uso de diferentes tipos de metodologías de optimización en las diferentes etapas de la cadena de suministro de este tipo de industrias implica reducir los costos, optimizar la producción, extender la vida útil del campo para mejorar su rentabilidad, y maximizar su recuperación.

El presente trabajo se estudia los diferentes modelos empleados en la investigación de Operaciones y en otras áreas de estudio relacionados con la optimización en los diferentes eslabones de la cadena. Es de destacar, el empleo de diferentes softwares que aplican las diferentes modelizaciones a

nivel académico y comercial. Luego de una visión global, se analizará particularmente el uso de herramientas de optimización en la producción de petróleo a pequeña escala en las plantas pilotos de Ingeniería de la Universidad Nacional de Salta, y los aportes e impactos que actualmente la universidad realiza a nivel regional, junto con las perspectivas de mejora en las técnicas y herramientas de optimización que se emplea actualmente.

**PALABRAS CLAVES: PETRÓLEO, GAS, OPTIMIZACIÓN**

## **1. INTRODUCCIÓN**

La crisis energética actual requiere el uso de herramientas en la industria petrolera y gasífera que permitan optimizar las diferentes etapas de los procesos que intervienen en la industria petrolera y gasífera. La complejidad de los sistemas petrolíferos y gasíferos fundamenta maximizar la recuperación de gas y petróleo dentro de límites técnicos, económicos y sustentables.

En el presente trabajo se realiza un relevamiento de las actuales metodologías que intervienen en las diferentes etapas de la cadena de valor, lo cual no quita la importancia que tienen otros factores como la Calidad Total en las organizaciones, para optimizar los diferentes procesos que intervienen en la industria.

El objetivo del presente trabajo se centra en el relevamiento, análisis y estudio de las metodologías analíticas que permitan optimizar el sistema en diferentes etapas de la industria petrolífera y gasífera.

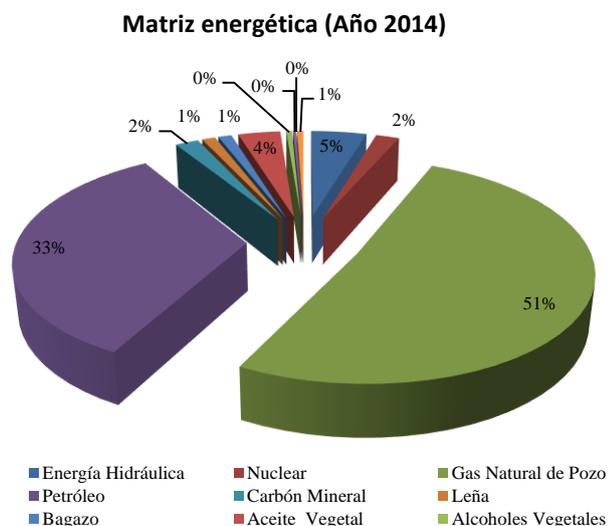
Realizar un relevamiento de la situación de base permite trabajar en la optimización de los procesos existentes. El desarrollo de este tipo de industrias requiere un trabajo integral entre la universidad, los equipos de investigación y desarrollo a nivel industrial.

## **2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA GASÍFERA Y PETROLERA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA**

El petróleo y el gas representan las principales fuente de energía que utiliza la Argentina para la generación de electricidad y como combustible. El país cuenta con varias cuencas con reservas. Se han identificado 19 cuencas sedimentarias, de las cuales

cinco se encuentran en explotación: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral o Magallanes.

De las cinco cuencas en explotación, cuatro producen desde principios del siglo XX y la restante desde la década de 1940. Algunos de los yacimientos de las cuencas mencionadas han alcanzado un grado de madurez elevado en términos de producción y han comenzado su declinación. De todas ellas, la cuenca Neuquina es la más importante ya que concentra el 43% de las reservas de petróleo y el 50% de gas natural; le siguen la cuenca Golfo San Jorge, que concentra el 36% de las reservas de petróleo y la del Noroeste, que concentra el 25% de las reservas de gas. Actualmente se ha encontrado en una zona conocida como Vaca Muerta un importante yacimiento. En noviembre de 2011 se anunció que las reservas probadas de ese yacimiento podían estimarse en torno a 927 millones de barriles equivalentes de petróleo de los cuales 741 millones corresponden a petróleo y el resto a gas. A continuación se muestra en la Fig. 1 la matriz energética nacional:



**Fig. 1. Matriz energética de Argentina (Secretaría de Energía de la Nación)**

Como se puede observar el 51% de los recursos primarios corresponde a gas natural, el 33% al petróleo y en menor proporción otro tipo de fuentes energéticas.

Si bien las cuencas del norte no representan una gran porción con respecto al porcentaje nacional, es de importancia realizar este tipo de estudios ya que en la región

se desarrollan industrias del tipo petrolífero y gasífero, y la universidad cumple un rol de gran impacto e importancia en lo que se refiere a transferencia de conocimiento.

### **3. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE LA INDUSTRIA GASÍFERA Y PETROLERA**

Se analizó de una forma general el sistema de funcionamiento de la industria petrolera y gasífera. Esto permite realizar un relevamiento integral de las metodologías de optimización empleadas y propuesta con bases científicas, económicas, técnicas y ambientales.

La industria petrolera y gasífera se encuentra dividida en tres áreas: upstream, midstream y downstream.

Al sector de upstream se lo conoce como sector de exploración y producción e incluye las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y de gas natural, tanto subterráneos como submarinos, la perforación de pozos exploratorios, y todas las actividades relacionadas con la perforación y explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie. La exploración permite localizar nuevos yacimientos de petróleo y gas natural. Una vez identificados se realizan perforaciones en el subsuelo para confirmar la presencia de petróleo o gas y estimar si las reservas existentes justifican la explotación extracción se produce a través de pozos perforados, equipos de bombeo, equipos para separar petróleo del agua.

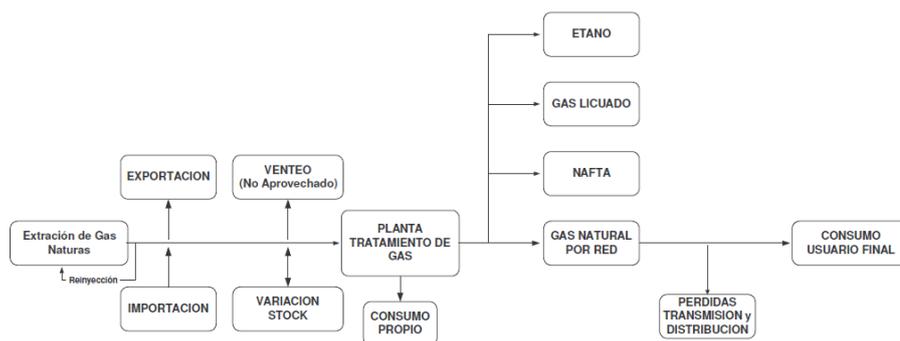
El sector midstream involucra el transporte, almacenamiento y la comercialización al por mayor de productos crudos o refinados derivados del petróleo. Ductos y otros sistemas de transporte pueden ser utilizados para trasladar petróleo crudo desde los sitios de producción a las refinerías y entregar los diversos productos refinados a los distribuidores del downstream. Las redes de gasoductos de gas natural recolectan gas de las plantas de procesamiento de gas natural y lo transportan hasta los consumidores downstream, como son las empresas de servicios públicos locales. Las operaciones midstream combinan elementos de los sectores upstream y downstream.

El sector downstream hace referencia a las actividades relacionadas con el refinamiento del petróleo crudo, al procesamiento y purificación del gas natural, así como también a la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo

crudo y gas natural a los consumidores finales con productos como gasolina, querosén, gas natural, y gas licuado del petróleo entre otros. Una parte del petróleo se utiliza en las industrias químicas y petroquímicas que producen plásticos, cosméticos, lubricantes, etc. El procesamiento del gas se realiza en plantas separadoras donde se obtiene gas de red (para el consumo en viviendas e industrias), gas licuado para garrafas y Otros destinados a la industria petroquímica.

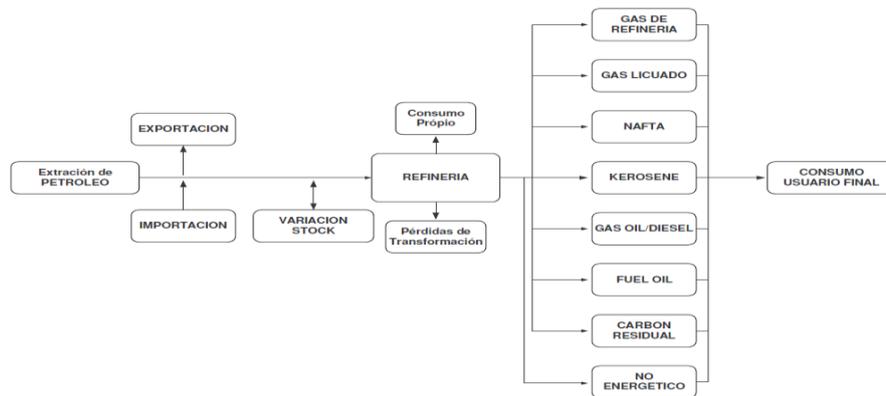
A continuación se describirá en forma general los centros de tratamiento gasífero y petrolífero respectivamente:

Centro de tratamiento de gas: En las plantas de tratamiento el gas natural se procesa con el fin principal de recuperar hidrocarburos líquidos compuestos como la gasolina, hidrocarburos puros como butano, propano, etano o mezcla de ellos, realizado a través de un proceso de separación física de los componentes del gas, según puede verse en la Fig.2:



**Fig. 2. Centro de tratamiento de gas (Secretaría de Energía de la Nación)**

Centro de refinerías de petróleo: El petróleo crudo se separa físicamente en sus distintos componentes, y éstos a su vez sufren una conversión química en otros diferentes. Se considera a la refinería como una única unidad, sin discriminar los diferentes procesos que se llevan en la misma (destilación, craqueo, reformación, etc.), según puede verse en la Fig.3 :



**Fig. 3. Centro de tratamiento de petróleo (Secretaría de Energía de la Nación)**

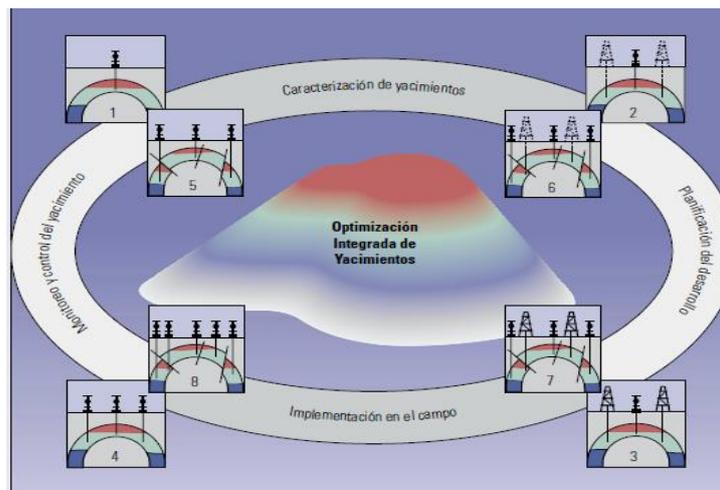
A través del upstream, midstream y downstream puede verse el circuito económico de los hidrocarburos en las industrias del petróleo y del gas.

#### 4. METODOLOGÍA OPTIMIZADA INTEGRADA DE YACIMIENTOS (IRO)

Para realizar un análisis integral del sistema es necesaria la aplicación de una metodología integrada del yacimiento, que vincule cada una de las etapas de este tipo de industrias.

El IRO es un proceso cerrado para maximizar el rendimiento del yacimiento. Involucran todas las actividades desde la explotación, descubrimiento del campo, explotación, manejo de la producción, distribución y abandono.

Son cuatro los pasos del circuito del proceso iterativo de optimización Integrada, según puede verse en la Fig. 4:



**Fig. 4. Metodología Optimizada Integrada de Yacimientos**

- ✓ Caracterización y evaluación de yacimientos utilizando los servicios de campo para adquirir, procesar, procesar y evaluar los datos sísmicos y de registros de pozos
- ✓ Planificación de la explotación de yacimientos mediante el manejo de producción. Los modelos de explotación y producción se actualizan para reflejar el comportamiento del yacimiento.
- ✓ Implementación de desarrollo del yacimiento con soluciones adaptadas a las necesidades del operador, a partir de productos y servicios integrados
- ✓ Monitoreo, control y procesos para optimizar las operaciones de campo

El enfoque IRO incorpora tareas de importancia asociadas con el mejoramiento a largo plazo del rendimiento del yacimiento pero también implica tomar decisiones a corto plazo.

Se puede aplicar esta metodología al manejo a corto plazo. En este caso el manejo de la producción es un micro-proceso dentro del proceso integrado que se utiliza diariamente para evaluar y determinar los factores que controlan el comportamiento del yacimiento y el rendimiento del campo. Los planes operativos se revisan, actualizan y los resultados se monitorean y comparan con valores de referencia. El mejoramiento de la producción de los pozos existentes, aplicado dentro del marco del manejo de la producción, constituye un importante subconjunto de actividades del proceso IRO, y una clave para la optimización del yacimiento.

El manejo de la producción día a día es táctico. Las funciones del manejo de la producción incluyen los recursos humanos, la tecnología de la información, cuestiones financieras y contables, obtención de materiales, equipos y logística, servicios de campos petroleros.

La fase de ingeniería abarca actividades a nivel de yacimientos y activos. El planeamiento de la producción, la ingeniería del proyecto y de instalaciones, la recolección de datos y el procesamiento de la información forman parte de esta fase que además del manejo técnico requiere evaluaciones. En esta etapa debe considerarse la ingeniería de petróleo y de instalaciones, intervención de pozos, de instalaciones y operaciones de producción.

La fase de intervención de pozos y de instalaciones comprende dos análisis a nivel de subsuelo y superficie. A nivel de subsuelo implica la coordinación de trabajos en pozos, materiales y ejecución, en tanto que la superficie, la coordinación de trabajo en instalaciones, materiales y ejecución.

El enfoque IRO es de vital importancia en industrias de este tipo, ya que a partir de este se introduce el concepto de mejora continua, y con ello el desarrollo permanente de metodologías analíticas en las diferentes fases del proceso iterativo de optimización integrada.

## **5. METODOLOGÍAS ANALÍTICAS Y HERRAMIENTAS DE OPTIMIZACIÓN**

### **5.1 METODOLOGÍAS ANALÍTICAS EMPLEADAS EN LA ACTUALIDAD**

Los métodos analíticos que actualmente se emplean permiten desarrollar la ingeniería de yacimientos, de producción y permiten predecir el comportamiento real del flujo de gas o petróleo.

De acuerdo a lo relevado, se emplean diversas metodologías analíticas empleadas en la industria del gas y del petróleo. De acuerdo a trabajos especializados en el tema la mayoría de ellos analizan los sectores upstream y downstream.

Particularmente en el sector upstream, se considera un sistema de producción típico de gas y/o petróleo como al menos un yacimiento que contiene una o varias secciones en donde varios pozos han sido perforados para la producción o incluso inyección de hidrocarburos. La red de la tubería resultante incluye yacimientos, pozos, colectores, y válvulas. En los trabajos analizados en los que se plantean mejoras los yacimientos pueden visualizarse como contenedores dinámicos ya que la composición y condiciones de presión y temperatura cambian tan pronto se inicia la producción (Zhu et al., 2003). Afortunadamente, los cambios en composición y temperatura son perceptibles sólo en tiempos razonablemente grandes. La presión es una variable que limita frecuentemente la producción. La explotación excesiva en un pozo hace que la presión en la boca del pozo disminuya al no recuperarse con el hidrocarburo del yacimiento debido a la lentitud con que fluye a través del medio poroso circundante. Esta disminución conlleva a la falta del hidrocarburo o a la falta de energía para extraer el hidrocarburo existente.

El uso de algún tipo de levantamiento mecánico (bombas) o neumático es característico del sector petrolero cuando la producción no se logra de forma natural (Economides et al., 1994). Otras operaciones adicionales tendientes a mantener la producción de petróleo incluyen las recuperaciones primarias y las varias recuperaciones mejoradas del petróleo (Green y Willhite, 1998).

En el libro (Rivero Sandoval, 2004) se describen diferentes tipos de correlaciones que permiten caracterizar el comportamiento y propiedades del flujo de petróleo o gas desde entre ellas se destaca el análisis nodal. Este último se define como la segmentación de un sistema de producción en puntos o nodos, donde se producen cambios de presión. El objetivo principal de este análisis es el de diagnosticar el comportamiento de un pozo, optimizando la producción, variando los distintos componentes manejables del sistema para un mejor rendimiento económico.

Con respecto al sector downstream existen innumerables trabajos en lo que se analizan diferentes herramientas de mejora en lo que se refiere a la obtención de productos y subproductos derivados del gas y del petróleo. Particularmente en la planta piloto de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Salta, se han tomado como los siguientes trabajos. En el primero se plantea la optimización del proceso de endulzamiento de gas natural de la región de Salta, en función de la variabilidad de aminas con el objeto de ajustarlo a las especificaciones de acuerdo a norma (Gutierrez et al., 2014). En otro trabajo se plantea optimizar la producción de nafta en una torre Topping con recirculación para 2 crudos diferentes. El objetivo del trabajo es maximizar la producción de nafta, incluyendo el efecto de los productos intermedios livianos que puedan afectar la producción del corte seleccionado, para el caso de un crudo de características diferentes con respecto al crudo original de diseño (Ale Ruiz et al, 2009). Se han realizado otras investigaciones : Simulación y optimización de la destilación primaria de petróleo(Vega et al, 2012), Propiedades Termodinámicas para Simulaciones de Tratamientos Primarios de Petróleo (Gutierrez et al, 2012), Verificación de las Temperaturas de Corte en la Destilación Atmosférica del Petróleo mediante HYSYS (Martinez, et al 2013), Nuevas Correlaciones para la Estimación del Punto de Rocío de Equilibrio de Agua en el Proceso de Deshidratación del Gas Natural(Benitez et al., 2013), Procesamiento y acondicionamiento de gas natural (Benitez et al., 2014).

## 5.2 HERRAMIENTAS DE OPTIMIZACIÓN

Los métodos de optimización se aplican en situaciones de decisión puntuales, en el marco de diferentes escenarios que afectan a los eslabones de la cadena de suministro de una industria en particular. En la Investigación de operaciones se emplean distintos modelos que permiten tomar decisiones que optimicen el sistema analizado. Las decisiones que se pueden tomar están relacionadas con aspectos productivos, técnicos, económicos, ambientales, comerciales etc. Es claro que la elección de uno u otro modelo requiere de validaciones que permitan analizar si las modelizaciones planteadas se aproximan al comportamiento real del sistema, e ir modificándola de acuerdo a los requerimientos.

Se realizó un relevamiento de las herramientas principales de la Investigación de Operaciones que se han empleado para la optimización en diferentes etapas una industria petrolífera y gasífera. En este análisis se considerarán las herramientas vinculadas con las etapas de midstream y downstream. Entre las principales se puede citar:

➤ Programación lineal (PL): Se diseña para modelos con funciones objetivo y restricciones lineales. Aunque los modelos de IO están diseñados para “optimizar” un criterio objetivo específico sujeto a un conjunto de restricciones, la calidad de la solución resultante depende de la exactitud con que el modelo representa el sistema real (Taha, 2012). Este tipo de modelos en el caso de la industria de gas y petróleo se emplea en las siguientes aplicaciones:

-Programación de la Producción: La PL ha sido muy usada para resolver problemas de planeación de algunas operaciones coordinadas en la producción del petróleo (Garvin et al., 1957; Lee y Aronofsky, 1958).

-Mezcla de Productos: Si la calidad de un producto que se procesa mediante la mezcla de determinados insumos se puede aproximar de forma razonable a través de una proporción se emplea la PL. Por ejemplo si se desea determinar cantidades a producir o vender de diferentes tipos de naftas sujetas a una serie de restricciones como ser: propiedades tales como el octanaje, presión de vapor etc, demanda mínima y máxima entre otras.

➤ Programación Lineal Entera Mixta: La PL mixta-entera usando períodos múltiples ha sido usada en planeación de la inversión y operación de sistemas de producción de petróleo (Iyer et al., 1998). La formulación del modelo de programación lineal entera mixta multiperiodo (PLEM) se presenta para la planificación y programación de la inversión y operación en las instalaciones del yacimiento de petróleo en alta mar. La formulación emplea una función objetivo general que optimiza un indicador económico seleccionado (por ejemplo, el valor actual neto). Para un horizonte de planificación dado, las variables de decisión en el modelo son la elección de los embalses para el desarrollo, la selección de entre los sitios de pozos candidatos, el programa de perforación de pozos y la instalación de la plataforma, las capacidades de bien y plataformas de producción, y las tasas de producción de fluidos de pozos para cada período de tiempo. La formulación incorpora el rendimiento no lineal reservorio, las limitaciones de presión de la superficie, y las limitaciones de recursos de perforación equipo de perforación. El modelo PLEM resultante combina variables binarias. Una estrategia de descomposición secuencial utilizando totalización de los períodos y los pozos de tiempo, seguido por sucesivas desagregación. Dos ejemplos se presentan para ilustrar el rendimiento del algoritmo. Ellos aplican también aproximaciones lineales a cada una de las ecuaciones no-lineales.

➤ Programación Lineal -Problemas de transporte: Es una clase especial de PL. Trata la situación en la cuál se envía un bien de los puntos de origen a los puntos destinos. El objetivo es determinar las cantidades enviadas desde cada punto de origen hasta cada punto destino que minimice el costo total de envío. Se supone que el costo de envío que el costo de envío en una ruta es directamente proporcional al número de unidades enviadas en esa ruta (Taha, 1998). Se puede aplicar a refinerías que tienen determinadas capacidades diarias con demandas diarias, y al transporte de volúmenes de combustibles de un determinado origen a sus correspondientes destinos. Particularmente, el modelo de trasbordo es un caso particular de transporte, ya que en algunos casos resulta más económico enviar a través de nodos intermedios, antes de llegar a los puntos destinos.

➤ Programación No lineal: Se emplea para aplicarlo en la programación de la producción. Por ejemplo en el trabajo de (Robles et al.,2008) , se propone un modelo

matemático que permite optimizar la planeación de la producción de gas y petróleo de varios pozos. El horizonte de planeación se divide en varios períodos de tiempo en los cuales se tiene una demanda conocida y se asocia un coeficiente de costo a cada pozo en la función objetivo. La formulación contempla la disminución de la presión en la boca del pozo debido a la extracción y la recuperación de la presión cuando la producción del mismo se anula. Además, se modela las restricciones debidas a la caída de presión en las tuberías y la interconectividad de los pozos. Los resultados indican que el modelo es capaz de planear la producción sin necesidad de formular el caso como un problema de programación no-lineal mixta entera.

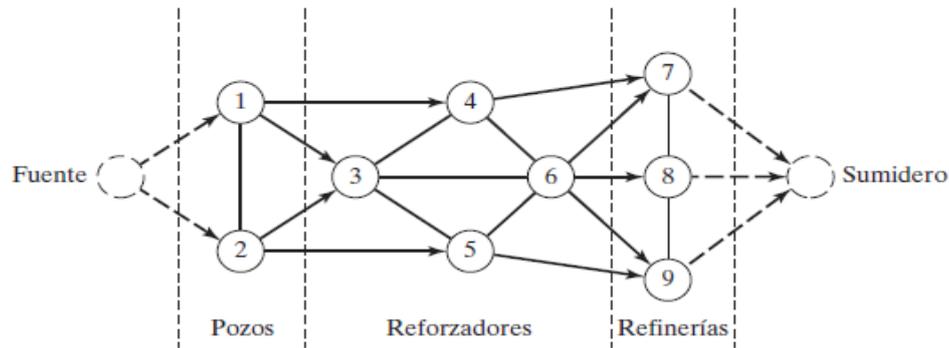
En el artículo de (Van den Heever y Grossman et al 2000) propusieron un modelo Programación no lineal mixta entera para el caso de producción en plataformas divididas en períodos. En este se desarrolla un algoritmo de descomposición, con agregación de los períodos y el uso de estructuras lógicas, denominado de agregación-disgregación. Otros elementos se emplean se incluyen posteriormente como impuestos y regalías (Van den Heever et al., 2000). Un análisis posterior del problema se aplica una técnica nueva basada en la descomposición del Lagrangiano fue presentada por (Van den Heever et al. 2001). En este último, las condiciones de operación se asumen como constantes a lo largo del horizonte de planeación. Las condiciones de los pozos y yacimientos cambian debido al efecto de varias variables tales como el volumen de gas y petróleo extraído o inyectado y debido a los parámetros geológicos (Horne, 1998). En el trabajo de (Ortiz-Gómez et al. 2001), incorpora este efecto en la planeación a corto plazo de la producción del petróleo. Los modelos anteriores llegan a no aceptarse por la capacidad real de producción de gas o petróleo debido principalmente a la interconectividad la cual no es considerada en los modelos anteriores. Una planeación fundamentada únicamente en la capacidad productiva individual de los pozos ha generado situaciones en las que los pozos terminan siendo inyectados por otros pozos. En la mayoría de los paquetes comerciales cuyo cálculo se realiza usando la técnica de análisis nodal asumen correlaciones que simplifican la estimación de propiedades, lo que conduce a la eliminación de efectos tales como el comportamiento retrógrado (Heinemann et al., 1998; Abdel Waly et al., 1996). En el trabajo de (Handley-Schachler et al., 2000), se propone una estrategia que incorpora el cálculo de propiedades con

ecuaciones de estado cúbicas y que ha sido implementada en un paquete comercial para la simulación de la producción de gas.

➤ **Modelo de Redes:** Una red consta de un conjunto de nodos unidos por arcos(o ramas). Hay algún tipo de flujo asociado con cada red (por ejemplo los de petróleo que fluyen en una red de ductos. En general, el flujo en una red está limitada por la capacidad de sus arcos (finitos o infinitos). Un arco está dirigido u orientado si permite un flujo positivo e una dirección y un flujo cero en la dirección opuesta. Una red dirigida tiene todas las ramas dirigidas. Una ruta es una secuencia de ramas distintas que unen a dos nodos sin importar la dirección del flujo de cada rama. Una red conectada es una en la cual cada dos nodos distintos están unidos por lo menos por una ruta. Se pueden aplicar cinco algoritmos: Árbol de expansión mínima, algoritmo de la ruta más corta, algoritmo del flujo máximo, algoritmo de redes capacitadas de costo mínimo y algoritmo de la ruta crítica. Se puede aplicar para los siguientes casos:

-Diseño de una red de ductos de gas natural que conecta las fuentes con los puntos de entrega. El objetivo es minimizar el costo de construcción del ducto.

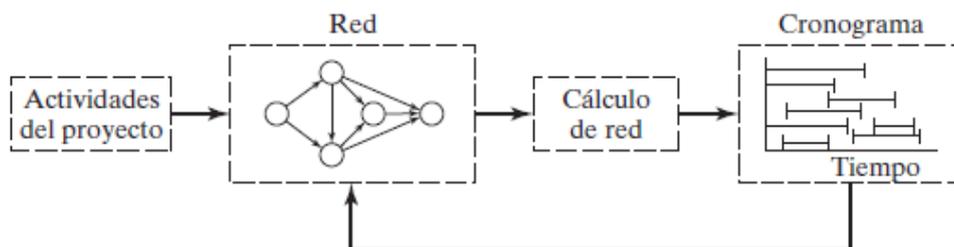
-Programa de flujo de costo mínimo de campos petroleros a las refinerías a través de la red de ductos. En este caso se aplica el modelo de flujo máximo. Las estaciones inyectoras y de bombeo intermedias están instaladas a distancias diseñadas en forma apropiada para mover el crudo en la red. Cada segmento de ductos tiene un índice finito máximo de flujo máximo(o capacidad) de crudo. Un segmento de ductos puede ser unidireccional o bidireccional dependiendo de su diseño. Un segmento unidireccional tiene una capacidad finita en una dirección, y una capacidad de cero en la dirección opuesta. La Fig. 5 muestra una red típica de ductos:



**Fig. 5. Red capacitada que conecta los pozos y las refinerías de estaciones reforzadas (Taha, 1998)**

De acuerdo a la figura la capacidad máxima de la red entre los pozos y las refinerías requiere convertir la red con un solo punto de origen y un eslabón. Estos requerimientos se logran utilizando arcos unidireccionales de capacidad infinita (Taha, 1998)

➤ Critical Path Method(CPM) y Program Evaluation and Review Technique(PERT) son métodos basados en redes, diseñados para ayudar en la planificación, la programación y el control del proyecto. Proporciona métodos analíticos para programar las actividades. Se explicita la metodología en el diagrama de la Fig. 6:



**Fig. 6. Fases para la planificación de un proyecto (Taha, 1998)**

Las dos técnicas difieren en el sentido de que difieren en el sentido de que el CPM supone duraciones determinísticas de las actividades, mientras que el PERT supone duraciones probabilísticas. Se los emplea para la implementación de diferentes proyectos constructivos y/o productivos.

➤ Programación de metas: Resuelve modelos de múltiples objetivos. Se plantean dos algoritmos para resolver el problema de programación de metas. Ambos métodos se basan en la representación de las metas múltiples mediante una sola función objetivo. En el método de ponderación se forma una sola función objetivo como la suma de los valores asignados de las funciones que representan las metas del problema. El

método por prioridades empieza por determinar las prioridades de las metas en orden de importancia.

➤ Programación dinámica: Determina la solución óptima de un problema de  $n$  variables descomponiéndola en  $n$  etapas, con cada etapa incluyendo un subproblema de una sola variable. La ventaja en el aspecto de los cálculos es que optimizaremos una sola variable, en vez de subproblemas de  $n$  variables. Se puede aplicar el principio de optimalidad. Puede ser aplicable para diferentes casos de inversión en diferentes tipos de pozos.

➤ Modelos de Inventarios: Se determina la cantidad a producir en un determinado tiempo, en función de una demanda pronosticada. En el caso de industrias petrolíferas y gasíferas se puede adaptar a modelos de inventarios con tasa de producción.

➤ Planificación de Requerimiento de materiales (MRP): La demanda variable (pero conocida) es típica de la situación en la cuál ocurre el lote económico dinámico.

➤ Simulación: Permite reunir información pertinente sobre el comportamiento del sistema. No es en sí una técnica de optimización, es una técnica para estimar las medidas de desempeño del sistema modelado. Se la emplea vinculada a problemas industriales incluido el diseño de sistemas de colas, redes de comunicación, control de inventarios y procesos químicos.

La simulación del proceso con modelos no-lineales fue combinada apropiadamente con la PL (Eeg y Herring, 1997). Se analiza fundamentalmente en la etapa de upstream. Este documento describe un proceso de combinación de resultados de la simulación en 3D y PL para optimizar el valor de los activos bajo numerosas limitaciones de producción y perforación. Se puede emplear para optimizar los horarios de perforación, proyectos etc. Esta formulación también permite asfixia de los pozos sin pérdida de reservas. El número de corridas de simulación requeridos se reduce por un factor de 40 en comparación con las formulaciones PL convencionales. Se aplica la modelización a un caso en particular, los resultados de la aplicación es un programa de estrategia de producción / perforación optimizada para todos los campos de la zona, dando lugar a un aumento significativo en el valor del proyecto. El método propuesto ofrece un nuevo

método de formulación PL incorporando ambas funciones de influencia, así programar efectos y asfixia de los pozos, que permiten soluciones iterativas. Este documento proporciona una formulación de optimización y simulación de yacimientos, que es manejable con un uso mínimo de tiempo y recursos. La PL es un término relacionado con la solución sistemática de un conjunto de ecuaciones lineales con el fin de optimizar una función objetivo dado.

## **6. SOFTWARES EMPLEADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA Y GASÍFERA**

Existen en el mercado diversos programas utilizados en la industria petrolera y gasífera de acuerdo a las necesidades, y a las áreas involucradas en la industria petrolera y gasífera. La gran parte de los programas tienen incorporadas las correlaciones correspondientes, lo cual muchas veces si bien simplifica los cálculos de la situación en estudio, generaliza el análisis a través de las modelizaciones sin tener en cuenta las particularidades de cada caso.

Actualmente a nivel industrial, se emplean softwares como Sap para industrias petrolíferas y gasíferas. Es una herramienta útil, dado que integra las tres áreas de upstream, midstream y downstream, y permite visualizar la trazabilidad de toda la cadena de suministro como así también la gestión e información de los activos, procesos y recursos. Este soporte, permite manejar la información de los diferentes eslabones de la Cadena en tiempo real.

En el libro de (Rivero Sandoval, 2004) plantea el diseño de tres programas Wellgas, Balangas, Pronosgas fueron programados en visual Basic, los cuales tratan de cubrir algunos conceptos y métodos de cálculos que otros programas no lo tienen. Estos programas son desarrollados en la etapa de upstream. Wellgas, analiza la calidad de los datos de entrada evitando una mala interpretación de la capacidad real del pozo, y así no sobredimensionar los números de pozos a perforar. Si obtenemos datos representativos de pozo vamos a tener pronósticos más reales para cualquier desarrollo. En tanto que Balangas muestra el balance de materiales de un reservorio, y se basa en la determinación del volumen in-situ en función al tiempo el cual no debe variar después de producido un 10 % de la reserva total, ahorrando la incertidumbre de tomar otros

valores que no sean correctos. Y por último, Pronosgas, que nos da la pauta del desarrollo de un campo gasífero, los números de pozos que podemos perforar o intervenir de acuerdo a la reserva recuperable en función al agotamiento del reservorio.

En la Universidad Nacional de Salta, se emplea el programa Hysys para la verificación de diversas mejoras aplicadas a procesos diferentes programas para realizar estudios comparativos en el área de downstream. Es un software, utilizado para simular procesos en estado estacionario y dinámico. Posee herramientas que nos permite estimar propiedades físicas, balance de materia y energía, equilibrios líquido-vapor y la simulación de muchos equipos de Ingeniería Química. Es una potente herramienta de diseño, probando varias configuraciones del sistema para optimizarlo. Contiene propiedades de muchos crudos a partir de datos experimentales, posee una integración gráfica que permite modelar diferentes operaciones unitarias y permite simular procesos de destilación en columnas despojadoras de Agua Acida, Columna de Destilación Desbutanizadora, Separación de una Mezcla Propileno-Propano, Planta de Gas Natural Licuado Planta de Producción de Etanol entre otras aplicaciones. Se lo emplea en la gran mayoría de los casos como verificación, ya que se encuentra limitado por las condiciones dadas en las correlaciones que se encuentran en el soft. En lo que se refiere a optimización de de procesos productivos y , la universidad cuenta con programas especializados en el área de producción y midstream como What's Best, Lindo y Fortran para resolver problemas relacionados con Programación Lineal, no lineal, modelo de transporte, redes entre otros

## **7. CONCLUSIONES**

El estudio de las metodologías analíticas permite tener una línea de base inicial del estudio de las herramientas de optimización aplicadas en la industria petrolera y gasífera. El análisis de las mismas(en cada una de las fases de este tipo de industrias) deben encontrarse en una constante mejora continua, ya que la creciente necesidad de uso racional de los recursos exige una constante actualización y optimización de los procesos existentes.

De lo analizado existen innumerables trabajos que plantean mejoras en las diferentes etapas de la industria: upstream, midstream y downstream. En algunos casos se han

realizado validaciones con las modelizaciones planteadas y en otros casos no se han hecho este tipo de verificaciones. En las grandes organizaciones se emplean programas que integran toda la cadena de valor, sin embargo se recomienda aplicar mejoras sobre aquellos procesos que presenten algún tipo de problemática significativa, ya que los software se encuentran acotados por correlaciones y modelos que condicionan su uso.

Es necesario realizar este tipo de estudios para el desarrollo de nuevos programas que incorporen este tipo de mejoras, ya sea a través de los grupos de investigación, o dentro de las mismas organizaciones a través de los diferentes equipos investigación y desarrollo. En la universidad se han elaborado diversos trabajos de investigación relacionados con el downstream, pero es necesario profundizar las metodologías empleadas, y desarrollar nuevas herramientas vinculadas con el midstream, y por sobre todo validarlas con situaciones reales en la industria petrolífera y gasífera de la región.

## 8. REFERENCIAS

- ❖ Abdel Waly, A. A., Y. El-Massry, T.A. Darweesh, y M. El Sallaly, Network model for an integrated production system applied to the Zeit Bay field, Egipt, Journal of Petroleum Science and Engineering: 15 (1), 57-68 (1996).
- ❖ Ale Ruiz, L.,J. Martínez, E. Erdmann; L.Mercado; E. Tarifa. Determinación de las condiciones óptimas de operación para un Topping de crudo. Maximización de la producción de Nafta. Congreso Latinoamericano de Refinación.Mendoza, Argentina. 2009
- ❖ Barragán-Hernández, V., R. Vázquez-Román, L. Rosales-Marines y F. García-Sánchez; A Strategy for Simulation and Optimization of Gas and Oil Production, Computers and Chemical Engineering: 30(2), 215-227 (2005).
- ❖ Benitez, L.; J. Gutiérrez, L. Ale Ruiz ,E. Erdmann, E. Tarifa. Nuevas Correlaciones para la Estimación del Punto de Rocío de Equilibrio de Agua en el Proceso de Deshidratación del Gas Natural.CAIQ 2013 - VII Congreso Argentino de Ingeniería Química.Santa Fe.2013
- ❖ Benitez, L.; J. Gutiérrez, A. Riveros Zapata, L. ALE RUIZ ,E. Erdmann. Procesamiento y acondicionamiento de gas natural.III Reunión Interdisciplinaria de Tecnología y Procesos Químicos RITeQ 2014.Córdoba.2014

- ❖ Economides, M.J., A.D. Hill y C. Ehlig-Economides; Petroleum production systems, Prentice Hall Petroleum Engineering Series, USA (1994).
- ❖ Eeg, O.S. y T. Herring, Combining linear programming and reservoir simulation to optimize asset value, Artículo SPE 37446 (1997).
- ❖ Garvin, W.W., H.W. Crandall, J.B. John y R.A. Spellman, Applications of linear programming in the oil industry, Management Science, 3 (4), 407-430 (1957).
- ❖ Green, D.W. y G.P. Willhite; Enhanced oil recovery, SPE Textbook Series, Volume 6, USA (1998).
- ❖ Gutierrez, J, L.Benitez, J. Martinez , L.Ale Ruiz, E.Erdmann. Propiedades Termodinámicas para Simulaciones de Tratamientos Primarios de Petróleo. 3er. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación. Buenos Aires. 2012.
- ❖ Gutierrez, J., L.Benitez, L.Ale Ruiz, E.Tarifa, E.Erdmann. Optimización del proceso de endulzamiento de gas natural con aminas. XXVII Congreso Interamericano y Colombiano de Ing. Química. 2014
- ❖ Handley-Schachler S., C. McKie, y N. Quintero, "New mathematical techniques for the optimization of oil & gas production system", Artículo SPE 65161, The SPE European Petroleum Conference, Paris, France, 24-25 octubre (2000).
- ❖ Heinemann, R.F., S.L. Lyons y W. Tai; Next generation reservoir optimization, World Oil: 219(1), 47-54 (1998)
- ❖ Horne, R.N.; Modern well test analysis, 2a edición, Palo Alto, CA, USA: Petroway Inc, (1998).
- ❖ Iyer, R.R., I.E. Grossmann, S. Vasantharajan y A.S. Cullick, Optimal planning and scheduling of offshore oil field infrastructure investment and operations, Industrial and Engineering Chemistry Research, 37 (4), 1380 (1998).
- ❖ Lee, A.S. y J.S. Aronofsky. A linear programming model for scheduling crude oil production. Pet. Trans., AIMME, 213 (2), 389 (1958).
- ❖ Martinez, J.; L. Ale Ruiz; J. Vega; E. Erdmann; E. Tarifa. Verificación de las Temperaturas de Corte en la Destilación Atmosférica del Petróleo mediante HYSYS. VII Congreso Argentino de Ingeniería Química (CAIQ) 2013 y 2das. JASP. Santa Fé. 2013

- ❖ Ortíz-Gómez, A., V. Rico-Ramírez y R. Vazquez-Roman; Mixed-integer multiperiod model for the planning of oilfield production European Symposium on Computer Aided Process Engineering-11, 907-912 R. Gani and S.B. Jorgensen (Edts), Elsevier Science(2001).
- ❖ Rivero Sandoval, José. Explotación del gas y optimización de la producción. Métodos analíticos y software. Santa Cruz.2004
- ❖ Robles, O. ; Vázquez,R. Un Modelo de Programación No-lineal para la Planeación de la Producción de Gas y Petróleo.Información Tecnológica.Vol. 19(3), 25-32 (2008)
- ❖ Secretaria de Energía de la Nación. Balance energético Nacional.2009
- ❖ Taha, Hamdy A. Investigación de operaciones: una introducción Ed.Pearson.Mexico.1998
- ❖ Taha, Hamdy A. Investigación de operaciones.Ed.Pearson.Mexico.2012
- ❖ Van den Heever, S.A., I.E. Grossmann, S. Vasantharajan y K. Edwards, Integrating complex economic objectives with the design and planning of offshore oilfield infrastructures, Computers and Chemical Engineering, 24 (2-7), 1049-1055 (2000).
- ❖ Van den Heever, S.A., I.E. Grossmann, S. Vasantharajan y K. Edwards; A Lagrangean Decomposition Heuristic for the Design and Planning of Offshore Hydrocarbon Field Infrastructures with Complex Economic Objectives, Industrial and Engineering Chemistry Research: 40(13), 2857-2875 (2001).
- ❖ Vega, J., L. Ale Ruiz, E. Erdmann, J. Martínez, E. Tarifa.Simulación y optimización de la destilación primaria de petróleo.3° Congreso Latinoamericano de Refinación. Buenos Aires.2012
- ❖ Zhu, Y., H. Weng, Z. Chen y Q. Chen; Compositional modification of crude oil during oil recovery, Journal of Petroleum Science and Engineering: 38(1-2), 1-11 (2003).