

# Evaluación técnico-económica de estrategias de explotación para los campos Kabuki-Aris-Kimberlita apoyado en el Modelado Integrado de Activo-Pemex AIV

*Andrés Solís Franco, Pemex,  
O. Espínola,  
M. Rocha,  
N. Álvarez SLB*

Información del artículo: Recibido enero 2012 aceptado diciembre 2012

## Resumen

En este trabajo se presenta el diseño y la evaluación de diferentes estrategias de explotación para cuatro yacimientos de gas seco, con diferentes características geológicas y dinámicas que se producen simultáneamente a través de las mismas instalaciones de superficie, lo cual crea un escenario complejo operacionalmente que dificulta maximizar el factor de recuperación y a la vez generar opciones rentables que satisfagan todas las restricciones técnicas para el desarrollo del campo.

Dicha evaluación fue realizada mediante la integración de modelos de simulación de yacimientos, pozos, red de superficie y análisis económico en un modelo único (MIA), que permite analizar todos los elementos del sistema y su interrelación, lo cual es muy limitado bajo un análisis convencional de modelos independientes.

## Introducción

Entre los descubrimientos recientes en Pemex-AIV existen cuatro campos de gas seco con propiedades petrofísicas y dinámicas diferentes, los cuales se producen a través de una instalación única de superficie, lo cual crea un escenario complejo operacionalmente, que dificulta maximizar el factor de recuperación y a la vez generar opciones rentables que satisfagan todas las restricciones técnicas para el desarrollo del campo. Para poder optimizar el desarrollo de estos campos fue necesario el uso de una tecnología robusta y confiable, que permita el análisis de todo el sistema y la interrelación de sus elementos para un mejor desarrollo y manejo de estos campos.

Se formó un equipo multidisciplinario para analizar el sistema completo desde diferentes perspectivas, y diseñar diferentes estrategias de explotación, evaluarlas técnica y económicamente y poder seleccionar la estrategia óptima para producir los campos, aumentando al máximo el factor de recuperación.

Los escenarios evaluados en este estudio deben cumplir las premisas siguientes:

Definir la fecha de inicio de las etapas de compresión a la cual todos los yacimientos se benefician al mismo tiempo, y soportar el diseño de las instalaciones de compresión.

Minimizar el riesgo de producción de agua y soportar el diseño de las instalaciones para su manejo.

Administración de presiones para reducir los efectos de la contrapresión.

Evaluar el impacto del requerimiento de desarrollos futuros como reparaciones, perforaciones e incorporación de nuevos pozos.

La tecnología implementada está basada en la solución simultánea de modelos de simulación de yacimientos, pozos y redes, considerando condiciones de frontera corriente abajo y corriente arriba a través del tiempo de simulación,

además se integra la evaluación económica de los escenarios generados. Este trabajo describe las cuatro fases de esta metodología, e incluye una descripción detallada de los procesos de modelado con todas sus suposiciones, restricciones, método de solución y resultados obtenidos. Esta técnica ha sido implementada exitosamente agregando valor al activo debido al mejoramiento en el manejo del yacimiento, planes operacionales y procesos de toma de decisiones.

## Descripción

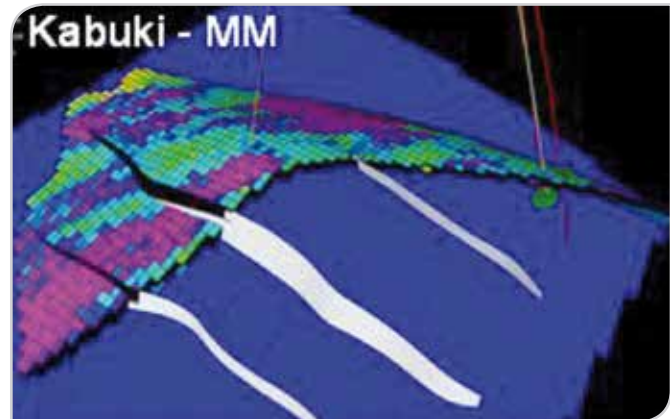
Los cuatro campos son yacimientos de gas seco del Golfo de México, localizados a 110 km del Sureste de la Ciudad de Veracruz, **Figura 1**.



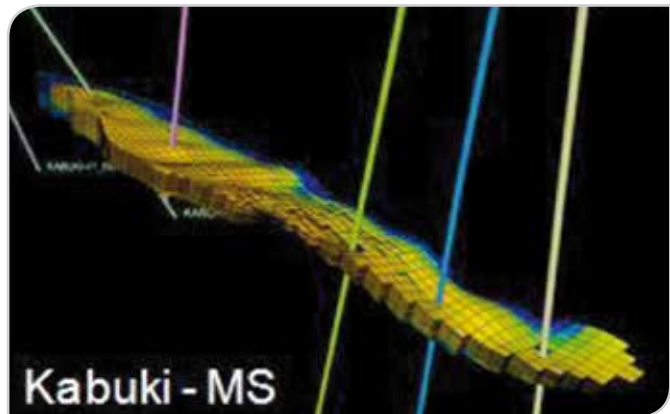
**Figura 1.** Descripción general del campo.

## Campo Kabuki

Este campo cuenta con dos yacimientos MM y MS. El yacimiento K-MM inició su producción en agosto del 2010, se tiene un total de cinco pozos (K-1, K-12, K-22, K-32 y K-52), todos activos a noviembre del 2011 con una producción de gas de 27 MMPCD, sin producción de agua.

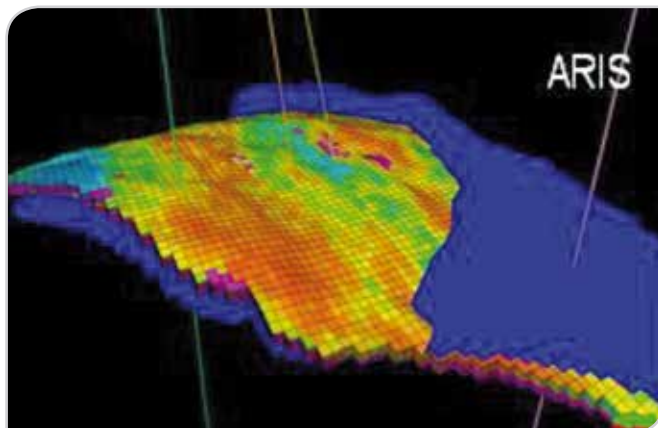


El yacimiento K-MS inició su producción en agosto del 2010; cuenta con un total de tres pozos, el K-41 cerrado por alta producción de agua y los pozos activos K-11 y K-21 con una producción de gas de 20 MMPCD, para noviembre del 2011 el pozo K-21 ya presentaba producción de agua.



## Campo Aris

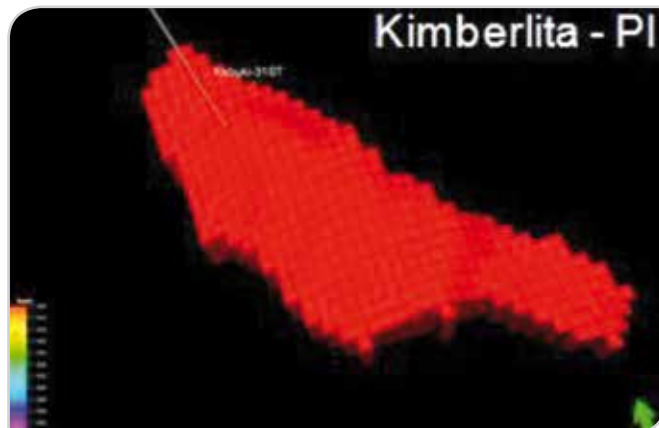
El yacimiento Aris inició su producción en julio del 2010, cuenta con un total de tres pozos, el Aris-1 actualmente cerrado (igualado) y Aris-21 y Aris-22 activos, con una producción de gas a noviembre del 2011, de 3 MMPCD. Actualmente este yacimiento no presenta producción de agua; sin embargo, en el pozo A-21 se conservó el contacto agua-gas.



Los yacimientos están constituidos por areniscas de granos finos de diferentes formaciones: (Mioceno Medio, Mioceno

## Campo Kimberlita

A partir de julio del 2012 se contempló la incorporación de producción del yacimiento Kimberlita con la perforación del pozo K-31, con una producción inicial estimada de 5 MMPCD.



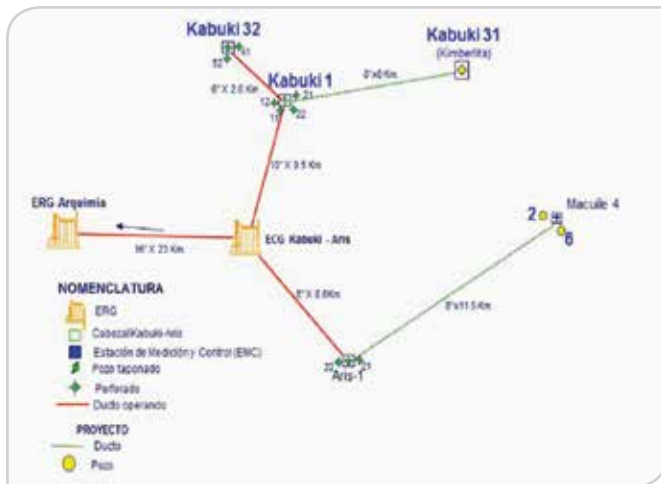
Superior y Plioceno Inferior), con diferentes propiedades petrofísicas y dinámicas entre ellos, **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Propiedades geológicas y dinámicas del campo.

	Kabuki MM	Kabuki MS	Aris PI	Kimberlita
Pi(psia)	5103	3335	2468	2865
Prof. datum (m)	2987	2160	1500	1800
Prof. CAG (m)	3005	2182	1592	N/A
Temp.(C)	98	76	62	62
Phi prom. (%)	17	24	30	27
K prom. (mD)	55	147	413	338
Swi (%)	43	30	20	20
GOIP (BCF)	43.3	26.4	20.4	19.8

El mecanismo de empuje en los yacimientos mencionados fue principalmente expansión de gas, excepto en el yacimiento Kabuki MS, donde el contacto agua-gas se detectó en tres pozos que contactaron la formación y en los cuales se observó la influencia de un acuífero lateral pequeño. El alto riesgo de producción de agua del yacimiento Kabuki MS, fue una restricción fuerte en el objetivo de relacionarlo con la determinación de la plataforma óptima de producción para el yacimiento, debido a que fue necesario controlar la producción de gas por pozo, para evitar su cierre por alta producción de agua.

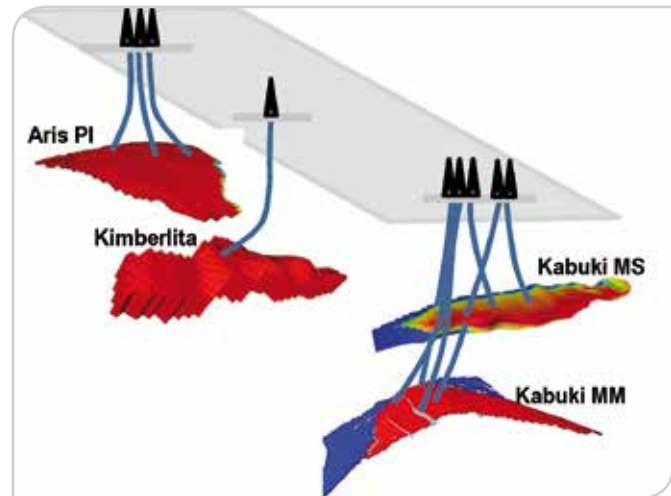
Las instalaciones de superficie con las que cuenta el campo consideran los 13 pozos en total de los cuatro yacimientos mencionados (cinco Kabuki MM, cuatro Kabuki MS, tres Aris y uno Kimberlita), los cuales fluyen a través de cuatro diferentes macro peras: MP Kabuki-1, MP Kabuki-32, MP Kabuki 31 y MP Aris-1. La producción total se envía a la estación de medición y control “Estación ERG ARQUIMIA”, y de ahí al ducto de 16 pulgadas Cd. Pemex-Venta de Carpio. La presión de control de la estación es de 960 psi, **Figura 2**.



**Figura 2.** Instalaciones de producción, Estación ERG-ARQUIMIA.

Las condiciones originales de los yacimientos en conjunto con los diferentes mecanismos de producción y tasa de declinación de presión, crea un escenario complejo operacionalmente, que dificulta maximizar el factor de recuperación de cada uno de los yacimientos a través de las mismas instalaciones de superficie. Lo anterior exige el uso de una tecnología robusta y confiable, que permita el análisis

de todo el sistema y la interrelación de sus elementos para un mejor desarrollo y estrategia de explotación, **Figura 3**.



**Figura 3.** Problemática de los campos a través de instalaciones de superficie comunes.

## Implementación

La integración de los diferentes modelos de yacimientos y red de superficie en una plataforma única, permite realizar un análisis de toda la información utilizada para la elaboración de cada uno de los modelos, permitiendo validar cada modelo por separado.

La implementación del modelo integrado de Activo (MIA), consistió en cuatro fases que se describen a continuación:

- Modelo de yacimiento
- Modelo de pozo y red de superficie
- Integración
- Metodología de evaluación

## Modelo de yacimiento

Todos los modelos de yacimientos se construyeron en Eclipse, excepto los modelos estáticos que se desarrollaron en Petrel. Los modelos de simulación se evaluaron con el modelo de aceite negro (incorporando análisis de incertidumbre y sensibilidad), **Figura 4**.



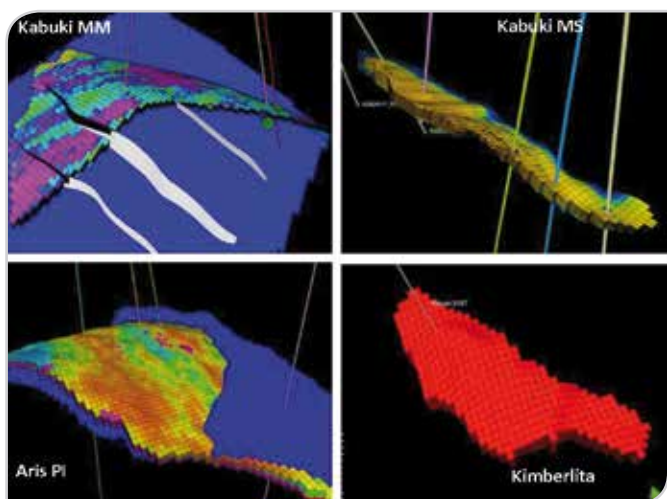


Figura 4. Modelos de simulación de yacimientos.

En todos los modelos de simulación se utilizaron las mallas de los modelos estáticos, sin llevar a cabo al escalamiento, por ende se utilizaron las mismas distribuciones de propiedades petrofísicas.

Cada uno de los modelos consiste en una zona de un bloque; los modelos de fluidos son de gas seco generados a partir de análisis cromatográficos de al menos un pozo de cada yacimiento. La saturación de agua connata fue modelada con curvas de presión capilar, excepto para el yacimiento Kabuki MS, cuya distribución se realiza usando la función J de Leverett, con la finalidad de reproducir los registros de saturación de agua en cada pozo y la irrupción de agua en el pozo K-41(MS), lo cual permitió tener un modelo confiable para predecir el comportamiento de agua en el resto de los pozos del yacimiento, **Figura 5**.

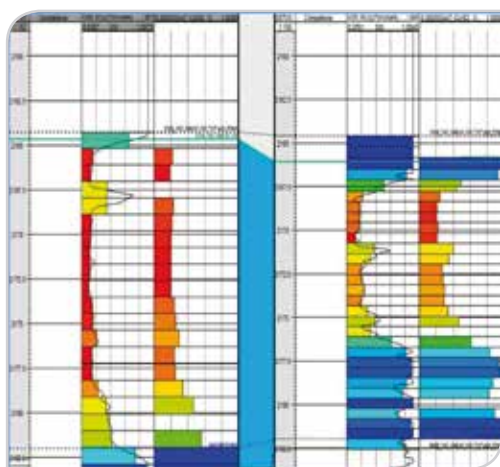


Figura 5. Modelo de distribución, (función J de Leverett) para el yacimiento Kabuki MS.

Para los modelos K-MM, K-MS y Aris, el ajuste histórico se efectuó desde los inicios de producción hasta octubre de 2011, considerando los parámetros siguientes de respuesta: producción de gas por pozo, registros esporádicos de presión de fondo fluyente y registros de presión de fondo cerrado en la mayoría de los pozos. Para el ajuste histórico se utilizó una metodología de análisis de incertidumbre, en la cual los parámetros principales de incertidumbre fueron el contacto agua-gas en el yacimiento Kabuki-MM, y las propiedades del acuífero en el yacimiento Kabuki MS, como se muestra en las **Figuras 6 y 7**.

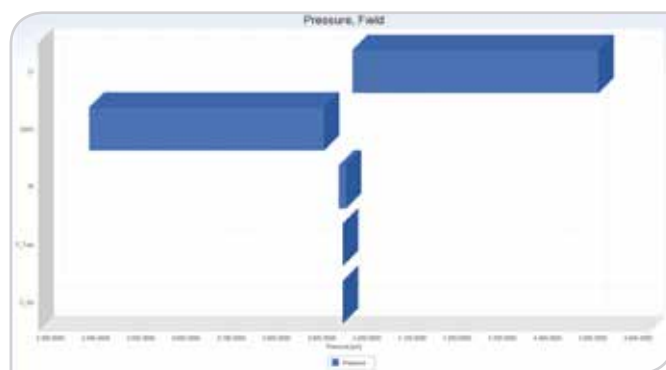


Figura 6. Análisis de sensibilidad de parámetros de incertidumbre.

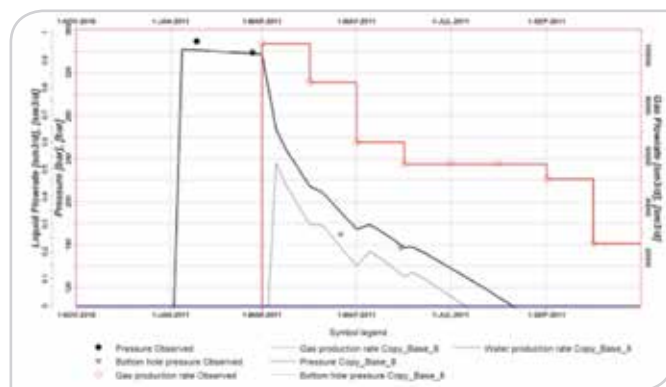


Figura 7. Ajuste histórico.

El cuarto modelo corresponde al yacimiento Kimberlita, el cual se construyó a partir de información sísmica y usando propiedades petrofísicas promedio, el cual se corrió en modo de predicción, debido a que no se contaba con ningún pozo perforado para la fecha del estudio.

## Modelo de pozo - red de superficie

Se modelaron los 11 pozos activos utilizando los últimos datos disponibles de presiones de fondo fluyente; adicionalmente se realizó un proceso de análisis de correlación de flujo, el cual mostró que los mejores resultados se obtuvieron de las correlaciones de Gray modificado para flujo horizontal, y Beggs y Brill para flujo vertical.

A cada pozo se le realizó un análisis nodal para determinar su potencial, adicionalmente se calculó el gasto de gas crítico, para incluirse como restricción en la estrategia de explotación y evitar problemas de colgamiento de líquidos, **Figura 8**.

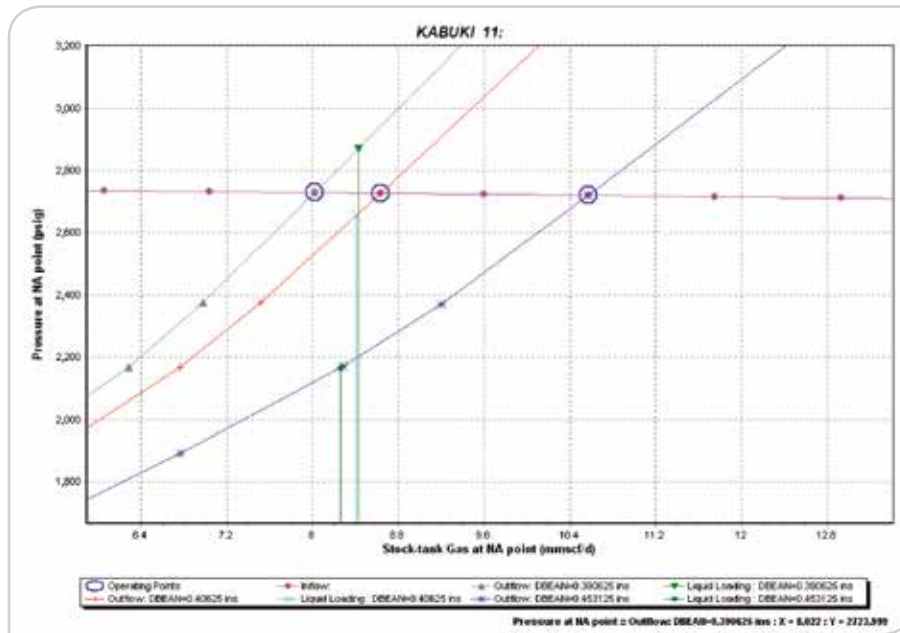


Figura 8. Análisis nodal.

La ecuación utilizada para determinar dichos gastos fue la de Turner,

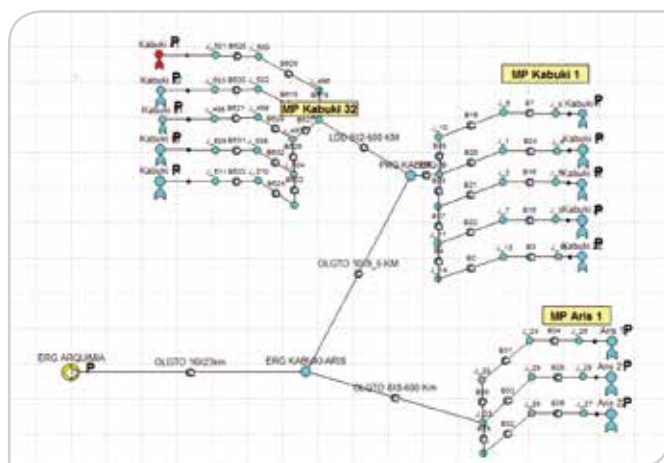
$$v_t = \frac{1.593E[\sigma(\rho_L - \rho_G)]^{0.25}}{\rho_G^{0.5}}$$

donde  $E$  es el factor de corrección (eficiencia)

Modelo	E
Turner (1969)	1.2

Después de lograr los ajustes históricos en los modelos de yacimientos y determinar el potencial de los pozos, se llevó a cabo un análisis del índice de productividad entre los modelos (yacimiento-red), para reducir problemas de convergencia durante las corridas de simulación. Los parámetros comparados fueron las presiones de fondo fluyentes y cerradas, los cuales se ajustaron cuando fue necesario.

Posteriormente se creó un modelo de red en PIPESIM NET usando un modelo de fluido composicional, que representara el comportamiento actual de las instalaciones de superficie, que pudiera reproducir los problemas operacionales en el sistema. La red se calibró para reproducir la tasa de producción de gas total en el punto de entrega. La producción total fue de 52 MMPCD con 11 pozos operando, **Figura 9**.

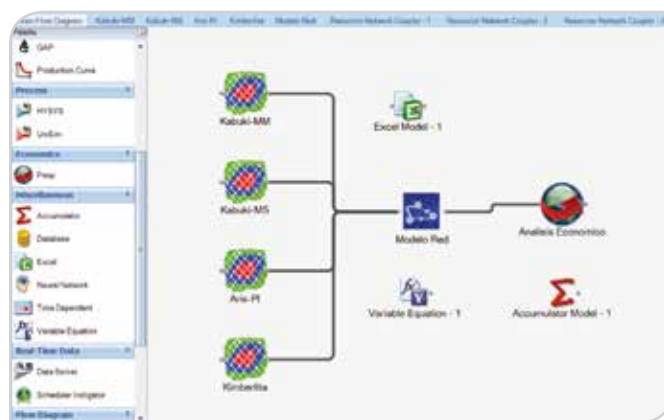


**Figura 9.** Modelo red de superficie.

Se realizó el diseño de instalaciones de compresión, considerando sólo dos etapas: la primera con una presión de succión de 600 psi y la segunda 300 psi. Los compresores utilizados son del tipo recíprocante, con una capacidad de 36 MMPCD@ 600 psi para la primera etapa de compresión, y de 14.5 MMPCD@300 psi para la segunda etapa. Este tipo de compresores ofrecen la ventaja que al usarse en todo el periodo, cuando la plataforma de producción decline con respecto al tiempo, sólo es necesario ajustar el tamaño de la cámara y el pistón, y así evitar producción diferida.

## Integración de modelos en IAM

En esta fase se integraron todos los modelos de yacimiento – red en una plataforma única para resolverse simultáneamente en cada paso de tiempo, considerando condiciones de frontera aguas arriba y aguas abajo a través del tiempo de simulación. Para este propósito fue necesario definir el método de solución, el lugar de acople, descripción del fluido (PVT) y las estrategias del activo, **Figura 10**.



**Figura 10.** Modelos integrados en IAM.

El método de acople utilizado fue el explícito, en el cual la red y el yacimiento se resuelven en forma independiente, y sólo las condiciones de frontera se pasan de un modelo a otro, con la finalidad de lograr el balance entre ambos. Este método se utiliza en el caso de yacimientos múltiples acoplados a una red de superficie.

El algoritmo de solución utilizado fue Obey Eclipse, que usa gastos de producción por grupo mediante un controlador; los gastos de estos grupos pueden asignarse por el usuario, o definirse en función de sus potenciales de producción.

El lugar de acople fue en el fondo del pozo, permitiendo que la red determine la caída de presión desde el fondo hasta la cabeza, esto puede ser más preciso que usar las tablas hidráulicas que comúnmente se emplean. Con respecto al fluido fue necesario aplicar un proceso de “delumping”, (proceso para convertir un modelo de aceite negro en composicional), ya que los modelos de yacimiento fueron

construidos en aceite negro y los modelos de pozos y red en composicional.

Una vez acoplados los modelos yacimiento–red fue necesario reflejar todas las restricciones y consideraciones a lo largo del tiempo de simulación en Avocet IAM, de acuerdo a los requerimientos del campo mediante la creación de reglas como: control de gasto de producción por grupo, gastos críticos, relación agua-gas límite, trabajos de rehabilitación, perforación de pozos nuevos y requerimientos de compresión (fechas, etapas, etc.). Todas estas reglas se traducen como comandos que se envían a Eclipse o PIPESIM para su ejecución.

Beneficios:

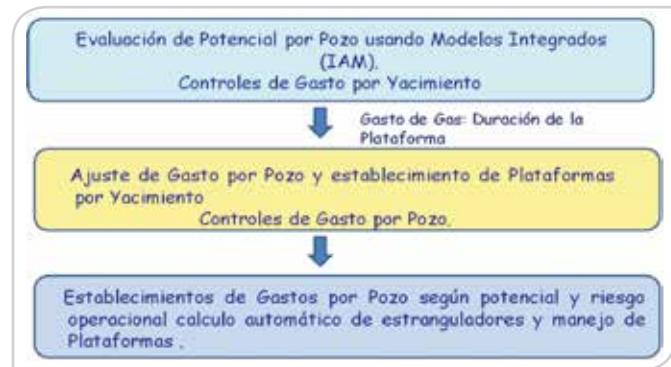
- Los modelos de yacimientos y de red de superficie usan su descripción propia de fluido independiente, (aceite negro o composicional con diferentes conjuntos de pseudo componentes).
- Es posible aplicar restricciones de producción al sistema acoplado de manera global.
- Integra todos los indicadores de desarrollo (KPI) en el análisis de los resultados de la evaluación económica, para apoyar en el proceso de toma de decisiones.

## Evaluación de la metodología

En este trabajo fue necesario generar un caso base, manteniendo la plataforma de producción tanto como fuera posible sólo con la administración de estranguladores, determinando la mejor combinación de los gastos de producción por yacimiento y por pozo, asegurando que:

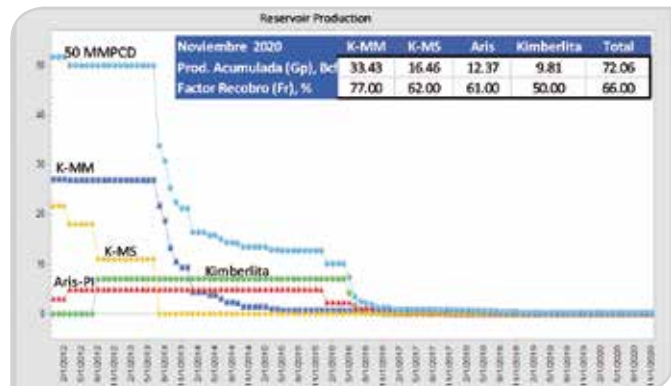
- La compresión iniciara al mismo tiempo para cada yacimiento.
- La diferencia de presión promedio de yacimiento fuese mínima, para beneficiar a todos los yacimientos hasta la etapa de compresión siguiente.

Para obtener los escenarios óptimos de producción se usó un diagrama de flujo de AIM, **Figura 11**.



**Figura 11.** Diagrama de flujo de modelos integrados.

La plataforma de producción inicial fue de 50 MMPCD @ enero del 2012, con la distribución por yacimiento siguiente (K-MM: 27 MMPCD, K-MS: 18 MMPCD y Aris: 5 MMPCD), para julio del 2012 cuando el yacimiento Kimberlita comenzara su producción, las plataformas de los otros yacimientos se redistribuirían con la finalidad de cumplir la plataforma total para el campo de 50 MMPCD, **Figura 12**.



**Figura 12.** Plataformas de producción inicial.

El propósito del caso base fue determinar la fecha de inicio de la primera etapa de compresión, de tal forma que sirviera de referencia para cuantificar el beneficio en producción con la compresión. Con la finalidad de determinar y seleccionar el caso óptimo, se realizaron corridas múltiples considerando diferentes plataformas de producción para cada etapa de compresión (plataforma: inicial, primera y segunda etapa), **Figura 13**.



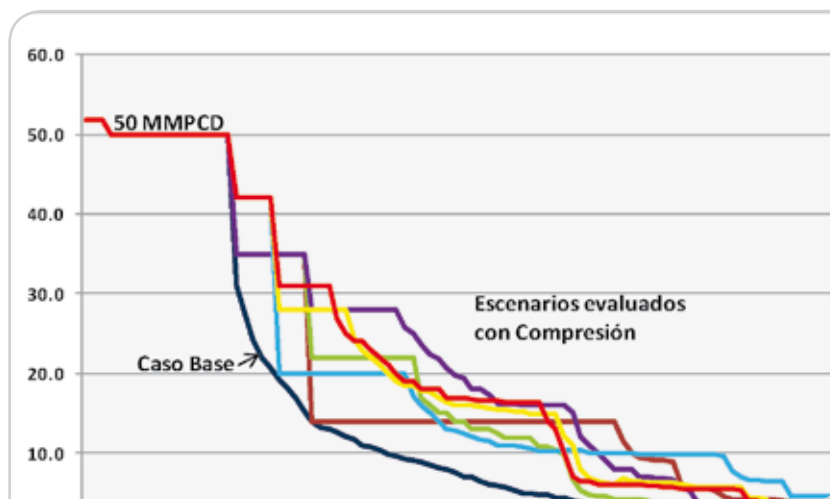


Figura 13. Declinación de producción para los escenarios evaluados.

Los resultados se evaluaron verificando la duración de los escenarios, producción acumulada de gas, factor de recuperación por yacimiento, número de compresores, entre otros, validando en cada caso si las restricciones

se cumplieron para cada escenario; estas restricciones y condiciones fueron implementadas en el módulo de Asset Management Strategy (AMS). Los escenarios evaluados son mostrados en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Escenarios evaluados.

Plataformas de Producción		
Base	Etapas de Compresión	
	1era Etapa	2da Etapa
50	42	33
		25
		17
	38	33
		25
		17
	35	33
		25
		17

### Evaluación económica

Un modelo fiscal (PEEP) se acopló al modelo integrado en IAM y la evaluación económica se realizó desde el principio de la producción en el campo, usando una tasa de descuento

@12%. El análisis económico se efectuó empleando dos esquemas diferentes, compra y renta de las facilidades de compresión, para determinar la opción más rentable para el proyecto. En la **Figura 14** se muestran los insumos necesarios para realizar la evaluación económica.



Figura 14. Insumos para la evaluación económica.

El total de las inversiones del desarrollo del campo (perforación, rehabilitación, facilidades de superficie actuales y futuras incluyendo la compresión), costos operacionales, mantenimiento y mano de obra se consideraron como datos de entrada para la evaluación del flujo de caja y del VPN. Se efectuó un análisis de sensibilidad para el precio de gas, costos totales e inversión, para verificar si la decisión podría verse afectada debido a un cambio de cualquiera de estos parámetros en el tiempo.

## Resultados

La rehabilitación del pozo Kabuki-22 (MM) y la perforación del pozo Kabuki-14 (MS), no mostraron gran aportación de producción; sin embargo, la producción acumulada que estos alcanzan a través del tiempo de simulación los hace rentables. Por lo contrario, el pozo Kimberlita-31 mostró un alto potencial y muy buena contribución, lo que permitió

mantener la plataforma de producción del yacimiento y retardar la declinación de producción del campo.

La producción del yacimiento Kabuki MS se restringió en todos los escenarios evaluados, debido al alto riesgo de producción de agua en los pozos Kabuki-21 y Kabuki-14 del yacimiento. A pesar de esta restricción, los resultados de este modelo mostraron que estos pozos se cerrarán por alta producción de agua en marzo 2013. Debido a esta problemática, se estima necesario la implementación de instalaciones para el manejo de agua en el área.

Aunque los yacimientos tienen diferentes profundidades y presiones, fue posible definir las tasas de producción por pozo y por yacimiento, permitiendo su explotación simultánea la reducción del efecto de la contrapresión y el mantenimiento del comportamiento de presión en cabeza similar de todos los pozos del sistema, garantizando el beneficio de la compresión en todos los yacimientos al mismo tiempo, **Figura 15**.

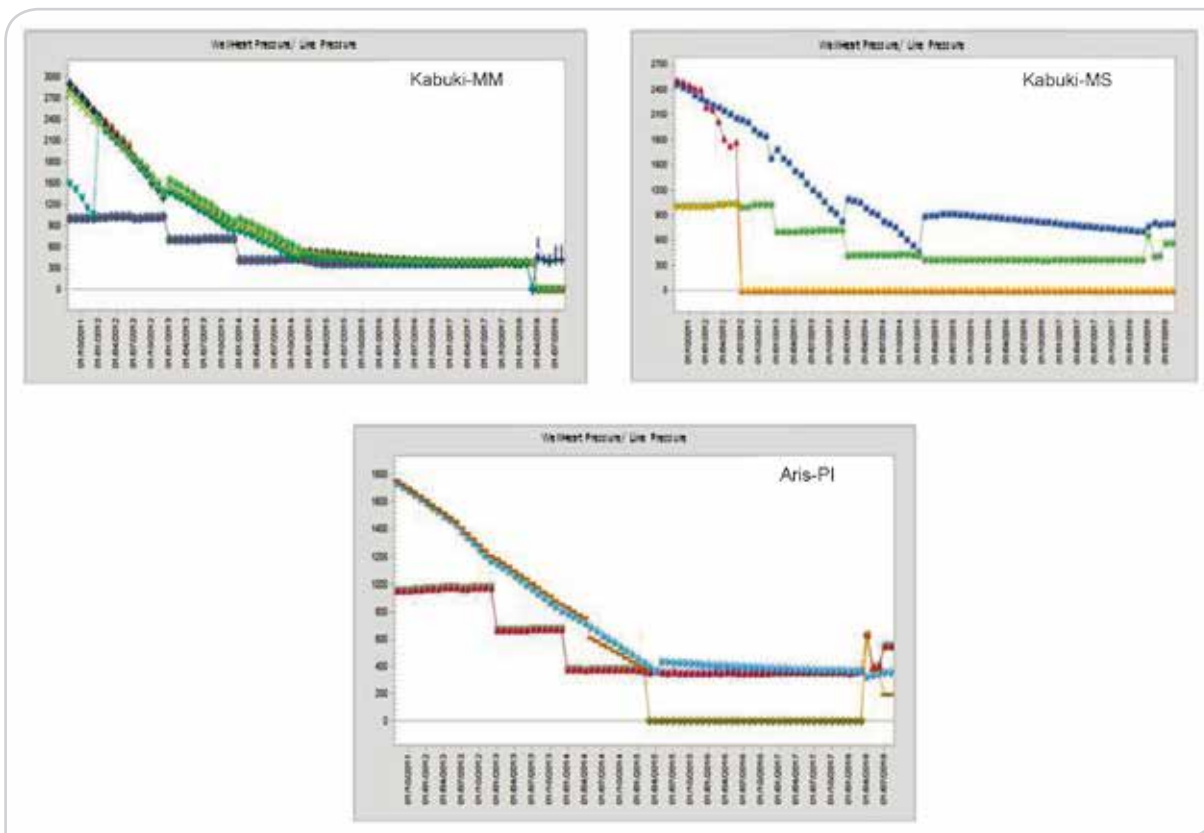


Figura 15. Comportamiento de presión de cabeza, (THP).

El beneficio de la compresión en términos de factor de recuperación fue del 30% de incremento, alcanzando un factor de recuperación total de 80%; es importante mencionar que este valor sólo considera los 10 años

de evaluación del proyecto. La Figura 16 muestra el comportamiento de producción de gas acumulada y el factor de recuperación para todos los escenarios evaluados para el periodo total.

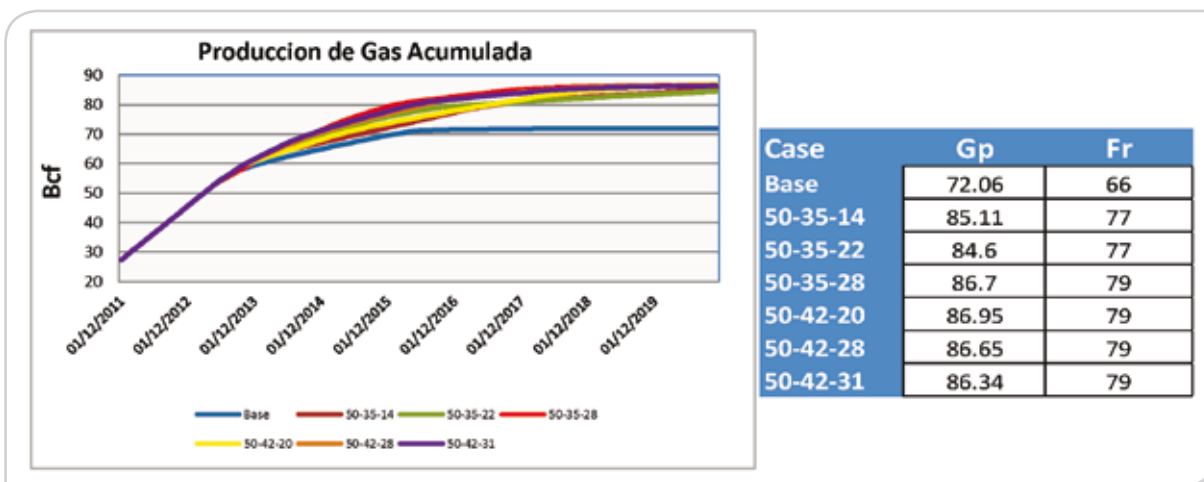


Figura 16. Producción de gas acumulada y factor de recobro - periodo total.

En la **Tabla 3** se muestra la jerarquización en función del VPN; puede observarse que el escenario 50-35-28 es el mejor, a pesar que el costo de compresión no es el más bajo y la producción de gas acumulada no es la máxima; sin embargo, la eficiencia de la inversión y el VPN son los más altos, debido a que este escenario utiliza la capacidad

de compresión al 100%. De acuerdo a este escenario la primera etapa de compresión se requiere en junio del 2013 con una duración de nueve meses y la segunda etapa de compresión se requiere para febrero del 2015 con una duración de 15 meses.

ESCENARIO	GAS TOTAL (MMMPC)	INGRESOS (MMPESES)	COSTO COMPRESION (MMPESES)	COSTOS DE OP. Y MANTTO. (MMPESES)	INVERSION (MMPESES)	FLUJO DE CAJA (MMPESES)	VPN @12% (MMPESES)	VPN/VPI @12%
Caso RENTA 50-35-28	88.70	6,240.83	130.36	145.87	984.84	5,110.11	3,711.81	3.96
Caso RENTA 50-42-28	88.71	6,241.69	144.31	159.82	984.84	5,097.02	3,686.16	3.93
Caso RENTA 50-42-31	88.41	6,220.27	147.37	162.83	984.84	5,072.60	3,682.11	3.93
Caso RENTA 50-42-20	89.01	6,262.41	132.92	148.48	984.84	5,129.08	3,644.01	3.88
Caso RENTA 50-35-22	86.62	6,094.76	127.72	142.87	984.84	4,967.05	3,596.60	3.83
Caso RENTA 50-35-14	87.11	6,129.12	109.71	124.94	984.84	5,019.33	3,585.37	3.82
Caso COMPRA 50-35-28	88.70	6,240.83	134.75	150.26	1,056.04	5,034.53	3,660.76	3.71
Caso COMPRA 50-42-28	88.71	6,241.69	149.09	164.60	1,056.04	5,021.05	3,633.06	3.67
Caso COMPRA 50-35-14	87.11	6,129.12	113.54	128.77	1,032.31	4,968.04	3,549.73	3.65
Caso COMPRA 50-42-20	89.01	6,262.41	137.38	152.94	1,056.04	5,053.43	3,591.08	3.63
Caso COMPRA 50-35-22	86.62	6,094.76	132.03	147.18	1,056.04	4,891.55	3,545.59	3.59
Caso COMPRA 50-42-31	88.41	6,220.27	152.21	167.67	1,079.77	4,972.83	3,612.06	3.59
Caso Base 50	73.66	5,182.61	-	12.88	984.84	4,184.89	3,154.11	3.39

Tabla 3. Jerarquización de escenarios en función del VPN.

El costo total de compresión es bajo comparado con el flujo de caja total, es decir, no tiene gran impacto en el comportamiento del VPN. Por otro lado, el costo total de

compresión se repaga dos meses después de comenzar la primera etapa de compresión, **Figura 17**.

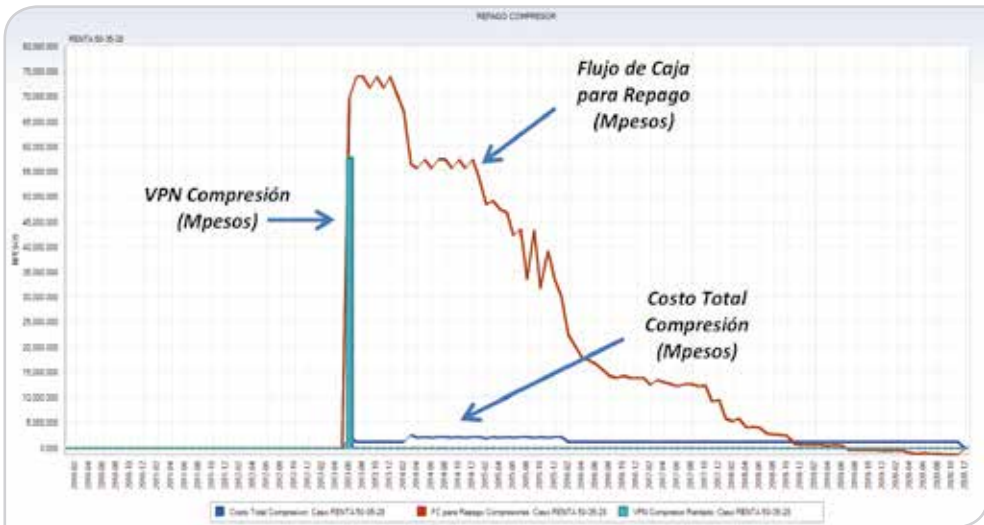


Figura 17. Costo total de compresión.



En todos los escenarios la opción de renta de los equipos de compresión fue siempre más rentable que la opción de compra, como puede observarse en la **Figura 18**. Sin embargo,

existen varias opciones en compra y renta a ser evaluadas, como se muestra en la **Figura 19**.

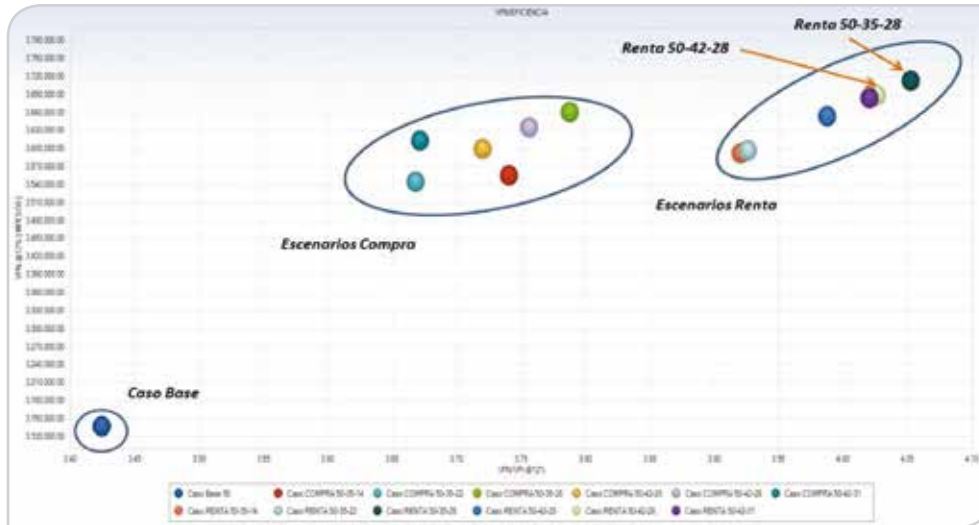


Figura 18. VPN vs eficiencia de inversión.



Figura 19. VPN vs costo de compresión.

Los resultados del análisis de sensibilidad, **Tabla 4**, muestran que la rentabilidad del proyecto en el escenario 50-35-28 en esquema de renta, se mantendrá siempre y cuando se cumplan las premisas siguientes:

- Los precios de los hidrocarburos no disminuyan más del 78.52%
- Los volúmenes a recuperar no disminuyan más del 79.83%
- Las inversiones no se eleven por encima del 395.69% con respecto a las que se habían considerado inicialmente.
- Los volúmenes a recuperar no disminuyan más del 79.83%

**Tabla 4.** Análisis de sensibilidad.

ESCENARIO	VPN @12% (MMPESES)	VPN/VPI @12%	Sensibilidad Inversion (%)	Sensibilidad Costos (%)	Sensibilidad Precio (%)	Precio mínimo (USD/MPC)	Sensibilidad Volumen (%)	Volumen Mínimo (MMMPC)
Caso RENTA 50-35-28	3,711.81	3.96	395.69	4,790.69	-78.52	1.08	-79.83	17.89
Caso RENTA 50-42-28	3,686.16	3.93	392.96	4,285.19	-78.26	1.10	-79.71	18.00
Caso Base 50	3,154.11	3.36	336.24	30,939.58	-76.89	1.16	-77.08	16.88

## Conclusiones

La ventaja fundamental de esta metodología es que cada modelo se resuelve independientemente en cada paso de tiempo, considerando las condiciones de frontera impuestas por los demás modelos corriente arriba y corriente abajo, agregando mayor realismo a la solución final al tener un IPR dinámico a lo largo del periodo evaluado, lo que permite cuantificar la producción de gas y agua para cada escenario.

Después de analizar 12 escenarios se pudo determinar que el mejor técnica y económicamente es el de 50-35-28, que aunque no es el de mayor recuperación ni el de menores costos de compresión, es el que presenta la combinación de variables que genera mayor valor al proyecto.

Los escenarios de renta de los equipos de compresión siempre más atractivos que los de compra, fueron representando un 5% con respecto al flujo de caja.

El escenario óptimo anterior se comporta bien en el análisis de sensibilidad al variar el precio, volumen y paridad del dólar, manteniéndose por encima del resto a cualquier cambio asociado, por lo que la decisión es estable en el tiempo.

La inversión asociada a la compresión para 10 años, se logra pagar en un periodo de un mes en el esquema

de renta, lo que justifica y hace atractiva la inversión, además de alcanzar un factor de recuperación de aproximadamente 80%.

## Agradecimientos

A los autores les gustaría agradecer al Departamento de Diseño del Activo Pemex Veracruz y a su personal, el apoyo y cooperación en este trabajo.

## Referencias

A General Purpose Controller for Coupling Multiple Reservoir Simulations and Surface Facility Networks Kassem Ghorayeb, SPE, Jonathan Holmes, SPE, Richard Torrens and Balraj Grewal, SPE; Schlumberger. SPE 79702.

Kabuki-Aris Complete technical Report: "Optimization of scenarios of exploitation." Pemex AIV.

Kabuki-Aris characterization report Pemex AIV.

Field Planning Using Integrated Surface-Subsurface Modeling K.Ghorayeb, J. Holmes, R. Torrens, Schlumberger. SPE 92381.

A case study of integrated Gas Field System Modeling in the North Sea Environment. Robert Deutman and Mike Van Rijen SPE, Shell UK. SPE 38556.

Black Oil Delumping, Kassem Ghorayeb and Jonathan Holmes SPE, Schlumberger. SPE 96571.

The Benefits of Integrated Asset Modeling: Lesson learn from field. M. Rotondi, A. Cominelli, C. Di Giorgio, R. Rossi, E. Vignati, and B. Carati, Eni E&P. SPE 113831.

2. AMS: Asset Management Strategy, permite crear reglas para el manejo del comportamiento de los pozos, yacimientos, nodos y otras entidades en un modelo integrado del campo durante la simulación.

3. Delumping: Proceso utilizado para convertir un modelo de aceite negro en un modelo composicional. (SPE 96571).

4. Obey Eclipse: Algoritmo de solución que permite definir plataformas de producción por yacimiento, mediante un controlador de grupo (GCONPROD) en el modelo de simulación de yacimiento.

## Nomenclatura

1. Avocet IAM: Avocet Integrated Asset Modeler, software utilizado para integrar múltiples modelos en un sola plataforma.

## Semblanza

### Ing. Andrés Solís Franco

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde también realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en febrero de 1986, colaborando en el Laboratorio de Yacimientos, Distrito Poza Rica. En el periodo 1996-1999 se desempeñó como Jefe del Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Distrito Veracruz.

En los últimos seis años ha apoyado al Departamento de Exploración en sus proyectos en el área de Ingeniería de yacimientos para elaborar el plan de desarrollo de los campos descubiertos.

A la fecha es integrante del equipo de estudio de Campos del Terciario en el Activo Integral Veracruz.

Ha presentado trabajos para los diferentes congresos de la AIPM y en las Jornadas Técnicas.

Es socio de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, de la *Society Petroleum Engineers* y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.