

Aplicación como herramienta estratégica del Modelo Integral de la red de la RMSO elaborada con un simulador de procesos

Ing José Antonio Suriano García
Gerencia de administración del conocimiento

Información del artículo: Recibido: enero de 2012- Aceptado: septiembre de 2013

Resumen

Utilizar el Modelo Integral de la red de la RMSO como herramienta para la solución de problemas técnicos relacionados con el manejo, transporte, acondicionamiento y distribución de los fluidos de producción.

La SRMSO solicitó apoyo técnico a la Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste (GPEMSO), actualmente Gerencia de Administración del Conocimiento (GAC), la elaboración de un modelo integral de la RMSO que comprendiera desde la integración después del estrangulador de los pozos por plataforma hasta los puntos de entrega de los fluidos de producción (gas, aceite y agua), procediéndose a elaborar y a mantenerla actualizada con el empleo de un simulador de procesos; este modelo incluiría los datos de operación y caracterización de los fluidos proporcionados por el Activo de Producción Abkatun Pol-Chuc (APAPCH), Activo de Producción Litoral de Tabasco (APLT) y la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Marina Suroeste (GTDH-MSO).

Palabras clave: Modelo integral, Activo de Producción Abkatun Pol-Chuc, Activo de producción de Litoral de Tabasco, sistema de endulzamiento.

Application as a strategic tool integrated model of RMSO network developed a process simulator

Abstract

Using the Model Comprehensive RMSO network as a tool for solving technical problems related to handling, transport, packaging and distribution of production fluids.

The SRMSO requested technical support to the Project Management Southwest Marine Exploitation (GPEMSO), currently Managing Knowledge Management (GAC), the development of a comprehensive model to understand from RMSO after choke integration of wells per platform to the delivery points of production fluids (gas, oil and water), proceeding to develop and keep it current with the use of a process simulator, this model include the operation data and fluid characterization provided by Active Production Abkatun Pol-Chuc (APAPCH) Production Assets Litoral de Tabasco (APLT) and Transport and Distribution Management Southwest Marine Hydrocarbon (HRWG-MSO).

Keywords: Model Comprehensive, Active Production Abkatun Pol-Chuc, Production Assets of Tabasco, sweetening system.

Desarrollo

La elaboración del Modelo Integral de la RMSO se inició en el año 2008, partiendo de las instalaciones superficiales de producción principales en APAPCH y APLT (Abk – D permanente, Abk – A permanente aceite, Abk - permanente

gas, Abk – A temporal/compresión, Pol - A temporal/compresión); posteriormente se anexaron los ductos que enlazan a cada una de las plataformas, instalaciones superficiales de producción, la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), así como sus puntos de envío y/o entrega de aceite y gas, **Figuras 1 y 2.**

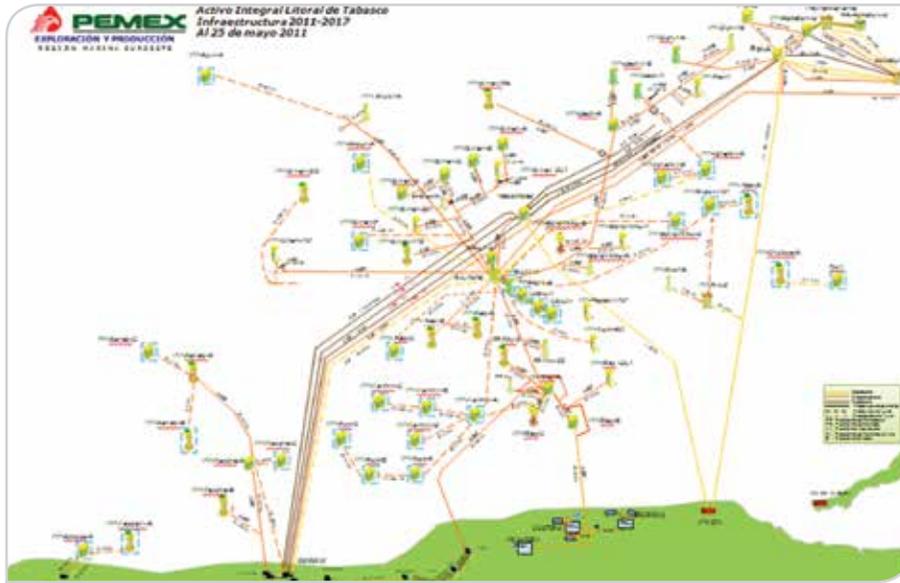


Figura 1. Activo de Producción Litoral de Tabasco, (AIPLT).

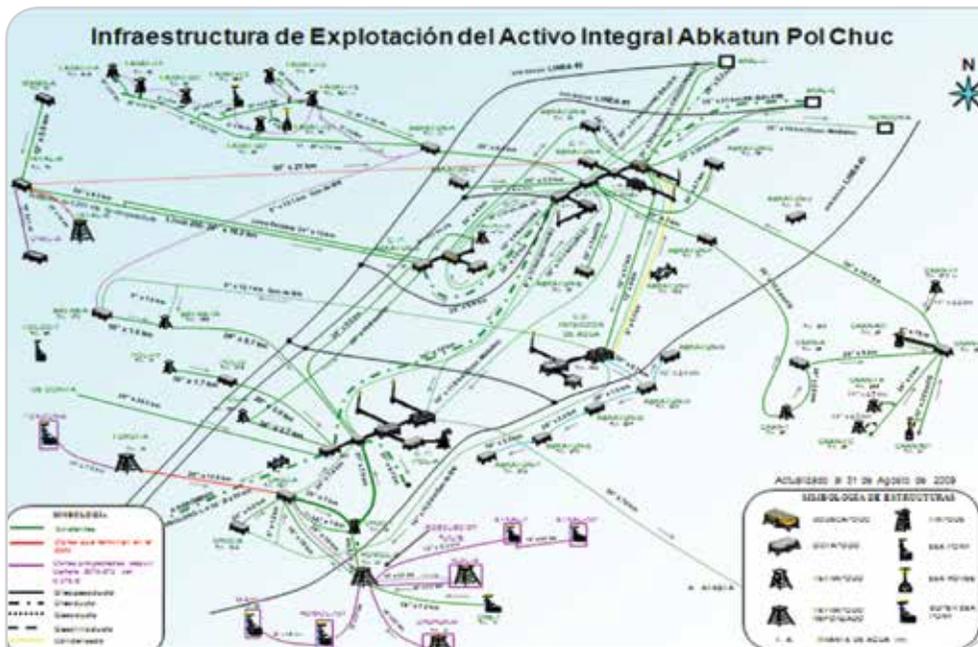


Figura 2. Activo de Producción Abkatun - Pol - Chuc, (APAPCH).

Una vez validado el modelo integral con datos operativos (presión, temperatura y gastos), así como de las propiedades termodinámicas (peso molecular (PM) del gas, PM aceite,

densidad del aceite, viscosidad del aceite, etc.), en cada uno de los puntos principales y/o estratégicos con apoyo del personal de ambos Activos, **Figura 3**.

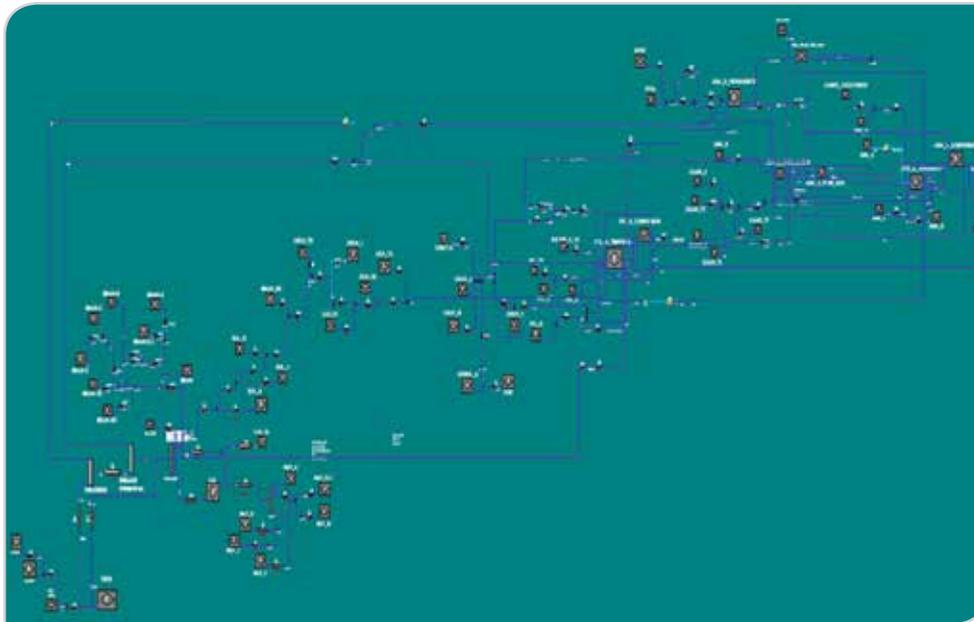


Figura 3. Modelo Integral de la RMSO.

El modelo integral puede ser utilizado como una herramienta poderosa y estratégica para la solución de problemas técnicos, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- Prevención de resultados por movimientos operativos
- Prevención de resultados por libranzas de ductos y/o instalaciones
- Optimización del manejo, transporte, acondicionamiento y distribución de la producción
- Cambios en las filosofías de operación
- Identificación y propuestas de solución en cuellos de botella
- Conocimiento del composicional resultante de mezclas de corrientes
- Cálculo de capacidades de transporte y proceso de ductos e instalaciones
- Análisis de calidad de mezclado de hidrocarburos

Resultados

A continuación, se mencionan algunos trabajos técnicos que se realizaron con el Modelo Integral de la RMSO con apoyo del simulador de procesos.

Plan de manejo de gas de la RMSO 2010 – 2015

En la actualidad, la quema y emisión de gases a la atmósfera en las instalaciones superficiales de producción es un tema fundamental para el cumplimiento normativo técnico, ambiental y de seguridad en la Región Marina Suroeste (RMSO), en base a esta problemática, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó a los Activos de la RMSO mejorar el aprovechamiento del gas de sus instalaciones superficiales de gas, por ello se llevó a cabo un estudio técnico con la participación de AIAPCH, AILT, SDC, GTDH MSO, IMP y GPMSO (actualmente GAC), con la finalidad de mejorar el aprovechamiento de gas y por lo tanto, responder con oportunidad al compromiso establecido por la CNH en materia de reducción y eliminación a corto, mediano y largo plazo la quema y venteo del gas en la RMSO, **Figura 4**.

Manejo de la producción de aceite de la RMSO

Se realizó un análisis técnico con el modelo integral de la RMSO elaborado con apoyo del software de procesos Hysys, principalmente de las instalaciones de Abk – D, permanente, Abk – A permanente aceite, Pol – A temporal/compresión, así como, los puntos de entrega que son la RMNE y la TMDB por línea tres (L-3), con la finalidad de determinar los gastos de gas, aceite y agua de cada uno de los Activos de Producción con base en las calidades de cada uno de los fluidos de producción como son principalmente los °API del aceite, la viscosidad del aceite, peso molecular de gas y aceite, así como de las condiciones de operación de cada una de las instalaciones principales de la RMSO, como son: presión, temperatura, gastos de gas, aceite y agua, a diferentes fechas del mes de junio, julio y agosto del 2011 y así determinar los gastos que se envían a la RMNE y por L-3

hacia la TMDB por parte de ambos Activos, por lo que los valores obtenidos se compararon con la información de los equipos de medición de cada instalación; se puede observar que el simulador de procesos es una buena herramienta para determinar las cantidades y calidades de los fluidos que se envían a los puntos de venta y/o entrega, siendo estos la RMNE y la TMDB, así como, para llevar a cabo los balances de producción de los fluidos de producción de cada uno de los Activos.

Uno de los escenarios que se realizaron fue el análisis de hacia dónde se envía toda la producción de Abkatun y parte del Litoral hacia la RMNE, obteniéndose una producción total con deshidratado y semiestabilizado de 219,700 bpd de aceite, con una calidad de 35.6 °API con una diferencia de 1°API respecto a lo medido y el resto es enviado a la TMDB con la producción de Pol – A por L-3 con una diferencia de calidades de 3°API, **Figura 5**.

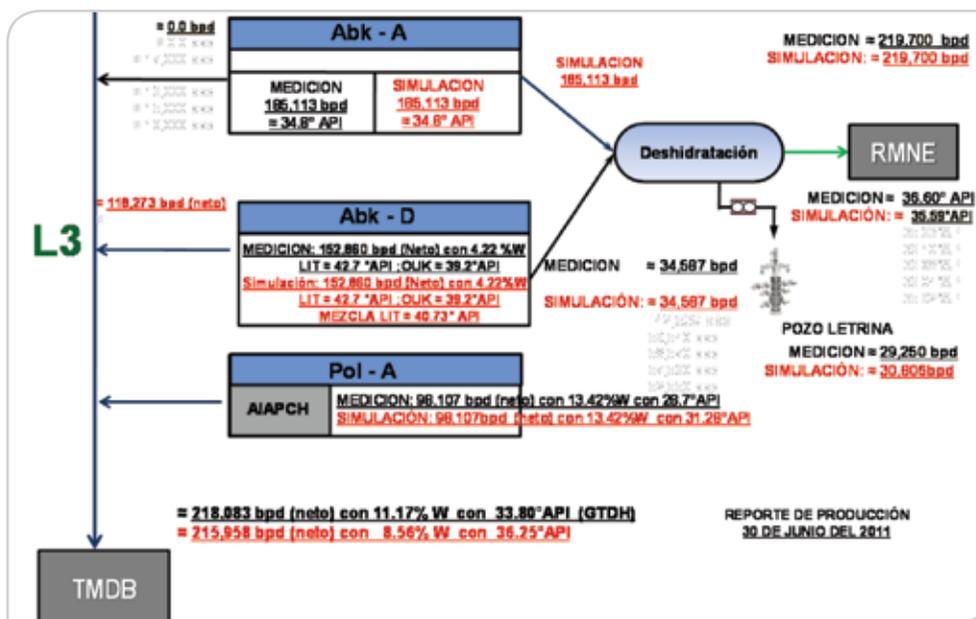


Figura 5. Envío de crudo ligero deshidratado de Abk - A permanente hacia la RMNE.

El balance de producción siguiente incluye la cantidad y calidad de aceite que se envía a la RMNE de 36.6 °API; se determinaron los gastos de cada Activo y el resto de las

producciones hacia la TMDB, donde hubo °1 API y 3,000 bpd de aceite de diferencia por L-3, **Figura 6**.

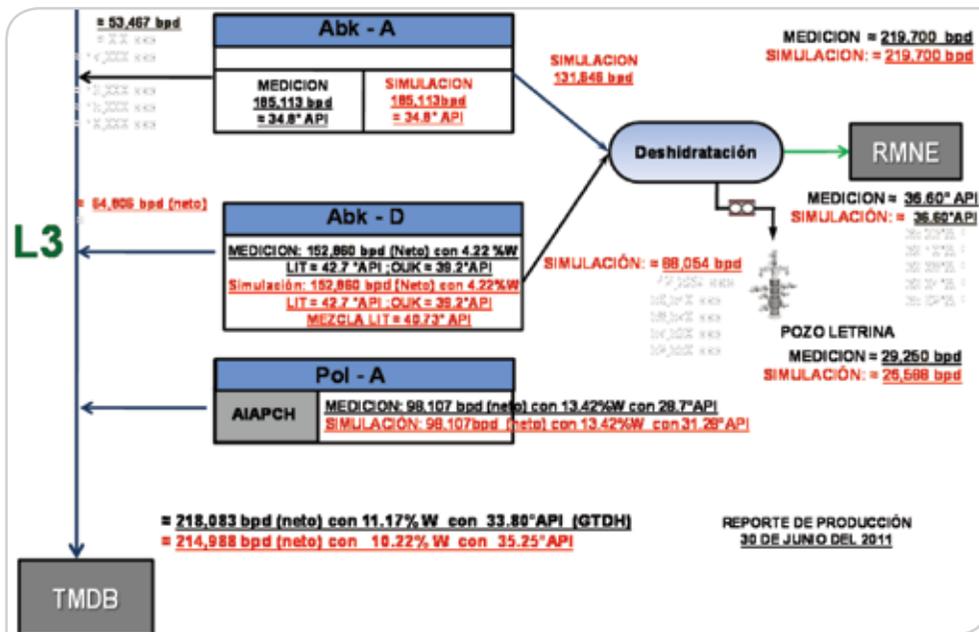


Figura 6. Envío de crudo ligero deshidratado de Abk - A y D permanente hacia la RMNE y L-3.

Además, la mejoría que se obtiene al utilizar un modelo integral es que no solamente se proporciona el balance de aceite y agua, sino que también se proporciona el balance integral de gas de la RMSO, **Figura 7**, lo cual provee al modelo de simulación de los gastos de tres de las cuatro

instalaciones de compresión y por ende, se resuelve la incógnita de una instalación de compresión; de esta manera se realiza un análisis comparativo con lo reportado por cada Activo de Producción.

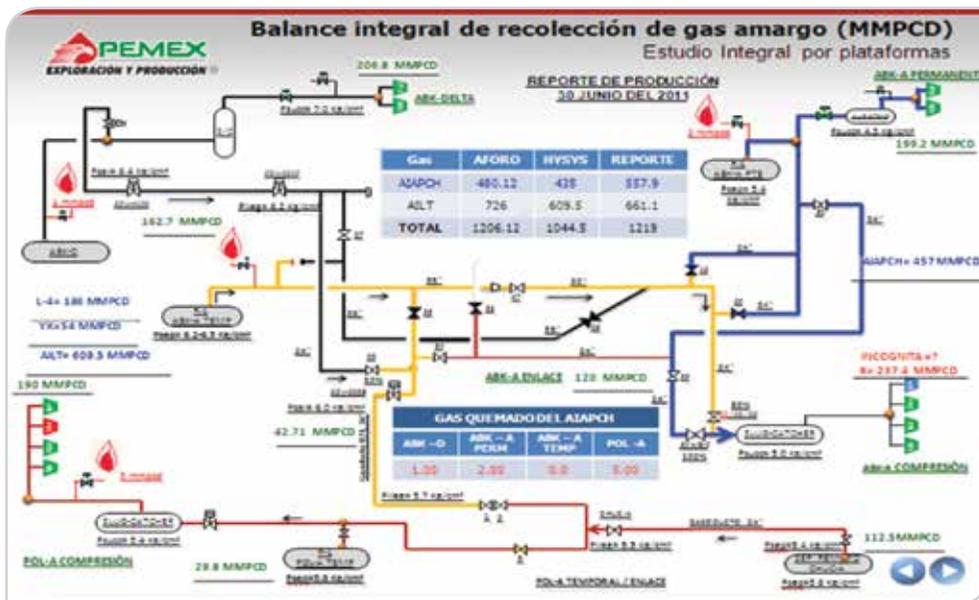


Figura 7. Balance integral de gas de la RMSO.

Estudio técnico de mejoras de las condiciones del sistema de endulzamiento de Pol - A y Abk - A compresión

Derivado de una de las anomalías que presenta el APAPCH respecto al gas ácido que las plantas endulzadoras en Pol – A y Abk – A compresión emiten a la atmósfera (H₂S y CO₂), no se conocen la calidad y cantidad de dichos contaminantes a las condiciones de operación de las plantas antes mencionadas, que se procesan actualmente en el Activo.

Por consiguiente, la Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste, (GPMSO), actualmente GAC se dio a la tarea de realizar un estudio técnico con la finalidad de modelar y representar las plantas endulzadoras de Pol – A y Abk – A compresión con sus respectivas condiciones de operación actuales y así determinar la calidad y cantidad de dichos gases contaminantes (H₂S y CO₂ principalmente), que se envían al área de quemadores.

En este estudio se presenta el análisis y los resultados obtenidos de los escenarios realizados a solicitud del

APAPCH a esta Gerencia, en función de las condiciones actuales de operación de las endulzadoras, principalmente de los módulos de endulzamiento, los cuales tienen un volumen de gas de diseño de 10 MMPCSD, ubicados en las plataformas Pol – A y Abk –A compresión, apoyándose en el modelo integral de la RMSO realizado en el simulador de procesos Hysys, **Figura 8 y Tabla 2.**

Cabe mencionar que dentro de dicho análisis se incluyeron distintos escenarios, como son: caso base (escenario actual), variando la temperatura de entrada del gas amargo y la Dietanolamina (DEA) a la torre absorbidora e ir variando la temperatura de reflujo del gas ácido para cuantificar su volumen realizando escenarios a diferentes volúmenes de gas amargo a endulzar (3, 5, 10, 20 y 30 MMPCSD), así como el mezclado de los gases ácidos generados con diferentes volúmenes de gas húmedo amargo con la finalidad de determinar el incremento en la cantidad de los contaminantes en el gas amargo, en los diferentes puntos del proceso de etapas de separación y compresión del gas, y así evitar la quema y emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

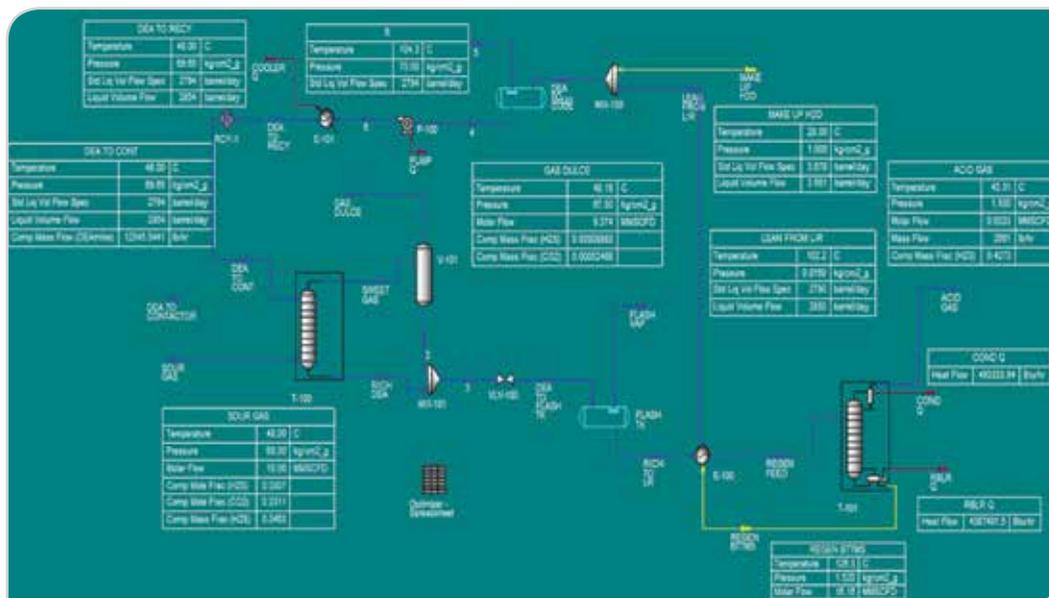


Figura 8. Proceso de endulzamiento con DEA de Pol - A compresión.

Los resultados obtenidos fueron las cargas de los gases ácidos con la amina pobre y amina rica, así como las ppm del

H₂S de los gases ácidos que se obtienen, que son enviados al área de quemadores.

Tabla 2. Resultados planta de endulzamiento con DEA para 10 MMPCSD en Pol - A.

Current Cell			
B10		Variable:	Exportable <input type="checkbox"/>
		Angles in:	
	A	B	C
1	RICH DEA	119.3259 lbmole/hr	RICH H2S LOADING
2	RICH H2S	39.7819 lbmole/hr	RICH CO2 LOADING
3	RICH CO2	37.7758 lbmole/hr	
4	LEAN DEA	119.3261 lbmole/hr	LEAN H2S LOADING
5	LEAN H2S	6.0798 lbmole/hr	LEAN CO2 LOADING
6	LEAN CO2	3.9120 lbmole/hr	
7			FRACC VOL CO2
8			
9			FRACC MASA H2S

Cálculo de volumen de condensados del APAPCH

La COPIE del área de gas del APAPCH solicitó apoyo técnico a la (GAC), para dar seguimiento y cumplimiento a la Iniciativa Estratégica en “Validar el volumen de condensados producidos por el Activo y sea reportado por la Subdirección de Distribución y Comercialización (SDC)”. Por tal motivo, para determinar el volumen de condensados asignado al APAPCH, personal del área de Diseño de Instalaciones de la GAC, haciendo uso de la Red Integral de Manejo,

Acondicionamiento, Transporte y Distribución de los Fluidos de Producción de la RMSO elaborada con el Simulador de procesos Hysys, procedió a actualizar sus aforos (octubre 2011), e ingresar los análisis cromatográficos de gas hasta C10+ pesados más recientes (septiembre 2011) y caracterizaciones de aceite crudo (Assay) proporcionados por los Activos, con la finalidad de llevar a cabo diferentes escenarios y así determinar el volumen de condensados que se generan en los sistemas de compresión y transporte por el gasoducto de 36”Φ x 71.150 km de Pol – A Compresión al CPG Atasta, **Figura 9 y Tabla 3.**

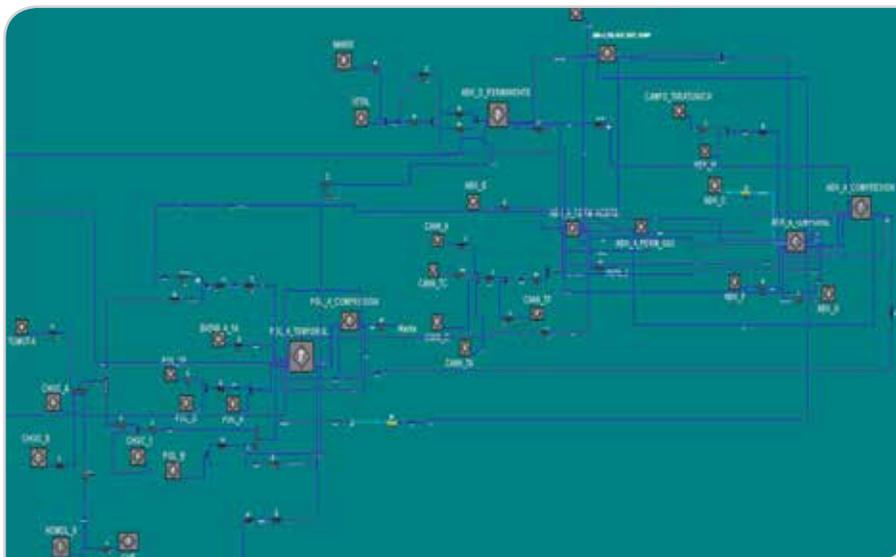


Figura 9. Modelo Integral del Activo de Producción Abkatun Pol - Chuc (APAPCH).

Por consiguiente, el escenario base, (situación actual), consistió en que los líquidos recuperados de los módulos de Abk – A permanente gas, se integran a la corriente

del gasoducto que se envían al CPG Atasta y los líquidos recuperados de los módulos de Abk – A compresión, así como de Pol – A compresión, al aceite crudo.

Tabla 3. Determinación de condensados (situación actual) del APAPCH.

	Abk - A Pte Gas		Abk - A Compresión				Pol - A Compresión				Gas a Atasta APAPCH	Gas a Atasta AILT	Gas de la RMSO en Atasta
Dq (MMPCD)	87.95	87.95	99.67	92.0	95.84	95.84	---	66.93	66.99	66.93	337.0	415.0	752.0
Presión (kg/cm ²)	7.73	7.73	5.27	5.27	5.27	5.27	---	4.92	4.92	4.92	66.79	66.79	62.23
Temperatura (°C)	32.10	32.10	37.21	37.21	37.21	37.21	---	40.70	40.70	40.70	41.60	41.60	30.49
Dcond (bpd)											* Ver Nota 2	* Ver Nota 2	13990
Dagua (bpd)													115.0
Módulo de Compresión	5	6	1	2	3	4	1	2	3	4			
Separador 1 etapa													
Dq (MMPCD)	85.44	85.44	99.67	92.0	95.84	95.84	---	66.93	66.99	66.93			
Presión (kg/cm ²)	7.73	7.73	4.8	4.8	4.8	4.8		4.27	4.27	4.42			
Temperatura (°C)	32.10	32.10	37.0	37.0	37.0	37.0		40.57	40.27	40.37			
Dcond (bpd)	2129	2129	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0			
Dagua (bpd)	0.226	0.226	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0			
Separador 2 etapa	V-103	V-104											
Dq (MMPCD)	84.81	84.68	98.79	91.19	94.99	94.99	---	66.51	66.57	66.51			
Presión (kg/cm ²)	20.0	19.74	18.95	18.98	18.98	18.98		18.60	18.0	18.38			
Temperatura (°C)	51.0	50.0	34.74	34.74	34.74	34.74		50.13	49.37	49.74			
Dcond (bpd)	483	586	136.3	126.0	131.0	131.0		0.0	0.0	0.0			
Dagua (bpd)	0.0	0.0	96.38	89.0	93.0	93.0		56.0	67.0	56.0			
Separador 3 etapa							R						
Dq (MMPCD)	66.62	66.63	96.3	90.74	94.52	94.52	---	65.15	65.21	65.15			
Presión (kg/cm ²)	66.70	66.70	65.31	65.31	65.31	65.31		66.79	66.79	66.79			
Temperatura (°C)	48.63	48.63	41.70	41.70	41.70	41.70		42.0	42.0	42.0			
Dcond (bpd)	11260	11040	247	228	237.2	237.2		686.0	687.0	686.0			
Dagua (bpd)	40.34	40.33	19.0	17.11	18.0	18.0		47.0	47.0	47.0			
Total líquidos	13,912.57	13,795.55	498.68	460.11	479.2	479.2		789.0	791.0	789.0			

AFORO DEL 18 DE OCTUBRE DE 2011

NOTAS:

- Esta simulación está basada en análisis cromatográficos de gas hasta C10+ pesados y la Caracterización de aceite (Assay) proporcionados por ambos Activos.
- No es posible cuantificar el volumen de condensados obtenidos por Activo debido a que ambos se transportan por el mismo gasoducto y si se segregan las corrientes para determinar sus condensados ya no es representativo porque sus velocidades disminuyen y por ende, los volúmenes de condensados aumentan.

F/O Fuera de operación
M Mantenimiento

El escenario uno, **Tabla 4**, consistió en integrar los líquidos recuperados de los módulos de Abk- A permanente gas y el módulo uno de Pol – A compresión, a la corriente del gasoducto que se envían al CPG Atasta, y los líquidos de los módulos de Abk – A compresión, así como el módulo dos de Pol – A compresión, se envían al aceite crudo.

Y en el tercer escenario, **Tabla 4**, se simuló que todos los líquidos recuperados de los ocho módulos de compresión del APAPCH, se integrarán a la corriente del aceite crudo.

El segundo escenario se basó en que todos los líquidos recuperados de los ocho módulos de compresión del APAPCH, se integraron a la corriente del gasoducto que fluye hacia CPG Atasta.

Finalmente, en cada uno de los escenarios antes mencionados se determinó la cantidad de condensados generados en el transporte del gasoducto de 36”Φ x 71.150 km de Pol – A compresión, al CPG Atasta.

Tabla 4. Determinación de los volúmenes de condensados generados en el sistema de transporte desde Pol - A compresión hasta CPG Atasta.

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	GASTO MMPCSD	P kg/cm ²	T °C	PATRÓN DE FLUJO	VELOCIDAD ft/s	CONDENSADOS bpd	Q agua bpd
Situación Actual	Los líquidos recuperados de los módulos 5 y 6 de Abk - A Permanente Gas se integran a la corriente del gasoducto que se envían al CPG Atasta y los líquidos de los módulos 1,2,3,4 de Abk - A Compresión, así como, los módulos 1 y 2 de Pol - A Compresión se envían al aceite crudo.	752.0	64.32	42.19	Estratificado	17.84	13,990	115
			52.23	30.49	Estratificado	21.22		
1	Los líquidos recuperados de los módulos 5 y 6 de Abk - A Permanente y el módulo 1 de Pol - A Compresión se integran a la corriente del gasoducto que se envía al CPG Atasta y los líquidos de los módulos 1,2,3,4 de Abk - A Compresión, así como, el módulo 2 de Pol - A Compresión se envían al aceite crudo.	760.5	64.32	42.58	Estratificado	18.04	14,130	255
			51.87	30.67	Estratificado	21.61		
2	Todos los líquidos recuperados de los 8 módulos de Compresión del AIAPCH se integran a la corriente del gasoducto que se envía al CPG Atasta.	762.7	64.32	42.61	Estratificado	18.04	14,080	545
			51.80	30.68	Estratificado	21.65		
3	Todos los líquidos recuperados de los 8 módulos de Compresión del AIAPCH se integran a la corriente del aceite crudo.	736.1	64.49	39.81	Vapor	17.84	26.60	53
			53.46	26.85	Estratificado	20.60		

Una de las conclusiones y recomendaciones de este estudio fue que se realizarán nuevos análisis cromatográficos de gas hasta C10+pesados, de los puntos principales de las instalaciones superficiales de producción del APAPCH y APLT (septiembre 2011), obteniéndose una mayor cantidad de condensados en el sistema.

La instalación de compresión en la plataforma Abk - A permanente gas, fue donde se obtuvo la mayor cantidad de condensados en comparación de Abk - A compresión y Pol - A compresión del APAPCH, pero es importante que se lleven a cabo varios análisis en la succión de compresión de módulos con la finalidad de ratificar los gastos de condensados formados.

El volumen de condensados determinados para un gasto de 752 MMPCSD de gas, enviado a través del gasoducto de

36"Φ x 71.150 km de Pol - A compresión al CPG Atasta por ambos Activos fue de 13,990 bpd.

Manejo de la producción del corredor Xanab-Yaxche/ Puerto Ceiba/ TMDB.

Este estudio consistió en analizar el comportamiento termodinámico de los fluidos de producción de las corrientes de Xanab - Yaxche / Puerto Ceiba / TMDB, con base en sus análisis composicionales tipo PVT representativos, análisis cromatográficos de gas y caracterización del aceite crudo de cada uno de los campos antes mencionados. Uno de los escenarios fue determinar el comportamiento termodinámico sólo de los campos del APLT (Xanab-Yaxche) hasta su separación y estabilización en la TMDB, **Figura 10.**

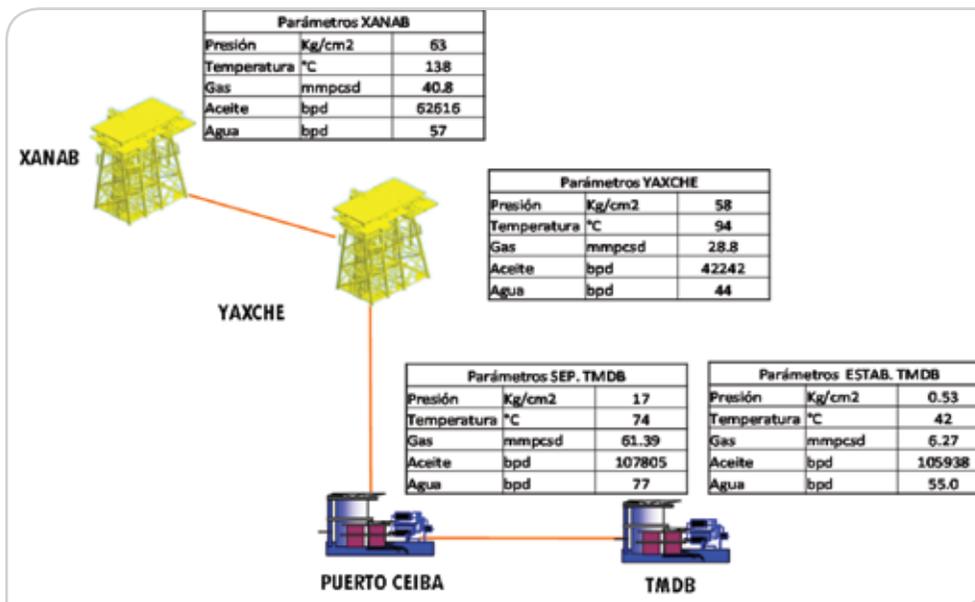


Figura 10. Manejo y transporte de los campos Xanab - Yaxche del APLT hasta la TMDB.

El siguiente escenario fue realizarlo con los campos Xanab – Yaxche del APLT e incluyendo el Campo Puerto Ceiba del APBJ hasta su separación y estabilización en la TMDB, **Figura 11**.

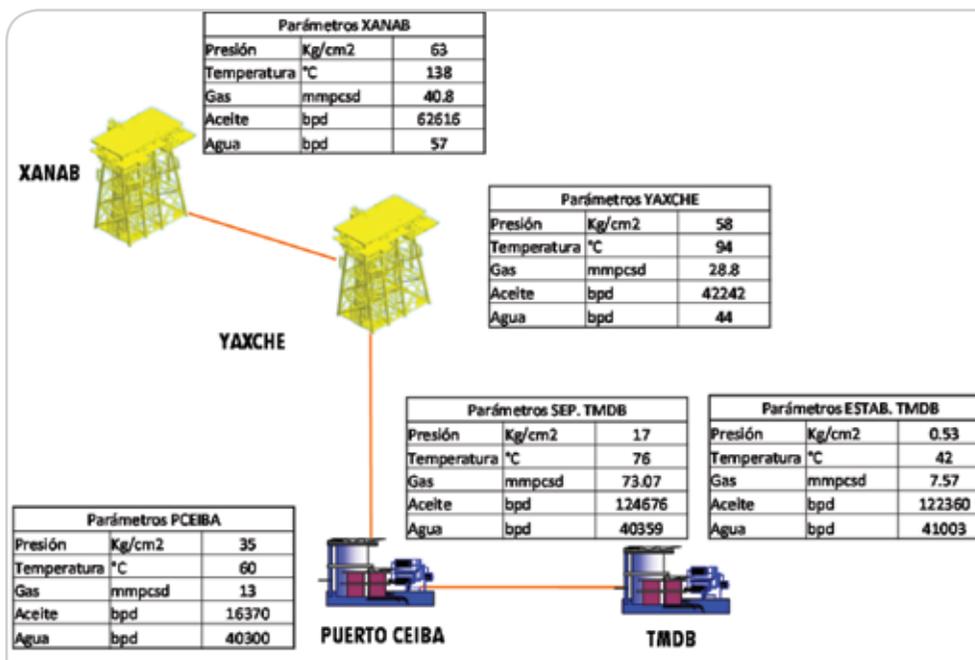


Figura 11. Manejo y transporte de los campos Xanab - Yaxche del APLT / Puerto Ceiba del AIBJ hasta la TMDB.

Los resultados obtenidos de los análisis composicionales tipo PVT contra los análisis cromatográficos de gas y las caracterizaciones de aceite crudo en cada uno de los corredores muestran comportamientos totalmente diferentes, debido a que con los análisis PVT se generan más gas que líquidos y en el caso de análisis cromatográficos de gas y caracterización de aceite crudo se generan más líquidos que gas en el manejo, transporte y separación en la TMDB. Por lo tanto, de acuerdo a los resultados con diferentes fechas de análisis de cada pozo y/o campo, los análisis cromatográficos de gas y la caracterización de aceite crudo son los más confiables dado que se validaron sus principales propiedades termodinámicas con son: PM del gas y aceite, densidad del aceite, viscosidad del aceite, factor de compresibilidad del gas, presión de burbuja, etc.

Conclusiones y recomendaciones

El modelo Integral de la RMSO elaborado en el simulador de procesos deberá actualizarse en análisis composicionales y condiciones de operación cada tres meses al inicio de su elaboración y posteriormente cada seis meses o en su caso, cuando exista algún cambio drástico en el sistema.

El modelo integral puede ser utilizado como una herramienta poderosa y estratégica para la solución de problemas técnicos relacionados con el manejo, transporte, acondicionamiento y distribución de los fluidos de producción de la RMSO.

El estudio técnico del plan integral de manejo de gas de la RMSO para el período 2010 - 2015, permitirá contar con más elementos y/o herramientas para mejorar el aprovechamiento de gas de la RMSO.

Con un modelo integral se pueden determinar los gastos de gas, aceite y agua de cada uno de los Activos de Producción en base a sus calidades y cantidades de cada uno de los fluidos de producción y así minimizar las diferencias de sus balances de producción.

Es importante realizar análisis cromatográficos de gas hasta C14+ pesados, así como las caracterizaciones de aceite crudo, si son composicionales se recomienda llevarlo a cabo hasta C30+ pesados.

En el modelo del sistema de endulzamiento, se determinaron las cantidades y calidades de los contaminantes en el gas amargo en los diferentes puntos del proceso de etapas de separación del gas, así como al envío al área de quemadores

y por ende, minimizar y/o eliminar la emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

En la planta de endulzamiento de gas, el absorbente a usar se debe seleccionar en base al análisis composicional del gas, a las condiciones de operación y a los criterios de elaboración/fabricación.

En la determinación de los condensados, la instalación de compresión en la plataforma Abk – A permanente gas, fue donde se obtuvieron la mayor cantidad de condensados en comparación con Abk – A compresión y Pol – A compresión del APAPCH en base a análisis composicionales de gas hasta C10+ pesados.

El gasto de condensados determinados para un flujo de 752 MMPCSD de gas de la RMSO enviado por el gasoducto de 36" Φ x 71.150 km de Pol – A compresión al CPG Atasta para ambos Activos fue de 13,990 bpd.

Nomenclatura

AIAPCH =	Activo Integral Abkatun–Pol–Chuc
AILT =	Activo Integral Litoral de Tabasco
APAPCH =	Activo de Producción Abkatun–Pol–Chuc
APBJ =	Activo de Producción Bellota Jujo
APLT =	Activo de Producción Litoral de Tabasco
ABK - A =	Abkatun– Alfa
ABK-D =	Abkatun–Delta
API =	American Petroleum Institute
BPD =	Barriles por día
CLM =	Crudo Ligero Marino
CNH =	Comisión Nacional de Hidrocarburos
COPIE =	Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación
CO ₂ =	Bióxido de Carbono

CPG =	Centro Procesador de Gas	Ql =	Gasto de líquido (BPD)
DEA =	Dietanolamina	Qo =	Gasto de aceite (BPD)
GAC =	Gerencia de Administración del Conocimiento	Qagua =	Gasto de agua (BPD)
GPEMSO =	Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Suroeste	RMNE =	Región Marina Noreste
GOR =	Gas Oil Rate (Relación Gas–Aceite)	RMSO =	Región Marina Suroeste
GTDH=	Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos	SDC =	Subdirección de Distribución y Comercialización
H ₂ S =	Ácido Sulfhídrico	SRMSO =	Subdirección de la Región Marina Suroeste
IMP =	Instituto Mexicano del Petróleo	SGRT =	Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos
Km =	Kilómetros	STE =	Subdirección Técnica de Explotación.
L-3 =	Línea tres	T =	Temperatura, (°C)
m =	Metros	TMDB =	Terminal Marítima Dos Bocas
MMPCD =	Millones de pies cúbicos por día	Ts =	Temperatura estándar (60°F)
MMPCSD =	Millones de pies cúbicos estándar por día	°API =	Grados API
MSO =	Marina Suroeste	% w =	Por ciento de agua
P =	Presión, (Kg/cm ² man)		
PEMEX =	Petróleos Mexicanos		
PM =	Peso Molecular, (gr/mol)		
Pol – A =	Pol – Alfa		
ppm =	Partes por millón		
PVT =	Presión – Volumen – Temperatura		
Q =	Gasto		
Qg =	Gasto de gas (MMPCSD)		

Referencias

- API RP 14E, Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, fifth edition, 1991. Washington, DC: API.
- Arnold, K. y Stewart, M. 1986. Surface Production Operations: *Design of Oil Handling Systems and Facilities*, Vol. 1 Houston Texas: Gulf Publishing Company.
- Arnold, K. y Stewart, M. 1999. *Surface Production Operations: Design of Gas Handling Systems and Facilities*, Vol. 2, second edition, Houston Texas: Butterworth-Heinemann.
- Campbell, J.M. 1984.a. *Gas Conditioning and Processing: The Basic Principles*, Vol. 1, sixth edition. Norman, Oklahoma: Campbell Petroleum Series.

Campbell, J.M. 1984.b. Gas Conditioning and Processing: The Equipment Modules, Vol. 2, sixth edition. Norman, Oklahoma: Campbell Petroleum Series.

Engineering Data Book, revised tenth edition. 1994. Tulsa, Oklahoma: Gas Processors Suppliers Association.

Henderson, J.K. 1996. Test Method for "Actual" True Vapor Pressure of Crude Oils. *SPE Advanced Technology Series* 4 (2): 23-32. SPE-29740-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/29740-PA>.

Manning, F.M. y Thompson, R.E. 1995. *Oilfield Processing of Petroleum*, Vol. 2. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Co.

Nelson, W.L. 1958. *Petroleum Refinery Engineering*, fourth edition. New York: McGraw-Hill Book Company.

NOM 137 SEMARNAT 2003, Contaminación Atmosférica: Plantas Desulfuradoras de Gas y Condensados Amargos, Control de Emisiones de Compuestos de Azufre. *Diario Oficial de la Federación*, segunda sección 596 (21): 1-8. http://www.dof.gob.mx/nota_to_imagen_fs.php?cod_diario=28279&pagina=1&seccion=2

Rosen, W. 1982. *Stabilizing Crude Oil and Condensate*. Houston. Texas: Petroleum Learning Programs.

Simulador de Procesos Hysys, versión 2.4.1. 2001. Hyprotech Ltd.

Semblanza

Ing. José Antonio Suriano García

Ingeniero Químico egresado de la Universidad Veracruzana. Cursó la Maestría en Ingeniería Energética en el Instituto Tecnológico de Minatitlán.

Ha trabajado en Petroquímica Pennwalt S.A. de C.V., como practicante de Ingeniero de Producción, posteriormente en la misma planta como Ingeniero de Procesos y de diseño.

En 1999 ingresó a trabajar como soporte técnico en la Gerencia de Sistemas de Producción de la STDP PEMEX-PEP, en la actualidad SGRT-GAC-PEP, en el área de Simulación de Procesos de redes superficiales y pozos, por parte de las compañías Comimsa, el Instituto Mexicano del Petróleo, COMESA y actualmente trabaja para la empresa UNACAR.

Ha realizado trabajos en proyectos de servicios técnicos en sistemas de producción, acondicionamiento, manejo, transporte y entrega de hidrocarburos.