

Administración de la explotación de un yacimiento de carbonatos naturalmente fracturado. Caso del Campo Costero

MI. Alfonso Carlos Rosales Rivera, PEP

MI. Carlos Fernando Tapia García, PEP

Información del artículo: Recibido enero de 2012-aceptado mayo de 2013

Resumen

Se documenta el análisis de ingeniería en la explotación de yacimientos (carbonatados), naturalmente fracturados, realizado en el Campo Costero, productor de gas y condensado.

A través de la integración de las disciplinas de geociencias e ingeniería involucradas, y la aplicación de metodologías de evaluación de riesgo e incertidumbre, se define el escenario óptimo de explotación del campo.

El escenario definido representa el de mayor generación de valor, asegurando la recuperación final al minimizar los riesgos, obteniendo la mayor rentabilidad de las inversiones. En el que, mediante la conformación de un equipo multidisciplinario, integración y análisis de datos del yacimiento, así como el manejo de gastos óptimos de explotación de pozos, se determinó una plataforma de producción que permite administrar la energía del yacimiento, garantizando la flexibilidad operativa necesaria para dar cumplimiento a los programas de adquisición de información, cumpliendo con los programas de producción comprometidos, acciones que conllevan a la maximización del factor de recuperación y la optimización de la infraestructura de explotación.

Palabras clave: Sinergia funcional del equipo, Criterio de experto, Mejores prácticas de ingeniería, Plataforma de producción, Administrar la energía del yacimiento, Maximizar el factor de recuperación.

Reservoir management of a naturally fractured carbonate reservoir. The Costero Field Case

Abstract

A formal engineering analysis related to production of naturally fractured carbonates reservoirs was performed in the Costero Field which is a gas-condensate producer.

The best case production scenario was defined through a geoscience and engineering multidisciplinary approach, based on risk analysis and uncertainty reduction.

The proposed exploitation alternative, which represents the greater NPV case, warrants the highest recovery factor and minimum risk with the most profit to investments.

Integrated teamwork, surface and reservoir data analysis along with well rates optimization were key factors to define a production plateau, hence reservoir energy management. Production of the field at a fixed rate, delivers flexibility in operations allowing accomplishment of information acquirement and production programs, leading to maximize cumulative production and surface facilities optimization.

Key words: Team functional synergy, Expert’s criteria, Engineering best practices, Production plateau, Reservoir energy management, Maximize recovery factor.

Introducción

Se presenta el caso de la explotación del Campo Costero, en el cual, a través de la aplicación de la Administración Integral de Yacimientos^{1, 2, 3}, se ha logrado maximizar la producción de hidrocarburos mediante estrategias de explotación enfocadas a generar valor económico.

El Campo Costero es productor de gas y condensado en rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de la Formación Cretácico medio. Actualmente se cuenta con un Plan de explotación definido y desde agosto de 2009 se mantiene bajo una plataforma de producción establecida, **Figura 1**.



Figura 1. Historia de producción.

El plan de explotación referido es el producto de la aplicación de una sucesión de mejores prácticas de ingeniería y un proceso de selección utilizando la metodología VCD. La aplicación de este tipo de mejores prácticas en la administración de yacimientos, ha demostrado ser una manera eficiente de explotar los hidrocarburos, garantizando el cumplimiento de los programas de producción y la rentabilidad de las inversiones.

Generando el plan de explotación

Durante el proceso de documentación formal del proyecto Costero, se implementó la metodología VCD con el propósito de seleccionar el escenario óptimo de explotación y junto con la integración de una serie de actividades señaladas como mejores prácticas de ingeniería, que se detallan a continuación y que permiten la maximización del factor de recuperación, otorgando flexibilidad operativa; definiendo y asegurando así, el Plan de explotación del proyecto a desarrollar.

Conformación del equipo multidisciplinario

Un elemento clave en la administración integral de yacimientos es la conformación del equipo de trabajo multidisciplinario bajo la figura de un líder, responsable de consolidar las competencias mínimas necesarias para asegurar el buen desempeño del equipo del proyecto. Los miembros deben desarrollar una sinergia funcional para asegurar el plan de desarrollo y su ejecución, como objetivo común. Este equipo de trabajo deberá estar integrado básicamente por las siguientes disciplinas:

- a) **Geociencias:** geología, geofísica, sedimentología, estratigrafía y petrofísica
- b) **Ingeniería:** yacimientos, producción, infraestructura de explotación y simulación numérica de yacimientos

- c) **Evaluación económica y de riesgo de proyectos**
- d) **Construcción de infraestructura de explotación**
- e) **Perforación y terminación de pozos**
- f) **Operación de pozos e instalaciones de explotación**
- g) **Seguridad industrial y protección ambiental**

Siendo responsabilidad del líder, contar con la participación de todas las competencias requeridas, dependiendo del tipo de proyecto, ya sea de participación continua durante todo el proyecto o de participación parcial a requerimiento, **Figura 2.**

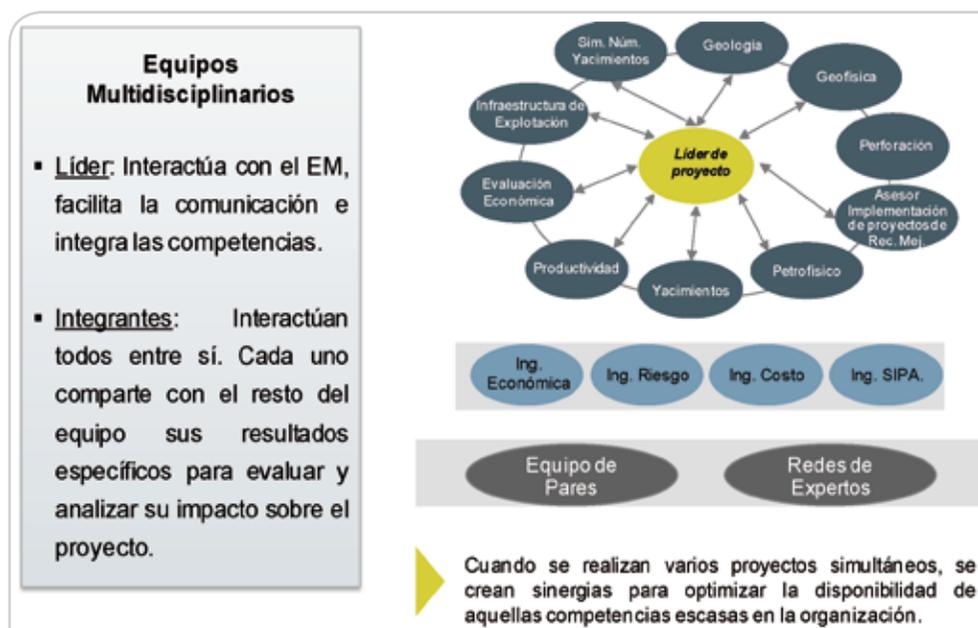


Figura 2. Conformación de equipo multidisciplinario.

Integración de datos confiables y componentes tecnológicos

Esta práctica se refiere a la revisión, validación y depuración de la base de datos disponible para un yacimiento o campo por parte de los especialistas del equipo multidisciplinario, estableciendo criterios con base en el conocimiento que se tenga de las variables que

intervienen en el análisis de las propiedades estáticas y dinámicas del yacimiento/campo.

Como ejemplo, se analiza el comportamiento de la RGA reportada de un análisis PVT, la cual puede ser diferente a la calculada por medio de los aforos de los fluidos y tendrá un valor característico, dependiendo si el fluido del yacimiento se encuentra por arriba o por debajo del punto de saturación o de rocío.

El **criterio de experto** puede establecer un rango de variabilidad entre los valores medidos a nivel de campo y en el laboratorio, que también permita validar y depurar la información que conformará la base de datos confiable. En el seguimiento al comportamiento de la RGA del Campo Costero, se estableció una variabilidad del $\pm 5\%$ respecto al valor reportado en el análisis PVT que fue de $1,458 \text{ m}^3/\text{m}^3$, debido a que actualmente está produciendo por arriba de la presión de rocío.

Desde el inicio del desarrollo del campo se deberá establecer un programa para el aseguramiento de la adquisición de información, de esta manera, a pesar de que surjan inconvenientes en la toma de información, se buscarán los mecanismos para recuperar los datos requeridos. Como mejor práctica está la de definir el pozo o los pozos que

llevarán sensor permanente de presión y programar su construcción con base en este requerimiento.

El especialista deberá verificar la información reportada, auxiliándose con otras herramientas que le permitan corroborar o ratificar el dato, como por ejemplo: el dato de producción (aceite, gas o agua) reportado, deberá corresponder con el diámetro de estrangulador con el cual fluye el pozo y compararse con un pozo vecino o alguna correlación de flujo a través de estranguladores, que dé la certeza de la integridad del dato, así mismo, deberá corresponder con el registro histórico de producción del pozo, es decir, si no ha variado el diámetro del estrangulador entonces no deberán haber cambios drásticos en el comportamiento de la producción del pozo y, en caso de que se presenten, se deberá averiguar a qué obedece y su procedencia, **Figura 3**.

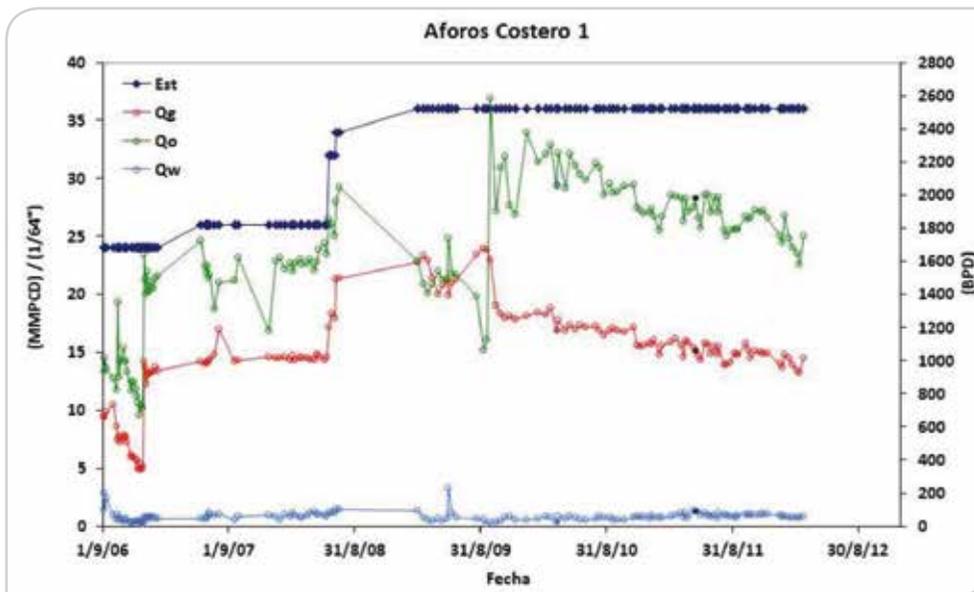


Figura 3. Aforos de aceite, gas y agua del pozo Costero 1.

Otro aspecto relevante que el especialista deberá establecer para la confiabilidad de sus datos es el empleo de la información de pozos de campos vecinos o análogos en la misma formación con similar edad geológica y composición mineralógica; ahora bien, si el campo/yacimiento se encuentra en una fase intermedia de desarrollo, entonces, para la evaluación del intervalo prospectivo se deberá emplear la información de sus pozos vecinos, por ejemplo, valores de la salinidad del agua del yacimiento al principio del desarrollo de un campo.

Este proceso de integración y generación de una base de datos confiable, tiene que llevar incorporado, de manera implícita, el conocimiento de los especialistas en relación al "estado del arte" de las diferentes disciplinas; es decir, se deberá conocer la actualización de los procesos de interpretación de aspectos básicos de geociencias, ingeniería de yacimientos y producción, y manejo de hidrocarburos mediante instalaciones de explotación.

Esta base de datos deberá estar disponible para su lectura y consulta por los demás integrantes del equipo multidisciplinario y resguardada por un especialista que es el único que la podrá modificar. Con la finalidad de evitar múltiples bases de datos, el líder deberá establecer los lineamientos bajo los cuales se integrará y asegurarse de que todos los miembros del equipo tengan conocimiento.

Análisis de ingeniería básica

Esta práctica es probablemente la que mayormente contribuye al cumplimiento de los objetivos del equipo

de trabajo, dado que la utilización de la información en metodologías primordialmente analíticas, permitirá la sensibilización del especialista, interiorizándolo con la problemática a resolver y con los resultados obtenidos de los cálculos realizados.

Esta práctica no sustituye el empleo de herramientas como la simulación numérica, por el contrario, su aplicación asegura la confiabilidad de los resultados al mejorar la calidad de los datos introducidos a los modelos.

La **Tabla 1** presenta algunos de los análisis efectuados en la definición y seguimiento al plan de explotación del Campo Costero.

Tabla 1. Relación de análisis de ingeniería básica en el Campo Costero, (no exhaustiva).

Análisis	Resultado
Caracterización de fluidos.	Tipo de fluidos producidos y riesgo asociado.
Historia de producción.	Relación entre etapas de flujo y comportamiento de fluidos.
Gráfico de Cole.	Definición de la magnitud del empuje hidráulico
Gráfico semilog de Qg vs Gp	Recuperación final esperada.
Número óptimo de pozos.	Rentabilidad a la inversión por perforación.
Envolvente de fases.	Cambio de los fluidos en el viaje a superficie, rango de operación de presión por condensación retrógrada y comportamiento a la inyección de fluidos.
Riqueza del gas.	Factor de recuperación de condensados para evaluar rentabilidad a la inversión.
Bibliografía de análogos en el mundo.	Análisis de variables con incertidumbre.
Balance de materia.	Definición de variables propias del yacimiento como volumen original, compresibilidad, fuentes de energía presentes, etc.
Mecanismos de producción presentes.	Selección de métodos de recuperación adicional.
Diseño y análisis de pruebas de presión producción e interferencia.	Definir patrones de flujo, fracturamiento, compartimentalización y parámetros petrofísicos.
Análisis y descripción de núcleos, lámina delgada, recortes, registros de hidrocarburos, convencionales y de fracturas.	Modelo de fracturamiento a diferentes escalas.
Pruebas de rutina y especiales de laboratorio en núcleos.	Verificación de los parámetros a introducir en los modelos.
Desarrollo de correlación de flujo vertical	Ajuste de modelos para análisis nodal.

De esta manera, el análisis de ingeniería básica no sólo es el soporte y fundamento del plan de explotación definido, además, es un elemento clave en la obtención del factor de recuperación comprometido.

Determinación de gasto óptimo de explotación del yacimiento

El gasto óptimo de explotación de un yacimiento, es aquel que permite maximizar la extracción de hidrocarburos sin poner en riesgo el factor de recuperación final del yacimiento y la rentabilidad de las inversiones.

En el caso de los yacimientos fracturados^{4,5,6}, se debe tener especial cuidado al definir el ritmo de explotación, ya que dependiendo de la distribución que exista entre la porosidad de matriz y de fractura, será el área de influencia del pozo.

Al inicio de la explotación, considerando que se tiene poca información para inferir la presencia de un acuífero, es conveniente establecer un ritmo de extracción conservador, de tal manera que no se vaya a inducir la producción de agua, ya que, una vez que se hace presente, difícilmente se podrá revertir su permanencia.

Para este propósito se deberá recurrir a cálculos de gasto crítico, involucrando los parámetros petrofísicos en el área de drene del pozo, así como un balance entre fuerzas gravitacionales y viscosas del fluido. Como regla de dedo y en tanto se evalúan todas las incertidumbres alrededor de los mecanismos de empuje, se puede establecer una producción anual del yacimiento, equivalente a la quinta parte de la reserva remanente.

Siempre atentos a las condiciones de explotación y con el propósito de monitorear el comportamiento de flujo fraccional de agua, una práctica recomendada es medir y muestrear los pozos al menos tres veces al mes, de modo que al conocer su comportamiento dinámico se pueda vigilar su corte de agua, así mismo, a través del laboratorio de fluidos, determinar su salinidad y deducir si el agua producida proviene de la condensación (bajas salinidades) y no de un acuífero. Para el caso del Campo Costero, se vigila que los pozos produzcan un máximo de 5 % de corte de agua, en caso de que se supere este valor, éstos deberán reducir su gasto.

Esta acción permitirá prolongar la vida del pozo, evitando la canalización prematura del agua y la consecuente invasión del intervalo productor, con lo cual no se pone en riesgo el factor de recuperación final de hidrocarburos.

En la **Figura 4** se pueden apreciar los resultados de un reporte de laboratorio de análisis de agua de todos los pozos productores, donde se indica su salinidad, notándose que no se detectó una variación significativa, concluyéndose que el agua es producto de condensación. El plan de captura de información, desde sus inicios, deberá considerar todas las variables que permitan identificar comportamientos inesperados y su rápida atención.

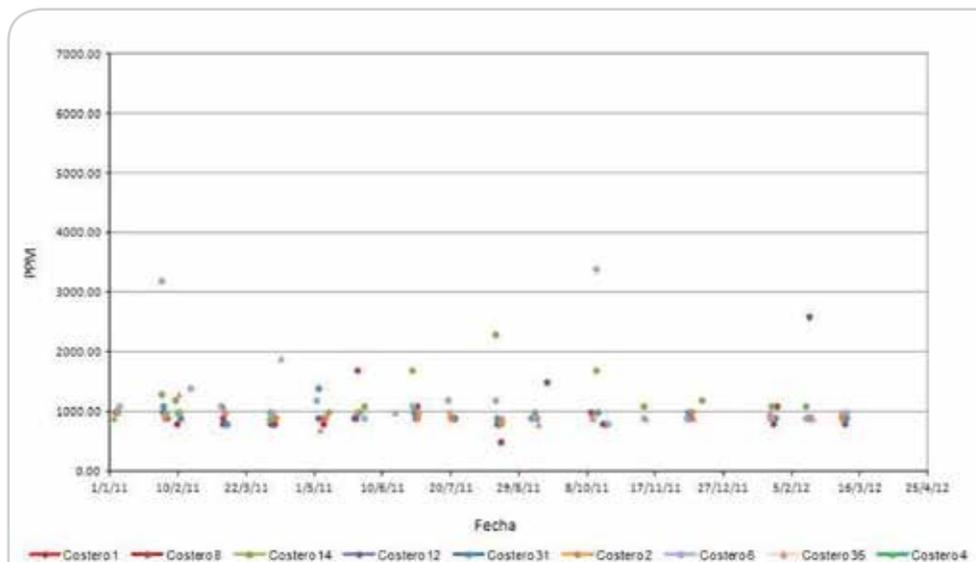


Figura 4. Salinidad del agua producida por pozos del Campo Costero.

Otro factor que se considera para determinar el gasto de explotación de un pozo en particular, es su posición estructural en el yacimiento, es decir, si está próximo del contacto agua/hidrocarburos, debe de explotarse a un menor ritmo comparado con un pozo que se encuentra en una posición más alta. Así mismo, el especialista deberá conocer, mediante una evaluación de registros, que la calidad de la cementación con que fue terminado el pozo es la más adecuada posible, ya que de lo contrario, una mala cementación de la tubería de revestimiento puede permitir la canalización del agua y terminar prematuramente con la vida productiva del pozo.

En la definición de la cuota individual por pozo y campo se deben tomar en cuenta los resultados del análisis de ingeniería básica en su conjunto. Relacionar los resultados de los diferentes cálculos efectuados, da como producto la consideración de todas y cada una de las variables que influyen en la explotación óptima del yacimiento.

Para el caso del Campo Costero, el contar con un sistema de asignación de producción para cada pozo, ha permitido llevar un control y seguimiento del comportamiento individual. Este sistema se basa en el prorrateo de la producción, honrando el valor medido de aceite y gas en el punto de entrega y prorrateando hacia los pozos en función de los aforos individuales así como de la composición del fluido producido por el yacimiento (gas y condensado). Una condición para esta práctica es que la presión del yacimiento se mantenga por arriba de la presión de rocío para asegurar una composición constante^{7, 8}.

Para yacimientos sometidos a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, como es la inyección de fluidos, el gasto óptimo de explotación está relacionado de forma casi directa con la posición y ritmos de inyección. En este caso, la frecuencia de medición de los fluidos producidos deberá ser mayor, con la finalidad de tener un mejor control y se puedan prevenir problemas, tales como la irrupción del fluido inyectado.

Esta observación se hizo evidente en el caso particular del Campo Costero, donde en el escenario de inyección del gas producido para mantenimiento de presión, los pronósticos indicaban la irrupción temprana del fluido inyectado a consecuencia de un bajo relieve estructural e intenso fracturamiento, **Figura 5**.

En la evaluación del escenario de inyección, se consideró reinyectar el 40% del gas producido durante un periodo de ocho años y evaluar la reducción en la contrapresión de 110 kg/cm² a 30 kg/cm². La irrupción del gas inyectado se confirmó en el modelo de simulación por el aumento de la concentración de C₁ (canalización), en los pozos productores cercanos a los pozos inyectoros.

Lo anterior permitió reconsiderar la alternativa, debido a que los indicadores económicos del escenario de reinyección de gas, resultaban menos atractivos que el escenario de agotamiento natural con reducción de contrapresión.

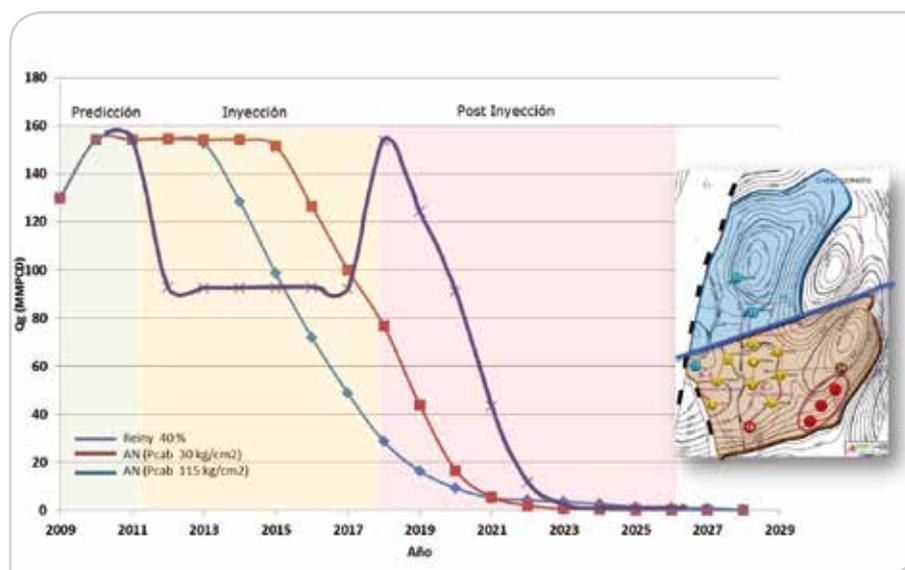


Figura 5. Evaluación escenario de inyección de gas.

Maximización del factor de recuperación de hidrocarburos

La determinación del volumen original de hidrocarburos es un parámetro clave para poder calcular apropiadamente las reservas de gas y/o aceite. Al inicio de explotación de un yacimiento, el disponer de un modelo estático preliminar es un buen punto de partida para su estimación. Sin embargo, conforme transcurre la explotación del yacimiento se hacen presentes variables de mayor complejidad como magnitud del empuje hidráulico, efectos de compresibilidad de la formación, flujo preferencial de fluidos, etc., siendo recomendable emplear modelos dinámicos (balance de materia, curvas de declinación, simulación numérica de yacimientos), que se ajusten al comportamiento mostrado por los pozos/campos productores, de tal modo de ir reduciendo las incertidumbres que afectan el volumen.

Para definir posibles factores de recuperación, que es el otro componente para la estimación correcta de la reserva, una buena práctica es recurrir al registro histórico de los obtenidos en campos/formaciones con similares características, tanto de roca productora como de fluidos, (campos análogos). Sin embargo, se deberá hacer acopio de información clave para la mejor determinación del mismo.

Realizar un estudio de Caracterización Dinámica de Yacimientos⁹ es altamente recomendable, ya que permite definir parámetros que impactan fuertemente en la determinación del factor de recuperación, tales como: porcentaje de volumen de fluidos en matriz y en fracturas, compresibilidad total del sistema roca-fluidos, tamaño de bloques, dirección preferencial de flujo, por mencionar los más importantes, **Figura 6**.

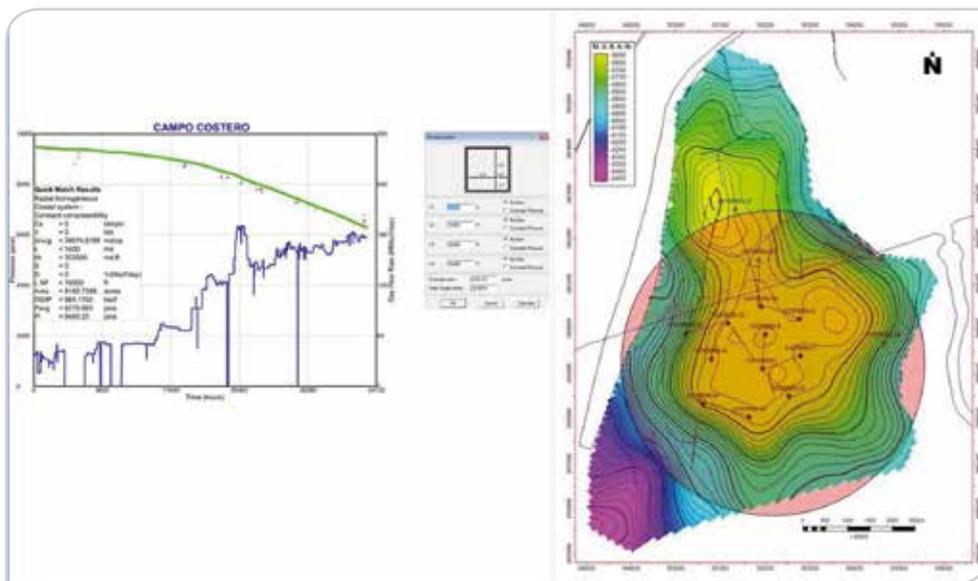


Figura 6. Caracterización dinámica, Campo Costero.

Así, durante la vida productiva del yacimiento se deben ir determinando las variables que afecten el comportamiento dinámico del yacimiento.

Teniendo como objetivo la maximización del factor de recuperación, una vez definido el número óptimo de pozos, se deberá mantener una alta productividad de los mismos. Es importante tener especial cuidado a la evolución del daño en la formación de cada uno de los pozos productores, con la finalidad de evitar que la declinación del campo sea

mayor a la esperada. Primero se deberá determinar el daño verdadero o normal del yacimiento y discretizar a qué obedece realmente la disminución en la productividad del pozo o en la caída de presión a su alrededor, de tal forma que se puedan implementar acciones como: ampliación del intervalo disparado, estimulación o fracturamiento hidráulico; que tiendan a recuperar la productividad del pozo.

El uso apropiado de pozos horizontales o de alto ángulo, es un medio adecuado para prolongar la vida productiva

del pozo, ya que por su arquitectura, tardan más en ser alcanzados por el avance del contacto agua o gas-aceite. Asimismo, por su geometría, existe una mayor área de la formación en contacto con la pared del pozo, que se traduce en un mayor gasto, obteniéndose una mayor producción acumulada, comparándolo con un pozo convencional en el mismo periodo de tiempo.

En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, es altamente recomendable la perforación de este tipo de pozos, debido a que interceptarán una mayor cantidad de fracturas que permitirán que el pozo tenga una alta productividad con menor caída de presión.

En yacimientos de baja permeabilidad, es necesario identificar las áreas donde se encuentran cantidades importantes de hidrocarburos remanentes para programar intervenciones de fracturamiento y la perforación de pozos de relleno que permitan el drene de dichas áreas.

Para el caso particular de yacimientos de gas seco o gas húmedo, que tienen presencia de un acuífero activo, es recomendable explotarlo al gasto máximo, de tal modo de evitar zonas de gas a alta presión aisladas por la entrada de agua.

Como se mencionó anteriormente, el escenario óptimo de explotación para el Campo Costero, es el de agotamiento natural con reducción de la contrapresión. De manera que el maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos por **agotamiento natural**, se refiere al uso optimizado de los recursos disponibles para la explotación económica del yacimiento utilizando energía propia, siendo de primordial importancia la identificación del o de los mecanismos principales de producción^{10,11,12} (expansión del sistema roca-fluidos, empuje hidráulico, segregación gravitacional, gas en solución). Hasta ahora, el yacimiento del Campo Costero produce mediante la expansión del sistema roca-fluidos, como puede verse en la **Figura 7**.

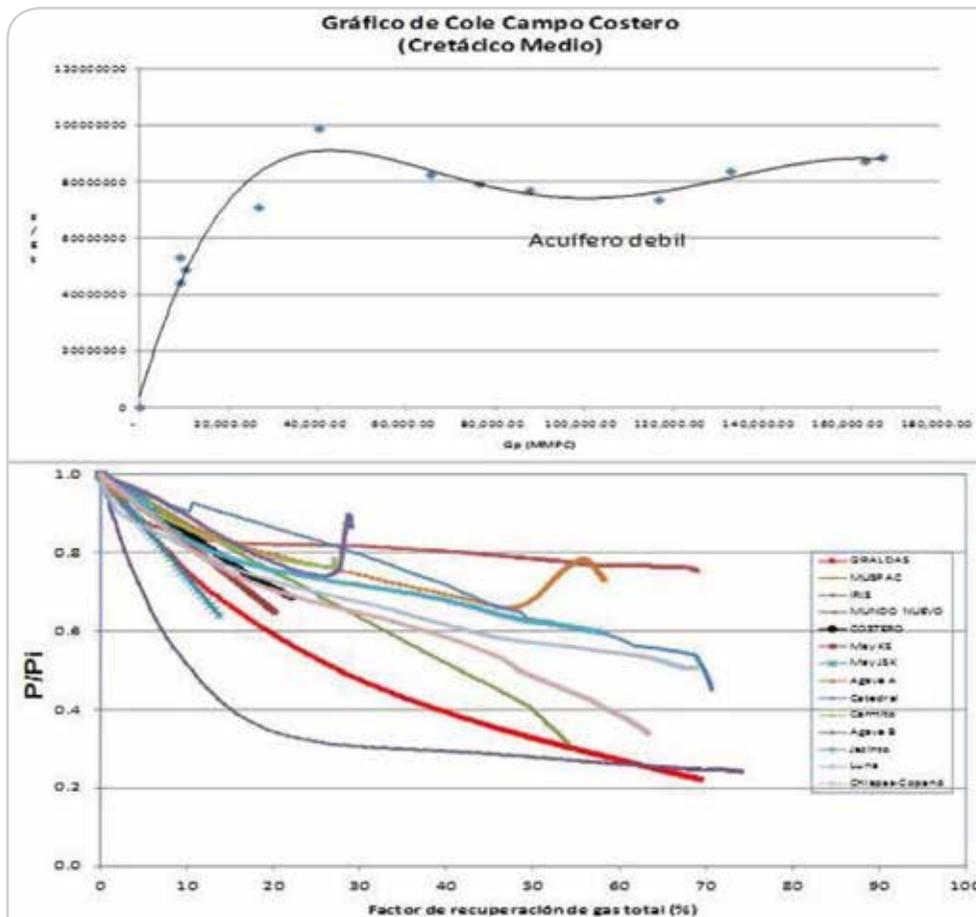


Figura 7. Mecanismos de empuje presentes en el Campo Costero.

Balance de energía del sistema de producción

En la administración de la explotación del Campo Costero, se tiene como premisa el seguimiento diario de las condiciones de flujo de cada pozo, monitoreando y calculando

continuamente las caídas de presión en el sistema. La **Figura 8** muestra el diagnóstico de las condiciones de flujo de cada uno de los pozos, permitiendo la toma de acciones para mantener los pozos operando en condiciones óptimas. Lo anterior permite calibrar los modelos de pozo y red superficial para mayor asertividad de los pronósticos.

Fecha	Pozo	ΔP_{YAC}	ΔP_{TP}	ΔP_{EST}	ΔP_{LDO}	ΔP_{OLEDO}	P _{SEP}	ΔP_{TOTAL}
		%	%	%	%	%		%
23/03/2012	Costero 1	1.03	51.72	20.73	0.17	5.59	21.02	100.0
31/01/2012	Costero 2	0.99	49.54	23.34	0.05			100.0
05/07/2011	Costero 4	0.11	50.07	23.94	1.03			100.0
22/11/2011	Costero 8	0.80	50.17	23.33	0.05			100.0
05/07/2011	Costero 35	1.55	45.20	28.35	0.06			100.0
05/07/2011	Costero 18	2.38	47.00	24.74	1.03			100.0
24/01/2012	Costero 12	0.63	51.63	21.25	0.05	6.03	100.0	
25/01/2012	Costero 31	1.06	51.44	21.00	0.06		100.0	
05/07/2011	Costero 14	---	---	26.71	0.05	5.52	100.0	
05/07/2011	Costero 6	1.11	45.50	28.35	0.12		100.0	

Status	Criterios de evaluación					
Crítico	> 3.3%	> 50%	< 22%	> 2%	> 15%	> 15%
Atención	2.4-3.29%	45-50%	22-23.5%	1-2%	10-15%	10-15%
Aceptable	1.3-2.39%	35-44.99%	23.49-25%	0.1-0.99%	5-9.99%	5-9.99%
Óptimo	< 1.3%	< 35%	> 25%	< 0.1%	< 5%	< 5%

Figura 8. Registro del comportamiento de presión en el sistema de producción.

En el caso del yacimiento Costero, los modelos como el diseñado para simular el comportamiento de la red de transporte, se convierten en una herramienta de mucha

utilidad para la verificación de aforos, formando parte del protocolo de transferencia de producción. La **Figura 9** muestra el diagrama de la red de transporte del campo.

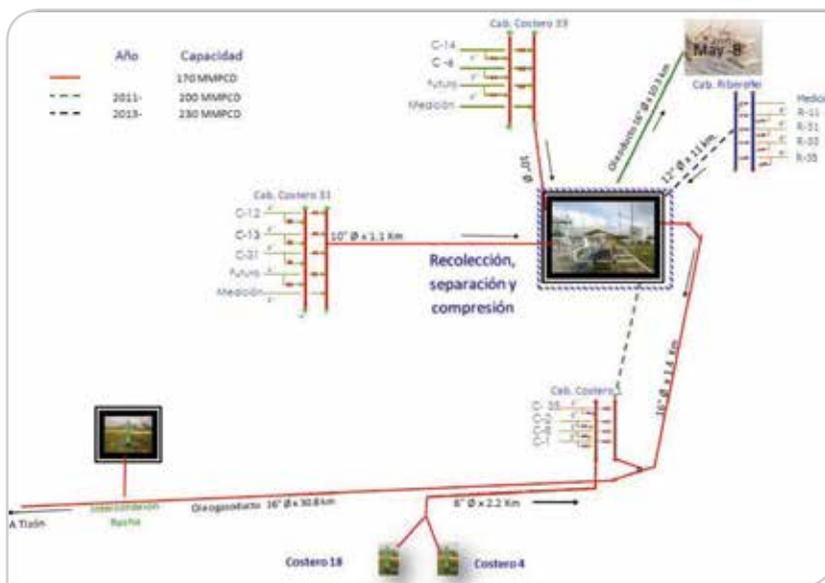


Figura 9. Modelo de la red de transporte del Campo Costero.

Optimización de la infraestructura de explotación

La construcción de la infraestructura de transporte y proceso es una actividad medular para la calidad y comercialización de los hidrocarburos, la cual afectará de manera importante la rentabilidad del proyecto y resultará fundamental en la toma de decisiones.

Al inicio de la explotación, se tiene estimado un volumen de hidrocarburos, el cual, dada la escasez de información, presenta un alto grado de incertidumbre, por lo cual es recomendable que en este momento la infraestructura

se diseñe de manera conservadora. Para la mitigación del riesgo, la perforación de pozos de desarrollo y delimitadores, así como la realización de pruebas de presión-producción, son actividades importantes que permitirá tener un mayor grado de conocimiento del volumen de hidrocarburos y la productividad de los pozos.

La **Figura 10** muestra la cronología de la construcción de la infraestructura del campo y la plataforma de producción establecida mediante el uso de la información, el análisis y las herramientas de ingeniería descritas, la cual se deberá ajustar en un rango del 70 al 80% de la capacidad máxima de producción.

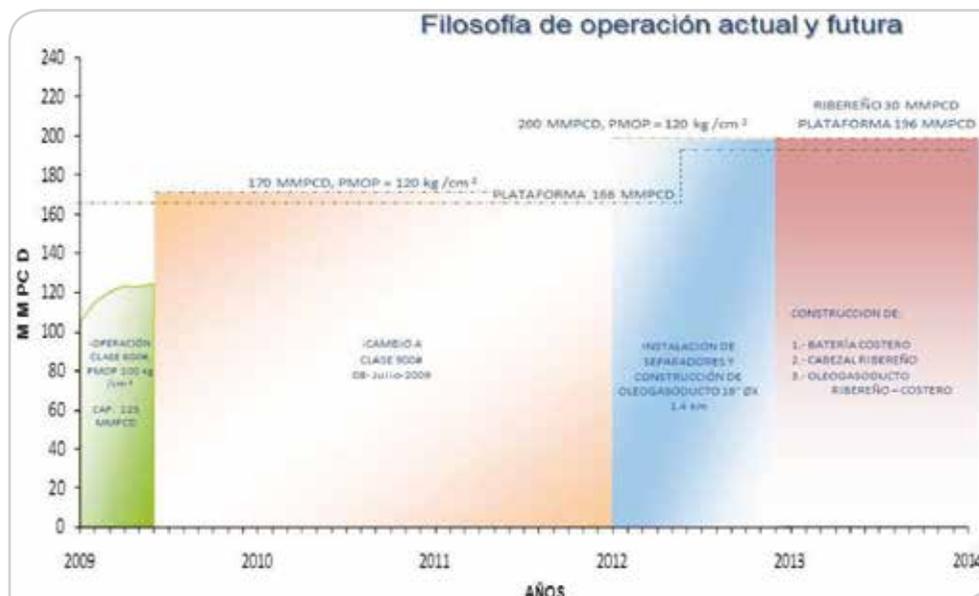


Figura 10. Capacidad de transporte, proceso y plataforma de producción.

Conclusiones

Mediante el análisis multidisciplinario del comportamiento del yacimiento Costero, se define un plan de explotación que cumple con las premisas de ser el mejor escenario desde el punto de vista técnico, manteniendo el mayor beneficio económico.

La complejidad de este yacimiento de carbonatos, naturalmente fracturado, productor de gas y condensado, requirió del esfuerzo integrado del equipo de proyecto para la selección del mejor escenario de producción.

Todas las actividades que van desde el desarrollo, la explotación por agotamiento natural y la optimización de las condiciones de flujo en superficie, quedan fundamentadas mediante análisis de ingeniería que permiten la maximización del factor de recuperación final de hidrocarburos.

No obstante lo atractivo de algunos casos analizados como la inyección de gas producido, la mayor rentabilidad se alcanzó en el caso en el cual se establece la administración del yacimiento, mediante una plataforma de producción y la construcción de la infraestructura necesaria para disminuir la contrapresión hacia los pozos.

Este artículo se documenta como una mejor práctica de ingeniería petrolera y se presenta como una secuencia ordenada de actividades que conllevan a la óptima administración de los yacimientos.

Agradecimientos

A la Subdirección de Producción Región Sur de Pemex Exploración y Producción, cuya filosofía de “governabilidad en la operación de campos”, eliminando las prácticas de gasto máximo, permite que propuestas como ésta sean factibles; así como a todos los profesionistas que forman parte del Equipo Multidisciplinario del Proyecto Costero Terrestre, por el extraordinario intercambio de ideas y la convicción de que esta forma de trabajo es lo más eficiente para mejorar el desempeño colectivo y tener un proyecto exitoso.

Referencias

Aguilera, R. 1995. *Naturally Fractured Reservoirs*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

Cinco Ley, H. 2011. Caracterización Dinámica de Yacimientos del Campo Costero.

Craft, B.C. y Hawkins, M.F. 1968. *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid: Tecnos.

Lea, J.F., Nickens, H.V. y Wells, M.R. 2003. *Gas Well Deliquification: Solution to Gas Well Liquid Loading Problems*. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.

Lee, W.J. y Wattenbarger, R. 1996. *Gas Reservoir Engineering*, Vol. 5. Richardson, Texas: Texbook Series, SPE.

McCain, W.D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

Narr, W., Schechter, D. y Thompson, L.B. 2006. *Naturally Fractured Reservoir Characterization*. Richardson, Texas, SPE.

Nelson, R. 2001. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, second edition. Boston: Gulf Professional Publishing/Butterworth-Heinemann.

Pemex Exploración y Producción. 2008. Guía Técnica de Calidad del Proceso de Planeación del Desarrollo de Campos y Optimización. Coordinaciones de Diseño de Explotación de los Activos Integrales.

Pemex Exploración y Producción. 2010. Documento Rector para el Diseño, Documentación y Dictamen de Proyectos de Explotación.

Satter, A. y Thakur, G.C. 1994. *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

Wang, X. y Economides, M. 2009. *Advanced Natural Gas Engineering*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.

Semblanza de los autores

MI. Alfonso Carlos Rosales Rivera

Ingeniero Petrolero.

Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1982, desempeñando actividades en el área de Ingeniería de Yacimientos.

Participó en el desarrollo de los modelos de simulación y en los estudios integrales al Campo Caan y al Complejo Abkatún-Pol-Chuc.

Profesor de la Universidad Villa-Rica en Veracruz, Ver., donde impartió las materias de Geología Marina e Industria Petrolera, de la carrera de Economía Marítima.

En abril de 2009 dejó el cargo de Coordinador de Diseño de Explotación en el Activo Integral Litoral de Tabasco y líder del Proyecto Crudo Ligerito Marino de la RMSO, para ocupar la Administración del Activo Integral Macuspana de la Región Sur.

A partir de septiembre 2011 y a la fecha se desempeña como Administrador del Activo de Producción Litoral de Tabasco, de la Subdirección de Producción Region Marina Suroeste.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, y de la Society of Petroleum Engineers.

MI. Carlos Fernando Tapia García

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Cursó estudios de posgrado en Sistemas Artificiales de Producción Petrolera (medalla Alfonso Caso) y Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, graduándose en ambos casos con Mención Honorífica.

En el año de 1993 ingresó a Pemex Exploración y Producción, Región Sur, como Ingeniero de campo de la Superintendencia de Producción del Distrito Ocosingo.

Se ha desempeñado como ingeniero de diseño de instalaciones subsuperficiales y superficiales de producción e ingeniero de yacimientos. Asimismo, ha liderado los proyectos de productividad de pozos y diseño de explotación del proyecto Costero Terrestre. Actualmente se desempeña como Líder del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana.

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