

Estrategias para incrementar la producción de gas y condensado en yacimientos de baja permeabilidad

Jesús Guerra Abad

jesus.guerraa@pemex.com

Pemex E&P, Subdirección de Producción Campos de gas no asociado

Activo de Producción Burgos

Información del artículo: recibido: noviembre de 2015-aceptado: diciembre de 2015

Resumen

Actualmente el desarrollo de campos maduros con yacimientos de gas en formaciones siliciclásticas de baja permeabilidad necesitan ser intervenidos más allá de tecnologías convencionales, deben emplearse estrategias alternativas multidisciplinarias que ofrezcan mayor resolución en sus resultados.

Las estrategias tecnológicas ofrecen una alternativa de desarrollo para este tipo de yacimientos, que impactan directamente en la producción de hidrocarburos, en la rentabilidad de proyectos y en la recuperación de reservas de los campos.

La evaluación continua del atributo sísmico, la perforación seleccionada de pozos en alto ángulo, horizontales o desviados, la terminación con jeteo abrasivo, el monitoreo continuo de producción de pozos y la selección oportuna de la instalación de sistemas artificiales son algunas estrategias tecnológicas que han permitido incrementar y mantener la producción de campos con yacimientos de baja permeabilidad y colgamiento de líquidos.

El presente trabajo describe, evalúa y aplica estas estrategias que sin duda alguna tienen un alto impacto en los incrementos de producción de gas y condensado en desarrollo del campo Topo en los últimos años.

Palabras clave: Estrategias, rentabilidad de proyectos, perforación no convencional, incrementos de producción.

Strategies to increase the production of gas and condensate in low-permeability reservoirs

Abstract

The objective of the present paper is to describe, assess and display the application of strategies for the development of field that have a high impact on the increases in production of gas and condensate in reservoirs with low permeability of the Active Production of Burgos.

Actually the development of mature fields with gas reservoirs in siliciclastics formations of low permeability need be operated beyond conventional technologies, strategies must be employed multidisciplinary alternatives that provide greater resolution in their results.

The technological strategies offer a development alternative for this type of reservoirs, which directly impact on the production of hydrocarbons, in the profitability of projects and in the recovery of reserves in the fields.

Continuous evaluation of the seismic attribute, the drilling of wells in selected high angle, horizontal or diverted, the termination with jeteo abrasive, the continuous monitoring of production of wells and the timely selection of the installation of artificial systems technologies are some strategies that have helped raise and maintain the production of fields with reservoirs with low permeability and liquids loading of fluids

Keywords: Strategies, profitability of projects, no conventional drilling, increases in production.

Introducción

Antecedentes

La mayoría de los campos de gas no asociado en el noreste del país están constituidos de yacimientos de baja permeabilidad, desde el descubrimiento de la Cuenca de Burgos en 1945 con el pozo Misión 1, hasta el desarrollo de 179 campos en 2015; la Región Norte ha mostrado su liderazgo y compromiso durante 70 años en la explotación de campos de gas, durante este periodo se han generado, desarrollado, evaluado, adoptado y exportado tecnologías en exploración, perforación, terminación, producción, medición, transporte y comercialización de gas; acciones y decisiones que han permitido el crecimiento de la producción de gas y condensado en yacimientos convencionales hasta el desarrollo de los no convencionales en formaciones de lutitas, sin duda alguna la Cuenca de Burgos enfrenta diariamente retos en el desarrollo de la cadena de valor.

El Activo Integral Burgos tiene una gran diversidad de yacimientos con permeabilidades que varían desde 0.001 a 70 mD, sin mencionar los yacimientos no convencionales, la roca almacén es siliciclastica (arenisca) en trampa estructural/estratigráfica, el mecanismo de producción es expansión roca fluido y el tipo de gas es seco y húmedo. La explotación de 179 campos con 3200 pozos en operación en el Activo Integral Burgos ha permitido general valor y experiencia técnica en establecer estrategias de desarrollo en campos nuevos alineados a los compromisos de producción.

El desarrollo del yacimiento Eoceno Yegua (EY) en el campo Topo refleja el trabajo exitoso de equipo multidisciplinario para lograr las metas de producción a través de la aplicación de estrategias tecnológicas, operativas y administrativas que impactan en la rentabilidad de los proyectos, garantizar la funcionalidad operativa en un marco estricto de seguridad, responsabilidad y respeto al medio ambiente.

Objetivo

El presente trabajo pretende mostrar las estrategias tecnológicas, operativas y administrativas utilizadas para incrementar la producción con la explotación del yacimiento Eoceno Yegua (EY) en el campo Topo, se presentan los resultados exitosos del trabajo en equipo y la importancia que tiene la integración multidisciplinaria para lograr las metas específicas de producción, se visualizan áreas de oportunidad, se menciona la rentabilidad del proyecto en términos económicos y se realizan recomendaciones que permitirán mantener y mejorar el factor de recuperación y prolongar la producción.

Problema

Incrementar la producción del campo Topo con la explotación óptima del yacimiento Eoceno Yegua a través de la aplicación selectiva de estrategias tecnológicas, operativas y administrativas desarrolladas en un marco de seguridad, responsabilidad y respeto al medio ambiente.

Solución

Validar y modificar el atributo sísmico de forma continua con pruebas de producción y comportamiento de pozos en la formación Eoceno Yegua, perforar pozos convencionales, direcciones, alto ángulo y no convencionales, estimulación con fractura hidráulica multi etapa, evaluación del tamaño y cantidad de apuntalante en función de la producción del pozo, incremento del área de contacto pozo-yacimiento con perforaciones en alto ángulo, monitoreo de presión de yacimiento con sensores de fondo e instalación de bombeo neumático de forma oportuna¹.

Desarrollo del tema

El campo Topo se ubica aproximadamente a 59 Km al suroeste de la ciudad de Reynosa Tamaulipas, con una

extensión de 33 km², fue descubierto en 1970 con la perforación del pozo exploratorio Topo-1, productor de gas

y hidrocarburos líquidos en el yacimiento Queen City, con un gasto puntual de 1.22 millones de pies cúbicos diarios.

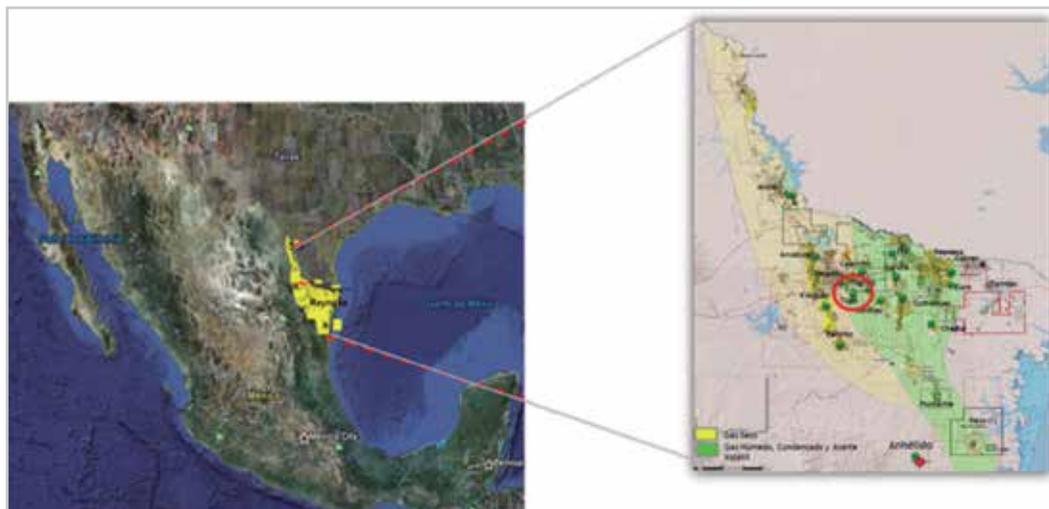


Figura 1. Ubicación geográfica.

La presión inicial al descubrimiento fue de 175 Kg/cm² y una temperatura de 85°C, la porosidad varía de 10 a 13%, la permeabilidad promedio es de 0.01-0.15 mD y la saturación de agua es de 48-55%.

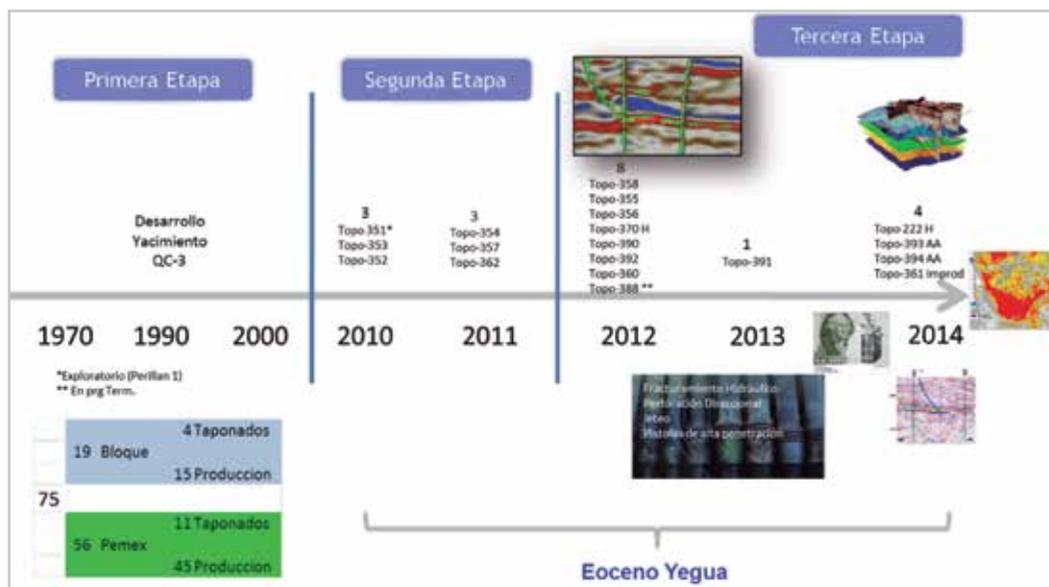


Figura 2. Línea del tiempo, campo Topo.

El campo inició su explotación en su **primera etapa** con objetivo en la formación Eoceno Queen City en 1970 y se han perforado 58 pozos hasta el año 2012, el último perforado en agosto de 2012 se encuentra en programa de terminación, prácticamente el 95 % son verticales, la producción asociada a esta formación hasta diciembre de 2010 fue de 10 MMpcd, fecha en la cual no se había iniciado el desarrollo de la formación Yegua. Actualmente la producción de este yacimiento es de 3.57 MMpcd.

La baja producción en 2010 marcó el inicio de la **segunda etapa** de crecimiento del campo, el objetivo fue incrementar la producción, para lograrlo se estableció la estrategia de asociar la caracterización inicial del pozo exploratorio Perillán- 1 perforado a fines de 2009 con la reinterpretación sísmica y modelación geológica de la formación Eoceno Yegua probada en Perillan-1 logrando identificar extensión de la roca almacén en el campo y con buenas posibilidades de explotación.

La **tercera** etapa se caracteriza a partir de 2012 con la perforación de siete pozos: cuatro direccionales, dos verticales y el horizontal Topo 370H, sólo se perforó un pozo vertical en 2013, fue hasta 2014 cuando se perforaron dos pozos de alto ángulo, otro pozo horizontal (Topo 222H) y el improductivo Topo 361 direccional.

De 2010 a la fecha se han perforado 17 pozos con objetivo a la formación Yegua: 16 están en producción y uno improductivo. La producción incremental de gas con 17 pozos es de 34 MMpcd, el campo Topo alcanzó en septiembre del 2014 una producción máxima de 44.48 millones de pies cúbicos por día, la **Figura 11** muestra la historia de producción del campo, actualmente se mantiene en 37.7 millones de pies cúbicos por día y 620 Bls de condensado de 51° API.

De los 17 pozos perforados en los últimos cuatro años, dos son horizontales, dos de alto ángulo, siete direccionales y seis verticales, parte importante de este éxito fue la evaluación, análisis e integración continua de los resultados de comportamiento de producción de cada pozo, asociados al modelo geológico y al atributo sísmico, sin omitir las evaluaciones petrofísicas y caracterización dinámica de la producción acumulada incluyendo el seguimiento operativo diario con personal de campo.

Actualmente el 90 % de la producción del campo Topo proviene del yacimiento Eoceno Yegua con 18 pozos en producción: 17 perforados con objetivo Yegua y uno reparado en septiembre de 2013, el 10 % restante de producción lo aporta la formación Queen City con 45 pozos.

Tabla 1. Resultado en perforación & terminación.

Yacimiento Objetivo (Perforación)			Resultados de Terminación		
Tipo Pozo	Eoceno Queen City	Eoceno Yegua	Pozo	Eoceno Queen City	Eoceno Yegua
Vertical	54	6	Productor	47	16
Direccional	4	7	Improductivo	10	1
Horizontal		2	En Terminacion	1	
Alto Angulo		2	Periodo	1970-2010	2010-2014
Periodo	1970-2010	2010-2014	Total	58	17
Total	58	17			

Estrategias incrementales de producción

- Evaluación de potencial en yacimiento actual
- Evaluación del área con oportunidad
- Escenarios de explotación
- Plan de desarrollo
- Perforación de pozos convencionales y no convencionales
- Estimulaciones no convencionales
- Evaluación de resultados
- Estudios geomecánicos

Sísmicamente la formación Eoceno Yegua la constituyen tres estructuras definidas como EY-1, EY-2 y EY-3, actualmente ocho pozos son productores en EY-1, 9 en EY-2 y 1 en EY-3. En la explotación de este yacimiento, se han perforado los pozos no convencionales Topo 370 H y 222H.

Eoceno Yegua-1 (EY-1)

La explotación del yacimiento EY-1 se realiza con ocho pozos: dos pozos verticales, cuatro direccionales y dos horizontales,

los cuales han logrado mantener la producción constante y continua en el campo de 17.25 MMpcd promedio, en particular los pozos horizontales se han considerado de alto rendimiento, ya que el topo 222H mantiene una producción constante de 9.5 MMpcd durante nueve meses y ha acumulado 2.85 Bcf, **Figura 3**.

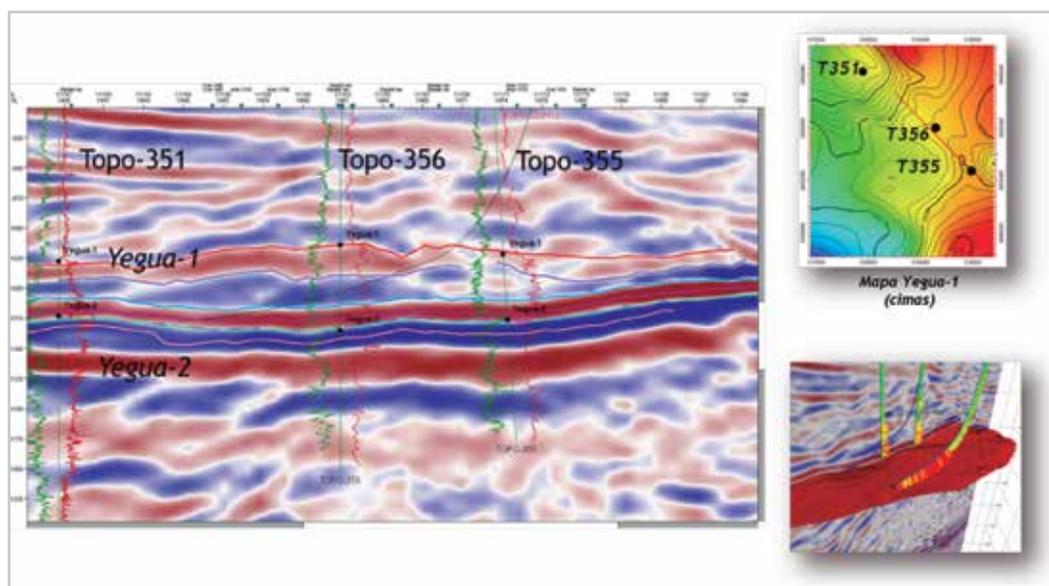


Figura 3. Sección sísmica, dominio en tiempo.

Eoceno Yegua-2 (EY-2)

La explotación del yacimiento EY-2 se realiza con 10 pozos: cuatro pozos verticales, cuatro direccionales y dos alto ángulo; los cuales han logrado mantener la producción constante y continua en el campo de 10.5 MMpcd

promedio, esta formación se ha caracterizado por la alta producción de condensado, la estrategia de incrementar el área de contacto pozo-yacimiento ha logrado incrementar la aportación de líquido en un promedio de 450 Bpd de hidrocarburo líquido, **Tabla 2**.

Tabla 2. Producción inicial y mediciones trifásicas en la formación Eoceno-Yegua.

Pozo	Qg MMpcd	RCG BlS/MMpcd	Yac	Promedio RCG BlS/MMpcd
Topo-370H	3.97	35.1	EY-1	38.2
Topo-222H	9.58	27.6		
Topo-358	2.20	37.7		
Topo-354	5.01	54.6		
Topo-390	1.70	34.7		
Topo -357	0.90	28.8		
Topo-362	3.46	35.8	EY-2	36.5
Topo-351	1.98	22.2		
Topo-352	2.89	35.6		
Topo-353	3.42	22.8		
Topo-356	2.47	0.0		
Topo-355	2.28	21.0		
Topo-392	0.49	83.3		
Topo-393 AA	4.30	4.4		
Topo-394 AA	3.95	103.3	EY-3	12.7
Topo-303	0.57	12.7		

Pozos no convencionales

El primer pozo horizontal perforado en la estructura Yegua fue el **Topo 370H** considerado como no convencional con 583 m de navegación, fracturado hidráulicamente de manera no

convencional con seis intervalos y 2570 scs de apuntalante en promedio por fractura, gasto inicial de producción de 14.5 MMpcd de gas, 576 BPD de condensado y dos Bpd de agua, a la fecha tiene una producción acumulada de 3.91 Bcf con 3.6 MMpcd de gas, **Figura 4**.

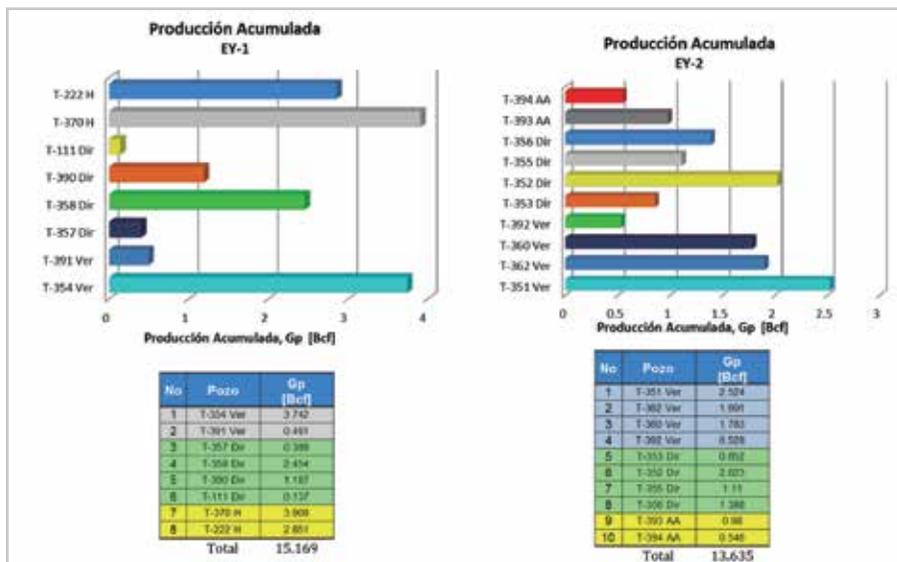


Figura 4. Producción acumulada de gas yacimiento Eoceno Yegua 1 y 2.

El análisis de resultados, la reinterpretación sísmica, la visualización de zonas con excelentes posibilidades de explotación, permitió considerar la construcción de otro pozo horizontal de mayor alcance, incrementar el área de contacto pozo-yacimiento y fortalecer el diseño de fractura hidráulica; en febrero de 2014 se perforó el segundo pozo horizontal **Topo 222H** con 655 m de navegación, **Figura 5**,

observando buena respuestas en los registros geofísicos, el pozo se fracturó con tres jeteos abrasivos y se colocaron 4000 sacos promedio de apuntalante en cada intervalo de la formación Yegua, la producción inicial fue 9.6 MMpcd de gas, 264 BPD de condensado, actualmente tiene nueve meses con una producción estabilizada de 9.2 MMpcd y 2.9 Bcf acumulados de gas.

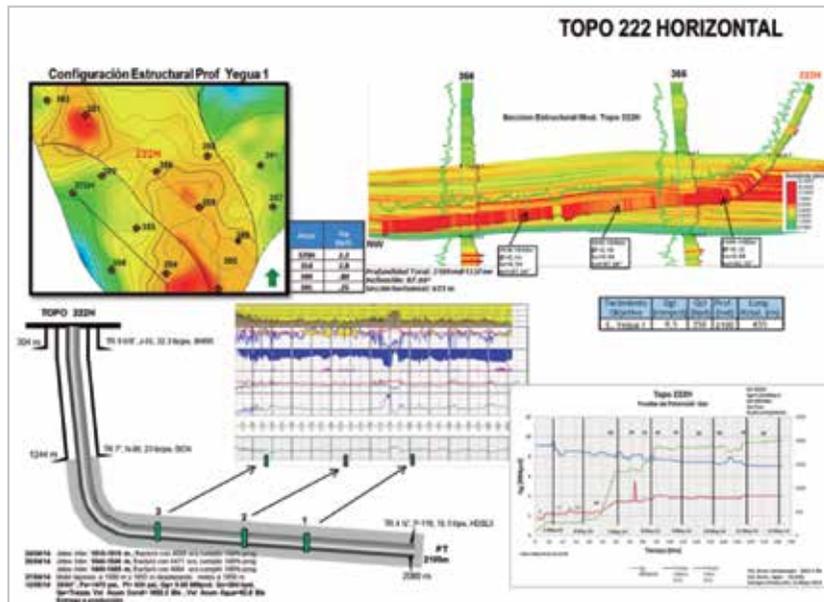


Figura 5. Pozo horizontal Topo 222H.

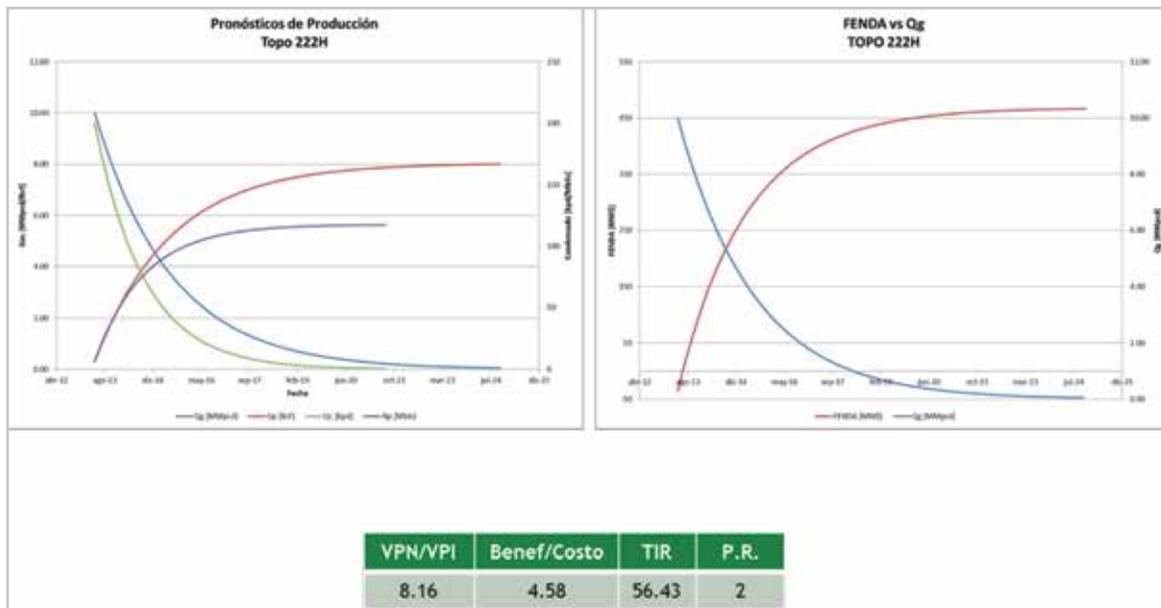


Figura 6. Evaluación económica pozo horizontal Topo 222H.

Pozos alto ángulo

Las condiciones estructurales del campo, la calidad y espesor del yacimiento EY-2 probado en los pozos Topo 352 y 356, definió la estrategia de perforar pozos de alto ángulo capaces de incrementar el área de contacto entre el yacimiento y el pozo, se diseñaron los pozos Topo 393 AA y 394 AA considerando el pozo vertical como punto de referencia y se obtuvo incremento de área de contacto del

100 %, **Figura 7**, se modificó el diseño de fractura y permitió obtener resultados satisfactorios. Topo 393 AA inició producción con 5.8 MMpcd, 19 bpd de hidrocarburo líquido, actualmente conserva una producción de 2.5 MMpcd y 0.98 Bcf de producción acumulada en nueve meses, el Topo 394 AA inició producción con 3.9 MMpcd y 430 Bpd de hidrocarburo líquido, a marzo de 2015 tiene 1.85 MMpcd y 0.546 Bcf acumulados de gas en nueve meses.

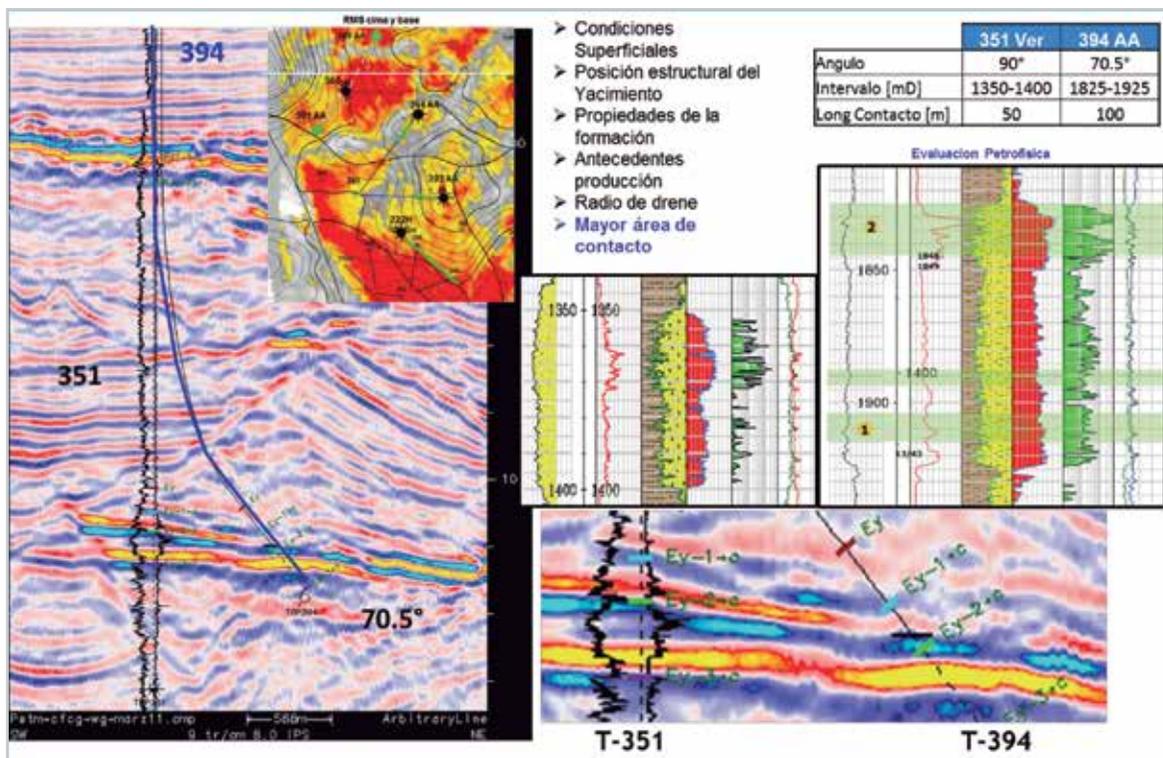


Figura 7. Desarrollo de pozos perforados en alto ángulo.

Fracturamiento hidráulico no convencional

La terminación de 13 pozos: seis verticales y siete direccionales en Ey-1 y EY-2, se realizó con pistola convencional, en su mayoría tipo VI y VII, de 2 y 2 1/4" de diámetro respectivamente, Fase 60° y 20 CPM, los pozos horizontales y de alto ángulo se realizaron con jeteo abrasivo, la estimulación de estos cuatro pozos fue con fracturamiento

hidráulico multi etapas mejorando el comportamiento de producción de los pozos. La cantidad y tipo de apuntalante, así como la selección apropiada de intervalos a disparar se ven reflejadas en el comportamiento de producción de los pozos, en la **Figura 8** se muestra el comportamiento de producción de los pozos en el yacimiento Eoceno Yegua y se referencia la cantidad de apuntalante por pozo utilizada por pozo.

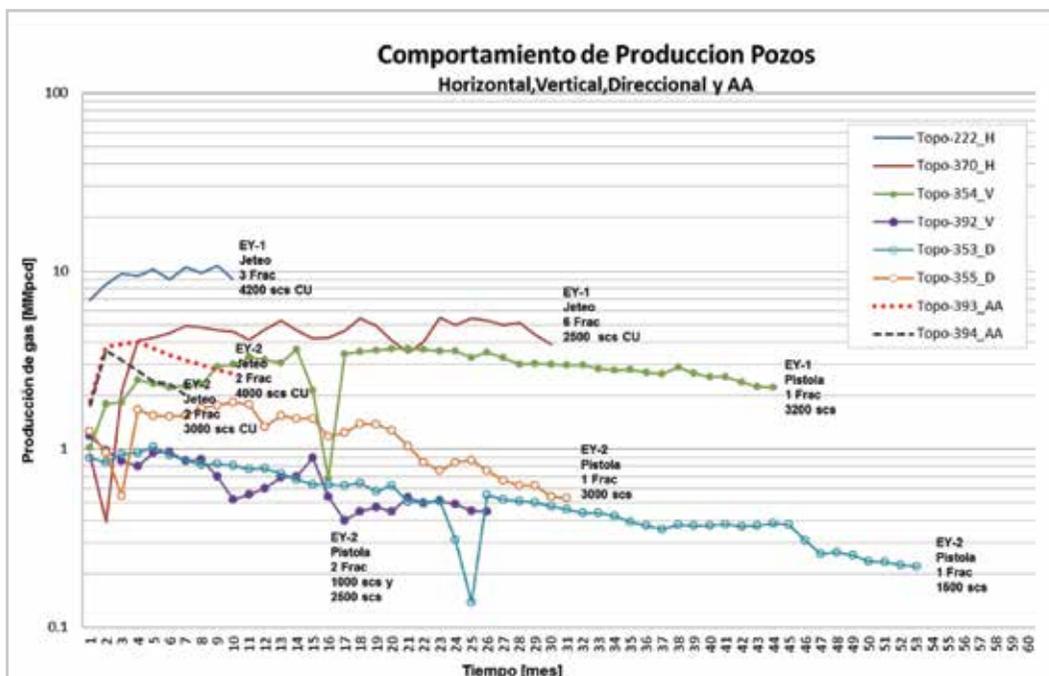


Figura 8. Desempeño del fracturamiento hidráulico.

Los dos pozos horizontales producen en el mismo yacimiento EY-1, sin embargo, el incremento de longitud de navegación del Topo 222H, la selección adecuada del número de intervalos a disparar y la cantidad de apuntalante impactan

en la productividad del pozo, en la **Figura 9** se observa que el Topo 222H en nueve meses ha acumulado 2.85 Bcf y el Topo 370 H ha recuperado 3.9 Bcf en 30 meses.

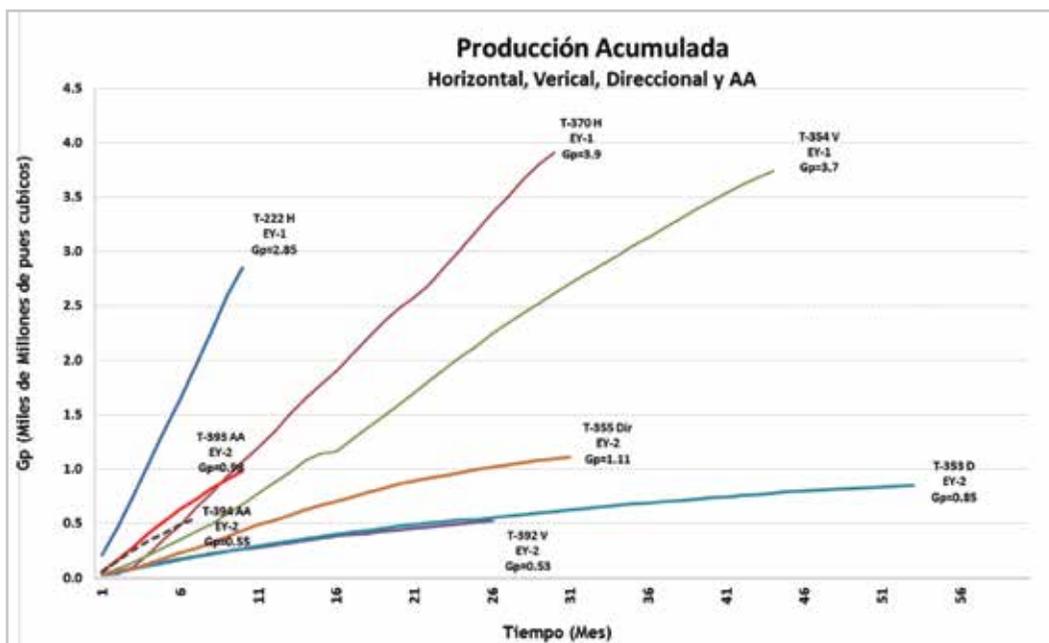


Figura 9. Desempeño del fracturamiento hidráulico, producción acumulada.

Resultados

La aplicación y desarrollo de las estrategias descritas anteriormente, muestran el incremento sustancial de producción en el campo Topo, se observa que la formación Yegua ha recuperado 28.8 Bcf en cuatro años con 18 pozos, con base en el diseño y perforación de pozos horizontales de alto alcance, pozo de alto ángulo, fracturamiento hidráulico no convencional y se compara con los 104.6 Bcf acumulados en la formación Queen City durante 40 años y 47 pozos.

El monitoreo de presión de yacimiento con sensores de fondo y la cuantificación de fluidos con mediciones trifásicas permitió caracterizar la estructura de la formación Yegua

con mayor potencial de gas y/o condensado y direccionar de manera oportuna los planes de explotación hacia las aéreas con mayor valor. La **Tabla 1** muestra la producción de EY en sus tres secciones, se observa que las mejores perspectivas se encuentran en EY-1 con 38.2 Bpd/MMpcc, después EY-2 y finalmente EY-3, además el comportamiento de producción de los pozos Topo 222H, 370 H y 354 confirma los conceptos analizados.

La **Tabla 3** muestra las condiciones actuales de explotación: ocho pozos con producción en EY-1, 4 reparaciones mayores y la cancelación de cuatro por el drene de los pozos horizontales Topo 370 H y 222H perforados en EY-1; además se observan 10 pozos produciendo en EY-2 y 1 en EY-3.

Tabla 3. Estructura de producción y RMA en el yacimiento EY del campo Topo.

Yac./Pozo	351 COFF	353 COFF	352 COFF	354 COFF	357	362	358	360	355	356	370 H	390	392	391	222H	393 AA	394 AA	361	111	305
EY-1	☀		☀	☀		☀	☀		☀	☀		☀	☀	☀			☀		☀	
EY-2	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀
EY-3	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀
QC-3					ASLADO + RMA DE EY-1			0.6											ASLADO + RMA DE EY-1	ASLADO + RMA DE EY-1
Qg (act)	1.99	0.4	0.99	2.9	0.56	1.43	1.87	1.2	0.75	1.28	5.4	1.22	0.61	0.72	10.8	3.65	3.52	IMP	0.00	0.04
Gp (Bcf)																				

Actualmente la producción en EY-1 es de 17.2 MMpcc con 673 Bpd de condensado y en EY-2 es de 10.5 MMpcc con 264 Bpd de condensado.

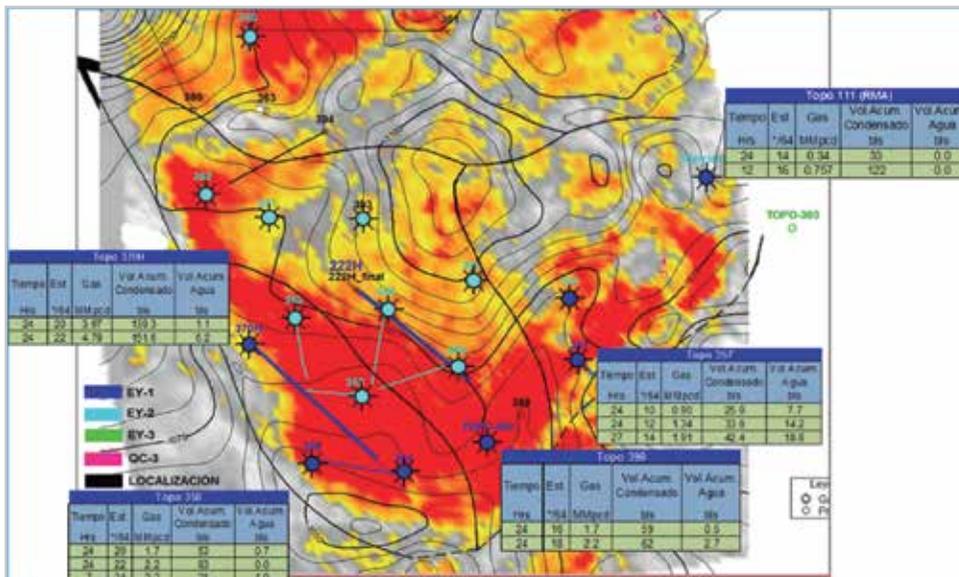


Figura 10. Atributo sísmico yacimiento EY-1 y su correlación con medición trifásica.

Con la aplicación de las estrategias señaladas anteriormente, la producción del campo se incrementó de 10 MMpcd en enero de 2011 a 45 MMpcd en septiembre de 2014, la **Figura 11** muestra la historia de producción del campo.

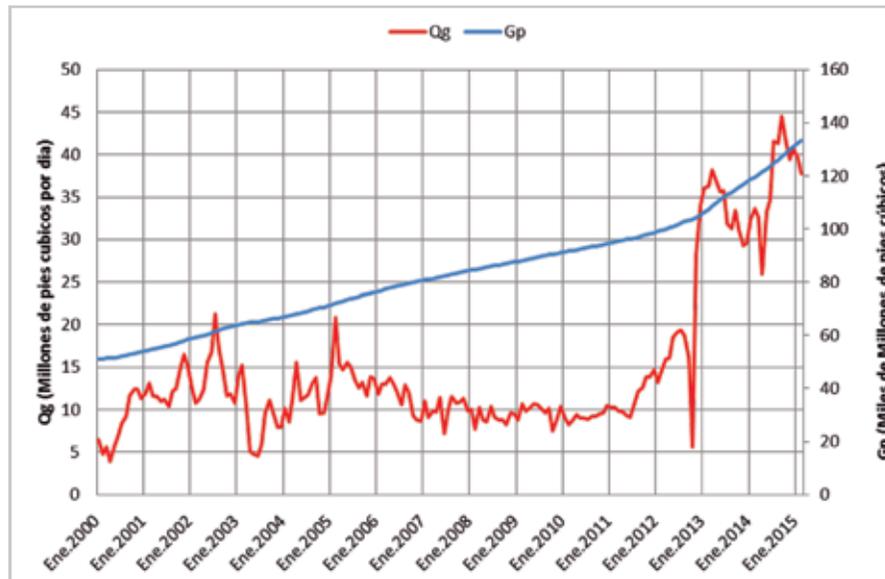


Figura 11. Historia de producción de gas y volumen total producido, campo Topo.

A continuación se muestra la aportación de producción de la formación EY-1 y 2, se observa que la aportación de gas por EY-2 inició en septiembre de 2010 y alcanzó su

máxima producción en enero de 2013 de 14.6 MMpcd, también es notorio el desempeño de EY-1, la cual supera el comportamiento de EY-2.

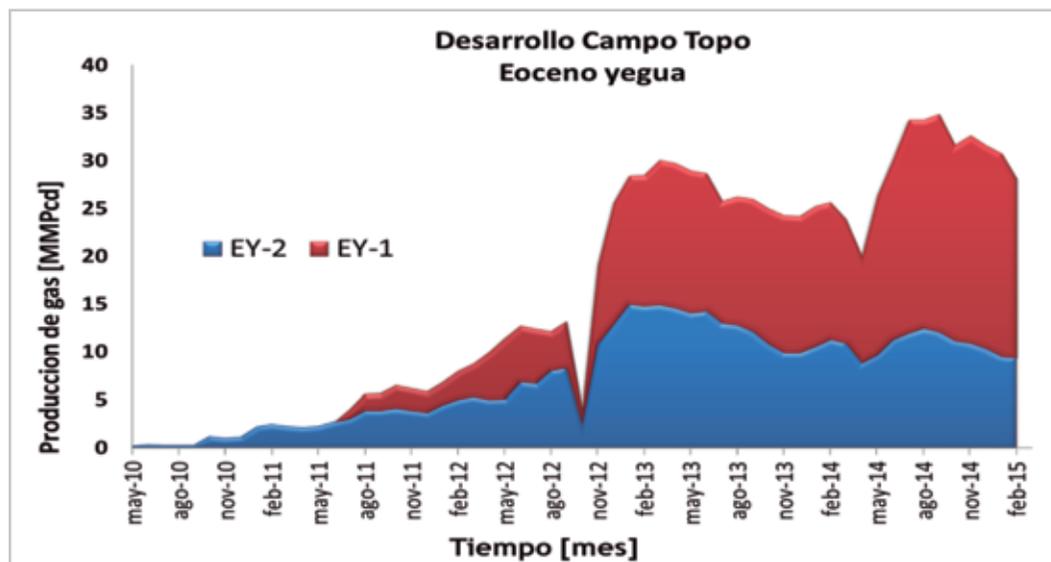


Figura 12. Comportamiento de producción EY 1 & EY-2.

La aportación del Topo 222H y 370H es notoria, la **Figura 13** muestra la aportación de producción de cada pozo.

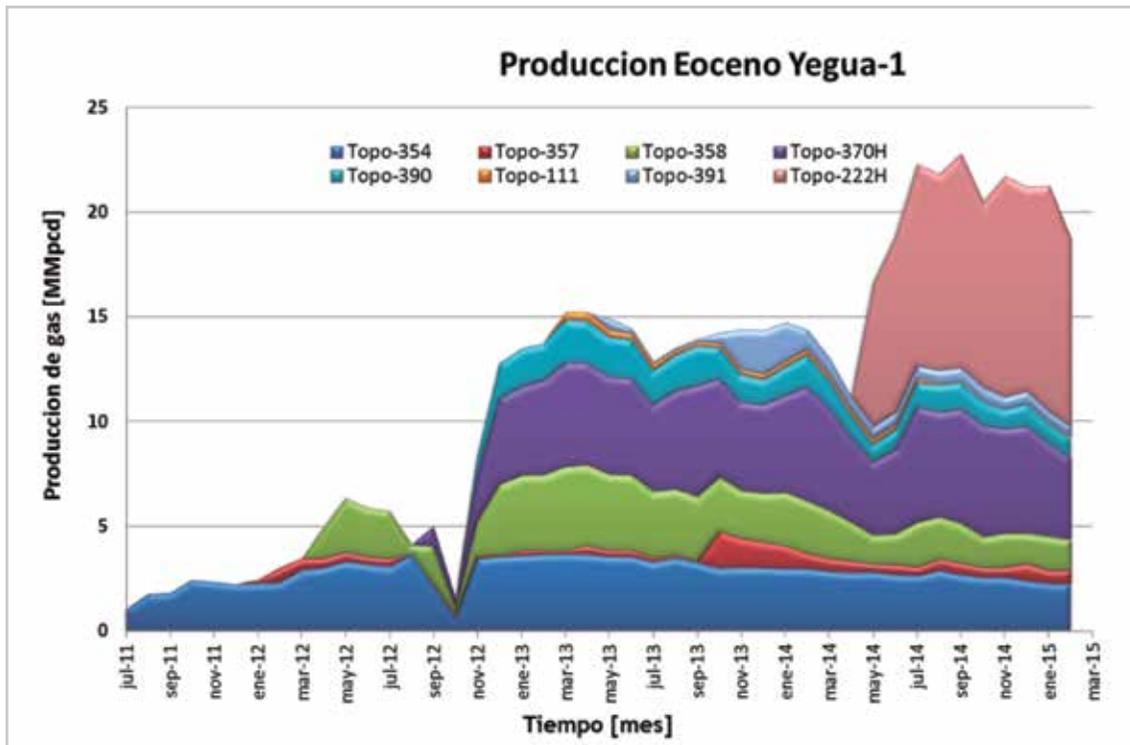


Figura 13. Comportamiento de producción EY 1.

Recomendaciones

A partir del desempeño de producción en la formación EY y la reinterpretación del modelo geológico y geofísico, se obtuvieron las siguientes recomendaciones:

1. Considerar la perforación de la localización Topo 319 con objetivo EY-2, ubicado al noreste del pozo Topo 393 AA.

Conclusiones

1. Los resultados en el desarrollo con pozos no convencionales, permite recuperar en menor tiempo la reserva y la inversión.
2. El desarrollo con pozos alto ángulo permite incrementar la producción del campo, el área de contacto con el yacimiento, estabilizar la caída de presión y mejora la rentabilidad de los proyectos.

3. El comportamiento de producción de los pozos horizontales mejora con la selección y cantidad adecuada de apuntalarte, con menor cantidad de sacos utilizados Topo 222H (12055 scs aprox.) se obtiene mejor producción que con seis fracturas y 15,100 scs utilizados en el Topo 370H.
4. El factor de recuperación estimado en el pozo Topo 353 se calculó de 84 %.
5. Se ha recuperado 91.1 Bcf en 40 años en la formación QC-3, en cambio en cinco años se han recuperado 36.2 Bcf en EY.

Nomenclatura

AIB	Activo Integral Burgos
°API	Grados API siglas de American Petroleum Institute
Bcf	Billion Cubic Feet

Bpd	Barriles por día		RMS	Raíz Cuadrática Media	
ERG	Estación de Recolección de Gas		RLG	Relación Líquido Gas	
EY	Eoceno Yegua		RPFC	Registro de Presión de Fondo Cerrado	
Gp	Producción acumulada gas [Bcf]		RPFF	Registro de Presión de Fondo Fluyendo	
°C	Grados centígrados		SE	Sur-Este	
lb	Libras		SIP	Sistema Integral de Producción	
m	Metros		TF	Tubería flexible	
mD	Metros desarrollados		TL	Tubing Less	
ml	Milímetros		TP	Tubería de producción	
MMpcd	Millones de pies cúbicos		TR	Tubería de revestimiento	
NW	Norte-Oeste		T	Temperatura	°R
EQC	Eoceno Queen City		V	Volumen	m ³
P	Presión	psia	VPN	Valor Presente Neto	
Ph	Presión hidrostática	kg/cm ²	VPI	Valor Presente de la Inversión	
ppm	Partes por millón		Z	Factor de compresibilidad	
PI	Presión de línea		%	Porcentaje	
Pr	Presión promedio del yacimiento				
Ps	Presión del sistema				
Psf	Presión fluyendo en la cara del pozo				
Pwf	Presión de fondo fluyendo				
Pc	Presión de cabeza del pozo				
QC-3	Queen City -3				
Qg	Gasto de gas	MMPCD			
Qc	Gasto de condensado	BPD			
Qa	Gasto de agua	BPD			
RMA	Reparación Mayor sin Equipo				

Referencias

- 1.- Guerra Abad, J., Torres Marten, E., García J., S. et al. 2014. Bombeo Neumático, Una Ventana Tecnológica para Incrementar la Producción en Yacimientos de Gas y Condensado: Criterios de Selección. *Ingeniería Petrolera* **54** (11): 617-633.
2. Pemex, Subdirección Técnica de Explotación. 2014. *Documento ABC del Proceso Integral de Productividad de Pozos (PIPP)*. México, D.F.: Pemex, Subdirección Técnica de Explotación.

Semblanza del autor

Jesús Guerra Abad

En 1993 obtuvo el grado de Ingeniero Químico Petrolero en el Instituto Politécnico Nacional (IPN), se desempeñó como Ingeniero de Perforación en el campo Geotermoeléctrico de Cerro Prieto, Mexicali BCN. En 2000 realizó estudios de Posgrado en Ingeniería Petrolera, especialidad Yacimientos en la Universidad Nacional Autónoma de México. En el año 2002 ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo en el área de Caracterización dinámica de yacimientos, desarrollando actividades de análisis de pruebas de presión producción en pozos de aceite.

En 2005 ingresó a Petróleos Mexicanos en la Coordinación de Operación de Pozos del Activo Integral Burgos, desempeñando actividades de manejo y optimización de producción de gas en los campos del Sector Cuervito y Culebra Norte; en 2009 se integró a la Coordinación de Diseño de Explotación área Oriental como Ingeniero de Yacimientos realizando pronósticos de producción, análisis presión-producción, estimación y reclasificación de reservas, identificación de oportunidades de reparaciones mayores. De 2011 a la fecha se desempeña como Líder de equipo en diversos campos del Activo realizando programas de explotación con tecnología no convencional de perforación, terminación y optimización de producción.

De 1999 a 2005 impartió clases en la carrera de Ingeniería Petrolera en el Instituto Politécnico Nacional y Ciencias Básicas de la Facultad de Ingeniería en la UNAM, ha presentado y publicado varios trabajos técnicos en diferentes Congresos Nacionales, es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, AC, Sección Reynosa, e integrante de la Red de Especialistas de Caracterización Dinámica de Yacimientos.