

Artesa, un gigante que despierta de la era del Terciario

José Francisco Martínez Mendoza

fmartinezm@pemex.com

Bernardo Martínez García

bernardo.martinez@pemex.com

Ismael E. Martínez Ramírez

Ismael.enrique.martinez@pemex.com

Ma. Del Refugio Sánchez Cornejo

ma.refugio.sanchez@pemex.com

PEP

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

Resumen

En algún momento en la vida de un yacimiento se toman decisiones que definitivamente impactan en su explotación, ya sea por falta de información, por conocimiento, por recursos económicos o porque no hay reserva que sustente una inversión.

Para tener resultados diferentes hay que emplear un enfoque innovativo; en este trabajo se muestra como un campo que prácticamente no representaba interés alguno para la Región Sur debido a que no tenía reserva y por estar cerrado durante siete años, se convirtió en el campo con mayor oportunidad para la Región, al incorporar producción en poco tiempo, por su alta rentabilidad y porque incrementó reserva por desarrollo. Esto fue posible mediante una visión del negocio diferente, rompiendo paradigmas, utilizando conocimientos, mejores prácticas y experiencias, que han tenido éxito en otras regiones del mismo Pemex.

Mediante la reparación mayor sin equipo de tres pozos inició la explotación de las arenas del Terciario del campo Artesa, las cuales estuvieron en producción de 1984 a 2005, hasta que se cerraron los pozos por flujo fraccional de agua.

Durante siete años estuvo cerrado el campo hasta que entró a producción en septiembre de 2012 el pozo Artesa 351, pero fue en el año 2013 cuando se inició realmente el desarrollo del Terciario, teniendo una producción de 12200 bpd con catorce pozos productores, en agosto de 2014.

Para su explotación se utilizó la ampliación del cubo sísmico Tacotalpa 3D; se realizó un modelo sedimentológico de abanicos y se dio de alta un volumen original de 28 mmbbl. En una segunda fase se realizó una inversión sísmica del cubo, actualizando el modelo sedimentológico considerando canales, e identificando geocuerpos con los cuales se propusieron quince localizaciones; se perforaron pozos estratégicos, se tomaron registros de última generación, los cuales permitieron evaluar las formaciones en agujero descubierto, proponer cortes de núcleo, se realizaron pruebas de presión producción con sonda a tiempo real en el fondo del pozo, se corrieron pruebas de formación, para el seguimiento de las condiciones de operación se colocaron sensores de presión a tiempo real en la cabeza de todos los pozos, y actualmente está en proceso el primer modelo integral del Activo para el desarrollo óptimo de este campo, que incluye el modelo estático, modelo dinámico, modelo de redes superficiales y el modelo económico. Este modelo permitirá plantear la estrategia de explotación y la propuesta para la utilización de sistemas artificiales, así como de mantenimiento; el sistema artificial de producción que más se utiliza para pozos con alta productividad es el bombeo neumático.

Los pozos del campo son altamente rentables, ya que se perforaron y terminan en 28 días, con una producción que varía de 600 a 1500 bpd, con costos de 50 millones de pesos.

El objetivo de este trabajo es mostrar cómo el campo Artesa prácticamente en doce meses incrementó su producción en poco más de cuatrocientos por ciento, debido a una forma de trabajo diferente, no de la manera tradicional sino de acuerdo al ciclo de vida de un campo y al trabajo en equipo.

Palabras clave: Campo Artesa, arenas del Terciario, modelo integral de activo.

Artesa, a giant awakening Tertiary era

Abstract

At a certain moment during the life of a reservoir is necessary to make decisions that definitely impact their exploitation, either through lack of information, knowledge, financial resources or because there is no reserves of oil and gas to underpin an investment.

To get different results have to do different things, the purpose of this paper is to show as a field that almost did not represent any interest for the Southern Region of Pemex because it had no reserves of oil and gas and remained closed for seven years, it became the field with the greatest opportunity for the Region to incorporate production in a short time by high profitability and increased reserves of oil and gas. This was made possible through a different business vision, breaking paradigms, using knowledge, best practices and experiences that have been successful in other Regions of Pemex.

With the workover in three wells began the exploitation of Tertiary sands of Artesa field, which were in production from 1984 until 2005 when the wells were closed for high fractional water flow. In September 2012, after seven years, the field was opened with the well Artesa 351, but it was in 2013 when really started its development having a production of 12,200 bpd with fourteen production wells in August 2014.

Tacotalpa 3D seismic cube was used for the exploitation of Artesa field, a sedimentological model kind fan was made and original volume of 28 mmbbl was registered. In a second stage of the project a seismic inversion was performed, updating the sedimentological model to channels and identify “geocuerpos” with which fifteen locations were proposed, strategic wells were drilled, last generation logs were taken which allowed to evaluate the openhole formations, to propose cuts of core, production pressure tests were performed with real-time probe in the downhole, formation tests were run, to monitor the operation conditions at the surface, pressure sensors of real-time were placed on the head of whole wells, and is currently undergoing the first Integrated Asset Model for optimum field development and production including reservoir, well and network simulation models besides economic model. This model will raise the operating strategy and the proposed artificial systems, as well as pressure maintenance.

The wells in the field are highly profitable because they are drilled and completed in 28 days with production ranging from 600 to 1500 bpd to cost 50 million pesos.

The goal of this paper is to show how the Artesa field in almost twelve months increased production in just over four hundred percent and this was due to a different way of doing things, not in the traditional way but according to the life cycle of a field and teamwork.

Keywords: Artesa field, integrated asset model, Tertiary sands.

Introducción

Artesa, es el último campo de aceite desarrollado en las Cuencas del Terciario del Sureste en el Activo de Producción Macuspana-Muspac; actualmente es el más importante

por su producción de aceite, se localiza en la parte norte del Estado de Chiapas, en el Municipio de Juárez, aproximadamente a 35 km al Suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco; el yacimiento es de aceite negro, de edad Paleoceno, en areniscas de grano fino a medio.

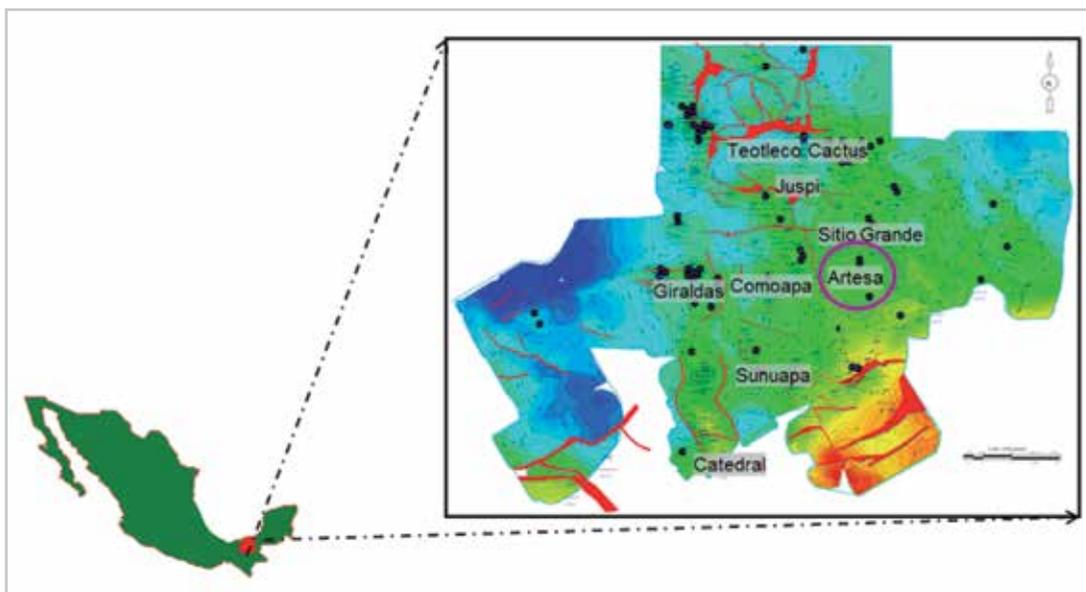


Figura 1. Ubicación del campo Artesa.

La explotación de las arenas del campo Artesa inició con la reparación mayor de tres pozos del yacimiento Artesa a nivel Mesozoico, (13, 35 y 353), en la edad del Terciario, con un histórico de producción de 1984 a 2005, hasta su cierre por alto flujo fraccional.

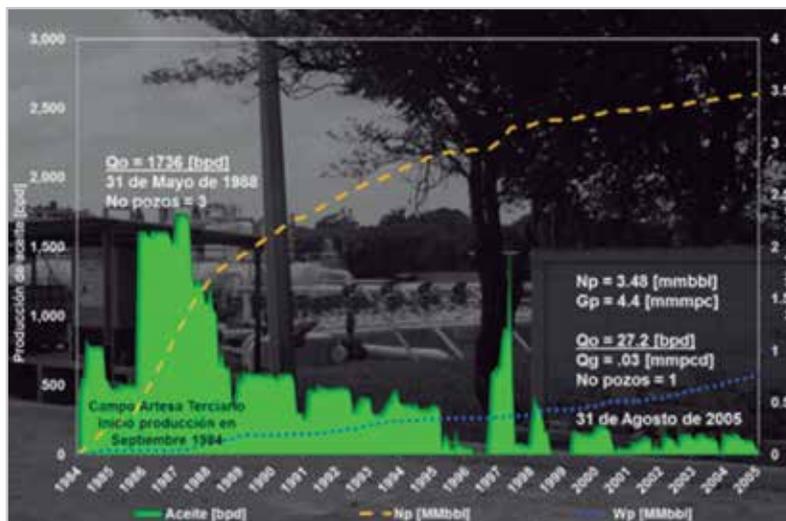


Figura 2. Historia de producción 1984-2005.

Por siete años y a nivel Terciario, el campo se mantuvo cerrado, hasta que el pozo Artesa 351 se incorporó a producción en septiembre de 2012; resultados que

motivaron en 2013 la reactivación del campo, alcanzando una producción de 17.4 Mbpd, con 27 pozos productores.

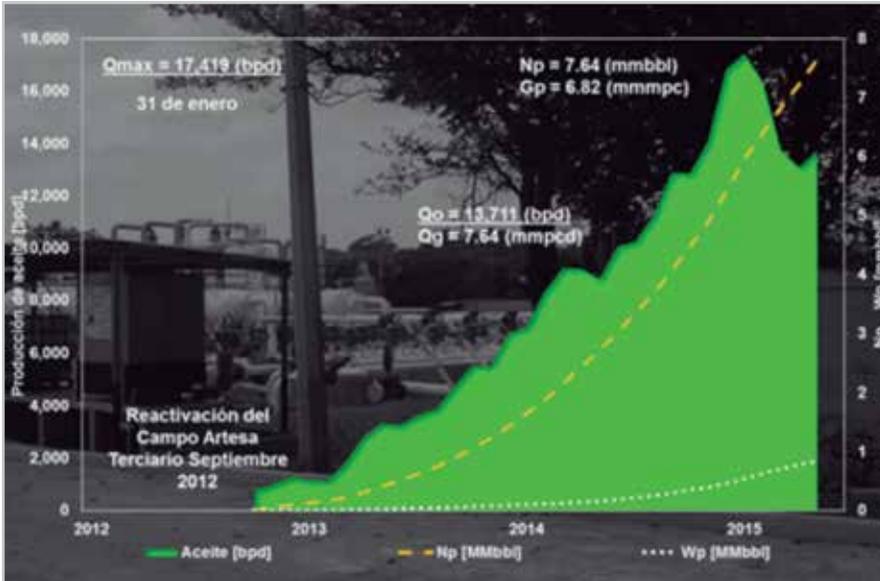


Figura 3. Historia de producción de la reactivación.

Reactivación

En septiembre de 2012 con la terminación del pozo Artesa 351, gemelo al Artesa 353, inició la reactivación del campo.

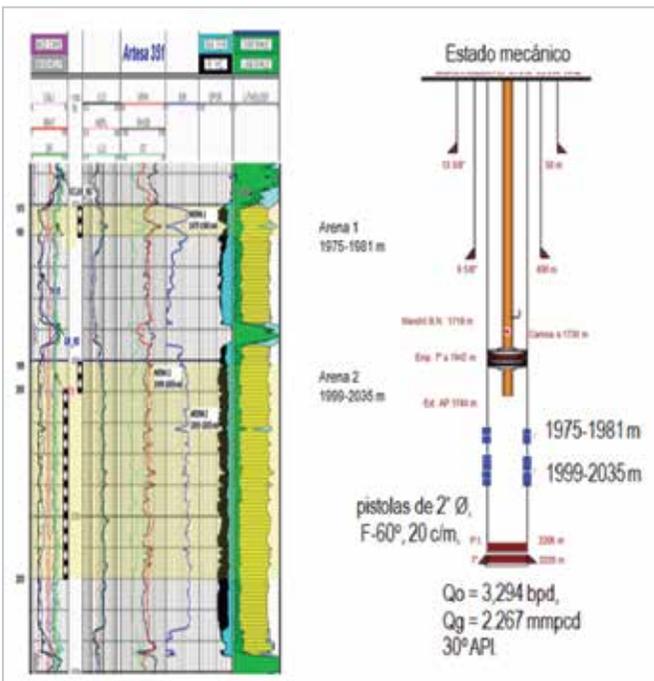


Figura 4. Registros geofísicos y estado mecánico, para el pozo Artesa-351.

Con la adquisición de registros geofísicos y Perfiles Sísmicos Verticales (VSP), inició el desarrollo del campo con la perforación de los pozos Artesa 352 y 354.

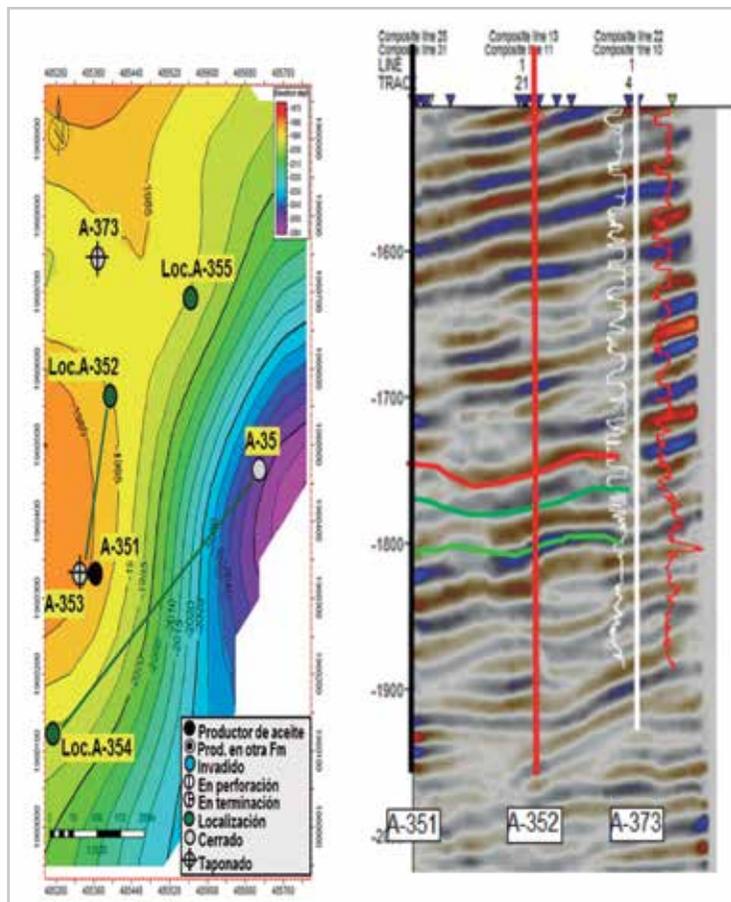


Figura 5. Mapa de la arena productora y registro sísmico.

Adquisición sísmica, modelo estructural y sedimentológico

Con el resultado exitoso de los pozos perforados y terminados, con la interpretación sísmica 3-D de la extensión del cubo Tacotalpa, adquirida y procesada en 2012; y con el apoyo conceptual del modelo estructural y sedimentológico, fue factible definir mapas de cimas y

bases para estimar el volumen original y reservas; requisito para la aprobación de nuevas localizaciones y continuar con el desarrollo del campo. Los datos sísmicos corresponden a un área de 171.91km² derivados del levantamiento sísmico Tacotalpa 3D, el dato consiste de CRP gathers con migración pre apilamiento en tiempo, corrección NMO y mute, además de velocidades RMS de migración y velocidades RMS residuales del área correspondiente al Campo Artesa.

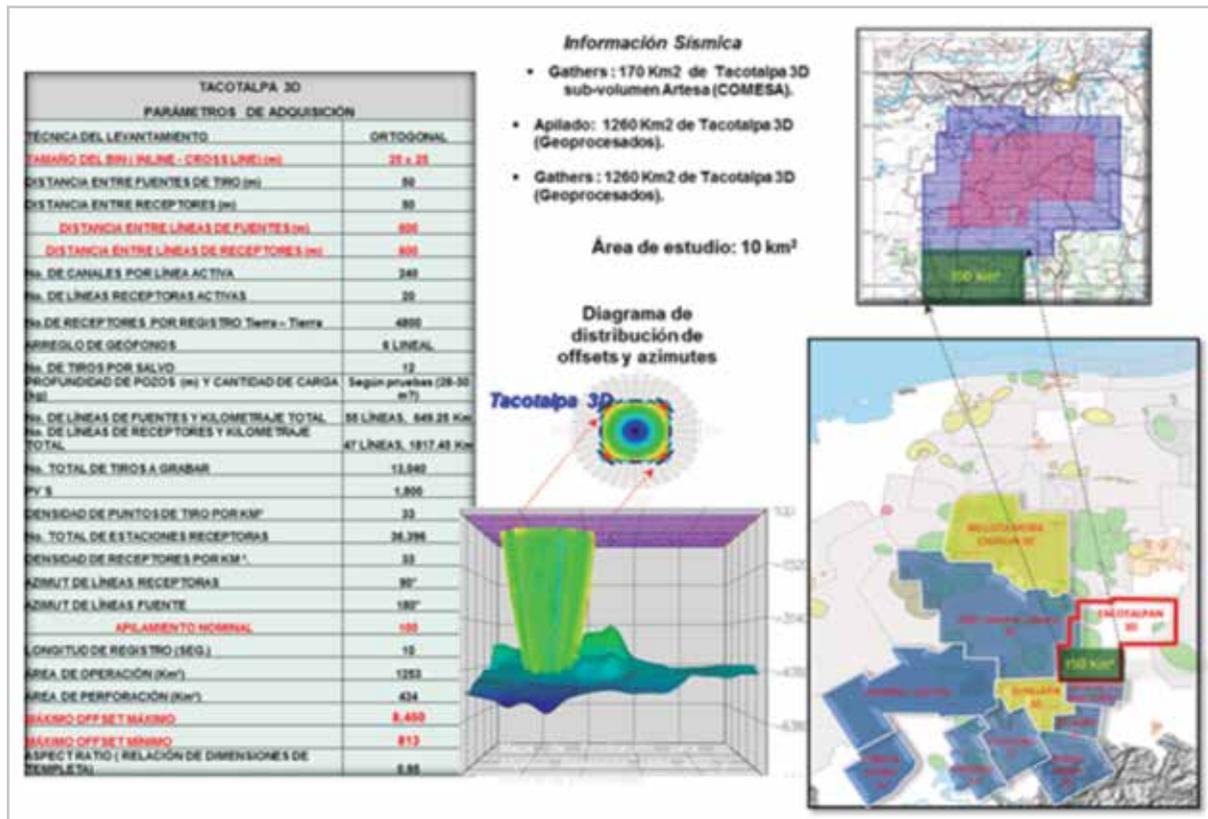


Figura 6. Adquisición sísmica 3D cubo Tacotalpa, adquisición de sísmica 3D.

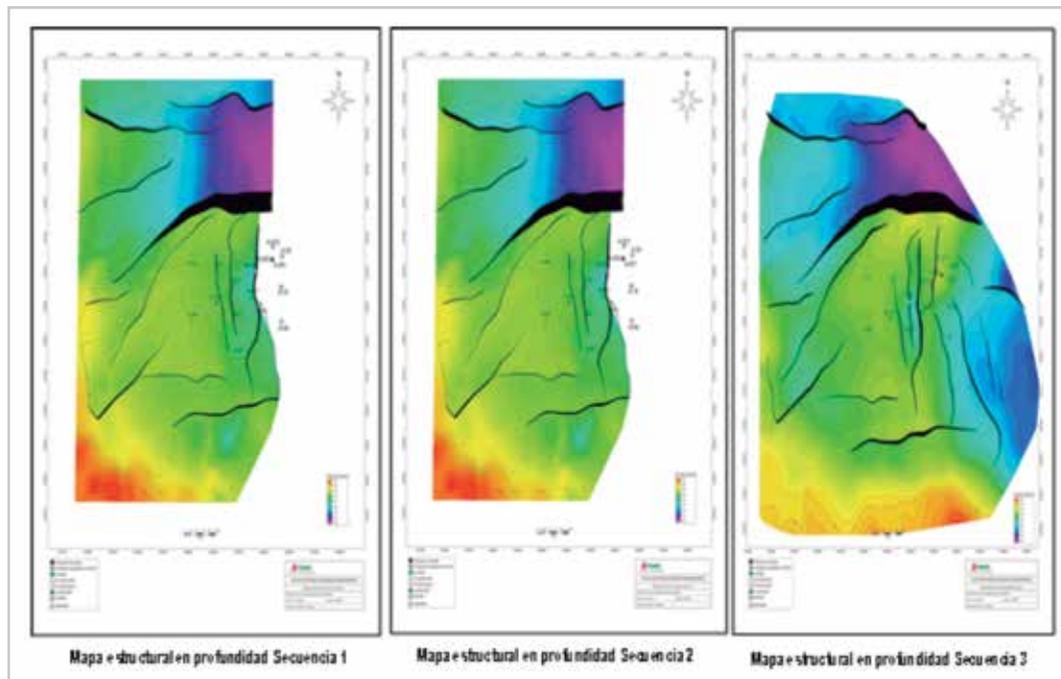


Figura 7. Mapas estructurales en profundidad secuencias.

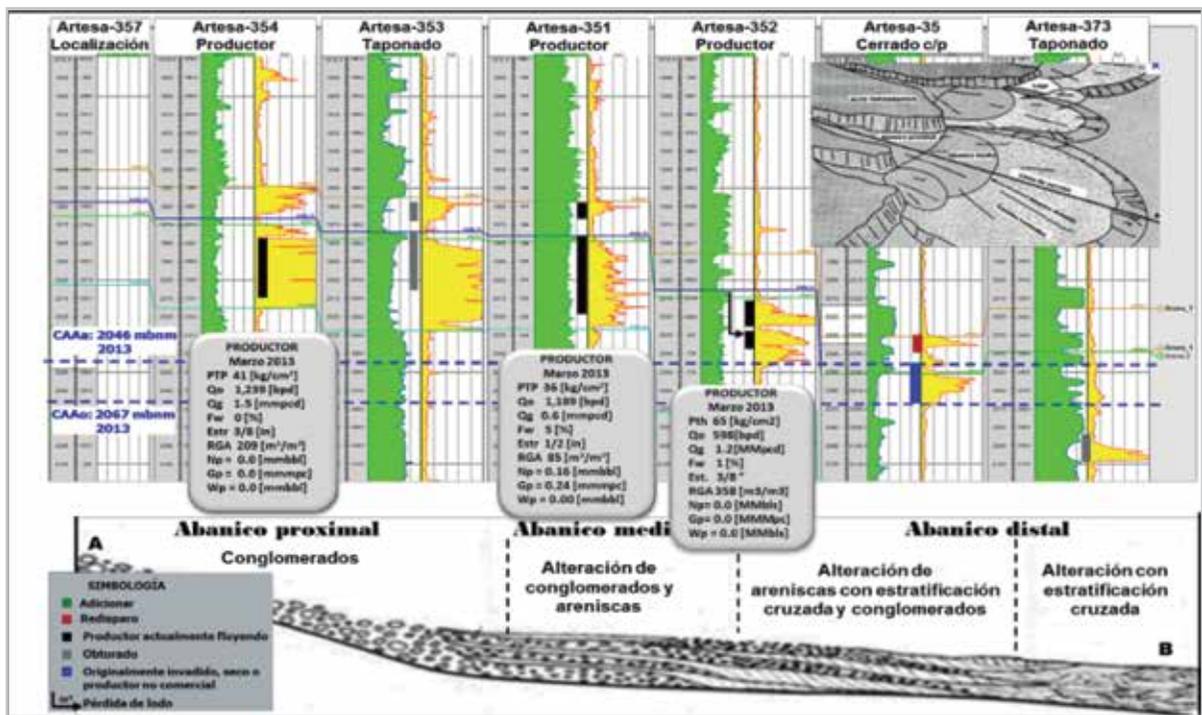


Figura 8. Modelo conceptual de datos de núcleos, muestras de canal y correlación de las arenas en los pozos perforados.

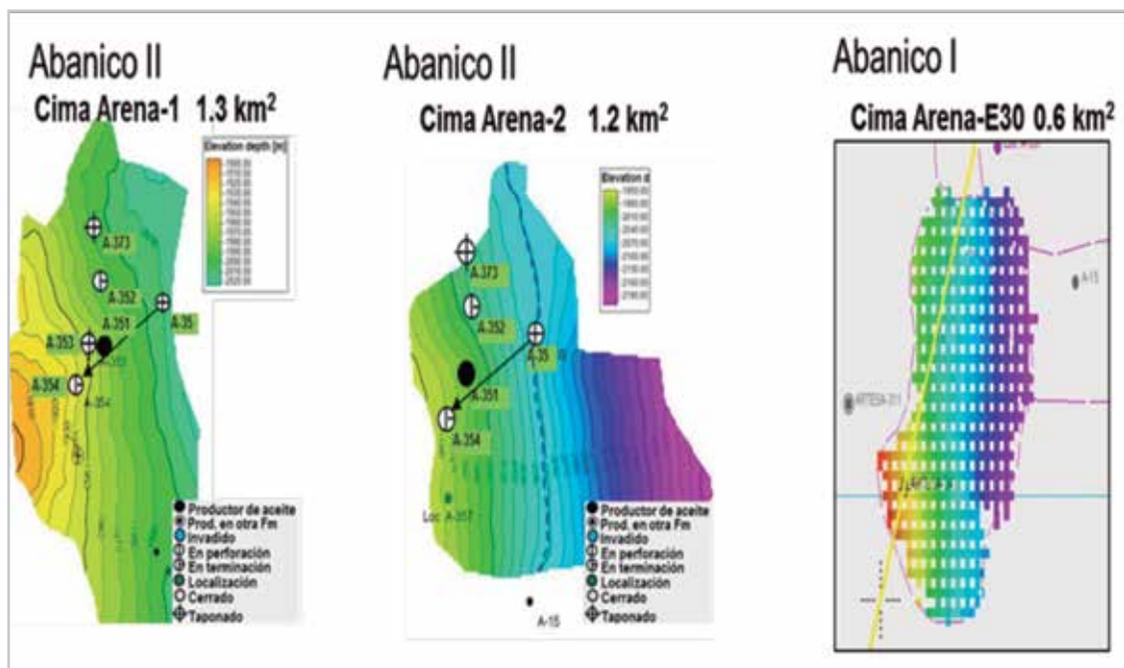


Figura 9. Plano de cimas y bases.

Localizaciones aprobadas

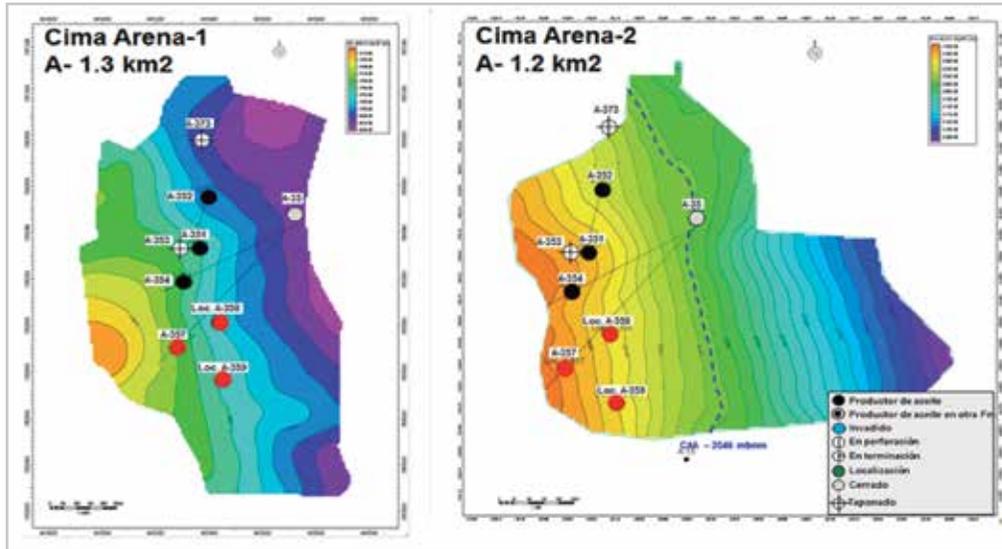


Figura 10. Localizaciones aprobadas a partir del modelo sedimentológico, estructural y sísmica procesada.

Resultados inversión sísmica

De mayo a diciembre de 2013 el grupo de caracterización estática del proyecto realizó un estudio de inversión sísmica y como resultado del estudio se obtuvieron mapas de geocuerpos y de anomalías de amplitud indicando localizaciones propuestas a perforar. Un total de 18 localizaciones fueron propuestas.

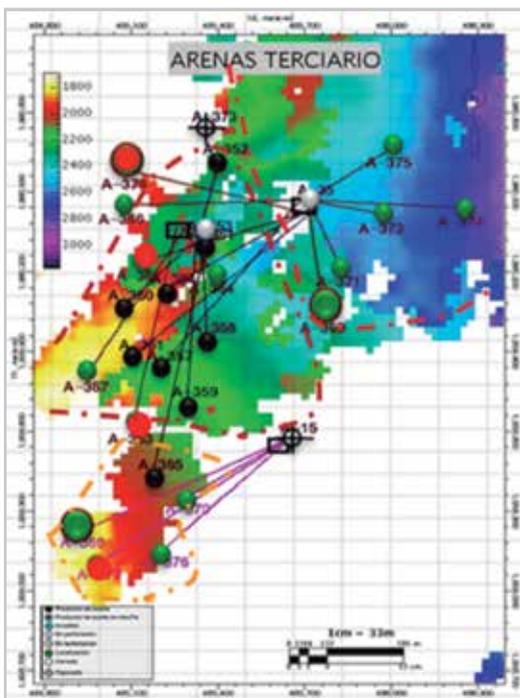


Figura 11. Mapa de geocuerpos.

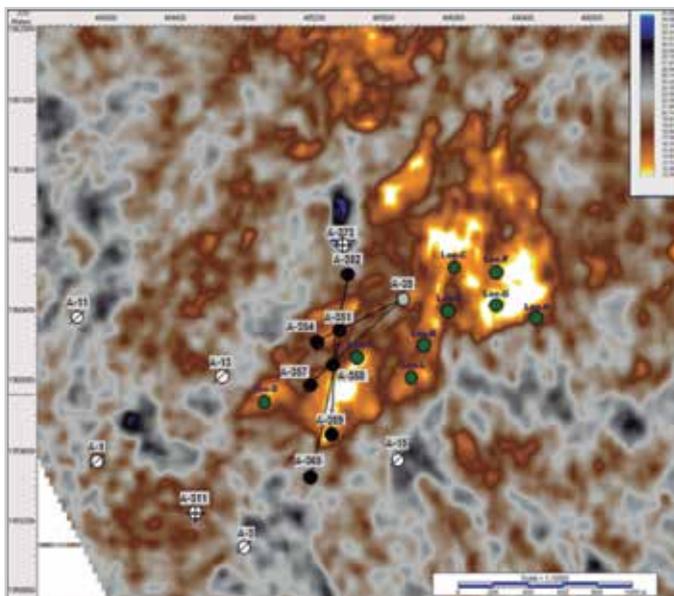


Figura 12. Anomalías de amplitud.

Estado actual

Conforme se fue desarrollando el campo, se actualizó el modelo geológico, a partir de la reinterpretación del modelo sísmico, estructural, estratigráfico y petrofísico; para reubicar sólo cuando fue necesario, localizaciones propuestas, de esta forma los pozos se perforaron de una forma estratégica, al tiempo que se desarrolló el campo.

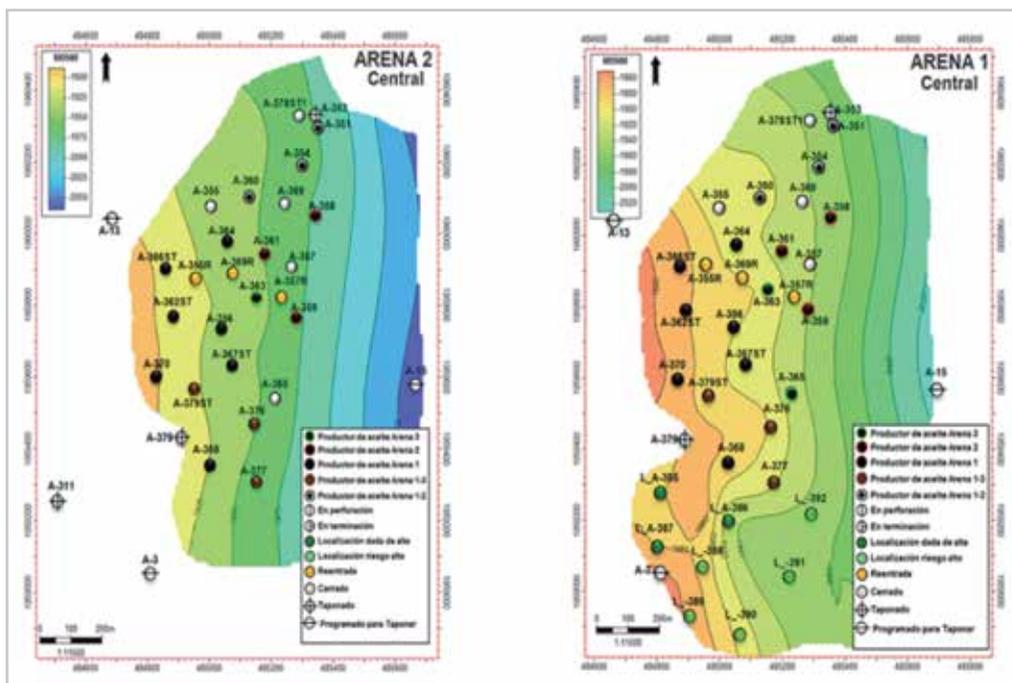


Figura 13. Configuración actual de las arenas principales de Artesa.

Explotación del campo

El desarrollo del campo se llevó a cabo con el acondicionamiento y ampliación de cuatro macroperas para perforar 32 pozos de enero de 2013 a junio de 2015.

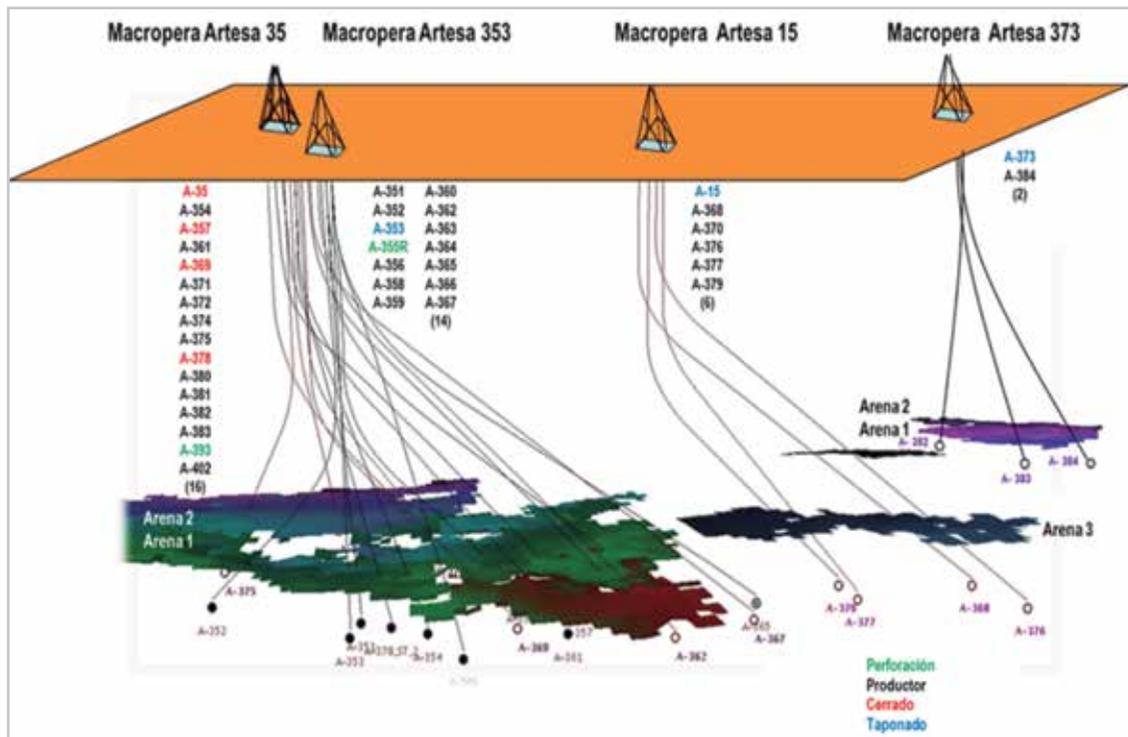


Figura 14. Macroperas del campo Artesa.

Perforación y costo de pozos

En la reactivación del campo Artesa se han perforado y terminado 27 pozos a una profundidad promedio de 2200 md con tiempos promedio de 27 días, todos los pozos son convencionales.

Tabla 1. Pozos del campo Artesa.

POZO	PROFUNDIDAD (m)	TIEMPO (días)			COSTO (\$M Pzoc)			D ₀ (bpd)	Q _{2f} (mmpd)
		PERF	TERM	TOTAL	PERF	TERM	TOTAL		
ARTESA 351	2040	54	21	75	52	17	69	3,294	2.27
ARTESA 352	2210	32	96	96	31	14	45	807	2.12
ARTESA 353	2223	30	15	45	26	13	39	683	0.22
ARTESA 354	2221	33	13	46	26	9	35	1,464	1.54
ARTESA 357	2090	36	16	52	27	11	38	1,210	0.29
ARTESA 359	2247	21	16	37	27	4	40	821	0.38
ARTESA 365	2040	26	8	33	26	10	36	1,945	0.71
ARTESA 360	2118	21	22	43	19	10	29	1,724	0.90
ARTESA 361	2020	34	13	47	32	8	41	906	0.45
ARTESA 373	2270	53	23	81	34	12	46	629	0.36
ARTESA 363	2043	22	9	31	26	3	41	1,294	0.32
ARTESA 364	2271	20	8	28	47	3	50	1,033	0.39
ARTESA 369	2050	18	7	25	40	2	42	519	0.24
ARTESA 371	2150	17	10	27	41	13	54	1,259	0.20
ARTESA 375	2263	15	12	27	26	12	47	1,300	0.76
ARTESA 367	2050	49	11	57	50	3	53	1,661	0.47
ARTESA 376	2000	16	9	25	43	6	49	885	0.33
ARTESA 372	2080	32	26	57	44	12	56	462	0.54
ARTESA 377	2220	16	10	26	46	7	53	920	0.30
ARTESA 362	2185	43	8	51	41	2	44	1,090	0.27
ARTESA 374	2090	17	10	27	45	9	54	711	0.56
ARTESA 370	2040	21	11	32	44	4	48	1,015	0.40
ARTESA 366	2169	39	8	47	26	12	38	1,326	0.42
ARTESA 368	2200	17	8	25	40	11	50	1,038	0.50
ARTESA 382	2173	20	8	28	54	11	65	904	0.56
ARTESA 379	2147	35	26	60	56	12	67	801	0.00
ARTESA 355	2069	17	31	48	29	9	46	25	0.76
ARTESA 356	2170	17	9	26	46	13	59	1,063	0.27
ARTESA 402	2133	19	4	23	61	8	69	1,793	1.35
ARTESA 384	2267	52	15	67	48	11	59	1,290	1.13
ARTESA 383	2448	32	8	38	49	11	60	632	0.42
ARTESA 381	2275	10	4	14	33	10	42	996	0.80

Construcción de infraestructura, peras y caminos

Durante el año 2014 se ampliaron cabezales de recolección, construyeron líneas de descarga, amarres de pozos, líneas de bombeo neumático y oleogasoductos para contar con la infraestructura superficial y transportar la producción hacia la batería de Artesa.



Figura 15. Infraestructura, peras y caminos del campo Artesa.

La construcción de la infraestructura superficial se realizó en tiempos record que permitieron tener la producción sin retrasos, un esfuerzo y coordinación importante, ya que aproximadamente se incorporaba a producción un pozo cada treinta días.

Está en proyecto la optimización de la batería de separación Artesa

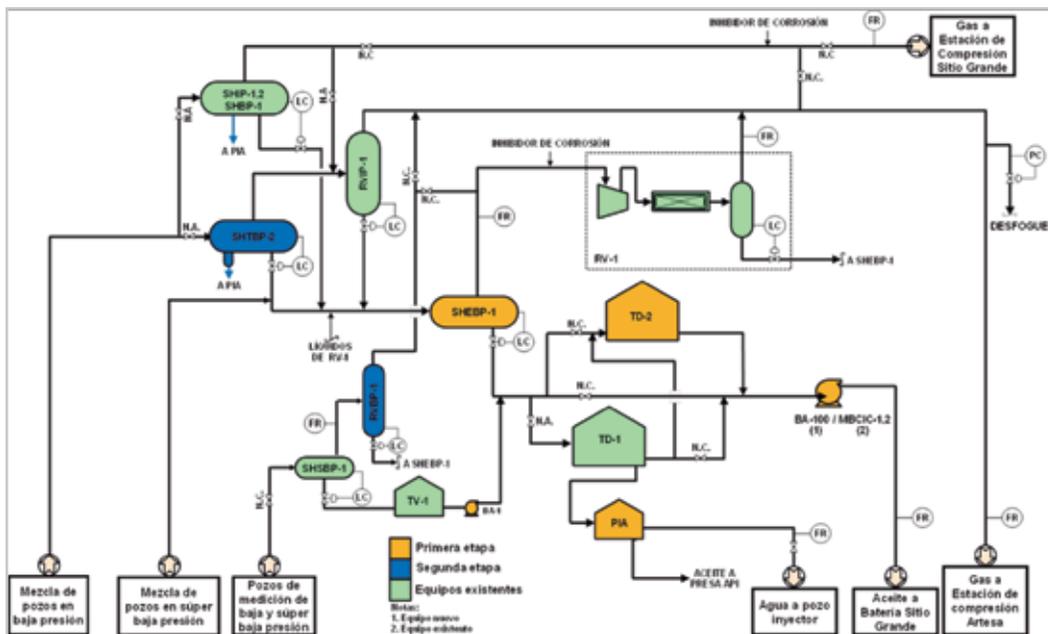


Figura 16. Proceso de la batería de separación.

Producción y evaluación del proyecto

La parte central del yacimiento cuenta con un **Modelo Integrado de Activo** que considera el yacimiento, pozos y red de distribución. Se contempla incluir dentro del modelo de simulación la parte sur y norte del campo.

La **estrategia de desarrollo** del campo considera la **perforación de pozos estratégicos**, pozos terminados con aparejos preparados para sistemas artificiales, sensores de presión a tiempo real de fondo y superficie.

Los resultados obtenidos del estudio de simulación económica, reflejan una **alta rentabilidad del proyecto**, con un período de recuperación de inversión de dos meses.

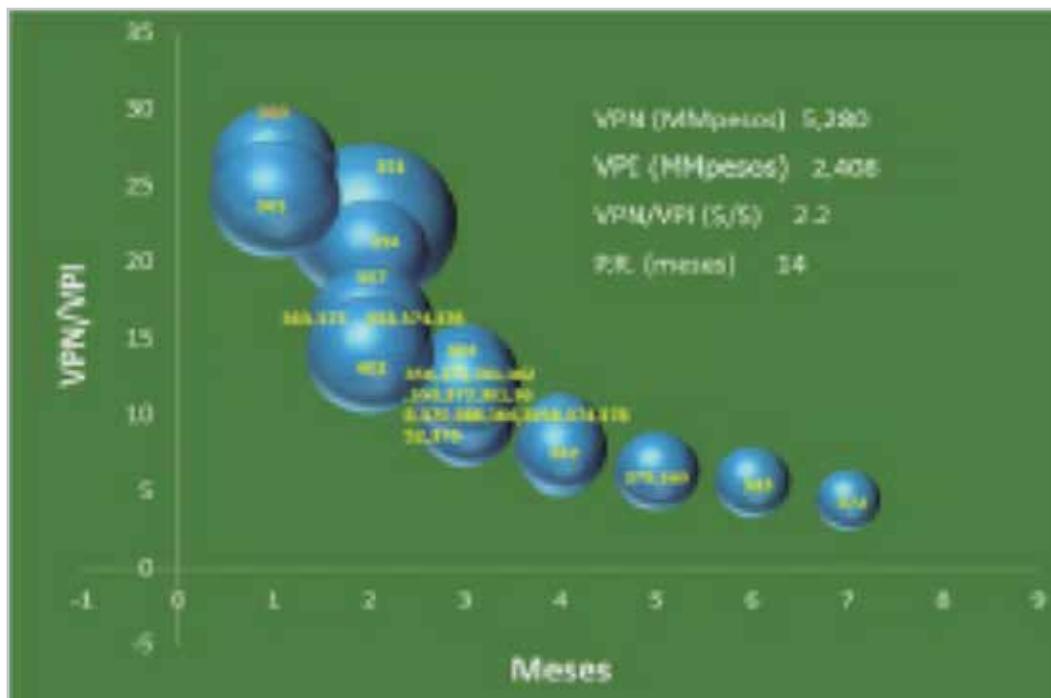


Figura 17. Indicadores económicos del proyecto.

Conclusiones

- El éxito de la reactivación y desarrollo del campo Artesa Terciario hasta el momento ha consistido en una forma diferente de hacer las cosas, no en forma tradicional sino de acuerdo al ciclo de vida de un campo y al trabajo en equipo.
- Una visión del negocio diferente, rompiendo paradigmas, utilizando conocimientos, mejores prácticas y experiencias que han tenido éxito en otras regiones del mismo Pemex.

- Para tener resultados diferentes hay que hacer cosas diferentes. Hoy en día Artesa es el campo de aceite de mayor producción del Activo de Producción Macuspana Muspac.

Nomenclatura

- VPN= Valor Presente Neto
- VPI= Valor Presente de la inversión
- P.R.= Período de recuperación de la inversión

Semblanza de los autores

José Francisco Martínez Mendoza

Ingeniero Petrolero, egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1988, a la Superintendencia de Producción, Región Sur.

1990-1992 Realizó estudios de Maestría en la especialidad de Producción, Universidad Nacional Autónoma de México.

1997-2001, Realizó Doctorado en Producción por la Universidad Nacional Autónoma de México, en Tulsa, Oklahoma, EUA.

2001-2003 Jefe del Área de Producción de Pozos, análisis integral del sistema de producción Región Sur.

2003-2007 Responsable de la elaboración del proyecto “Actualización y Optimización del Sistema Integral de Producción del Sector Gas Seco del Activo Integral Veracruz”, en la Gerencia de Sistemas de Producción, Sede Villahermosa.

2008 Responsable de Dictaminar los proyectos de la Región Marina y participar como especialista de producción en el dictamen de proyectos de la Región Sur.

2008-2013 Coordinador Grupo Multidisciplinario Diseño de Proyectos, Activo Integral Veracruz Región Norte (N-41).

2013-2014 Líder de proyecto Cactus Sitio-Grande, Activo de Producción Macuspana Muspac.

2015.- Líder de proyecto A. J. Bermúdez, Activo de Producción Samaria Luna.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Sociedad de Ingenieros Petroleros, (SPE), Asociación de Ingenieros Mecánicos (ASME), Red de Sistemas Artificiales de Producción de PEP.

Es autor y coautor de diversos artículos publicados en la AIPM y SPE, logrando ubicar sus ponencias en primer lugar de manera consecutiva en los años 2003-2007, además de 2015 en la AIPM.

Bernardo Martínez García

Ingeniero Petrolero, egresado del Instituto Politécnico Nacional.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1986, al Área de Ingeniería de Yacimientos, en la Región Sur.

En 1997, Líder de campos maduros del Proyecto Jujo-Tecominoacán.

En el año 2001 obtuvo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera, por la Universidad Nacional Autónoma de México.

En 2012, Jefe de Yacimientos del Proyecto de Explotación Cactus Sitio Grande, Activo de Producción Macuspana- Muspac.

Participó en el Proyecto de Inyección de gas en el campo Cárdenas.

Participa en el Desarrollo del campo Artesa Terciario en el Activo de Producción Macuspana- Muspac.

Es autor y coautor de diversos artículos publicados en la AIPM y SPE.

Miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Socio de número de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Ismael Enrique Martínez Ramírez

Ingeniero Petrolero, egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1998, al Activo de Producción Samaria Sitio Grande en el Área de Ingeniería de Yacimientos.

De 2010-2014, Encargado del área de Ingeniería de yacimientos del Proyecto Producción Cactus Sitio Grande.

De 2013 a 2014, Líder de campos maduros del Proyecto Producción Cactus Sitio Grande.

2014-2015 Jefe del Área de Caracterización Estática de Yacimientos del Proyecto Producción Cactus Sitio Grande.

Miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Ma. Del Refugio Sánchez Cornejo

Ingeniera Petrolera egresada del Instituto Politécnico Nacional. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1989, al Área de Terminación y Reparación de Pozos en la Región Sur.

En el año 2000 obtuvo el título de Especialista en Perforación de Pozos, por la Universidad Nacional Autónoma de México.

Actualmente labora en el Proyecto de Explotación Cactus Sitio Grande. Participa en el Desarrollo del campo Artesa Terciario en el Activo de Producción Macuspana- Muspac.

Miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.