

Desarrollo exitoso del campo Tizón: un yacimiento a más de 7,000 md en alta presión, temperatura y alto desplazamiento

Aly Giovanni Morán García

aly.giovanni.moran@pemex.com

Néstor Jonguitud Robles

Rafael Méndez García

rafael.mendezg@pemex.com

Guillermo Sánchez Orozco

guillermo.sanchezo@pemex.com

Enrique Paredes Enciso

jorge.enrique.paredes@pemex.com

Pemex–Activo de Producción Samaria–Luna

Información del artículo: recibido: abril de 2016-aceptado: junio de 2016

Resumen

El campo Tizón geológicamente se encuentra en el área mesozoica Chiapas Tabasco, (Pilar Reforma Akal), geográficamente se ubica en la planicie costera del Golfo de México, administrativamente pertenece al Activo de Producción Samaria Luna, en el Proyecto de inversión Delta del Grijalva, **Figura 1**. El campo inició su actividad en noviembre del 2004, con la terminación exitosa del pozo exploratorio Tizón 201, productor de gas y condensado en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, con un gasto inicial de 2127 bpd y una presión de yacimiento de 879 kg/cm².

El yacimiento se encuentra en la parte marina de la estructura del Pilar Reforma Akal, en una trampa combinada, donde la parte estructural está representada por un anticlinal simétrico de poco relieve, donde su eje mayor se orienta de Norte a Sur y limitada en sus flancos por fallas inversas. La componente estratigráfica se caracteriza por dolomías micro a mesocristalinas y calizas dolomitizadas que le dan su carácter de roca almacén; como sello funcionan las calizas arcillosas de Jurásico Superior Tithoniano de ambiente de cuenca. La carga de aceite fue durante el periodo Mioceno Inferior procedente de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano. Es un yacimiento de alta presión y temperatura, dolomitizado y tiene asociado un acuífero activo.

El desarrollo del campo Tizón se ha realizado con la perforación de pozos direccionales con arquitecturas tipo “J”, a partir de la línea de costa alcanzando desplazamientos de 2,688m y temperaturas de fondo de 187 °C en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, **Figura 2**. La roca almacenadora presenta buenas características de porosidad y permeabilidad, característico de los yacimientos en dolomías, permitiendo atravesar los primeros 40 a 60 mv de roca almacenadora, después del lavado del pozo, permite obtener como resultado pozos productores de aceite de 45°API, con un gasto promedio de 2,500 bpd.

A diciembre del 2014, el campo contaba con 10 pozos en operación con una producción promedio de condensado de 24,882 bpd y 148.2 mmpcd de gas, la estrategia inicial de extracción de operar el campo por estranguladores de 3/8” y 1/2” permitió disminuir los riesgos de una producción temprana de agua confiriéndole la característica de una excelente administración del campo.

Palabras clave: Dolomías, condensado de 45 ° API, campo profundo, alta temperatura, alta presión. (Pozos HPHT).

Successful field development Blight: a site more than 7000m high pressure, high temperature and displacement

Abstract

Tizón field is geologically located in the Chiapas-Tabasco Mesozoic area (Pillar Reforma Akal), geographically it is located in the coastal plain of the Gulf of Mexico but it is administrated by the Samaria Luna Asset belonging to the Project Delta del Grijalva. The Field began operations in November 2004 with the successful completion of the exploratory well Tizon 201, producer of oil (and gas condensate) in rocks of the Kimmeridgian, with an initial production of 2127 bpd and an original reservoir pressure of 879 kg / cm².

The definition of the structural framework was initially founded on 2D seismic data, then the drilling of exploratory wells (Troje 1, Cosaco 1, Tizón 201 y 1DL) and the 3D seismic survey, allowed to solve the geological complexity. This complexity was defined by the presence of clay domes, which did not allow a clear definition of the geometry of the trap, given changes in both vertical and lateral speeds.

Tizón field development has been done with the drilling of deviated wells, with architectures type "J", reaching 2688m displacements and bottom hole static temperatures of 187 ° C in the Kimmeridgian, Figure 1, where the reservoir rock has good characteristics of porosity and permeability of the deposits in Dolomites, allowing through the first 40-60 mv of reservoir rock (after washing the well), to obtain oil wells producing with 45° API oil. With an average production of 2,500 bpd. Currently the field has 10 wells in operation, with a total production of 25,744 bpd and 156,7 mmpcd the field has been exploited trough 3/8" and 1/2" chokes, allowing an excellent field management.

Keywords: Dolomites, 45°API oil, deep field, high pressure, high temperature. (HPHT wells)

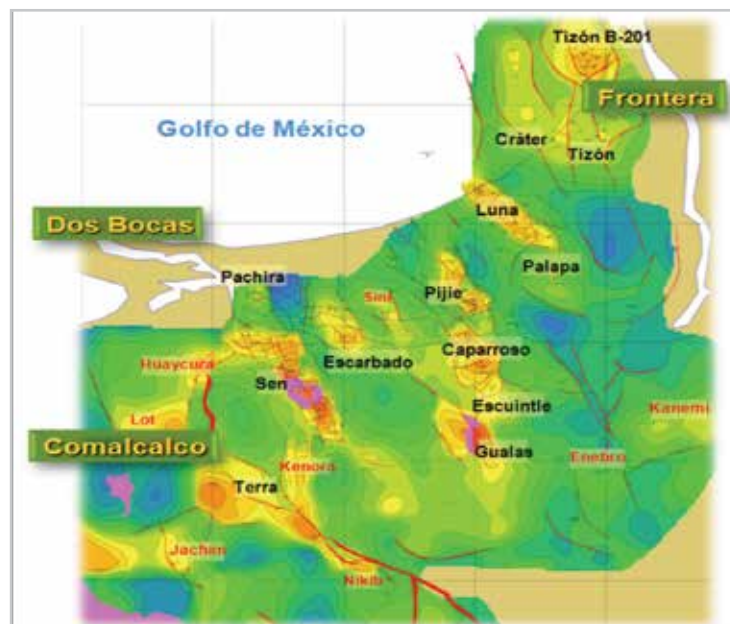


Figura 1. Plano regional a nivel Cretácico Superior del Proyecto Delta del Grijalva.

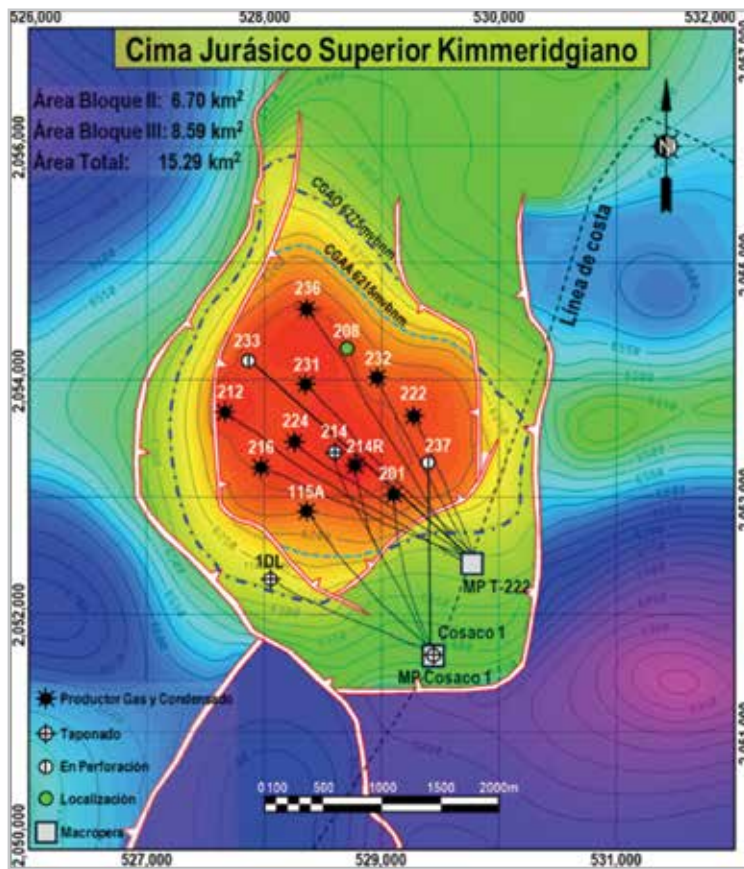


Figura 2. Mapa del Jurásico Superior Kimmeridgiano, campo Tizón.

Introducción

La propuesta de localizaciones en el campo Tizón en un yacimiento de carbonatos dolomitizados, con profundidades de hasta 7004md /6322mv, donde la definición estructural y el alto desplazamiento de los pozos para alcanzar los objetivos, así como las altas temperaturas, fueron el reto principal para desarrollo exitoso del campo.

La definición del marco estructural estuvo inicialmente fundamentado en la información sísmica 2D; posteriormente, con la perforación de los pozos exploratorios (Troje 1, Cosaco 1, Tizón 201 y 1DL), así como el levantamiento sísmico 3D, se pudo resolver la complejidad geológica. Dicha complejidad estaba definida por la presencia de domos arcillosos, que no permitían la definición clara de la geometría de la trampa, dado los cambios de velocidades tanto verticales como laterales.

La complejidad en la perforación de los pozos radica en que el conductor se encuentra en la línea de costa y los

objetivos mar adentro, así como las altas temperaturas y presiones, que obligó a tomar retos operativos importantes, tales como: desplazamientos de hasta 2688 m y la perforación en una sola etapa desde Eoceno hasta la base del Jurásico Superior Tithoniano, lo que representa 700 m en agujero descubierto.

Desarrollo del tema

Geociencias

La interpretación estructural tridimensional, basada en el mapeo de los horizontes de interés, correlacionado con los pozos vecinos y posteriormente la conversión del modelo de velocidades a profundidad, dio como resultado el marco geológico, definiendo con esto la geometría de la trampa, la cual a nivel Cretácico y Jurásico corresponde una estructura de tipo anticlinal, de bajo relieve, existiendo diferencias estructurales de 5 a 15m entre pozos con respecto a la cima del yacimiento.

Desde el punto de vista estratigráfico, el JSK corresponde a facies de plataforma, presentando un aumento en los procesos de dolomitización con respecto a la posición estructural; de esta manera en los pozos ubicados en los flancos de la estructura se observa una dolomitización menor, mientras que al centro y norte hay un incremento, alcanzando espesores de 40 a 60mv de dolomías micro a mesocristalinas, con impregnación de aceite en porosidad intercrystalina, que representa el mayor aporte de fluidos, en una relación 70/30, con una porosidad máxima de 7% y un rango de permeabilidad de 30-40 md. En menor porcentaje se presentan intercalaciones de mudstone-wackestone dolomitizado, con microfracturas escasas selladas por calcita y otras con impregnación de aceite.

Adicionalmente, durante la perforación de los pozos Tizón 201 (exploratorio), Tizón 115A y Tizón 1DL, **Figuras 3 y 4**, a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiense, se cortaron rocas dolomitizadas con presencia de hidrocarburos, tanto en muestras de canal, como en sus descripciones petrográficas respectivas. Las manifestaciones de hidrocarburos incluyen la presencia de lecturas de gas en el lodo, con un rango de 45 a 484 unidades, disponiéndose de una cromatografía completa que incluye iC4, C4, iC5 y C5, la cual confirmó la presencia de aceite, **Figura 5**.

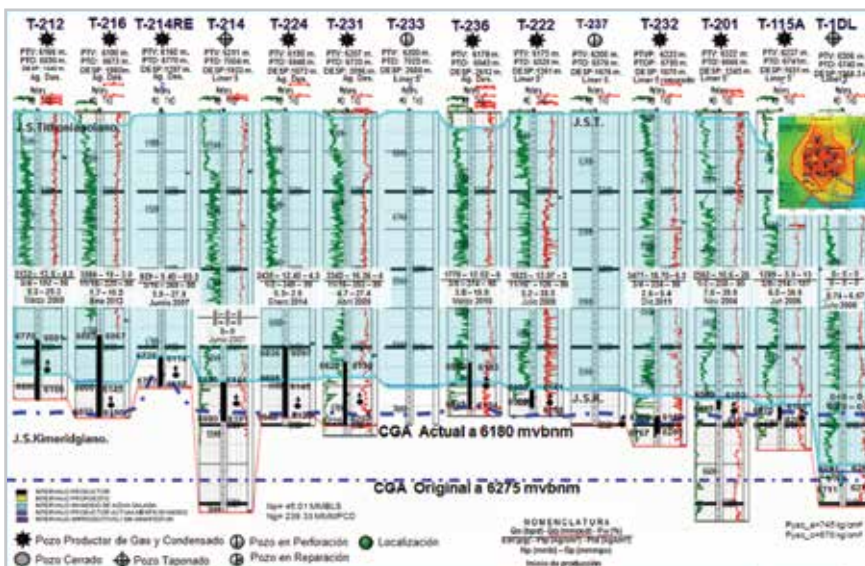


Figura 3. Correlación de los pozos Tizón, indicando intervalos de interés en los estratos del Jurásico.

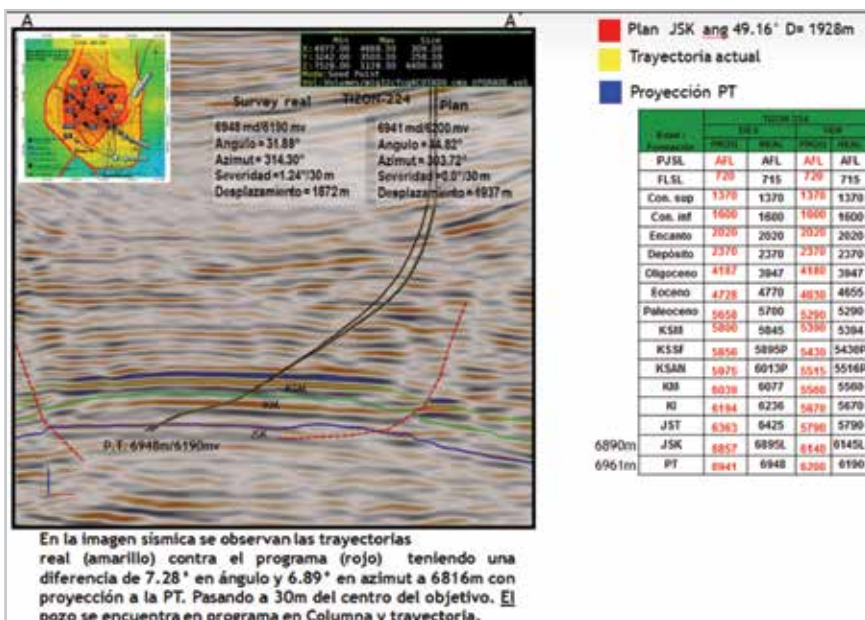


Figura 4. Trayectoria real vs programa y columna del pozo Tizón 224.

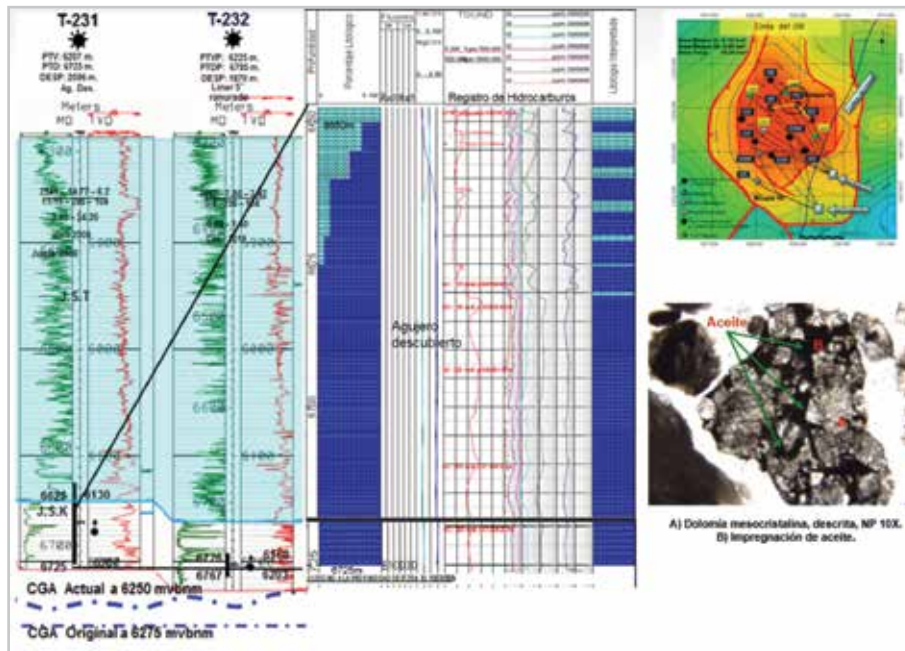


Figura 5. Registro de hidrocarburos y láminas delgadas indicando presencia de aceite.

Perforación

Con el fin de resolver los retos geológicos, características del yacimiento y condiciones operativas tanto en superficie como en subsuelo (profundidad, temperatura y desplazamiento), se utilizó la mejor tecnología existente de perforación con el fin de desarrollar el campo al centro y norte de la estructura, donde los desplazamientos se incrementarían a más de 2,600 m, teniendo como mejor opción la perforación de pozos direccionales y con ello asegurar el éxito volumétrico y económico del campo.

Durante la perforación de los pozos de desarrollo, las primeras etapas resultan ser pieza clave para garantizar el éxito mecánico; sin embargo, en muchas ocasiones las etapas intermedias y/o de explotación se vuelven muy complicadas por la falta del control direccional, siendo la alta temperatura un impedimento para el uso de herramientas direccionales, zonas altamente abrasivas y compresivas, condiciones que limitan el desempeño de la perforación.

Las etapas del Cretácico son las de mayor tiempo, se ha utilizado la tecnología de turbo-perforación combinada con barrenas híbridas, resultados provenientes del análisis del rendimiento de barrenas para zonas de alta compresibilidad.

El resultado de esta combinación de tecnologías mejoró los tiempos de perforación, y permitió mantener el control direccional en secciones tangentes de alto desplazamiento. Cabe mencionar que el principio de perforación parte del análisis de geomecánica del campo, ya que se perfora perpendicularmente a los esfuerzos mínimos horizontales de los planos de debilidad, permitiendo la estabilidad del agujero, **Figura 6**.

La compresibilidad y fracturamiento casi nulo de las rocas carbonatadas, le confiere una densidad homogénea, la cual está por encima de la presión de poro, donde el predominante es el gradiente de colapso.

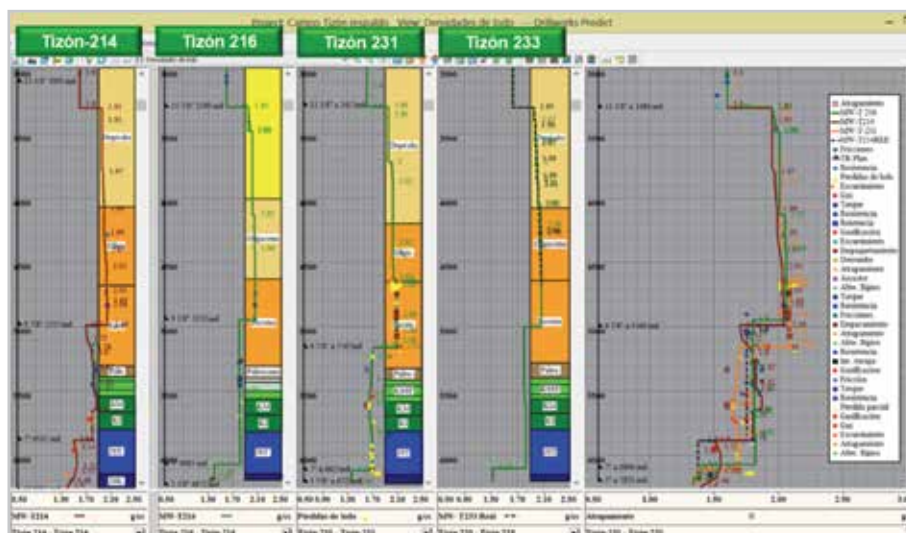


Figura 6. Geopresiones del campo Tizón.

Yacimientos

La historia de producción del campo se resume en tres etapas principales: etapa I en noviembre del 2004, con la terminación del pozo Tizón 201 con un gasto inicial de condensado de 2127.5 bpd y 7.43 mmpcd de gas estrangulado por 3/8"; la etapa II (junio/ 2006 a julio/2007) caracterizada por la terminación de los pozos Tizón 115-A y 214, incorporando en forma conjunta una producción de 4,000 bpd de condensado y 14 mmpcd de gas. Finalmente

en la etapa III (2008-2014) se intensificó la perforación con nueve pozos. Al finalizar el año 2014 el campo operaba con 10 pozos con una producción promedio diario mensual de 24,882 bpd de condensado y 148.20 mmpcd de gas.

El fluido almacenado en el yacimiento es de tipo gas y condensado de 45° API, determinado mediante dos estudios PVT de los pozos Tizón 214 y 115A. La presión al cierre del 2014 se ubicó en 740 kg/cm², **Figura 7.**

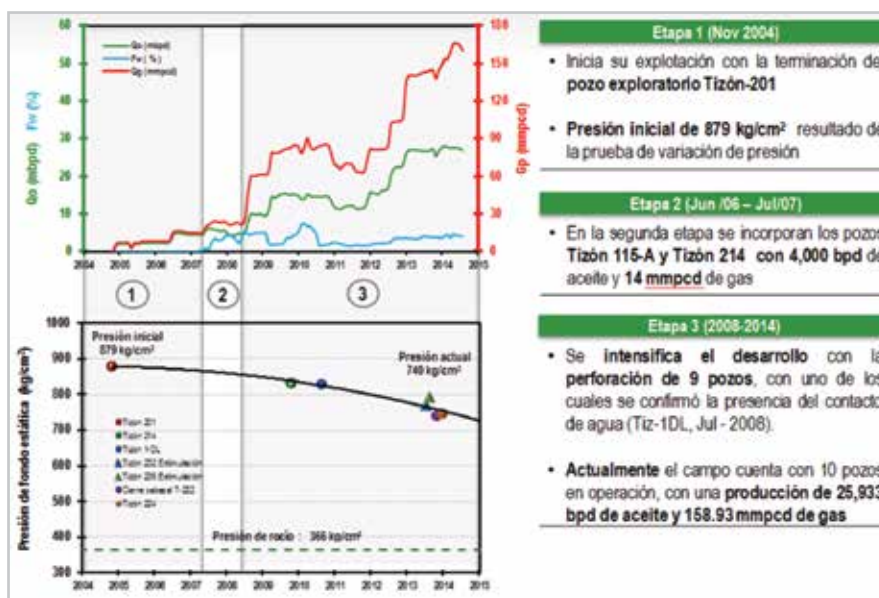


Figura 7. Etapas de explotación, campo Tizón.

El contacto inicial de agua se determinó a 6275 mv mediante aforo realizado en el pozo Tizón 201 (98 m de distancia de la base del intervalo productor), permaneciendo a esa profundidad durante seis años, posteriormente derivado del cierre por invasión de agua del pozo Tizón 1DL (2010) ubicado en un bloque bajo, se ajustó la profundidad a 6250 m.

Debido a la distancia corta entre el contacto de agua y la base de los intervalos productores aunado a la naturaleza estructural de bajo relieve, se establecieron en el campo dos criterios principales para su explotación:

- a. Terminar los pozos en la cima del JSK donde se asegure un contenido de 40% de dolomía.
- b. Operar los pozos por un diámetro de estrangulador de 3/8 y 1/2".

En junio de 2012 con la finalidad de compensar la disminución de producción en los campos Sen y Pijije, se efectuó una campaña de ampliación de estranguladores en los pozos, teniendo como efecto primario incremento del flujo de agua, principalmente en tres pozos, llevando a ajustar el contacto de agua a su posición actual 6180 m.

Los criterios iniciales de explotación adoptados han logrado evitar la irrupción de agua de forma acelerada, un mejor barrido de los hidrocarburos y administrar mejor la energía del yacimiento, manteniendo actualmente un factor de declinación mensual de 1.46 %.

El campo Tizón JSK cuenta con un modelo de simulación numérica (composicional, doble porosidad), el cual ha permitido definir la estrategia de explotación, mediante la aplicación de algoritmos de estrategia evolutiva, logrando optimizar la posición de las localizaciones nuevas a perforar y maximizar la recuperación de hidrocarburos. De acuerdo al modelo de simulación y considerando el caso base de 10 pozos produciendo, más la perforación actual de dos pozos a terminar en 2015, se proyectó una plataforma de producción a 20 años con un rango de 12 a 15 mil bpd para alcanzar una producción acumulada de condensado N_p de 86.8 mmb y 455.6 mmmcp de gas (G_p), con un factor de recuperación final, FR de 77 a 78.2%; en cuanto al porcentaje de agua se pronosticó un incremento del 30% en la producción del campo para finales del 2015, **Figura 8**.

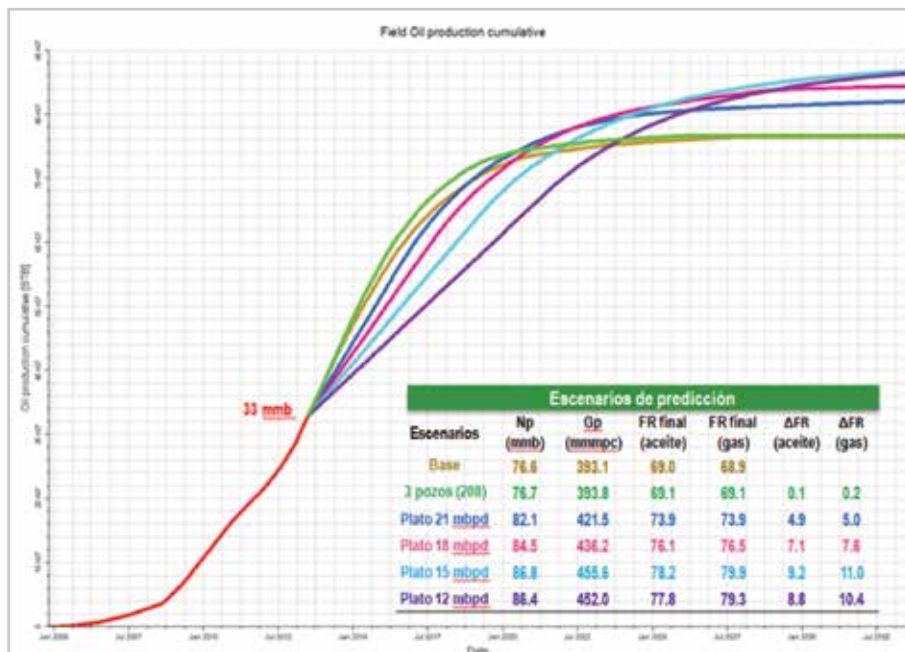


Figura 8. Plataformas de producción simuladas para 20 años, campo Tizón.

Resultados

De noviembre del 2004 a mayo de 2016 se han perforado 15 pozos, de los cuales 14 han resultado productores y uno con accidente mecánico lo que representa un éxito volumétrico del 94%, para el primer semestre de 2016 se tienen 12 pozos operando. Los pozos perforados en el campo han llegado a alcanzar profundidades de 7014 m, temperaturas de fondo de 187 °C y desplazamiento máximo de 2688 m, con secciones tangenciales de 4325 m, perforando en una sola etapa parte del Terciario, Cretácico y Jurásico. En los pozos del campo se tiene una diversidad de tipos de terminación, ocho con agujero descubierto, cuatro con TR cementada disparada, uno con TR ranurada y uno con TR colgada, con un espesor promedio de 65 m dentro del yacimiento.

A diciembre del 2014 la producción alcanzada fue de 24,882 bpd de condensado de 45 °API y 148.2 mmpcd de gas, el flujo fraccional de agua promedio resultó menor al 10%, con una presión de yacimiento de 707 kg/cm². Con base en los resultados de simulación numérica, de acuerdo a las condiciones impuestas de extracción prevaleciente en el año 2014 y siguiendo una plataforma de producción por 20 años con gasto de 15 mbpd, se alcanzaría una acumulada de condensado de 86.8 mmb, y 455.6 mmpc de gas. Se cuenta con una reserva remanente de 21.4 mmb de aceite y 121 mmpc de gas, **Figuras 9, 10 y Tabla 1**.

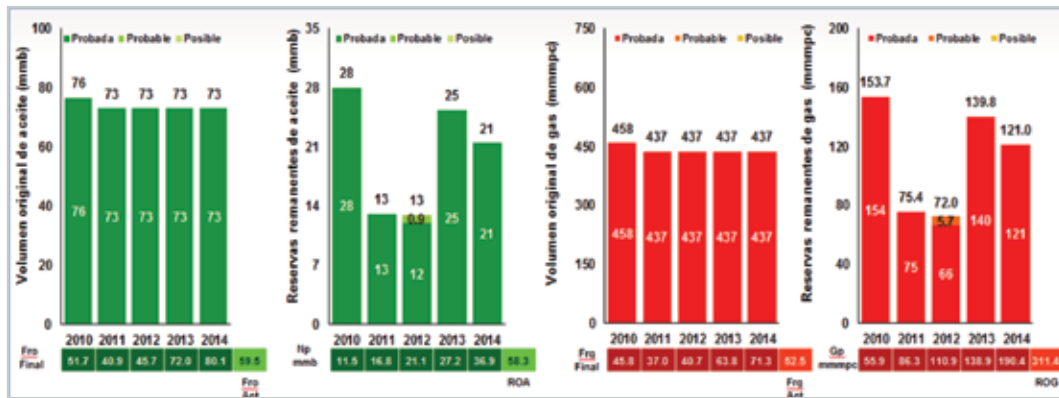


Figura 9. Comportamiento histórico de reservas, Tizón JSK.

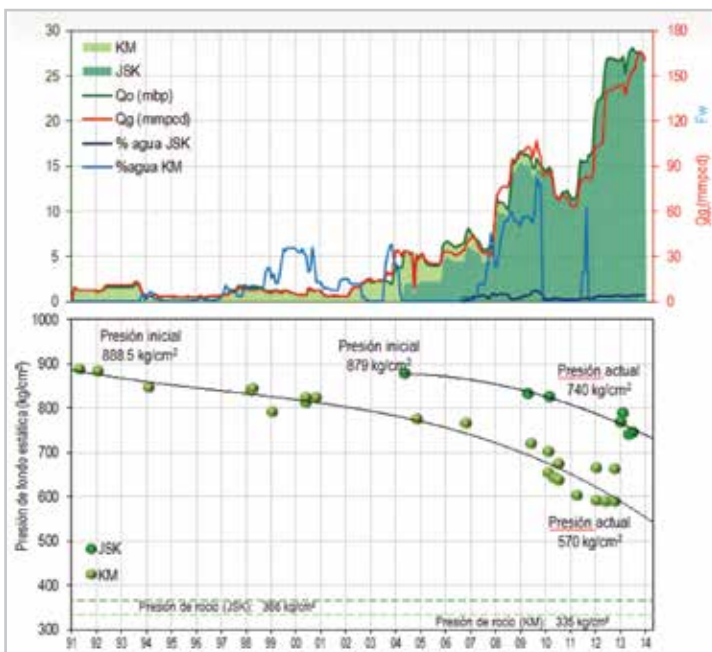


Figura 10. Gráfica de comportamiento de alta productividad asociado al empuje hidráulico, alta presión y medio dolomitizado en JSK.

Tabla 1. Reservas probadas Tizón JSK.

1° de enero de 2014							
	N	G	ROA	ROG	ROPCE	Fro _{final}	Frg _{final}
Tizón	(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(%)	(%)
JSK	72.8	436.8	58.3	311.4	133.8	80.1	71.3
	Np	Gp	RRA	RRG	RRPCE	Fro _{act}	Frg _{act}
Tizón	(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(%)	(%)
JSK	36.9	190.4	21.4	121.0	50.8	50.6	43.6

Conclusiones

El campo Tizón, está clasificado a nivel mundial, dentro de los pocos desarrollos petroleros exitosos en Jurásico en profundidades mayores a 7000 md, en zona de alta presión y temperatura, con alto desplazamiento a partir de la línea de costa, saliendo de macroperas a orillas del mar. Utilizando la tecnología de última generación disponible, la cual no satisface del todo los requerimientos para este tipo de yacimientos.

La precisión en los modelos estático y dinámico han permitido el desarrollo exitoso de un yacimiento profundo.

La perforación de pozos desviados, ha permitido la explotación del yacimiento, teniendo el conductor en la línea de costa y los objetivos mar adentro, así como las altas temperaturas y presiones, que obligó a tomar retos operativos importantes, tales como: desplazamientos de hasta 2688 m y la perforación en una sola etapa desde Eoceno hasta la base del Jurásico Superior Tithoniano, lo que representa 790 m en agujero descubierto.

El campo Tizón JSK tenía originalmente una reserva probada de 58.30 MMB de condensado y 311 MMMPC de gas, de los cuales a septiembre de 2014 se había extraído un volumen de 45 MMB de condensado y 239.44 MMMPC.

El establecimiento de criterios de explotación inicial fundamentados en la conjugación efectiva de la información estática y dinámica ha permitido hasta el momento alcanzar un 94% de éxito productivo y económico en el campo Tizón en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

De acuerdo al modelo de simulación y al ritmo prevaleciente de extracción que se tenía al cierre del año 2014 se preveía una fuerte irrupción de agua a finales del 2015, sin embargo las condiciones impuestas de extracción tuvieron su efecto a mitad del 2015 con el incremento del flujo fraccional de agua en los pozos Tizón 201, 115-A y 214 con valores de 20- 40% y con máximos registrados de 60- 90% en el primer cuatrimestre del 2016.

Se recomienda reducir el ritmo de extracción para inducir un avance gradual y uniforme del contacto agua-gas, establecer una plataforma de producción que permita lograr la expectativa de maximizar el factor de recuperación cercano al 80%.

Agradecimientos

A todo el equipo del Proyecto Delta del Grijalva por su invaluable contribución en las diversas áreas de Geociencias, Yacimientos, Productividad y Perforación; al Ing. Agustín Mandujano Santiago, Administrador del Activo por apoyar el desarrollo y retos tecnológicos, al Ing. Carlos Mario Cabra Garduza, por su apoyo en toda actividad del proyecto; al Ing. Néstor Jonguitud Robles y todo su personal por guiarnos en el área de Geociencias, así como a los equipos de alianzas de las compañías Schlumberger y Halliburton por toda su tecnología y profesionalismo en las diversas áreas de la industria.

Referencias

Mitchell, J. 2008. *Perforando Sin Problemas*. The Woodlands, Texas: Drillbert Engineering.

Semblanza de los autores

Aly Giovanni Morán García

Egresado de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, obteniendo el título de Ingeniero Geólogo en 1992.

1994.- Inició en CFE en la Subgerencia de Geología e Ingeniería Civil, en trabajos de geología regional y a semidetalle en la residencia Pacífico-Norte.

1994-1995.- En la compañía Rotenco, como Ingeniero en registro de hidrocarburos, en la Región Marina y Sur.

1996-1999.- En la compañía M-I drilling Fluids, como Ingeniero de Fluidos de Control, en la Región Marina y Sur.

1999-2000.- Pemex PEP: Activo de Explotación Abkatun: seguimiento de actividades de pozos en perforación y estudios geológicos.

2000-2009.- Activo de Exploración Macuspana y Regional de Exploración Sur: operación geológica a pozos exploratorios en etapas de perforación y terminación.

2009-actual.- Activo de Producción Samaria Luna, en el Proyecto Delta de Grijalva: propuesta de localizaciones de desarrollo y seguimiento operativo geológico.

Ha presentados diversos trabajos en los Congresos del Petróleo en 2011 y 2013.

Pertenece a la AIPM, Delegación Villahermosa.

Recibió la Medalla Lázaro Cárdenas otorgada por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México AC, al autor del mejor trabajo práctico en materia de Ingeniería, en junio del 2014, en el Congreso Mexicano del Petróleo.

Rafael Méndez García

Es Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Unidad Ticoman y del Instituto Politécnico Nacional. Finalizó sus estudios obteniendo el mejor promedio y Mención Honorífica de la generación 2008 – 2012.

En 2013 ingresó a Petróleos Mexicanos, donde se ha desempeñado como Ingeniero de diseño en el área de perforación y terminación de pozos en campos de alta presión y temperatura bajo la metodología VCDSE. Actualmente labora como analista e intérprete de pruebas de variación presión – producción en la caracterización dinámica de los campos Sen, Terra y Navegante.

En la actualidad cursa la maestría en Física en el área de Mecánica de fluidos en el Instituto Universitario de Puebla y es miembro activo del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Ha participado en foros y congresos como las Jornadas Técnicas organizadas por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, así como en el Congreso Mexicano del Petróleo.

Guillermo Sánchez Orozco

Ingeniero Petrolero egresado de la ESIA-IPN.

Ingresó a Pemex en junio de 1997 en el Departamento de servicios a pozos del entonces Distrito Comalcalco, laboró en el Activo Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste como Ingeniero de abordó hasta enero de 1998.

De 1998 a 1999 colaboró en el área de Servicios de apoyo operativo del entonces Activo Luna.

De 1999-2004 colaboró en el área de Ingeniería de yacimientos del Activo Luna.

De 2004 a la fecha colabora en el área de Ingeniería de yacimientos del Proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria- Luna.

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional.

Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008-2009.

Actualmente trabaja en Pemex como Ingeniero de yacimientos y simulación numérica para el proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna. Participa en la iniciativa de la Dirección de PEP: "Excelencia en la creación de valor en la producción", en el Grupo de excelencia técnica.

Ha publicado 24 trabajos técnicos en congresos nacionales e internacionales acerca de caracterización de fluidos, ingeniería de yacimientos y simulación numérica.

Miembro de la red de especialistas de Ingeniería de yacimientos en PEP. Miembro activo de la Society of Petroleum Engineer, Asociación de Ingenieros Petroleros de México y Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Actualmente funge como YP (Young Professional) Chairperson de la SPE, Sección México.