

Proyecto estratégico de desarrollo Tsimin-Xux-Kinbe, una alternativa de negocios para PEP

Ing. Osiel Flores Brito

osiel.flores@pemex.com

Ing. Blanca Estela González Valtierra

blanca.estela.gonzalez@pemex.com

Pemex

Información del artículo: Recibido junio de 2012-aceptado junio de 2013

Resumen

Dentro de los descubrimientos más importantes de los últimos años para Pemex Exploración y Producción se encuentran los campos Tsimin, Xux y Kab bloque Kinbe. Estos yacimientos se clasifican como de gas y condensado los dos primeros y aceite volátil el último, con una densidad que va de 41-36 °API. De las características más importantes de estos campos se destacan las altas presiones y temperaturas en el yacimiento, típicas de la zona, las cuales demandan tecnología especial, y por otro lado, se encuentra el alto rendimiento de condensado con un mayor valor comercial.

Los campos del proyecto se encuentran ubicados en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 62 km al NW de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Paraíso, Tabasco.

El Proyecto Tsimin Xux a registrarse como proyecto nuevo es actualmente parte del Programa Estratégico de Gas (PEG), desarrollará una reserva 2P del orden de **1051** MMbpce, e incorporará una producción máxima de **298** Mbpced en el 2019, de igual forma la infraestructura de explotación proyectada permitirá llevar a estándares de calidad los hidrocarburos producidos en el manejo de la producción mediante dos centros de procesos que permitirán maximizar la recuperación de condensados. La estrategia de desarrollo del Proyecto está enfocada en acelerar su ritmo de perforación de los pozos con la filosofía de adelantar la producción en base a la perforación simultánea desde la parte fija y adosada de las estructuras consideradas.

De lo anterior, el aceite producido clasificado como súper ligero 41° API, entrará en un proceso de mezclado con aceites pesados de los campos de las Regiones Marinas para aumentar la calidad de estos, lo que finalmente permitirá cumplir las cuotas de producción de crudo para el consumo nacional y de exportación. Con lo que estaríamos cumpliendo con los objetivos estratégicos de PEP. Así como el crecimiento del País, a través de la obtención de materia prima para la generación de energía.

El Proyecto Tsimin Xux propuesto es altamente rentable y aportará ingresos del orden de 777, 235 MM pesos en el horizonte 2013-2040.

Los resultados del análisis de sensibilidad-rentabilidad indican que para el periodo 2013-2048, la inversión máxima que puede soportar el Proyecto es hasta un 394% antes de impuestos, permaneciendo la producción y el precio de los hidrocarburos constantes, así mismo tener una reducción en los volúmenes de hasta del 80% producción. El Proyecto es rentable a pesar de que en el mercado se presente una caída en los precios del aceite de hasta 77%.

La rentabilidad y tolerancia del proyecto a los cambios indicados en las variables económicas de inversión, producción y precios, ponen de manifiesto que este proyecto es sólido y rentable y que en los próximos años cobrará gran importancia para el país.

Palabras clave: Desarrollo de campos Tsimin-Xux, yacimientos de alta presión, infraestructura de explotación, calidad del aceite, rentabilidad del proyecto.

Tsimin-Xux-Kinbe strategic development project A business alternative for PEP

Abstract

One of the most important discoveries within the last couple of years for Pemex Exploration and Production are the fields of Tsimin, Xux and Kab Kinbe block. These reservoirs are classified as follows: the first two as gas and condensed; and the last one as volatile oil with densities that go from 41 to 36° API. One of the most important characteristics of these fields is high pressure and temperature within the reservoir; this is typical of the zone and demand special technology and, on the other hand, the condensed gas high performance with a major commercial value.

Tsimin Xux Project fields are located within the territorial waters of the Gulf of México, approximately 62 km NW of the Marine Terminal of Dos Bocas, Paraíso, Tabasco.

The Tsimin Xux Project, in the process to be register as New Project, is currently part of the Strategic Gas Program (PEG), which expects to develop a 2P reserve in the order of 1051 MMbpce that will incorporate 298 Mbpced of maximum production in 2019. Similarly the projected operational infrastructure will bring to quality standards the hydrocarbons produced within the two handling facilities maximizing the recovery of condensed gases.

The Project development strategy is focused on accelerating the well drilling rate with the philosophy to advance and increase production with simultaneous well drilling from the fixed (main platform) and side template (secondary bay) of the considered structures.

Therefore, the produced oil classified as 'super light' 41° API, will enter a mixing process with heavy oils from the marine fields to increment their quality, which will allow fulfilling the crude production quotas for the national consumption and export. With these, we would be fulfilling PEP's strategic targets, as well as contributing to the country's growth, by obtaining the primary material for energy generation.

The proposed Tsimin Xux Project has highly rentability and will contribute an income on the order of 777, 235 MMpesos through 2013-2040.

The sensibility-rentability analysis results show that during the 2013-2048 period, the maximum investment that this project could handle is 394% before taxes, with no fluctuations on production and hydrocarbons prices, thus having production volume reduction of 80%. After all, the project is rentable even with a fall in the market price of oil up to 77%.

The rentability and tolerance of the project through changes in the economic variable of investment, production and prices ensure that this Project is solid and rentable and that through the coming years will bring great importance and opportunities to the country.

Keywords: Tsimin-Xux Field Development, High pressure reservoirs, Oil exploitation infrastructure, Oil quality, Project Rentability.



Introducción

Dentro de los descubrimientos más importantes de los últimos años para Pemex Exploración y Producción se encuentran los campos Tsimin, Xux y Kab Bloque Kinbe. Estos yacimientos se clasifican como de gas y condensado los dos primeros y aceite volátil el último, con una densidad que va de 41-36 °API y a una profundidad de 5500-6300 m vbnm.

De las características más importantes de estos campos se destacan las altas presiones y temperaturas en el yacimiento, típicas de la zona, las cuales demandan tecnología especial y por otro lado, se encuentra el alto rendimiento de condensado, con un mayor valor comercial.

El proyecto Tsimin Xux a registrarse como proyecto nuevo es actualmente parte del proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG), pretende desarrollar una reserva 2P del orden de **1051** MMbpce, la cual es muy similar al valor certificado por un tercero independiente, e incorporará una producción máxima de **298** mbpced en el 2019, de igual forma la infraestructura proyectada permite llevar a estándares de calidad los hidrocarburos producidos mediante el proceso y manejo de la producción, dando flexibilidad operativa para el aprovechamiento y comercialización de los condensados del proyecto.

Dada la importancia de estos campos, se ha acelerado la delimitación presentando un gran avance, sobre todo en el Campo Tsimin con la perforación exitosa del pozo Tsimin 1DL, el cual confirmó la estructura y triplicó el volumen de reservas de 208 a 659 MMbpce. Actualmente se perfora el pozo delimitador del Campo Xux (Xux 1DL) y se encuentran en el programa la perforación de un segundo delimitador en los campos Tsimin, Xux y Kab Bloque Kinbe. Esta estrategia de delimitación permitirá reducir la incertidumbre y la reclasificación de reservas probadas, probables y posibles.

El proyecto considera la pre-perforación de pozos de desarrollo previos a la instalación de las plataformas de producción, con el objetivo de confirmar por un lado el modelo estático y por el otro, acelerar la entrada de producción y el flujo de efectivo del proyecto; tal es el caso del pozo Tsimin 12, el cual se encuentra taponado temporalmente después de haber llegado a la formación productora confirmando la presencia de hidrocarburos con datos de manifestaciones.

De lo anterior, el aceite producido clasificado como súper ligero 41° API, entrará en un proceso de mezclado con aceites pesados de los campos de las regiones marinas para aumentar la calidad de estos, lo que finalmente permitirá cumplir las cuotas de producción de crudo para el consumo nacional y exportación. Con lo que estaríamos cumpliendo con los objetivos estratégicos de PEP. Así como el crecimiento del país, a través de la obtención de materia prima para la generación de energía.

Ubicación geográfica

El Campo Tsimin se encuentra ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 62 km de la Terminal marítima de Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, en tirantes de agua de 14 metros. Pertenece al elemento paleográfico conocido como Pilar Tectónico de Akal, localizándose en la zona limítrofe sur.

Por su parte, el Campo Xux se localiza en la Plataforma Continental del Golfo de México, aproximadamente a 10 Km al NW del Puerto de Frontera y a 55 Km al NE de la Terminal Marítima de Dos Bocas hacia la porción suroccidental del Pilar Tectónico de Akal, en un tirante de agua de 14 metros.

El Campo Kab Bloque Kinbe se encuentra a 3.5 km del Campo Tsimin y a 8.5 km del Campo Xux. En la **Figura 1.1** se muestra la ubicación de los campos.



Figura 1.1. Ubicación de los campos Tsimin-Xux-Kinbe.

Desarrollo

Derivado de la nueva creación de la Subdirección de Desarrollo de Campos en donde se concentrarán las actividades de desarrollo responsable de los nuevos proyectos prioritarios, se creó la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Tsimin-Xux, que tendrá como objetivo de acuerdo al Programa Estratégico de PEP, maximizar el valor económico de las reservas y mantener e incrementar la producción.

Para esto, el equipo de trabajo de la Gerencia diseñó una estrategia de desarrollo agresiva para acelerar el desarrollo de estos campos, se contempló la perforación paralela en cinco de las seis estructuras consideradas, con lo cual, cada plataforma contiene una bahía secundaria de pozos para permitir de forma simultánea, la perforación de pozos con un equipo fijo y una autoelevable.

Lo anterior nos permitirá alcanzar una producción temprana en su primera fase de 175 mbpd y 715 mmpcd de gas en 2017, que traerá beneficios a corto plazo para la rentabilidad del proyecto.

El proyecto contempla durante el periodo 2013-2019, la perforación y terminación de **53** pozos de desarrollo, la recuperación del pozo exploratorio Xux 1 y la recuperación de un pozo delimitador Tsimin 1 DL, así como la construcción de infraestructura necesaria para el manejo y acondicionamiento de hidrocarburos a través de dos centros de proceso instalados en el área aledaña a la plataforma de

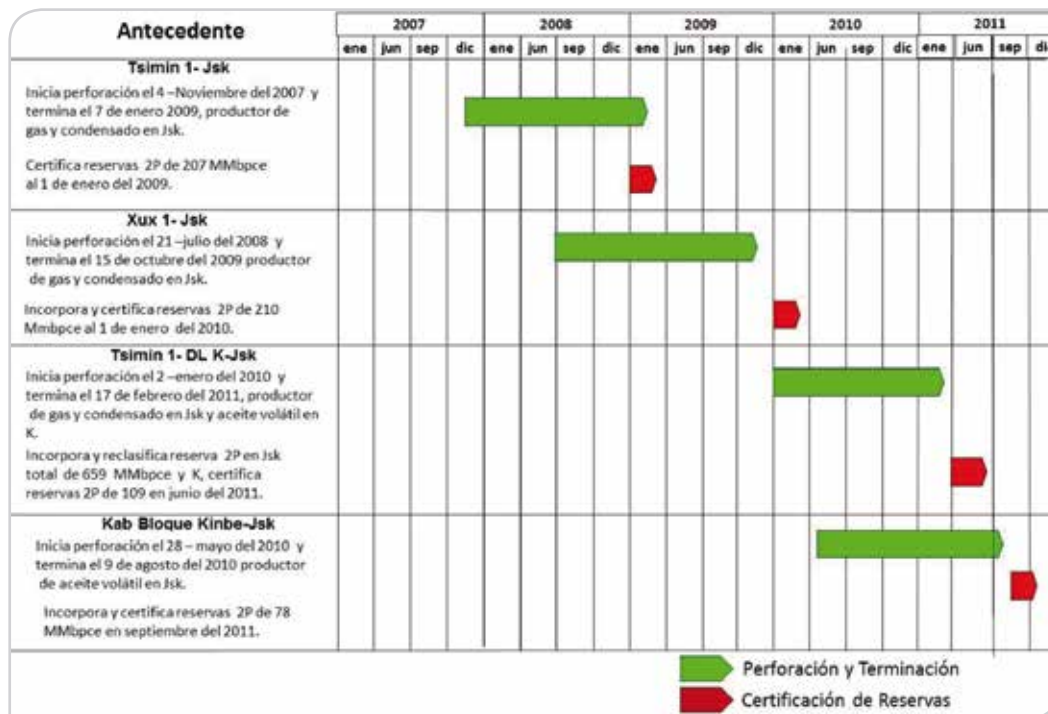
Enlace del Proyecto Crudo Ligero Marino (tres de producción y uno habitacional) y a Tsimin A (tres de producción, uno de enlace y uno habitacional), los cuales tendrán una capacidad para el manejo y procesamiento de 200 mbd de aceite y 600 Mmpcd de gas cada complejo. Dentro del proceso contemplado se encuentra la separación, compresión de baja, compresión de alta y la instalación de una plataforma habitacional, que permitirán el acondicionamiento para cumplir con estándares para comercialización, incluyendo la estabilización del crudo.

Reservas

Los campos pertenecientes al proyecto representan los descubrimientos de hidrocarburos más importantes de los últimos cuatro años, los cuales fueron posibles a la perforación de pozos exploratorios y delimitadores que permitieron la incorporación de reservas en Petróleos Mexicanos.

El primer descubrimiento fue el Campo Tsimin con la perforación del pozo Tsimin 1 a principios del 2009, posteriormente se perforó el pozo Xux 1 descubriendo el Campo Xux a finales del 2009; en junio del 2011 se reclasificó la reserva del Campo Tsimin en el horizonte JSK, triplicándose la reserva 2P con la perforación del pozo delimitador Tsimin-1DL y se incorpora reserva 2P en Tsimin Cretácico. En el año 2011 se descubre el bloque Kinbe del Campo Kab. En la **Tabla 1** se muestran los eventos cronológicos de los descubrimientos de los campos y fechas de certificación de reservas.

Tabla 1. Eventos cronológicos de los descubrimientos de los campos del proyecto.



La reserva 2P al 1 de enero–2012 que considera el proyecto está distribuida de la siguiente forma como se muestra en la Figura 1.2.

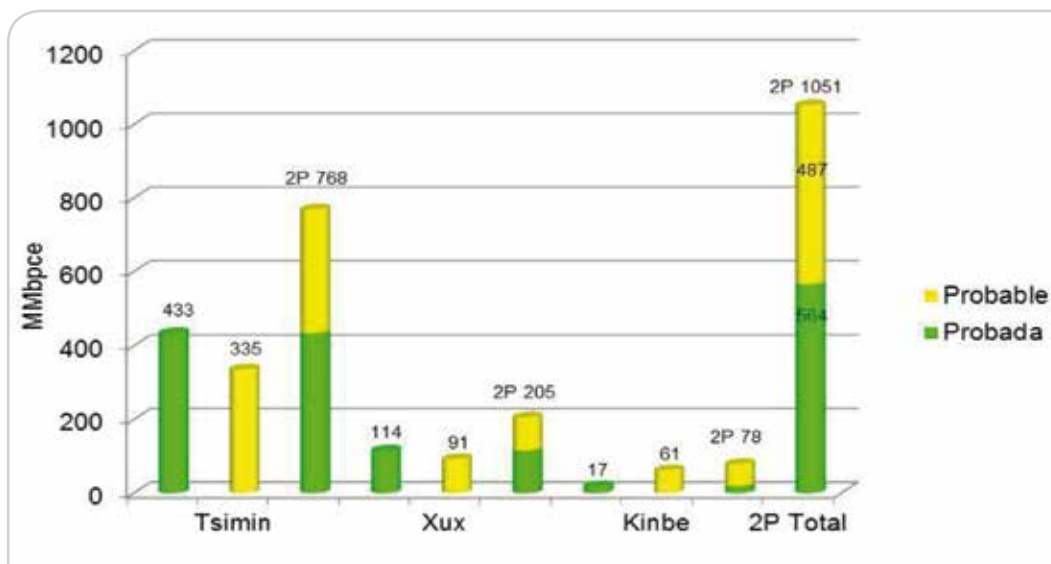


Figura 1.2. Reservas por categoría 2P de los campos asociados al proyecto, en MMbpcce.

El proyecto tiene como objetivo desarrollar la reserva 2P total, asociada a los campos Tsimin, Xux y Kinbe, de 1051 MMbpcce.

Información general

Tabla 2. Datos generales de los campos.

Características	Tsimin		Xux	Kinbe
Campo	Tsimin		Xux	Kinbe
Yacimiento	K	JSK	JSK	JSK
Tirante de agua (m)	17	17	15	22
Prof. Media del Yac.(mvbnm)	4628	5482	6060	5705
Límite inf. del Yac. (mvbnm)	Convencional	Convencional	Convencional	Convencional
Litología	ROCAS CARBONATADAS	ROCAS CARBONATADAS	ROCAS CARBONATADAS	ROCAS CARBONATADAS
Espesor neto (m)	92	200.5	117	85
Porosidad (%)	4.2	5.6	7.0	6.3
Saturación de Agua (%)	26	12.7	11.4	10
Permeabilidad (mD)	24	66	19.2	17.5
P. yac. Inicial (kg/cm ²)	790	840	870	820
P. saturación (kg/cm ²)	340	390	370	--
P. yac. Actual (kg/cm ²)	790	840	870	820
Densidad (API)	42	40	39	37
Pozos operando	0	0	0	0
Qopromedio por pozo (mbpd)	4.4	4	3.5	5.7
Qgpromedio por pozo (mmpcd)	11	19	14	9
RGA @ (m ³ /m ³)	468	878	778	262

La estrategia de desarrollo contempla perforar tres tipos de pozos: convencionales, simultáneos y estratégicos.

Los pozos estratégicos tendrán gran importancia, ya que cumplirán diferentes objetivos:

Ser productores, investigar el área para reducir la incertidumbre geológica estructural, y mandar pozos de desarrollo futuros con alto porcentaje de éxito y reclasificación de reservas.

Campo Tsimin

El campo está constituido por dos yacimientos: uno a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano de gas y condensado y otro a nivel Cretácico de aceite volátil.

Debido a que este campo cuenta con un pozo delimitador, la incertidumbre en sus reservas es menor, lo cual permite diseñar una estrategia de desarrollo basada en la instalación de cuatro plataformas de perforación, en donde sólo Tsimin A, Tsimin B y Tsimin C cuentan con una bahía secundaria de pozos para perforar simultáneamente con un equipo fijo y una autoelevable.

Por otro lado, en Tsimin A y Tsimin C se pre-perforará un pozo de desarrollo previa su instalación a través de un templete. Este campo considera el centro de proceso Litoral. Las **Figuras 1.3** y **1.4** muestran la estrategia de desarrollo del campo.

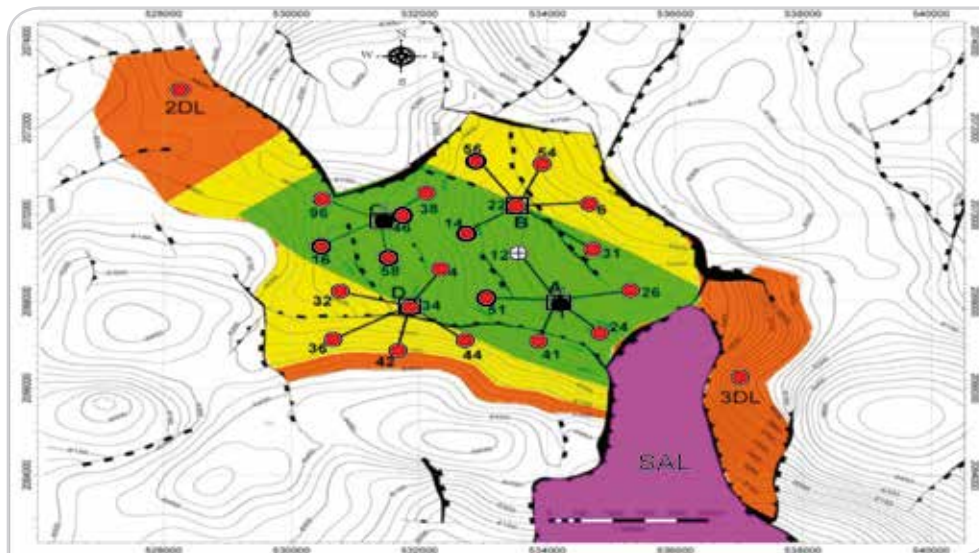


Figura 1.3. Estrategia de desarrollo Tsimin-Jsk.

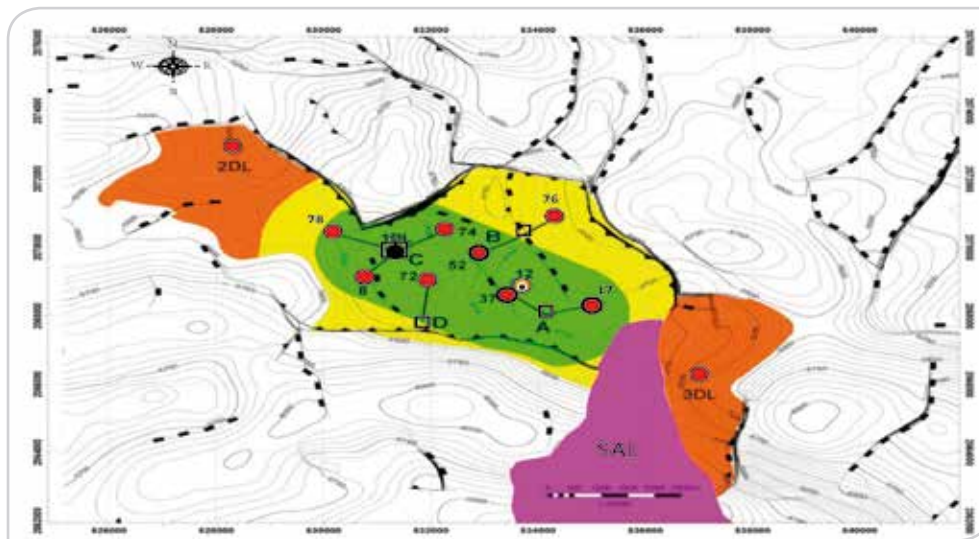


Figura 1.4. Estrategia de desarrollo Tsimin-K.

La estrategia y alcance para este campo consiste en la perforación de 30 pozos convencionales. Además del

diseño e instalación de infraestructura de explotación, como se indica en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Alcance de las actividades para el desarrollo del Campo Tsimin.

Campo	Perforación pozos de desarrollo	Pozos al Jsk	Pozos al K	Delimitadores en programa	Recuperación pozos exploratorios	Ductos	Estructuras de perforación	Estructuras de Producción	Estructuras habitacionales
Tsimin	30	22	8	2	2	7	4	3	1

El número de pozos se obtuvo con la aplicación de metodologías conocidas en la industria petrolera, el cual tuvo como objetivo diseñar una estrategia de desarrollo para cada campo, todo esto enfocado a obtener la máxima recuperación de la reserva 2P del proyecto certificada al 1 de enero-2012.

La reserva a desarrollar 2P en el Campo Tsimin de los dos yacimientos es de 768 MMbpce, **Figura 1.5.**

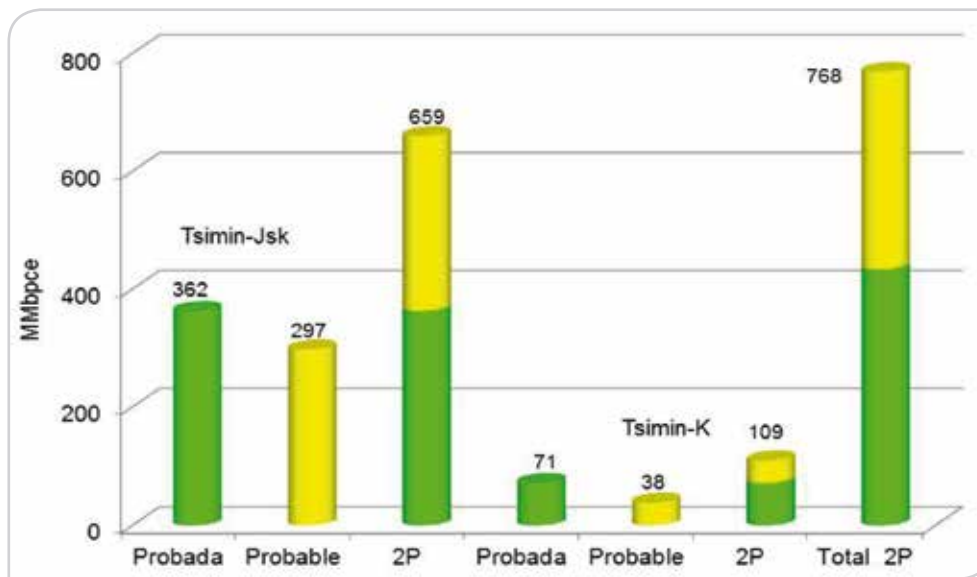


Figura 1.5. Categorías de reservas 2P Tsimin Jsk-K.

Campo Xux

Este campo considera la instalación de dos plataformas de perforación y el Centro de proceso Tsimin, al igual que el Campo Tsimin, las plataformas Xux A y Xux B consideran la perforación simultánea con equipo fijo y autoelevable

para acelerar el desarrollo del campo. Cuenta con un solo yacimiento a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano y se encuentra en proceso de delimitación a través del pozo Xux 1DL, cuyo objetivo secundario es probar la Formación Cretácico. La **Figura 1.6** muestra la configuración estructural del campo con la estrategia de desarrollo.

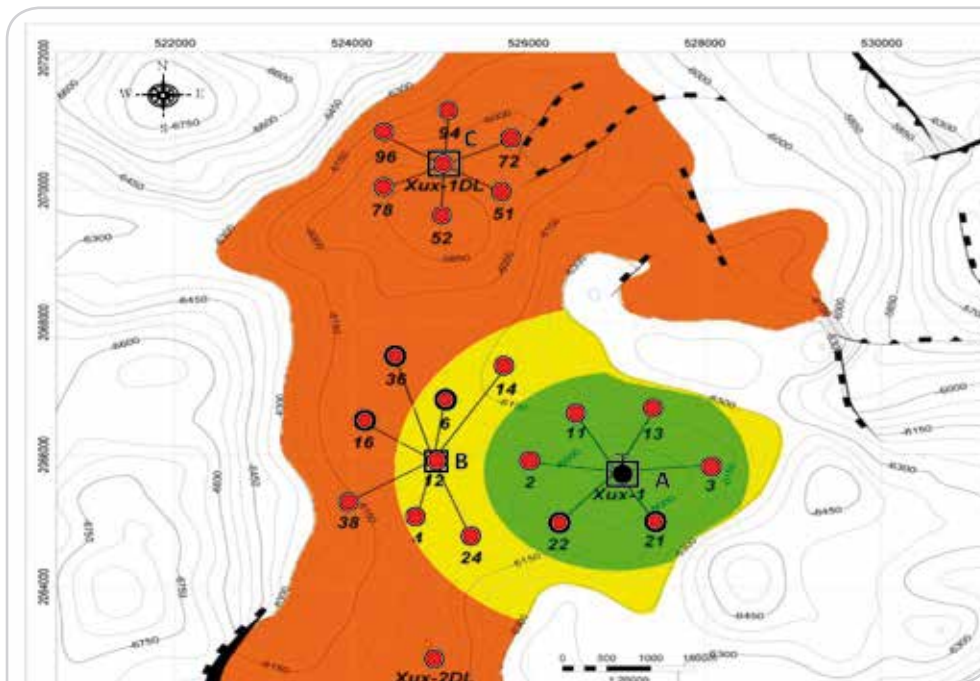


Figura 1.6. Estrategia de desarrollo Xux-Jsk.

La estrategia para este campo consiste en la perforación de 14 pozos convencionales y seis pozos más que quedan condicionados a los resultados del delimitador Xux-1DL.

Así mismo la planificación y el alcance del campo se muestran en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Alcance para el desarrollo del Campo Xux.

Campo	Perforación pozos de desarrollo	Pozos al Jsk	Pozos al K	Delimitadores en programa	Recuperación pozos exploratorios	Ductos	Estructuras de perforación	Estructuras de Producción	Estructuras habitacionales
Xux	14	14	-	2	1	3	2	4	1

La reserva a desarrollar 2P en el Campo Xux es de 205 MMbpce, **Figura 1.7**.

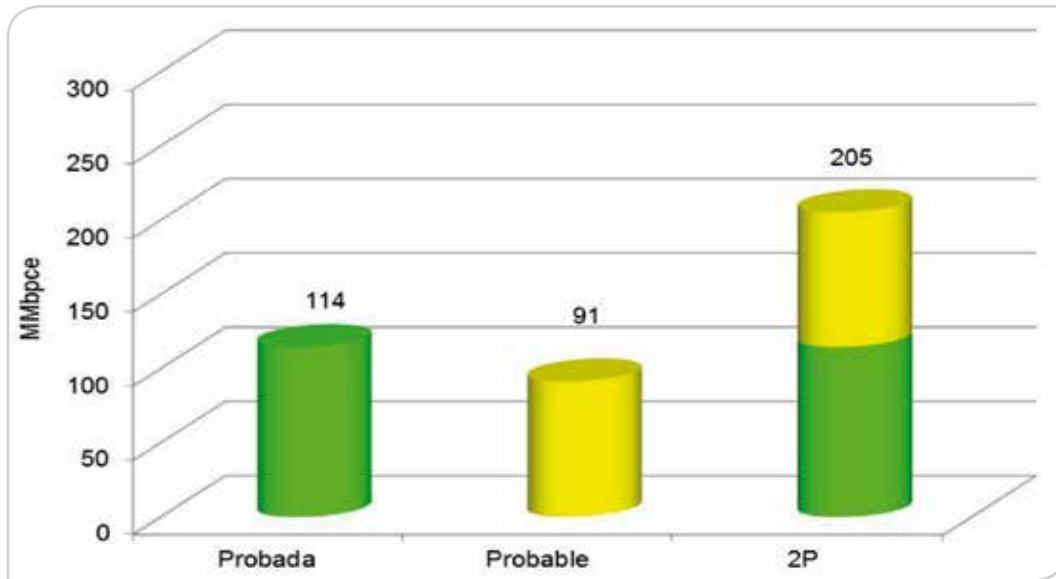


Figura 1.7. Categorías de reservas 2P Xux-Jsk.

Campo Kab bloque Kinbe

Este campo considera la instalación de dos plataformas para perforar nueve pozos, recuperar el pozo exploratorio y un

pozo delimitador del campo. Cuenta con un solo yacimiento a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano. La **Figura 1.8** y la **Tabla 5** muestran la configuración estructural del campo con la estrategia de desarrollo y el alcance del campo.

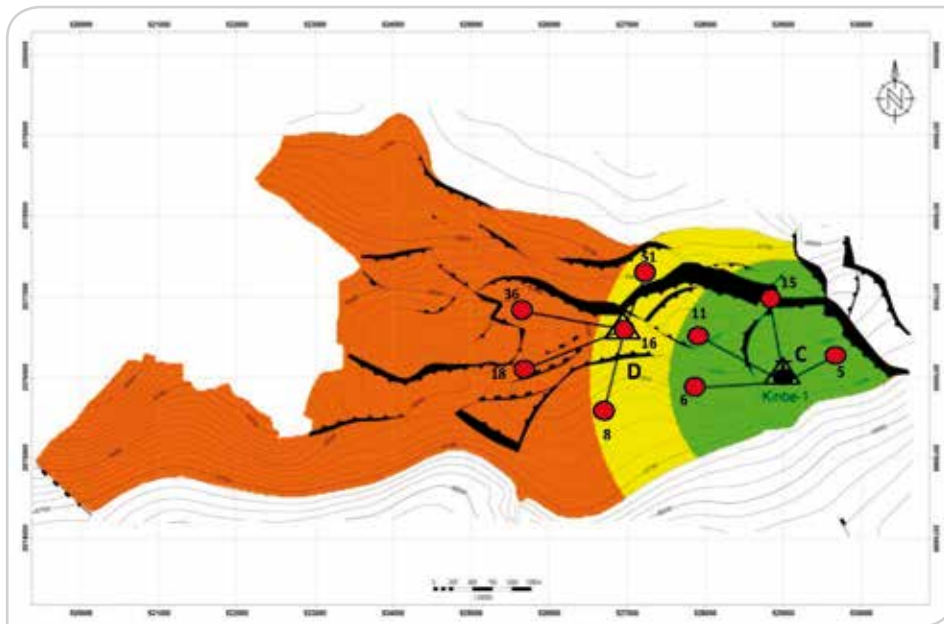


Figura 1.8. Estrategia de desarrollo Kinbe-Jsk.

Tabla 5. Alcance de las actividades para el desarrollo del Campo Kinbe.

Campo	Perforación pozos de desarrollo	Pozos al Jsk	Pozos al K	Delimitadores en programa	Recuperación pozos exploratorios	Ductos	Estructuras de perforación	Estructuras de Producción	Estructuras habitacionales
Kab B-K	9	9	-	1	1	2	2	-	-

La reserva a desarrollar 2P en el Campo Kinbe es de 78 MMbpce como se indica en la **Figura 1.9**.

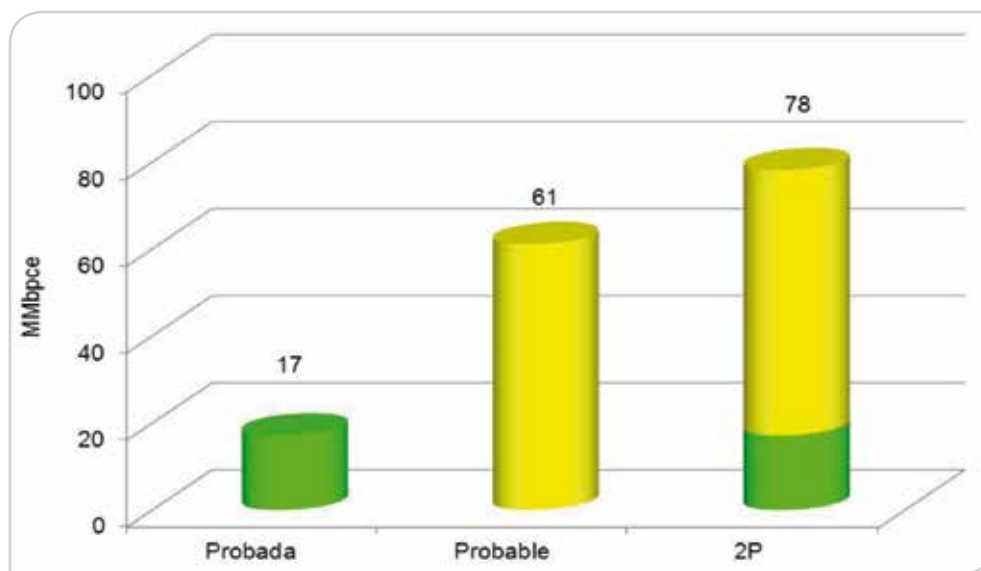


Figura 1.9. Categorías de reservas 2P Kinbe-Jsk.

El proyecto explotará los yacimientos de hidrocarburos con una reserva 2P de 1051 MMbpce, pertenecientes a los campos Tsimin-Xux-Kinbe; dicho proyecto se delimitó dentro

de un polígono regular con un área de aproximadamente 97.25 km². El alcance general del proyecto se presenta en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Alcance general del proyecto Tsimin-Xux-Kinbe.

Campo	Perforación pozos de desarrollo	Pozos al Jsk	Pozos al K	Delimitadores en programa	Recuperación pozos exploratorios	Ductos	Estructuras de perforación	Estructuras de Producción	Estructuras habitacionales
Tsimin	30	22	8	2	2	7	4	3	1
Xux	14	14	-	2	1	3	2	4	1
Kab B-K	9	9	-	1	1	2	2	-	-
Total	53	45	8	5	4	12	8	7	2

Pronósticos de producción

Los yacimientos del proyecto pueden clasificarse dinámicamente en dos tipos: por el tipo de fluido y por el medio permeable (formación); estas características determinan directamente el comportamiento de los yacimientos y por ende los factores de recuperación esperados. A continuación se describe su clasificación:

Por tipo de fluido

En la **Tabla 7** se muestra el tipo de fluido asociado a los yacimientos del proyecto. El 82% de la reserva está concentrada en los yacimientos de gas y condensado, y el resto en yacimientos de aceite volátil con gas asociado, por lo que evitar alcanzar la presión de rocío se vuelve un punto determinante.

Tabla 7. Tipo de fluido.

Yacimiento	Formación	Tipo de fluido
Tsimin	JSK	Gas y condensado
	K	Aceite volátil
Xux	JSK	Gas y condensado
Kinbe	JSK	Aceite volátil

Por el medio permeable

Tomando como base la clasificación de los yacimientos en función del almacenamiento y el medio permeable

(clasificación de Nelson), los campos se categorizan como se muestra en la **Tabla 8**.

Tabla 8. Tipo de medio permeable.

Yacimiento	Formación	Tipo de fluido
Tsimin	JSK	Tipo III
	K	Tipo I
Xux	JSK	Tipo III
Kinbe	JSK	Tipo III

Los yacimientos del JSK son clasificados como tipo III, porque el almacenamiento y la permeabilidad la provee la matriz, en donde la fractura aporta permeabilidad. Estos yacimientos son naturalmente fracturados y están compuestos por microfracturas uniformemente distribuidas, estas microfracturas mejoran la permeabilidad de la matriz, pero no son determinantes para la producción.

Los yacimientos a nivel del Cretácico se clasifican como tipo I, el almacenamiento y la producción provienen de la fractura, por lo que la matriz presenta bajas porosidades

y permeabilidades, y se puede considerar como un medio de una sola porosidad. Para el desarrollo de este tipo de yacimientos es necesario que los pozos se ubiquen en las zonas de mayor fracturamiento, por lo que contar con mapas de distribución de las fracturas es crucial.

Para obtener los perfiles de producción del proyecto, se utilizó un modelo de balance de materia alimentado con las propiedades recopiladas durante la terminación de los pozos exploratorios de los yacimientos.

En el Proyecto de Desarrollo Tsimin Xux se estableció la explotación de los campos en tres etapas, la primera corresponde a explotación primaria, ya que con las condiciones que presentan estos yacimientos ésta es factible.

De acuerdo con los análisis realizados, los cuales se muestran más adelante, se determinó que este proyecto se documente sólo con explotación primaria, es decir, en el alcance no se incluye la segunda y tercera etapa. Sin embargo, se considera pertinente mostrar la visión completa de explotación de estos campos, por lo que se mencionan los escenarios documentados para la segunda y tercera etapa, esperando evaluar el comportamiento del yacimiento, así como la delimitación del mismo, para retomarse y determinar su viabilidad económica.

La segunda etapa corresponde a la recuperación secundaria, la cual se llevaría a cabo a través de la inyección de un gas en

los yacimientos de Tsimin y Xux Jsk exclusivamente, como más adelante se describe; es importante tomar en cuenta que la recuperación secundaria no se aplica desde el inicio porque no es necesaria. Además, es impráctica desde el punto de vista operativo por la alta presión del yacimiento, teniendo la producción primaria un margen de aplicación de aproximadamente 5-6 años, en los cuales, por un lado permitiría depresionar el yacimiento y por otro lado, se evaluaría en función de los mecanismos presentes, si ésta es necesaria.

La tercera etapa aplica una vez de que se lleve a cabo la recuperación secundaria y consiste en la explotación del casquete de gas, es decir, el depresionamiento del yacimiento posterior a la segunda etapa, **Figura 2.1**.

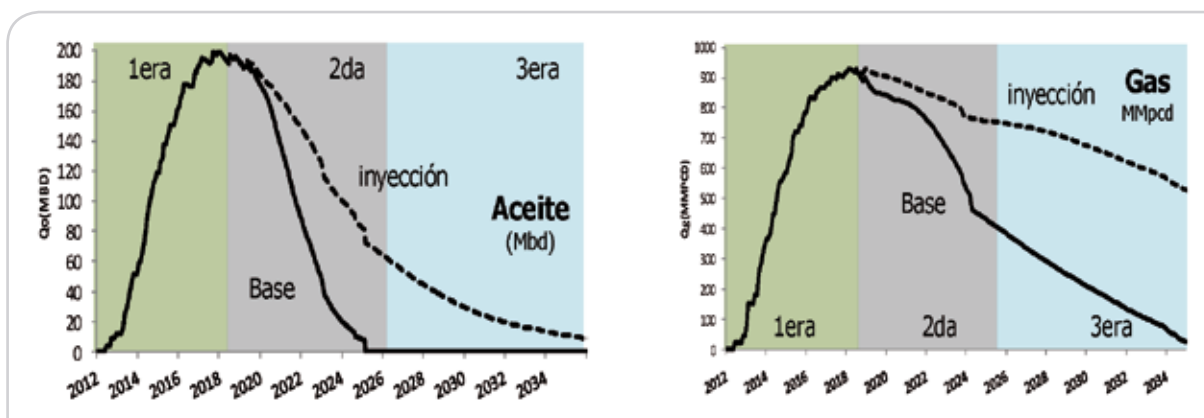


Figura 2.1. Etapas de explotación del proyecto.

Para obtener los perfiles de producción del proyecto, **Figura 2.1**, se utilizó un modelo de balance de materia alimentado con las propiedades recopiladas durante la terminación de los pozos exploratorios de los yacimientos.

La producción inicia con la entrada a producción del pozo Tsimin-1 y el Tsimin-12 al Sureste del campo con un gasto de producción promedio mensual de 4.3 Mbd y 21.4 MMpcd. Durante el primer periodo de flujo inicia el desarrollo con la incorporación de 53 pozos.

En el segundo periodo presenta una breva etapa de plataforma de producción que dura tres años aproximadamente, en esta se manifiesta el punto máximo

de producción que es hasta 189 Mbd y 744 MMpcd con la incorporación de tres pozos para ser un total de 53 pozos. Entre los mecanismos predominantes se estima actúen la expansión roca-fluido, expansión de gas, y empuje hidráulico.

Finalmente la producción del yacimiento iniciará su declinación hasta llegar al límite económico de 350 bpd, en la medida que la presión del sistema disminuya se aumentará la producción de gas alcanzándose la presión de rocío, generándose el fenómeno de condensación retrógrada, inicialmente en la cercanías de los pozos, lo que ocasionará taponamiento en los canales de flujo, y posteriormente en la formación; este fenómeno causará depositación de los componentes pesados que se encuentran disueltos en el gas.

Para diferir el efecto de la condensación retrógrada se tiene contemplado instalar un sistema de mantenimiento de presión a base de inyección de gas reciclado.

Infraestructura de explotación

El proyecto considera una filosofía para el manejo de la producción hacia centros de proceso e instalaciones más cercanas, con el objeto de aprovechar al máximo la infraestructura disponible.

El proyecto a desarrollar contará con la siguiente infraestructura de explotación, **Figura 2**, seis octápodos de perforación, 44.6 km de oleogasoductos, 19.5 km de oleoducto y 104 km de gasoductos de obra común y dos centros de procesos que tendrán la capacidad individualmente de manejo y procesado de 200 Mbd y 600 MMpcd.

Cada uno por separado contempla la instalación de cinco plataformas para enlace, separación, compresión de baja e intermedia presión, compresión de alta presión y habitacional.

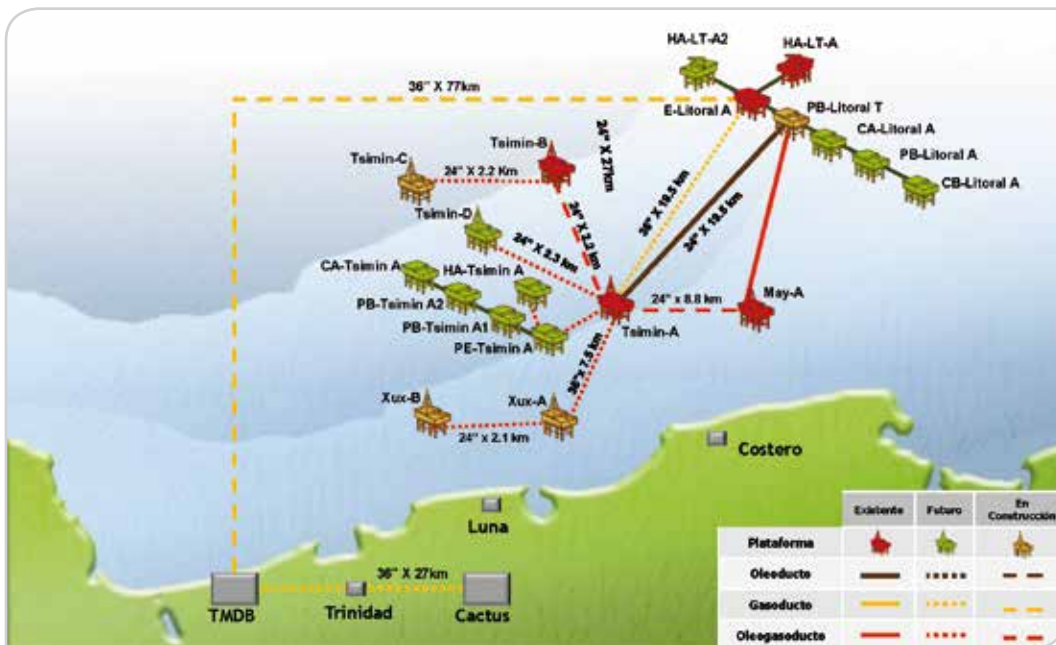


Figura 2.2. Infraestructura de explotación requerida.

Descripción del proceso

Ambos centros de proceso mencionados son muy similares en su estructuración y están conformados básicamente por una sección de separación en tres etapas, una sección de deshidratación, desalado y bombeo de crudo, tres secciones de compresión y una sección de deshidratación de gas, además de las secciones de generación de servicios.

La mezcla gas-aceite-agua procedente de las plataformas de perforación es recibida en el separador de primera etapa, la corriente líquida se alimenta al separador trifásico de segunda etapa a media presión, obteniéndose las corrientes: gas de media presión y aceite con un contenido máximo de agua del 15-20% vol. La corriente de aceite se alimenta al

separador trifásico de tercera etapa para separar el gas de baja presión y el aceite con un máximo de agua de 6-10% vol. El aceite estabilizado pasa a la sección de deshidratación y desalado de aceite. En esta etapa se obtiene como producto el crudo ligero marino en especificaciones (0.5% volumen de agua y 50 PTB de sal). Finalmente se bombea para incrementar su presión hasta las condiciones de envío a la TMDB y/o la RMNE para mezcla de exportación.

Por su parte, la corriente de gas de baja presión efluente del separador de tercera etapa se enfría y la mezcla gas-líquido pasa a un separador para retirar los líquidos (condensados de baja presión); el gas seco se alimenta al compresor de baja presión, en donde se incrementa su presión hasta las condiciones de succión de los compresores de media

presión. De igual manera, la corriente de gas de media presión del separador de segunda etapa, se enfría y la mezcla se pasa a un separador en donde se recuperan los líquidos (condensado de media presión), mientras que el gas se mezcla con la corriente gaseosa proveniente de los compresores de baja presión, para servir como carga a los compresores de media presión. En este último se comprime la mezcla gaseosa de media presión hasta las condiciones de succión de los compresores de alta presión. De manera similar, la corriente de gas de alta presión obtenida del separador de primera etapa, se enfría y la mezcla gas-líquido pasa a través de un separador en donde se recuperan los condensados de alta presión. El gas seco se mezcla con la corriente gaseosa proveniente de los compresores de media presión, para servir como corriente de alimentación a los compresores de alta presión, en donde se alcanza una presión de 85 kg/cm² man, para finalmente alimentarse a la planta de deshidratación de gas, la cual opera a base a la absorción selectiva de agua en glicoles. El nivel de enfriamiento para la recuperación de condensados de alta, media y baja presión es definido en

base a maximizar la recuperación de condensados para ser reincorporados al proceso, sin afectar las especificaciones del producto. Estos condensados son colectados de acuerdo con sus características de composición y presión, para su acondicionamiento y reincorporación. Por su parte, las aguas congénitas y de lavado obtenidas son tratadas para su inyección a pozos de captación.

Para obtener el gas combustible requerido por el centro de proceso, se separa una fracción de la corriente gaseosa de gas, producto de los compresores de alta presión, y se pasa a una planta de endulzamiento con aminas.

Evaluación económica

La evaluación del proyecto se efectuó considerando las premisas institucionales vigentes, **Figura 9**, los volúmenes de producción de aceite y gas pronosticados, así como la inversión requerida para la realización de las actividades programadas.

Tabla 9. Premisas económicas.

Paridad peso-dólar	Tasa descuento	\$Barril aceite promedio	\$MMpc de gas promedio
12.76	12%	98.7 Dólar/BI	7.4 Dólar/MMpc

En la **Tabla 10** se muestran los indicadores económicos antes y después de impuestos para el horizonte 2013-2047.

Tabla 10. Indicadores económicos del proyecto.

Indicadores económicos		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	378,933	52,000	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	94,926	94,926	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	4.0	0.5	peso/peso
Tasa Interna de Retorno	TIR	393	38	%
Relación beneficio costo	B/C	4.42	0.37	peso/peso

Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad técnica, económica y simulación de escenarios. Las variables que presentan mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto para cada una de las opciones documentadas son:

- Precio de aceite
- Producción
- Inversión
- Gasto de operación

El análisis de sensibilidad se realizó renovando en forma independiente cada variable hasta llegar al punto donde

los ingresos son iguales a los egresos y con esto obtener el valor variado.

De acuerdo al análisis de sensibilidad para la opción seleccionada, los resultados indican que el proyecto tolera a Valor Presente un incremento en la inversión de hasta 399 por ciento, permaneciendo constantes los demás elementos. Con respecto al análisis en la variable volumen de aceite y gas, ésta permite un decremento en los volúmenes comprometidos de hasta un 80 por ciento. En la variable precios, ésta permite una reducción de hasta 77 por ciento, mostrados en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Análisis de sensibilidad alternativa seleccionada.

Análisis de sensibilidad (Indicadores económicos)	Variación %		
	Valor actual	Antes de impuestos	Después de impuestos
Inversión :		399%	55%
millones de pesos	141,023	703,565	218,156
Volumen :		(80%)	(35%)
Aceite (mmb)	792	95	308
Gas (mmmpc)	3,717	608	1,960
Precio :		(77%)	(11%)
Aceite (usd/b)	78.5	22	88
Gas (usd/mpc)	8.5	2	7

La rentabilidad y tolerancia del proyecto a los cambios indicados en las variables económicas de inversión, producción y precios, ponen de manifiesto que este proyecto es sólido y rentable.

Conclusiones

El proyecto Tsimin Xux propuesto es altamente rentable y aportará ingresos del orden de 777,235 MMpesos en el horizonte 2013-2040.

El proyecto incorporará una producción máxima de 298 Mbpced en el año 2019, lo que representa en el periodo 2013-2019 el 69% del VPN acumulado, de igual forma la infraestructura proyectada permite llevar a estándares de calidad los hidrocarburos producidos mediante el proceso y manejo de la producción, dando flexibilidad operativa para el aprovechamiento y comercialización de los condensados del proyecto.

Los resultados del análisis de sensibilidad-rentabilidad indican que para el periodo 2013-2048, la inversión

máxima que puede soportar es hasta 394% antes de impuestos, permaneciendo la producción y el precio de los hidrocarburos antes, así mismo tener una reducción hasta del 80% en los volúmenes de producción. El proyecto es rentable a pesar de que en el mercado se presente una caída en los precios del aceite de hasta 77%.

El proyecto considera la pre-perforación de pozos de desarrollo previos a la instalación de las plataformas de producción, con el objetivo de confirmar por un lado el modelo estático y por el otro, acelerar la entrada de producción y el flujo de efectivo del proyecto.

El éxito de los pozos delimitadores y estratégicos programados del proyecto, nos permitirá reclasificar una reserva 3P a 2P de 1189 MMbpce, ligeramente mayor a la 2P actual certificada del proyecto de 1051 MMbpce.

La estrategia de desarrollo del Proyecto está enfocada en acelerar su ritmo de perforación de los pozos con la filosofía de adelantar la producción en base a la perforación simultánea desde la parte fija y adosada de las estructuras consideradas.

La oportuna entrega de los volúmenes de aceite que tengan las especificaciones requeridas para las mezclas para exportación y el envío del gas para el complejo petroquímico permitirá abastecer la demanda de consumo nacional y mantener la plataforma de exportación cumpliendo con la estrategia de comercialización de PEP.

Nomenclatura

1P	Reserva probada
2P	Reserva probada más probable
3P	Reserva probada más probable más posible
A/E	Equipo de perforación del tipo auto elevable
AI	Antes de impuestos
°API	Densidad del aceite (American Petroleum Institute)
bl	Barril

bd	Barril por día
bpce	Barriles de petróleo crudo equivalente
dls/barril	Dólares por barril
dls/bpce	Dólares por barril de petróleo crudo equivalente
JSK	Jurásico superior kimmeridgiano
K	Cretácico
km	Kilómetros
MMpesos	Millones de pesos
MMb	Millones de barriles
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos por día
VPI	Valor presente de la inversión
VPN	Valor presente neto
VPN/VPI	Índice de utilidad
TIR	Tasa interna de retorno
B/C	Relación beneficio costo

Referencias

- Documento Costo-Beneficio marzo 2012 Pemex GPDTX.
- Documento DSD del Proyecto mayo 2012 Pemex GPDTX.
- Lineamientos de Reservas de la US SEC. Modernization of Oil and Gas Reporting Paragraph (a) (31) (i).
- Nelson, R.A. 1987. Fractured Reservoirs: Turning Knowledge Into Practice. *J. Pet Tech* 39 (4): 407-414. SPE-16470-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/16470-PA>.
- Pirson, S.J. 1965. *Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Barcelona: Omega.
- Reservas de Hidrocarburos 2012, Subdirección de Producción Región Marina Suroeste. 2012. SRHPI, GPE, RMSO.

Semblanza de los autores

Ing. Osiel Flores Brito

Es egresado del IPN de la ESIA como Ingeniero Petrolero, ingresó a Petróleos Mexicanos en 1996 al Distrito Poza Rica de la Región Norte. Fue asignado al Departamento de Operación de Pozos e Instalaciones en el Sector San Andrés como Ingeniero de Operación.

En 1998 fue transferido a la Región Marina Suroeste al Activo Litoral de Tabasco, al área de Diseño de Explotación. Participó activamente en la planeación, diseño y ejecución del desarrollo de los nuevos campos de los Proyectos Crudo Ligerero Marino, Ayin-Alux-Yaxche, Gas del Terciario y Och-Uech-Kax.

En el año 2005-2006 cursó la especialidad de Caracterización Petrofísica de Yacimientos, con el convenio Pemex-Schlumberger-Universidad de Tulsa.

Derivado de la nueva creación de la Subdirección de Desarrollo de Campos, fue movilizado a la nueva Gerencia del Proyecto de Desarrollo Tsimin-Xux en noviembre del 2011, a la Coordinación de Diseño e Ingeniería de Proyectos en donde es responsable de la planeación, diseño y ejecución de la estrategia de desarrollo para estos campos. Participó en el área de certificación de reservas de los diferentes proyectos de explotación. Ha sido expositor en diferentes congresos nacionales relacionados con el área de caracterización de yacimientos. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Ing. Blanca Estela González Valtierra

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, donde obtuvo el título de Ingeniera Petrolera en 1996. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1997, en el área de productividad de pozos del Activo Integral Litoral de Tabasco de la RMSO.

En el periodo de 2000-2002 realizó estudios de posgrado en la Universidad Nacional Autónoma de México, con especialidad en Ingeniería de Yacimientos.

De 1999 a 2010 se desempeñó como Especialista de yacimientos alcanzando el puesto de Superintendente de Ingeniería de Yacimientos y Líder de los proyectos Ayin-Alux, Yaxche y Tsimin-Xux.

A partir de 2011 se desempeña como Coordinador de Diseño de Proyectos en el Activo Integral Litoral de Tabasco y posteriormente en la nueva Gerencia del Proyecto de Desarrollo Tsimin Xux en donde adicionalmente se desenvuelve como Líder del proyecto. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Sección Dos Bocas.