

Cárdenas, un campo en farm out derivado a las asignaciones petroleras en Ronda 0 para la ejecución de la Reforma Energética

José de Jesús Calderón Verdugo
Luis Manuel Perera Pérez
Petróleos Mexicanos

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

Resumen

La industria petrolera en México se está transformando derivado de la Reforma Energética presentada y aprobada en 2013, con la finalidad de potencializar el desarrollo de Pemex como una empresa productiva del Estado y promover la generación de valor económico de sus reservas. Los campos, también llamados asignaciones, entraron como licitaciones que permitan la posibilidad de incrementar los niveles de producción actual a través de alianzas (entre compañías o entre compañías y Pemex).

El campo Cárdenas entra a una fase denominada farm-out (para ser licitado y asignado), la cual contempla campos maduros con la finalidad de optimizar su factor de recuperación a través de estrategias e inversiones que Pemex junto con alianzas de otras compañías implementaran para terminar el desarrollo del campo y continuar con la explotación de los yacimientos del mesozoico del campo Cárdenas.

Palabras clave: Campo Cárdenas, Farm Out, Reforma Energética.

Cardenas, a field in farm out derived oil allocations Round 0 for the implementation of the Energy Reform

Abstract

The oil industry in Mexico has become improve in the past few years from the Energy Reform presented and approved in 2013, to encourage the development of Pemex as a state enterprise production and promote the creation of economic value of their reserves. Fields, also called assignments, entered as bids that allow the possibility of increasing current production levels through partnerships (between companies or between companies and Pemex).

The Cardenas field enters a phase called farm-out (to be tendered and assigned), which includes mature fields in order to optimize recovery factor through Pemex investment strategies and alliances with other companies to implement end field development and continue the exploitation of the deposits of the Mesozoic of Cardenas field.

Keywords. Cardenas Field, Farm Out, Energy Reform.

Antecedentes de la industria petrolera mexicana

1917: Constitución

- Propiedad originaria, inalienable e imprescriptible de la Nación sobre los hidrocarburos
- Explotación por particulares mediante concesiones

1918: Decreto sobre hidrocarburos

- El estado otorga títulos de exploración y explotación a particulares
- Principio de explotación directa: el titular explora, explota y se apropia de los hidrocarburos
- El dominio de la nación se ejerce a través el otorgamiento de concesiones

1925: Ley Reglamentaria del Artículo 27

- Confirma a las explotaciones previas a 1917
- Reconoce los títulos expedidos entre 1918 y 1925
- Principio de explotación directa

1938: Decreto expropiatorio (año de la expropiación petrolera mexicana)

- Cancelación de concesión y expropiación de activos sólo a 17 empresas
- Subsistieron alrededor de 180 concesiones y contratos de riesgo

1940: Reforma constitucional y Ley Reglamentaria

- Prohíbe sólo las concesiones y la Nación se reserva el derecho de explotación directa
- Contratos de exploración y explotación con particulares a nombre y por cuenta de la Nación
- Compensaciones en efectivo o con porcentaje de los productos

1958-1960: Ley Reglamentaria (1958) y Reforma constitucional (1960)

- Pago sólo en efectivo, prohibición expresa de pago con producción o porcentaje de las utilidades
- Prohibición expresa de contratos de producción o de utilidad compartidas. Consecuente cancelación de contratos de producción

2008: Ley de Pemex y reforma a Ley Reglamentaria

- Intención de dar régimen especial a Pemex
- Remuneración ligada a producción

2013: Reforma Constitucional, (Reforma Energética)

- Derecho exclusivo del estado de exploración y producción que ejerce mediante contratos con empresas productivas del estado o particulares
- Se permiten contratos de licencia, producción compartida, utilidad compartida y de servicios
- Facultades a los reguladores
- Se abre a inversión privada mediante permisos el resto de las actividades

Transformaciones derivadas de la Reforma Energética

Atrae inversiones en México para generar empleos y desarrollo regional, aumentar la producción y reservas de hidrocarburos, incrementar la recaudación y desplazar la curva de oferta de energía para obtener precios competitivos.

Cambio jurídico en Pemex y sus subsidiarias a empresas productivas del Estado.

Creación de un Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Comisión Reguladora de Energía, (CRE), órganos reguladores coordinados, con personalidad jurídica.

Nuevos roles en licitaciones y contratos, la Secretaría de Energía establece los lineamientos técnicos y contractuales, CNH licita y administra los contratos, y la Secretaría de Hacienda establece condiciones fiscales y económicas.

CRE otorgará permisos para el almacenamiento, transporte y distribución por ductos.

Creación de:

- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
- Centro Nacional de Control del Gas Natural para la operación del sistema nacional de ductos.
- Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Descripción y antecedentes del campo Cárdenas

La asignación Cárdenas cubre un área de 82.7 km² y geográficamente se encuentra en el estado de Tabasco, a 36 km al Sureste de la ciudad de Comalcalco y a 7 km de la ciudad de Cárdenas, dentro del área que cubre el Activo de producción Bellota-Jujo, **Figura 1**. Esta asignación es productora de aceite ligero de 40° API en rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de edad Cretácico Inferior (KI, en dos bloques Noreste y Suroeste) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), con espesores netos de 238 m y 138 m respectivamente, con un rango de porosidad entre 2 y 8%, la permeabilidad promedio es de 10 mD y un promedio de saturaciones de agua entre 15-25%.

La asignación comprende de 88 pozos perforados, de los cuales 10 pozos se encuentran produciendo en KI, 8 cerrados con posibilidades, 18 sin posibilidades y 52 taponados, **Figura 2**.

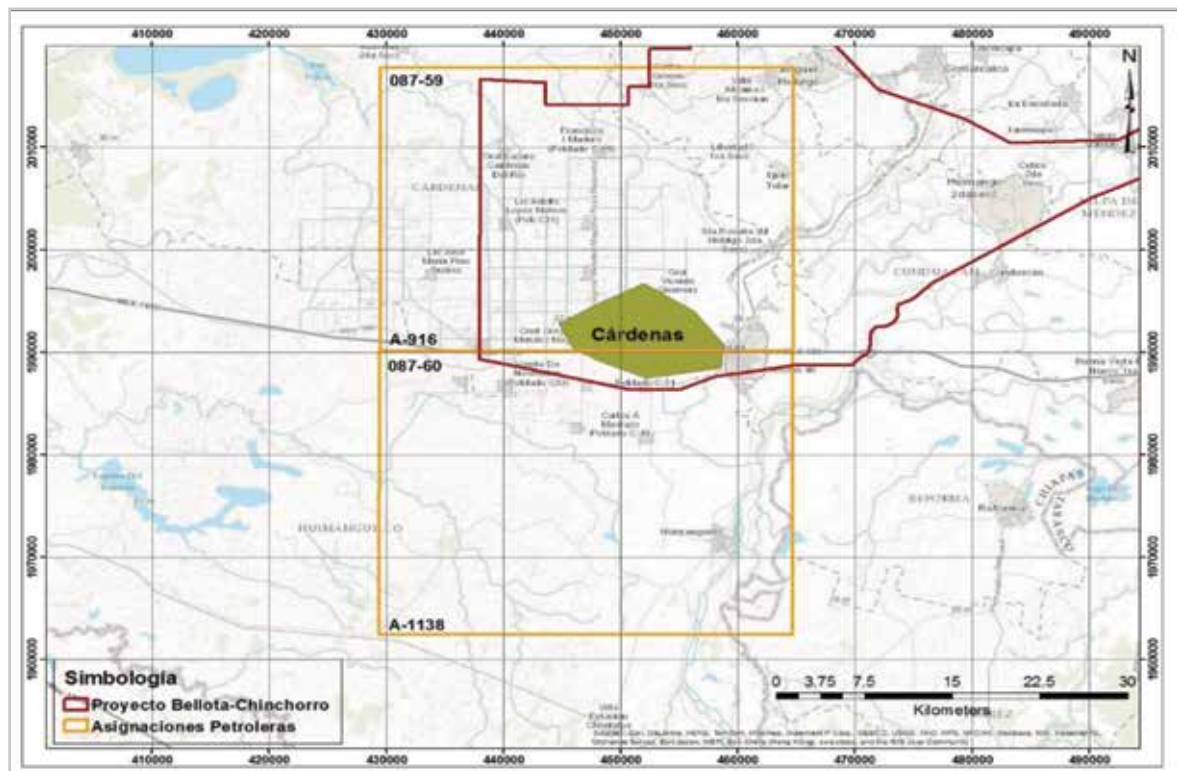


Figura 1. Plano de ubicación geográfica, campo Cárdenas.

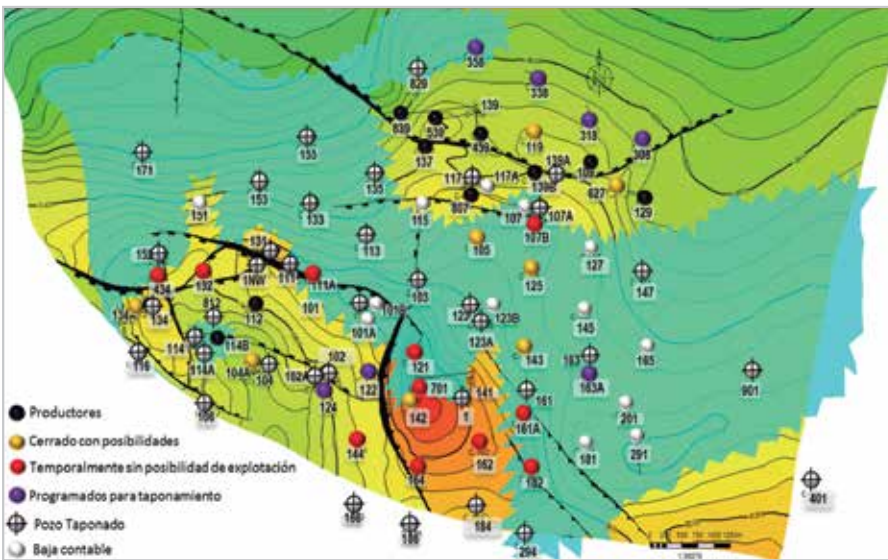


Figura 2. Mapa estructural del campo Cárdenas.

Desarrollo y comportamiento dinámico del campo Cárdenas

En el periodo de 1980 a 1987 la asignación inició su desarrollo en los tres bloques (KINE, KISW y JSK), alcanzando su máxima producción en el año de 1983 con 159,000 bd de aceite y nueve pozos operando. Como se observa posteriormente, durante el periodo 1987 al 2000, el campo continuó su

desarrollo en los tres bloques observando una declinación constante hasta alcanzar una producción de 26,000 bd, en este periodo tiene lugar la formación del casquete de gas en el bloque KISW (1985). Del periodo 2000 a la fecha es importante resaltar la irrupción de agua, resultado de la acción de acuíferos activos de los yacimientos JSK y KINE ha provocado la declinación de producción hasta valores de 10,000 bd de aceite, **Figura 3**.

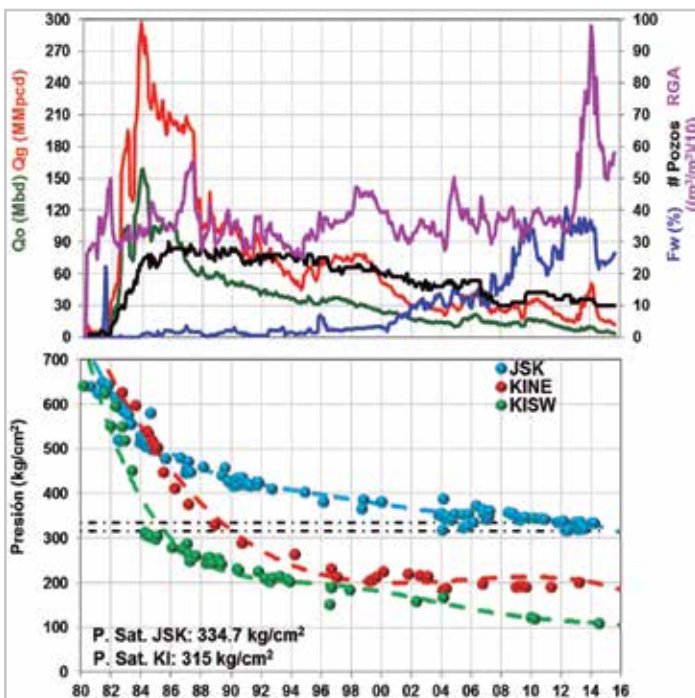


Figura 3. Comportamiento dinámico del campo Cárdenas.

Volumen original, reserva remanente y producción acumulada

El campo Cárdenas suma un volumen original total de aceite de 1,318.6 MMb, con una reserva remanente (2P) total de aceite de 40.72 MMb y 159.7 MMMpc de gas donde

el factor de recuperación actual y final son de 34.9 y 37.9 respectivamente. El campo ha producido en un periodo de 34 años una $N_p=460.1$ MMb, $G_p=972.45$ y $W_p=23.42$ MMb, de los que el yacimiento JSK ha aportado el 50% de la producción, KINE el 33% y KISW el 17%, **Tabla 1**, **Figura 4** (aceite) y **Figura 5** (gas).

Tabla 1. Resumen de volumen original y reserva remanente.

Volumen original	
Aceite (MMb)	1,319
Gas (MMMpc)	2,468
Reserva remanente (MMbpce)	
1P	65.1
2P	80.7
3P	96.2
Factor de recuperación actual (%)	
Fro	34.9
Frg	39.4
Factor de recuperación final (%)	
Fro	37.9
Frg	45.9

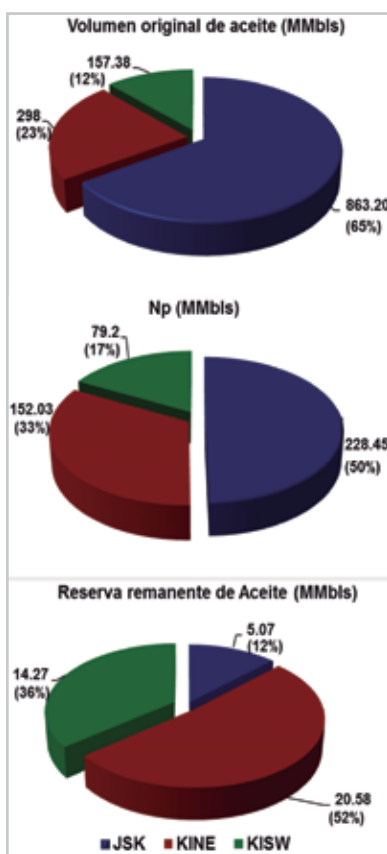


Figura 4. Volumen original, aceite acumulado y reserva remanente de aceite, Cárdenas.

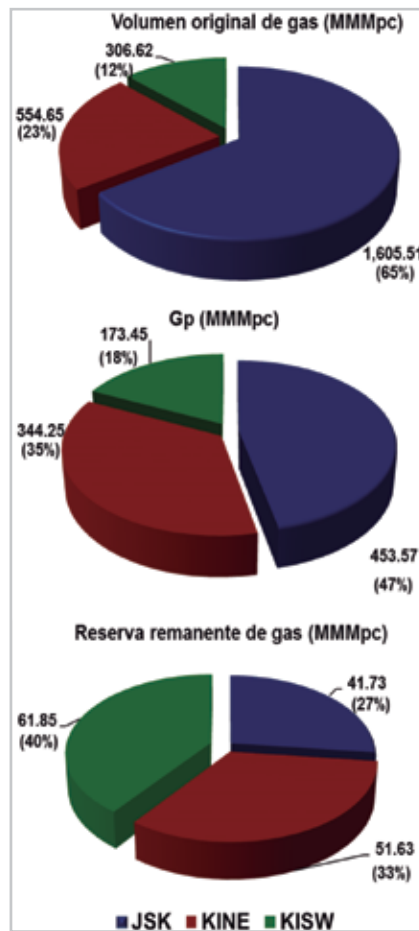


Figura 5. Volumen original, gas acumulado y reserva remanente de gas, Cárdenas.

Los mapas de burbuja muestran la producción acumulada de aceite, gas y agua del campo Cárdenas, donde se observa que el yacimiento que más a drenado hidrocarburos es JSK, Figuras 6, 7 y 8.

Se muestra el acumulado total y el acumulado por cada yacimiento, donde:

- JSK tiene un $N_p=228.5$ MMb y $G_p=452.7$ MMMpc,
- KINE tiene un $N_p=152.99$ MMb y $G_p=346.64$ MMMpc,
- KISW tiene un $N_p=79.65$ MMb y $G_p=175.23$ MMMpc,
- Cárdenas total $N_p=461.09$ MMb y $G_p=975.44$ MMMpc

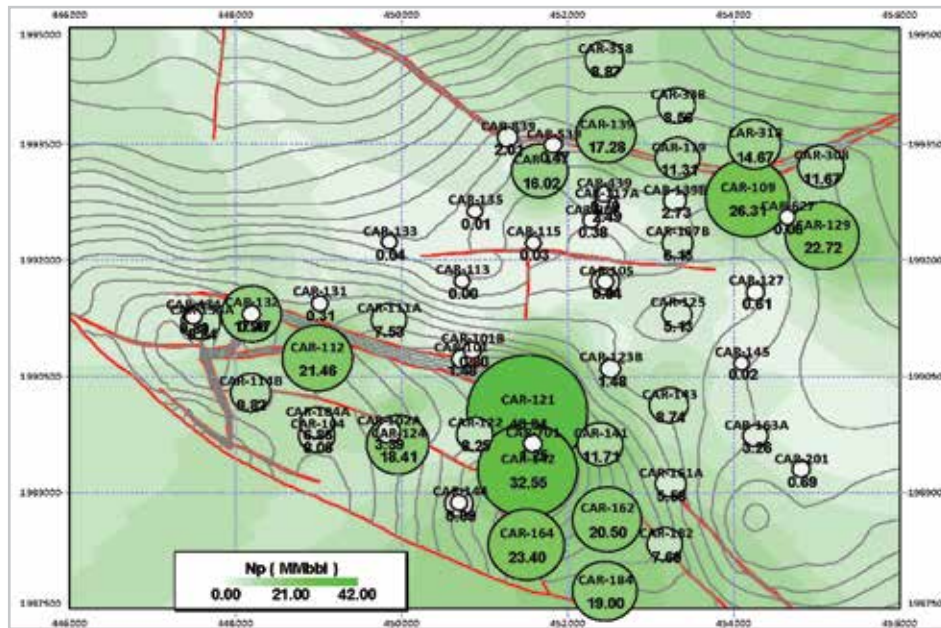


Figura 6. Mapa de burbujas de aceite acumulado, Cárdenas.

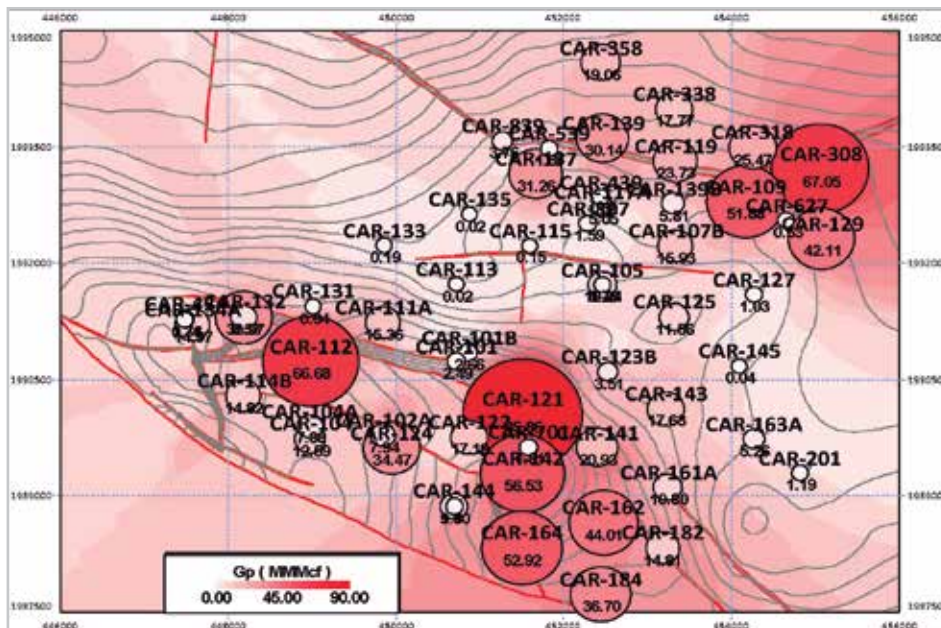


Figura 7. Mapa de burbujas de gas acumulado, Cárdenas.

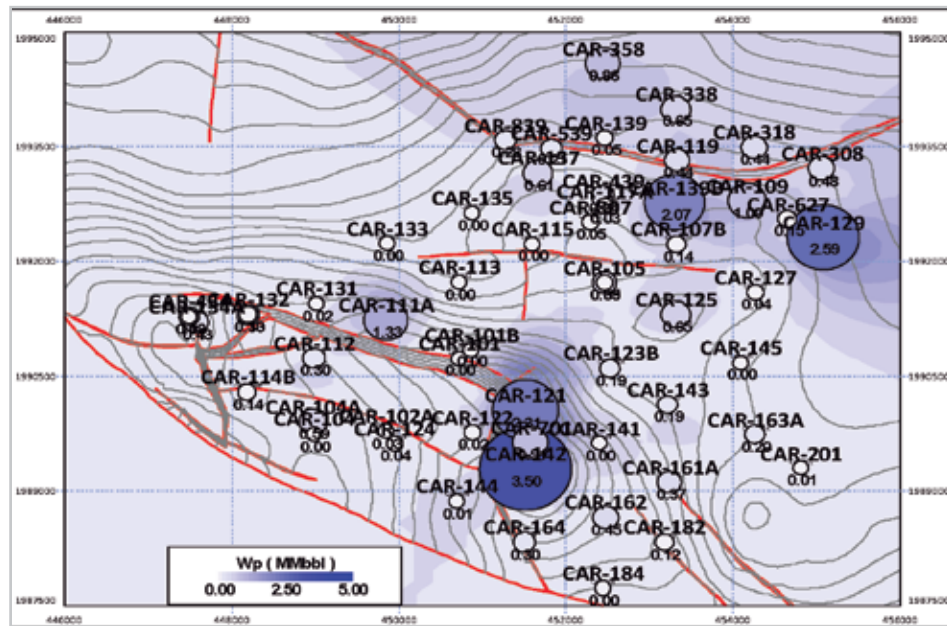


Figura 8. Mapa de burbujas de agua acumulada, Cárdenas.

Situación actual de los yacimientos del campo Cárdenas con causas y acciones a implementar

El yacimiento JSK se encuentra depresionado (por debajo de la presión de saturación en 2012), con irrupción de agua. Actualmente se realiza en este campo uno de los proyectos más importantes en la industria petrolera mexicana y a nivel mundial, ya que será la primera en realizarse a nivel mundial en yacimientos naturalmente fracturados, y se trata de una prueba piloto de inyección de aire en el yacimiento JSK, con el objetivo principal de desplazar el aceite remanente en matriz hacia la fractura y así drenar la reserva de aceite entrampada en matriz. Sus causas son alto fracturamiento, acuífero de alta actividad y el aceite está entrampado en la matriz; las acciones a ejecutarse a este yacimiento es la prueba piloto de inyección de aire para drenar el hidrocarburo entrampado en la matriz, aplicación de tecnologías para el control de agua.

Los yacimientos del Cretácico se encuentran depresionados (por debajo de la presión de saturación), con irrupción de agua y alta RGA en KINE y en KISW con una caída de presión constante y alta RGA; las causas son el alto fracturamiento, un acuífero de mediana actividad que mantiene la presión en KINE y un avance del CGA en KISW; las acciones a seguir son la optimización de aparejos de producción y estrangulaciones, control de agua, empleando tecnologías mecánicas y químicas.

Dentro de las complejidades de explotar estos YNF son las ventanas de aceite y contactos de fluidos, donde entre más años de explotación del yacimiento se va reduciendo dicha ventana y así reduciendo el espesor donde se encuentra el aceite, haciendo de esto que algunos pozos produzcan agua o el casquete de gas desde su inicio de explotación. En las Figuras 7 a 12 se observa la evolución de los contactos de agua-aceite y gas-aceite, así como las diagramáticas de estos yacimientos.

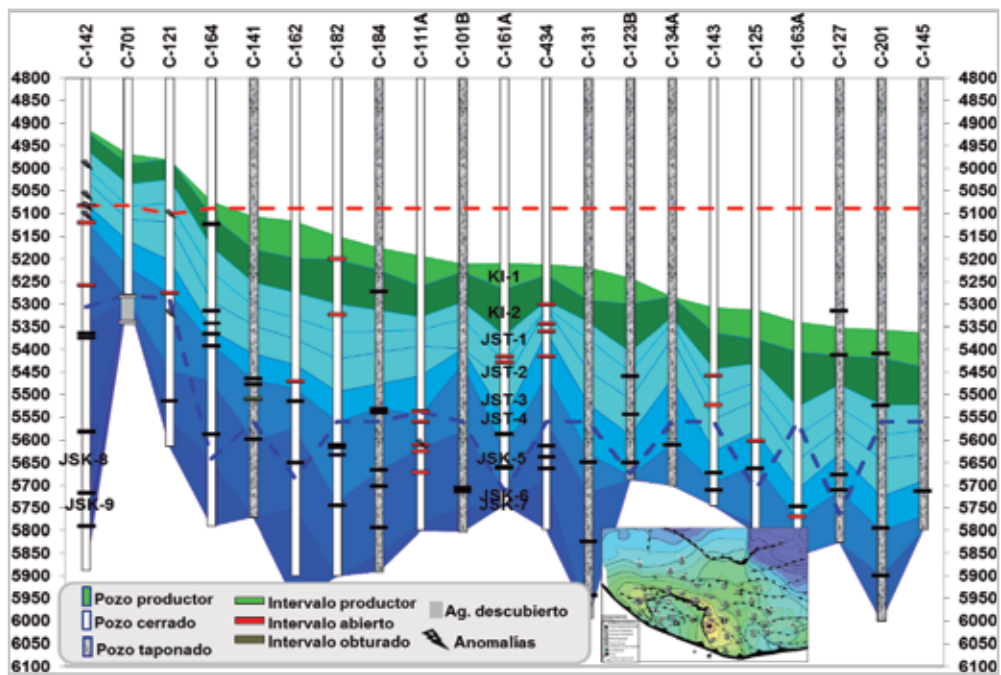


Figura 9. Diagramática del yacimiento Cárdenas JSK, visualizando sus contactos de fluidos.

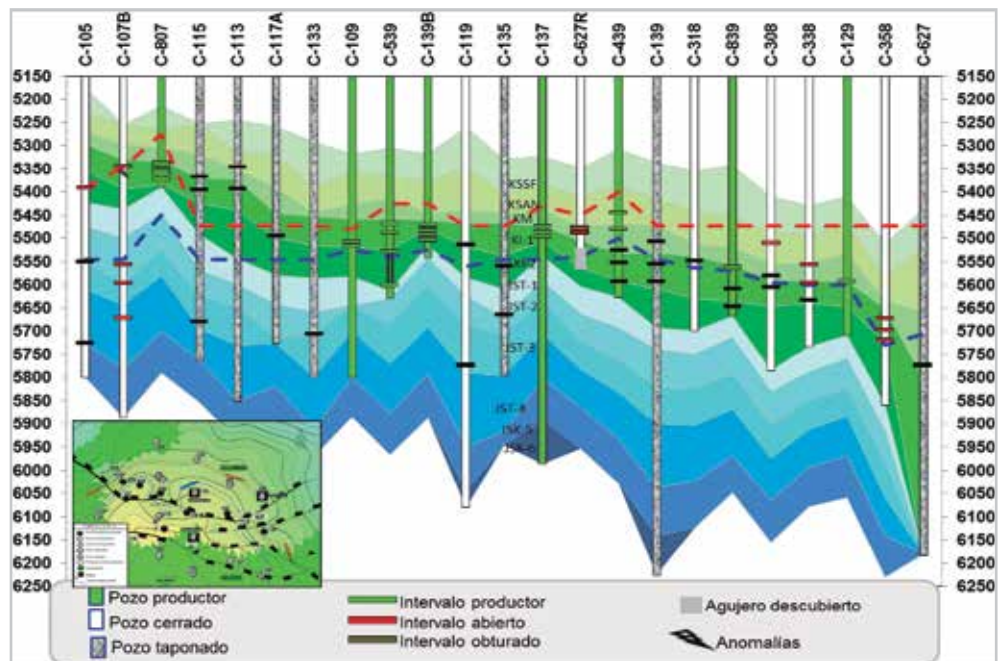


Figura 10. Diagramática del yacimiento Cárdenas KINE, visualizando sus contactos de fluidos.

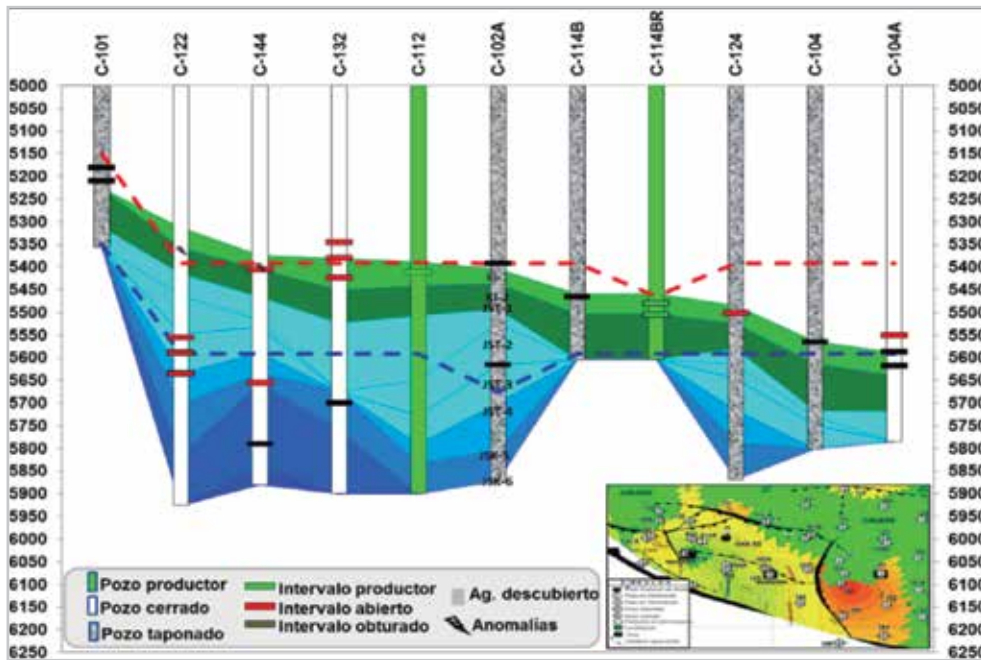


Figura 11. Diagramática del yacimiento Cárdenas KISW, visualizando sus contactos de fluidos.

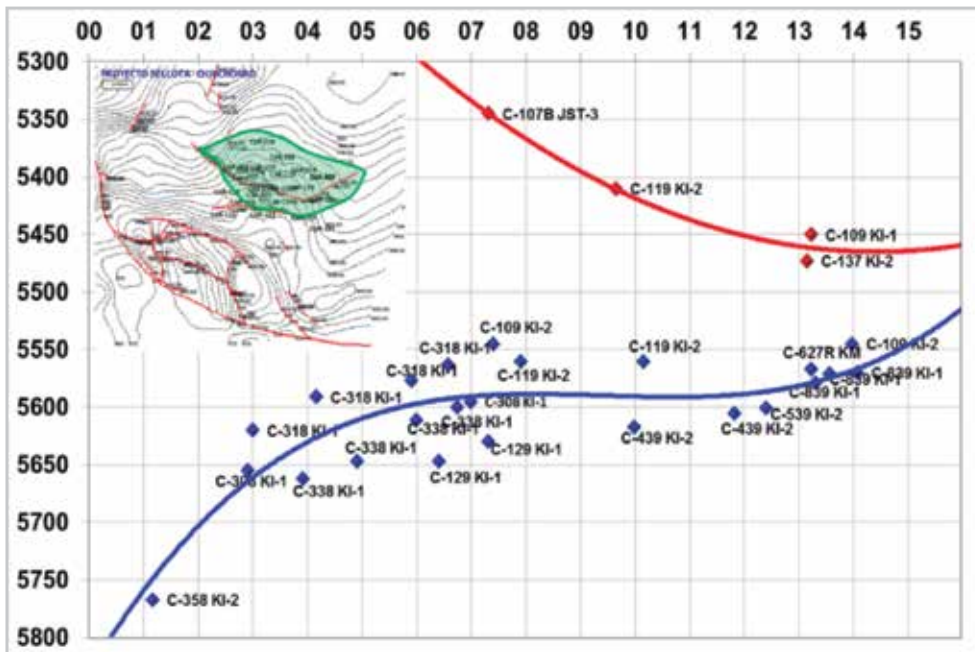


Figura 12. Avance de contactos de fluidos del yacimiento Cárdenas KINE.

La declinación de producción del campo Cárdenas, **Figura 13**, está asociada principalmente a la pérdida de energía del yacimiento, así como al aporte de agua y a los daños que se generan por incrustaciones y migración de finos.

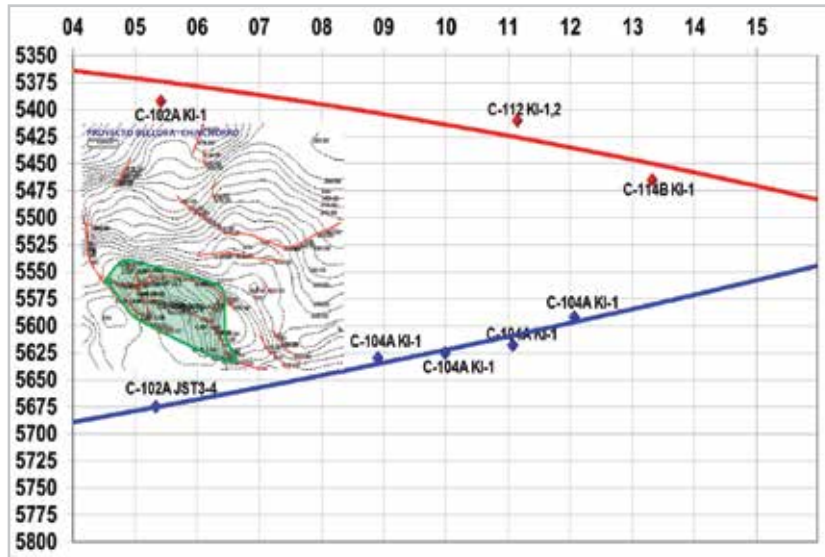


Figura 13. Avance de contactos de fluidos del yacimiento Cárdenas KISW.

Para continuar nuestro mantenimiento de producción y tener una paulatina declinación en el campo, es necesario el empleo de productos innovadores eficientes en estimulaciones y limpiezas, así como inhibidores de asfaltenos y parafinas. Para contrarrestar o mitigar el incremento de la producción de agua es factible la aplicación de tecnologías mecánicas y químicas para su control. De igual manera para optimizar la energía del

yacimiento y no explotar el casquete de gas que se generó durante la explotación del yacimiento se proponen que mediante tratamientos químicos y/o mecánicos, así mismo, estrangular pozos con alta producción de gas. A continuación se muestra en la **Figura 14** la productividad de los pozos del campo Cárdenas, así como también su comportamiento y evolución de cada fluido producido los últimos siete años (2007-2014), **Figuras 15 y 16**.

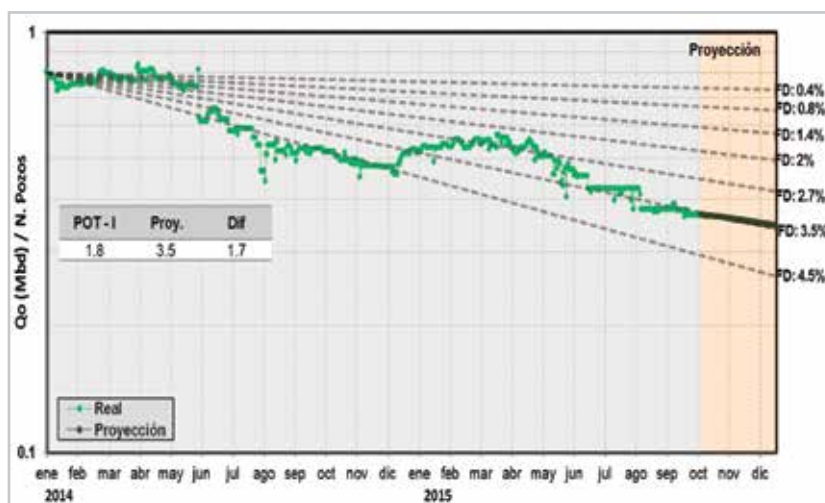


Figura 14. Declinación de producción del campo Cárdenas 2014-2015.

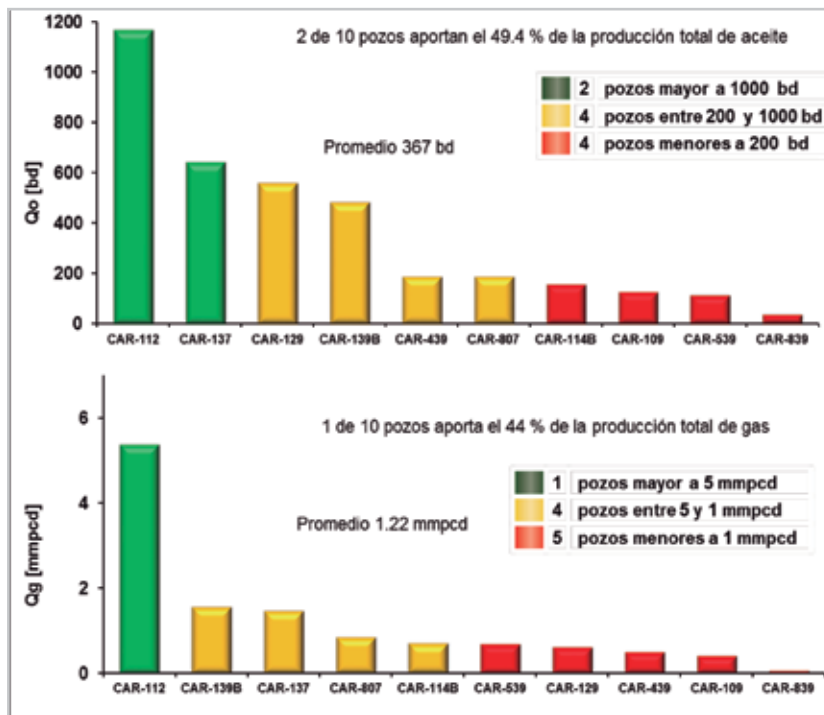


Figura 15. Producción de los pozos del campo Cárdenas.

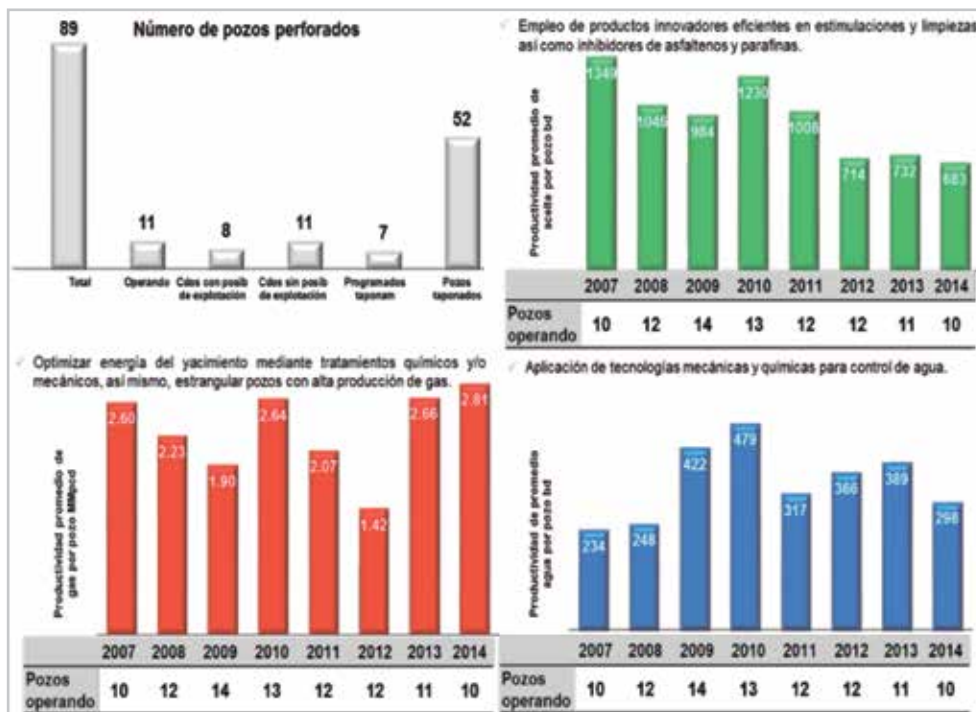


Figura 16. Producción de los pozos del campo Cárdenas.

Evaluación económica y sensibilidades con y sin impuestos (enero 2014 – diciembre 2015)

Con base en lo anterior, se realizó un análisis de sensibilidad económica aplicado a los indicadores financieros utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Correspondiendo a algunos antecedentes de las inversiones y su evaluación; referenciando al análisis de sensibilidad en la evaluación financiera de los proyectos de inversión y el último presenta

los indicadores dinámicos de evaluación y su análisis de sensibilidad: VPN (Valor Presente Neto), TIR (Tasa Interna de Rendimiento), IR (Índice de Rendimiento) y CB (Costo Beneficio). Este análisis se realizó usando un periodo de tiempo de dos años (enero-2014 a diciembre-2015) tomando como un periodo real de enero del 2014 a julio del 2015, y proyectando de agosto del 2015 a diciembre del 2015, asimismo, contemplando el precio del barril de aceite y el costo para explotar este campo, **Figura 17**.



Figura 17. Evaluación económica y sensibilidades antes y después de impuestos, enero-2014 a diciembre-2015.

Ronda 0, Cárdenas como campo en farm-out

Una vez que la Sener y CNH determinaron las asignaciones en las que Pemex ha manifestado su interés de llevar a cabo un farm-out, algunos de estos campos ya vienen

registrando producción acumulada de aceite y gas como se muestra en la **Tabla 2**; sin embargo, no se ha podido extraer mayor producción debido a que no se cuenta con suficiente tecnología o con suficiente inversión.

Tabla 2. Asignaciones petroleras a explotarse con Pemex y entes privados (farm-outs). Fuente SENER.

Bloque / Campo	Tipo de área	Np (MMb)	Gp (MMMpc)
Bolontikú	Aguas someras	142.7	227.6
Sinán	Aguas someras	173.2	393.6
Ek	Aguas someras	125.3	12.9
Ayatsil-Tekel-Utsil	Aceites extra pesados	0.0	0.0
Rodador	Terrestres	41.8	59.5
Ogarrio	Terrestres	210.6	366.7
Cárdenas-Mora	Terrestres	595.5	1192.9
Kunah-Piklis	Aguas profundas	0.0	0.0
Trión	Aguas profundas	0.0	0.0
Exploratus	Aguas profundas	0.0	0.0

Conclusiones

La Ronda 0 es un mecanismo que tiene por objetivo fortalecer a la empresa estatal a través del otorgamiento de ciertas áreas de exploración y extracción de hidrocarburos previo a la apertura al sector privado.

En marzo de 2014 Pemex formalizó, a través de la Secretaría de Energía (SENER), la solicitud de asignación de los campos de exploración y extracción que consideraba que estaba en capacidad de operar.

La SENER, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), estimó prudente otorgar a Pemex aquellas asignaciones que garantizaran los recursos petroleros para mantener un nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sustentable, pudiendo acceder a nuevas áreas como resultado de las rondas subsecuentes en las que participe.

Nomenclatura

Pemex: Petróleos Mexicanos

CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos

SENER: Secretaría de Energía

CRE: Comisión Reguladora de Energía

JSK: Jurásico Superior Kimmeridgiano

KI: Cretácico Inferior

KINE: Cretácico Inferior Noreste

KISW: Cretácico Inferior Suroeste

mD: mili Darcy

MMb: Millones de barriles

MMMpc: Miles de Millones de pies cúbicos

MMbpc: Millones de barriles de petróleo crudo equivalente

Bd: Barriles diarios

Np: Aceite acumulado

Gp: Gas acumulado

1P: Reserva **Probada**

2P: Reserva Probada+**Probable**

3P: Reserva Probada+Probable+**Posible**

CAA: Contacto Agua-Aceite

CGA: Contacto Gas-Aceite

RGA: Relación Gas-Aceite

VPN: Valor Presente Neto

VPI: Valor Presente de Inversión

TIR: Tasa Interna de Retorno

RCB: Relación Costo Beneficio

VPEGR: Valor Presente de los Egresos

VPING: Valor Presente de los Ingresos

VPIMP: Valor Presente de los Impuestos

VPDEP: Valor Presente de la Depreciación

Agradecimientos

Un gran agradecimiento a los especialistas del grupo multidisciplinario del Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro, quienes han depositado su confianza en mí, así como a aquellos que me han apoyado directamente e indirectamente para la realización de este trabajo.

Referencias

• Castellanos, S., Esparza, A. y Reyes, Y. 2015. *Reforma Energética: Mecanismos para Adjudicar Campos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*. Monterrey, N.L.: Facultad Libre de Derecho de Monterrey, Centro de Estudios de Competencia y Regulación.

- Pemex Exploración y Producción. Estudios Integrales de Caracterización Estática y Dinámica de los Yacimientos correspondientes al Campo Cárdenas. Pemex Exploración y Producción, Villahermosa, Tabasco, México.
- Pemex Exploración y Producción. Hydrocarbon Reserves of Mexico, Volume II Major Oil and Gas Fields of Mexico.
- Secretaría de Energía. 2015. *Ronda Uno*. <http://www.energia.gob.mx/rondauno/index.html> (Fecha de acceso 16 de enero de 2015).

Semblanza de los autores

José de Jesús Calderón Verdugo

Egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional con el grado de Ingeniero Petrolero.

De agosto de 2010 a marzo de 2011 colaboró en la Subdirección Técnica de Explotación en la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación de Pemex Exploración y Producción, apoyando y dando seguimiento a las asistencias técnicas especializadas de sede y los activos integrales de explotación para su presentación a los ejecutivos de PEP.

En abril del 2011 ingresó a Petróleos Mexicanos en el Activo Integral Bellota Jujo, ahora Activo de Producción Bellota Jujo para el Proyecto de Explotación Jujo Tecominoacán destacándose como Ingeniero de yacimientos; de agosto del 2013 a la actualidad labora en el Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro del mismo activo, desempeñándose como especialista de disciplina en ingeniería de yacimientos.

Miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Participó en el Congreso Mexicano del Petróleo 2015, así como en las Jornadas Técnicas AIPM, Delegación Comalcalco 2014 y 2015.

Luis Manuel Perera Pérez

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México con el título de Ingeniero Petrolero en 1995. Ingresó a Petróleos Mexicanos en marzo de 1996, en el grupo interdisciplinario Cactus-Níspero-Río Nuevo, del Distrito Reforma de la Región Sur, en el área de ingeniería de yacimientos. Participó en el estudio integral de los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, en la Ciudad de Denver Colorado, USA, en el año de 1997 y en los años 2000 y 2001 en el estudio integral de los mismos campos en la ciudad de Tokio, Japón.

Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural en el Área de Yacimientos, del año 2002 al 2004 en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado en el año 2005.

Es autor y coautor de diversos artículos técnicos relacionados al área de Ingeniería de Yacimientos, presentados en las Jornadas Técnicas y congresos de la AIPM.

Se ha desempeñado como Líder del área de ingeniería de yacimientos, Líder de productividad de pozos y Líder del Proyecto San Manuel del Activo Integral Muspac, Líder del proyecto integral Delta del Grijalva del Activo Integral Samaria-Luna de la Región Sur, Líder del proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán y actualmente tiene el cargo de Líder del proyecto de explotación Bellota-Chinchorro del Activo de producción Bellota-Jujo.