

28 de noviembre del 2014

Análisis sobre los aspectos relevantes respecto del transporte y almacenamiento de hidrocarburos en el contexto de la Ronda Cero

## Contenido

I.	Antecedentes .....	3
	Formas de participación .....	3
	Tipos de contrato y su relevancia en materia de transporte y almacenamiento .....	4
	Calendario .....	5
II.	Asignaciones y primeras migraciones .....	5
III.	Análisis de la infraestructura de transporte por ductos y almacenamiento de hidrocarburos 8	
	1. Metodología de análisis .....	8
	Alcance de la Ronda Cero para efectos de este documento .....	8
	La frontera regulatoria .....	8
	Descripción de diversos sistemas de transporte.....	9
	2. Regiones Marinas y Región Sur .....	11
	i. Región Marina Noreste .....	12
	ii. Región Marina Suroeste .....	13
	iii. Región Sur .....	<a href="#">141314</a>
	3. Región Norte .....	15
	i. Chicontepec (Poza Rica – Altamira y Aceite Terciario del Golfo).....	15
	ii. Activo Burgos.....	17
	iii. Activo Veracruz .....	18
	4. Proyecto Aguas Profundas .....	18
IV.	Conclusiones.....	19
	1. Infraestructura que requiere acceso abierto derivado de Ronda Cero .....	19
	2. Recomendaciones Ronda Cero .....	21

# Análisis sobre los aspectos relevantes respecto del transporte y almacenamiento de hidrocarburos en el contexto de la Ronda Cero

## I. Antecedentes

La reforma energética mexicana cambia completamente el paradigma industrial a lo largo de toda la cadena de valor, y tiene su núcleo en la apertura del sector de Exploración y Producción (E&P) a la inversión privada, al eliminar la restricción constitucional de suscribir contratos diferentes a los de servicios.

### Formas de participación

Las Empresas Productivas del Estado (EPE) -sociedades controladas y de propiedad del Gobierno Federal- en un principio operarán a través de **Asignaciones**, manteniendo la práctica actual, es decir, a través del ejercicio de derechos exclusivos sobre propiedad estatal para llevar a cabo actividades de exploración y extracción dentro de áreas específicas, ya definidas en la llamada **Ronda Cero**.

Los Contratos de Exploración y Extracción (CEE), son esquemas otorgados y administrados por el gobierno, típicamente a partir de una **licitación**.

Las EPE tendrán derecho a asociarse con compañías privadas para llevar a cabo sus actividades a través de acuerdos de operación conjunta. Pemex podrá **migrar** sus Asignaciones a contratos adjudicados directamente y asociarse para su ejecución.

Desde el año 2000 se dieron los primeros esfuerzos por captar capital y conocimientos técnicos para el desarrollo de la industria de [Exploración y Producción E&P](#). La primera etapa se materializó con la firma de siete Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) para la producción de gas en Burgos. Posteriormente, resultado de la reforma de 2008, se diseñaron los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), que atrajeron, en tres rondas de licitación, a algunas empresas dispuestas a asumir algún riesgo en la producción de hidrocarburos.

De resultar en el interés económico de las partes, las empresas que a la fecha cuentan con contratos de servicios tipo CIEP o COPF, pueden formar una asociación con PEP y migrar sus contratos a los nuevos Contratos de Exploración y Extracción (CEE). La migración de estos contratos, será el proceso que apunte la concreción de la reforma.

Sener publicó una primera aproximación de las áreas para sacar a licitación de CEE, según señala, en los próximos meses. La **Ronda Uno** abarca nuevas áreas de exploración y algunos campos de extracción, que no fueron otorgados a Pemex. Tanto empresas públicas como privadas podrán participar en los procesos licitatorios.

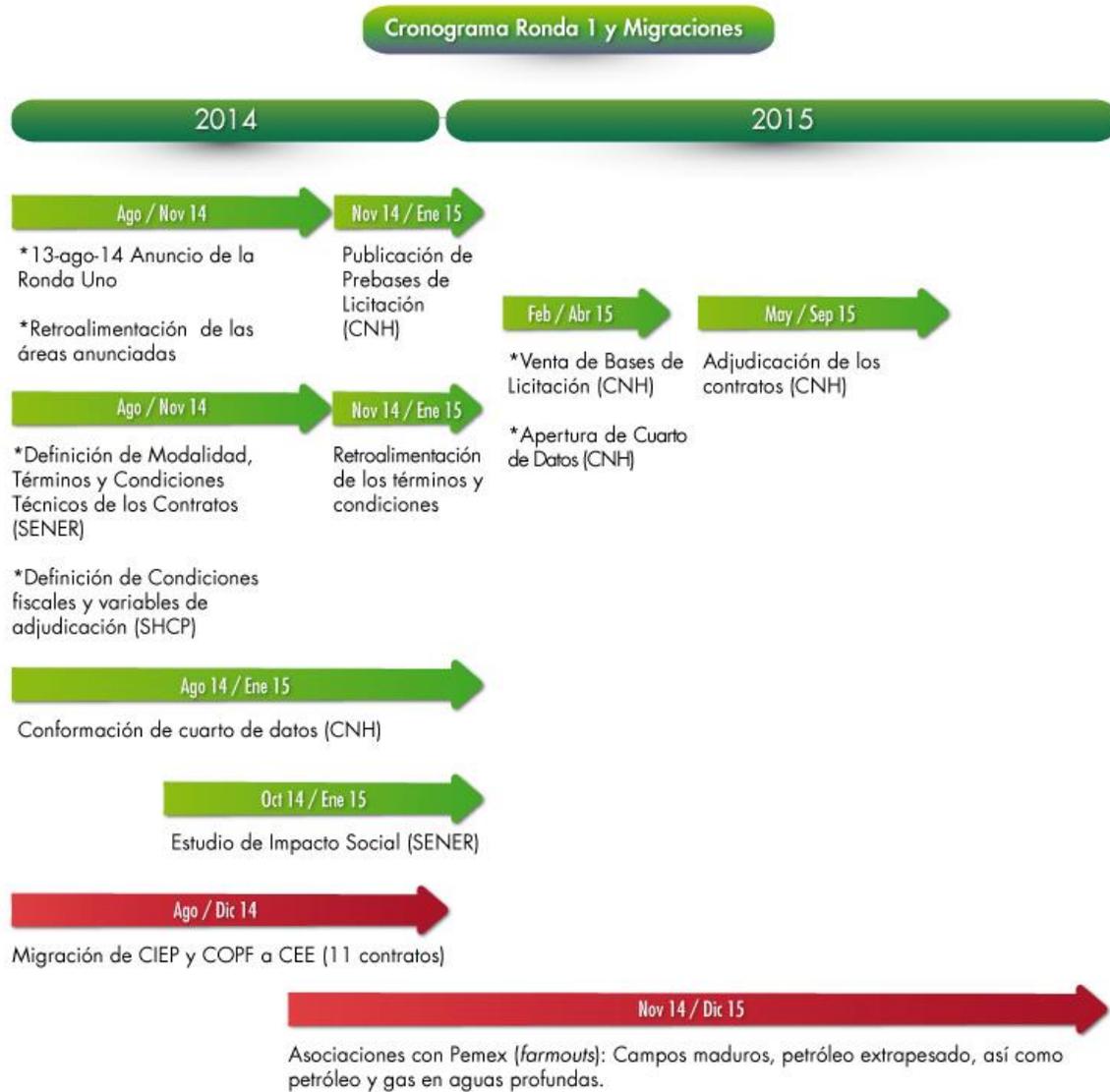
## Tipos de contrato y su relevancia en materia de transporte y almacenamiento

La Ley contempla cuatro modalidades de contratación, tres de ellas nuevas en México:

- En los contratos de servicios, llamados “de riesgo”, la compañía opera y recibe a cambio una tarifa, que puede incluir la recuperación de los costos más un elemento de utilidad. La Nación es propietaria de los hidrocarburos producidos. Tal es el caso de los CIEP.
- Bajo una concesión o un contrato de licencia, una compañía **recibe los derechos de la producción** y típicamente paga al Estado regalías, bonos e impuestos sobre la renta. Las operadoras asumen mayor riesgo, ya que si bien reciben la totalidad de la producción, son por un lado, **responsables de su comercialización** y por otro, de la eficiencia de sus costos.
- En el caso de contratos de producción o utilidad compartida, el Estado a través de su gobierno o de una empresa petrolera nacional (NOC) firma un contrato con una compañía/consorcio privado, quien típicamente financia el proyecto y opera el área, recibiendo a cambio la recuperación de sus costos y una participación de los beneficios.
- En los contratos de utilidad compartida, la producción es propiedad de la Nación, mientras que **en los de producción compartida, ésta se distribuye entre la Nación y el contratista;** la diferencia radica en quién asume el riesgo de la comercialización.

Con la apertura a los actores privados se tendrán que identificar las zonas cuya infraestructura prioritariamente requiere acceso abierto y definir cómo se deberán regular, para así dar viabilidad a la cadena de valor desde la producción hasta la comercialización de los hidrocarburos.

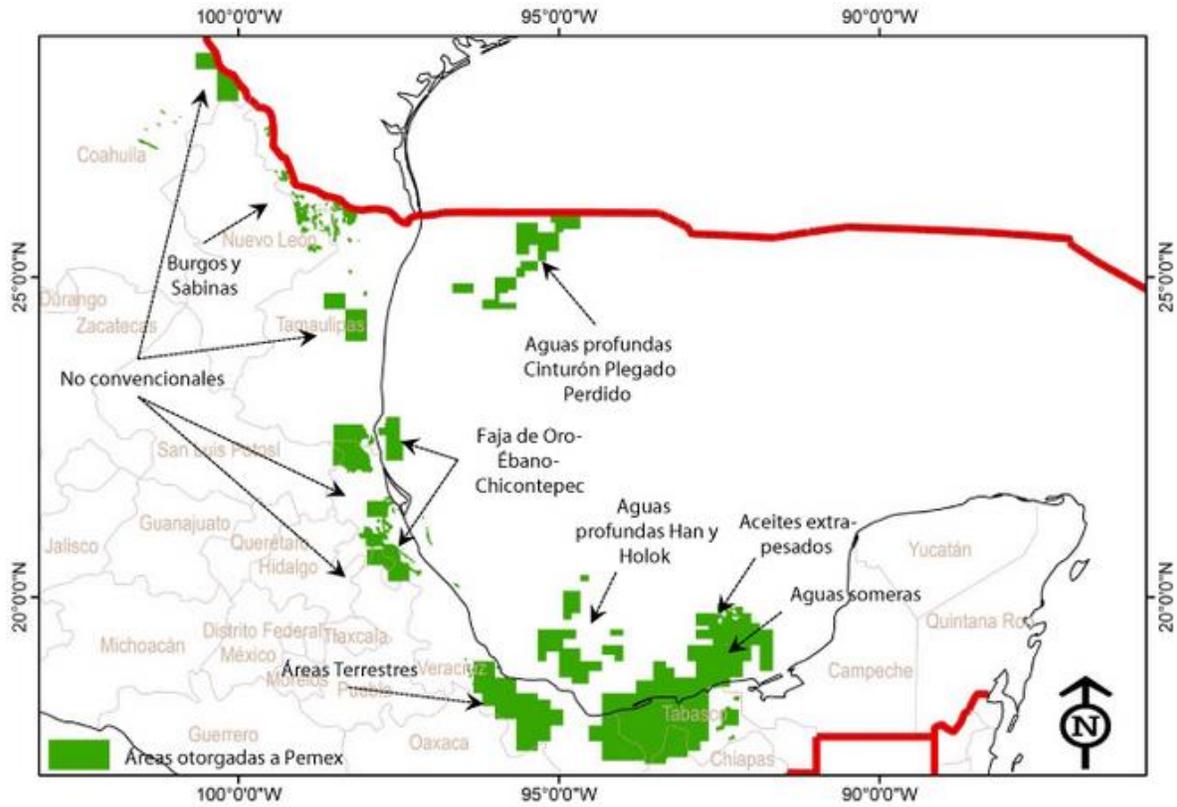
## Calendario



Fuente: Sener

## II. Asignaciones y primeras migraciones

Resultado de la Ronda Cero, se le asignó a Pemex un volumen de 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) de reservas 2P y 23,447 mmbpce de recursos prospectivos; con ello, cuenta con el 83% de las reservas 2p y el 21% del recurso prospectivo de México, distribuidos en todo tipo de proyectos a lo largo de todo el territorio identificado como productor o con prospectivas de serlo.



Fuente: Sener

Tipo / Área	Reserva 2P (mmbpce)	Recurso Prospectivo (mmbpce)
<b>Convencional</b>	<b>20,590</b>	<b>18,222</b>
<b>Aguas someras</b>	<b>11,374</b>	<b>7,472</b>
Sureste	11,238	7,472
Norte	136	
<b>Terrestre</b>	<b>8,819</b>	<b>5,913</b>
Sur	4,379	5,371
Chicontepec	3,556	
Burgos	425	
Resto Norte	459	542
<b>Aguas Profundas</b>	<b>397</b>	<b>4,837</b>
Perdido		3,013
Holok-Han	397	1,824
<b>No convencional</b>		<b>3,904</b>
<b>Total</b>	<b>20,590</b>	<b>22,126</b>

Fuente: Sener

Pemex ha anunciado dos etapas de migración de CIEP y COPF, la primera a llevarse a cabo en el segundo semestre del 2014 y la segunda durante el primer semestre de 2015.

Los contratos a migrar cuentan con aproximadamente 2,200 mmbpce de reservas 2P lo que equivale al 9.8% de las asignaciones originales de Pemex. Asimismo en ellos se concentran 2,250 mmbpce de recursos prospectivos. En el 2012 había una producción de 38 miles de barriles diarios (mbd) de aceite y 478 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas natural en estas áreas contractuales.

Etapa 1

Activo	Área	Tipo de contrato	Contratista
5 presidentes	Magallanes	CIEP	Petrofac
Bellota Jujo	Santuario	CIEP	Petrofac
Poza Rica - Altamira	Altamira	CIEP	Cheiron Holdings
Poza Rica - Altamira	Arenque	CIEP	Petrofac
Poza Rica - Altamira	Pánuco	CIEP	Petrofac/Schlumberger
Poza Rica - Altamira	San Andrés	CIEP	MPG - Alfásid del Nte
Poza Rica - Altamira	Tierra Blanca	CIEP	MPG - Alfásid del Nte
Burgos	Nejo	COPF	Iberoamericana de Hidrocarburos
Burgos	Olmos	COPF	Lewis Energy Mexico
Burgos	Misión	COPF	Servicios Múltiples de Burgos
Poza Rica - Altamira	Ébano	CIEP	DS Servicios Petroleros

Etapa 2

Activo	Área	Tipo de contrato	Contratista
Burgos	Pirineo	COPF	MPG
Burgos	Cuervito	COPF	Petrobras, Teikoku Oil, Diavaz
Burgos	Fronterizo	COPF	Petrobras, Teikoku Oil, Diavaz
Burgos	Monclova	COPF	MPG
Aceite Terciario del Golfo	Amatitlán	CIEP	GPA Energy/Vitol
Aceite Terciario del Golfo	Miahuapan	CIEP	Vitol/GPA Energy
Aceite Terciario del Golfo	Miquetla	CIEP	DWF
Aceite Terciario del Golfo	Pitepec	CIEP	Perfolatina
Aceite Terciario del Golfo	Humapa	CIEP	Halliburton
Aceite Terciario del Golfo	Soledad	CIEP	Petrolite
Samaria	Carrizo	CIEP	Schlumberger

Fuente: Sener y elaboración propia

Adicionalmente, Pemex ha identificado y anunciado la migración a CEE de diez áreas de alta prioridad, para realizar asociaciones a través de *farm-outs* durante 2014. Esto alcanza un total de 1,556 mmbpce en recursos 2P lo que representa el 7.5% de las asignaciones de Pemex. Estas áreas tenían en el 2012 una producción aproximada de 82 mbd de aceite y 52 mmpcd de gas natural.

Tipo de proyecto	Campos	Área (km2)	2P (mmbpce)
Maduros terrestres	Rodador, Ogarrio, Cárdenas-Mora	312.8	247.9
Mmaduros marinos	Bolontikú, Sinán y Ek	119.4	350.1
Aceite extra-pesado marino	Ayatsil-Tekel-Utsil	88.8	746.6
Gigantes de gas en aguas	Kunah-Piklis	55.3	211.9
Aceite en aguas profundas	Trión	22.6	
(Perdido)	Exploratus	12.9	
	Total	611.8	1,556.5

Fuente: Sener

### III. Análisis de la infraestructura de transporte por ductos y almacenamiento de hidrocarburos

#### 1. Metodología de análisis

##### Alcance de la Ronda Cero para efectos de este documento

En este documento se analiza todo lo relativo a las Asignaciones. Dado que éstas *per se*, no representan un reto regulatorio inmediato, se incluyen las primeras migraciones a CEE, al constituir el arranque de la participación privada y los requerimientos de acceso a la infraestructura existente. Cabe señalar que Sener considera estos temas dentro de la Ronda Uno, sin embargo, vale la pena diferenciarlos.

##### La frontera regulatoria

A partir de la Ley de Hidrocarburos, el transporte de hidrocarburos por ducto excluye, por un lado, la recolección y el desplazamiento dentro de las áreas contractuales o de asignación, y por otro, la comercialización:

*"Transporte: La actividad de recibir, entregar y, en su caso, conducir Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, de un lugar a otro por medio de ductos u otros medios, que no conlleva la enajenación o comercialización de dichos productos por parte de quien la realiza a través de ductos. Se excluye de esta definición la Recolección y el desplazamiento de Hidrocarburos dentro del perímetro de un Área Contractual o de un Área de Asignación, así como la Distribución;"*

*"Extracción: Actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de Hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción;"*

*"Recolección: Acopio de los Hidrocarburos de cada pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de los pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte;"*

Esto es, el transporte no incluye el acopio de los Hidrocarburos desde los pozos, mediante líneas de descarga que van desde el cabezal de los pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte, ya que éstas se encuentran contempladas dentro de la definición de Extracción, materia regulada a través de los Contratos de Exploración y Extracción o de las Asignaciones.

Según se establece en la NOM-027-SESH-2010, cuando se desarrolla un campo de explotación de petróleo o gas natural, el transporte inicia en la primera batería de separación y termina en el punto de venta a proceso o exportación.

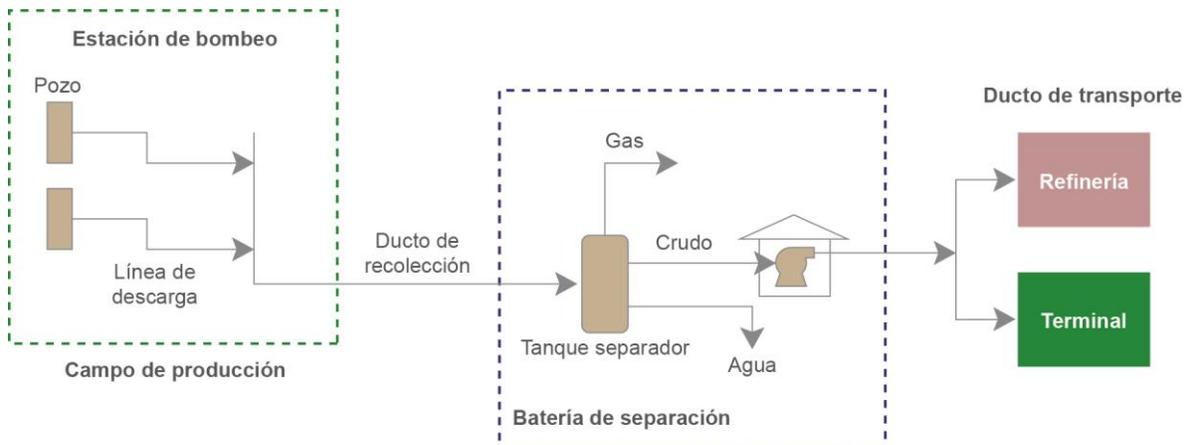
- Al salir de los pozos, los hidrocarburos mezclados con agua, gases y partículas sólidas (arenas) son llevados por una línea de descarga, de la cabeza de pozo hacia una línea de

recolección, la cual lleva la mezcla a la batería de separación donde se llevan a cabo los procesos de separación del gas, el aceite y el agua, que salen juntos del pozo.

- Las impurezas: ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y el bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), son eliminados en las plantas endulzadoras, o en el caso de que el gas natural contenga condensados, se envía a una planta extractora de condensados.
- El crudo, después de haber pasado por la batería de separación, es enviado por medio de las estaciones de bombeo a través de un sistema de oleoductos, hacia las terminales de almacenamiento para su exportación o a las refinerías para su procesamiento.

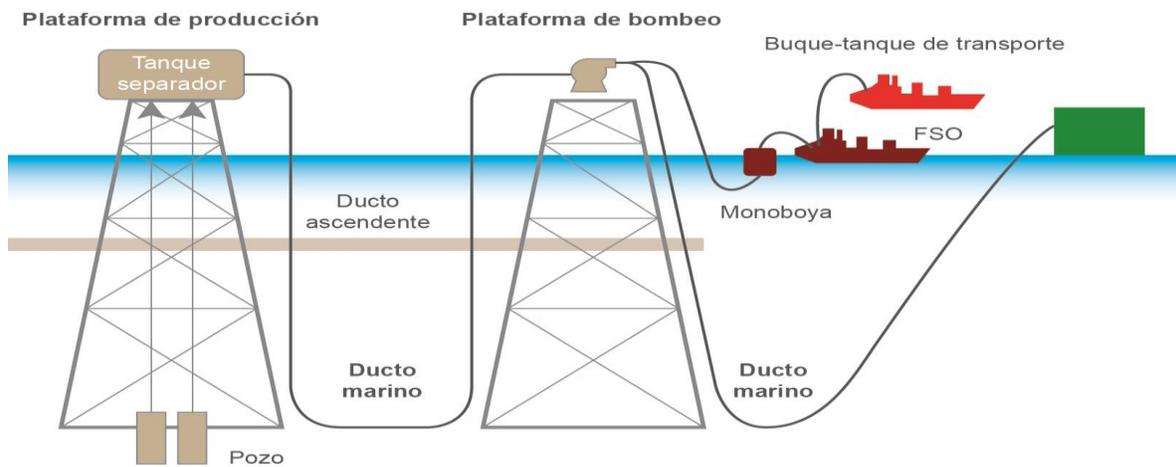
## Descripción de diversos sistemas de transporte

### Proceso logístico de transporte de crudo terrestre



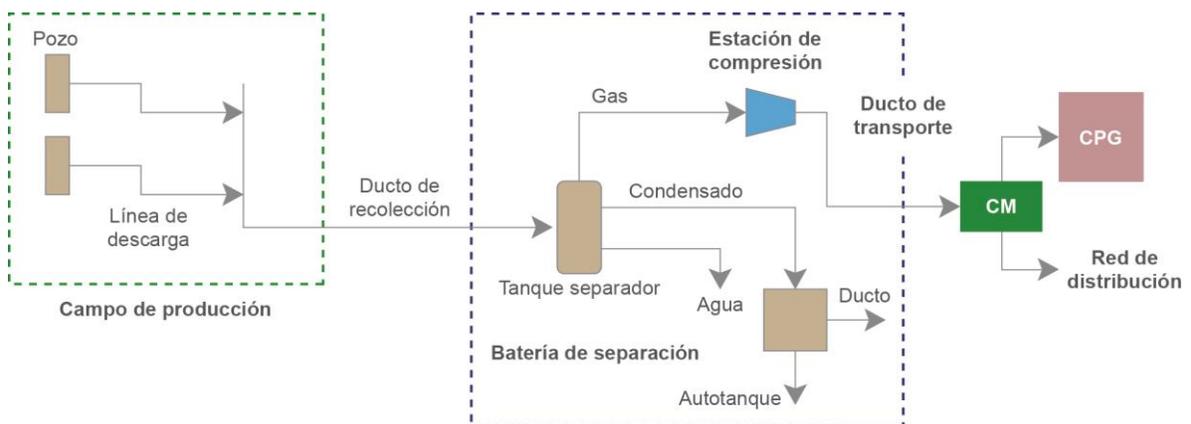
- La batería de separación puede ser una instalación independiente de la estación de bombeo o estar integrada a ésta.
- La estación de bombeo además de los tanques separadores contiene cabezales, filtros y trampas de diablos.
- Puede haber más de una estación de bombeo.
- La primer batería de separación no forma parte del sistema de transporte, si se encuentra dentro del campo productor y es operada por el área de producción; no obstante, en sistemas de transporte muy grandes puede haber baterías de separación secundarias que sí son parte del sistema de transporte.

*Proceso logístico de transporte de crudo marino*



- La plataforma de producción puede no tener separadores.
- Puede ser que la producción se recolecte por un oleogasoducto y se envíe a la plataforma de bombeo donde se realiza la primera separación.
- La separación, endulzamiento de gas y el bombeo pueden integrarse en complejos de plataformas. Estas plataformas no pertenecen, necesariamente, a las áreas contractuales.
- El transporte inicia a la salida de la separación.
- De la plataforma de bombeo se envía a tierra o se carga en buques-tanque.

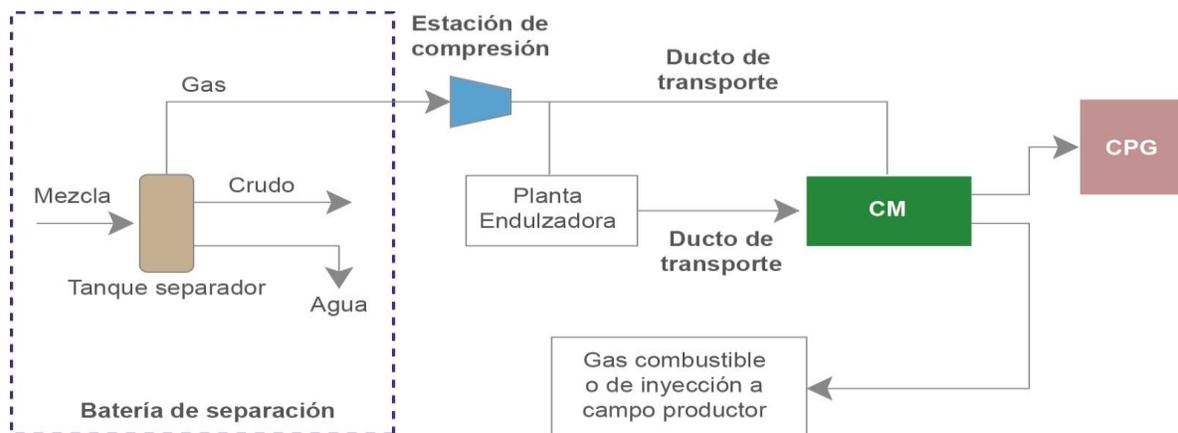
*Proceso logístico de transporte de gas terrestre*



- La batería de separación puede ser una instalación independiente de la estación de compresión o estar integrada a ésta.

- La estación de compresión además de los tanques separadores contiene cabezales, filtros y trampas de diablos.
- Puede haber más de una estación de compresión.
- La primer batería de separación no es parte del sistema de transporte, si se encuentra dentro del campo productor y es operada por el área de producción; no obstante, en sistemas de transporte muy grandes puede haber baterías de separación secundarias que sí son parte del sistema de transporte.

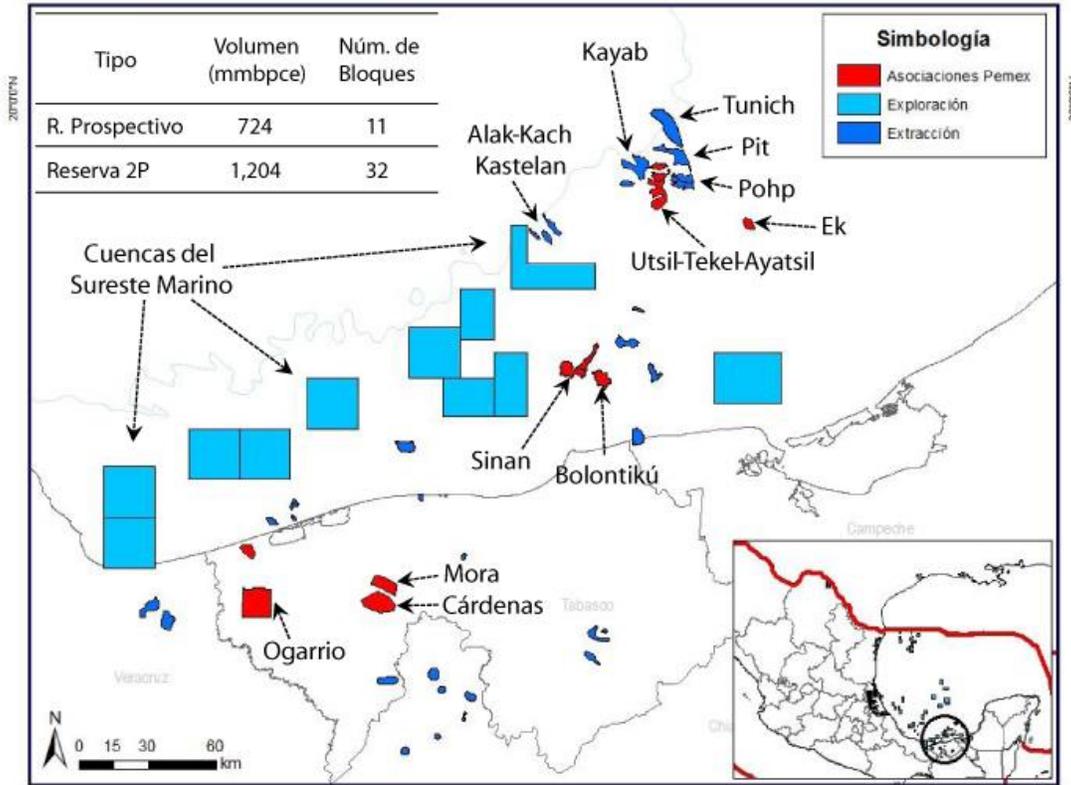
### Proceso logístico de transporte de gas asociado



- La batería de separación puede ser una instalación independiente de la estación de compresión o estar integrada a ésta.
- La planta endulzadora tiene su propia estación de compresión.
- Puede haber más de una estación de compresión.

## 2. Regiones Marinas y Región Sur

A partir de la información que ha sido publicada por Sener, se caracterizaron las diversas regiones y áreas relevantes para el análisis de sistemas de transporte por ducto y almacenamiento de hidrocarburos.



Fuente: Sener

### i. Región Marina Noreste

En la Ronda Cero se le otorgaron 136 mmbpce de recursos 2P a Pemex en la Región Marina Noreste. El campo Ek del activo Cantarell y el área contractual Ayatsil-Tekel-Utsil del activo Ku-Maloob-Zaap son los *farm-out* correspondientes a los activos antes mencionados. En el 2012, Ek tenía una producción de 31.6<sup>1</sup> miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios (mbpced), mientras que el área de Ayatsil-Tekel-Utsil producía 5<sup>2</sup> mbpced, lo que equivalía al 5% y el 1% de su activo correspondiente respectivamente.

La producción del Activo Cantarell, incluyendo el campo Ek, se envía al Complejo Costa Afuera Akal-J de la Región Marina Noreste donde parte de la producción se envía al Complejo Costa Afuera de Cayo Arcas, que cuenta con dos monoboys para carga de mezcla de exportación a buque tanques, y la otra parte se manda al FSO (*Floating Storage and Offloading*) Ta'Kuntah, el cual es cargado con mezcla de exportación mediante un sistema de monoboys. Parte de la producción del Activo Ku-Maloob-Zaap se carga al FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Yùm K'ak'náab desde las plataformas Maloob, Zaap-C y Zaap.

<sup>1</sup> Fuente: PEP

<sup>2</sup> Fuente: PEP

Finalmente el resto de la producción de la Región Marina Noreste, incluyendo la parte de la producción de ambos activos, se envía a la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), desde los Complejos Costa Afuera de Akal-J, Akal-C, Nohoch-A, Abkatun-A, Pol-A y Litoral Enlace. Debido a la gran distancia que deben recorrer los ductos marinos que transportan la producción, la presión disminuye significativamente, por lo que ~~como~~ parte de la infraestructura de transporte de crudo marino se instaló el Complejo Costa Afuera de Rebombeco. En este punto se incrementa la presión para poder mandar el crudo a la TMDB.

La producción de gas marino, que, en su mayor parte es gas asociado de tipo húmedo amargo, es enviada a Nohoch-A. ~~a~~ Aquí es comprimido y enviado a través de dos líneas submarinas hacia el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta.

~~Es importante recalcar el hecho de que~~ Ninguna de la infraestructura antes mencionada se encuentra en el campo Ek ni en el área contractual Ayatsil-Tekel-Utsil.

## ii. Región Marina Suroeste

En la Ronda Cero se le otorgaron a Pemex 11,238 mmbpce de recursos 2P y 7,472 mmbpce de recursos prospectivos en la Región Marina Suroeste. Pemex tiene dos *farm-outs* para los campos Bolontikú y Sinán, ambos pertenecientes al activo Litoral de Tabasco. La producción del 2012 de estos campos fue de 22 mbpced y 23 mbpced respectivamente<sup>3</sup> lo que representaba el 10% de la producción total del activo.

La infraestructura existente de la Región Marina Suroeste es compartida con la de la región Marina Noreste. El crudo producido en los activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc, incluyendo los campos de Bolontikú y Sinán, es enviado al Complejo Costa Afuera Akal-J y de ahí es enviado al FSO, al Complejo Costa Afuera Cayo Arcas o al Complejo Costa Afuera Rebombeco, para posteriormente ser mandado a TMDB. El gas producido es enviado al Complejo Costa Afuera Abkatun-A y de ahí al Complejo Costa Afuera Pol-A para finalmente llegar al Centro de Proceso de Gas (CPG) Atasta.

En este caso, la infraestructura mencionada tampoco pertenece a las áreas contractuales de Sinán y Bolontikú.

El estado de integridad física de la infraestructura de las Regiones Marinas es muy bueno y tiene una capacidad excedente ~~aproximada del orden~~ de 36%, ya que la infraestructura se construyó en función de los picos de producción y, debido a que la mayoría son campos maduros, la producción ha disminuido considerablemente. Los principales riesgos de la infraestructura son: la alta temperatura de los servicios, el incremento de la corrosividad, el incremento del grado amargo, y el aumento en la población de ductos<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> Fuente: PEP

<sup>4</sup> Cuando aumenta la cantidad de ductos tendidos en el lecho marino, la cantidad de cruces y puntos de contacto de las tuberías aumenta y debido a la fluidez del lecho marino, la probabilidad de golpeo, rozamiento y desplazamiento de unas líneas con otras aumenta.

### iii. Región Sur

En la Ronda Cero se le otorgaron a Pemex 4,379 mmbpce de recursos 2P y 5,371 de recursos prospectivos en la Región Sur. Pemex migrará 3 contratos CIEP -Magallanes, Santuario y Carrizo- con una reserva total 2P de 83 mmbpce representando el 4% de las reservas 2P que van a migrar. También tendrá 3 asociaciones *farm-out* -Rodador, Ogarrío y Cárdenas-Mora- con una reserva total de 247.9 mmbpce representando el 16% de las reservas 2P de los *farm-outs*.

Las áreas contractuales del activo Bellota-Jujo son Santuario y Cárdenas-Mora y en 2012 contaban con una producción de 6.23 mbpced y 3.61 mbpced respectivamente, lo que equivalía al 5% de la producción del activo. Las áreas contractuales del activo Cinco Presidentes son Magallanes, Rodador y Ogarrío con producciones de 9.55 y 6.79 mbpced para Magallanes y Ogarrío respectivamente lo que representaba el 14% de la producción del activo. El área contractual del activo Samaria-Luna es Carrizo con una producción de 1.19 mbpced lo que representaba menos del 1% de la producción total del activo<sup>5</sup>.

La producción de crudo de la Región Sur de PEP es recolectada en las Áreas de trampas de Nudo Cárdenas y El Misterio y enviada al Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas. El CCC Palomas tiene tres salidas por ductos: La principal es hacia la Estación de Distribución de Nuevo Teapa que suministra al Sistema Nacional de Refinerías, otra es a la Terminal Marítima de Pajaritos para exportación y la tercera es para almacenamiento estratégico en los Domos Salinos de Tuzandépetl.

La producción de gas de los Activos de Producción de la Región Sur de PEP, con excepción del Activo Cinco Presidentes, es recolectada en una vasta red de baterías y estaciones de compresión y enviado a los CPG Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus, siendo este último el de mayor capacidad con más de 1,700 mmpcd, mientras que los CPG de Ciudad Pemex y Nuevo Pemex procesan 950 y 750 mmpcd respectivamente. La producción de gas del Activo Cinco Presidentes es enviada exclusivamente al CPG La Venta.

Esta infraestructura de transporte y almacenamiento mencionada no se encuentra en las áreas contractuales -tanto migraciones como *farm-outs*- de la Región Sur.

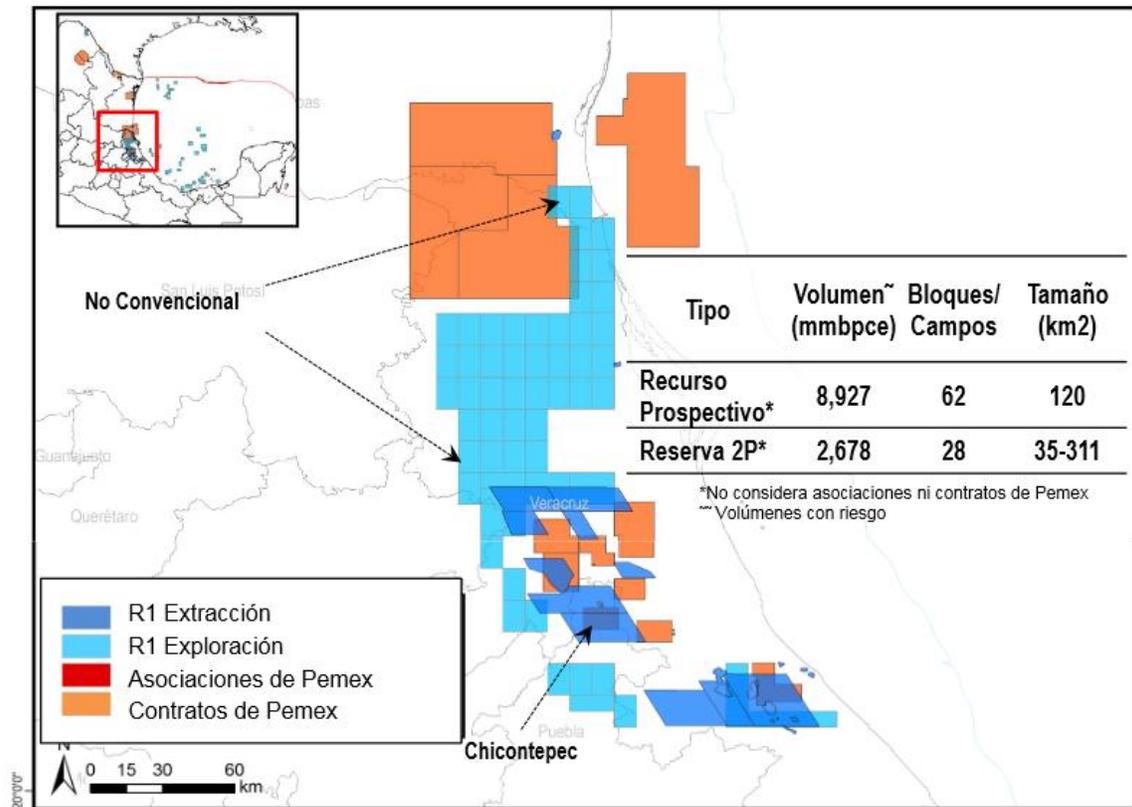
El estado de integridad física de la infraestructura de la Región Sur es bueno y tiene una capacidad excedente [aproximada](#) del orden de 23%. Los principales riesgos de la infraestructura son: su envejecimiento, fatiga mecánica, e incremento del grado amargo.

---

<sup>5</sup> Fuente: PEP

### 3. Región Norte

#### i. Chicontepec (Poza Rica – Altamira y Aceite Terciario del Golfo)



Fuente: Sener

En la Ronda Cero se le otorgaron a Pemex 3,556 mmbpce de recursos 2P en el área de Chicontepec. Pemex migrará 12 contratos CIEP en esta área. De estos 12, Amatlán, Miahuapan, Miquetla, Pitepec, Humapa y Soledad pertenecen al activo Aceite Terciario del Golfo con una producción de 6.37 mbpced representando el 6% de la producción total del activo. Las otras 6 áreas -Altamira, Arenque, Pánuco, San Andrés, Tierra Blanca y Ébano- pertenecen al activo Poza Rica-Altamira y tienen una producción de 19.2 mbpced (20% de la producción total del activo)<sup>6</sup>.

La producción de crudo de la Región Norte de PEP es minoritaria en comparación con las de la Región Marina y de la Región Sur, por lo que esta producción es inyectada directamente al Sistema de Transporte por Ducto Nuevo Teapa - Poza Rica - Madero mediante las interconexiones

<sup>6</sup> Datos al 2012, Fuente: PEP

Papaloapan, Marfo, Horcón, Muro, Naranjos y Álamo, para suministrar a las refinerías de Madero y Cadereyta.

La producción de crudo para la mayor parte de los campos terrestres de Altamira se destina a exportación en el Puerto Altamira, mientras que la producción marina de Arenque se envía directamente a la refinería Madero a través de ductos mediante el Centro de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Arenque, el cuál se encuentra fuera del área contractual homónima.

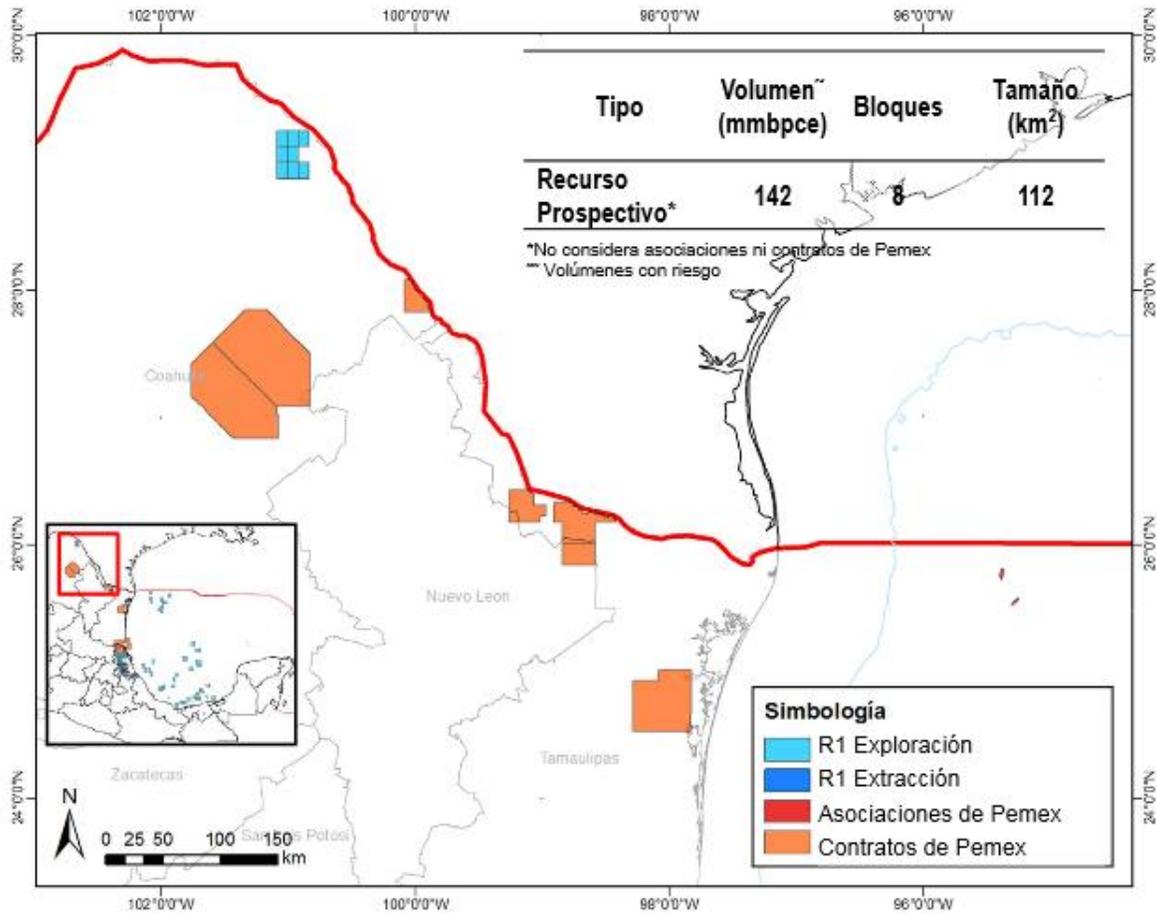
La producción de crudo de las áreas contractuales Miahuapan, Miquetla, Soledad y Pitepec es mandada al CAB Poza Rica vía la batería de separación Jiliapa I. El área Jumapa también es enviado a CAB Poza Roca, pero su producción primero pasa por CAB Tajín. Las áreas contractuales San Andrés y Amatitlán también llegan a CAB Poza Rica pasando primero por la batería de separación San Andrés II. La producción de crudo de los *farm-outs* Pánuco y Ébano llega a la refinería Madero a través del CAB Cacalilao. Finalmente, la producción de Altamira y Tierra Blanca llega a la refinería Madero a través del CAB Tamaulipas.

La producción de gas de las áreas contractuales Miahuapan, Miquetla, Soledad y Pitepec es mandada al CPG Poza Rica vía la estación de compresión Mecatepec. El área contractuale San Andrés también llegan a CPG Poza Rica pasando primero por la estación de compresión San Andrés II.

La producción de gas de los campos del Activo Integral Poza Rica-Altamira, incluyendo las 6 áreas contractuales que se migrarán, son enviados al CPG Poza Rica, con un flujo del orden de 200 mmpcd, mientras que la producción de gas del Activo Aceite Terciario del Golfo, incluyendo las otras 6 áreas contractuales que se migrarán, es enviado al CPG Arenque, donde se procesan alrededor de 30 mmpcd. La producción de la plataforma Lankahuasa es enviada a la batería Raudales.

El estado de integridad física de la infraestructura del Área de Chicontepec es aceptable y tiene una capacidad excedente [aproximada](#) del orden de 46%. Los principales riesgos de la infraestructura son: corrosión interior, y el posible aumento en la producción requerirá de un sistema más completo de ductos y CABs.

ii. Activo Burgos



Fuente: Sener

En la Ronda Cero se le otorgaron a Pemex 425 mmbpce de recursos 2P en el activo Burgos. Pemex migrará 7 contratos CIEP en este activo. En el 2013, las áreas contractuales de Nejo, Olmos, Misión, Pirineo, Cuervito, Fronterizo y Monclova producían 422 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas natural y 11.17 (mbd) de condensados lo que equivalía al 37% de la producción total del activo. Las áreas más productivas son Nejo y Misión.

Este activo se dedica únicamente a la producción de gas húmedo dulce y sus condensados. El activo está dividido en siete sectores: Reynosa, Cuitláhuac, Culebra Norte, Culebra Sur, Cuervito, Miguel Alemán-Laredo y Bloques. El sector Miguel Alemán-Laredo tiene una derivación hacia Laredo desde la Estación de Compresión Pandura 1 y todo el resto de su producción es enviada a la estación Culebra Sur. El sector Culebra Norte recolecta su producción en la estación Culebra Norte y el sector Culebra Sur converge también en la estación de compresión del mismo nombre. El sector Cuervito tiene dos estaciones: Cuervito y Sierrita, que también reciben la producción del bloque Fronterizo. Todas las corrientes de los siete sectores de éste Activo son enviadas a la Central de Medición Km 19, para de ahí transferirse al CPG Burgos, con un flujo promedio de 1000 mmpcd. El bloque Nejo y la Estación de Recolección, Compresión y Deshidratación de Gas Huzache 1, se interconectan

directamente al gasoducto San Fernando-Los Ramones, mientras que los condensados son almacenados en taques en las baterías y transportados por auto tanque a los puntos de venta.

La infraestructura de transporte y almacenamiento del activo de Burgos que se mencionó no se encuentra en ninguna de las 7 áreas contractuales que migrarán en este activo.

El estado de integridad física de la infraestructura del activo Burgos es aceptable y tiene una capacidad excedente aproximada del orden de 25%. Los principales riesgos de la infraestructura son: el arrastre de arena, la corrosión interior y la inseguridad de la zona.

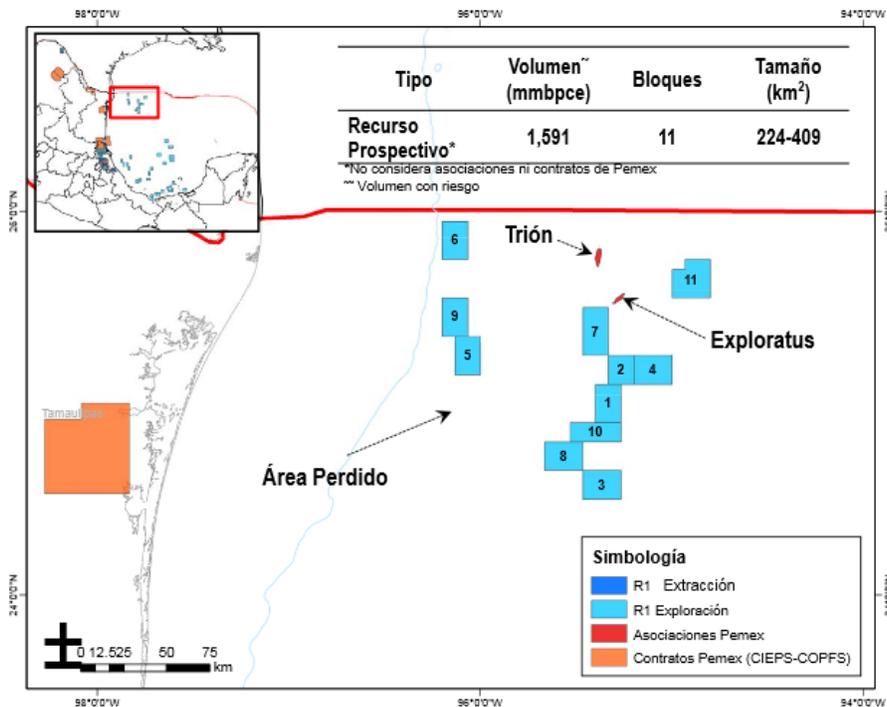
### iii. Activo Veracruz

En la Ronda Cero se le otorgaron a Pemex 459 mmbpce de recursos 2P en el activo Veracruz. Esta es la única área donde Pemex no se asociará ni migrará ninguna área contractual. En el 2012, la producción total del activo era de 102.44 mbpced.

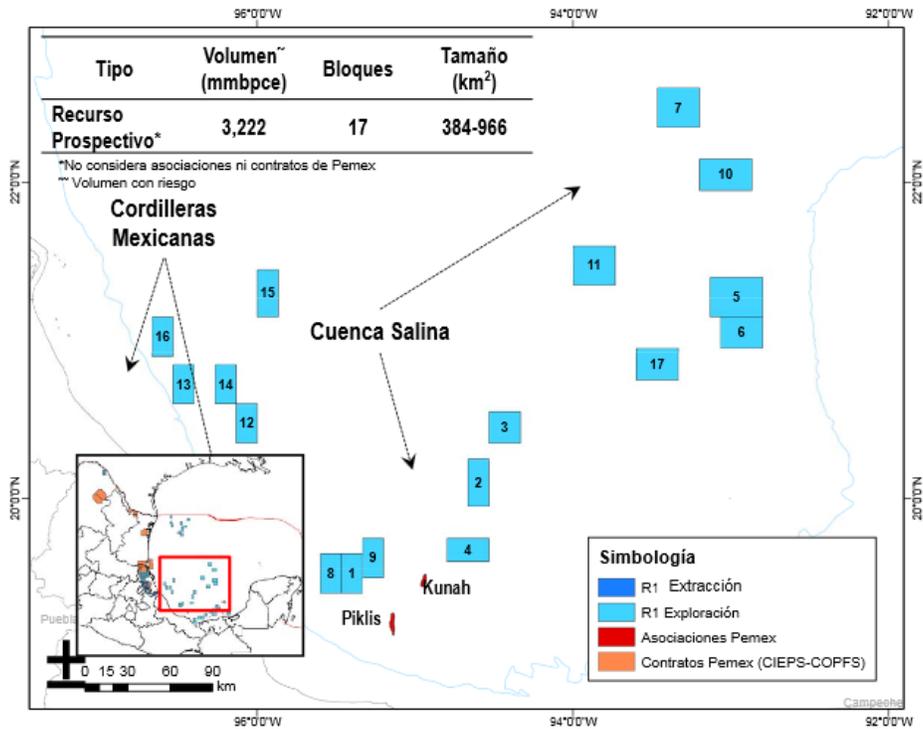
El activo Veracruz cuenta con un gran número de campos productores dispersos en una región muy extensa, por lo que su producción de gas es procesada en baterías y estaciones de recolección e inyectada a los Sistemas de Gasoductos Cd. Pemex-México y Cactus-Reynosa y un promedio de 60 mmpcd es procesada en el CPG Matapionche.

El estado de integridad física de la infraestructura del activo Veracruz es bueno y tiene una capacidad excedente aproximada del orden de 22%. El principal riesgo de la infraestructura es la corrosión interior.

## 4. Proyecto Aguas Profundas



Fuente: Sener



Fuente: Sener

EL proyecto de Aguas Profundas tiene dos zonas: Área Perdido y Aguas Profundas Sur. En la Ronda Cerro se le asignó a Pemex un total de 397 mmbpce de reservas 2P y 4,837 mmbpce de recursos prospectivos. Hay 3 posibles asociaciones de Pemex en el proyecto de Aguas Profundas que son el área contractual de Kunah-Piklis en la Región Sur y las áreas de Trion y Exploratus en el Área Perdido.

Todavía no existe infraestructura de transporte y almacenamiento en Aguas Profundas. Por el momento dependerían de buque tanques para cumplir ambas funciones. Dada la cercanía a la costa, los campos de Piklis y Kunah en Aguas Profundas Sur podrían ser construir una instalación similar a Dos Bocas en Veracruz, cerca de Laguna Verde.

## IV. Conclusiones

### 1. Infraestructura que requiere acceso abierto derivado de Ronda Cerro

Toda la infraestructura de transporte y almacenamiento existente pertenece a Pemex. Con la entrada de actores privados se les tendrá que permitir el acceso a cierta infraestructura. La siguiente tabla muestra la infraestructura principal de transporte y almacenamiento de hidrocarburos que tienen alguna área contractual que se vaya a migrar o donde Pemex se asociará.

Instalación	Activo de los que provienen los productos	Esquema	
		CIEP/COPF	Farm-Out
Cayo Arcas <sup>1</sup>	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco	--	Ek, Ayatsil-Tekel-Utsil, Bolontikú, Sinán
Akal- J <sup>1</sup>	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco	--	Ek, Ayatsil-Tekel-Utsil, Bolontikú, Sinán
Dos Bocas <sup>1</sup>	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco, Bellota-jujo, Macuspana-	Santuario	Ek, Ayatsil-Tekel-Utsil, Bolontikú, Sinán
C.O. Bombeo <sup>1</sup>	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco	--	Ek, Ayatsil-Tekel-Utsil, Bolontikú, Sinán
CPG Atasta <sup>2</sup>	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco	--	Ek, Ayatsil-Tekel-Utsil, Bolontikú, Sinán
CPG La Venta <sup>2</sup>	Cinco Presidentes	Magallanes	Rodador, Ogarrio
PDH La Venta <sup>2</sup>	Cinco Presidentes	Magallanes	Rodador, Ogarrio
CPG Cactus <sup>2</sup>	Macuspana-Muspac, Bellota-Jujo, Samaria Luna	Samaria	Cárdenas-Mora
CPG Ciudad Pemex <sup>2</sup>	Macuspana-Muspac, Veracruz	--	--
CAB Poza Rica <sup>1</sup>	Poza Rica-Altamira, ATG	Miahuapan, Miquetla, Soledad, Pitepec, Humapa, San Andrés, Amatlán	--
CPG Poza Rica <sup>2</sup>	Poza Rica-Altamira, ATG	Miahuapan, Miquetla, Soledad, Pitepec, Humapa, San Andrés, Amatlán	--
CAB Tajín <sup>1</sup>	Poza Rica-Altamira, ATG	Humapa	--
CAB Arenque <sup>1</sup>	Poza Rica-Altamira	Arenque	--
CAB Cacaliao <sup>1</sup>	Poza Rica-Altamira	Pánuco, Ébano	--
CAB Tamaulipas <sup>1</sup>	Poza Rica-Altamira	Altamira, Tierra Blanca	--
EM Km19 <sup>1</sup>	Burgos	Nejo, Misión, Cuervito, Fronterizo	--
CPG Burgos <sup>2</sup>	Burgos	Nejo, Misión, Cuervito, Fronterizo	--
PDV Santa Elena	Burgos	Pirineo, Monclova	--
CCC Palomas	Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Samaria	Magallanes, Samaria	Rodador, Ogarrio, Cárdenas-Mora

1. Instalación y sistemas transporte asociados
2. Sistemas de transporte asociados

Fuente: Elaboración propia

Región	Estado de integridad física	Capacidad excedente	Principales riesgos
Regiones Marinas	Muy bueno	36%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta temperatura de servicio</li> <li>• Incremento de la corrosividad</li> <li>• Incremento del grado de amargo</li> <li>• Aumento de la población de ductos<sup>3</sup></li> </ul>
Región Sur	Bueno	23%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Envejecimiento de la infraestructura</li> <li>• Fatiga mecánica</li> <li>• Incremento del grado de amargo</li> </ul>
Región Norte - Chicontepec	Aceptable	46%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrosión interior</li> <li>• Aumento producción requiere ductos transporte y CABs</li> </ul>
Región Norte - Burgos	Aceptable	25%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arrastre de arena</li> <li>• Corrosión interior</li> <li>• Inseguridad</li> </ul>
Región Norte - Veracruz	Bueno	22%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrosión interior</li> </ul>
Aguas Profundas <sup>4</sup>	N/D	N/D	N/D

3. Aumento en la cantidad de ductos en la misma zona
4. Infraestructura no asociada

Fuente: Elaboración propia

La tabla anterior resume el estado de integridad de la infraestructura actual, así como el promedio en el excedente de las capacidades y los principales riesgos que los ductos tienen.

## 2. Recomendaciones Ronda Cero

Como ya se explicó, la utilidad de las empresas privadas estará en función de su producción. Por esto, se recomienda que todas las áreas contractuales tengan un punto de medición. Esto implicaría que dichas áreas necesitarían tener su propia batería de separación para poder medir la producción neta de hidrocarburos. Posteriormente, es recomendable que se permita incorporarse al ducto de transporte más cercano, siempre y cuando su volumen de producción sea manejable por el ducto e infraestructura asociada al transporte, de acuerdo a su capacidad instalada.

Si la producción del nuevo operador lo justifica –es decir, si es económicamente viable–, éste podría construir su propia infraestructura de transporte hacia los distintos puntos de venta que se localizan en el territorio nacional. Es importante notar que, en la mayor parte de los casos, las áreas contractuales que se van a migrar, o dónde Pemex se asociará no representa un aportación significativa a la producción del activo. Sólo en los activos Burgos, Poza Rica-Altamira y Cinco Presidentes se da el caso que la producción de las áreas a migrar y los *farm-outs* superan el 10% de la producción del activo.

La apertura de la infraestructura de transporte y almacenamiento para los campos con baja producción pertenecientes a actores privados se vuelve esencial, ya que de ser negada, el alto costo de la instalación de ductos causa que la explotación de los hidrocarburos de dicho campo ya no sea rentable. Un ejemplo es lo que sucede en algunos campos de Aceite Terciario del Golfo, donde PEP

hace uso de autotanques para el transporte del producto a una batería de separación cercana de otra área contractual. En el caso de negar el acceso a instalaciones de transporte en zonas marinas, aunque haya una producción moderada, se produciría el mismo efecto ya que la construcción de infraestructura [es de un](#) [tiene](#) [costos](#) [más elevados](#) que en tierra.

En el caso de la Región Marina Noreste, los ductos de los productores se podrían interconectar a los complejos Akal-C7/C, Akal-N o Nohoch-A, dependiendo de cuál de estos complejos se encuentre a menor distancia. En un escenario de alta producción, los terceros podrán optar por descargar directamente a buque tanque, vía monoboya o un FSO, en cuyo caso tal infraestructura podría ser operada por estos productores o por un prestador de servicios, completamente independiente de la infraestructura y control de PEP.

Para la Región Marina Suroeste los ductos de los productores se podrían interconectar a los complejos Akal-J, Ku-S, Ku-A o Zaap-C, dependiendo cuál de estos complejos se encuentre a menor distancia. Otra parte de la producción podría ser enviada a la Terminal Marítima de Dos Bocas mediante el ducto Xnab-Yaxche-Dos Bocas. En todos los casos, los ductos y las plataformas, así como la TMDB son operados por PEP. De manera similar que en la Región Marina Noreste, si la producción del nuevo productor lo justifica, éste podría construir su propio ducto para llevar su producción hasta el punto de venta que sería la TMDB o el complejo Zaap-C, para despacho por el FPSO Yúum K'aknáab, u optar por descargar directamente a buque tanque, vía monoboya o un FSO, en cuyo caso tal infraestructura sería operada por estos productores o por un prestador de servicios, completamente independiente de la infraestructura y control de PEP.

Dado que los FSO y FPSO también funcionan como almacenamiento, [éstos también deben de ser de](#) [acceso](#) [libre-abierto](#) a los terceros.

En la Región Sur la producción podría ser transportada a la CCC Palomas. Desde aquí, la producción puede ser enviada a Nuevo Teapa o a la terminal de exportación Pajaritos. Si la producción del nuevo productor lo justifica, éste podría construir su propio ducto para llevar su producción hasta el punto de venta, que serían: La Venta o Palomas y aunque no se utilice la infraestructura de tubos de PEP, si es necesario que los puntos de venta sean de acceso abierto.

Para al área de Chicontepec, la producción de los actores privados podría ser transportada a la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica, a la Planta Central Cacalicao o a Refinería Madero, según se encuentre más próxima. Es importante mencionar que actualmente la producción de los campos de la Región Norte es muy baja, pero con la apertura a la inversión privada se prevé que la producción se duplicará. Si esto ocurre, es probable que la infraestructura existente sea insuficiente.

Dado que actualmente PEP cuenta con una vasta infraestructura y capacidad suficiente para el manejo de gas natural que se produce en los activos de Veracruz y Burgos, el escenario más probable en la incorporación de terceros en la Ronda Cero es que su producción también sea manejada a través de la infraestructura de PEP. Nuevamente, sería ideal que cada área contractual tenga su propia batería de separación con su punto de medición.

Pemex no cuenta con una separación contable ni medición completa de las operaciones de transporte. Por esto, sería difícil establecer un contrato con terceros en forma inmediata. En un principio, es probable que los pequeños productores opten por vender su producción al comercializador que proponga CNH y con esto, garantizar el valor de la producción y evitar la complejidad de establecer un contrato de transporte. A medida que crezca la producción de los terceros y se establezcan las condiciones para una operación regulada, estos podrán tener acceso

a la infraestructura de transporte y almacenamiento. Por otro lado, es probable que las grandes empresas opten por desarrollar infraestructura propia en algunos casos.