

28 de noviembre del 2014

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

Contenido

I.	Antecedentes	3
	Formas de participación	3
	Tipos de contrato y su relevancia en materia de transporte y almacenamiento	4
	Calendario	5
II.	Bloques a licitar	5
III.	Análisis de la infraestructura de transporte por ductos y almacenamiento de hidrocarburos 7	
1.	Metodología de análisis	7
	La frontera regulatoria	7
	Descripción de diversos sistemas de transporte.....	8
2.	Regiones Marinas y Región Sur	11
i.	Región Marina Noreste	12
ii.	Región Marina Suroeste	13
iii.	Región Sur	13
3.	Región Norte	14
i.	Chicontepec (Poza Rica – Altamira y Aceite Terciario del Golfo).....	15
ii.	Activo Burgos.....	16
4.	Proyecto Aguas Profundas	17
IV.	Conclusiones.....	18
1.	Infraestructura que requiere acceso abierto derivado de Ronda Uno	18
2.	Recomendaciones Ronda uno.....	20

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

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 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), como Pemex, son -sociedades controladas y de propiedad del Gobierno Federal-que 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. 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.

La Secretaría de Energía publicó una primera aproximación de las áreas para sacar a licitación de CEE, que se llevará a cabo en los próximos meses. La **Ronda Uno** incluye 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.

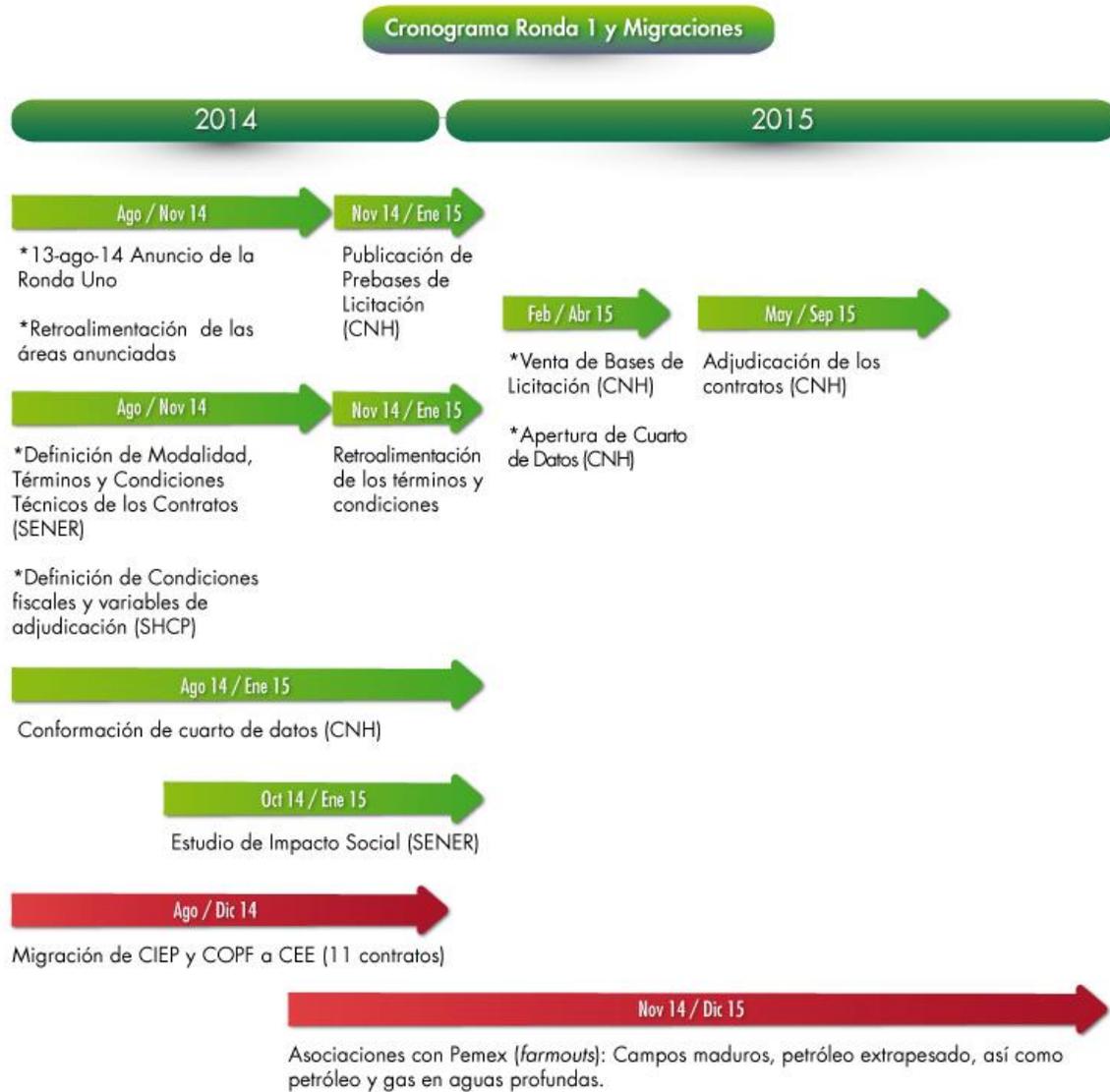
Tipos de contrato y su relevancia en materia de transporte y almacenamiento

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 impuesto 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



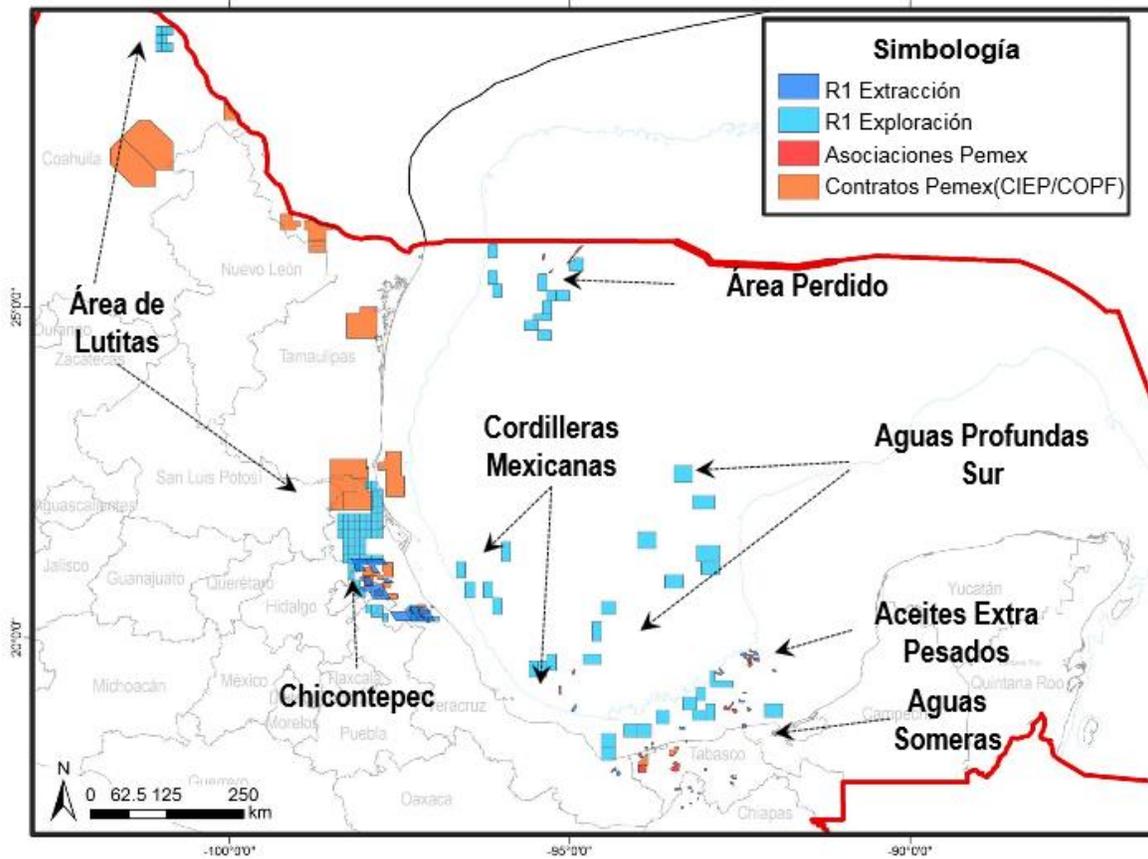
Fuente: Sener

II. Bloques a licitar

Para la Ronda Uno, se licitarán 169 bloques, de los cuales 109 corresponden a áreas de exploración y 60 a campos de extracción. Las reservas 2P¹ y recursos prospectivos a licitar representan un volumen de 3,782 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) y 14,606 mmbpce

¹ El término 2P se emplea para denotar la suma de reservas probadas y probables

respectivamente. Se espera que estos proyectos representen inversiones anuales de, aproximadamente \$8,525 millones de dólares entre 2015 y 2018.



Fuente: Sener

Tipo / Área	Reserva 2P (mmbpce)	Recurso Prospectivo (mmbpce)
Convencional	3,782	5,537
Terrestres	61	
Chicontepec	2,671	
Aguas someras	293	724
Aceites pesados	757	
Aguas profundas		4,813
No convencional		9,069
Total	3,782	14,606

Fuente: Sener

De los 60 bloques de extracción, 28 pertenecen al área Chicontepec y no convencionales con reservas 2P de 2,678 mmbpce. Los otros 32 son de las áreas terrestres y aguas someras con unas reservas 2P de 1,104 mmbpce.

Once de los bloques de exploración son de la región Área Perdido con 1,591 mmbpce en recursos prospectivos, diecisiete bloques son de Aguas Profundas Sur con un total de 3,222 mmbpce de recursos prospectivos. La región con más bloques de exploración es Chicontepec y no convencionales con un total de 62 bloques que suman un total de 8,927 mmbpce de recursos prospectivos. Once bloques de exploración se encuentran en aguas someras con un total de 724 mmbpce de recursos prospectivos. Los 8 bloques restantes pertenecen al activo Burgos dónde se planea desarrollar el gas de lutitas (shale gas) con 142 mmbpce de recursos prospectivos.

Área	Extracción		Exploración	
	2P (mmbpce)	Número de áreas	Recurso prospectivo (mmbce)	Número de áreas
Aguas Profundas: Perdido	-	-	1,591	11
Aguas Profundas Sur	-	-	3,222	17
Chicontepec y no convencionales	2,678	28	8,927	62
Terrestres, someras y aceites extra-pesados	1,104	32	724	11
No convencionales	-	-	142	8
Total	3,782	60	14,606	109

Fuente: Sener

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

1. Metodología de análisis

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;"

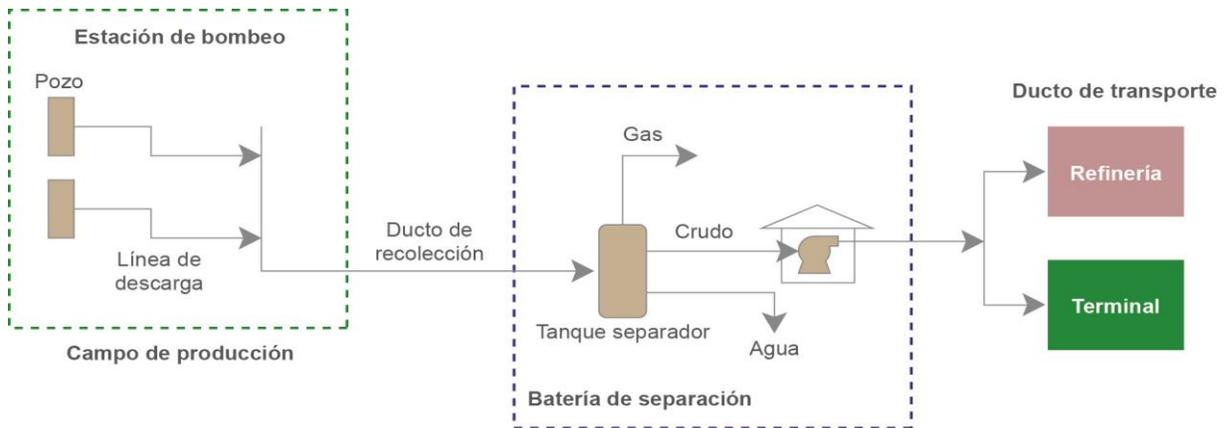
Esto es, el transporte no incluye el acopio de los Hidrocarburos desde los pozos, mediante líneas de descarga que van desde el cabezal de los pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte, ya que éstas se encuentran contempladas dentro de la definición 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 (H₂S) y el bióxido de carbono (CO₂), 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.

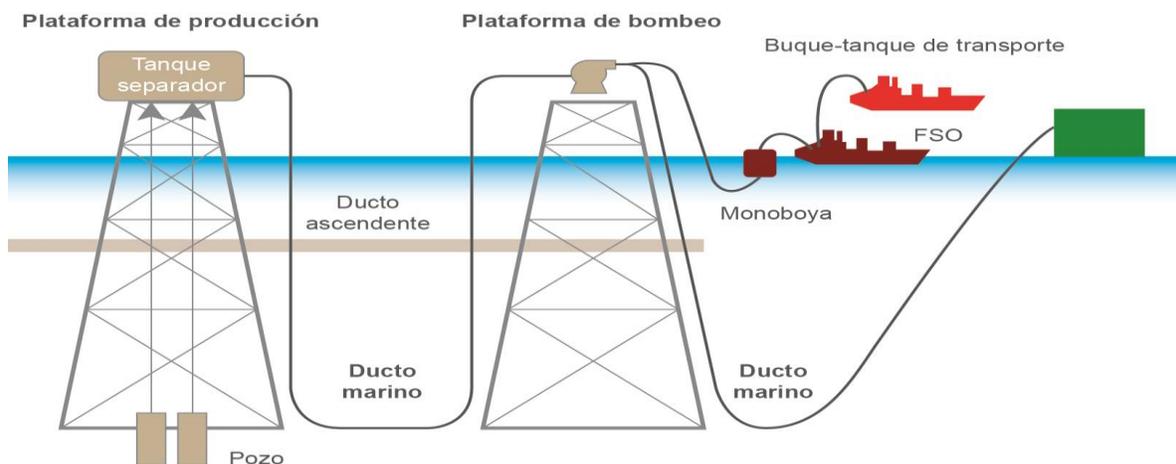
Descripción de diversos sistemas de transporte

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.

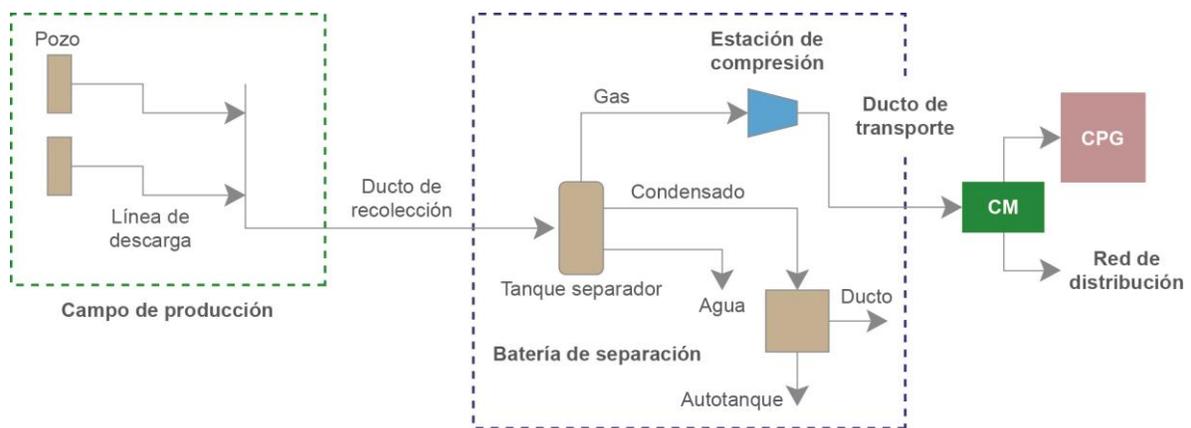
Proceso logístico de transporte de crudo marino



- La plataforma de producción puede no tener separadores.
- Puede ser que la producción se recolecte por un oleogasduto y se envíe a la plataforma de bombeo donde se realiza la primera separación.

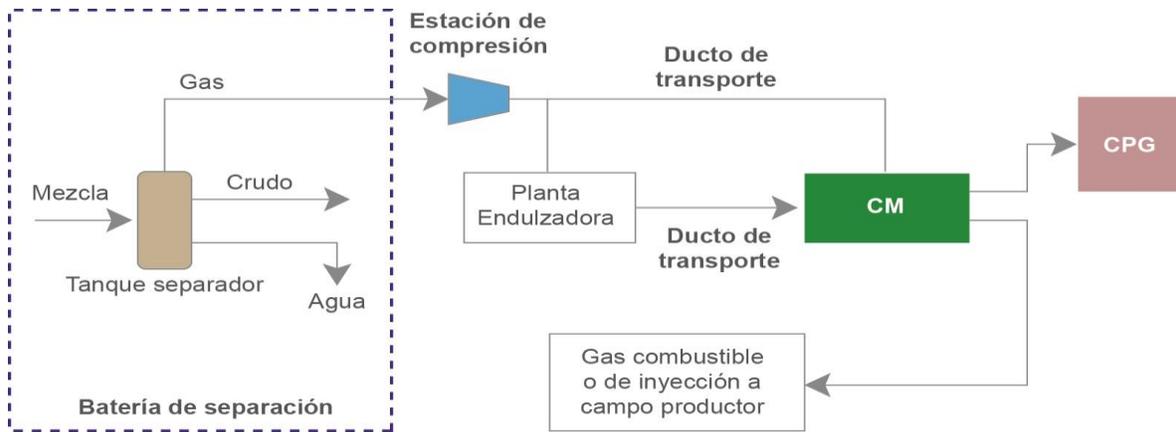
- La separación, endulzamiento de gas y el bombeo pueden integrarse en complejos de plataformas. Estas plataformas no pertenecen, necesariamente, a las áreas contractuales.
- El transporte inicia a la salida de la separación.
- De la plataforma de bombeo se envía a tierra o se carga en buques-tanque.

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.

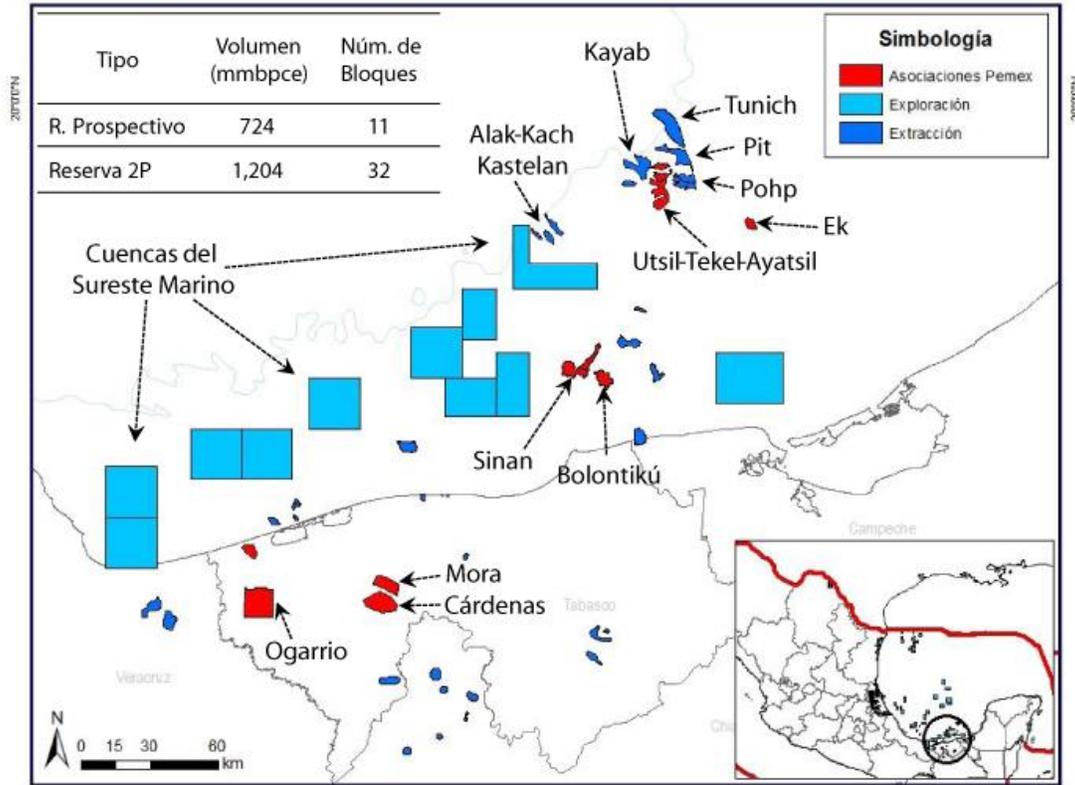
Proceso logístico de transporte de gas asociado



- 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 Uno se licitarán 5 bloques de explotación en el activo Ku-Maloob-Zaap. Estos son Baksha, Kayab, Pit, Pohp y Tson. Tienen un total de 647 mmbpce de reservas 2P y tienen una producción acumulada de aceite y gas de 12,636 millones de barriles (mmb) y 1,547 miles de millones de pies cúbicos (mmpc) respectivamente. La producción de estos bloques de explotación se estima en 54.7 miles de barriles de petróleo crudo equivalente diario (mbpced), lo que representa el 3.5% total de la región.

Parte de la producción del Activo Ku-Maloob-Zaap, incluyendo los bloques de explotación que se licitarán, se carga al FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Yùum K'ak'náab desde las plataformas Maloob, Zaap-C y Zaap. El resto de la producción, 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 Rebombeo. 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. 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 los bloques de explotación que se licitarán.

ii. Región Marina Suroeste

En la Ronda Uno se licitarán 4 bloques de explotación en el activo Abkatún-Pol-Chuc. Estos son Pokoch, Alak, Kach y Kastelán. Tienen un total de 156 mmbpce de reservas 2P y una producción acumulada de aceite y gas de 1,583 mmb y 419 mmmmpc respectivamente. También se licitarán 2 bloques de exploración dentro del mismo activo con un total de 105 mmbpce en recursos prospectivos.

En el activo de Litoral de Tabasco se licitarán 6 bloques de explotación: Amoca, Hokchi, Ichalkil, Miztón, Nak y Noxal. Estos 6 bloques tienen un total de 248 mmbpce de recursos prospectivos y una producción acumulada de 1,697 mmb de aceite y 2,314 mmmmpc de gas. En este activo hay 9 bloques exploratorios con 620 mmbpce de recursos prospectivos.

La producción de los bloques de explotación de ambos activos se estima en 9.47 mbpced, lo que representa el 1% de la producción en la Región Marina Suroeste. Dado que los bloques de exploración tardan algunos años en empezar a producir, se estimó que la producción total de las áreas a licitar (tanto de explotación como de exploración) aumentará a 87.63 mbpced en el 2020. Esta producción representa el 8.6% de la producción en esta región. Esto indica que, gracias a los nuevos bloques de exploración que se licitarán, la producción puede incrementar considerablemente, lo que podría generar insuficiencia en la infraestructura existente.

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 bloques a licitar, 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 Rebombeo, para posteriormente ser mandado a TMDB. El gas producido, incluyendo un bloque exploratorio, 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.

El estado de integridad física de la infraestructura de las Regiones Marinas es muy bueno y tiene una capacidad excedente 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 ductos².

iii. Región Sur

En la Ronda Uno se licitarán 17 bloques de explotación en la Región Sur. En el activo Bellota-Jujo se encuentran Ayapa y Tajón. En Cinco Presidentes se encuentran los bloques Calicanto, Cuichapa-Poniente, Moloacán y Santa Ana. Y en el activo de Macuspana-Muspac se encuentran el resto:

² 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.

Cafeto, Carmito, Catedral, Fortuna Nacional, Iris, Malva, Mundo Nuevo, Ribereño, Secadero, Topén y Vernet. Estos 17 bloques tienen 53 mmbpce de reservas 2P y producciones acumuladas de aceite y gas del orden de 1,874 mmb y 3,943 mmpc respectivamente. La producción de estos bloques de explotación se estima en 43.47 mbpced, lo que representa el 6% total de la Región Sur.

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.

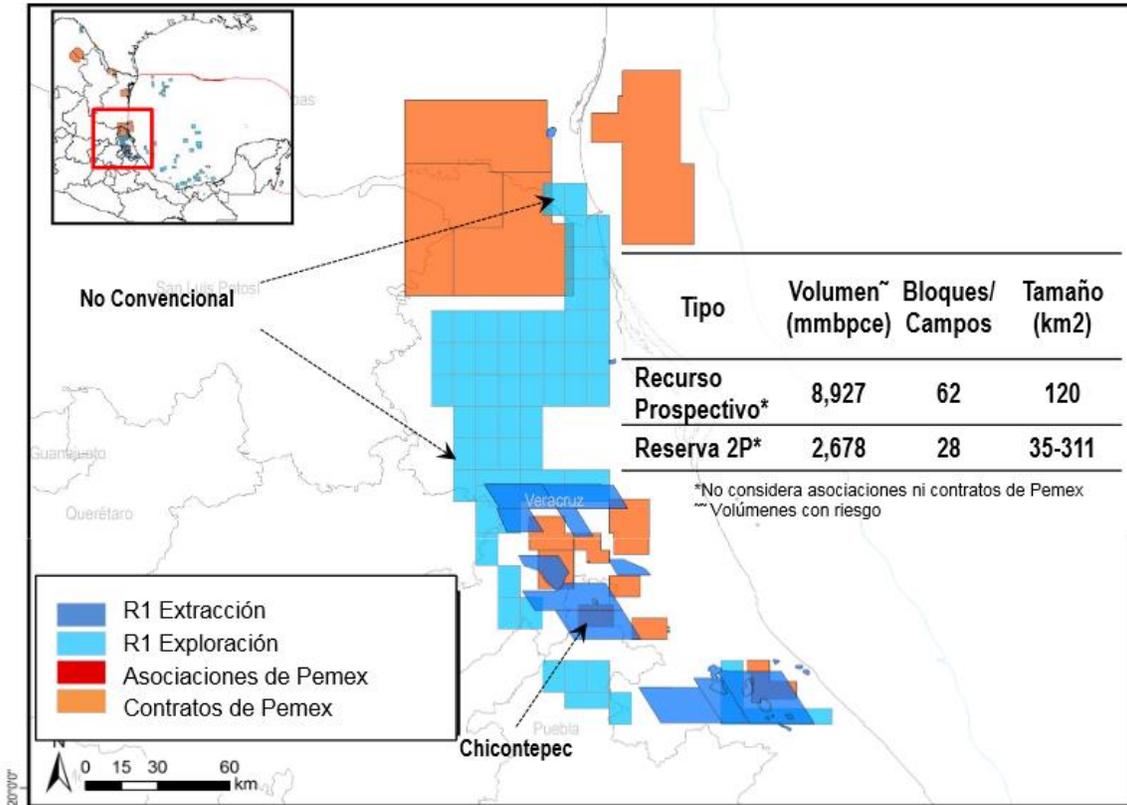
La producción de gas de los Activos de Producción de la Región Sur de PEP, con excepción del Activo Cinco Presidentes, es recolectada en una vasta red de baterías y estaciones de compresión y enviado a los CPG Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus, siendo este último el de mayor capacidad con más de 1,700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

La producción de crudo de las áreas a licitar en el activo Cinco Presidentes se manda a Palomas pasando antes por una planta de deshidratación (La Venta o El Pan). La producción de gas de estas áreas se manda en su totalidad al CPG La Venta. Por otro lado, la producción de las áreas a licitar en el activo Bellota Jujo se manda a Dos Bocas (en caso de crudo) o a CPG Cactus (para el gas). La producción de crudo de las áreas a licitar en los activos de Samaria-Luna y Macuspana-Muspac se manda a Palomas pasando por Nudo Cárdenas. El gas de estas áreas se manda a CPG Cd. Pemex o CPG Cactus.

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

3. Región Norte

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



Fuente: Sener

En la Ronda Uno se licitarán 28 bloques de explotación en el área de Chicontepec. 11 de estos pertenecen al activo Aceite Terciario del Golfo (ATG) con reservas 2P de 2,671 mmbpce y producciones acumuladas de aceite y gas de 38,918 mmb y 20,090 mmmmpc respectivamente. Los otros 17 bloques pertenecen al activo Poza Rica-Altamira y tienen reservas 2P de 7 mmbpce y producciones acumuladas de 733 mmb y 552 mmmmpc de aceite y gas respectivamente. En esta área también se licitarán 62 bloques de exploración con un total de 8,927 mmbpce de recursos prospectivos.

La producción estimada de los bloques de explotación pertenecientes al activo Poza Rica-Altamira es de 5.1 mbpced lo que representa el 5% de la producción del activo. Se considera que la producción de ATG va a aumentar de forma considerable gracias a la apertura de la Reforma Energética. Dado que se están licitando 62 bloques de exploración en este activo, se estima que la producción va a pasar de 117 mbpced a 251.3 mbpced en los siguientes 5 años, es decir, se podría duplicar. Por esto, es posible que la infraestructura de transporte y almacenamiento en esa zona sea insuficiente.

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

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

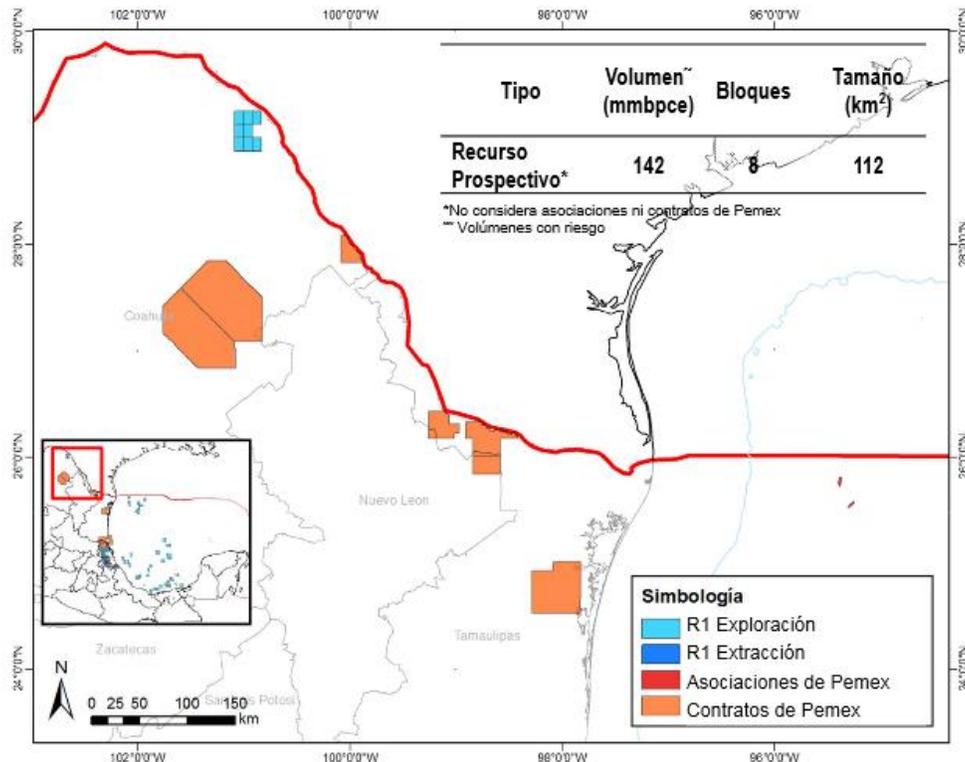
La producción de crudo para la mayor parte de los campos terrestres de Altamira se destina a exportación en el Puerto Altamira, mientras que la producción marina de Arenque se envía directamente a la refinería Madero a través de ductos mediante el Centro de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Arenque, el cual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

La producción de gas de los campos del Activo Integral Poza Rica-Altamira 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, es enviado al CPG Arenque, donde se procesan alrededor de 30 mmpcd. La producción de la plataforma Lankahuasa es enviada a la batería Raudales.

La producción de crudo de las áreas que se licitarán se mandara al CAB Poza Rica, mientras que la producción de gas se mandará al CPG de la misma instalación.

El estado de integridad física de la infraestructura del Área de Chicontepec es aceptable y tiene una capacidad excedente 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



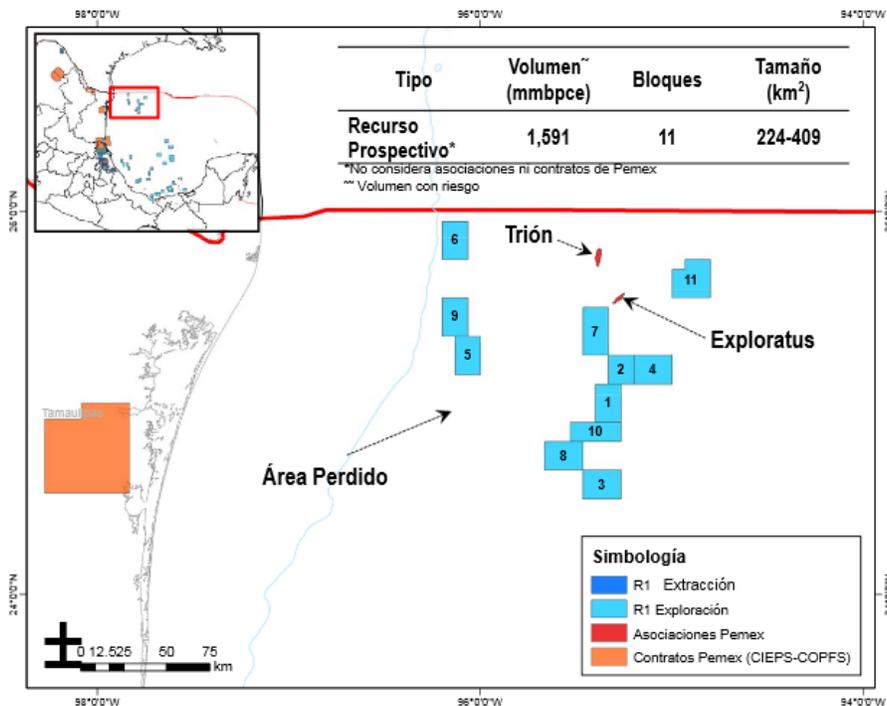
Fuente: Sener

En la Ronda Uno se licitarán 8 bloques de exploración en el activo Burgos. Estos tienen un total de 142 mmbpce de recursos prospectivos. La producción estimada de estos bloques de exploración es de 22.25 mbpced para el 2020 lo que representa alrededor del 8% de la producción del activo. Dado que este aumento no es tan significativo, es posible que en Burgos la infraestructura existente tenga capacidad suficiente.

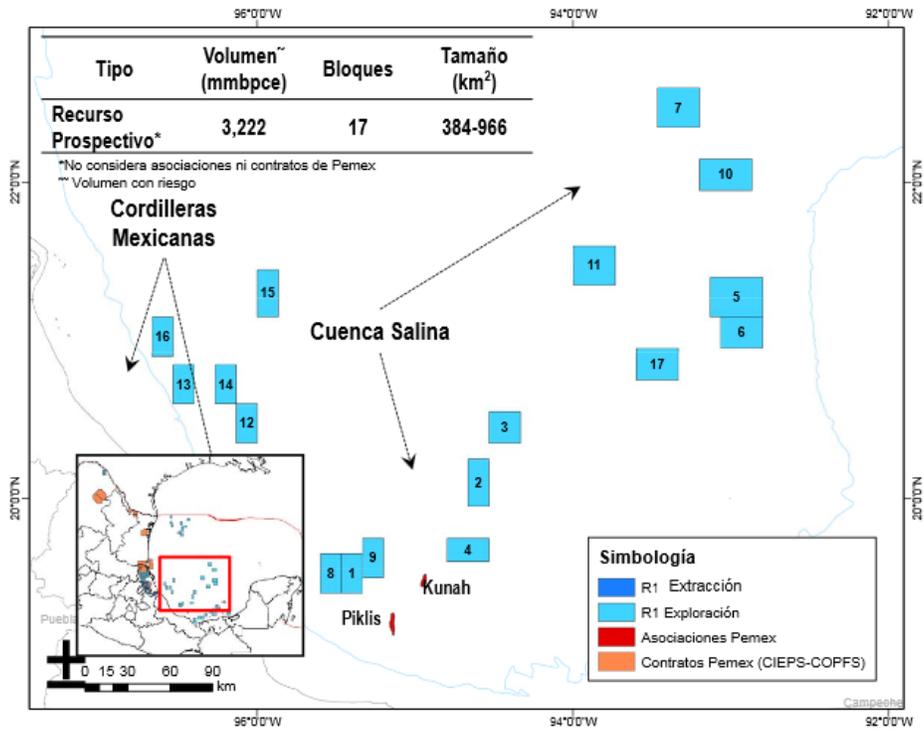
Este activo se dedica únicamente a la producción de gas húmedo dulce y sus condensados. El activo está dividido en siete sectores: Reynosa, Cuitláhuac, Culebra Norte, Culebra Sur, Cuervito, Miguel Alemán-Laredo y Bloques. El sector Miguel Alemán-Laredo tiene una derivación hacia Laredo desde la Estación 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.

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

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 Uno se licitarán 11 bloques de exploración en el Área Perdido y 17 bloques de exploración en Aguas Profundas Sur para un total de 1,590 mmbpce y 3,221 mmbpce de recursos prospectivos respectivamente. Dada la falta de experiencia de este tipo de proyectos en México, se considera que la producción en Aguas Profundas será mínima hasta el 2022. En este punto, es posible que la producción de crudo aumente considerablemente año con año.

Todavía no existe infraestructura de transporte y almacenamiento en Aguas Profundas. Por el momento dependerían de buque tanques para cumplir ambas funciones.

IV. Conclusiones

1. Infraestructura que requiere acceso abierto derivado de Ronda Uno

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 va a licitar en la Ronda Uno.

Instalación	Activo de los que provienen los productos	Esquema	
		Explotación	Exploración (Bloques)
Cayo Arcas ¹	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco	--	--
Akal- J ¹	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc – Litoral Tabasco	Pokoch, Alak, Kach, Kastelán, Amoca, Hokchi, Ichalkil, Miztón, Nak, Noxal	4 Aceite Estra pesado, 1 Aceite ligero
Akal-C ¹	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap	Baksha, Kayab, Pit, Pohp, Tson	--
Abkatún-A ¹	Abkatún-Pol-Chuc – Litoral Tabasco	Pokoch, Alak, Kach, Kastelán, Amoca, Hokchi, Ichalkil, Miztón, Nak, Noxal	--
Nohoch-A ¹	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap	Baksha, Kayab, Pit, Pohp, Tson	4 Aceite Estra pesado, 1 Gas Humedo
Dos Bocas ¹	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac	Baksha, Kayab, Pit, Pohp, Tson, Pokoch, Alak, Kach, Kastelán, Amoca, Hokchi, Ichalkil, Miztón, Nak, Noxal, Tajón, Ayapa, Ribereño	--
C.O. Bombeo ¹	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap	Baksha, Kayab, Pit, Pohp, Tson, Pokoch, Alak, Kach, Kastelán, Amoca, Hokchi, Ichalkil, Miztón, Nak, Noxal	--
CPG Atasta ²	Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco	Baksha, Kayab, Pit, Pohp, Tson, Pokoch, Alak, Kach, Kastelán, Amoca, Hokchi, Ichalkil, Miztón, Nak, Noxal	--
CPG La Venta ²	Cinco Presidentes	Santa Ana, Cuichapa-Poniente, Moloacán, Calicanto	--
PDH La Venta ²	Cinco Presidentes	Santa Ana	--
CPG Cactus ²	Macuspana-Muspac, Samaria Luna	Mundo Nuevo, Secadero, Topén, Iris, Malva, Ribereño, Carmito	--
CPG Ciudad Pemex ²	Macuspana-Muspac	Cafeto, Vernet, Fortuna Nacional	--
CAB Poza Rica ¹	Poza Rica-Altamira, ATG	Plan de Ayala, Santiago, Guadalupe, Furbero, La Laja, Coyol, Presidente Alemán, Miguel Hidalgo, Tecolutla, Gutiérrez Zamora, Paso de Oro, Hallazgo, Gran Morelos, Riachuelo, Remolino, Santa Lucía	--
CPG Poza Rica ²	Poza Rica-Altamira, ATG	Plan de Ayala, Santiago, Coyotes, Remolino, Hallazgo, Riachuelo, Santa Lucía	--
CAB Tajín ¹	Poza Rica-Altamira, ATG	Furbero, La Laja, Coyol	--
CAB Arenque ¹	Poza Rica-Altamira	Arenque	--
CAB Cacaliao ¹	Poza Rica-Altamira	Pánuco, Ébano	--
CAB Tamaulipas ¹	Poza Rica-Altamira	Altamira, Tierra Blanca, Barcodón	--
CCC Palomas ¹	Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Samaria, Macuspana-Muspac	Cuichapa-Poniente, Moloacán, Calicanto, Cafeto, Vernet, Fortuna Nacional, Mundo Nuevo, Secadero, Topén, Iris, Malva, Carmito	--
CAB Nudo Cárdenas ¹	Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac, Samaria-Luna	Cafeto, Vernet, Fortuna Nacional, Mundo Nuevo, Secadero, Topén, Iris, Malva, Carmito	--
Sin infraestructura asociada	Abkatún-Pol-Chuc – Litoral Tabasco, Poza Rica – Altamira, ATG	--	3 Aceite ligero, 1 Gas húmedo, 62 Chicontepec, 8 Burgos, 11 Área perido, 9 Cuenca Salina, 8 Cordillera Mexicanas

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"> • Alta temperatura de servicio • Incremento de la corrosividad • Incremento del grado de amargo • Aumento de la población de ductos³
Región Sur	Bueno	23%	<ul style="list-style-type: none"> • Envejecimiento de la infraestructura • Fatiga mecánica • Incremento del grado de amargo
Región Norte - Chicontepec	Aceptable	46%	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión interior • Aumento producción requiere ductos transporte y CABs
Región Norte - Burgos	Aceptable	25%	<ul style="list-style-type: none"> • Arrastre de arena • Corrosión interior • Inseguridad
Región Norte - Veracruz	Bueno	22%	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión interior
Aguas Profundas ⁴	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 estimado en el excedente de las capacidades y los principales riesgos que los ductos tienen.

2. Recomendaciones Ronda uno

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 implica que dichas áreas necesitarán tener su propia batería de separación para poder medir la producción neta de hidrocarburos. Posteriormente, es recomendable que se les 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.

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 causaría 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 tiene costos más elevados que en tierra.

En el caso de la Región Marina Noreste los bloques integrados en Ronda uno, Baksha, Kayab, Pit, Pohp, Tson, son bloques productores y actualmente están conectados a la red de flujo de hidrocarburos de Pemex, descrita en la sección de Región Marina Noreste. Es conveniente permitir el acceso a los complejos marítimos Akal-C7/C8, Akal-N, Nohoch-A, Akal-J, Complejo Costa Afuera de Rebombeo que forman parte de la red de transporte, para que el actor privado en el caso de ganar la licitación de algún bloque, pueda llegar a los puntos de venta en la Terminal Marítima de Cayo Arcas, el FSO Ta'Kuntah o TMDB. 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.

En el caso de la Región Marina Suroeste los bloques integrados en Ronda uno, Pokoch, Alak, Kach, Kastelán, Amoca, Hokchi, Ichalkil, Miztón, Nak, Noxal, son bloques productores y actualmente están conectados a la red de flujo de hidrocarburos de Pemex descrita en la sección de Región Marina Suroeste. Es conveniente permitir el acceso a los complejos marítimos Akal-J, Ku-S, Ku-A, Zaap-C o Complejo Costa Afuera de Rebombeo que forman parte de la red de transporte, para que el tercero pueda llegar a los puntos de venta en la Terminal Marítima de Cayo Arcas, el FSO Ta'Kuntah o TMDB. 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, estos también deben de ser acceso libre a los terceros.

Siete bloques de Aguas Profundas Sur, los bloques de Aguas someras y Aceites extra-pesados no cuentan con infraestructura asociada, no obstante por su cercanía a los campos productores es factible que se conecten a la ruta de hidrocarburos antes mencionada.

En el caso de la Región Sur los bloques integrados en Ronda uno, Ayapa, Tajón, Calicanto, Cuichapa-Poniente, Moloacán, Santa Ana, Cafeto, Carmito, Catedral, Fortuna Nacional, Iris, Malva, Mundo Nuevo, Ribereño, Secadero, Topén, Vernet, son bloques productores y actualmente están conectados a la red de flujo de hidrocarburos de Pemex antes descrita en la sección de Región Sur. Es conveniente permitir el acceso a la planta deshidratadora La Venta, CAB Nudo Cárdenas que forman parte de la red de transporte, para que el tercero pueda llegar al punto de venta CCC Palomas, desde aquí, la producción puede ser enviada a Nuevo Teapa para integrarse al Sistema Nacional de Refinación (SNR) o a la terminal de exportación Pajaritos. Para la producción de gas el acceso abierto es necesario para llegar a los CPG La Venta, CPG Cactus y CPG Cd. Pemex.

Para al área de Chicontepec, los bloques integrados en Ronda Uno, Agua Nacida, Amatitlán, Coyol, Coyotes, Furbero, Humapa, Pastoría, Presidente Alemán, Remolino, Sábana Grande, Tenexcuila, Barcodón, Centurión, Gran Morelos, Guadalupe, Gutiérrez Zamora, Hallazgo, La Laja, Miguel Hidalgo, Paso de Oro, Pirámide, Plan de Ayala, Riachuelo, Santa Lucía, Santiago, Tecolutla, son bloques productores y actualmente están conectados a la red de flujo de hidrocarburos de Pemex antes descrita en la sección de Chicontepec. Es conveniente permitir el acceso a la CAB Poza Rica, CAB Tajín, CAB Tamaulipas que forman parte de la red de transporte, para que el tercero pueda llegar al Centro de Bombeo Venta de Carpio para su posterior ingreso al SNR o directamente a la Refinería Madero para uso interno o exportación. Para la producción de gas el acceso abierto es

necesario para llegar al CPG Poza Rica. 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 duplique. Si esto ocurre, es probable que la infraestructura existente sea insuficiente.

Los sesenta y dos campos de exploración en Chicontepec no cuentan con infraestructura asociada, no obstante por su cercanía a los campos productores es factible que se conecten a la ruta de hidrocarburos.

Los ocho campos exploratorios del activo Burgos no cuentan con infraestructura asociada, por su cercanía a la frontera cabe la posibilidad de exportación directa a los Estados Unidos o la conexión a la ruta de hidrocarburos.

Para los once bloques de Área Perdido y nueve bloques de Aguas profundas Sur que forman parte de la Ronda Uno, no existe infraestructura asociada ni cercana, por lo que se espera que el transporte y almacenamiento sea a través de buque tanques. Para los ocho bloques de Cordilleras Mexicanas se especula la construcción de una terminal marina similar a Dos Bocas en Tuxpan o en las cercanías de la Planta Nuclear Laguna Verde en Veracruz, para su transporte y almacenamiento.

Aunque la capacidad de la infraestructura actual de Pemex está sobrada, es probable que con el aumento de la producción causada por la Reforma Energética, se genere una mayor necesidad de transporte y almacenamiento. En particular, esto puede ocurrir en regiones con muchos bloques de exploración a licitar en la Ronda Uno; como es el caso de Chicontepec, la Región Marina Suroeste y Burgos.

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.