



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Aprovechamiento de Campos
Marginales y Agotados en
México**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Callejas Yescas Luis Manuel

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Roberto Padilla Sixto



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

“-Ahora es preciso que te sacudas la pereza, me dijo el Maestro; que no se alcanza la fama reclinado en blanda pluma, ni al abrigo de colchas; y el que sin gloria consume su vida, deja en pos de sí el mismo vestigio que el humo en el aire o la espuma en el agua. Ea, pues, levántate; domina la fatiga con el alma, que vence todos los obstáculos, mientras no se envilece con la pesadez del cuerpo. Tenemos que subir todavía una escala mucho más larga; pues no basta haber atravesado por entre espíritus infernales. Si me entiendes, deben reanimarte mis palabras”

-Dante Alighieri, canto XXIV, Divina Comedia

A mi madre.

Esta tesis está dedicada principalmente a mi madre ya que gracias a ella soy lo que soy, a su empeño y su valentía, por ser el pilar de mi familia por brindarnos todo el amor incondicional que podía darnos ya que, con eso nunca nos faltó nada más, porque siempre puso la confianza en mí, y recuerdo que de pequeños nos decía que, sí alguien podría llegar a ser importante en la vida, nosotros también teníamos que poder. Por aquellas desveladas que sin merecerlas le cause, por aguantar mi mal carácter, por quererme tanto como yo a ella, por eso y más gracias, mamá.

A mi alma máter.

A esta maravillosa universidad por permitirme vivir la grandiosa experiencia de prepararme en la mejor casa de estudios de todo México y América Latina.

Al programa de becarios de pueblos originarios, que me dieron la oportunidad de ser beneficiario durante la última parte de mi carrera.

A mis padres por darme la vida y ayudarme en todo lugar y momento.

A mis hermanos

Mi hermano Esteban, que desde pequeño siempre fue mi ejemplo a seguir y siempre me apoyó.

Mi hermana Xóchitl, que cuando no me daba tiempo llegar a mi casa me quedaba en la suya.

Mi hermano Pedro, que siempre me escuchaba cuando necesitaba expresar algo.

Mi hermano Elías, que entre risas y juegos me enseñó a nunca dejarse de las demás personas.

A toda mi familia.

A mi tía Antonia.

A mis primos: Julia, Liz, Lucio.

A mis sobrinos: Norberto, Lalo, Gerardo, al chino Alejandro, a Sebastián, a Leilani, a Erandi.

A mi tutor Roberto Padilla Sixto

Excelente profesor y amigo.

A Lety.

Porque me escuchaba y me consolaba, por ayudarme en aquellas tareas cuando no me daba tiempo, por alegrarme aquellos malos ratos y acompañarme durante esta trayectoria, gracias.

A mis amigos.

A Yosmar, que fue la primera cara conocida en la universidad. A Iris que me enseñó a que las amistades se cuidan y se valoran. A Tomás, un excelente amigo. A Chuma que fuera cual fuera la situación siempre traía una sonrisa. A Emmy (la gorda) porque era la persona con la que pasaba la mayor parte del tiempo en la universidad y me debe su carrera. A Juve por aquellas fiestas. A Alvarado. A Iván Castro por aquellos consejos. A la Wera y a Bárcena fueron de mis primeros amigos en la universidad. A Edibaldo por sus risas y bromas. A Olmos. A Eleazar. A Missael. A Ricardo Pardo. A Cesar Lickona. A Miguel de veterinaria. A Dibs. A mi amigo el Buco. A Charly y Carlitos mis amigos de Mixquic. A mis amigos de la danza. A Diego Zerecero, a Paola García y Jocabeth de la CRE. A Arizmendi y todos mis compañeros de Fermaca. A todos mis excompañeros de la universidad, gracias.

A todos mis profesores ya que sin ellos este logro nunca se habría concretado.

Gracias a la vida y a Dios que me ha permitido llegar hasta este punto.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
SUMMARY	2
1. ANTECEDENTES.....	3
1.1. SISTEMA PETROLERO	3
1.2. CICLO DE VIDA DE UN CAMPO.....	7
1.2.1 EXPLORACIÓN.....	8
1.2.2 DESCUBRIMIENTO.....	9
1.2.3 DELIMITACIÓN.....	10
1.2.4 DESARROLLO.....	10
1.2.5 PRODUCCIÓN PRIMARIA	10
1.2.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....	12
1.2.7 RECUPERACIÓN TERCIARÍA O MEJORADA	13
1.2.8 ABANDONO	14
1.3. PROVINCIAS PETROLERAS.....	16
1.4. MÉXICO COMO UN PAÍS PETROLERO EN LA HISTORIA.....	18
1.5. RONDAS PETROLERAS EN MÉXICO.	19
1.5.1 RONDA CERO	19
1.5.2 RONDA UNO	20
1.5.3 RONDA DOS.....	22
1.5.4 RONDA TRES	23
1.6. RESERVAS DE HIDROCARBUROS	24
2. CAMPOS MARGINALES	28
2.1. DEFINICIÓN DE CAMPOS MARGINALES	28
2.1.1 CAMPOS MARGINALES BAJO RÉGIMEN FISCAL.....	28
2.2. RAZONES PARA INCLUSIÓN AL INVENTARIO DE CAMPOS MARGINALES.....	31
2.2.1 CASOS DE CAMPOS MARGINALES	32
2.2.2 CINCO PRESIDENTES (CP).....	33
2.2.2.1 OBSERVACIONES	36
2.2.2.1.1 INFRAESTRUCTURA	36
2.2.2.1.2 PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO PLANEADOS	38
2.2.2.1.3 PROPUESTA DE APROVECHAMIENTO	41
2.2.3 CAMPO ARENQUE (A).....	43
2.2.3.1 OBSERVACIONES	44
2.2.3.1.1 INFRAESTRUCTURA	44
2.2.3.1.2 PROPUESTA DE APROVECHAMIENTO	46
2.2.4 CAMPO SAN RAMÓN (SR)	47
2.2.4.1 OBSERVACIONES	48
2.2.4.1.1 INFRESTRUCTURA	48
2.2.4.1.2 PROPUESTAS DE APROVECHAMIENTO	50
2.3. CAMPOS MARGINADOS.....	51
3. CAMPOS AGOTADOS	52
3.1. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL O GAS LP	52
3.1.1 DOMOS O FORMACIONES SALINAS	53
3.1.2 ACUÍFEROS.....	54
3.1.3 CAMPOS AGOTADOS.....	54
3.1.4 HISTORIA DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO.....	54
3.1.4.1 TUZANDÉPETL.....	55
3.1.5 DISTRIBUCIÓN DE ALMACENAMIENTO	57
3.1.6 RAZÓN DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO	59

3.1.7 CARACTERÍSTICAS E INSTALACIONES NECESARIAS PARA ALMACENAMIENTO EN CAMPOS AGOTADOS	60
3.1.7.1 INSTALACIONES NECESARIAS PARA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO ...	60
3.1.7.2 PRESIÓN DEL YACIMIENTO.....	60
3.1.7.3 COMPRESORES	61
3.1.7.4 FACTORES PARA LA INSTALACIÓN DE COMPRESORES	61
3.1.7.5 OPERACIÓN DE INSTALACIONES PARA ALMACENAMIENTO.....	62
3.1.7.6 SELECCIÓN DEL SITIO PARA ALMACENAMIENTO Y EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN.....	63
3.1.7.6.1 YACIMIENTOS AGOTADOS.....	63
3.2 COSTO DE ALMACENAMIENTO.....	64
3.3 CASOS DE CAMPOS AGOTADOS EN MÉXICO.....	65
3.3.1 OBJETIVO COMERCIAL	65
3.3.2 CAMPO BRASIL (B)	68
3.3.2.1 BENEFICIOS COMO ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO	69
3.3.2.2 FACTORES DE RIESGO	70
3.3.2.3 INSTALACIONES REQUERIDAS PARA ALMACENAMIENTO.....	70
3.3.2.4 PERMISOS NECESARIOS PARA UN PROYECTO DE ALMACENAMIENTO	70
3.3.3 CAMPO JAF (J).....	71
3.3.3.1 INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN CAMPO JAF	71
3.3.3.1.1 BENEFICIOS COMO ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO	72
3.3.3.1.2 FACTORES DE RIESGO	73
3.3.4 OBJETIVO AMBIENTAL	74
3.3.4.1 ALMACENAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	74
3.3.4.1.1 CAMPO ARQUIMIA.....	76
3.3.4.2 INYECCIÓN DE CO ₂	78
3.4 APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO	79
3.4.1 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GAS NATURAL DURANTE EL MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE GASODUCTOS	79
3.4.2 ANÁLISIS DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO EN ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	80
3.4.3 APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO EN COMPRESORES.....	80
4. PROSPECTIVAS DE MÉXICO.....	85
4.1 APROVECHAMIENTO DE CAMPOS MARGINALES	85
4.1.1 NUEVO MARCO FISCAL PARA LOS CAMPOS MARGINALES	85
4.2 APROVECHAMIENTO DE CAMPOS AGOTADOS.....	86
4.2.1 CONSUMO DE GAS NATURAL.....	86
4.2.1.1 IMPORTACIÓN DE GAS	87
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
ANEXOS.....	94
I. EL PETRÓLEO EN MÉXICO.....	94
II. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (2014- ABRIL 2019)	96
III. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO DE ACEITE (2014- ABRIL DE 2019)	97
IV. PERMISOS DE ALMACENAMIENTO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO	98
V. MAPA INFRAESTRUCTURA ENERGETICA DE MÉXICO	99
GLOSARIO.....	100
NOMENCLATURA	101
BIBLIOGRAFIA GENERAL	102

INTRODUCCIÓN

Este trabajo tiene como finalidad realizar un estudio acerca del aprovechamiento de recursos hidrocarburos con los que contamos en la actualidad y que pertenecen al país, así como priorizar zonas de inversión económica para aumentar el período de vida de los campos que se han desarrollado en México, enlistados en el inventario de campos marginales de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP); inventario del cual incluso órganos reguladores desconocen su existencia pero, están presentes y sus recursos pueden ser aprovechados tomando en cuenta diferentes proyectos para su reactivación. De igual manera se tienen enlistados campos que fueron sobreexplotados y se encuentran totalmente abandonados, dichos campos pueden ser utilizados para un plan estratégico de almacenamiento subterráneo de gas natural dentro de los llamados “campos agotados” (campos que se encuentran depresionados o sin reservas); este plan estratégico prepararía a México para situaciones de emergencia en desabasto de gas natural o en desastres naturales, tales como: tormentas o sismos, en donde se dificulta la entrega a las zonas más alejadas.

La explotación petrolera en México lleva más de 100 años, en su principio fueron empresas extranjeras las que comenzaron la explotación en el país, se encargaban de explorar, explotar, procesar, transportar y finalmente comercializar por su propia cuenta este recurso. No fue sino hasta el 18 de marzo de 1938 cuando el Estado la expropió para así poder aprovecharlo, no se tenía la tecnología, ya que podíamos extraerlo, pero no procesarlo debido a que las refinerías con las que se contaban para antes de 1938 eran manejadas por empresas privadas.

Cuando se decreta la expropiación del petróleo a favor de la Nación, se tuvieron más oportunidades de progreso y desarrollo, la mayoría de los campos que se habían desarrollado no contaban con información que registrara o avalara su ubicación exacta, además de carecer de datos geológicos o geofísicos que ayudaran a aprovechar su potencial al máximo. Los pozos y campos se encuentran el día de hoy abandonados, sin registro alguno por los órganos encargados en la identificación y registro de ellos. Debido a la mala administración la mayoría de los campos no se desarrollaron, la infraestructura que se diseñó al principio solo consideraba la extracción, transporte y distribución del crudo de petróleo crudo, despreciando o dejando sin importancia al gas, venteándolo o quemándolo. Hoy se importa diariamente una cantidad de gas natural equivalente a la producción nacional, llegando incluso a importar gas de un país que también lo importa.

En este documento abordaremos temas relacionados con el aprovechamiento de campos marginales y agotados, un breve análisis a nivel global de lo que otros países hacen con sus recursos, y se plantearán algunas propuestas para la reactivación de algunos campos, así como un plan de almacenamiento estratégico en yacimientos depresionados.

SUMMARY

This research work aims to carry out a study on the use of the natural resources (hydrocarbons) that we currently have and that belong to the country, as well as to prioritize areas of economic investment to increase the lifespan of the fields that have developed in Mexico, listed in the inventory of marginal fields of the Secretary of Finance and Public Credit (SHCP); inventory that even regulatory bodies are unaware of their existence but, are present and we can take advantage of their resources taking into consideration different projects for their reactivation. Similarly, we have a list of fields that were overexploited and are completely abandoned, this fields can be used for a strategic plan of underground storage of natural gas inside of the so-called “exhausted fields” (fields that are depressed or without reserves); this strategic plan would prepare Mexico for emergency situations in natural gas supply or natural disasters, such as storms or earthquakes, where delivery to the farthest areas is difficult.

The petroleum exploitation in Mexico has more than 100 years, at the beginning the foreign companies started with the exploitation in the country, were responsible for exploring, exploiting, processing, transporting and finally commercializing this resource on their own. It was not until March 18, 1938 when the State expropriated it in order to be able to use it, we did not have the technology, since we could extract it, but not process it because the refineries that were available before 1938 were managed by private companies.

When the expropriation is decreed in favor of the Nation, were more opportunities for progress and development. At that time, most of the fields we have developed did not have any information that recorded or endorsed their exact location, as well as a lake of geological or geophysical data that help to maximize their potential to the maximum. Wells and fields abandoned today, without any registration by the bodies responsible for identifying and registering them. Due to bad management, most of the fields were not developed, the infrastructure that was designed at the beginning only considered the extraction, transport and distribution of crude oil, neglecting or leaving the gas unimportant, selling it or burning it. Today, an amount of natural gas equivalent to national production is imported daily, even importing gas from a country that also imports it.

In this document we will analyze issues related to the use of marginal and depleted fields, a brief global analysis about what other countries do with their resources, and some proposals for the reactivation of some fields, as well as a strategic storage plan in depressed deposits.

1. ANTECEDENTES

El alcance de esta investigación es que, cualquier persona siendo o no conocedor de la industria, sea capaz de comprender los temas relacionados con este estudio, por lo que tener conocimiento de algunos temas previos facilitará un mejor entendimiento por parte del lector, para que al encontrarse en el último capítulo sea capaz de tener un panorama más amplio de todo lo que implica el aprovechamiento de los recursos enfocados a campos marginales y agotados.

1.1. SISTEMA PETROLERO

El primer paso en el análisis del sistema petrolero es definir lo que es un sistema petrolero. Según Magoon (2003) los elementos clave que definen la existencia de un sistema petrolero (de forma convencional) son: la roca generadora, almacenadora, sello, trampa, la migración y el sepultamiento, además de las condiciones de temperatura y presión necesarias para la generación del hidrocarburo. Dentro del proceso y las propiedades de un sistema petrolero deben existir ciertas relaciones espacio – temporales conocido como sincronía para permitir que el hidrocarburo se acumule y se preserve.

Desde el inicio de la explotación petrolera la mayoría de los yacimientos existentes a nivel mundial se han explotado en rocas sedimentarias, el yacimiento es donde se encuentra el hidrocarburo y forma parte de un sistema petrolero, el cual se entiende es un sistema natural en el que se incluyen todos los elementos y procesos geológicos necesarios para la generación, migración, almacenamiento y entrapamiento del hidrocarburo, llámese aceite y/o gas.

Tabla 1-1 Elementos y procesos asociados con el sistema petrolero. Fuente: Magoon and Beaumont. (2003)¹

Elementos esenciales de un sistema petrolero incluyen:	Procesos:
<ul style="list-style-type: none"> • Roca madre o generadora. • Roca almacén. • Roca sello. • Rocas para sobrecarga. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formación de la trampa. • Generación del hidrocarburo. • Migración. • Acumulación.

ROCA GENERADORA

La roca madre o generadora es aquella roca rica en contenido orgánico que permita la conservación temporal y posteriormente permita la transformación de materia orgánica en hidrocarburo. Dentro de las características de esta roca es que debe encontrarse a una profundidad suficiente la cual con ayuda de la temperatura permita la maduración de la materia orgánica contenida en la roca para así, convertirse en aceite y/o gas.

Características de las rocas generadoras:

- Las rocas generadoras deben cumplir principalmente tres requisitos geoquímicos: Cantidad, Calidad y Madurez.
- La roca debe contener un porcentaje mayor a 1% de carbono orgánico total (COT).

¹ Magoon, L. & Beaumont, E. (2003). Petroleum Systems. Chapter 3. Search and Discovery article #40068. Pag. 4-34

- Debe tener volumen importante o considerable.
- Debe ser una roca de grano fino tales como: lutitas, calizas, lutitas calcáreas, limolitas, margas, calizas arcillosas, etc.

ROCA ALMACÉN

La roca almacenadora es aquella roca que debido a sus propiedades físicas como la porosidad¹ y permeabilidad², permite el flujo y almacenamiento del hidrocarburo a través de un medio poroso. Dentro de las características que deben cumplir las rocas almacenadoras se encuentran:

- Deben ser medianamente porosas.
- Ser permeables.
- Tener continuidad lateral y vertical.

Tabla 1-2 Relación entre porosidad y permeabilidad, Levorsen (1967)³

Porosidad	Evaluación	Permeabilidad (en miliDarcys)
0-5	Depreciable	-
5-10	Pobre	-
10-15	Moderada	1-10
15-20	Buena	10-100
20-25	Muy buena	100-1000
>25	Excelente	>1000

ROCA SELLO

La roca sello es aquella que debido al tamaño de sus poros subcapilares, tiene una permeabilidad muy escasa impidiendo así el paso del hidrocarburo; la función principal de la roca sello es el impedimento al flujo o migración del hidrocarburo contenido en la roca almacenadora. El espesor de esta roca puede variar si es que la roca es bastante impermeable.

Tabla 1-3 Principales rocas sello. Martell, B. & Grimaldo J. (2016)⁴

Calcáreo-arcillosas.	Calizas.
	Margas.
	Calizas arcillosas.
Pelíticas.	Lutitas.
Evaporitas.	Sal.
	Yeso.
	Anhidritas.
Calizas	Mudstone.
	Wackstone.

¹ La porosidad indica en porcentaje, la cantidad de espacios o huecos que existen dentro de la roca. Comúnmente representado por el símbolo Φ .

Porosidad absoluta = $\frac{\text{volumen total de poros.}}{\text{volumen de roca.}}$; Porosidad efectiva = $\frac{\text{volumen total de poros conectados.}}{\text{volumen de roca.}}$

² Es la propiedad de una roca para permitir o no el flujo de un fluido dentro de los poros.

³ Levorsen A.I. (1967). "Geology of petroleum" W.H. Freeman, San Francisco.

⁴ Ejemplo: Martell, B.y Grimaldo J. (2016). Sistema Petrolero. UNAM, Facultad de Ingeniería, Petrofísica y registros de pozo. [Power point slides].

La migración se divide en 2 tipos; la migración primaria y la secundaria. La primera comprende el movimiento de hidrocarburos desde la roca madre o generadora hacia una roca más porosa y permeable, en este caso la roca almacén. La migración secundaria es el movimiento del hidrocarburo después del desplazamiento de la roca generadora hacia la roca almacenadora más permeable y porosa, es decir que la migración secundaria se produce dentro de la roca almacén o si el hidrocarburo sale de la roca almacén

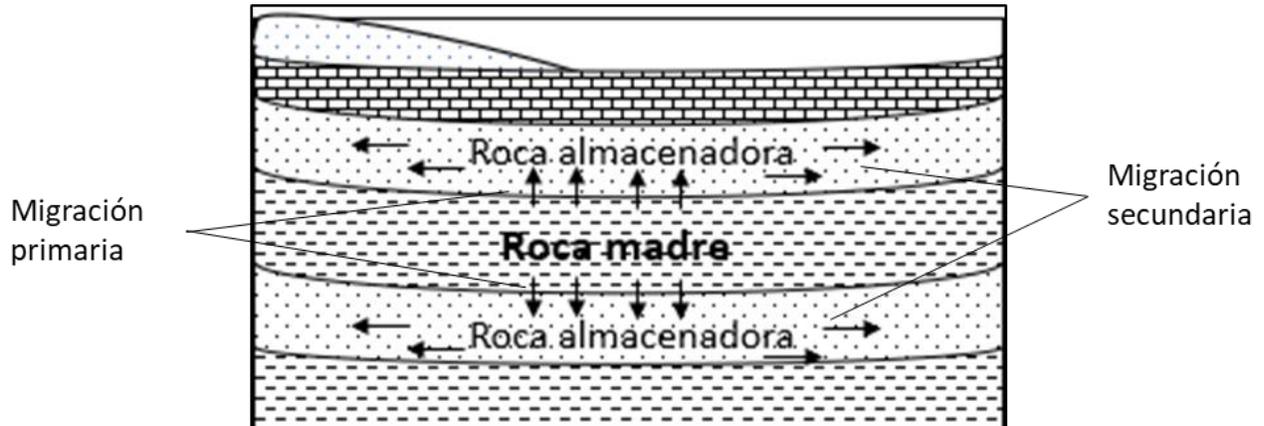


Figura 1.2.1-1 Esquema migración primaria y secundaria. Martell, B. & Grimaldo J. (2016)¹

Dentro de los factores que causan la migración se encuentran:

- Fuerzas debidas a la gravedad
- Fuerzas moleculares
- Fuerzas debidas a la acción química
- Fuerzas debidas a movimientos tectónicos y a la profundidad de sepultamiento
- Fuerzas debidas a la acción bacterial

Factores que influyen en la migración del hidrocarburo:

- Porosidad efectiva de las rocas
- Grado de saturación de hidrocarburo en la roca
- Gravedad especifica ($^{\circ}\text{API}^2$), viscosidad y cantidad de gas
- Composición y cantidad de agua asociada al hidrocarburo afecta a la migración
- Tamaño de garganta de poro. (cabe mencionar que la migración es favorecida por fracturas asociadas al sistema)

La definición de una trampa petrolera incluye a toda estructura geológica que impida el flujo del hidrocarburo fuera de una roca almacén, permitiendo que el hidrocarburo se preserve de forma natural dentro de la roca.

Clasificación de trampas petroleras.

¹ Ejemplo: Martell, B.y Grimaldo J. (2016). Sistema Petrolero. UNAM, Facultad de Ingeniería, Petrofísica y registros de pozo. [Power point slides].

² Por sus siglas en inglés: *American Petroleum Institute*, es la unidad de medida de densidad, que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuan liviano o pesados es el petróleo.

Tabla 1-4 Clasificación de trampas petroleras. Biddle, K. T. & C.C. Weilchowsky (1994)¹

Tipo de trampa.	Ejemplo:
Trampas estructurales.	Pliegues anticlinales.
	Domos.
	Fallas normales.
	Fallas inversas.
Trampas por variación de permeabilidad.	Cambios de facies.
	Discordancias angulares y Paleogeomórficas.
	Variación causada por aguas subterráneas.
Trampas mixtas.	Variación causada por truncamiento.
	Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad.
	Hidrodinámicas.

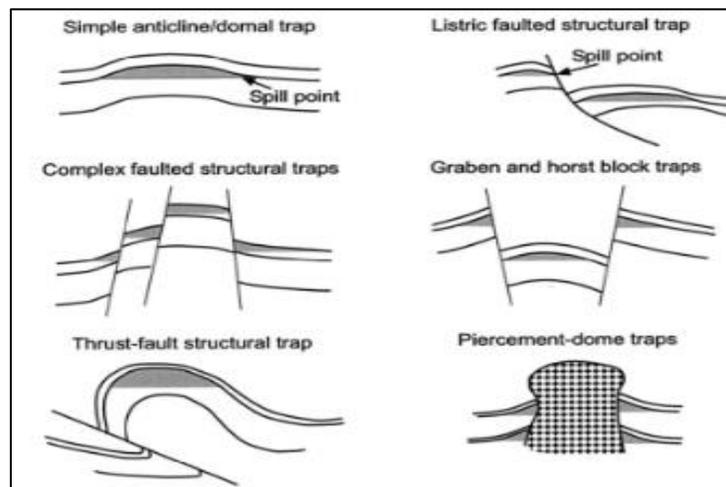


Figura 1.2.1-2 Trampas estructurales. Fuente: Biddle & Weilchowsky (1994) modificación SPE¹

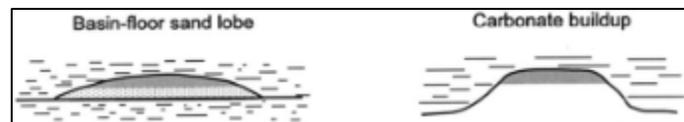


Figura 1.2.1-3 Trampas estratigráficas. Fuente: Biddle & Weilchowsky (1994) modificación SPE¹

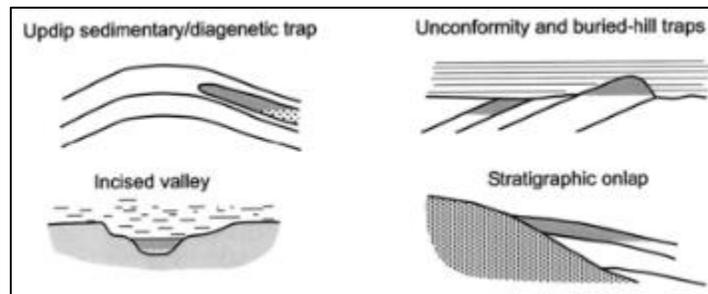


Figura 1.2.1-4 Trampas mixtas. Fuente: Biddle & Weilchowsky (1994) modificación SPE¹

¹ Biddle, K. T. & C.C. Weilchowsky. (1994). Hydrocarbon traps, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., The Petroleum System – from source to Trap: AAPG Memoir 60, p. 219-245

Teniendo presente todos los componentes del Sistema Petrolero la parte primordial dentro del sistema es la Sincronía, la cual se define como la relación precisa entre el tiempo y el espacio de todos los elementos que conforman el sistema petrolero para que así pueda existir el hidrocarburo hoy en día. De tal forma que pudiera ocurrir que se cuente con todos los compontes, pero si no existiera la sincronía en los hechos cronológicos, el hidrocarburo no se habría generado o no habría llegado a existir en nuestro tiempo.

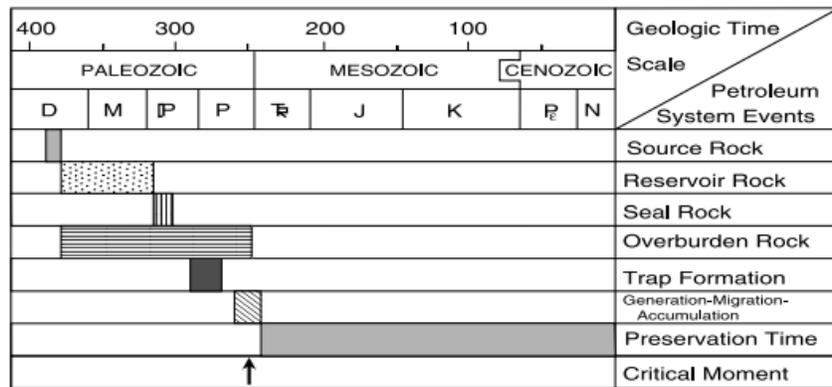


Figura 1.2.1-5 Ejemplo de carta de eventos. Fuente: Magoon & Dow, 1994; AAPG.¹

1.2 CICLO DE VIDA DE UN CAMPO

Para hablar acerca de Campos Marginales y Agotados primero se debe definir lo que se entiende como un campo petrolero. En la industria petrolera el término “campo” tiene su uso principalmente para describir un área geográfica en superficie conformada por un cierto número de pozos, sean exploratorios, delimitadores o productores, aunque en México el término “campo” también suele utilizarse para referirse a una formación subterránea, específicamente a un yacimiento.

La vida de un campo petrolero comienza a partir de la exploración seguida del descubrimiento el cual continúa con su delimitación, su desarrollo, producción primaria, secundaria y terciaria para finalmente llegar a su abandono. (Satter, A. & Thakur, G. 1994).²

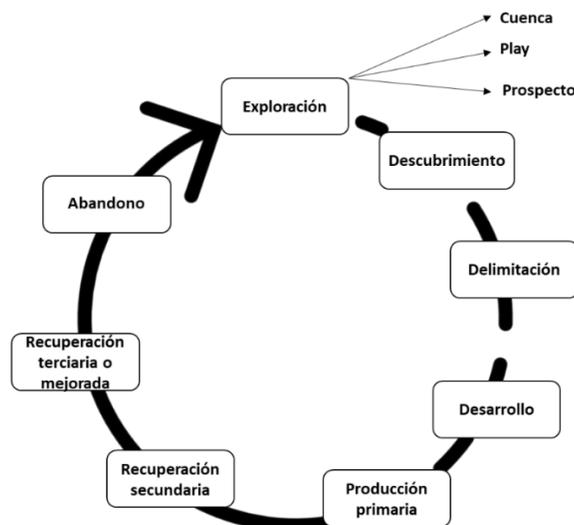


Figura 1.2.1-1 Ciclo de vida de un campo petrolero. Fuente: Satter (1994)¹

¹ Magoon, L.B. and Dow, W.G. (1994).Eds. The Petroleum System—From Source to Trap, AAPG Memoire 60, 3-24.

² Satter, A. & Thakur, G. (1994). Integrated Reservoir Management: a team approach. PennWell. Pág.: 1-128

1.2.1 EXPLORACIÓN

La exploración, es el comienzo de todo proyecto petrolero, ya que una correcta exploración incrementa las probabilidades de éxito y disminuye el riesgo. La exploración petrolera comprende: 1) La exploración geológica, que se encarga de detectar las áreas más propicias para generación y contenido de hidrocarburos mediante la observación y caracterización de capas en la corteza terrestre, tipos de rocas en afloramientos, así como sus características físico-químicas, edad y condiciones estructurales; 2) la exploración geofísica, cuyo objetivo principal es que, mediante métodos físicos y matemáticos se determinan propiedades de las rocas tales como resistividad, densidad, elasticidad, para así poder definir una zona de interés con contenido de hidrocarburo; 3) Exploración Sísmica, gravimetría, magnética entre otra más.

Durante esta etapa se evalúan datos obtenidos en la geología superficial, exploración sísmica (2D, 3D y 4D), gravimétrica, magnética, para así analizarlos y poder realizar una correcta evaluación del área de estudio, es aquí donde entran los conceptos de cuenca, play y prospecto. Cuando se habla sobre una cuenca petrolera, se trata de material sedimentario con materia orgánica, posible contenido de agua en una depresión geológica, formados o depositados de forma in-situ¹, en donde se encuentran los elementos necesarios para tener un sistema petrolero.

El play y el prospecto son términos ocupados en la exploración petrolera para presentar un argumento geológico justificando la perforación de un pozo con acumulación de hidrocarburos comerciables aún sin descubrir (Magoon 1994). Un prospecto es una zona de interés en el subsuelo que debe evaluarse mediante la perforación para comprobar que efectivamente contiene cantidades comerciables de hidrocarburo, cuando esta zona es perforada, se deja de llamar prospecto. El play se trata del estudio uno o más prospectos.

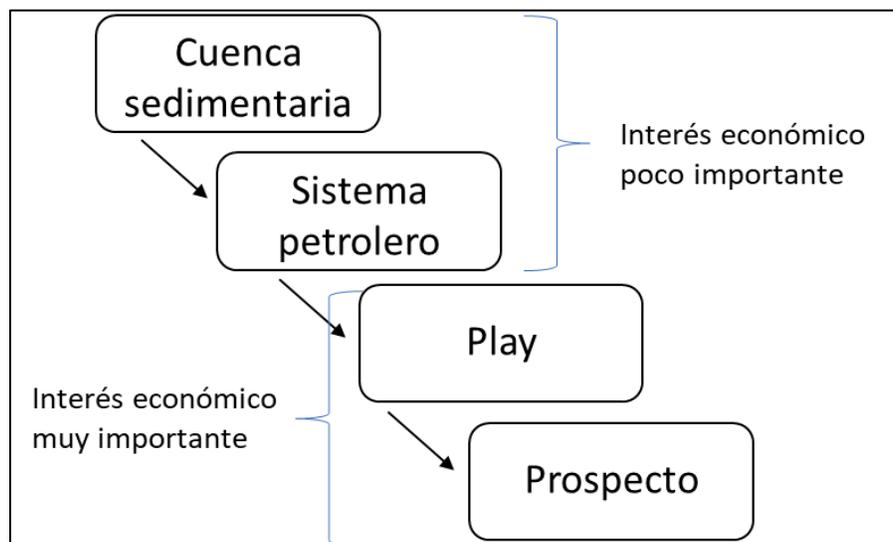


Figura 1.2.1-1 Escala de investigación petrolera. Fuente: Magoon & Dow, 1994; AAPG.²

Cabe mencionar que la sinergia³ es un punto primordial en todo proyecto petrolero, por lo que los grupos multidisciplinarios se ven involucrados en la adquisición de datos para tratar todo el ciclo de vida de un

¹ Del latín “en el sitio”

² Magoon, L.B. and Dow, W.G. (1994).Eds. The Petroleum System—From Source to Trap, AAPG Memoire 60, 3-24.

³ Según la RAE, se trata de la acción de dos o más causas cuyo efecto es superior a la suma de los efectos individuales.

campo petrolero. En la parte de la exploración cada grupo se encarga de un trabajo en específico, tal y como se muestra en la tabla 1-5.

Tabla 1-5 Datos obtenidos en etapa de exploración. Fuente: Satter (1994)¹

Clasificación	Dato	Tiempo de adquisición	Responsabilidad
Sísmica	Estructuras, estratigrafía, fallas, tamaño de estratos, fluidos, identificación de heterogeneidad.	Exploración	Sismología, geofísicos.
Geológica	Ambiente diagenética de deposición, litología, estructuras, fallas y fracturas.	Exploración, descubrimiento y desarrollo	Exploración y geología.

1.2.2 DESCUBRIMIENTO.

Una vez comprobada la existencia de los elementos de un Sistema Petrolero y una acumulación de hidrocarburos, identificado en un prospecto, este se perfora, la perforación asegura un descubrimiento exitoso de un contenido de hidrocarburo. En esta etapa de descubrimiento se estiman la cantidad de reservas contenidas mediante modelos geológicos, pozos existentes e información sísmica 2D y 3D.

El descubrimiento de un campo no se logra hasta tener un pozo exploratorio, el cual nos ayudará a calcular la presión original del pozo, se obtienen muestras tanto del hidrocarburo como de la roca para así estudiar las propiedades de estos. Dentro de esta etapa se da el comienzo a la estimación de reservas, la cual va relacionada con la delimitación, la siguiente figura muestra los diferentes métodos para la estimación de hidrocarburos.

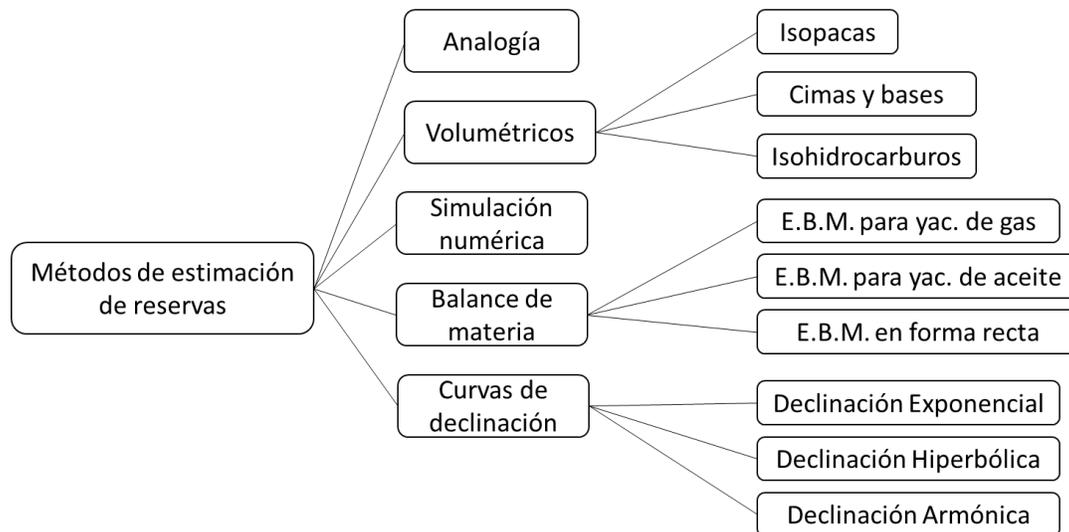


Figura 1.2.2-1 Métodos de estimación de reservas. CNH Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación. 2017 (recopilación)²

¹ Satter, A. & Thakur, G. (1994). Integrated Reservoir Management: a team approach. PennWell. Pág.: 1-128

² Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación. Diario Oficial de la Nación, México. Título 1: De las disposiciones Generales, Capítulo 1. 20 de diciembre 2017.

1.2.3 DELIMITACIÓN

La delimitación es una etapa relacionada con el descubrimiento en donde, al demostrar exitosamente la existencia del hidrocarburo y comprobar las reservas, se perforan más pozos para definir la ubicación y el área del yacimiento para mejorar la estimación de reservas calculadas, el pozo que se perfora seguido del o los pozos exploratorios, recibe el nombre de “pozo delimitador”¹.

El objetivo principal en la etapa de delimitación es la reclasificación de reservas, con la finalidad de realizar un análisis económico para los costos del descubrimiento y así poder continuar con el desarrollo.

1.2.4 DESARROLLO

En la etapa de desarrollo, una vez comprobada la cantidad de hidrocarburo contenida en el yacimiento se analiza un plan de desarrollo para la explotación del campo, en donde se analiza desde el proceso de perforación, cuántos pozos se utilizarán para su explotación, la producción programada, hasta la planificación del programa de abandono.

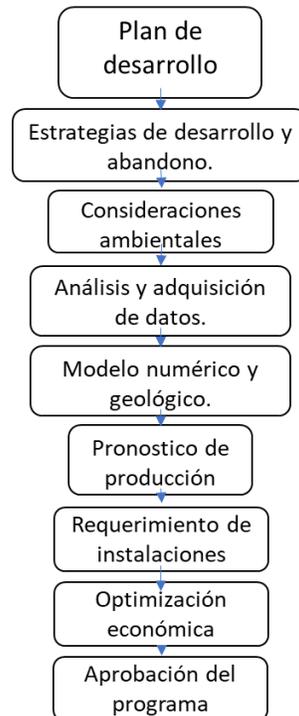


Figura 1.2.4-1 Plan de desarrollo. Fuente: Satter (1994) SPE paper #22350²

1.2.5 PRODUCCIÓN PRIMARIA

Se considera producción primaria al proceso en donde el pozo se mantiene produciendo de manera natural, por la propia energía del yacimiento. En esta etapa el objetivo principal es el aseguramiento y mantenimiento de la presión, al igual que de la producción para así evitar que la presión caiga o se abata

¹ Recibe este nombre ya que se encarga de definir las fronteras del yacimiento.

² Satter, A. & Thakur, G. (1994). Integrated Reservoir Management: a team approach. SPE paper # 22350.

drásticamente. De cierto modo, el hidrocarburo no fluye por cuenta propia, sino que, existen diferentes mecanismos de empuje los cuales adicionan energía para que el hidrocarburo fluya.

- Empuje por casquete de gas
- Empuje por entrada de agua
- Empuje por expansión del líquido y roca
- Empuje por gas en solución
- Empuje por segregación gravitacional
- Combinación de empujes

Para mantener la presión del yacimiento se suelen utilizar diversos métodos, todos con la finalidad de alargar lo mayormente posible el periodo de vida del yacimiento. Dentro de las diferentes intervenciones que se le hacen al pozo se encuentran: 1) Reparación Mayor (RMA), el cual consiste en la modificación sustancial y definitiva de la zona productora del pozo; 2) Reparación menor (RME), se considera una RME a toda actividad relacionada con las instalaciones superficiales o el aparejo de producción sin involucrarse con el yacimiento; 3) Fracturamiento hidráulico, se trata de una estimulación¹ con la finalidad de aumentar la permeabilidad en la zona productora.

Además de los métodos mencionados anteriormente existen los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) que consisten en herramientas superficiales o subsuperficiales (dependiendo del caso) que se encarga de adicionar energía al yacimiento y así ayudar a llevar al hidrocarburo desde el yacimiento hacia la superficie.

- Bombeo Neumático
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electrocentrifugo
- Bombeo de cavidades progresivas
- Bombeo Hidráulico

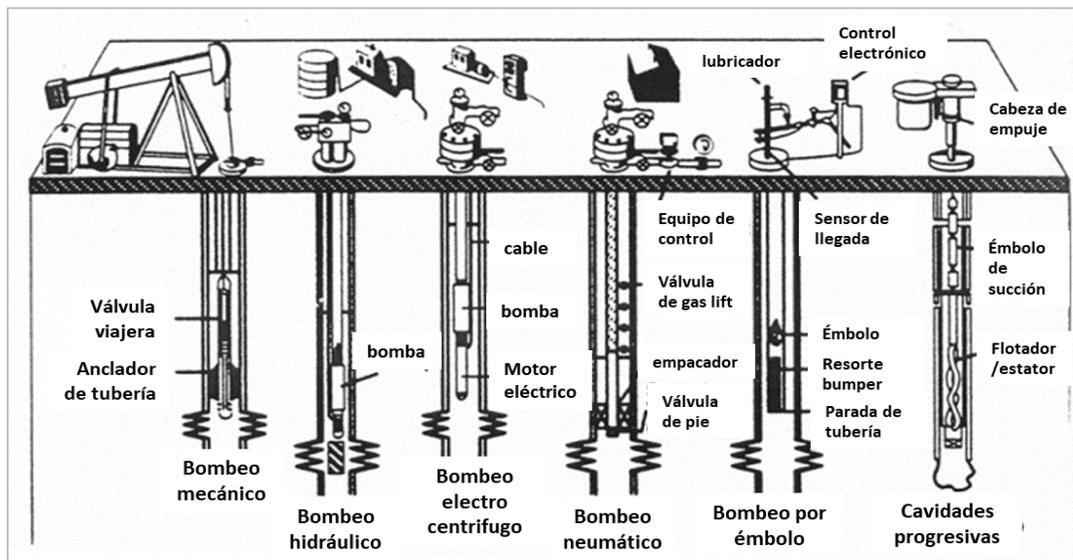


Figura 1.2.5-1 Sistemas artificiales de producción comunes. Fuente: James Lea (1999) SPE paper #52157²

¹ Según el Oilfield Glossary Schlumberger, una estimulación es un tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo.

² James E. Lea. (1999). Selection of Artificial Lift. SPE #5215. Pág.: 22-29

1.2.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria es implementada una vez que la energía del yacimiento ha comenzado a disminuir y los SAP ya no son suficiente para mantener la presión, por lo que la recuperación secundaria es aplicada principalmente para el aumento de presión. Este método consiste en la inyección de agua o de gas, procurando aumentar el empuje hidráulico ya sea por entrada de agua con la inyección de ésta en el acuífero o por empuje en casquete de gas. Cabe mencionar que los métodos de recuperación en su mayoría son aplicados sólo para campos productores de aceite.

Claramente la incorporación de un método de recuperación secundaria se encuentra ligada a una decisión técnico-económica además de que, la selección del método dependerá de algunos factores que se deberán tomar en cuenta antes de ser aplicado:

- Litología
- Profundidad del yacimiento
- Geometría del yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad
- Índice de saturación de fluidos¹
- Datos de propiedades de fluidos
- Ubicación del campo

Todo método de recuperación secundaria y/o mejorada está acompañada de una simulación del proyecto para así tratar de predecir el comportamiento del yacimiento y posteriormente realizar una prueba piloto previa a la aplicación del proyecto de recuperación.

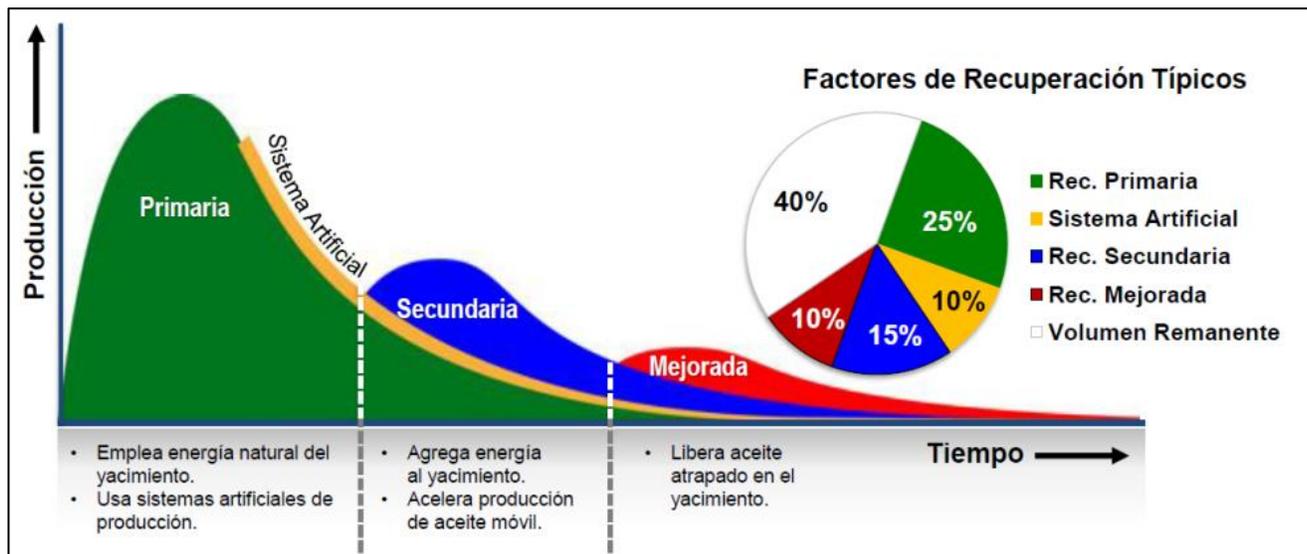


Figura 1.2.6-1 Producción primaria, Recuperación Secundaria y Recuperación Mejorada. SPE #22350 (modificación Pemex 2017)

¹ Sw, índice de saturación de agua; So, índice de saturación de aceite; Sg, índice de saturación de gas. Los tres indican la cantidad que existe de cada fluido en relación con el total contenido en el yacimiento.

1.2.7 RECUPERACIÓN TERCIARIA O MEJORADA

La recuperación mejorada es un método avanzado para optimizar la recuperación del hidrocarburo en el cual se utilizan técnicas avanzadas en las que se alteran las propiedades originales del hidrocarburo y de la roca. Algunos investigadores consideran distinciones entre recuperación mejorada o avanzada al igual que algunos otros no consideran diferencias entre ambas.

El propósito de recuperación terciaria o mejorada es mejorar el desplazamiento del hidrocarburo en el yacimiento. Los métodos de recuperación mejorada se clasifican principalmente en:

- Térmicos
- Químicos
- Inyección de gas y solventes miscibles.

Tabla 1-6 Métodos de recuperación mejorada y avanzada. Lake (1989)¹

Métodos de EOR	
Métodos con gas y solventes.	Inyección de gas inerte.
	Inyección de nitrógeno.
	Inyección de gas a alta presión.
	Inyección de gas enriquecido.
	Inyección de disolvente miscible (LPG o propano).
	Inyección de CO ₂
Métodos químicos.	Método de disolvente miscible-alcohol.
	Inyección de polímeros.
	Inyección de agua baja tensión interfacial.
	Inyección alcalina.
	Geles para bloqueo.
	Inyección microbiana.
	Inyección de espumas.
Métodos térmicos.	Combustión in-situ.
	Combustión estándar directa.
	Combustión enriquecida con O ₂ .
	Combustión inversa.
	Inyección de vapor.
	Inyección de agua caliente.

Al igual que en la recuperación secundaria con la información recabada se realiza una preselección de los posibles métodos de recuperación mejorada que puedan ser aplicados al yacimiento, observando y detallando tanto ventajas como desventajas que cada uno de los métodos pudiera ocasionar en el futuro dentro y fuera del yacimiento.

La recuperación mejorada y/o avanzada es el último método que se utiliza para obtener la mayor cantidad de hidrocarburo contenido dentro del yacimiento, ya que, como se observa en la Figura 1.2.6-1 el método de recuperación mejorada se encuentra en la última etapa de producción, previa al abandono del área.

¹ Lake, Larry. "Enhanced Oil Recovery". 1989.

1.2.8 ABANDONO

Según los Lineamientos para Perforación de Pozos¹, el abandono involucra toda una serie de actividades relacionadas con el retiro de materiales y desmantelamiento de equipo, incluyendo el taponamiento, preservando las condiciones de integridad que debe de mantener el pozo posterior a dicho taponamiento, la deserción del pozo, el desmontaje y retiro de plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipo utilizado en la realización de actividades petroleras.

Dado que todo proyecto de explotación llega a un punto de no retorno, la etapa de abandono es una acción que se anticipa antes de que el mantenimiento de la producción del campo haya dejado de ser rentable, es decir, los ingresos obtenidos por la producción y comercialización del crudo en algún campo sean menores a los costos de producción por lo que es necesario cerrar la producción y abandonar el campo, ya sea de manera temporal o permanente.

En el mejor de los casos el abandono se da debido a la terminación de actividades relacionadas con la extracción y producción de hidrocarburo, a causa de que se extrajo la mayor cantidad de hidrocarburo contenido en el yacimiento, de tal manera que no existen motivos para seguir produciendo en el área.

En resumen, el abandono se da a medida que los yacimientos van envejeciendo y se han alcanzado los límites tanto productivos como económicos, por lo que, previo al abandono de un campo petrolero se deben de estimar gastos relacionados al abandono y el desmantelamiento de la infraestructura de producción. Debido a que este proceso produce grandes costos, se debe de crear una bolsa de ahorro con una anticipación recomendada de 2 años antes del abandono planeado para así evitar que los costos aumenten antes de que se alcance el límite económico.

Dentro del abandono se divide en dos tipos:

- Abandono temporal
- Abandono permanente o definitivo

Cuya diferencia consiste en: el abandono permanente incluye el taponamiento² definitivo del pozo una vez se haya concluido las operaciones de producción y se haya alcanzado el límite económico; el abandono temporal es el abandono que se realiza en campos que tienen la posibilidad de incorporarse a la producción en un futuro, o que pueden ser utilizados con otro fin como lo son los pozos letrina.

Dentro del plan de abandono permanente además de tener que taponar los pozos, se deben desmantelar los oleoductos, gasoductos y la plataforma (en caso de que se encuentre mar adentro) o la infraestructura superficial.

Según el artículo 27, capítulo I, Título III de Los Lineamientos de Perforación de Pozos. Para realizar una solicitud de autorización de perforación, se debe previamente planificar el abandono del pozo solicitado para

¹ Lineamientos para Perforación de Pozos. Diario Oficial de la Federación, México. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Publicado el 28 de noviembre de 2017.

² El taponamiento de pozos se entiende como: la acción de aislar de manera temporal o definitiva a las formaciones geológicas atravesadas en la perforación que contengan aceite o gas, de tal forma que se eviten invasiones o manifestaciones de hidrocarburos en la superficie. (Guzmán. J. Glosario productividad de pozos)

así poder perforarlo, presentando: El diseño del taponamiento, pruebas de aseguramiento de hermeticidad, así como el procedimiento a seguir para asegurar el aislamiento de los segmentos involucrados.

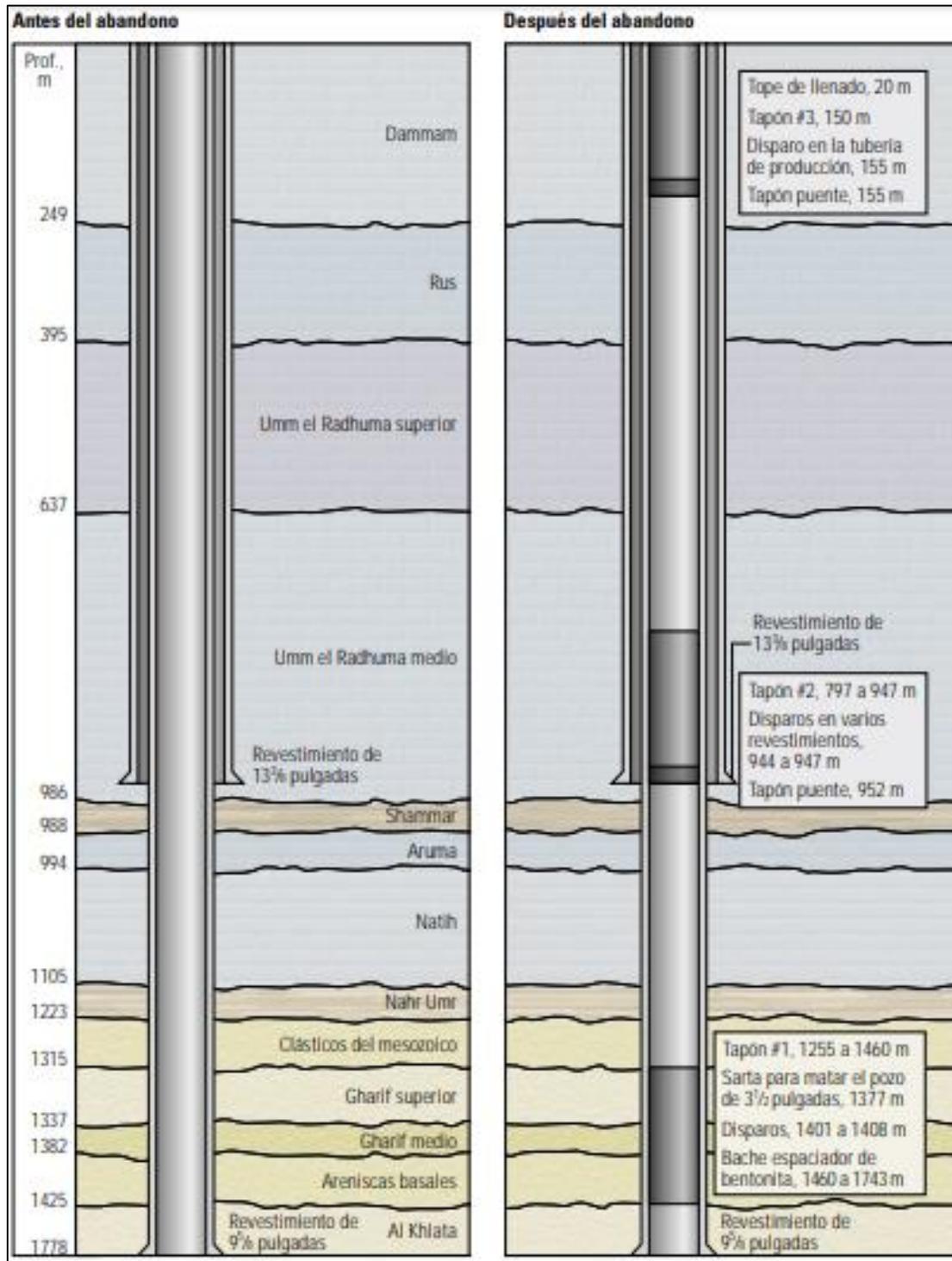


Figura 1.2.8-1 Esquema de pozo antes y después de abandono. Fuente: Oilfield review (2002)¹

¹ Barclay, I. & P., J. & T., F. & P., J. (2002) El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. Oilfield Review. Pág. 1-40.



Figura 1.2.8-2 Secuencia fotográfica del derribo en sitio de una plataforma en su sitio, el hundimiento controlado duró 37 segundos desde el primer movimiento hasta el hundimiento completo. Fuente: Oilfield Review (2002)

1.3 PROVINCIAS PETROLERAS

Una provincia petrolera se define como el área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se han identificado condiciones favorables para acumulación de hidrocarburos (Pemex Exploración y Producción, 2013)¹. En México se identifican 12 provincias petroleras. Al tratarse del estudio de campos marginales y agotados nos enfocaremos principalmente en el estudio de la provincia de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Sureste principalmente.

BURGOS

Es la principal provincia productora de gas no asociado del país, es una continuación de la cuenca Eagle Ford. Las rocas generadoras² corresponden a litologías arcillo-calcáreas del Tithoniano y lutitas del paleógeno. La roca almacén³ son areniscas interestratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales y cierres contra falla.

TAMPICO-MISANTLA

Provincia petrolera productora principalmente de aceite cuyas rocas generadoras son lutitas carbonatadas pertenecientes al Jurásico Inferior y Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano. El hidrocarburo se encuentra almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas arrecifales del Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior y

¹ Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración. (2013). Provincias Petroleras de México. Versión 2.0. pág. 5-10.

² El término de roca generadora se les asigna a las rocas sedimentarias que son ricas en materia orgánica y son o fueron capaces de generar hidrocarburo.

³ Es la roca que tiene la capacidad de almacenar algún fluido a base de sus cualidades: porosidad y permeabilidad.

areniscas del Paleoceno, Eoceno y Neógeno. Las trampas que constituyen esta provincia en su mayoría son estructurales, estratigráficas y combinadas.

VERACRUZ

Esta provincia es productora tanto de gas como aceite en secuencias del Terciario y Mesozoico. Las rocas arcillosas son principalmente calizas arcillosas y lutitas del Tithoniano. Las rocas almacenadoras son principalmente silicatos del Eoceno y Mioceno, así como calizas del Cretácico Medio y Superior, los yacimientos se encuentran en trampas estructurales.

SURESTE

La provincia del sureste es la más importante del país debido a la cantidad de volumen de hidrocarburos contenidos. Las principales rocas generadoras son calizas del Tithoniano, calizas del Cretácico y lutitas del Mioceno. Los carbonatos del Cretácico, carbonatos y areniscas del Jurásico Superior son los encargados de almacenar los hidrocarburos al igual que las brechas carbonatadas. La provincia cuenta además con trampas estructurales y combinadas de diversas edades.

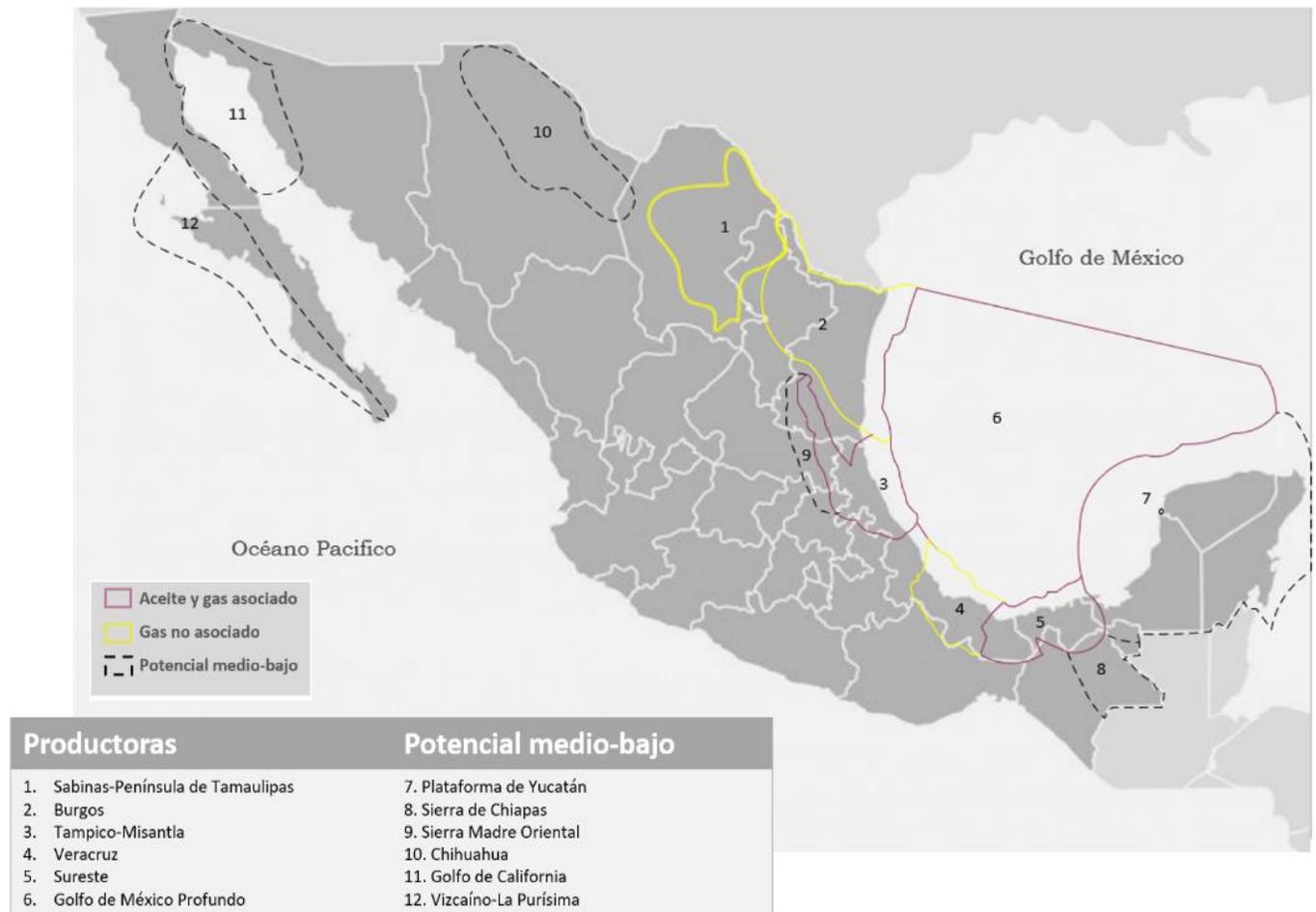


Figura 1.2.8-1 Provincias Petroleras de México. Fuente: WEC 2010¹

¹ World Energy Council. (2010). Schlumberger Oilfield Services México y Centroamérica.

1.4 MÉXICO COMO UN PAÍS PETROLERO EN LA HISTORIA.

La historia de México en el sector petrolero comienza a finales del siglo XVIII, cuando un gran número de empresas extranjeras se vieron interesadas por explorar las emanaciones naturales de petróleo llamadas chapopoterías¹, en la parte norte de Veracruz, sureste de Tamaulipas y San Luis Potosí. En 1901 el presidente Porfirio Díaz expide la Ley del Petróleo con la cual logra impulsar la actividad petrolera en México y con ello la inversión de empresas nacionales y en su mayoría extranjeras. A partir de 1901 se realizaron un gran número de perforaciones de las cuales la mayoría no tuvieron éxito, no fue hasta cuando el Ing. Ezequiel Ordoñez² consultado por Doheny³ y Canfield⁴ les recomendó perforar cerca del cerro la Pez. Atendiendo las sugerencias del ingeniero se perforó el pozo La Pez-1 a una profundidad de 503 m el cual se terminó el 3 de abril de 1904 con una producción inicial de 1,500 bpd, logrando así el primer pozo de interés comercial en México. A este descubrimiento en años siguientes se le agregaron muchos más, logrando así posicionar a México como uno de los principales países productores de petróleo entre los años de 1904 a 1920.

Para antes de 1938, México no contaba con ninguna empresa paraestatal. El presidente Díaz consideraba que dar oportunidad a la adjudicación extranjera en México fortalecería sus lazos comerciales con países como Inglaterra, Francia, Japón y Estados Unidos. Algunas de las empresas eran la Huasteca Petroleum Co. y El Águila. El interés de las empresas por perforar en México radicaba en el bajo costo de la perforación, no se pagan impuestos ni regalías, lo más cercano que pagaban al Estado era una aportación anual propuesta por Díaz.

Según John Womack Jr.⁵ mencionó en 2012 que, en el año de 1920 en México existían 80 empresas productoras y exportadoras cuyo capital estaba integrado por 91.5% por empresas angloamericanas. La industria era manejada en su mayor parte por empresas privadas extranjeras. México al darse cuenta de que la actividad petrolera estaba siendo sobre explotada y que los beneficios no estaban siendo aprovechados por el País, hubo la necesidad de controlar el sector petrolero, primero con la creación de una Comisión Técnica del Petróleo en 1915, la cual estaría encargada de regular dicho sector, seguido Petróleos de México (predecesor de Pemex) que se encargaría de fomentar la inversión nacional en la industria petrolera entre otros entes regulatorios de aquella época. Tardo mucho para que México llegara a reconocer lo que por derecho propio le pertenecía. La situación para lograr la toma de control del sector tuvo muchos inconvenientes: las empresas petroleras no estaban a favor de dejar las concesiones, problemas políticos para la promulgación del Art. 27 constitucional, enfrentamientos con Estados Unidos y los numerosos intentos para impedir la formación de sindicatos obreros. No fue sino hasta la mañana del 18 de marzo de

¹ Según Sahagún, el Chapoputli es un betún que sale de la mar y es como un pez de Castilla que fácilmente se deshace y el mar lo hecha de si como las ondas.

² Ezequiel Ordoñez Aguilar (10/04/1867 Lerma, Estado de México- 08/02/1950 Ciudad de México) fue un ingeniero topógrafo, geólogo, investigador y académico mexicano. Se le considera creador de la geología petrolera mexicana.

³ Edward Laurence Doheny (10/08/1935-08/07/1935), importante empresario petrolero estadounidense, en 1892 llevo a cabo la perforación del primer pozo petrolero con éxito en Los Ángeles, iniciando así con el boom del petróleo en el Sureste de California,

⁴ Charles Adelbert Canfield (1848-1913), magnate petrolero estadounidense, pionero en extracción de petróleo en California y México, también co-fundó Beverly Hills junto con Doheny y otros empresarios.

⁵ Womack, John. (2012). Mexican economy during the Revolution, 1910-1920: historiography and analysis. Argumentos (México) vol. 25 no. 69 México mayo / agosto 2012.

1938, cuando la junta Central de Conciliación y Arbitraje emitió un laudo con el que se rescindieron los contratos entre las empresas y el sindicato de obreros rompiendo el conflicto obrero al patrón. De inmediato las empresas petroleras acudieron con Cárdenas¹ exponiendo que cumplirían con el fallo de la Suprema Corte de Justicia y subirían el sueldo de los trabajadores a lo que el presidente indicó que era demasiado tarde, ya que para ese momento se tenía planeado junto con su gabinete y la Suprema Corte de Justicia, dar a conocer el decreto de expropiación. (Ver Anexos: El petróleo en México).

1.5 RONDAS PETROLERAS EN MÉXICO.

Al aprobarse la reforma energética en el año 2013, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)² organizó una serie de licitaciones en las que se abrió el mercado a libre competencia para empresas privadas nacionales y extranjeras. Como resultado se realizaron 9 licitaciones distribuidas en 3 rondas con un total de 156 Áreas Contractuales³. Las áreas contractuales se dividieron en Aguas Profundas⁴, Aguas Someras⁵ y Zonas Terrestres; a su vez las ultimas se dividen en dos: Convencionales y no-Convencionales.

Los yacimientos convencionales son aquellos que corresponden a todo yacimiento compuesto por una roca generadora, una roca almacén, roca sello, un tipo de trampa asociada. Teóricamente los yacimientos convencionales son de acceso más sencillo y mantienen la presión por ellos mismo mediante un tipo de empuje. Los yacimientos no-Convencionales son aquellas fuentes de petróleo y/o gas más difíciles y complicadas de extraer en comparación con los yacimientos convencionales, ya que la roca generadora hace la función de roca almacén, roca sello y no tienen una estructura o trampa asociada (necesariamente) por ejemplo: Shell-gas o gas en lutitas, gas alojado en yacimientos de carbón, hidratos de carbono, etc.

1.5.1 RONDA CERO

Licitación de las áreas contractuales fue una estrategia financiera en las reformas energéticas de Brasil (1997) y Colombia (2003), ambas resultaron exitosas, tras observar tal efecto de estas rondas México también implementó una reforma energética basada en la experiencia de estos países. En el caso de las licitaciones de Brasil y de Colombia, antes de abrir el mercado a las distintas empresas privadas, se dio la oportunidad de seleccionar los campos de su preferencia a sus empresas paraestatales o productoras del Estado. En México se reprodujo el mismo sistema, de tal forma que fue la Ronda Cero donde a Petróleos Mexicanos se le brindó preferencia de selección de áreas contractuales.

En agosto de 2014 la Secretaría de Energía hizo pública la asignación de Títulos a Pemex, siendo 489 campos asignados para realizar trabajos de exploración y explotación. El portal de internet de la SENER mostraba en marzo de 2016 490 títulos asignados, de los cuales 277 se refieren a campos con 20 años

¹ Lázaro Cárdenas del Río, general y estadista mexicano, presidente de México del 1 de diciembre de 1934 al 30 de noviembre de 1940.

² Comisión Nacional de Hidrocarburos: Es un órgano regulador de la industria petrolera encargada de las licitaciones y administraciones de contratos, así como resguardar la información de todos los campos petroleros.

³ Es el área superficial que incluye las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical de dicha área hasta la profundidad establecida en el contrato con CNH.

⁴ En EUA se denomina aguas profundas a las situadas en tirantes de 1000 pies (300 m), Pemex y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) alinearon una definición a los tirantes de entre 500 y 1500 metros de profundidad.

⁵ En México se consideran aguas someras aquellas cuya profundidad sea menor a los 500 metros.

como periodo para explotación, 109 campos con un periodo de 25 años (uno de ellos agregado en 2016), 9 campos con un periodo de 25 años y 95 campos que no habían sido solicitados por parte de Pemex.

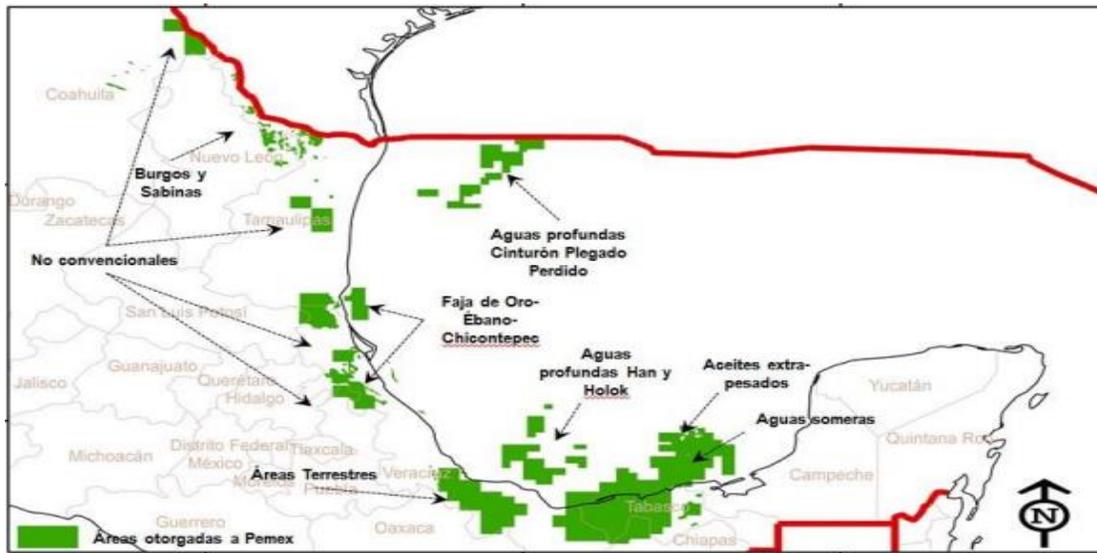


Figura 1.5.1-1 Áreas asignadas a Pemex. Fuente: Mapas de áreas otorgadas a Pemex, SENER datos abiertos (2015)¹

Tabla 1-7 Tipos de asignación. Fuente: CNH

Tipo de Asignación	(A)	(AE)	(AR)
Actividad	Asignación de Extracción.	Asignación de Exploración.	Asignación de Resguardo.

1.5.2 RONDA UNO

En esta Ronda se abre el mercado para subastar algunos campos petroleros por medio de licitaciones. Esta primera ronda se divide en 4 licitaciones públicas internacionales para la exploración y extracción de hidrocarburos en México dentro de 6 provincias petroleras. El número de áreas contractuales licitadas es de 54 de las cuales 38 fueron asignadas.

Primera Licitación

Aguas Someras

Nombre: CNH-R01-L01/2014

Áreas Contractuales: 14

Provincia: Cuenca del sureste.

Tipo de contratos: Producción Compartida.

A.C. con ganador: 2

Licitaciones desiertas: 12



Figura 1.5.2-1 Bloques ronda 1, licitación 1. Fuente: Portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

¹ Sener. (2015). Ronda Cero: Mapas de áreas otorgadas a Pemex. Datos abiertos. 31 de agosto de 2015. Tomado de: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/ronda-cero-mapas-de-areas-otorgadas-a-pemex>



Figura 1.5.2-2 Bloques Ronda 1, Licitación 2. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

Segunda Licitación

Aguas Someras

Nombre: CNH-R01-L02/2015

Áreas Contractuales: 5

Provincia: Cuenca del Sureste

Tipo de contrato: Producción compartida.

A.C. con ganador: 3

Licitaciones desiertas: 2

Tercera Licitación

Terrestre

Nombre: CNH-R01-L03/2015

Áreas Contractuales: 25

Provincia*: Burgos (1), Tampico-Misantla (12), Sureste (12)

Tipo de contratos: Producción compartida.

A.C. con ganador: 25

Licitaciones desiertas: 0



Figura 1.5.2-3 Bloques Ronda 1, Licitación 3. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

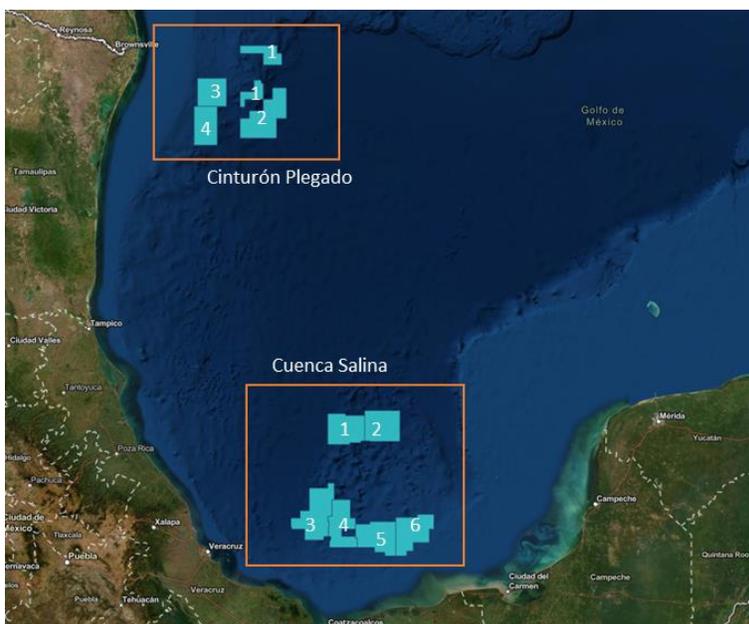


Figura 1.5.2-4 Ronda 1, Licitación 4. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

Cuarta Licitación

Aguas Profundas

Nombre: CNH-R01-L04/2015

Áreas Contractuales: 25

Provincia*: Cinturón plegado (4), Cuenca Salinas (6)

Tipo de contratos: producción compartida.

A.C. con ganador: 8

Licitaciones desiertas: 2

*El número entre paréntesis es la cantidad de bloques en la provincia.

1.5.3 RONDA DOS

La Ronda 2 se compone de 4 licitaciones públicas internacionales para la exploración y extracción de hidrocarburos en México dentro de 7 provincias petroleras. El número de áreas contractuales licitadas fue de 68 de las cuales 31 ya fueron asignadas y 29 resultaron desiertas.

Primera Licitación

Aguas Someras

Nombre: CNH-R02-L02/2016

Áreas Contractuales: 15

Provincia*: Tampico Misantla (4), Veracruz (1), Cuenca del sureste (10).

Tipo de contratos: Producción compartida.

A.C. con ganador: 10

Licitaciones desiertas: 5



Figura 1.5.3-1 Ronda 2, Licitación 1. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

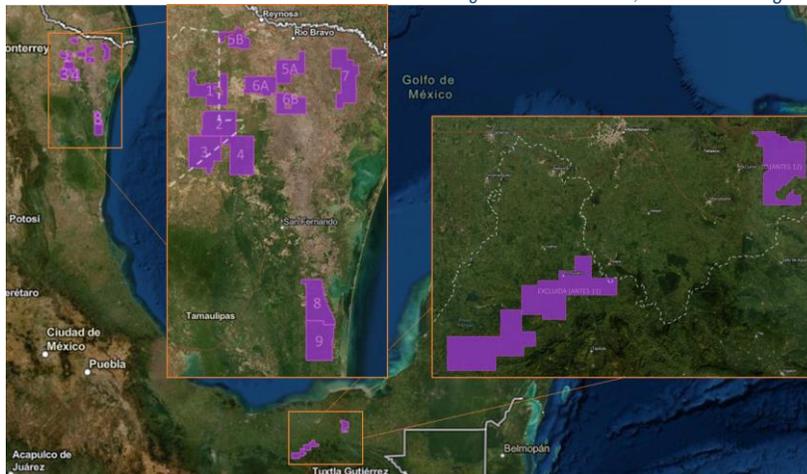


Figura 1.5.3-2 Ronda 2, Licitación 2. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

Segunda Licitación

Terrestre

Nombre: CNH-R02-L02/2016

Áreas Contractuales: 10

Provincia*: Cuenca Burgos (9), Cuenca del Sureste (1)

Tipo de contratos: licencia

A.C. con ganador: 7

Licitaciones desiertas: 3

Tercera Licitación

Terrestre

Nombre: CNH-R02-L03/2016

Áreas Contractuales: 14

Provincia*: Cuenca Burgos (4), Tampico-Misantla (1), Veracruz (3), Cuenca del Sureste (6)

Tipo de contratos: Licencia

A.C. con ganador: 14

Licitaciones desiertas: 0

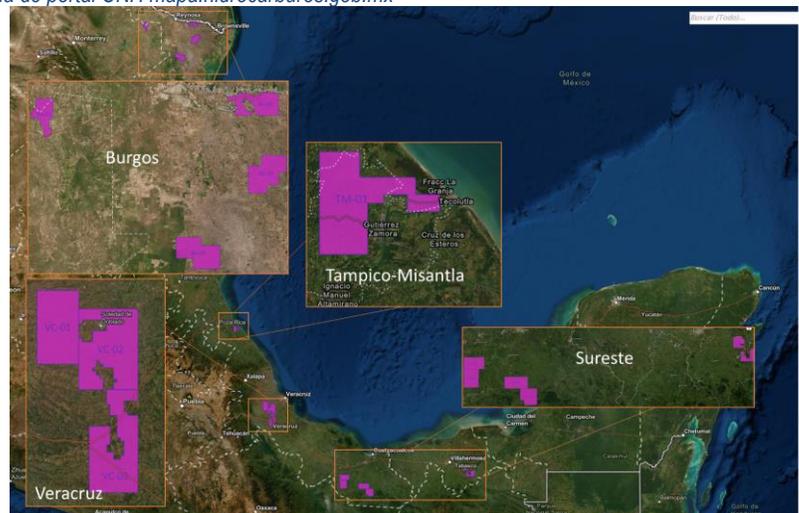


Figura 1.5.3-3 Ronda 2, Licitación 3. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

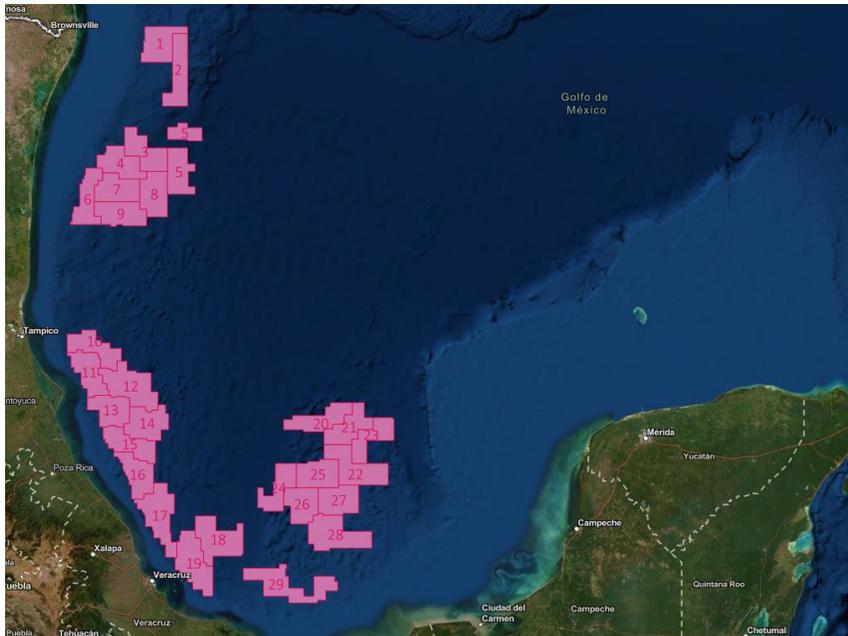


Figura 1.5.3-4 Ronda 2, Licitación 4. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

Cuarta Licitación

Aguas Profundas

Nombre: CNH-R02-L04/2017

Áreas Contractuales: 29

Provincia*: Cinturón Plegado Perdido (9), Tampico Misantla (10), Cuenca Salina (10).

Tipo de contratos: licencia

A.C. con ganador: 19

Licitaciones desiertas: 0

*el número entre paréntesis es la cantidad de bloques en la provincia

1.5.4 RONDA TRES

La Ronda 3 se compone de 3 licitaciones públicas internacionales para la exploración y extracción de hidrocarburos en México dentro de zonas terrestres y aguas someras. El número de áreas contractuales licitadas es de 81 de las cuales 16 ya fueron asignadas y 46 se encuentran en proceso de licitación o canceladas por nuevas regulaciones en el país.

Primera Licitación

Aguas Someras

Nombre: CNH-R03-L01/2017

Áreas Contractuales: 35

Provincia*: Burgos (14),

Tampico-Misantla (13),

Sureste (8).

Tipo de contratos: Licencia

A.C. con ganador: 16

Licitaciones desiertas: 19

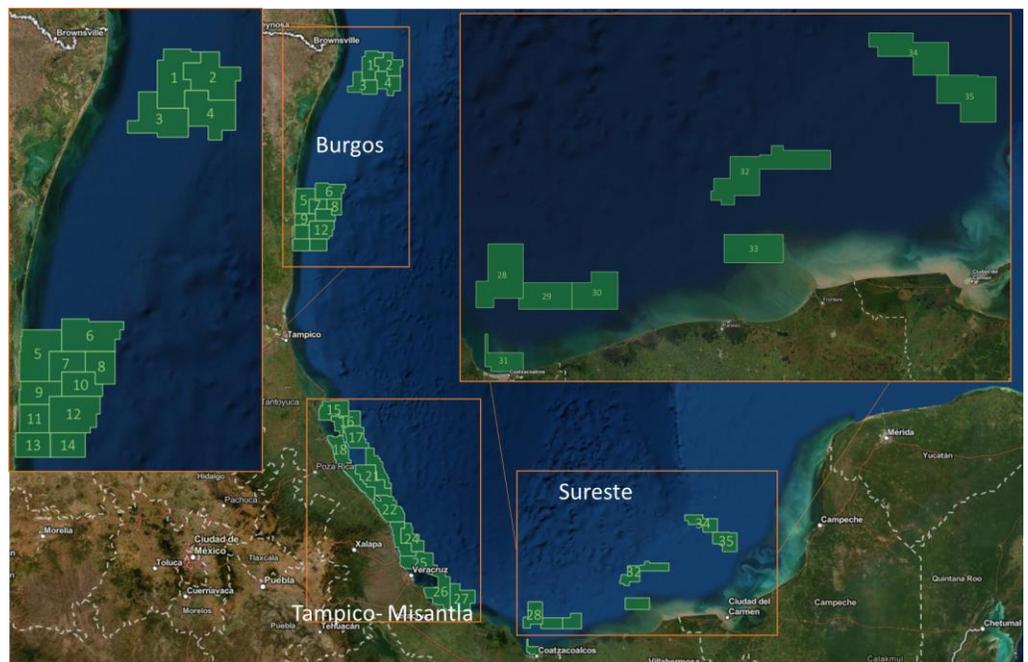
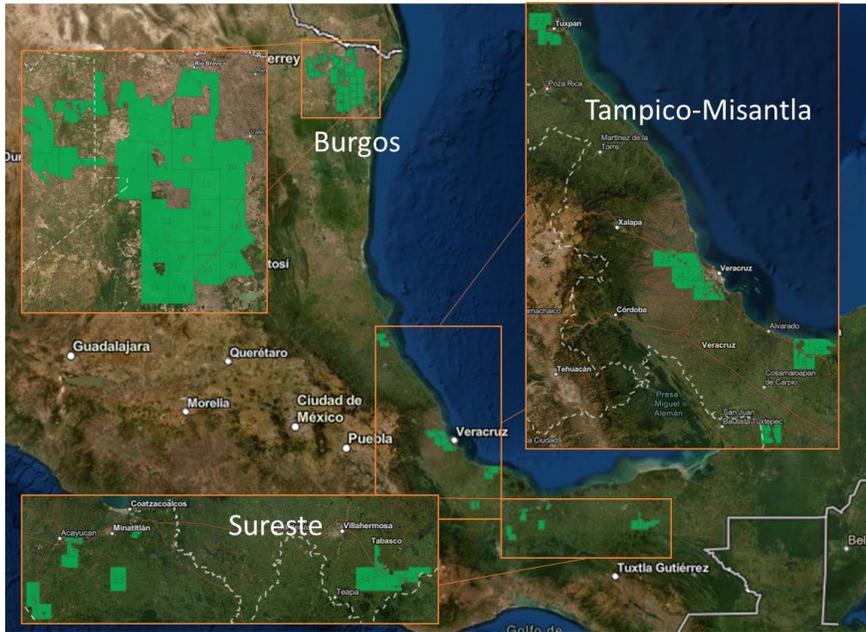


Figura 1.5.4-1 Ronda 3, Licitación 1. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx



Segunda Licitación

Terrestre

Nombre: CNH-R03-L02/2017

Áreas Contractuales: 37

Provincia*: Burgos (21), Tampico-Misantla Veracruz (9), Sureste (7).

Tipo de contratos: licencia

Licitación cancelada (en espera de nuevos resultados)

Figura 1.5.4-2 Ronda 3, Licitación 2. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

Tercera Licitación

Terrestre

Nombre: CNH-R03-L03/2017

Áreas Contractuales: 9

Provincia: Burgos

Tipo de contratos: licencia

Licitación cancelada (en espera de nuevos resultados)

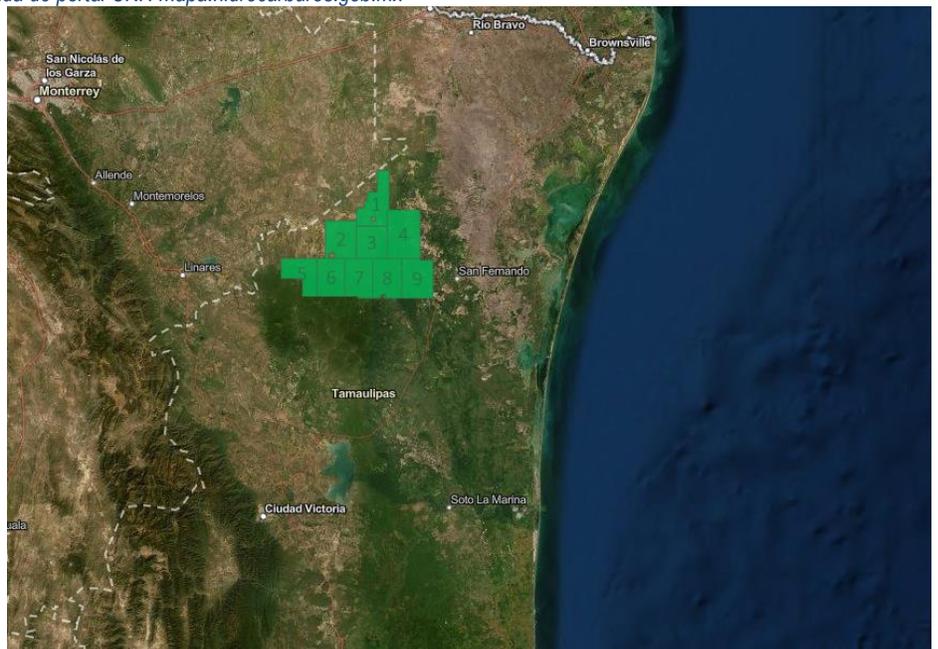


Figura 1.5.4-3 Ronda 3, Licitación 3. Imagen tomada de portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

1.6 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas con cantidades de hidrocarburo que se prevé se pueden extraer y después comercializar se considera el indicador petrolero de mayor importancia. Las reservas deben cumplir con cuatro criterios: deben estar descubiertas, tienen que poder ser recuperables, comerciables y su existencia debe de ser sustentada. La siguiente figura clasifica las reservas de hidrocarburos. (Pemex Exploración y Producción, 2014)¹

¹ PEP (2014). Disponibilidad de Petróleo Crudo y Gas Natural. Informe del resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2014.



Figura 1.5.4-1 Clasificación de reservas de hidrocarburos. (Pemex Exploración y Producción 2012)¹

Las reservas son clasificadas de acuerdo con el nivel de incertidumbre. La incertidumbre depende de la cantidad y la calidad de información que se tenga respecto a datos geológicos geofísicos o de ingeniería. De acuerdo con la U.S *Securities and Exchange Commission* (SEC), las reservas probadas son volúmenes estimados de aceite y gas natural que, mediante datos de geociencias y de ingeniería demuestran con una certidumbre razonable deberán ser recuperados comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales conocidos a una fecha específica. Las reservas probadas se clasifican en desarrolladas y no desarrolladas.

Las reservas desarrolladas son aquellas que pueden ser recuperadas de pozos existentes, y en el caso de que aquellas reservas requieran utilizar recuperación secundaria y/o mejorada la infraestructura necesaria debe de estar instalada o que la inversión para realizar dicha operación sea mínima, de otra forma esta no se consideraría reserva desarrollada.

Las reservas no desarrolladas son aquellas que se espera serán recuperadas mediante la perforación de nuevos pozos o en aquellas áreas en donde se requiere invertir una cantidad de dinero relativamente grande en pozos existentes con la finalidad de aumentar su producción y transportar el hidrocarburo.

De acuerdo con la Strategic Petroleum Reserve (SPR), en los años 70, México llegó a posicionarse en el 4to lugar en dentro de los países con las reservas más grandes del mundo en la actualidad México se encuentra en la posición #19.

¹ Pemex. (2012). Incorporación de reservas de gas y aceite e incremento de producción 2006-2012.

Tabla 1-8 Países con la reserva de Hidrocarburo más grande del mundo. (abril 2018)¹

Posición	País	MMb
1	Venezuela	300,878
2	Saudí Arabia	266,455
3	Canadá	169,709
4	Irán	158,400
5	Irak	142,503
6	Kuwait	101,500
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800
8	Rusia	80,000
9	Libia	48,363
10	Estados Unidos	39,230
11	Nigeria	37,062
12	Kazajistán	30,000
13	China	25,620
14	Katar	252,400
15	Brasil	12,999
16	Algeria	12,200
17	Angola	8,273
18	Ecuador	8,273
19	México	7,640
20	Azerbaiyán	7,000

A principios de 2019 la CNH reportó reservas 1P de 7.897 millones de barriles, manteniendo la posición #19, aunque de acuerdo con la producción diaria, México tiene una mejor posición (ver tabla 1-9).

Tabla 1-9 Ranking de países con mayor producción de diaria. Fuente: World Population Country (2019)²

Posición	País	Producción de Petróleo (MMbpd)
1	Estados Unidos	12.108
2	Rusia	10.835
3	Saudí Arabia	9.58
4	Irak	4.62
5	Canadá	4.129
6	China	3.823
7	Emiratos Árabes	3.068
8	Kuwait	2.652

¹ Callejas, L. (16 de agosto de 2018). Almacenamiento estratégico de reservas, ¿México necesita un plan de almacenamiento estratégico? Oil & Gas Magazine. Tabla modificada In the businessinsider.es

² World Population Review. (2019). Oil Producing Countries. 11 de abril de 2019

9	Brasil	2.604
10	Irán	2.213
11	Nigeria	1.948
12	México	1.698
13	Kazajistán	1.634
14	Katar	1.51
15	Noruega	1.398
16	Angola	1.259
17	Reino Unido	1.082
18	Libia	1.078
19	Argelia	1.032
20	Omán	0.97
21	Venezuela	0.906
22	Colombia	0.89
23	Azerbaiyán	0.769
24	Indonesia	0.759
25	India	0.677

Derivado de lo anterior muchos países han realizado proyectos de almacenamiento estratégico de reservas de petróleo¹, por el constante cambio en el precio de este. Según Rakesh Upadhyay, escritor de la consultora Divergente LLC, publicó que EUA posee la posición número 1 en almacenamiento de reservas de crudo de emergencia, con una capacidad de almacenamiento promedio de 660 MMbbl de petróleo crudo, seguido por China quién en 2017 invirtió cerca de \$28.8 millones de dólares para lograr una capacidad de almacenamiento de 511 MMbbl (de acuerdo con JPMorgan Chase & Co.).

Japón ocupa el tercer lugar en SPR, con cerca de 324 MMbbl, reportados a finales de 2018, seguido por Korea del Sur con una capacidad de 146 MMb. En 2017 países como China e India invirtieron en aumentar sus SPR, en el caso de la India se invirtió cerca de 1,200 millones de dólares en terminales de almacenamiento durante el periodo de 2018 a 2022 y así lograr una capacidad de 198.8 MMbbl.

	Capacity in mn cubic meters	Capacity in mmbbl	Net import cover (days)	Status	Completion schedule announced at NPC 2016	Previous expectations
SPR phase I	16.4	103	15	Filled	end 2008	end 2008
* SPR phase II	28.0	176	26	Partially filled	2020	before 2020
SPR II - filled	12.2	77	11	Filled	2014	2014
SPR II - under construction	15.8	99	15	Under construction	by 2020	by 2020
** SPR phase III	36.9	232	35	Planned (not started)	After 2020	end 2020
Total	81.3	511	77			

Note: * SPR Phase II capacity is based on media reports quoting Peng Yuan, deputy head of China Petroleum Enterprise Association (Nov 2015);
 ** SPR Phase III capacity is based on April 2015 Bloomberg report quoting Gao Shixian, deputy head of NDRC Energy Research Institute

Source: National People's Congress (NPC) 13th FYP, Bloomberg, J.P. Morgan

Figura 1.5.4-2 Capacidad de SPR e China. Fuente: JPMorgan Chase & Co. 2018

¹ Del inglés SPR (Strategic Petroleum Reserves).

2. CAMPOS MARGINALES

2.1 DEFINICIÓN DE CAMPOS MARGINALES

La Real Academia Española define marginal como algo “pertenciente o relativo al margen”; otra definición de la RAE es que marginal “es un elemento que es secundario o poco importante”, por lo que los campos marginales podrían ser definidos como aquellos campos que fueron desplazados o puestos en segundo plano en algún tiempo.

Los campos marginales al encontrarse abandonados y en segundo plano se encuentran clasificados en recursos contingentes.¹ De tal manera que dentro del alcance de este trabajo busca incluirse la definición para su uso dentro de la industria petrolera, quedando expuesta de la siguiente forma.

Campo Marginal:

“Es un campo que por diversas decisiones técnico-económicas fue puesto en un plano secundario para su desarrollo de explotación y producción, que además se encuentra en abandono temporal o en proceso de abandono”.

2.1.1 CAMPOS MARGINALES BAJO RÉGIMEN FISCAL.

Dentro de las decisiones geopolíticas energéticas que se llevan a cabo en nuestro país, se ha hablado de la inclusión de la definición de campos marginales desde antes el 2000 y a principios de 2005, pero no fue hasta el año 2011 cuando se hizo pública la existencia de los campos marginales en México.

El 1º de enero de 2011 se realizaron nuevas modificaciones a la Ley Federal de Derechos² (LFD), incluyendo una nueva fuente de extracción nombrada como campos marginales que aplicaba solo a la perforación y producción de los paleocanales de Chicontepec y de las aguas profundas del Golfo de México. En ese mismo año la Secretaría de Hacienda y Crédito Público³ (SHCP) en el artículo 257 Quáter⁴ de la LFD autoriza el inventario de campos marginales en donde predispone que, si Pemex quisiera explorar, perforar o poner a producción un campo de este tipo (este activo o no), primero tiene que realizar una estimación de costos de producción y desarrollo, así como las reservas calculadas sea un campo productor de gas o de aceite. El 11 de agosto de 2014 se DEROGA⁵ el capítulo XII de la LFD que comprende los artículos de 254 a 261, los cuales correspondientes al tema de Hidrocarburos, para ser distribuidos dentro de la después

¹ Volumen de hidrocarburo estimado, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial, debido a una o más razones.

² Ley Federal de Derechos. Diario Oficial de la Federación, México. 9 de abril de 2012.

³ La SHCP tiene como objetivo proponer, dirigir y controlar la política económica del Gobierno Federal en materia financiera, fiscal, de gasto, de ingreso y deuda pública, así como de estadísticas, geografía e información, con el propósito de consolidar un país con crecimiento. (según la propia SHCP)

⁴ Según la RAE, indica que este se emplea o se adjudica por cuarta vez y tras haberse utilizado el mismo número adjetivado con ter.

⁵ Se refiere a que deja de tener efecto la norma jurídica o que se cambió a alguna parte. Para este caso como se mencionó los artículos del 254 al 261, fueron distribuidos en la Ley de Hidrocarburos, aunque, no de la misma manera que se encontraban en la LFD.

nombrada Ley de Hidrocarburos, Para fines del presente estudio se utilizará la LFD para indicar la existencia del inventario de campos marginales.

Para los efectos del artículo 258 Quáter de la LFD para noviembre de 2010 se dispuso que en el inventario de campos marginales se integrara por los campos abandonados y en proceso de abandono. De tal forma que para el 1º de enero de 2011 el inventario de campos marginales quedo conformado por los siguientes campos:

a) En el área de Magallanes-Cinco Presidentes:

1. Balsillo
2. Cinco presidentes
3. La Venta
4. Magallanes
5. Ogarrio
6. Otates
7. Rodador
8. San Alfonso
9. San Ramón

b) En el área de Arenque:

1. Arenque
2. Atún
3. Bagre
4. Carpa
5. Escualo
6. Isla de Lobos
7. Jurel
8. Lobina
9. Marsopa
10. Mejillón
11. Morsa
12. Ñayade
13. Tiburón

c) En el área de Altamira:

1. Altamira
2. Barcodón
3. Cacalilao
4. Corcovado
5. Ébano
6. Limón
7. Pánuco
8. Salinas
9. Tamaulipas Constituciones
10. Topila

El 7 de octubre de 2014 la SHCP hizo pública la información de un inventario de campos marginales correspondientes al año 2012, 2013 y 2014, distribuidos de la siguiente manera. Para tales adiciones al inventario, la CNH considero agregar a los campos que resultaron desiertos de las licitaciones públicas internacionales de las rondas 1, 2 y 3. (Ver tabla 2-1)

Tabla 2-1 Inventario de campos marginales, solicitud de información a Secretaría de Hacienda y Crédito Público. INAI (2014)¹

Año	Ubicación	Campo
2012	Región Norte	San Andrés
		Remolino
		Tierra Blanca
		Potrero del llano
		Horcones
		Hallazgo
		Cerro Viejo
		Temapache
		Alazán
		Vara Alta
	Región Marino Suroeste	Kach
		Amoca
		Alak
		Tecoalli Ichalkil
2013	Región Norte	Álamo San Isidro
		Jiliapa
		Poza Rica
		Sur de Amatlán
	Región Marina Suroeste	Tolon
2014	Región Suroeste	Misión
		Nak

A pesar de que existe poca información de los campos marginales tanto en México como en otros países, algunos autores han buscado definir claramente lo que involucra un campo marginal, aunque esta puede definirse de diferente manera tanto a nivel de yacimiento como de superficie, por lo que, enfocándonos claramente a lo mencionado por la SHCP, así como la información obtenida de la LFD, se busca incluir una mejor definición y concepto de lo que incluye a estos campos.

¹ Información recopilada de la Solicitud de información a Secretaría de Hacienda y Crédito Público. folio: 0000600227814. (07 de octubre de 2014). Inventarios de campos marginales. Fuente: INAI.

2.2 RAZONES PARA INCLUSIÓN AL INVENTARIO DE CAMPOS MARGINALES.

Los campos marginales forman parte de los campos maduros¹, y son aquellos que se encuentran activos, abandonados o en proceso de abandono; se cuenta con una exploración previa, registros geofísicos, se sabe que tiene contenido de hidrocarburos, pero no está produciendo por diversos factores que influyeron en la explotación del campo. dichos factores se enlistan a continuación.

1. Volumen.
2. Infraestructura.
3. Problemas socioambientales.

La falta de inversión económica es la principal causa para abandonar un pozo, pero esta causa va aunada a cualquier otra de las antes mencionadas. Los recursos económicos que son previstos para cualquier plan de explotación son proporcionados mediante el cálculo de los ingresos que se obtendrían al comercializar la cantidad de reservas en un yacimiento, es decir el valor que tendría el yacimiento a la fecha del cálculo de su valor comercial. Aunque un solo factor no es razón suficiente para abandonar un campo, dos o más si lo son.

1. Volumen

El presupuesto que se otorga para el desarrollo de un campo petrolero parte del cálculo de reservas sea productor de aceite o gas. Siempre se busca obtener aceite o gas de buena calidad al tratarse de un proyecto de explotación las inversiones pueden parar debido a la producción reportada, ya que de la producción y el precio del barril dependen los ingresos² que se obtienen por la venta del crudo o gas. La producción de un campo deja de ser rentable si los gastos de operación superan a los ingresos lo cual provocará el abandono temporal o permanente del campo.

2. Infraestructura

En cuanto a infraestructura se refiere, el campo puede contar con una reserva favorecedora a un programa de explotación, pero si no se cuenta con un buen diseño de transporte y almacenamiento, su plan de explotación se aplazará hasta que se cuente con tal diseño, en posicionará al campo a posicionarse en abandono temporal. Como solución en ocasiones lo que se hace es llevar la producción al campo más cercano, esto con la finalidad de reducir la inversión.

3. Problemas Socioambientales

Hablar de conflictos sociales es remontarse a los primeros años de la explotación petrolera, ya que los problemas sociales eran bastante comunes en aquella época. Los primeros conflictos comenzaron al despertar el instinto nacionalista, el petróleo constituye un recurso estratégico para la economía mexicana.

¹ Los campos maduros son aquellos que alcanzaron su punto máximo de producción y se encuentran en una etapa de declinación de la producción, cerca del 98% de los campos petroleros se encuentran clasificados como campos maduros.

² El ingreso bruto en la industria petrolera se calcula: ingresos= volumen [bl] * precio [\$]

El gobierno al retirar a las empresas extranjeras con la Expropiación Petrolera, estas abandonaron y ocultaron una cantidad desconocida de pozos.

Pozos cerca de comunidades o fueron cancelados por la contaminación y el riesgo que provocaba tenerlos ahí. Hoy en día se puede perforar, pero se requiere contar con un Permiso Evaluación de Impacto Social (EviS) y una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), en donde se estudia y se prevén posibles riesgos que se podrían tener en dicha área, así como contar con planes de contingencia. Existen campos de este tipo; si bien algunos no registrados, se sabe cuentan con volumen de hidrocarburos considerables los que pueden ser desarrollados y explotados.

Los problemas ambientales están relacionados a la contaminación del medio ambiente y a la afectación de reservas naturales. En estos casos podemos encontrar afectaciones a zonas de plantación, afectación en manglares, zonas arqueológicas o ceremoniales y a cualquier área que sea considerada como reserva natural. En el pasado era práctica común después de terminar un pozo, desecharan los recortes, lodo de perforación, cemento o incluso fierros convirtiendo la zona en un verdadero desastre ecológico.

2.2.1 CASOS DE CAMPOS MARGINALES

El tema de campos marginales se ha discutido en los años 2000 y 2005 e inclusive algunos investigadores¹ han indagado en definir el concepto de campo marginal. La mayoría indican que existen diferentes consideraciones para definirlo, mencionando que un campo puede ser marginal a nivel superficie o yacimiento.

Se analizarán los campos marginales enlistados dentro de la LFD, siendo más específico 3 campos, Cinco Presidentes, San Ramón y Arenque, con la finalidad de considerar diferentes opciones para su desarrollo.

La investigación se realizó solo con información de libre acceso, logrando así un amplio panorama de posibles programas de aprovechamiento de campos marginales. Existen casos en donde la mayoría de los campos se encuentran abandonados o en proceso de abandono, para algunos inclusive se cree están mal clasificados llegando a tener campos agotados dentro de la lista de marginales.

¹ Autores como el Ingeniero Gaspar franco con su investigación en “Érase una vez las licitaciones petroleras de México”, o Palestra, Development of marginal fields market. Monteiro, R. N.; Chambiard, M. 17th World Petroleum Congress, 2002. Entre otros.

2.2.2 CINCO PRESIDENTES (CP)

Este campo¹ fue descubierto el 1 de mayo de 1960 con la perforación del pozo Yauteco-1. Actualmente forma parte de la unidad de negocios del Activo Integral de Cinco Presidentes. El campo se encuentra ubicado en la parte suroccidental del estado de Tabasco. A nivel superficial el campo cuenta con un área aproximada de 167.1 km² y la zona de interés petrolero es la provincia geológica de las cuencas terciarias, donde la principal formación productora es “El Encanto” conformada por arenas y areniscas del Mioceno.

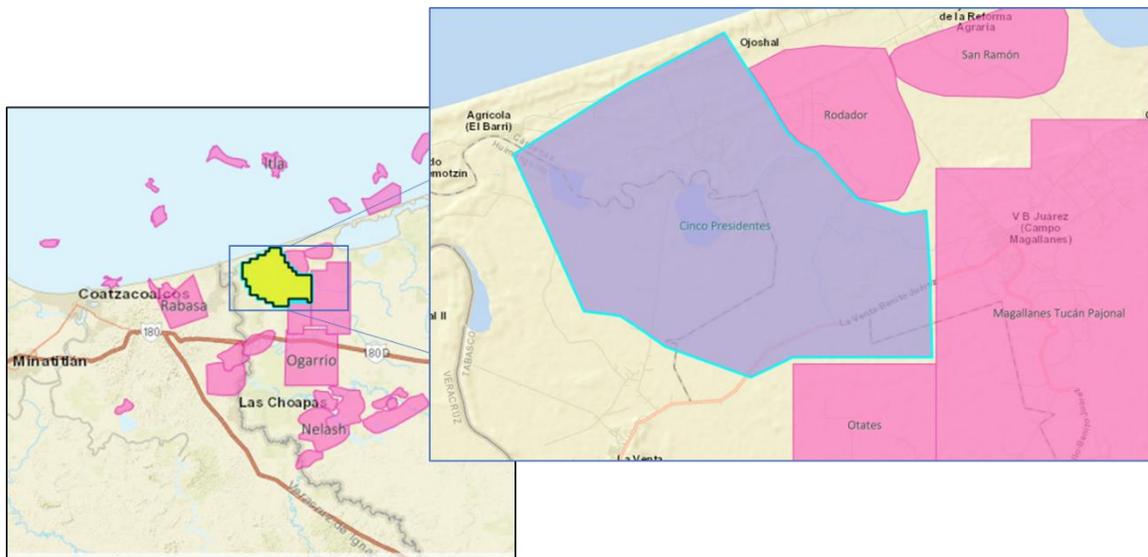


Figura 2.2.2-1 Campo Cinco Presidentes. Fuente: CNH.

La historia de producción de este campo ha sido el enfoque de diferentes casos de estudio, ya que, en este campo se han implantado sistemas artificiales de producción por bombeo neumático (BN) en 1967, proceso que aumentó significativamente la producción, además de implementar métodos de Recuperación Secundaria mediante la inyección de agua desde el año 1967.

El hidrocarburo que se produce en este campo es aceite ligero de entre 29.5° - 33.6° API. El campo inicio su producción con solo 302 bpd y en 1977 con una inyección promedio 36,494 bpd de agua, se alcanzó una producción de 1,592 bpd de aceite, al no obtener buenos resultados, el programa de inyección de agua fue suspendido brevemente. Siendo el año 2019 el campo cuenta con 328 pozos (fuente CNH) la mayoría abandonados. Actualmente Pemex cuenta con la asignación del campo para explotación (A-0092-M-Campo Cinco Presidentes) y a partir de la Reforma Energética, Pemex solo ha perforado un pozo: el CP-937-DES, terminado en mayo de 2018, si bien es cierto que se han realizado reparaciones mayores en algunos pozos, a mediados de 2019 se dejó de invertir en estos procesos a razón de que en la mayor parte de los pozos en los que se aplicaron RMA no aumentaron su producción e inclusive en algunos casos la producción disminuyó.

¹ Refiriéndose al campo Cinco Presidentes, el cual fue nombrado así ya que el día de la inauguración de la planta de absorción de la Venta, 18 de marzo de 1963 en la ciudad de Huimanguillo se contó con la presencia del Lic. Adolfo López Mateos, presidente de México en aquel tiempo y los expresidentes: El Gral. Lázaro Cárdenas del Río, el Lic. Adolfo Ruíz Cortines, el Lic. Miguel Alemán Valdez y el Gral. Abelardo L. Rodríguez.

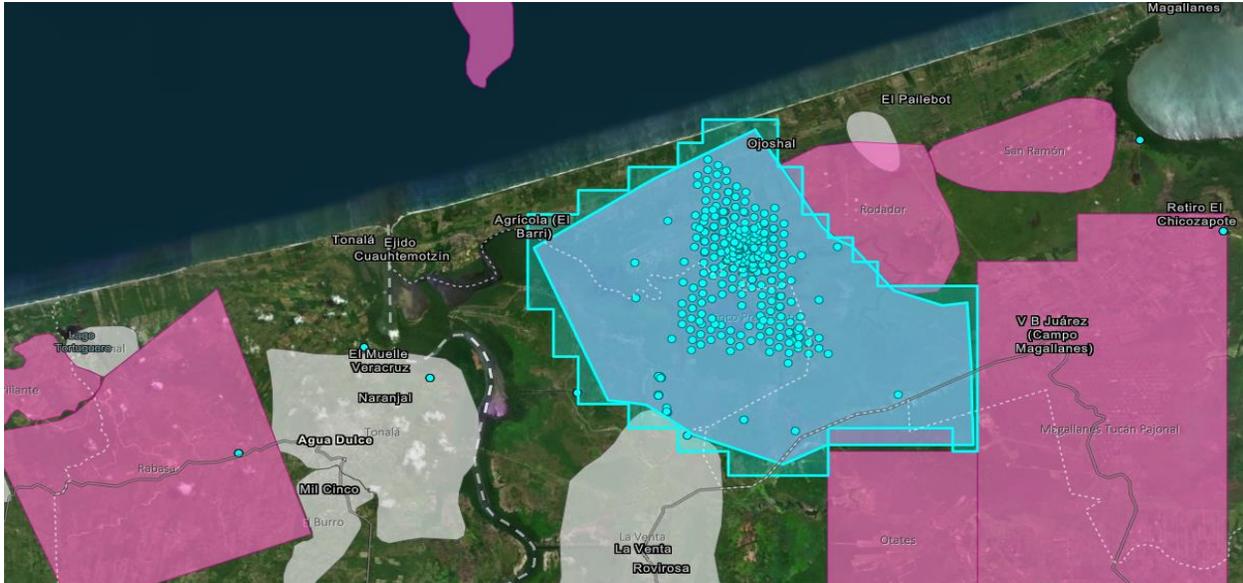


Figura 2.2.2-2 Localización de pozos en Cinco Presidentes. Imagen tomada de portal CNH; mapa.hidrocarburos.gob.mx

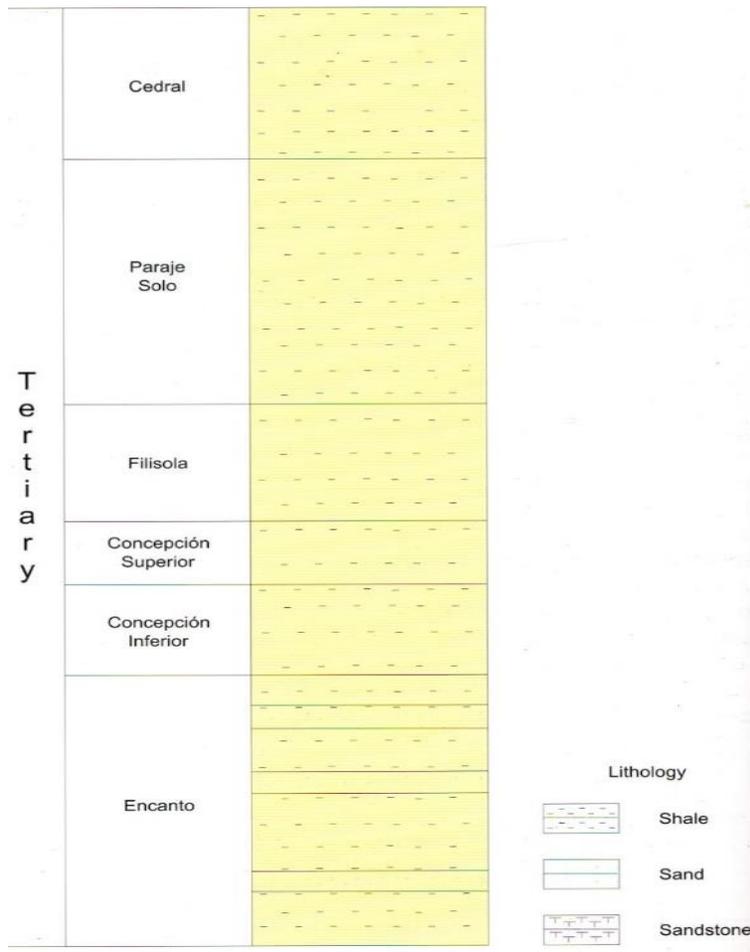


Figura 2.2.2-3 Columna geológica típica de campo Cinco presidentes. Fuente: Pemex. (1999). Hydrocarbon Reserves of Mexico: Major Oil and Gas Fields of Mexico. Volume II

Uno de los factores que propició a que este campo se encuentre en proceso de abandono es la “falta de inversión”, y conjuntamente los “problemas socioambientales”, fueron otro detonante para su clasificación como campo marginal. En la zona geográfica donde se encuentra el campo, se encuentra habitada mayormente por una población dedicada a la agricultura y/o a la ganadería, asimismo la densidad poblacional de 7 personas por cada km², tal como se muestra en la tabla 2-2. Anteriormente no se contaba con el mismo control y regulación que se tiene hoy en día por lo que debido a la contaminación, los habitantes se opusieron a los proyectos de exploración en aquella época.

Tabla 2-2 Ocho localidades para Evaluación de Impacto Social. Fuente: Sener (2018).

Entidad	Municipio	Cve Loc	Localidad	Tipo de localidad	Grado de marginación 2010	Pob. Total	F	M
Tabasco	Cárdenas	17	El Bari 2da. Sección	Rural	Alto	92	46	46
Tabasco	Cárdenas	89	El Yucateco	Rural	Alto	947	469	478
Tabasco	Cárdenas	158	Miguel Hidalgo	Rural	Muy alto	12	5	7
Tabasco	Huimanguillo	490	Panga nueva	Rural	Alto	48	24	24
Tabasco	Cárdenas	139	El Arrozal	Rural	ND	2	-	-
Tabasco	Huimanguillo	486	Margarito Zapata	Rural	ND	7	-	-
Tabasco	Huimanguillo	489	Nueva Esperanza	Rural	ND	4	-	-
Tabasco	Huimanguillo	573	Emporio	Rural	ND	6	-	-
<i>Total</i>						1118		

A pesar de que este campo se encuentra clasificado como marginal y la mayoría de los pozos están abandonados, el campo se encuentra en proceso de asociación o Farmout¹ (fuente Proyectos México) para un programa de extracción; Cuenta con un paquete de información bastante completo, como: registros, gravimetría estructural, secciones sísmicas y modelos geológicos tridimensionales. Dentro de los requisitos que se necesitan para esta asociación con Pemex se encuentra un 100% de inversión por parte de la empresa que esté interesada requisito que dificulta el interés por parte de alguna empresa privada. A pesar de que se solicita esta inversión tan grande, un farmout para este campo sería una buena opción.

Tabla 2-3 Reservas remanentes al 1 de enero de 2017. Fuente: CNH

Concepto	Unidad	1P	2P	3P
Aceite	[MMB]	23.9	30.3	32.2
Gas	[MMMPC]	35.3	46.4	47.8
Petróleo crudo equivalente	[MMB]	28.8	39.5	41.0

Tabla 2-4 Reservas A-0092-M-Campo Cinco Presidentes al 1 de enero de 2019. Fuente: CNH

Concepto	Unidad	1P	2P	3P
Aceite	[MMB]	11.71	15.24	15.99
Gas	[MMMPC]	17.72	25.33	26
Petróleo crudo equivalente	[MMB]	15.49	20.64	21.54

¹ Dentro de la industria petrolera, un Farmout es, una asociación estratégica entre la empresa que tiene los derechos de exploración y producción con una tercera (o varias empresas) a la que se le seden algunos de estos derechos.

2.2.2.1 OBSERVACIONES

2.2.2.1.1 INFRAESTRUCTURA

A pesar de que existen 328 pozos, actualmente los pozos que se encuentran operando en el campo (diciembre de 2018) son solo 36 pozos. Los 36 pozos que se encuentran operando fueron perforados entre 2008 – 2018. Los pozos que tienen mayor producción fueron terminados a mediados del 2018 y su producción oscila entre 300-1000 bpd (por cada pozo). Esto no quiere decir que no se tengan pozos operando con más antigüedad.

Como se observar en la tabla 2-5 la mayoría de los pozos activos se encuentran produciendo en arenas y areniscas de la formación el “Encanto”, otra parte de los pozos producen de la formación “Concepción inferior” y “Concepción superior”.

Tabla 2-5 Pozos operando en Cinco Presidentes. Fuente: CNH (diciembre 2018)

Pozo	API	Qo bpd	Qg MMpcd	Qw bpd	Año de terminación	Prof. Total m	Formación
CP-959	29.5	985.01	0.8517	68.17	2018	3,629	Encanto
CP-937	29.5	431.04	0.4102	139.19	2018	--	---
CP-935	29.5	350.98	0.2542	25.16	2018	3,076	Encanto
CP-911	29.5	304.88	1.6690	0.00	2009	2,383	Concepción inf.
CP-939	29.5	300.84	0.2384	6.29	-	-	--
CP-932	29.5	300.44	0.3595	49.91	2011	3,019	Encanto
CP-938	29.5	282.04	0.2715	157.25	2015	2,757	Encanto
CP-913	29.5	278.80	0.1231	0.00	2009	2,610	Encanto
CP-803	29.5	256.97	0.2463	18.87	2015	2,524	Encanto
CP-924	29.5	234.73	0.4584	294.00	2009	2,622	Encanto
CP-956	29.5	194.50	0.4544	54.78	2015	3,342	Encanto
CP-908D	29.5	181.76	0.2686	6.29	2015	2,492	Encanto
CP-912	29.5	168.01	0.2169	19.68	2008	3,048	Encanto
CP-43D	29.5	150.82	0.1370	66.75	1963	2,025	Concepción sup
CP-28	29.5	149.01	0.2700	50.32	1964	2,275	Concepción inf.
CP-904	29.5	144.15	0.3076	12.58	2008	2,465	Encanto
CP-919	29.5	125.35	0.0913	18.87	2012	2,515	Encanto
CP-921	29.5	100.28	0.0444	88.06	2012	2,742	Encanto
CP-922	29.5	90.88	0.0390	132.09	2012	2,684	Encanto
CP-957	29.5	87.75	0.1594	37.74	2015	2,908	Encanto
CP-910	29.5	85.32	0.3366	88.46	2009	2,445	Encanto
CP-915	29.5	75.21	0.0695	44.03	2009	3,108	Encanto
CP-917	29.5	75.21	0.0522	56.61	2009	2,317	Concepción inf.
CP-936	29.5	75.21	0.2105	44.03	2014	2,837	Encanto
CP-928	29.5	70.56	0.0453	171.24	2011	2,587	Encanto
CP-173D	29.5	58.83	0.0270	36.52	1982	3,050	Encanto
CP-918	29.5	56.41	0.0787	132.09	2012	2,688	Encanto

CP-906	29.5	50.14	0.3851	69.19	2008	2,307	Concepción inf.
CP-2	29.5	49.33	0.0240	0.00	-	-	---
CP-12	29.5	43.87	0.0348	0.00	1961	2,600	Encanto
CP-173	29.5	32.55	0.0306	3.25	1964	2,850	Encanto
CP-160T	29.5	31.34	0.0174	0.00	1978	2,618	Encanto
CP-165	29.5	25.07	0.0564	69.19	1964	2,375	Concepción inf.
CP-29C	29.5	20.82	0.0096	5.07	1964	2,277	Concepción inf.
CP-71T	29.5	12.94	0.0127	0.00	1964	3,005	Encanto
CP-905	29.5	9.10	0.0061	0.00	2008	3,065	Encanto

Los pozos tienen mayor producción se encuentran ubicados al sureste del campo, tratándose también de los pozos más recientes como lo son CP-959/956/957/955/937/920.

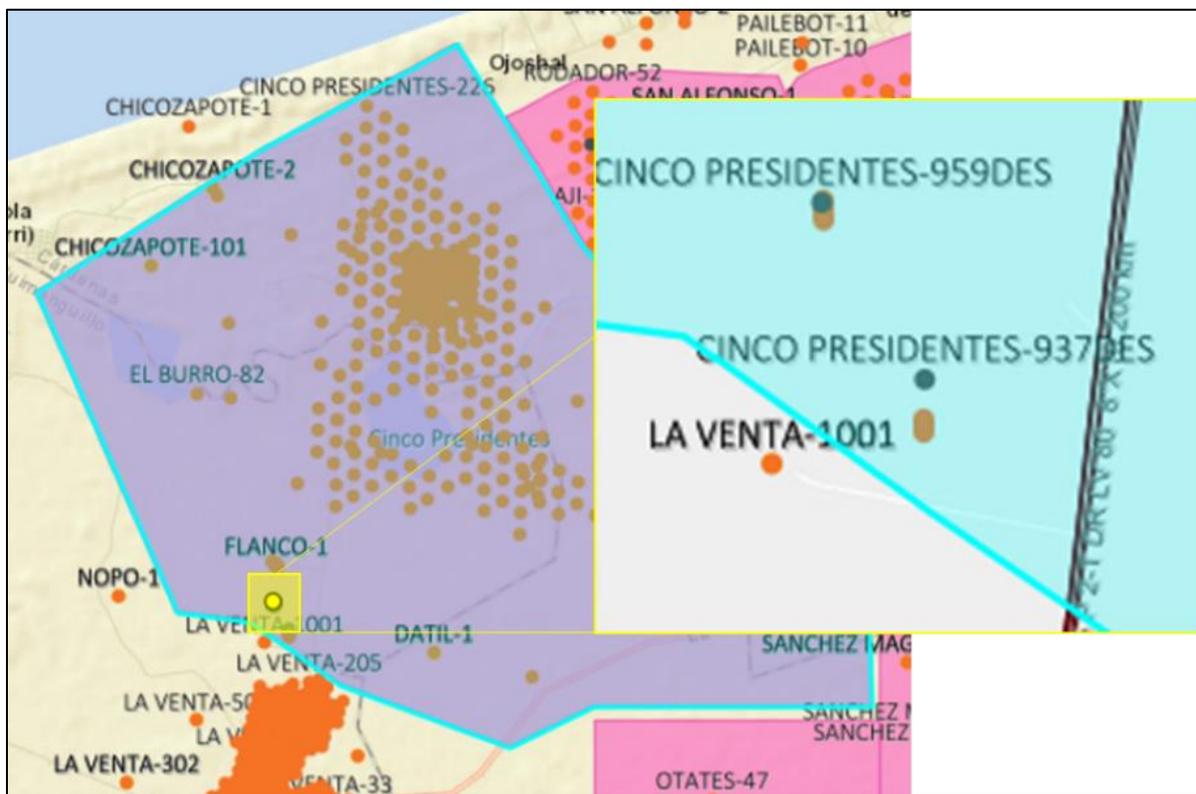


Figura 2.2.2-4 Pozos con mayor producción en campo Cinco Presidentes. Imagen tomada de portal CNH; mapa.hidrocarburos.gob.mx

Dentro de la infraestructura existente en el campo se cuenta con tres baterías de separación¹, una estación de compresión y una planta de inyección de agua prioritariamente distribuidas en la parte central del campo.

¹ Las baterías de separación son instalaciones que se encargan de la separación de fase líquido-gaseosa de mezcla de hidrocarburos provenientes de los pozos productores.

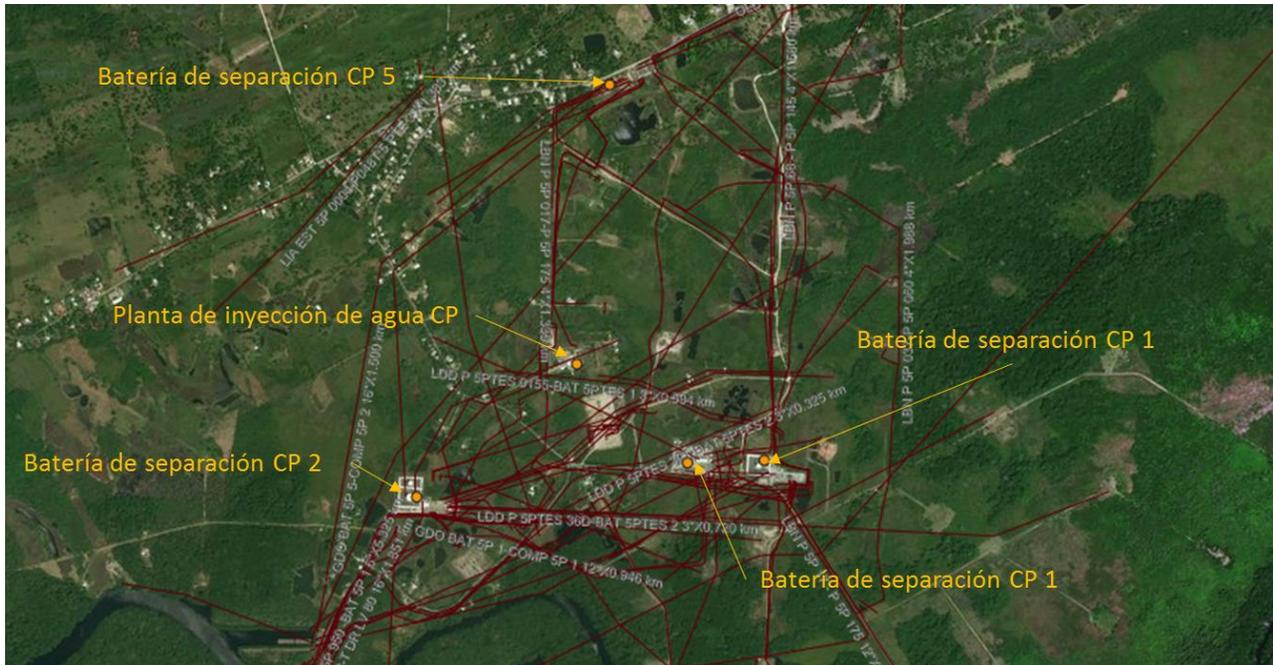


Figura 2.2.2-5 Infraestructura en 5 presidentes. Imagen tomada de portal CNH; mapa.hidrocarburos.gob.mx

Las baterías de separación CP-1 y CP-2 se encuentran operando, recibiendo aceite ligero de los pozos productores. La batería de separación CP-5 se encuentra fuera de operación “definitiva”. La planta de inyección de agua, al igual que las baterías 1 y 2 se encuentra operando, la planta inyecta agua congénita proveniente de la producción de los pozos, además se encuentra conectada al Complejo Procesador de Gas de La Venta (CPGLV) mediante un salino ducto de 15.2 km de longitud. La estación de compresión está operando con gas natural proveniente de la batería de separación 2.

2.2.2.1.2 PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO PLANEADOS

En 2016 dentro del programa de sustentabilidad de Pemex se propuso un programa piloto de recuperación mejorada, el cual consistía en la inyección de CO₂ proveniente de la producción de las plantas de amoníaco de Cosoleacaque¹. El estudio de captura y almacenamiento del CO₂ fue desarrollado por el Ministerio de Economía, Comercio e Industria (METI) de Japón; Pemex tomó los estudios y desarrolló un análisis de captura de carbono en la zona de Minatitlán y Coatzacoalcos, así como la captura de CO₂ en la reformadora de amoníaco de Cosoleacaque. (Ver figura 2.2.2-6).

Dicha propuesta cuenta con algunos aspectos importantes que detienen la implementación de un proyecto de recuperación mejorada, tales como el volumen requerido de CO₂, su abastecimiento y su costo, ya que, previamente se había realizado un estudio semejante al realizado por el METI. El estudio que se llevó a cabo en 2015 para un programa de inyección de CO₂ en el campo “Brillante”² (Arteaga, M. Pemex) demuestra las dificultades. El proyecto propone una inyección aproximada de 15 MMpcd de CO₂ logrando alcanzar una producción de 5,900 bpd, y así lograr una producción acumulada de 5.2 MMb de aceite.

¹ El CO₂ producido en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque se considera limpio ya que contiene 98% de CO₂ y lo demás es O₂, H y N molecular.

² Campo que también forma parte del Activo Integral Cinco Presidentes, aunque más cerca del CP Pajaritos, Minatitlán y el CP Cosoleacaque que el campo 5P.

Dentro de la infraestructura necesaria para el proyecto destacan: 1) diseñar y ejecutar una red de carbonoductos para el transporte de CO₂; 2) construcción de líneas de descarga y cabezales de recolección; 3) sistema de compresión para la inyección de CO₂ y 4) La reparación de pozos, tomando en cuenta que al inyectar CO₂ las tuberías y accesorios deben ser fabricadas con materiales especiales para evitar la corrosión y operaciones de riesgo (norma NOM-007-SECRE-2010 para transporte y la NRF 48 para zonas de riesgo). Dentro del presupuesto que se estimó para el programa de inyección de CO₂ en el campo brillante se consideró una prueba Huff and Puff¹ y una prueba piloto.

Tabla 2-6 Recursos económicos requeridos. Fuente: *Inyección de bióxido de carbono en el campo Brillante*, p.p. 608-623

Actividad	\$ Costo (MMpesos)
<i>Estudios</i>	20
<i>Pozos</i>	210
<i>Ductos</i>	80
<i>Compresión</i>	130
<i>Calentador CO2</i>	50
<i>Planta de separación</i>	215
<i>Prueba Huff and Puff</i>	10
<i>Prueba piloto</i>	180
<i>Total</i>	895

En la tabla 2-6 se considera un costo aproximado solo una prueba piloto, que además requiere un volumen de inyección de CO₂ relativamente pequeña en comparación el programa de por inyección de CO₂ alternada con agua, ya que, al implementar una inyección de CO₂ se tendría que considerar una inyección de cuando menos 30 MMpcd, suponiendo que la planta que abastezca al sistema cuente con la capacidad de generación. La cantidad de volumen requerido elevaría considerablemente los costos de operación.

Ahora bien, si un proyecto parecido al analizado para el campo Brillante se aplicara para Cinco Presidentes los costos aumentarían. Como se muestra en la figura (2. 2. 2-7) el campo Cinco Presidentes se encuentra a casi el doble de distancia de las instalaciones donde se produce CO₂, en comparación con Brillante. Aunado a esto, el CO₂ que se produce en las plantas de amónico de Cosoleacaque² (el cual se considera de mejor calidad) es bastante costoso y la producción diaria es de alrededor de 1.5 toneladas de CO₂ por día, con un costo que oscila de entre 7 – 9 dólares por kilogramo (dependiendo la calidad). La producción del subproducto del CO₂ se comercializa con las compañías refresqueras y productoras de hielo seco locales (información recabada con gerente de planta de amónico).

¹ Huff and Puff, del inglés soplar y resoplar, en el sector energético una prueba Huff and Puff consiste en un método de la inyección cíclica de gas o vapor (comúnmente usados) aunque en este caso es la inyección cíclica intermitente de CO₂ alternado con agua.

² Al mes de junio de 2019 se encuentran produciendo 2 plantas de amoniaco en Cosoleacaque.

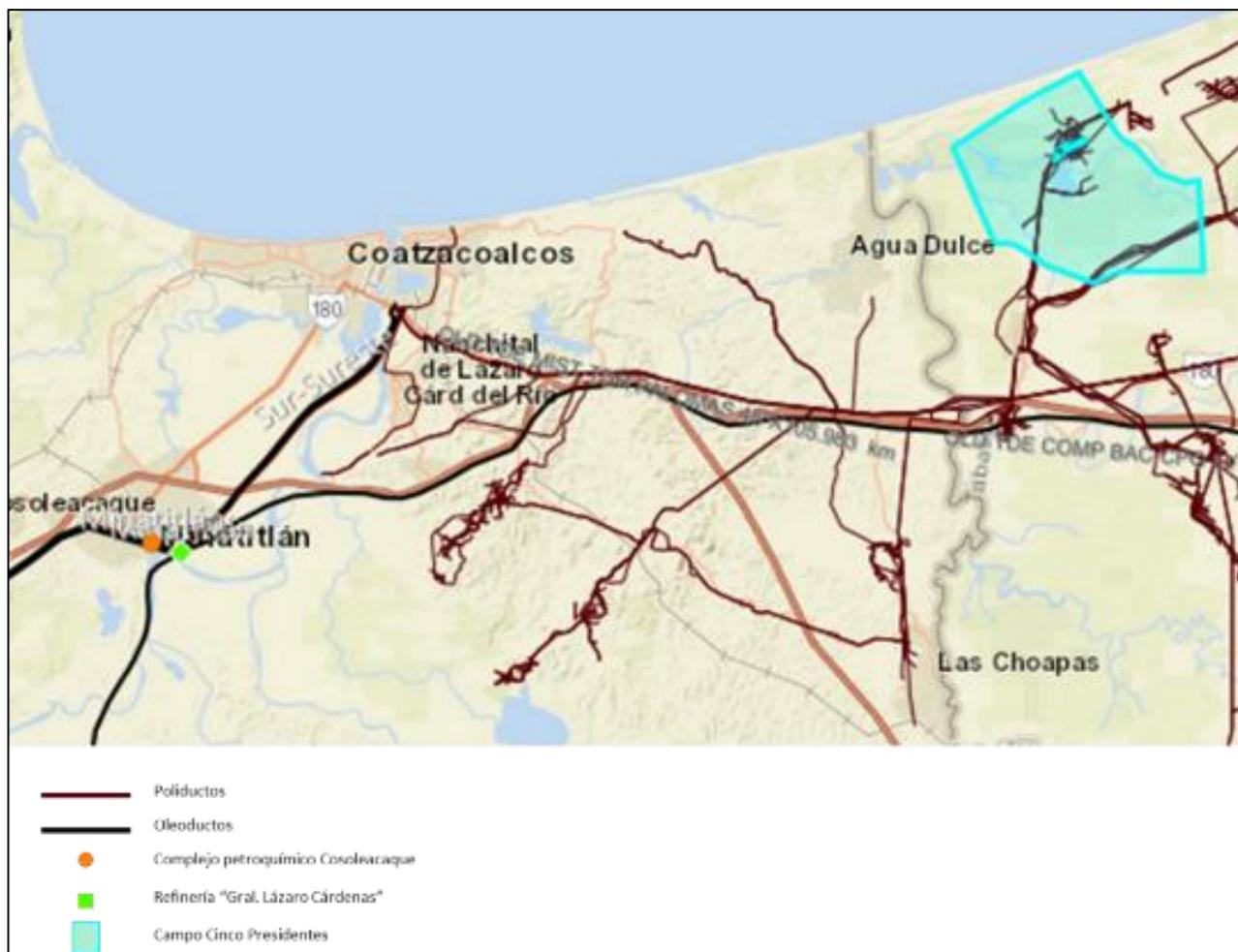


Figura 2.2.2-6 Localización de Planta de amoniaco Cosoleacaque. Imagen tomada de portal CNH; mapa.hidrocarburos.gob.mx

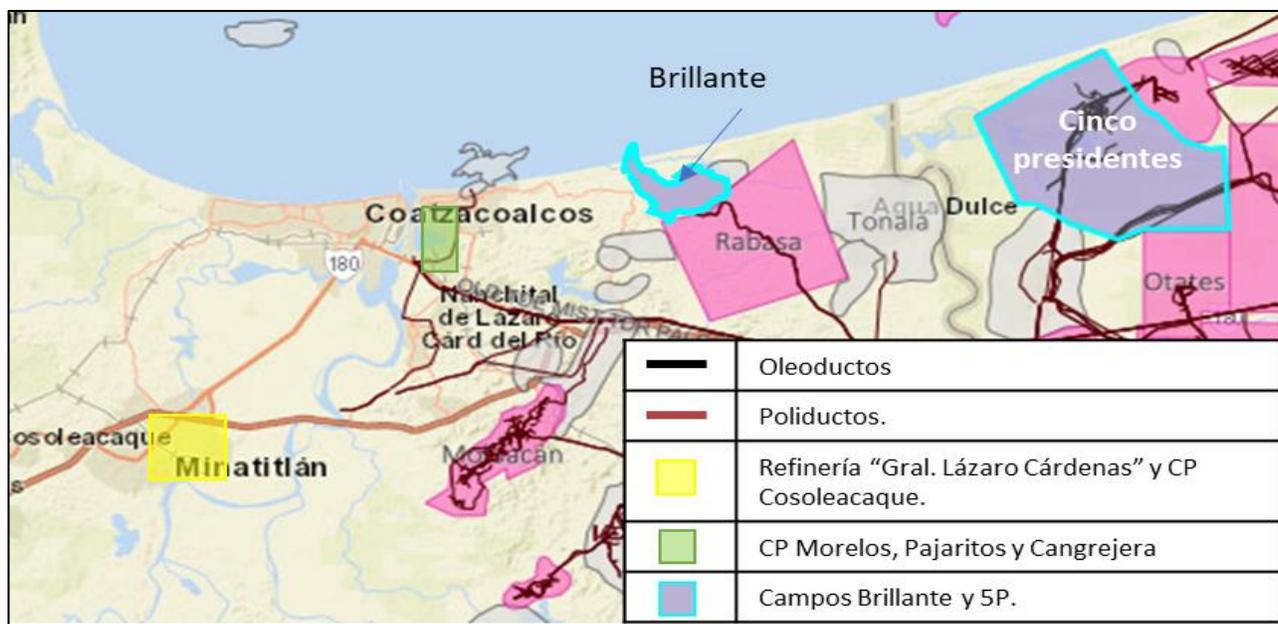


Figura 2.2.2-7 Ubicación de campo brillante y 5P. Imagen tomada de portal CNH; mapa.hidrocarburos.gob.mx

Por lo que, debido a un análisis detallado y de la presente investigación se rechaza la propuesta de recuperación mejorada en el campo Cinco Presidentes por razones antes mencionadas, resumidas de la siguiente manera:

- Altos costos de producción de petróleo.
- La ubicación del campo Cinco Presidentes aumenta el costo de construcción de carbonoductos.
- Tiempo de construcción de infraestructura necesaria oscila de entre 1.5 a 2 años.
- La producción de CO₂ no es suficiente para la obtención del volumen requerido para este proyecto.

2.2.2.1.3 PROPUESTA DE APROVECHAMIENTO

2.2.2.1.3.1 OPCIÓN 1

La inyección de agua se ha aplicado desde el año de 1967 al igual que la implementación de SAP por medio de bombeo neumático, ambos procesos fueron exitosos en su tiempo, ya que la inyección de agua estaba planeada para una zona en donde la mayoría de los pozos producían en formación de Concepción inferior-superior y en la cima de la formación el Encanto, hoy en día la mayoría de esos pozos se encuentran cerrados.

Bajo esta premisa es necesario un arreglo en la infraestructura de la inyección de agua, para que el empuje hidráulico sea aprovechado por la mayoría de los pozos productores existentes. Tomando en cuenta la gráfica de la figura 2.2.2-8 la distribución espacial de los pozos varía en cuanto a producción y profundidad, por lo que la ubicación de los pozos afectará a la implementación del arreglo de infraestructura de la inyección de agua. Por lo que dentro de las propuestas de aprovechamiento se encuentran:

- El arreglo de infraestructura de inyección de agua en Cinco Presidentes.
- Implementación de sistemas artificiales de producción.

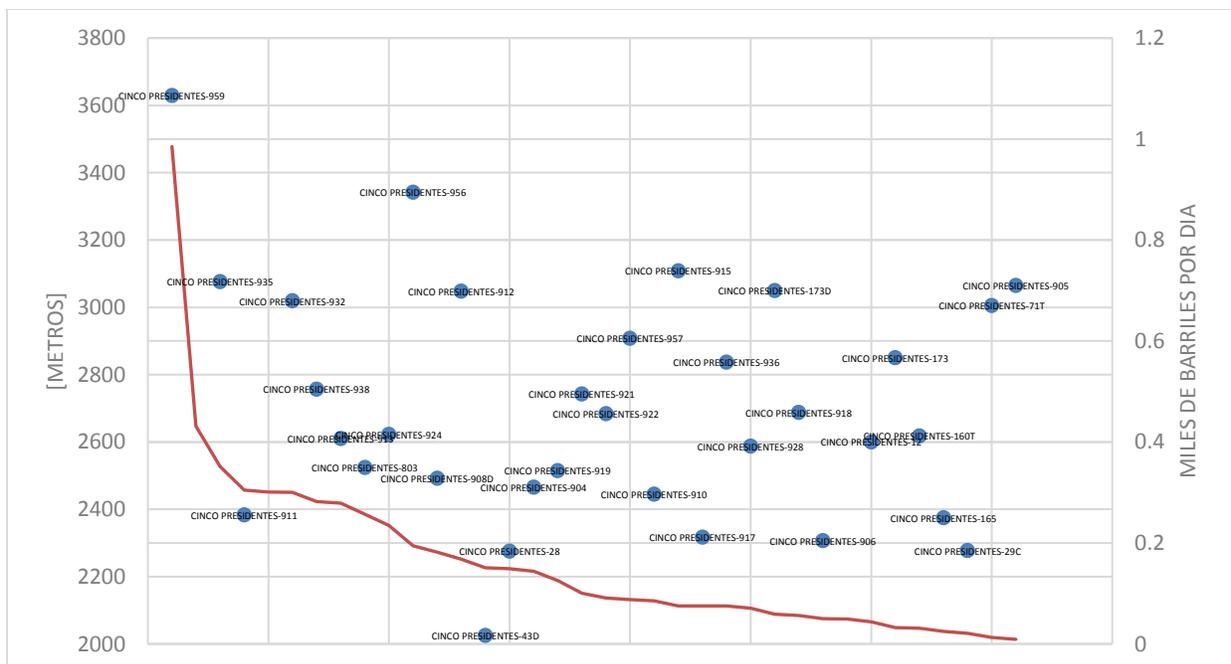


Figura 2.2.2-8 producción de cada pozo por profundidad.

2.2.2.1.3.1.1 INSTALACIONES NECESARIAS PARA EL ARREGLO DE INFRAESTRUCTURA DE INYECCIÓN DE AGUA.

Tomando en cuenta que existe producción a diferentes profundidades el programa del arreglo de infraestructura se dividirá en 2 secciones: 1) En la parte central, donde se ubican algunos pozos que cuentan con una mayor producción, y en donde se inyecta agua congénita actualmente. 2) Y en la sección al sureste de la frontera del campo que es donde se ubican los pozos productores más recientes.

- 1) Parte central se consideran:
 - Reapertura de oleoductos y acueductos para transporte de agua de inyección
 - Selección de pozos para inyección (pozos que se encuentren fuera de operación temporal)
 - Unidad de bombeo de agua para inyección

- 2) Parte sureste del campo:
 - Construcción de un acueducto desde la planta de inyección hacia la zona sureste del campo
 - Unidad de bombeo de agua para inyección
 - Perforación dos pozos inyectoros
 - Tanques de almacenamiento para agua de inyección (previamente tratada)

2.2.2.1.3.2 OPCIÓN 2

La opción 2 consiste en drenar¹ las reservas remanentes mediante los pozos productores existentes, así como una reparación mayor en el pozo cinco presidentes-71T y el abandono total del pozo cinco presidentes-905 Debido a que se realizó una reparación mayor en el pozo teniendo un aumento en la producción durante 8 meses para después dejar de producir en diciembre de 2018, se han realizado cerca de 9 reparaciones mayores en el campo durante el 2018 con resultados satisfactorios de tal forma que se recomienda revisión de los campos para reportar la posibilidad de realizar cambio de intervalos de producción en algunos pozos.

Además del programa de perforación y terminación de dos nuevos pozos al sureste del campo, cercanos al a los pozos cinco presidentes-959 y Cinco presidentes-937 ya que es la zona donde se ha demostrado mayor producción. Dichos pozos estarán a una profundidad mayor a los 3000m y, al tratarse de la formación el "Encanto" se trabaja con arenas y areniscas.

¹ Refiriéndose exclusivamente a hacer salir todo el líquido (para este caso hidrocarburo) desde el yacimiento hacia la superficie.

2.2.3 CAMPO ARENQUE (A)

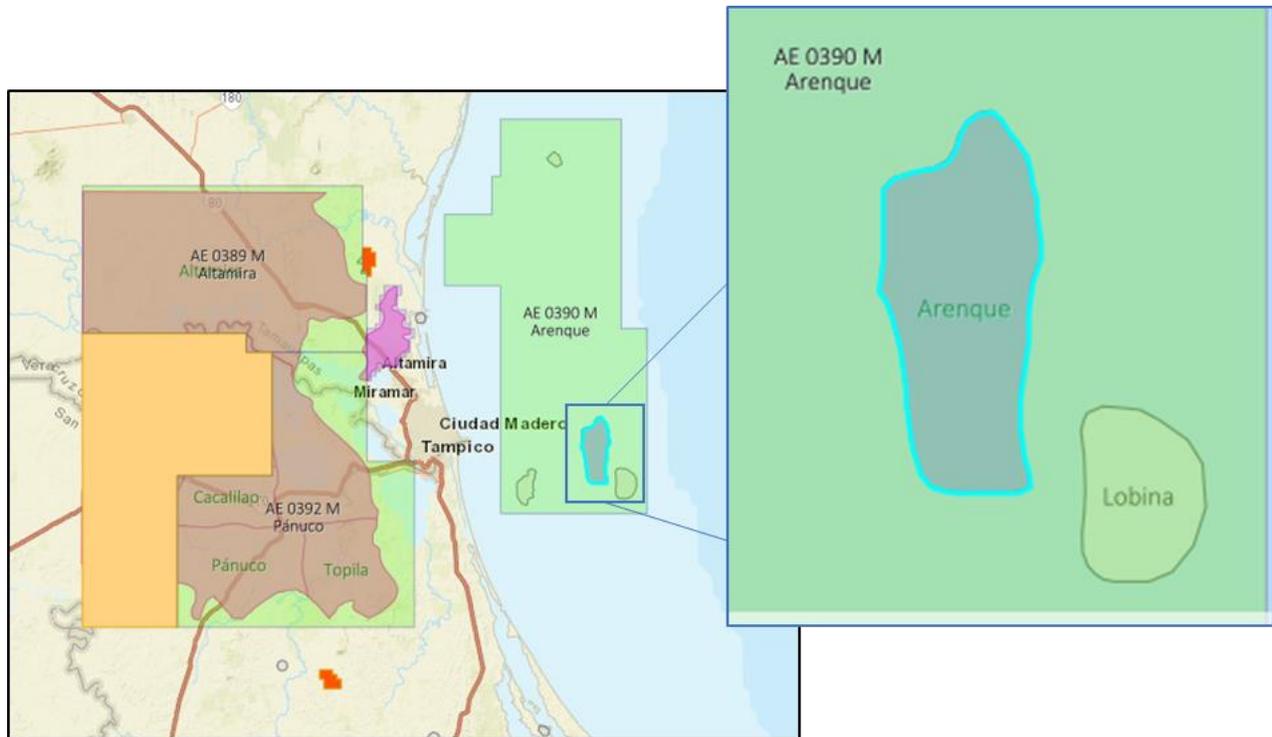


Figura 2.2.3-1 Ubicación de campo Arenque. Imágenes tomadas de portal CNH; mapa.hidrocarburos.gob.mx

El Campo Arenque se descubrió en 1966 con la perforación del pozo Arenque-1 el cual resulto productor de aceite en Cretácico Inferior en la Formación Tamaulipas Inferior. El campo pertenece al Activo de Producción Altamira en la Región Norte, se trata de un campo ubicado dentro de las aguas territoriales, en aguas someras aproximadamente a 30 km al Oeste de Ciudad Madero.

Geológicamente Arenque se encuentra localizado dentro de la provincia de Tampico-Misantla. La estructura geológica cuenta con cuatro zonas productoras, dos en el Jurásico Superior, y dos zonas productoras en la cima y la base del Cretácico, Tamaulipas Inferior.

La producción comercial del campo comenzó en 1970 y en 1978 se registró su máxima producción, llegando a 26 Mbdp y 55 MMpcd de gas, para inicios de 1980 la presión cayó por lo que fue sujeto a un programa de recuperación secundaria para la inyección de agua.

La explotación del campo lleva más de 50 años. El 13 de agosto de 2014 se le otorgó a Pemex el título de asignación "A-0390-Arenque" aunque después se realizó una migración con campos aledaños conformando parte de la asignación Pemex AE-0390-M-Arenque¹ la cual contempla los campos: 1) Arenque, 2) Jurel, 3) Lobina y 4) Náyade. La producción promedio en diciembre de 2018 en Arenque se encuentra por arriba de 3000 bpd por parte de Pemex en conjunto con la empresa Petrofrac.

¹ AE-0390-M-Arenque, la M en el título de asignación indica una migración motivo por el cual se amplía el área en el polígono de asignación a 2168.42 [km²] (ver figura 2.2.3-1) para exploración y explotación, la asignación con modificación de migración fue aceptada el 13 de abril de 2016 con una vigencia de 25 años (Sener asignaciones).

En el campo Arenque el programa de explotación se consideró la perforación y terminación de 36 pozos de los cuales 29 de ellos resultaron productores, 3 invadidos de agua y 2 pozos no se terminaron de perforar debido a accidentes mecánicos.

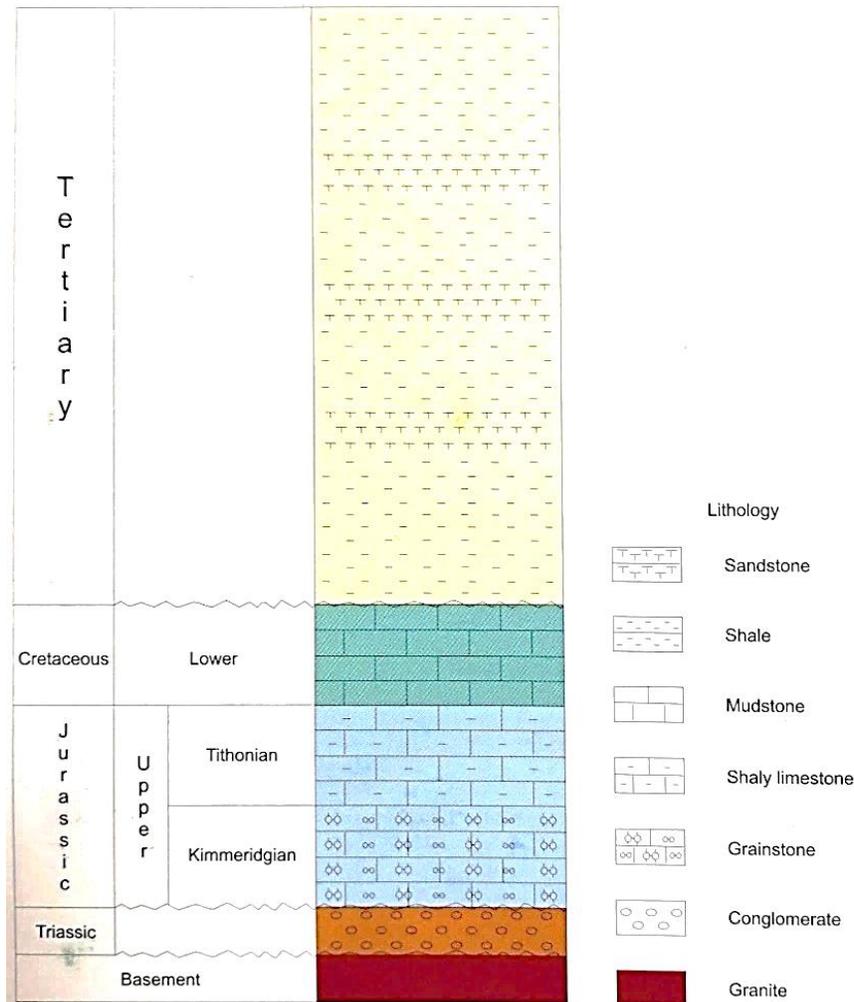


Figura 2.2.3-2 Columna geológica de campo Arenque. Fuente: Pemex. (1999). Hydrocarbon Reserves of Mexico: Major Oil and Gas Fields of Mexico. Volume II

Tabla 2-7 Reservas de Hidrocarburos al 1ro de enero de 2019. Fuente: CNH (enero 2019)

Concepto	Unidad	1P	2P	3P
Aceite	MMB	27.69	43.65	43.65
Gas	MMMPC	113.27	150.25	150.25
Petróleo crudo equivalente	MMB	41.58	62.07	62.07

2.2.3.1 OBSERVACIONES

2.2.3.1.1 INFRAESTRUCTURA

Dentro del área del campo Arenque se existen 42 pozos, actualmente solo 15 se encuentran produciendo, 17 se encuentran cerrados, 2 de ellos son exploratorios Macarela-1 y Merluza-1 perforados en 1994 y 2005 respectivamente. En la tabla 2-8 se presentan los pozos productores dentro del campo Arenque.

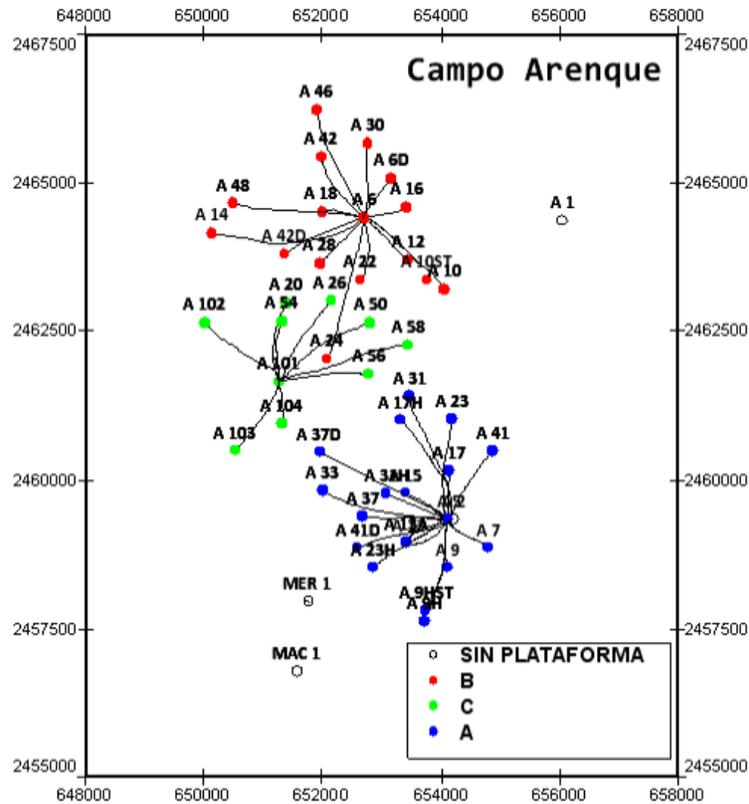


Figura 2.2.3-3 Distribución de pozos por plataforma. Fuente: Pemex (2011)¹

Tabla 2-8 Pozos operando en campo Arenque. Fuente: CNH (diciembre 2018)

pozo	°API	Qo bpd	Qg Natural MMpcd	Qw bpd	Año de terminación	Prof. total m	Prof. vertical m	Trayectoria
A-42	33	855	3.977	4	1975	3,858	3,442	direccional
A-101	33	630	3.002	86	1977	3,511	3,514	vertical
A-37	33	596	2.452	221	1974	3,833	3,414	direccional
A-18	33	492	2.138	123	1971	3,667	3,437	direccional
A-103	33	292	0.545	15	1975	3,872	3,870	vertical
A-23	33	243	0.304	474	1972	4,064	3,458	direccional
A-12	33	165	0.699	89	1977	3,742	3,437	direccional
A-26	33	138	1.097	15	1977	3,950	3,396	direccional
A-6	33	114	0.153	13	1970	3,599	3,599	vertical
A-24	33	102	3.046	11	1973	4,393	3,364	direccional
A-31	33	90	0.051	153	1973	4,319	3,433	direccional
A-41	33	46	0.013	69	1975	3,765	3,411	direccional
A-46	33	27	0.079	35	1975	4,199	3,438	direccional
A-58	33	8	0.012	0	1978	4,330	3,414	direccional
A-54	33	5	0.008	0	1978	3,750	3,386	direccional

¹ Pemex. (2011). Proyecto Integral Arenque. Pemex Exploración y producción.

Como se observa en la tabla 2-8 los pozos tienen en promedio 44 años de producción continua, la producción promedio total del campo es cercana a 4000 bpd, en diciembre de 2018 se reportó una producción promedio de 3803 bpd.

El campo cuenta además con 3 plataformas de producción: 1) Arenque A, 2) Arenque B y 3) Arenque C. Dos ole-gasoductos de 12" encargadas de transportar aceite y gas de las plataformas A y C a la plataforma de producción Arenque B, para después enviar la producción al Centro de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Arenque por medio de 2 líneas de descarga de 12".

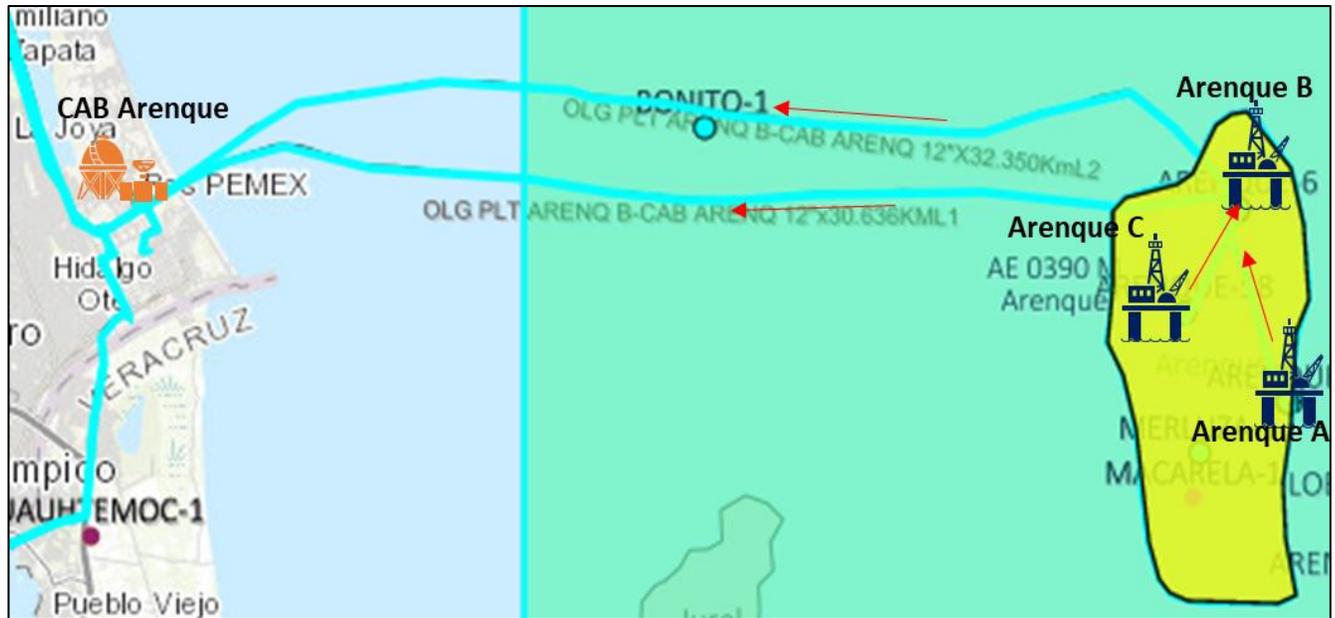


Figura 2.2.3-4 Entrega de hidrocarburos desde campo Arenque. Imagen tomada de portal CNH; mapa.hidrocarburos.gob.mx

2.2.3.1.2 PROPUESTA DE APROVECHAMIENTO

2.2.3.1.2.1 OPCIÓN 1

Consiste en drenar las reservas remanentes del campo Arenque mediante los pozos existentes, a excepción de 3 pozos: A-54, que produce alrededor 5 bpd y 8000 pcd; A-58 que produce 8 bpd y 12,000 pcd, y A-46 que produce cerca de 20 bpd y 79,000 pcd.

Razón por la cual se realizó la migración de esta asignación fue para continuar perforando los campos cercanos, utilizando las plataformas Arenque A y C para enviar la producción a Tierra. Si bien Arenque cuenta con petróleo de muy buena calidad, Jurel, Lobina y Náyade también lo son.

2.2.4 CAMPO SAN RAMÓN (SR)

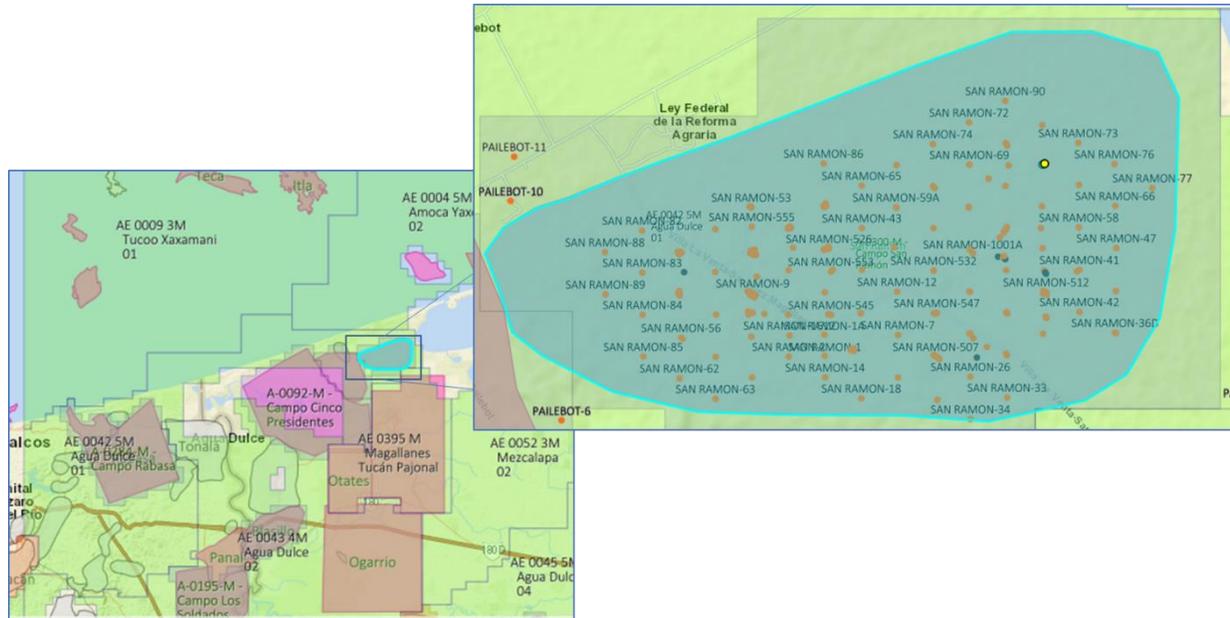


Figura 2.2.4-1 Ubicación del campo San Ramón. Imagen tomada de portal CNH; mapa.hidrocarburos.gob.mx

El campo San Ramón (SR), al igual que el Campo Cinco Presidentes, fue descubierto en 1967 por Pemex, con la perforación del pozo San Ramón 1-A, SR cuenta con 165 depósitos de arenas que producen de las formaciones: “Encanto”, “Concepción Superior” y “Filísola” todas pertenecen al Mioceno¹. En 1972 alcanzó una producción máxima de 21.5 Mbd. Forma parte de las asignaciones de Pemex en la Ronda Cero el nombre A-0300-M-CAMPO SAN RAMON. La densidad del aceite va de los 28. 9° API a 31° API.

Tabla 2-9 Características generales del Campo San Ramón. Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Ogarrio. Sánchez Magallanes²

Campo:	San Ramón
<i>Año de descubrimiento:</i>	1967
<i>Plays establecidos:</i>	Fm. Encanto Fm. Concepción Fm. Filísola
<i>Litología de yacimientos:</i>	Areniscas
<i>Profundidad:</i>	2,340 mvbnm
<i>Espesor</i>	60 m
<i>Porosidad / permeabilidad</i>	12-19% / 198 mD
<i>Tipo de hidrocarburo:</i>	Aceite ligero

Tabla 2-10 Reservas de campo San Ramón a 1ro de enero de 2019. Fuente: CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

Concepto	Unidad	1P	2P	3P
Aceite	[MMB]	9.71	9.96	9.96
Gas	[MMMPC]	8.87	9.03	9.03
Petróleo crudo equivalente	[MMB]	10.33	10.60	10.60

¹ Refiriéndose a la época geológica perteneciente al periodo Neógeno de la era cenozoica o conocida como el terciario.

² CNH. (2013). Dictamen Técnico del proyecto de explotación Ogarrio – Sánchez Magallanes. Fuente: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109239/Ogarrio-Sanchez_Magallanes.pdf

La mayor parte de la producción de esta asignación proviene en su mayoría de las formaciones Encanto y Concepción, y de entre estas dos: el Encanto es la principal formación productora. El desarrollo histórico del campo San Ramón se realizó principalmente con programas de perforación, reparaciones mayores y cuenta con un proyecto de implementación de un método de recuperación secundaria con inyección de agua.

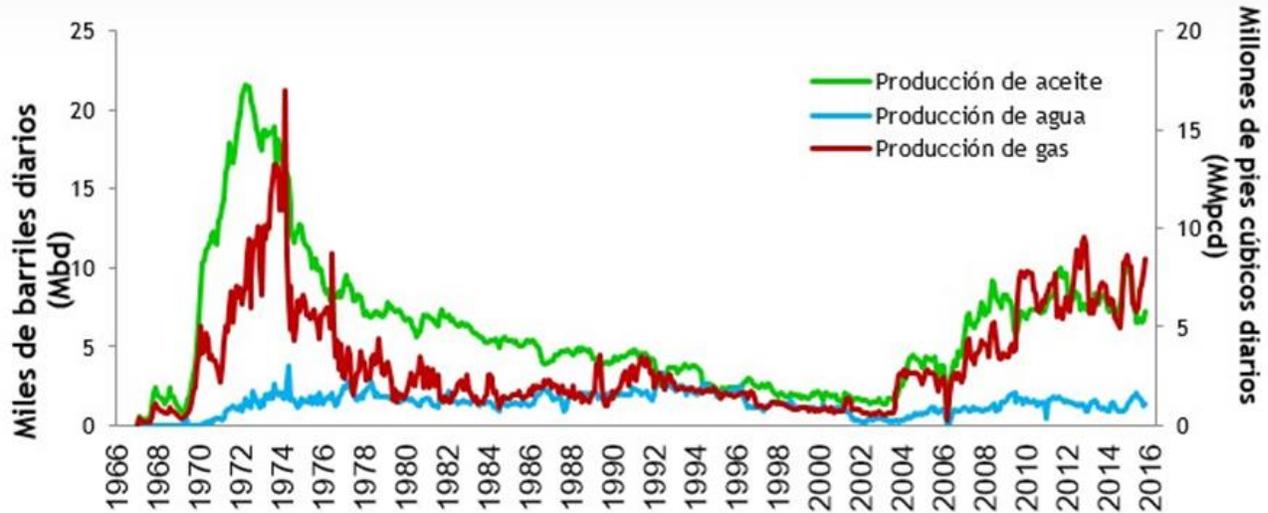


Figura 2.2.4-2 Producción Histórica del Campo San Ramón. Fuente: Pemex. (2018).¹

Hoy en día la presión actual del campo se encuentra en el orden de 115 kg/cm², con una caída aproximada de 2.19 kg/cm², a finales de diciembre de 2018 la producción promedio de cada pozo la producción oscila entre 80-90 [bdpd], aunque dentro de ellos, el pozo direccional SR-1623 perforado en 2015 alcanzó una producción promedio de un orden de 1000 [bdpd], al tratarse de un crudo de muy buena calidad, implantar un método para aumentar o mantener la presión es la mejor opción de aprovechamiento.

2.2.4.1 OBSERVACIONES

2.2.4.1.1 INFRAESTRUCTURA

El campo cuenta con una excelente ubicación geográfica lo cual reduce la probabilidad de que se abandone, además de esto cuenta con la infraestructura para la separación y el transporte de crudo; la asignación del campo San Ramón cuenta con capacidad instalada de producción, como: Ductos, batería de separación, equipo de rectificación, tanques de almacenamiento, equipos de bombeo, compresores. La red de recolección, distribución y transporte de fluidos está integrada por oleoductos (OLD) y gasoductos (GDO) los cuales se interconectan con el Complejo Procesador de Gas de La Venta (CPGLV).

Dentro de la infraestructura existente se cuenta con 187 pozos: 39 pozos operando, 4 exploratorios y 144 pozos cerrados de forma permanente. Dentro del campo se cuenta con una batería de separación (ver figura 2.2.1-15) que conecta con todos los pozos operantes dentro del campo formando así una red de oleoductos y gasoducto dentro del campo de 85 unidades, como se mencionó en el párrafo anterior la red de gasoductos se interconectan con el CPGLV.

¹ Libro Blanco CSIEE Blasillo-San Ramón (Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción San Ramón y Blasillo) Periodo 2012-2018.

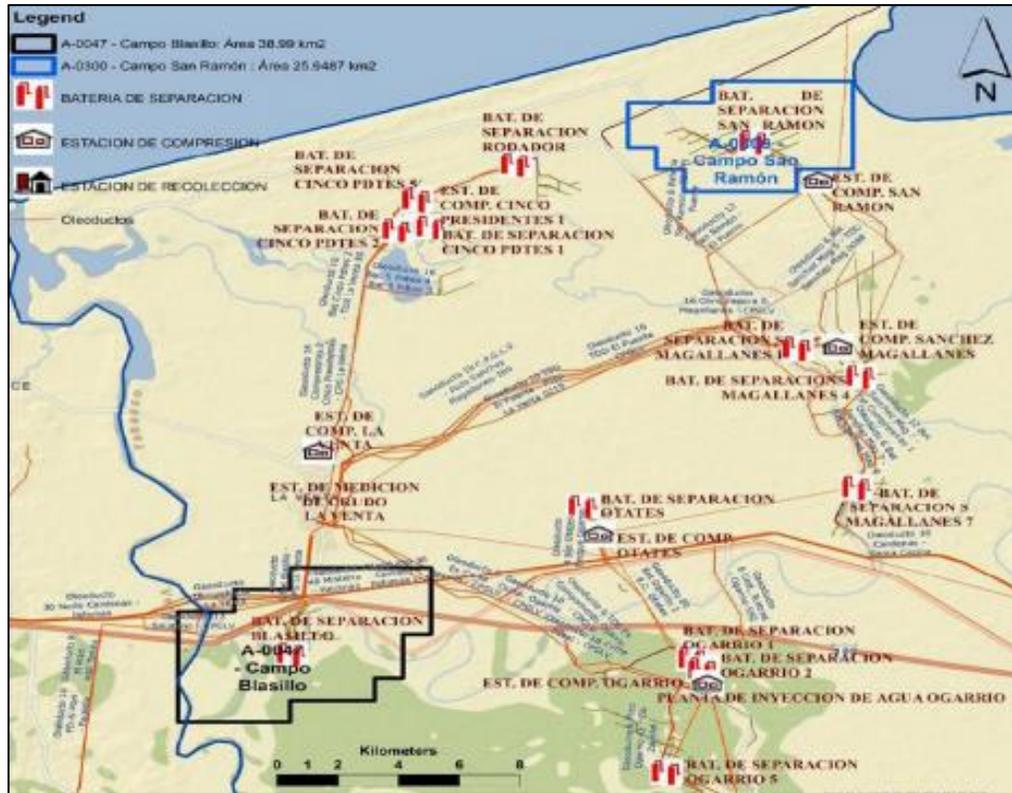


figura 2.2.4-3 Esquema de la infraestructura instalada dentro y fuera de las áreas de asignación Blasillo y San Ramón. Fuente: Pemex. (2018).¹

La causa por la cual se encuentra en proceso de abandono es por el “volumen” de hidrocarburo contenido en el campo San Ramón, las reservas campo San Ramón son menores en comparación con las de campos aledaños.

Tabla 2-11 Pozos operando en el campo San Ramón a diciembre de 2018. Fuente: CNH (2019), portal mapa.hidrocarburos.gob.mx

Pozo	°API	Qo bpd	Qg MMpcd	Qw bpd	Año de perf.	Prof. Total, m	Prof. Vertical, m	Trayectoria
SR-1623	29	923.3	0.33785	205.13	2015	3,479	N/D	Direccional
SR-508	29	287.61	0.33235	14.19	2008	2,833	2,804	Direccional
SR-541D	29	264.22	0.16476	113.18	2015	2,910	N/D	Direccional
SR-540	29	241.84	0.22937	175.53	2009	3,169	3,141	Direccional
SR-525	29	241.57	0.10557	249.79	2010	3,536	3,515	Direccional
SR-544	29	200.94	0.168	52.84	2012	3,290	N/D	Direccional
SR-527	29	188.46	0.0475	12.65	2008	3,544	3,538	Direccional
SR-541	29	170.46	0.31319	12.04	2010	2,977	2,957	Direccional
SR-1626	29	151.59	0.25813	0.54	2015	3,479	N/D	Direccional
SR-514D	29	148.96	0.26241	207.30	2014	3,100	N/D	Direccional
SR-502	29	127.53	0.37301	29.58	2007	3,556	3,532	Direccional
SR-1619	29	125.71	0.0865	6.26	2014	3,230	N/D	Direccional

¹ Pemex. (2018). Libro Blanco CSIEE Blasillo-San Ramón (Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción San Ramón y Blasillo) Periodo 2012-2018.

SR-1618	29	125.07	0.09423	23.34	2015	2,974	N/D	Direccional
SR-511D	29	122.00	0.09011	18.91	2013	3,500	N/D	Direccional
SR-550	29	117.96	0.13099	78.89	2011	3,000	N/D	Direccional
SR-545	29	105.70	0.05595	27.19	2013	3,386	3,344	Direccional
SR-504D	29	87.84	0.13643	29.76	2014	2,840	N/D	Direccional
SR-1615	29	86.82	0.11242	37.71	2013	3,510	N/D	Direccional
SR-500D	29	82.57	0.08271	0.27	2013	3,356	N/D	Direccional
SR-528	29	80.61	0.1376	0.25	2011	3,453	3,304	Direccional
SR-537D	29	80.61	0.06151	131.33	2015	3,135	N/D	Direccional
SR-500	29	73.54	0.03165	74.29	2005	3,500	3,434	Direccional
SR-533	29	68.21	0.11352	25.18	2010	2,950	2,920	Direccional
SR-1617	29	65.67	0.24965	42.13	2015	3,000	N/D	Direccional
SR-531	29	63.70	0.02784	27.38	2011	2,796	2,777	Direccional
SR-519	29	59.99	0.03604	6.23	2008	3,543	3,516	Direccional
SR-540D	29	55.81	0.06106	37.63	2013	3,166	N/D	Direccional
SR-513	29	47.99	0.01331	18.27	2007	3,473	3,444	Direccional
SR-1622	29	45.16	0.05384	0.10	2015	2,699		Direccional
SR-536	29	37.21	0.00544	0.12	2009	3,537	3,508	Direccional
SR-537	29	37.21	0.07148	56.30	2011	3,183	3,152	Direccional
SR-517	29	35.99	0.01298	30.31	2008	3,583	3,553	Direccional
SR-538	29	35.99	0.0615	24.27	2010	3,514	3,507	Direccional
SR-512	29	35.13	0.12993	94.44	2007	2,840	2,808	Direccional
SR-530	29	35.13	0.05197	64.97	2008	2,772	2,748	Direccional
SR-521	29	31.00	0.1376	0.10	2011	3,588	N/D	Direccional
SR-1620	29	29.99	0.08652	30.29	2014	3,555	N/D	Direccional
SR-515	29	18.60	0.05965	43.75	2007	3,443	3,434	Direccional
SR-505D	29	8.09	0.03141	4.06	2013	2,802	N/D	Direccional

2.2.4.1.2 PROPUESTAS DE APROVECHAMIENTO

2.2.4.1.2.1 OPCIÓN 1

En esta opción se considera un plan de explotación del campo aprovechando las Reservas 2P y 3P se aprovecharán las diversas ventajas con las que cuenta el campo debido a sus características generales tal como la baja complejidad técnica la cual no requiere implementación de tecnologías avanzadas para la extracción del hidrocarburo, un bajo costo del desarrollo, y una viabilidad de producción a corto y mediano plazo.

Dentro del plan de aprovechamiento dentro de este campo se contempla un programa de implementación de Recuperación Secundaria por medio de la inyección de agua, además de tomar en consideración los siguientes aspectos:

- Construcción de infraestructura para la inyección de agua
- Perforación y terminación de pozos.
- Reparaciones mayores a pozos.
- La optimización y mantenimiento de los pozos operando.

2.2.4.1.2.2 OPCIÓN 2

En esta opción se propone drenar las reservas remanentes con los pozos existentes y cerrar producción en dos de sus pozos, 1) SR-505 y 2) SR-515. A manera de priorizar los pozos con mayor producción, se propone implementar un método de recuperación mejorada con la implementación de espumas para impedir el flujo de agua emulsionado con el aceite, tal como se propuso en una de las opciones para algunos pozos del campo Cinco Presidentes. Para este campo, se propone realizar una prueba piloto en el pozo SR-525 a manera de corroborar el grado de éxito que tendría dicho plan de recuperación mejorada en este campo. La inyección se planea incorporar en la cercanía del pozo a manera de restringir parte del flujo de líquidos (para este caso agua congénita) evitando de igual forma una mayor conificación en la zona.

2.3 CAMPOS MARGINADOS

La palabra marginado como adj. o s. significa Algo o alguien que se encuentra socialmente aislado o en situación de inferioridad. (Diccionario de la lengua española © 2005 Espasa-Calpe). Los campos marginados es un término que se busca incluir en la industria petrolera, ya que no se ha abordado mucho sobre el tema, además que, incluso la definición se asemeja bastante al del significado de “campos marginales”, por lo que se decidió incluirlos como una subdivisión en la clasificación de campos marginales. Los campos marginales son un conjunto de pozos existentes y en su mayoría muy antiguos que, con el paso del tiempo fueron olvidados además de que los órganos reguladores de México no tienen registro alguno de su existencia, aunque se tienen indicios de su existencia mediante libros, artículos de periódicos, fotografías y libretas de campo.

Artículo I.—La Secretaría de Comunicaciones y Obras Públicas da en arrendamiento a la Compañía Petrolera “Richmex.” S. A., que en lo que sigue de este contrato se denominará “el arrendatario,” (4,000 m²), cuatro mil metros cuadrados de terreno de zona federal en la margen derecha del río Pánuco, en la región denominada Tamante, frente a la propiedad de Eliseo Cruz, y en cuyo terreno el mismo arrendatario explotará su **pozo petrolero** número 2, amparado por la concesión que le otorgó la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, el día 12 de marzo de 1920.

Artículo II.—El presente contrato se otorga sin perjuicio de tercero.

Artículo III.—El plazo de este contrato será de (8) ocho años, que comenzará a contarse desde el día 20 de agosto de 1920, fecha en que se concedió al arrendatario permiso provisional pa-

Figura 2.2.4-1 Concesión de pozo en Tamaulipas en 1920. Fuente: Hemeroteca Nacional Digital de México. Periódico Oficial del Estado de Tamaulipas.

3. CAMPOS AGOTADOS

Los campos que se encuentran clasificados como agotados, son aquellos campos cuyo contenido volumétrico de petróleo o gas ha dejado de ser relevante y por tal motivo extraerlo ha dejado de ser económicamente rentable, considerando como única utilidad el uso para almacenamiento.

Actualmente los pozos que se encuentran en campos clasificados como agotados la mayor parte son utilizados como pozos letrina¹, ésta es una forma de aprovechar la existencia de infraestructura para almacenamiento. Existen otras formas de aprovechar los campos agotados y generar ingresos, que, aunque no son comparables a los ingresos obtenidos por extracción, se reducen costos considerables en almacenamiento, ya que, los tanques de almacenamiento de acero son costosos, de alto riesgo, necesitan constante mantenimiento y en comparación con un campo pueden almacenar volúmenes muy pequeños.

Dentro de las opciones para el aprovechamiento de los campos agotados están:

1. Almacenamiento subterráneo de gas natural licuado², gas natural o GLP
2. Almacenamiento de CO₂
3. Campos letrina

3.1 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL O GAS LP

Hoy en día, teóricamente el gas natural es la única forma que existe de almacenar energía, para después convertirla en energía eléctrica ya que en México y en la mayoría de los países su principal uso en la industria es la generación de electricidad. Según la EIA, menciona que aproximadamente el 35% del gas que se utiliza en EUA se usa en generación eléctrica.

Tabla 3-1 Consumo de gas natural en EUA, 2018. EIA³

Uso final de consumo de gas natural, 2018		
Uso	Cantidad Tcf	Porcentaje total
Generación eléctrica	10.63	35%
Industrial	8.29	28%
Residencial	4.97	17%
Comercial	2.48	12%
Consumo de combustible de planta	1.75	6%
Transporte y distribución	.80	3%
Combustible vehicular	.04	<1%

^{*}en 2018 EU consumió cerca 29.96 billones de pies cúbicos (Tcf) de gas natural

Según la OIT⁴ las industrias pesadas y ligeras en las que se utiliza el gas natural son: 1) construcción; 2) Fabricación de metales; 3) industrias químicas; 4) ingeniería mecánica y eléctrica; 5) minería; 6) petróleo y producción de gas; 7) refinación del petróleo; 8) producción de metales básicos; 9) servicios públicos (agua, gas y electricidad); 10) transporte (por carretera o ferroviaria); 11) transporte marítimo, puertos y transporte

¹ Pozo que deja de ser productor y su objetivo principal es permitir la inyección de recortes de la formación o fluidos residuales que sean producto de la Perforación, para su almacenamiento o desecho.

² Liquefied Natural Gas, es el gas en que después de un proceso de criogenización se hizo líquido.

³ U.S Energy Information Administration. Natural Gas Consumption by End Use.

https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_CONS_SUM_DCU_NUS_A.htm

⁴ Organización Internacional del Trabajo.

interior. De tal forma que el uso de este combustible es independientemente del uso final al cual se destine el GN o GLP. El método de almacenar el petróleo, gas natural o gas LP es mediante tanques de acero. Para el caso del gas natural o el gas natural licuado (LNG) se suele comprimir y almacenarlo en tanques esféricos.

Existen tres tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural: el almacenamiento en domos o formaciones salinas, yacimientos agotados y acuíferos. Según la *Federal Energy Regulatory Commission*¹ (FERC), el tipo de almacenamiento más usado es el de yacimientos agotados o depresionados.



Figura 2.2.4-1 Tipos de almacenamiento subterráneo. (EIA, 2012)²

3.1.1 DOMOS O FORMACIONES SALINAS

El almacenamiento subterráneo en formaciones salinas se considera como uno de los más económicos ya que, los domos o cuencas salinas se pueden encontrar a poca profundidad. Una vez que las cavernas se crean dentro de la sal, las paredes tienen la fuerza parecida a la del acero ya que a mayor temperatura y presión la sal suele tener un comportamiento plástico, lo que la hace muy resistente contra la degradación de la formación durante la vida útil de la instalación de almacenamiento.

El almacenamiento se realiza dentro de las cavernas, en donde se utiliza entre 20%-30% de la capacidad de volumen como colchón de gas³, y la parte restante del volumen permisible se utiliza para almacenar y extraer el gas. Según la EIA, la capacidad total de almacenamiento de gas puede ser recirculada de 10 hasta 12 veces al año, se caracteriza además por la capacidad de entrega e inyección del gas.

¹ La FERC, es una agencia estadounidense independiente que regula la transmisión interestatal de gas natural, petróleo y electricidad.

² Schlumberger. (2002). Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Oilfield Review. Otoño 2002. Obtenido de: www.eia.doe.gov/

³ Se conoce como colchón de gas a la sección del almacenamiento en que una vez inyectado no se vuelve a extraer.

3.1.2 ACUÍFEROS

Los acuíferos son yacimientos en los que pudo haber existido alguna clase de hidrocarburo o que desde el comienzo de su descubrimiento contuvo agua, ya sea dulce o con un alto grado de salinidad. En este tipo de almacenamiento se requiere un colchón de gas de entre 50-80% para su funcionamiento lo cual dejaría en operación para extracción de gas entre el 20% o el 30% de volumen de gas para almacenar y extraer.

El almacenamiento en acuíferos suele ser más costoso que en cavernas salinas o yacimientos agotados por cierto número de razones. Primero, las características geológicas no son completamente conocidas, a diferencia de los campos agotados, una parte sustancial de la inversión en un proyecto de este tipo se gasta en la caracterización. Adicionalmente la capacidad del almacenamiento en un acuífero no se determina completamente hasta su propio desarrollo del almacenamiento. A pesar de esto se suele utilizar en algunas ocasiones donde no se cuente con algún otro sistema de los antes mencionados.

3.1.3 CAMPOS AGOTADOS

Los campos utilizados para el almacenamiento subterráneo son yacimientos de gas depresionados, ya que en estos casos se asegura se hallan explotado de entre el 80% a 95% de sus reservas, a diferencia de los yacimientos de gas-condensado o de aceite volátil, que en estos casos el único indicador para que se clasifique como agotado es que se encuentre depresionado, pero esto no asegura que se encuentren totalmente vacíos o sin reservas. La U.S. EIA recomienda que el almacenamiento se lleve a cabo dentro de campos que hayan sido productores de gas seco y se encuentren depresionados, ya que se encuentran bien caracterizados y no se destinaria una inversión muy costosa en investigación.

Los principales indicadores para determinar si un campo es adecuado para almacenamiento subterráneo son, la geología y la ubicación geográfica. Geográficamente, el campo propuesto para almacenamiento subterráneo tiene que encontrarse cerca de las regiones de alto consumo de gas natural, además de estar cerca del sistema de transporte. Geológicamente, los yacimientos deben contar con alta porosidad y permeabilidad, la porosidad determina la cantidad de gas natural que el yacimiento puede almacenar, mientras que la permeabilidad determina que exista flujo a través de la formación. En general, este tipo de almacenamiento requiere de un 20% a 30% de colchón de gas.

3.1.4 HISTORIA DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

El almacenamiento subterráneo de gas en yacimientos agotados es el método más común utilizado a nivel mundial, además de ser el más económico. El almacenamiento subterráneo en yacimientos agotados es relativamente simple, ya que el yacimiento que originalmente contenía gas cumple con ciertas características geológicas que satisfacen las condiciones de permeabilidad y porosidad requeridas para el almacenamiento. Por otra parte, el yacimiento tiene que contar con un espesor promedio considerable, el tipo de yacimiento que se considera óptimo para un proyecto de esta envergadura suele encontrarse en arenas.

El almacenamiento puede realizarse en formaciones salinas o en campos agotados. Esta tecnología no es reciente, el primer dato que se tiene sobre almacenamiento subterráneo fue en el año 1915 en el condado

de Welland en Ontario, Canadá, aunque no fue exitoso es el primer intento para desarrollar esta opción de almacenamiento. No fue hasta un año después en 1916 cuando se realizó con éxito la primera instalación para almacenamiento de Gas Natural en el yacimiento Zoar cerca de Búfalo, Nueva York (figura 3.1.4-1). Y la primera vez que se utilizó un domo salino para almacenamiento subterráneo fue en 1946 en Texas, EUA (Tomasko 1997¹).

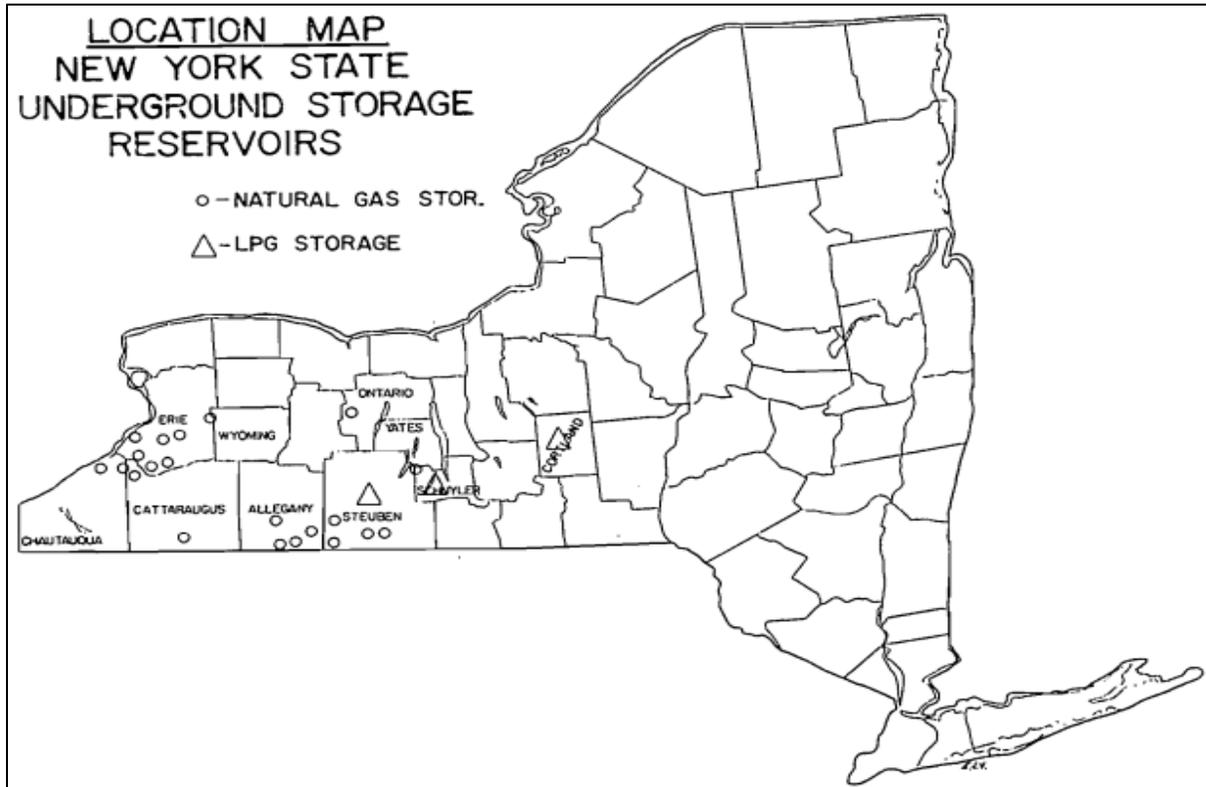


Figura 3.1.4-1 Almacenamiento Subterráneo de gas natural en Nueva York. Draft GEIS² (año desconocido)

3.1.4.1 TUZANDÉPETL

En México, el único proyecto de almacenamiento estratégico subterráneo es el caso del domo salino³ de Tuzandépetl en Ixhuatlán, Veracruz. Según Benavides⁴ (1983), el estudio en formaciones salinas se remonta a más de 100 años, con las primeras exploraciones petroleras, con las perforaciones que se llevaron a cabo en los campos de Jáltipan y Potrerillos (realizados de 1903 a 1911) se observaron que en las muestras que contenían halita y silvita⁵, de una pureza de 93% a 98.8%. Posteriormente se continuó con las investigaciones donde se encontró la cima de un domo salino a una profundidad de 375 m y una base

¹ Tomasko, D., Elcock, D., Veil, J. and Caudle, D. (1997), Risk Analysis for disposing nonhazardous oil field wastes in salt caverns. U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy Under Contract W-31-109-ENG-38, Argonne National Laboratory, University of Chicago.

² Draft GEIS. (vol. 2 Chapter. 14) on the Oil Gas and Solution Mining Regulatory Programs. (year unknown).

³ Los domos salinos son cuerpos intrusivos de sal que, debido a su densidad penetran rocas sedimentarias superyacentes.

⁴ Benavides, L. (1983). Domos salinos del sureste, origen: Exploración: importancia. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP). Pág: 9-35

⁵ Son rocas sedimentarias de la familia de las evaporitas, formadas en ambientes de poca energía. La dureza de la halita y silvita es de 2.5 y 2.0 de la escala de Mohs con densidad de 2.16 gr/cm³ y 1.99 gr/cm³ (respectivamente).

que se extendía a más de 3000 m, dicho domo fue posteriormente nombrado como Tuzandépetl (Ver figura 3.1.4-2).

El proyecto comenzó a estudiarse en el periodo de 1983 a 1990, los estudios comenzaron debido a que en aquella zona se extrajo salmuera generando cavernas dentro de la formación salina, la salmuera es procesada y después comercializada, para este periodo la idea principal era utilizar las cavernas como almacenamiento para reservas de petróleo. En 1992 la empresa Gemsa se encargó de la perforación de 12 pozos para extracción de salmuera, con un promedio de perforación de 600 m por pozo generando 12 cavernas con dimensiones alrededor de 200 m de altura y entre 30 a 40 m de diámetro, capacidad promedio de 700 Mbbl por cada caverna, con un espaciado de 250 entre una y otra.

Según estudios realizados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) se tenía capacidad de almacenar 10 millones de barriles de petróleo. No fue sino hasta el 2012 cuando CYDSA después de estudios y evaluaciones seleccionó 4 cavidades para posible almacenamiento subterráneo, en 2014 seleccionaron una cavidad salina la cual se encuentra cerca de la terminal de Pajaritos, cuya capacidad operativa de almacenaje es de 1.8 millones de barriles de Gas LP.

En 2015 la CRE otorga el permiso para almacenamiento de gas LP (G/355/LPA/2015), en noviembre de 2017 CYDSA inicia con el almacenamiento de Gas LP para Pemex. Tuzandépetl es el único proyecto de almacenamiento subterráneo en México.

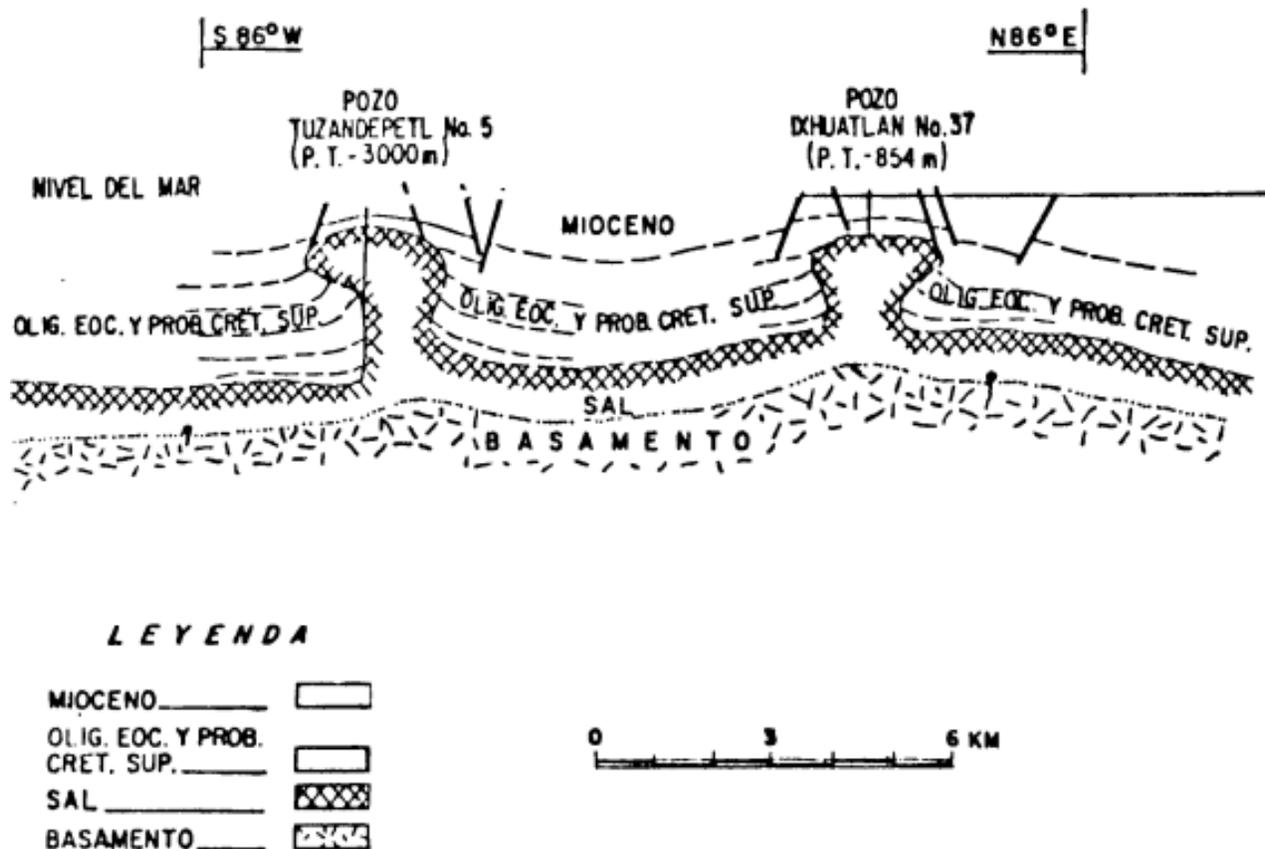


Figura 3.1.4-2 Perfil de la sal entre los domos de Tuzandépetl e Ixhuatlán. Benavides, L. (1983). Domos salinos del sureste, origen: Exploración: importancia. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP).

3.1.5 DISTRIBUCIÓN DE ALMACENAMIENTO

Para el año 2011 en Europa existían 93 instalaciones de almacenamiento que se distribuían en 12 naciones, cuya capacidad de almacenamiento reportada era de 230,270 Bcm (billion of cubic meters¹) con una capacidad operacional de 112,600 Bcm, donde tan solo en almacenamiento de gas subterráneo era de 73,441 Bcm, con una distribución del tipo de almacenamiento dividido en: minas abandonadas, acuíferos, formaciones salinas y yacimientos agotados. (ver figura 3.1.5-1)

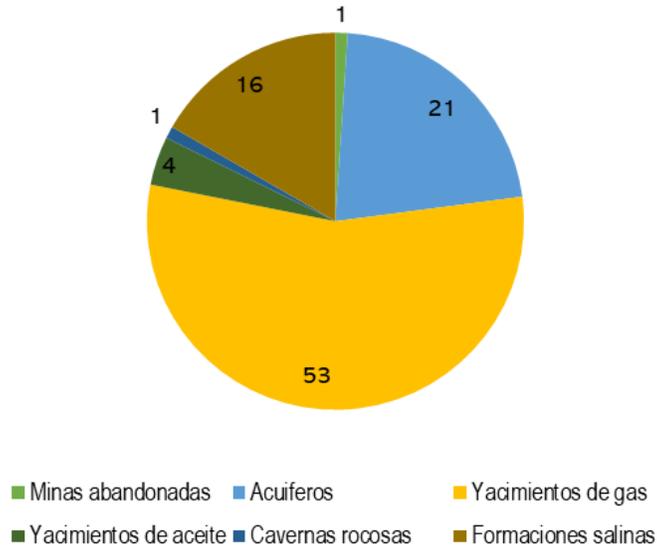


Figura 3.1.5-1 Distribución de tipos de almacenamiento en Europa. (2011), UNECE²

Mientras que en Estados Unidos para ese mismo año contaba con una capacidad total de almacenamiento de 230,047 Bcm y una capacidad operacional de 126,962 Bcm, además contaba con 410 instalaciones para almacenar gas, repartidas de la siguiente manera. (Ver figura 3.1.5-2). Para 2017 EUA aumenta la capacidad de almacenamiento (Ver figura 3.1.5-5).

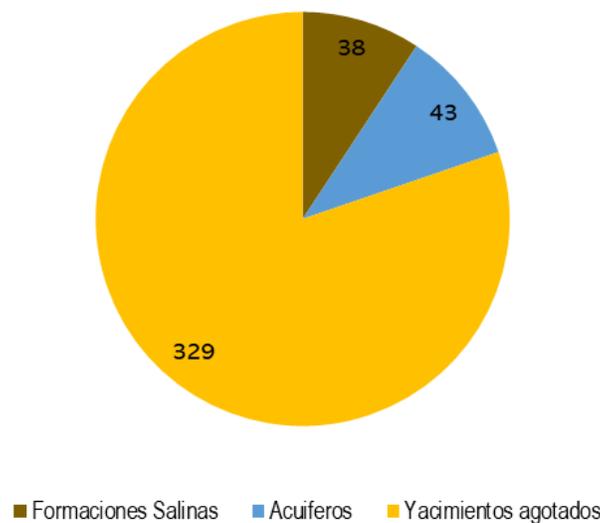


Figura 3.1.5-2 Distribución de tipos de almacenamiento en EUA. (2011) Fuente: EIA

¹ En español one billion equivale a mil millones.

²

Reportes de la U.S. EIA mencionan que para julio de 2019 EUA contaba con un volumen de reservas de gas natural de 7.087 Tcf¹ y cerca de 415 instalaciones para su almacenamiento (ver figura 3.1.5-3 y figura 3.1.5-5). Además, debido al alto consumo gas natural se necesitan grandes instalaciones para almacenarlo. (ver la figura 3.1.5-4)

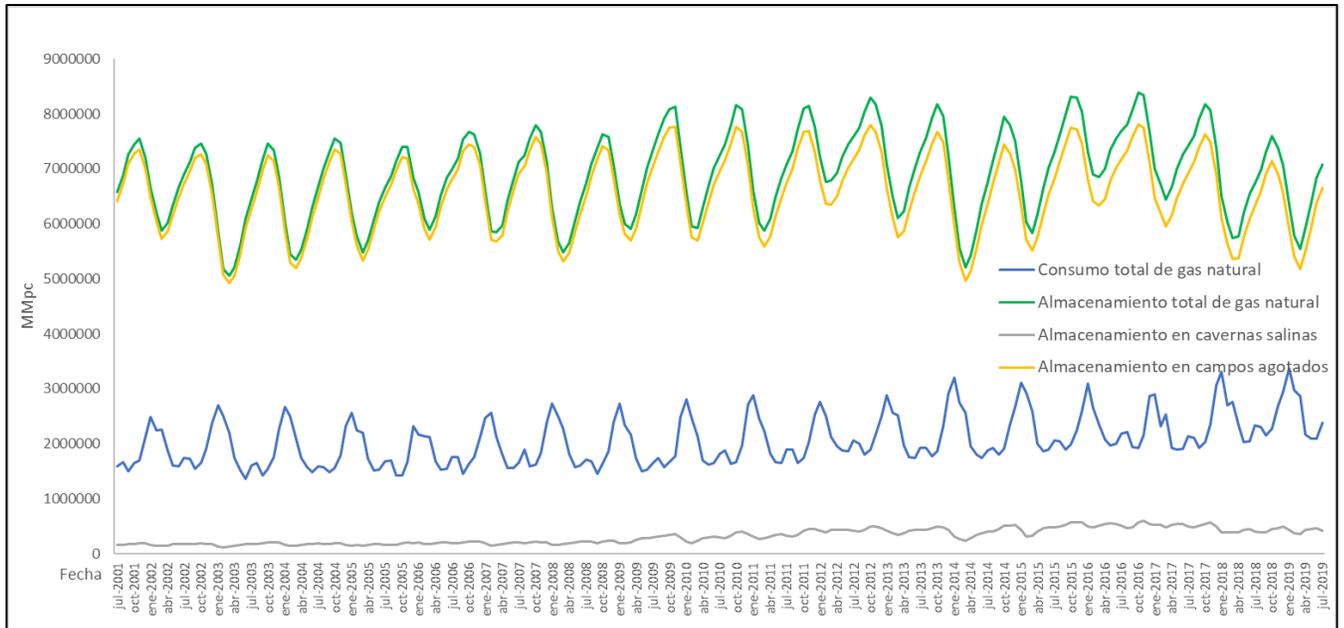


Figura 3.1.5-3 Capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural en EUA, 2001-2019. Fuente: EIA

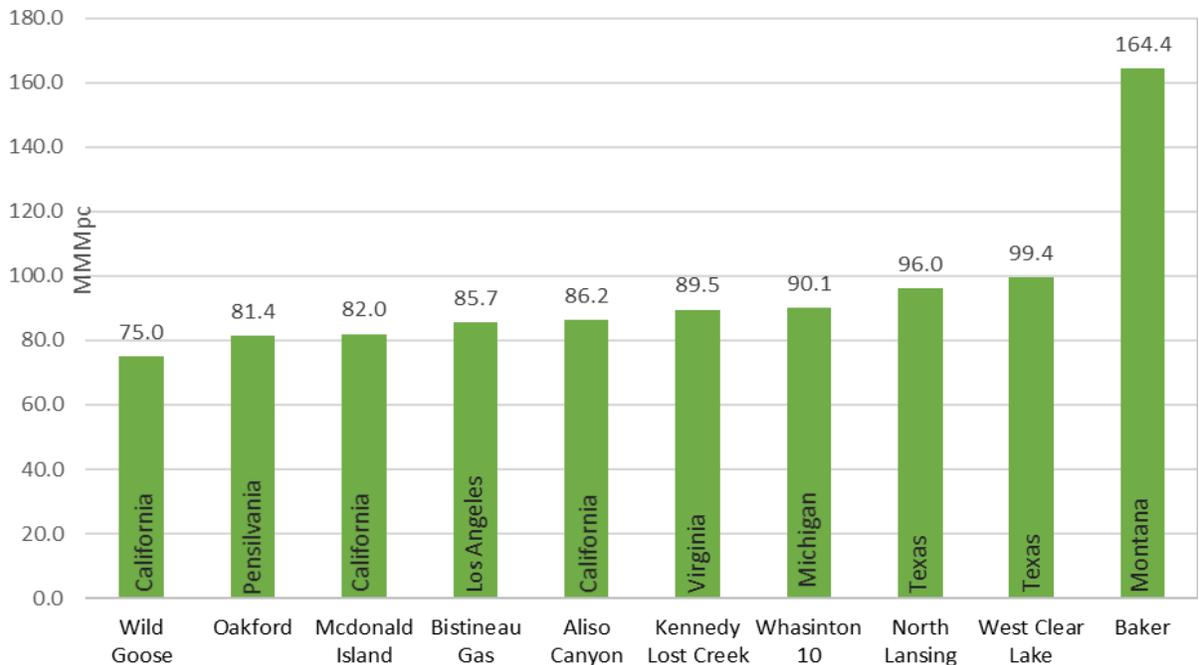


Figura 3.1.5-4 Top 10 campos de almacenamiento de gas natural en EUA. Fuente: NGI

¹ Trillion cubic feet, equivalente a Billones de pies cúbicos en español.

A diferencia de México que solo se cuenta con tres terminales de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado cuyas compañías son: Terminal de GNL Altamira en Tamaulipas, Energía Costa Azul en Ensenada Baja California y la Terminal KMS. Considerando a Almacenamiento Subterráneo del Istmo se tiene lo siguiente:

Tabla 3-2 Permiso de Almacenamiento Subterráneo de GNL. Fuente: CRE¹, información actualizada al 31 de octubre de 2019

Compañía	Terminal Altamira	Energía Costa Azul	Terminal KMS	Almacenamiento subterráneo del Istmo
<i>Ubicación</i>	Altamira, Tam.	Ensenada, Baja C.	Manzanillo, Col.	Tuzandépetl, Ver.
<i>Cap. de gasificación (MMpcd)</i>	670-1119	1000-1300	500	N/A
<i>Cap. de almacenamiento (MMpc)</i>	10.59	11.30	10.59	1.8 MMbbl
<i>Inversión (millones de dólares)</i>	\$396	\$1,875	\$783	\$200
<i>Comienzo de actividades</i>	sep-06	may-08	ago-12	nov-17

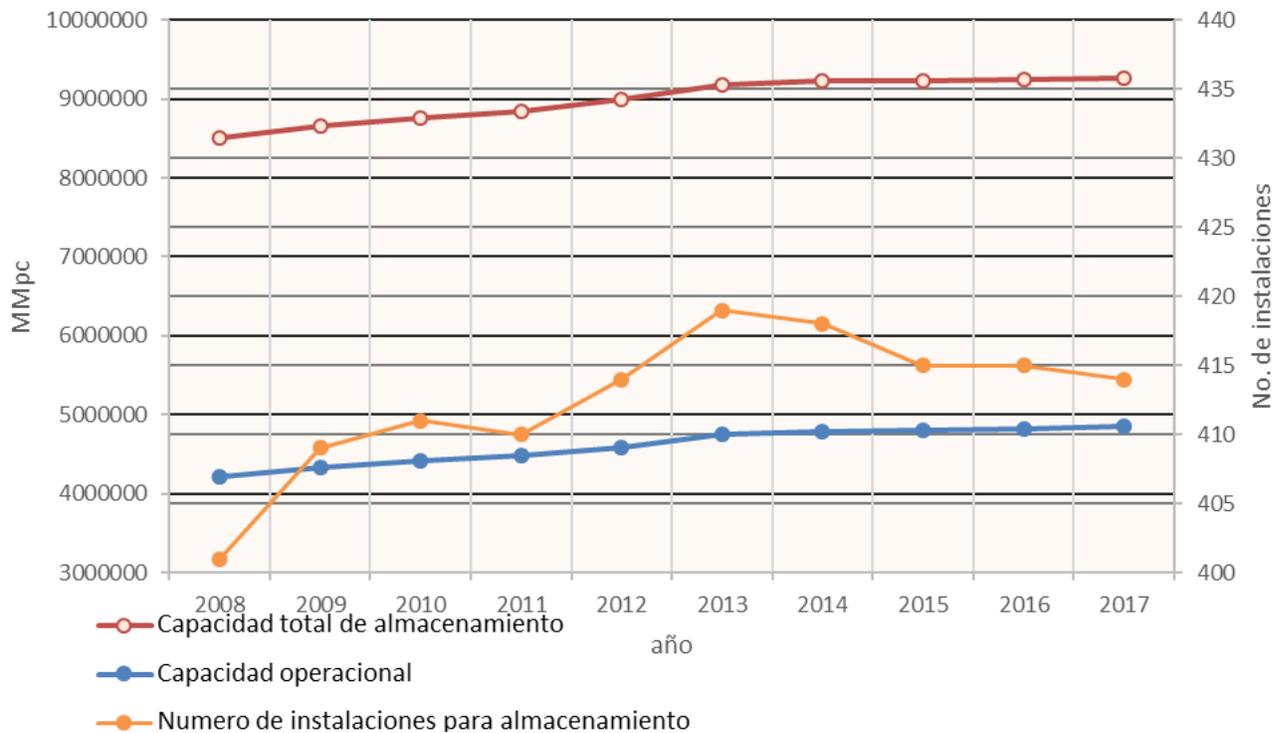


Figura 3.1.5-5 Capacidad y numero de instalaciones en EUA. Fuente: EIA (2018)

3.1.6 RAZÓN DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Se sabe que el gas natural se utiliza principalmente para la generación de energía eléctrica o para el caso de zonas de bajas temperaturas, su uso final es de tipo domestico para calefacción. El almacenamiento subterráneo en yacimientos agotados es una estrategia económica para manejar la fluctuación de precios y la demanda en diferentes temporadas, así como función de reservas estratégicas en situaciones de emergencia nacional o internacional.

¹ Comisión Reguladora de Energía, información actualizada al 31 de octubre de 2019. Tomado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512453/Almacenamiento_de_Gas_Licuado_de_Petr_leo.pdf

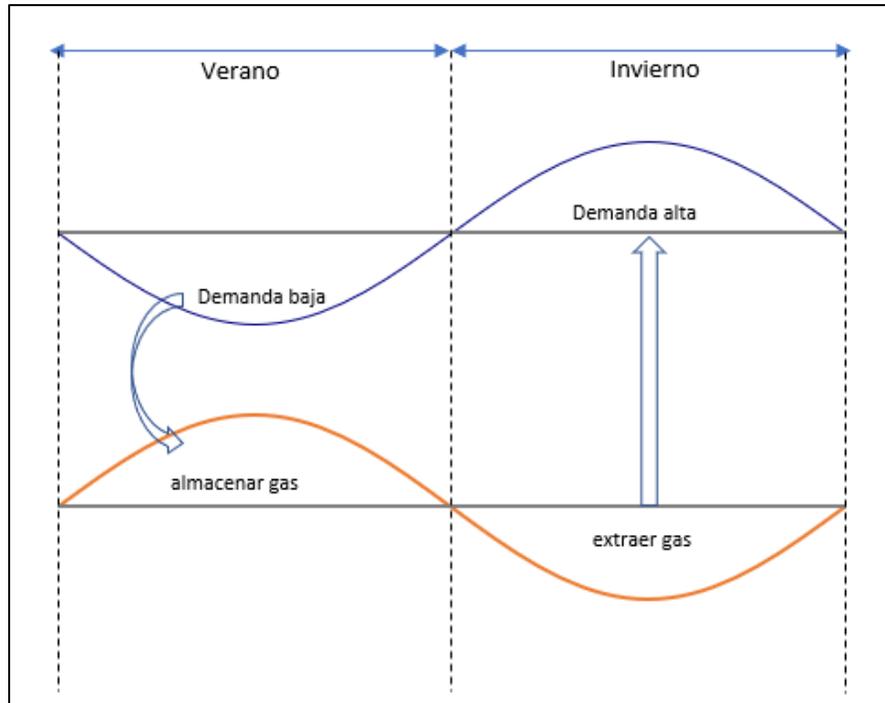


Figura 3.1.6-1 Oferta y Demanda de suministro de Gas Natural. Draft GEIS. (vol. 2 Chapter. 14) on the Oil Gas and Solution Mining Regulatory Programs. (modificación de diagrama).

La gráfica está diseñada para el consumo de gas natural en Estados Unidos, aunque al tratarse de el mayor exportador de gas natural, afecta directamente al mercado mexicano. La parte izquierda de la gráfica indica que, cuando es verano existe una baja demanda en el consumo de gas natural, por lo tanto, un bajo precio en su venta, el gas es almacenado. Al llegar el invierno el precio vuelve a aumentar, es aquí donde el gas vuelve a ser extraído para transportarlo y distribuirlo.

3.1.7 CARACTERÍSTICAS E INSTALACIONES NECESARIAS PARA ALMACENAMIENTO EN CAMPOS AGOTADOS

3.1.7.1 INSTALACIONES NECESARIAS PARA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

1. Yacimiento
2. Pozos de inyección y extracción
3. Compresores

3.1.7.2 PRESIÓN DEL YACIMIENTO

La presión en el yacimiento debe de ser medida constantemente, ya que al inyectar el GN o GLP se deben respetar los límites máximos y mínimos de presión. La presión máxima y mínima se debe calcular durante la etapa de evaluación del campo, según Ikoku 1980¹, se maneja un rango de presión para almacenamiento en arenas del orden de 0.43 a 0.52 psi/ft. Al aumentar el volumen almacenado aumentará de igual forma la presión, llegando a presiones cercanas a las de yacimiento.

¹ Cita tomada de: Rojey, A., & Durand, B., & Jaffret, C., & Jullian, S., & Valais, M. (1997). Natural Gas: production, procesing and transport. Paris. Ediciones Technip. Pág. 329-410

Los rangos de gradiente de presión de 1.0 a 1.2 psi/ft es posible que la roca se fracture provocando un descontrol en la migración de los fluidos a través del espacio poroso, aunque en algunos campos utilizados para almacenamiento subterráneo raramente superan la presión de 0.65 psi/ft de profundidad o máximo 0.7 psi/ft.

Tabla 3-3 Características de campo Medina y Oriskany. Fuente: Draft GEIS. (vol. 2 Chapter. 14) on the Oil Gas and Solution Mining Regulatory Programs

	Medina	Oriskany
<i>Profundidad (ft)</i>	2,423.00	4,551.00
<i>Promedio de Presión de descubrimiento (psi)</i>	820.00	2,002.00
<i>Gradiente (psi/ft)</i>	0.34	0.44
<i>Máx. Presión de operación. (psi)</i>	779.00	2,012.00
<i>Gradiente (psi/ft)</i>	0.32	0.44
<i>Promedio de presión de operación máx. 1985 (psi)</i>	724.00	1,729.00
<i>Gradiente (psi/ft)</i>	0.30	0.38

3.1.7.3 COMPRESORES

Los compresores son necesarios para almacenar gas en yacimientos agotados ya que para almacenar gas en ellos es necesario que inyectar el Gas a una presión cercana a la presión original del yacimiento, además de que el gas debe de ser comprimido para la transmisión de alta presión en las líneas de descarga.

Para calcular el número de compresores necesarios en una operación de almacenamiento en particular, se tiene calcular durante la fase de evaluación del yacimiento. La cantidad de potencia necesaria para inyectar o extraer el Gas Natural se calcula aproximando la potencia de inyección y extracción a los gastos máximos dada la presión del yacimiento, el número de pozos de extracción e inyección además de los gastos deseados. Los compresores que se ocupan comúnmente son centrífugos¹ y reciprocantes²; los últimos son los más usados porque están diseñados para un rango amplio de presiones y capacidades.

3.1.7.4 FACTORES PARA LA INSTALACIÓN DE COMPRESORES

- 1) Los requerimientos y la capacidad de almacenamiento marcarán la potencia y el número de compresores en operación.
- 2) Aeroenfriadores, para reducir la temperatura del gas a pasar por los compresores.
- 3) Cabezales³ de entrada y de descarga.
- 4) Válvulas de seguridad PSV, válvulas on-off XV y válvulas antisurge.

¹ Están compuestos por varios impulsores que giran a más de 1000 rpm lo cual hace posible que se puedan comprimir volúmenes de gas de hasta 1 MMMpcd, se caracterizan además por operar durante largos periodos de vida de más de 18,000 horas sin reparación. Su eficiencia de compresión esta entre 70%-78%.

² Están compuestos por pistones que se desplazan dentro de cilindros y viajan hasta válvulas de descarga, el compresor reciprocante es de desplazamiento simple o de doble acción, el precio de un compresor reciprocante es relativamente bajo, la variabilidad en el cambio de tipo de gas no afecta a la eficiencia, permite controlar volúmenes intermitentes, disponibles a varios rangos de presión

³ Refiriéndose a cabezales de recolección los cuales son un conjunto de ductos que entregan gas a cierto punto.

- 5) Área de instalación de los compresores. De acuerdo con el tamaño de los compresores será su dificultad para transportarlo, por lo que la zona de instalación debe de ser previamente adecuada para permitir el acceso. Comúnmente un compresor ocupa un acre de área como banco de instalación.
- 6) Estética visual. Algunas estaciones de almacenamiento consideran la instalación cerca de una zona poblada; el tamaño de los equipos provoca problemas visuales, además de altos niveles de ruido¹. De tal forma que para solucionarlo las instalaciones deben ser visualmente estéticas y amigables con la naturaleza. Comúnmente las estaciones de compresión se encuentran bardeadas y/o techadas, además de que éstos se encuentran dentro de un casing de protección climático, que además sirve como atenuador de ruido. En algunos países el área es rodeada por árboles o arbustos según lo establecen algunas de sus normas ambientales.

3.1.7.5 OPERACIÓN DE INSTALACIONES PARA ALMACENAMIENTO

Después de perforar los pozos o de adaptar los pozos existentes y se instalan compresores. La finalidad de este tipo de proyectos se resume en que, durante la temporada de bajo precio del gas natural (verano), se inyecta, según sea el caso en un yacimiento, domo salino o acuífero. Y se extraerá durante la temporada alta (temporada invernal), cuando el precio del gas aumenta.

Durante el ciclo de extracción e inyección, el ingeniero de pozo debe cuidar que no se rebasen los límites de seguridad (presión del yacimiento), además de revisar la capacidad diaria de flujo de cada pozo y los requerimientos de inyección y extracción de gas.

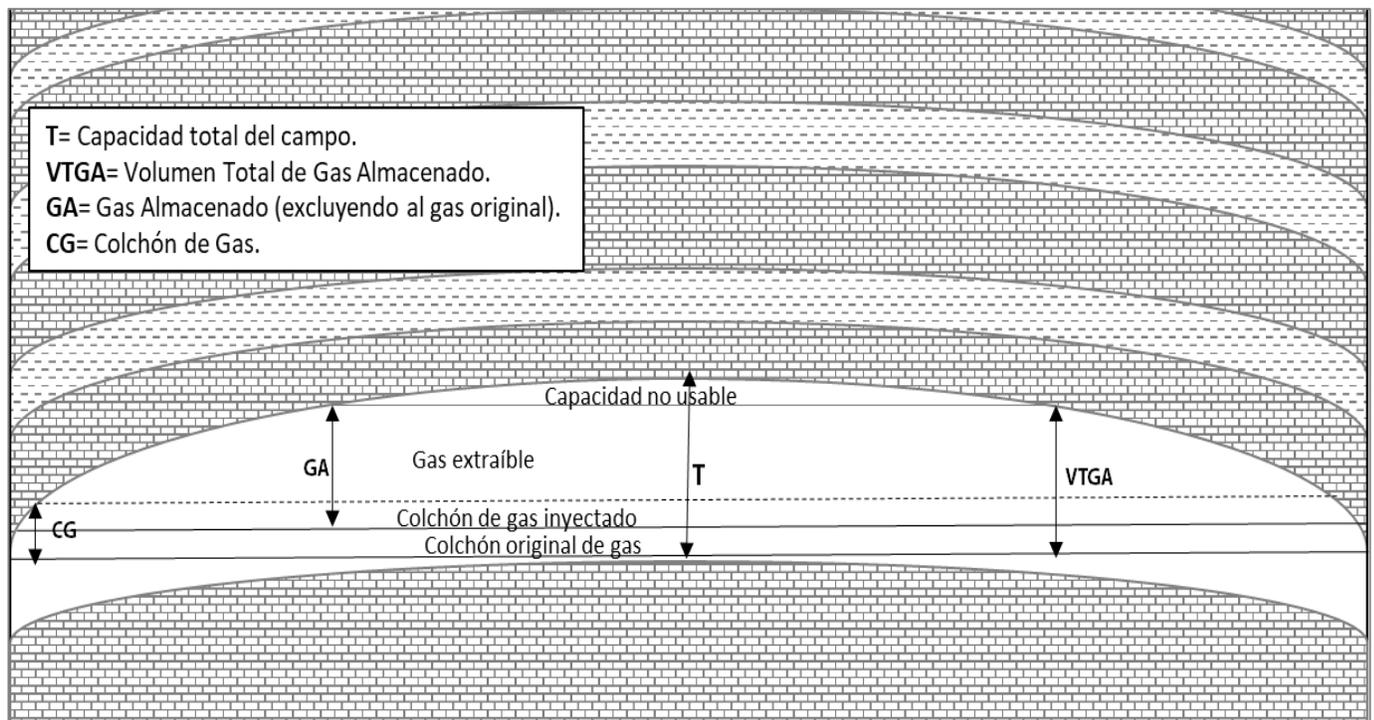


Figura 3.1.7-1 Segmentos de un yacimiento para almacenaje de gas. Fuente: Draft GEIS. (vol. 2 Chapter. 14) on the Oil Gas and Solution Mining Regulatory Programs (modificación de diagrama original)

¹ Por norma en México, los rangos de ruido en una EC son de máximo 85 dBh.



Figura 3.1.7-2 Ubicaciones de cavernas y proyectos de producción de sal construidos por Kavernen Bau-und Betriebs GmbH (KBB). Fuente: Schlumberger¹

3.1.7.6 SELECCIÓN DEL SITIO PARA ALMACENAMIENTO Y EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN

3.1.7.6.1 YACIMIENTOS AGOTADOS

- 1) La ubicación es dictaminada por la localización del yacimiento existente, esto permite al operador acceder a instalaciones de transporte, así como cualquier pozo operando o inactivo.
- 2) La factibilidad del sitio propuesto se evalúa utilizando datos obtenidos de operaciones anteriores. Dentro de estos datos se incluyen el volumen de yacimiento, presión inicial y presión remanente, existencia de acuífero, presión operacional y volumen esperado de gas extraído.
- 3) La geología del área propuesta para el almacenamiento se debe estudiar cuidadosamente para evaluar la viabilidad de almacenamiento y extracción.
- 4) El margen de almacenamiento está limitado por las fronteras del yacimiento y el tipo de trampa que en su principio permitió en la generación y acumulación del gas. (Ver capítulo 1)
- 5) Debido al alto costo para iniciar un proyecto de almacenamiento se deben tomar en cuenta sólo campos que tengan una mayor capacidad por encima del promedio de almacenar grandes volúmenes de gas.
- 6) Considerar una porosidad media-alta y una baja permeabilidad, para así permitir el almacenamiento en el medio poroso, la baja permeabilidad para impedir la migración del gas o fugas dentro de la formación.

¹ Schlumberger. (2002). Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Oilfield Review. Otoño 2002. Obtenido de: www.eia.doe.gov/

3.2 COSTO DE ALMACENAMIENTO

Determinar el costo promedio del almacenamiento de gas en un yacimiento agotado depende de bastantes parámetros los cuales dificultan la toma de decisiones para un proyecto de este tipo, y son muchos los factores los que afectan el costo del almacenamiento. Uno de los mayores gastos de inversión que se realizan en este tipo de operaciones es en la inyección del colchón de gas, debido a que, dependiendo del caso de yacimiento, se inyecta de un 15% hasta un 30% del volumen total de gas. Dentro de los gastos de operación se consideran las actividades relacionadas con la inyección y la extracción de gas.

La información respecto al costo de un almacenamiento subterráneo en México es muy limitada dado que no se ha llevado a cabo ningún proyecto de este tipo (sin considerar a Tuzandépetl ya que se trata de cavernas en domos salinos). Dentro del costo de almacenamiento se calcula la inversión y los costos de operación para un estimado previo. Inclusive a nivel internacional la información sobre este tipo de proyectos es escasa. La empresa encargada del almacenamiento tiene que tomar en cuenta para su cálculo del costo por almacenamiento, componentes como gasto de combustible, costos asociados con la transportación y su capacidad de almacenamiento.

Según la empresa Foster Associates¹, en un estudio realizado para la INGAA foundation Inc.² menciona que comúnmente en las instalaciones de almacenamiento subterráneo se consideran:

- Cargo por reserva (o entrega)
- Cargo por espacio o capacidad
- Cargo por inyección y extracción
- Cargos por uso de combustible
- Sobrecargos (como se apliquen)

La tabla 3-4 presenta los costos de inversión en el desarrollo de almacenamiento de gas en yacimientos realizada por ENECO³ en el año 2000 para Europa y Estados Unidos, aunque varía mucho el costo para cada caso esto depende del tipo de ubicación geográfica y sus características técnicas.

Tabla 3-4 Costo de inversión en desarrollo de almacenamiento subterráneo de gas. Fuente: UNECE (2000)⁴

Tipo de almacenamiento	Inversión por volumen de gas, €/m³	
	Europa	EUA
Acuífero	0.24 - 0.42	0.10
Yacimiento agotado	0.24 - 0.42	0.09
Formación salina	0.49 - 0.70	0.21

¹ INGAA Foundation Inc. (1995). Profile of Underground Natural Gas Storage Facilities and Market Hubs. Washington, D.C. section. II-32

² Interstate Natural Gas Association of America

³ ENECO es una empresa productora y proveedora de gas natural y electricidad en los Países Bajos,

⁴ United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) More underground gas storage for increased gas consumption.

3.3 CASOS DE CAMPOS AGOTADOS EN MÉXICO

Por sus características, ubicación geográfica e infraestructura existente, surge una opción destacable para el uso y aprovechamiento de campos agotados para almacenamiento subterráneo de algún tipo de fluido, ya sea con objetivo comercial, almacenamiento estratégico del gas natural y GLP, o con objetivo ambiental para el caso de almacenamiento de CO₂ o los pozos letrina.

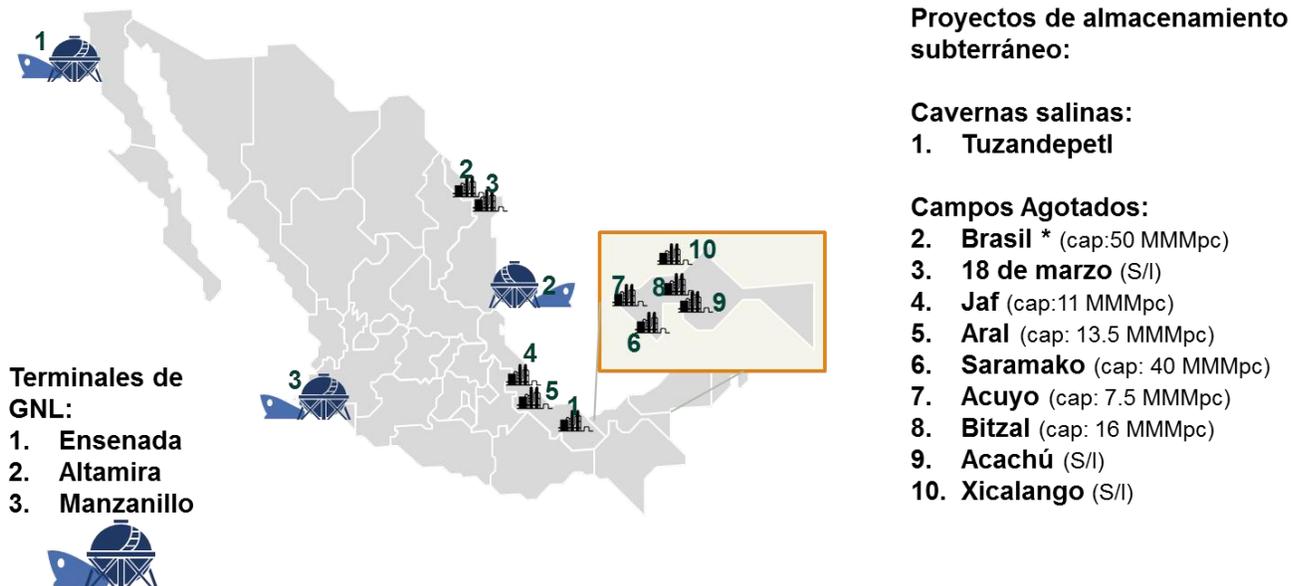


Figura 3.1.7-1 Terminales de GNL y propuestas de almacenamiento subterráneo. CNH¹, 2018

3.3.1 OBJETIVO COMERCIAL

El 13 de octubre de 2017, el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN) publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF), en donde se considera que, para mejor uso y aprovechamiento de bienes nacionales, los yacimientos de hidrocarburos dictaminados como económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos, pueden ser aprovechados para el almacenamiento de gas natural. El 28 de marzo de 2018, la Sener publicó la Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural, para la cual se establece que para inventarios estratégicos el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) realizará la licitación del servicio de almacenamiento estratégico y que dicha licitación se debe limitar a un campo previamente nominado por la CNH como económicamente inviable para la explotación de hidrocarburos.

A principios del 2018 la CNH, la Sener publica 8 yacimientos prospectos para almacenamiento estratégico: Brasil, 18 de marzo, Jaf, Aral, Saramako, Acuyo, Bitzal, Acachu y Xicalango (Ver figura 3.1.7-1). De los cuales el CENAGAS seleccionó algunos yacimientos agotados los cuales podrían ser utilizados para almacena gas natural: El campo Brasil ubicado en Tamaulipas; Jaf ubicado en Veracruz; Saramako ubicado en Tabasco y Acuyo ubicado en Chiapas.

¹ Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). El sector del gas natural: Algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional. Pág. 50-53

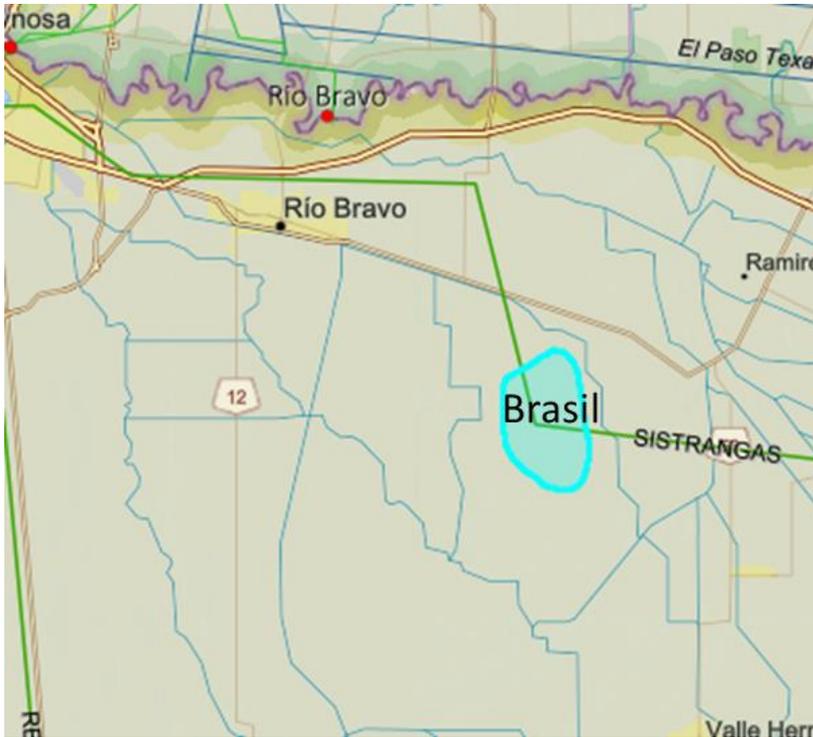


Figura 3.3.1-1 Ubicación campo Brasil. Fuente: Portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

CAMPO BRASIL

Tipo de hidrocarburo: Gas y condensado.
 Litología Areniscas: Areniscas
 Espesor: 7.5 m
 $\Phi = 0.183$
 $Sw = .40$
 $K = 120 \text{ mD}$
 Profundidad= 2800 m
 Temperatura= 90°C
 $Pi = 240 \text{ kg/cm}^2$
 $G = 553 \text{ MMMpc}$
 $Gp = 418 \text{ MMMpc}$
 No. de pozos existentes= 58
 Inicio producción en mayo de 1949 y finalizó en junio de 2006.

CAMPO ACUYO

Tipo de hidrocarburo: gas y condensado.
 Litología Areniscas: Calizas
 Espesor: 33 m
 $\Phi = 0.12$
 $Sw = .36$
 $K = 274 \text{ mD}$
 Profundidad= 3700 m
 Temperatura= 101°C
 $Pi = 396 \text{ kg/cm}^2$
 $G = 51 \text{ MMMpc}$
 $Gp = 0.8 \text{ MMMpc}$
 Inicio producción en junio de 1978 y finalizó en febrero de 2004.

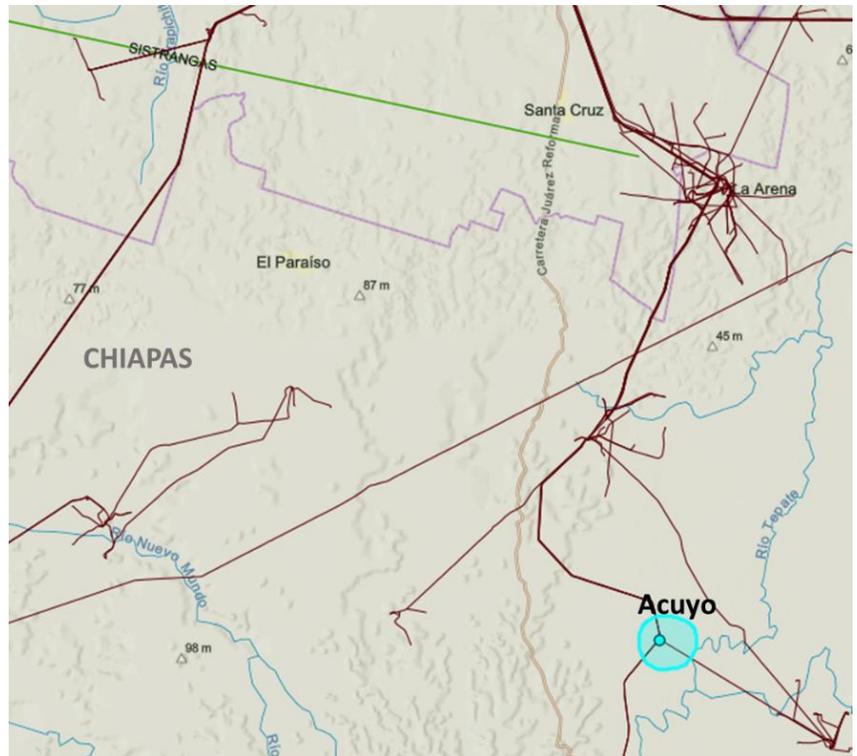


Figura 3.3.1-2 Ubicación campo Acuyo. Fuente: Portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

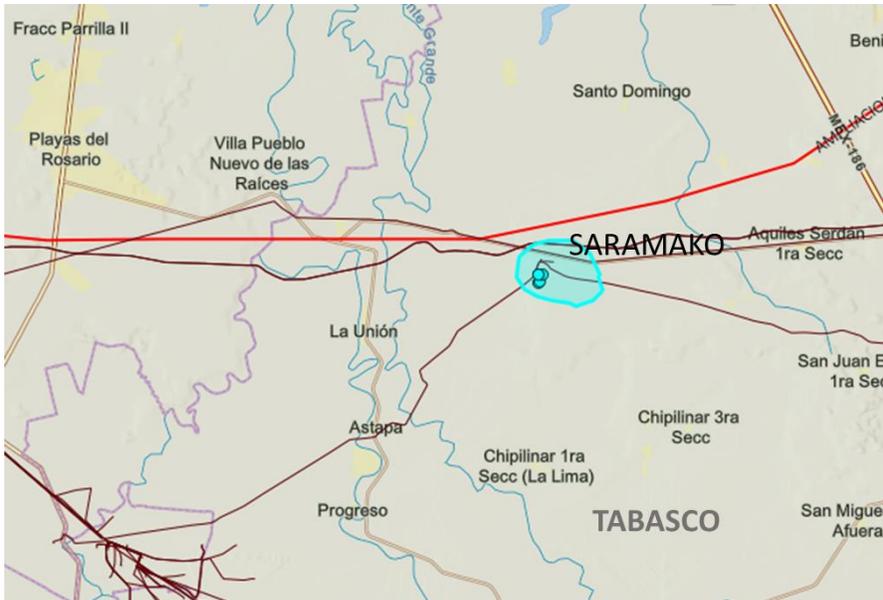


Figura 3.3.1-3 Ubicación campo Saramako. Fuente: Portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

CAMPO SARAMAKO

Tipo de hidrocarburo: gas y condensado.
 Litología Areniscas: Areniscas
 Espesor: 36 m
 $\Phi = 0.18$
 $Sw = .28$
 $K = 77 \text{ mD}$
 Profundidad= 3470 m
 Temperatura= 123°C
 $P_i = 360 \text{ kg/cm}^2$
 $G = 40 \text{ MMMpc}$
 $G_p = 34.6 \text{ MMMpc}$
 Inicio producción en junio de 1978 y finalizó en diciembre de 2014.

CAMPO JAF

Tipo de hidrocarburo: gas seco.
 Litología Areniscas: Areniscas
 Espesor: 8 m
 $\Phi = 0.26$
 $Sw = .32$
 $K = 379 \text{ mD}$
 Profundidad= 1650 m
 Temperatura= 60°C
 $P_i = 126 \text{ kg/cm}^2$
 $G = 21 \text{ MMMpc}$
 $G_p = 11 \text{ MMMpc}$
 Inicio producción en julio de 2009 y finalizó en diciembre de 2014.

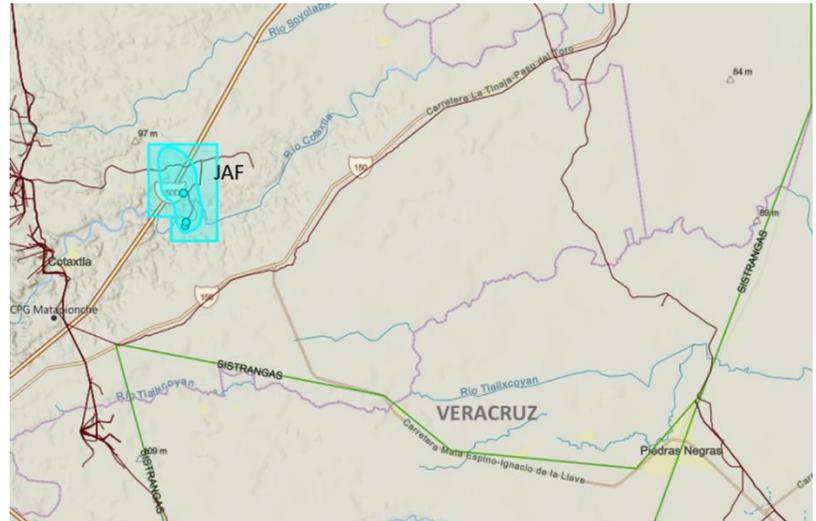


Figura 3.3.1-4 Ubicación campo Jaf. Fuente: Portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

Como se mencionó anteriormente los campos enlistados fueron propuestos por el CENAGAS y son posibles proyectos, 2 de ellos son potencialmente óptimos para un proyecto de almacenamiento estratégico con un objetivo comercial, de acuerdo con todas sus características geológicas, ubicación geográfica y capacidad de almacenamiento, además de que en sus cercanías se encuentran gasoductos para realizar una interconexión. Los campos Brasil y Jaf.

Como parte de la efectividad de este proyecto, la empresa Mirage Energy hizo público su interés en participar en el proyecto de almacenamiento estratégico el 9 de octubre de 2019 en el *Natural Gas Intelligence*¹ (NGI) seleccionando a los campos Brasil y Jaf, ya que dicha empresa tiene el interés en construir un gasoducto transfronterizo, con punto de importación en progreso, en la parte de Estados Unidos con sección Concho-Progreso.

¹ Natural Gas Intelligence. (2019). Mirage MOU to Fund \$1B US-Mexico Gas Pipeline, Storage Project -- Bonus Coverage.

3.3.2 CAMPO BRASIL (B)

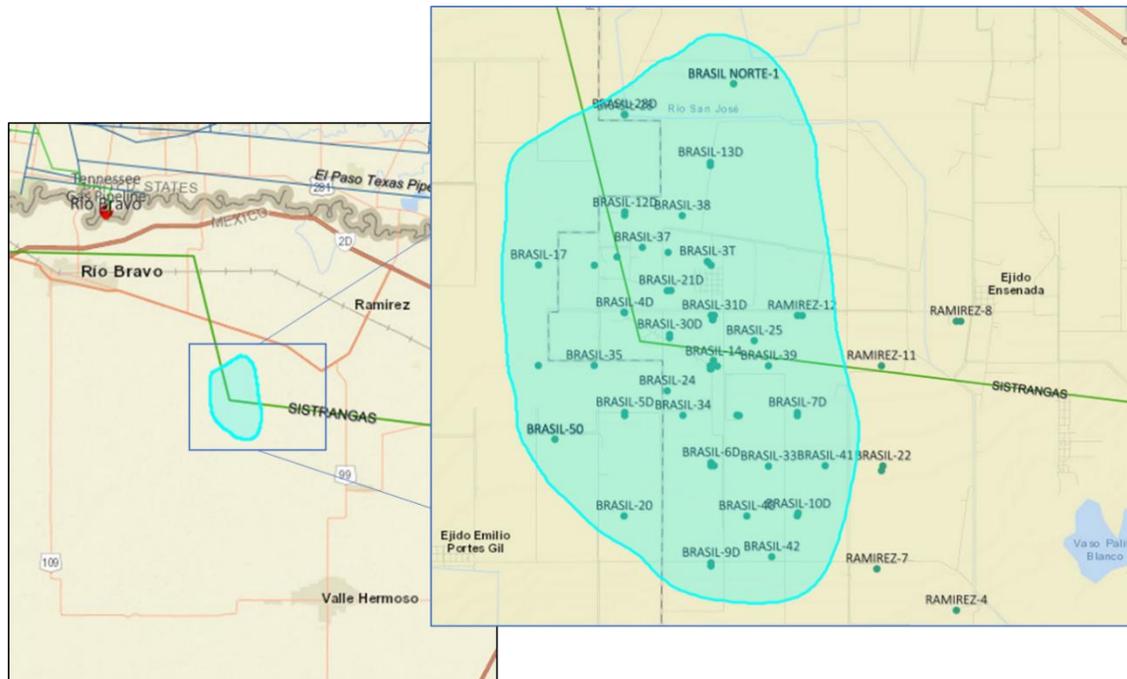


Figura 3.3.2-1 Ubicación de Campo Brasil. Fuente: CNH.

La explotación en el campo Brasil comenzó desde 1949 y se abandonó en el 2006, un año antes de su abandono se presentó un proyecto de almacenamiento de gas natural en este campo (propuesto por Pemex), en el cual, la Sener dictaminó un plan a futuro de un proyecto enfocado al almacenamiento estratégico de gas natural, el cual sería desarrollado por Pemex, sin embargo, no fue hasta principios de 2018 que el CENAGAS realizó una convocatoria para licitar el almacenamiento de gas natural dirigida a empresas privadas nacionales e internacionales.

El proyecto consiste en instalar el equipo necesario para un sistema de almacenamiento subterráneo de gas natural en el campo Brasil. El sistema se consideran diferentes escenarios para su abastecimiento, proponiendo de manera general el abasto por parte de fuentes de suministro nacionales, así como provenientes de importación.

- Suministro mediante el Sistema Nacional de Gasoductos operado por el SISTRANGAS¹ tramo Reynosa-Matamoros, entregando producción de la zona norte del país, desde el CPG Burgos.
- Abastecimiento mediante punto de importación Río Bravo, mediante una interconexión con la empresa Tennessee Gas Pipeline.
- Entrega de gas natural mediante abastecimiento de punto de importación de Brownsville.
- Suministro mediante el gasoducto Concho-El Progreso planeado por la empresa Mirage, ideado como un nuevo punto de importación en la zona Norte del País en Nuevo Progreso, el gasoducto comprende llevar el gas natural desde Waha hub hacia Agua Dulce hub y desde ese punto llevarlo hacia México.

¹ El SISTRANGAS se compone por un conjunto de sistemas de transporte de gas natural interconectados entre sí e integrados para efectos tarifarios, de entre los que el Sistema Nacional de Gasoductos, propiedad de CENAGAS

El sistema de transporte¹ SISTRANGAS es un sistema bidireccional² por lo que, considerando cualquier escenario, ya sea de importación o mediante suministro nacional, la red de SISTRANGAS será utilizada como medio de transporte, para distribuirlo a lo largo del País.

El campo cuenta con 58 pozos de los cuales todos se encuentran abandonados, una estación de recolección de gas que se encuentra fuera de operación definitiva y tres gasoductos que se encuentran de igual forma abandonados.

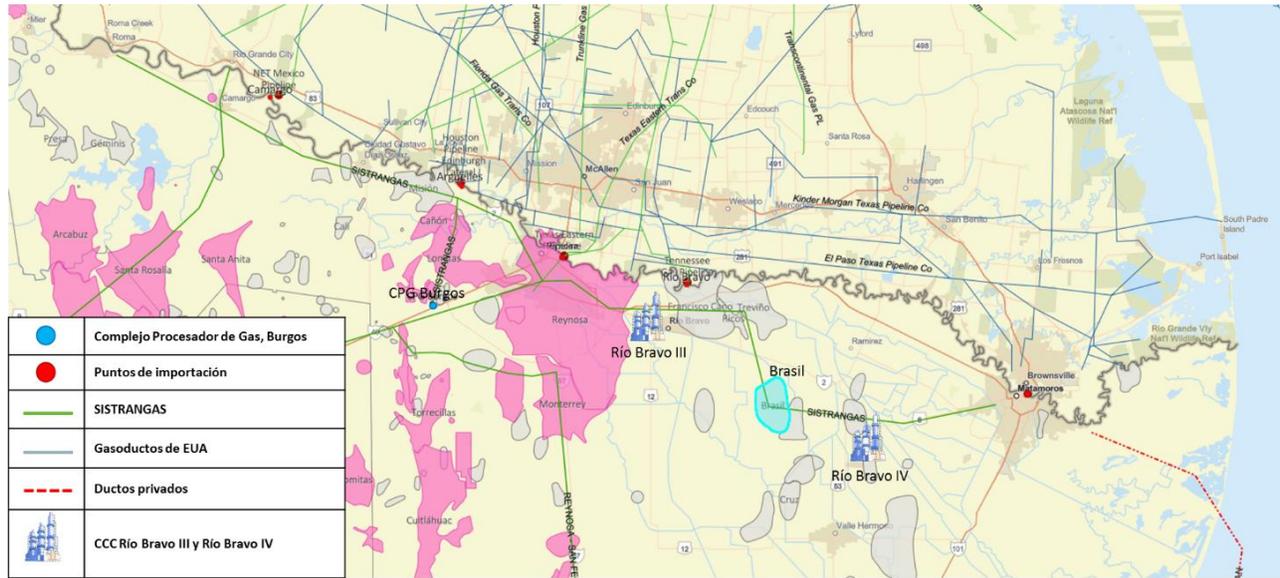


Figura 3.3.2-2 Ductos y Centrales existentes cercanas al campo Brasil. Fuente: Portal CNH mapa.hidrocarburos.gob.mx

3.3.2.1 BENEFICIOS COMO ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Aproximadamente 16 km del campo Brasil, se ubica la Central de Ciclo Combinado³ (CCC) Lomas de Real “Río Bravo III”, y a 18 km de la CCC Valle Hermoso “Río Bravo IV” con una capacidad efectiva de generación de 495 MW y 500 MW, respectivamente. Actualmente la empresa dueña de estas centrales es IEnova⁴. Al tratarse de CCC el combustible normalmente utilizado para la generación de energía eléctrica es el gas natural, por lo que el **objetivo comercial a corto plazo** del Sistema de Almacenamiento Subterráneo sería el suministro de gas a las plantas Río Bravo III y IV.

Según estudios realizados por diferentes empresas entre ellas, Naturgy, Pemex y Transcanada, el sistema tendrá la capacidad de inyectar y extraer desde 350 MMpcd hasta 500 MMpcd de gas natural, al y del yacimiento, respectivamente.

¹ Se le conoce como “sistema de transporte” a toda red de ductos encarga de transportar una partícula de gas o de aceite (dependiendo el caso) de un punto a otro. Comúnmente al tratarse de un ducto que transporta gas se le conoce como gasoducto (GDO), al que transporta aceite o crudo recibe el nombre de oleoducto (OLD) y al que transporta derivados del petróleo como gasolina, diésel etc. se le conoce como poliducto (PLD). según nomenclatura utilizada por Pemex.

² Refiriéndose a la dirección de entrega: ya sea hacia un sentido o en sentido opuesto.

³ Es una instalación empleada en la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada de combustibles fósiles como el combustible, gas natural o carbón.

⁴ Infraestructura Energética Nova, empresa privada enfocada al almacenamiento, transporte y distribución de gas natural en México.

Según CENAGAS la capacidad de almacenamiento aproximada del campo Brasil es de 50 MMMpc, por lo que, dicho sistema tiene como objetivo comercial a largo plazo el almacenamiento estratégico, ya que, en cierta temporada del año el precio del gas importado es más bajo.

3.3.2.2 FACTORES DE RIESGO

Existen desventajas para un proyecto de este tipo:

- El costo de inversión para un proyecto de este tipo es muy alto, ya que las instalaciones necesarias son muy costosas.
- Debido a la licitación la construcción tardaría de 2 a 3 años.
- En México no se ha llevado a cabo ningún proyecto de este tipo.
- Seleccionar el medio de abastecimiento, considera otra licitación para transportistas (NGI, 2019).
- En diciembre del 2018 la licitación fue cancelada y se encuentra en espera de reactivación.
- En promedio, el yacimiento se encuentra a una profundidad superior a los 2000 metros, lo cual aumenta los costos de perforación.

3.3.2.3 INSTALACIONES REQUERIDAS PARA ALMACENAMIENTO

El sistema de almacenamiento estará integrado por las siguientes instalaciones:

- Selección de pozos para la inyección y la extracción de gas. De no ser prospecto ningún pozo existente se tendrían que perforar nuevos pozos lo cual elevaría los costos de inversión.
- Instalaciones superficiales tales como estaciones de medición, separadores, compresores, entre otros.
- Un análisis debe de ser realizado para seleccionar un exacto número de compresores. Por norma se selecciona “n” número de compresores teniendo siempre uno de respaldo, por lo que el arreglo¹ quedaría n+1.

3.3.2.4 PERMISOS NECESARIOS PARA UN PROYECTO DE ALMACENAMIENTO

Una vez se restablezca la convocatoria para un proyecto de almacenamiento subterráneo, las compañías con mejor oportunidad para licitar serían: Pemex, como operadora perteneciente al Estado y la CFE como compañía beneficiaria del proyecto, ya que, sería el principal consumidor del sistema. Algunos de los documentos necesarios para la puesta en marcha del proyecto de este tipo son:

- Evaluación de Impacto Ambiental. (ASEA)
- Evaluación de Impacto Social. (SENER)
- Permiso de Almacenamiento. (CRE)
- Fallo² de licitación. (CFE)

¹ Arreglo n+1, se refiere a que siempre se tendrá un equipo de respaldo, por ejemplo: si se seleccionan 3 compresores se debe de considerar uno extra para situaciones de emergencia y/o mantenimiento.

² Se le conoce como Fallo o acta de fallo al dictamen, resolución o pronunciamiento a una solicitud o convocatoria.

3.3.3 CAMPO JAF (J)

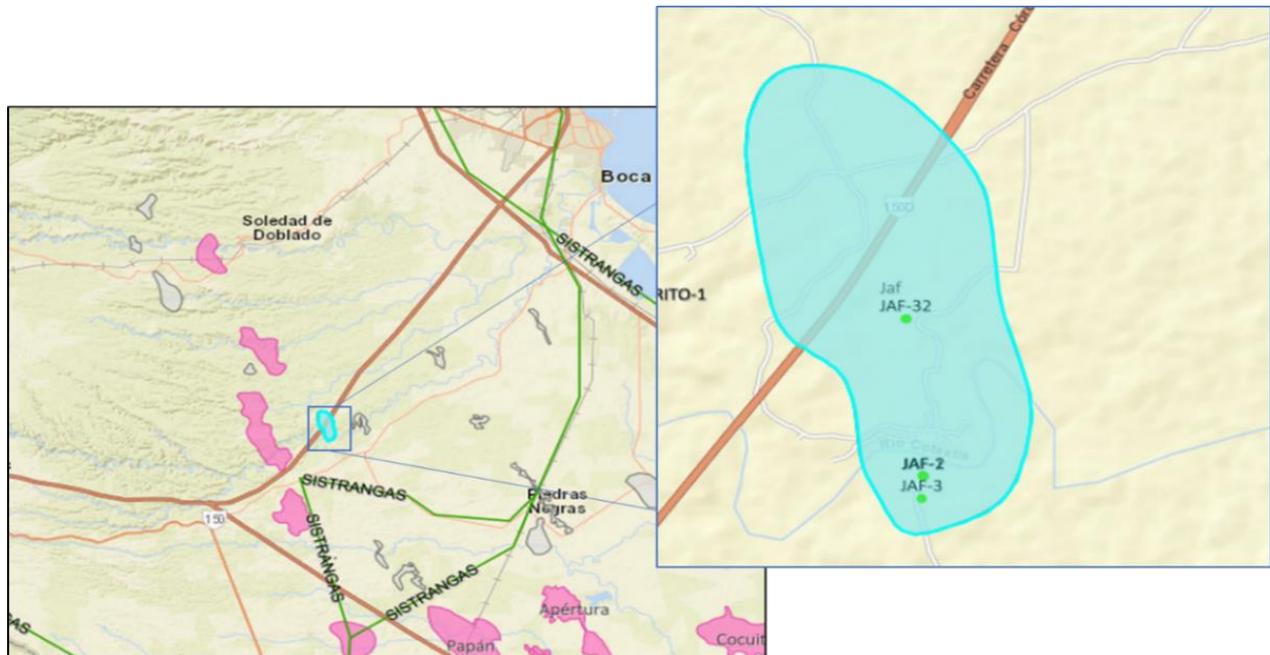


figura 3.3.3-1 Ubicación de campo Jaf. Fuente: mapas CNH.

El campo Jaf está ubicado en Cotaxtla, Veracruz. Se descubrió en el año 2008 por Pemex, en un principio la CNH otorgó el campo Jaf a Petróleos Mexicanos con la asignación A-0163-M-Campo Jaf, con propósito de extracción, aunque debido a que dejó de producir en el año 2014, la CNH y la Sener en enero de 2019 propusieron una modificación a la asignación para poder formar parte de un plan de almacenamiento estratégico con la asignación: A-0163-2M-Campo Jaf. Originalmente campo productor de gas seco. Cuenta con 5 pozos existentes (ver tabla 3-5), de los cuales 4 se encuentran tamponados¹.

El almacenamiento en el campo Jaf estaría planeado para almacenar 10,000 MMMpc de gas natural, cantidad equivalente a 2 días de producción de gas natural nacional y a 1.25 del consumo nacional (García K., 2018)². El aprovechamiento de este campo sería estratégico y sería utilizado para emergencias nacionales. Algunos analistas estiman una inversión cercana a los \$200,000,000 USD; por tal motivo se intentó licitar con empresas privadas nacionales e internacionales y así obtener un mejor costo en la construcción de la infraestructura.

3.3.3.1 INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN CAMPO JAF

Tabla 3-5 Pozos existentes en campo Jaf. Fuente: CNH (2019) mapas.hidrocarburos.gob.mx

Pozo	Año de terminación	prof. total, m	prof. vertical, m	Trayectoria	inicio de producción	año de cierre
Jaf-1	2007	2,194	1,755	direccional	nov-09	nov-10
Jaf-2	2007	1,669	1,489	direccional	nov-09	sep-10
Jaf-3	2011	1,870	1,493	direccional	feb-11	ene-12
Jaf-12	2008	1,574	1,501	direccional	jul-09	nov-14
Jaf-32	2008	2,296	1,506	direccional	ago-09	abr-12

¹ Haciendo referencia al taponamiento que se realiza al abandonar un pozo.

² Proyectos México Oportunidades de Inversión. (2018) Instalación de Almacenamiento Estratégico de Gas Natural.

Se cuenta con muestras de núcleos provenientes del pozo Jaf-1 ya que en el 2007 se terminó un pozo exploratorio. El núcleo¹ consiste en un intervalo de 9 m del intervalo de 1581 m – 1590 m de profundidad hasta la fecha se reporta solo un núcleo en existencia (Portal CNH, mapa.hidrocarburos.gob).

Dentro de la infraestructura existente en el área de asignación del campo Jaf se cuenta con 2 gasoductos de 6" que conectan el campo Jaf con el campo Barajas, para después conectarse con un oleogasoducto² que entregaba producción a la batería de separación Matapionche.

De igual forma que el campo Brasil, Jaf cuenta con una ubicación estratégica. El yacimiento tiene una profundidad promedio de 1,650 m, en promedio los pozos se encuentran a una distancia aproximada de 5.66 km de una conexión al SISTRANGAS, unidad que administra la Unidad Técnica del CENAGAS. Ver figura 3.3.3-2.

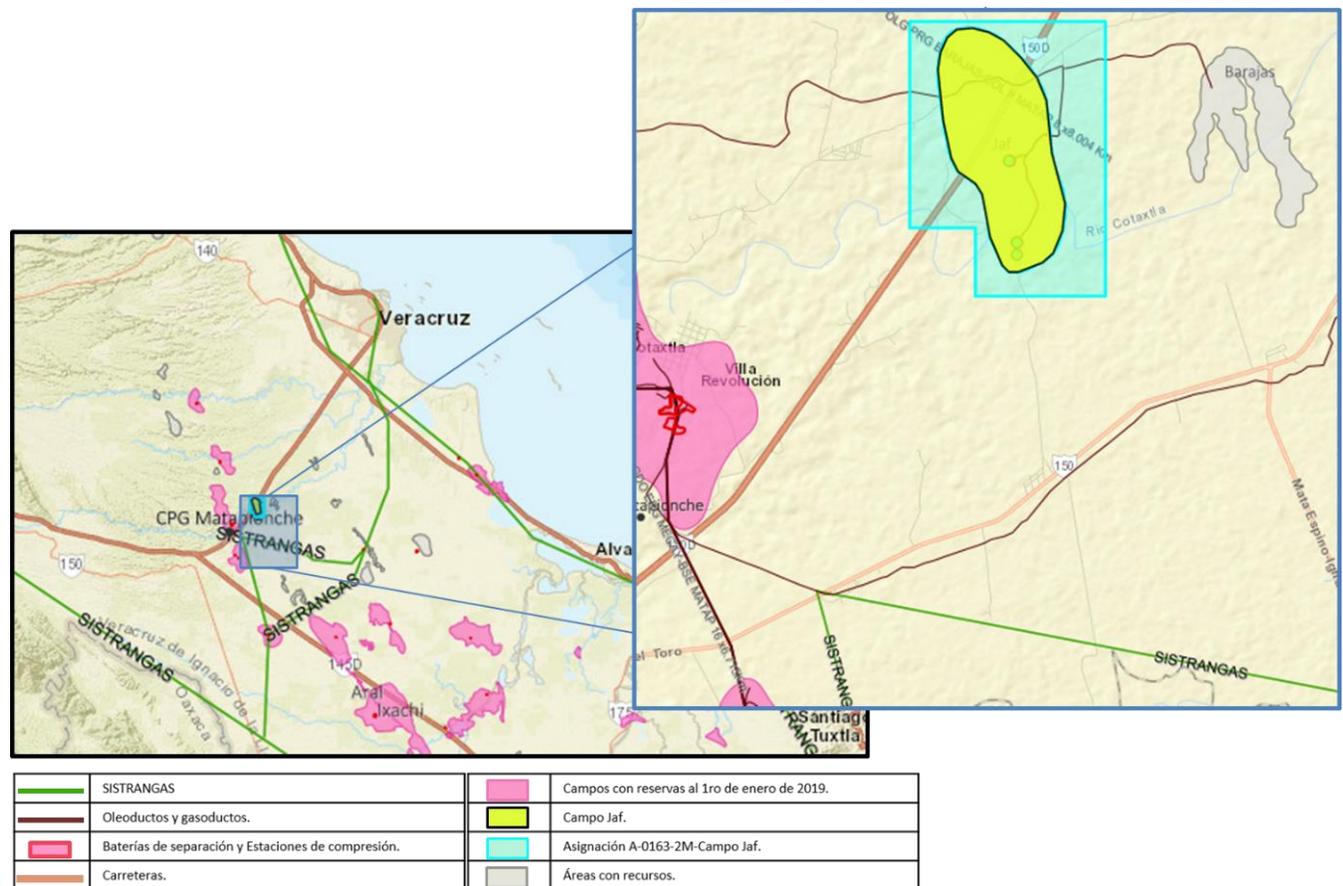


Figura 3.3.3-2 campo Jaf. Fuente: CNH (2019)

3.3.3.1.1 BENEFICIOS COMO ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO

La fuente por la que se planea abastecer el campo es por medio de la producción nacional en la zona del sureste y solo se utilizará a medida que la Secretaria de Hacienda emita una alerta basada en un

¹ Un núcleo consiste en una muestra de roca tomada de un pozo proveniente a una sección específica de la formación geológica, con la finalidad de realizar estudios especiales para calcular porosidad, permeabilidad, etc.

² Refiriéndose a que, puede transportar tanto gas o petróleo, comúnmente se transporta en mezcla el aceite con gas asociado.

plan de emergencia¹, el cual se activara en situaciones vulnerables para el país como el cierre de puntos de importación parte de Estados Unidos o por falta de entrega de producción en situaciones de fenómenos naturales, reduciendo el suministro de gas a causa de sismos o en temporada de huracanes.

- La principal ventaja que tiene este campo es utilizarlo como suministro de gas natural en situaciones de emergencia.
- Actualmente se tiene la tecnología en México.
- Excelente ubicación geográfica para almacenar parte de la producción diaria de la zona del sureste.
- Capacidad de almacenar 1.25 veces el consumo nacional de gas natural.
- La profundidad a la que se encuentra el yacimiento favorece a la perforación de los pozos.
- Temperatura baja en comparación con los demás campos.

3.3.3.1.2 FACTORES DE RIESGO

Existe un gran número de desventajas para un proyecto de este tipo.

- El costo de inversión para este proyecto es muy alto, ya que las instalaciones necesarias son muy costosas.
- Si fuera el caso de que el alcance del proyecto solo sea para casos de emergencia, se aumenta el costo de instalaciones, ya que los equipos estarían diseñados para trabajar en stand by.
- Tiempo de construcción ronda entre 2 a 3 años.
- En México no se ha llevado a cabo ningún proyecto de este tipo.
- El costo de almacenamiento del gas aumentaría el costo del gas.
- Debido a la cancelación de la licitación en 2018, el proyecto se encuentra en pausa.

¹ Plan que se deberá incorporar a la brevedad, ya sea que por causas de desastres naturales o políticas donde la entrega de gas natural a diferentes zonas se dificulte, es aquí en donde entra en acción el abastecimiento por medio del centro de almacenamiento estratégico Jaf.

3.3.4 OBJETIVO AMBIENTAL

El almacenamiento con un objetivo ambiental se refiere a utilizar el yacimiento o un campo clasificado como agotado para inyectar fluidos que son producto de algún proceso de perforación o producción de un pozo petrolero, fluidos que se consideran como contaminantes o que han dejado de ser importantes para la industria petrolera. Tales como: lodo de perforación, agua congénita e inyección de CO₂ aún y cuando este último no sea producto de perforación o producción.

3.3.4.1 ALMACENAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA

La mayoría de los campos tienen en común la producción de agua, algunos en gran cantidad y otros en una mínima proporción. A pesar de que se tenga la tecnología más avanzada, llegara un punto en la producción de cualquier campo en la que la presencia del agua sea un inconveniente para la producción. El agua producida puede ser considerada beneficiosa o perjudicial ya que, en el caso de que el agua sea beneficiosa es porque al instante en el que el agua fluye a superficie, el agua arrastra al aceite, llevando el crudo a superficie, aunque la cantidad de agua producida con relación a la cantidad de aceite producido será beneficiosa si el costo de eliminación no iguala a los ingresos.

En los campos maduros, la rentabilidad se basa en el límite económico de la relación agua/petróleo, la cual indica la cantidad de agua que existe por la cantidad de aceite que existe en el yacimiento, expresada en barril/barril.

Por ejemplo, el corte de agua en el límite económico puede ser expresado como:

$$WOR_e = V_o/C_w$$

$$Corte\ de\ agua = WOR/(1 + WOR)$$

En donde V_o representa el valor de un barril de petróleo incluyendo el costo de extracción y los impuestos, sin incluir el costo de eliminación de agua. C_m , representa el costo del manejo del agua producida.

Si $V_o = 30$ US\$/barril de petróleo.

$C_m = 1.2$ US\$/barril de agua.

$$WOR_e = \frac{30 \left[\frac{US\$}{barril\ de\ petr\ oleo} \right]}{1.2 \left[\frac{US\$}{barril\ de\ agua} \right]} = 25 \left[\frac{barril\ de\ agua}{barril\ de\ petr\ oleo} \right]$$

Y

$$L\acute{i}mite\ econ\ omico\ de\ corte\ de\ agua = 25/(1 + 25) = 0.96154$$

$$\approx 96.154\% \text{ l\acute{i}mite de corte de agua}$$

Lo que quiere decir que en este caso ideal al producir 96.154% de agua, es cuando el costo de manejo de agua producida alcanza al valor del petróleo, por lo tanto, la extracción deja de ser rentable.

La eliminación y el manejo de la producción de agua puede alcanzar costos realmente altos, dependiendo de la zona en la que se encuentre ubicado nuestro campo, e incluso al no existir la infraestructura necesaria para el tratamiento del crudo en la eliminación del agua y sus contaminantes puede ser razón necesaria para abandonar un proyecto de extracción. Por lo tanto dentro del uso de aprovechamiento de los campos clasificados como agotados, se incluye la inyección de agua congénita en el interior de este y así utilizar el espacio poroso como almacén, ya que dependiendo del tipo de agua, por lo general es muy costoso eliminar las impurezas contenidas en ella, y muy pocas veces se vuelve a utilizar el agua obtenida con otro propósito que no sea petrolero, de tal forma que para reducir costos en el tratamiento y manejo de la producción de agua, inyectar el agua de formación a un yacimiento agotado es la opción más económica y rentable en el manejo del agua.

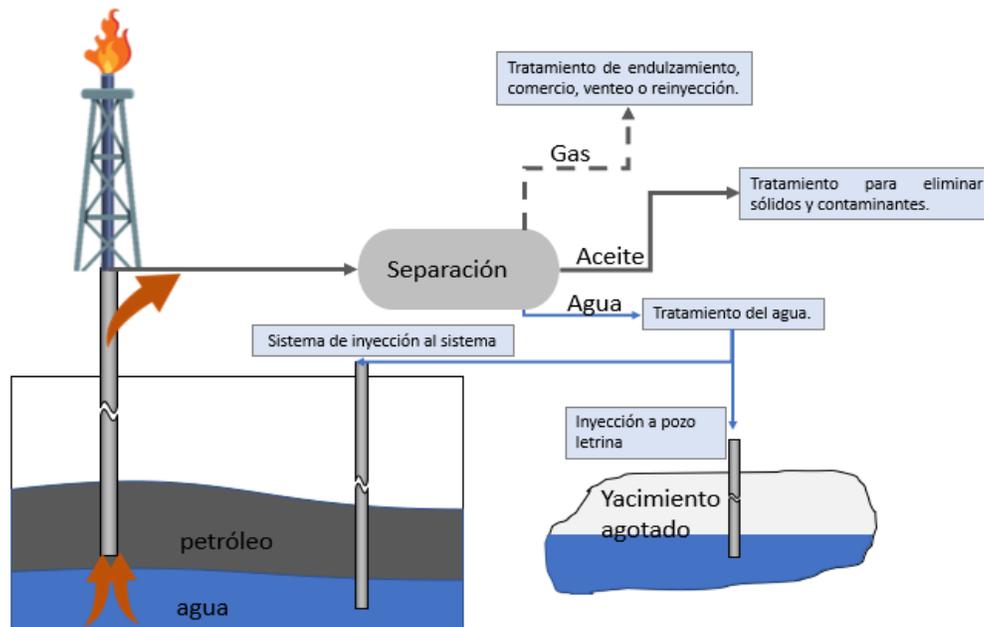


Figura 3.3.4-1 Manejo de la producción del agua. Hirschfeldt, M. Oil Production Consulting, octubre 2015.¹

¹ Hirschfeldt, M. El manejo del agua producida en la industria petrolera Argentina. Oil Production Consulting, octubre 2015. Pág. 1-4

3.3.4.1.1 CAMPO ARQUIMIA

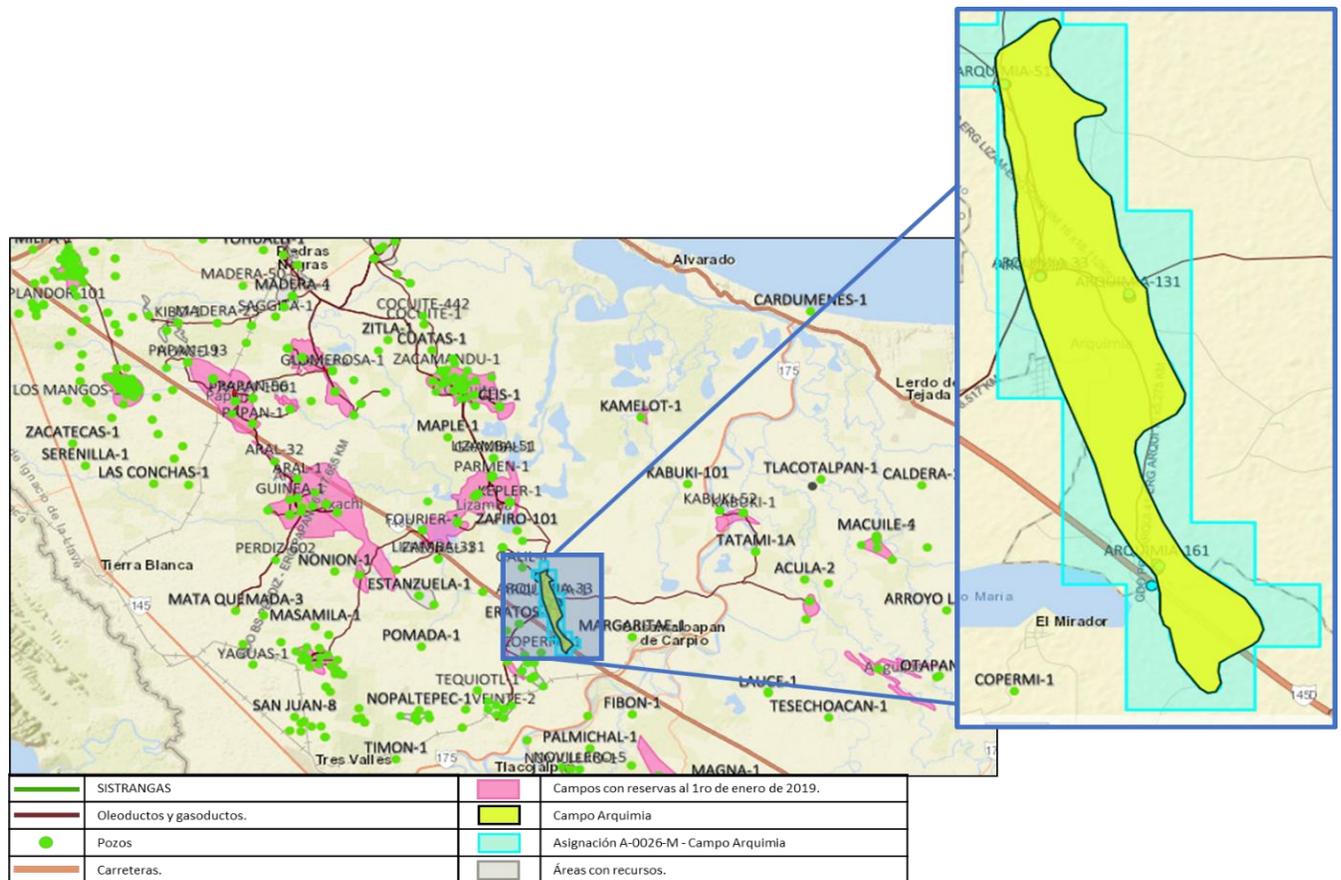


Figura 3.3.4-2 Ubicación de campo Arquimia. Fuente: CNH

Una vez terminada la vida útil del campo este se abandona, pero se dejan abiertos algunos pozos que puedan funcionar como pozos letrina, no solamente para la inyección de agua congénita sino también para la inyección de lodo de perforación o químicos utilizados en algún proceso relacionado con la exploración y explotación de hidrocarburos. Tal es el ejemplo del campo Arquimia ubicado en Veracruz en el municipio Ignacio de la Llave que, después del drene total de sus reservas actualmente algunos de sus pozos son utilizados como pozos letrina (Ver tabla 3-6)

Tabla 3-6 Pozos existentes dentro de campo Arquimia. Información recopilada de mapa.hidrocarburos

Pozo	Año de terminación	Prof. total m	Prof. vert. m	Trayectoria	Inicio de producción	Año de cierre.	Estado actual
Ar-1	2004	2,200	2,193	direccional	mar-06	jul-14	cerrado con posibilidades
Ar-101	2005	2,990	2,990	vertical	nov-06	dic-15	cerrado con posibilidades
Ar-104	2009	2,465	2,030	direccional	sep-09	jul-12	cerrado
Ar-124	2006	2,923	1,984	direccional	ago-06	ene-08	cerrado
Ar-122	2006	3,058	-	direccional	ago-06	nov-11	cerrado
Ar-123	2011	2,314	2,130	direccional	may-11	may-13	cerrado
Ar-124	2011	2,867	2,161	direccional	jul-11	feb-16	letrina
Ar-125	2011	2,773	-	direccional	oct-11	nov-12	cerrado

Ar-131	2006	3,062	-	direccional	ago-06	ene-13	cerrado
Ar-151	2005	2,725	2,295	direccional	may-06	jun-12	letrina
Ar-152	2009	2,199	2,031	direccional	abr-09	jun-12	cerrado
Ar-161	2005	3,252	2,108	direccional	mar-06	may-15	cerrado
Ar-171	2006	2,823	1,995	direccional	feb-07	oct-08	letrina
Ar-21	2004	2,903	2,086	direccional	mar-06	sep-12	cerrado
Ar-31	2004	2,998	2,090	direccional	mar-06	oct-10	cerrado
Ar-32	2011	2,404	2,161	direccional	jun-11	sep-15	cerrado
Ar-33	2011	2,335	2,131	direccional	ene-12	dic-13	cerrado
Ar-41	2005	3,063	2,071	direccional	mar-06	ago-09	cerrado
Ar-42	2011	3,279	2,160	direccional	mar-11	jul-12	cerrado
Ar-51	2004	2,287	2,183	direccional	mar-06	sep-07	cerrado
Ar-61	2005	3,429	2,127	direccional	mar-06	oct-08	cerrado
Ar-68	2010	3,075	2,411	direccional	may-10	ene-16	letrina

En donde se inyecta agua de formación y lodo de perforación perteneciente a los campos terrestres cercanos como lo son: Kabuki, Lizamba, Cocuite, Ixachi, Perdiz, Espejo, Cauchy, Apertura, etc.

Sin embargo, para el caso de la inyección del lodo solo se permiten inyecciones siempre y cuando el lodo no vaya acompañado de recortes, pedazos de metal o materiales que puedan obstruir el paso de los fluidos hacia el pozo letrina. (Pemex, 2018).



Figura 3.3.4-3 Taponamiento en tubería por cuerpos en lodo de perforación, pozo letrina Arquimia. Fuente: Pemex (2019)

3.3.4.2 INYECCIÓN DE CO₂

La inyección de CO₂ en la industria petrolera consiste básicamente en inyectar el dióxido de carbono en un yacimiento para aumentar la producción a causa de la reducción de la viscosidad del petróleo y proporcionando un desplazamiento miscible o parcialmente miscible del petróleo. (Schlumberger, 2019). Aunque la inyección de CO₂ con objetivo ambiental comienza con la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por lo que algunos gobiernos e industrias discuten propuestas de la mejor manera de reducirlos, algunos se han planteado que el mejor método es la captura y secuestro de carbono (CCS por sus siglas en inglés Carbone Capture and Storage), lo cual consiste en el almacenamiento de CO₂ que se produce tras la quema de combustibles fósiles en el subsuelo, mediante: 1) capas acuíferas, 2) formaciones salinas, 3) yacimientos de petróleo depresionados o agotados, 4) minas de carbón, 5) formaciones geológicas. (Greenpeace, 2005).

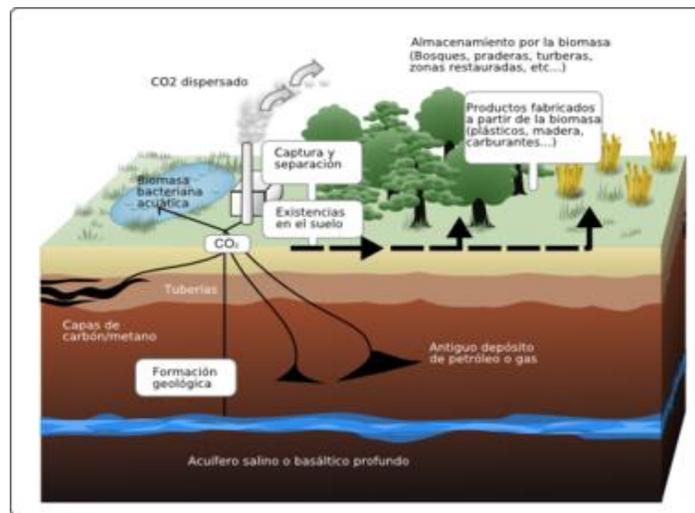


Figura 3.3.4-4 Diagrama esquemático de posibles sistemas de CCS: Fuente: Technology Roadmap (2005)

Dentro de las 5 opciones mencionadas anteriormente, todas cuentan con desventajas que aumentan claramente el riesgo de este tipo de proyecto.

- 1) La inyección en capas acuíferas se refiere a inyección en mar abierto, lagunas o fondos oceánicos. En donde la mayor desventaja que se tiene es la clara afectación a la flora y fauna, además de la reducción en el pH de la zona inyectada.
- 2) El almacenamiento en domos salinos aumenta la posibilidad de facilitar una vía de escape del CO₂ por medio de las grietas producidas por la perforación en el domo.
- 3) En este tipo de proceso de inyección se propone inyectar el CO₂ como método de recuperación secundaria, las dificultades en la implementación de este método ya han sido mencionadas en el capítulo II, es muy costoso y no existe volumen suficiente para inyectarlo a los yacimientos, además de que el CO₂ necesita ser tratado para eliminar las impurezas de este.
- 4) En las vetas de carbón provoca fugas de metano contenido en el carbón, aunque este tipo de almacenamiento de CO₂ es el más utilizado en el mundo. Durante el 2018 ha habido propuestas de inyección de CO₂ en vetas de carbón para extracción de metano (CMP 2018) aunque hoy en día ninguna propuesta es viable por la inversión necesaria.

Hoy en día no se tienen reportes de almacenamiento de CO₂ como plan de almacenamiento estratégico con objetivo ambiental, ya que de igual forma se trata de un proyecto costoso que además tardaría alrededor de 2 años en su construcción.

3.4 APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

La eficiencia energética es la obtención de los mismo bienes y servicios energéticos, pero con mucha menos cantidad de energía, con la misma o mayor calidad de vida, con una menor contaminación, a un precio inferior, alargando la vida de los recursos utilizados y con un menor conflicto (AEDENAT et al. 1998)¹.

La eficiencia energética se encarga de asegurar el suministro energético necesario para cubrir los requerimientos necesarios del usuario o consumidor mediante la diversificación y actualización de nuevas tecnologías limpias que garanticen sustentabilidad. En la industria la eficiencia energética se encarga de optimizar los procesos industriales, tomando en cuenta un mejor aprovechamiento en el reciclaje de materiales.

Para nuestro caso de análisis, el aprovechamiento energético está relacionado con el venteo o liberación de gas natural en el transporte y distribución que pudiera suceder dentro de algunos de las siguientes equipos o instalaciones:

- Procesos de depuración y purga durante mantenimiento y conexión
- Venteo de compresores
- Fugas por final de línea y conexiones
- Emisiones de gas en tanques de almacenamiento y/o separadores
- Emisiones en válvulas de purga
- Fugas en válvulas y coples o juntas
- Despresurización en compresores por paro o falla
- Fugas en bombas
- Fugas en Estaciones de Medición Regulación y Control (EMRyC)

A diferencia de la depuración y purgas que se llevan a cabo en el venteo de gas natural durante el transporte y la distribución, en la mayoría de las instalaciones la principal causa de las fugas es: 1) el deterioro en las conexiones; 2) una mala instalación o ensamblaje; 3) vibraciones muy altas al paso del gas natural.

3.4.1 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GAS NATURAL DURANTE EL MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE GASODUCTOS

En las operaciones de mantenimiento y reparación de gasoductos o cualquier operación que requiera del cierre de un segmento de tubería, generalmente se ventea todo el gas contenido en el tramo del gasoducto en cuestión, que corresponde al volumen total de la tubería que queda entre dos válvulas consecutivas a ambos lados del tramo o equipo a reparar, dentro del sistema de gasoductos las válvulas de seccionamiento se encuentran a varios kilómetros una de la otra.

¹ Asociación Ecologista de Defensa de la Naturaleza

Según Bylin y Plauchú¹ (febrero 2019) mencionan que algunas de las soluciones para reducir las emisiones de gas en este tipo de procesos son: 1) disminuir la cantidad de gas en la línea y por ende la cantidad de gas disponible para venteo o quema; 2) utilizar un compresor portátil de tipo ad-hoc para terminar de evacuar la línea; 3) llevar el gas de la tubería a reparar a un gasoducto alterno 4) o bien realizar un ajuste en la infraestructura para reducir las distancias entre válvulas.

Las opciones más viables para resolver este problema son la recirculación del gas o el almacenamiento en alguna sección, dependiendo de la zona en la cual se lleve a cabo la reparación, uno de los métodos comúnmente utilizados es el hot tapping².

3.4.2 ANÁLISIS DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO EN ESTACIÓN DE COMPRESIÓN

Al analizar estaciones de compresión para el almacenamiento subterráneo, los venteos más significativos que se realizan en un proyecto de este tipo son en los compresores o turbocompresores, ya que dependiendo del tipo que se tenga se realizan paros de programados o de emergencia, en donde el gas que se queda entrampado dentro del compresor (sea reciprocante o centrífugos) y posteriormente es venteado. Comúnmente el gas que se vendea en este punto bajo una propia investigación en diferentes Estaciones de Compresión en México (solo para transporte) esta cantidad de gas liberada a la atmosfera no es cuantificada.

Se planteará un análisis de la cantidad de gas que se vendea en un turbocompresor industrial diseñado para gas natural, con objetivo de ampliar el panorama del aprovechamiento de recursos. La manera más común en la cual podemos encontrar un arreglo de instalaciones dentro de una estación de compresión es la siguiente: (Ver anexos, ejemplo de un diagrama para transporte que para fines prácticos).

- 1) Filtros de separación (horizontales o verticales)
- 2) Cabezal de succión
- 3) Compresores
- 4) Cabezal de descarga
- 5) Aeroenfriadores

Durante una operación de paro por emergencia o alguna reparación, el gas entrampado dentro del equipo es venteado para realizar las operaciones de reparación o continuar con las operaciones, por lo que, utilizar el gas venteado como gas combustible para un generador es una opción viable para el aprovechamiento de este.

3.4.3 APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO EN COMPRESORES

Tomando en cuenta un turbocompresor, se procede a aproximar el volumen geométrico para tener un estimado de la cantidad de gas que puede quedarse atrapado dentro de la cámara del compresor en caso

¹ Bylin, C. & Plauchú, J. (febrero 2019). Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas. Trabajo técnico, Petrotecnia. Pág.: 3-10

² Es el método de hacer una conexión a tuberías con altas presiones existentes, sin interrumpir el flujo en esa sección de tubería.

de un paro por emergencia o se consulta al proveedor para estimar el volumen de espacios vacíos dentro del compresor.

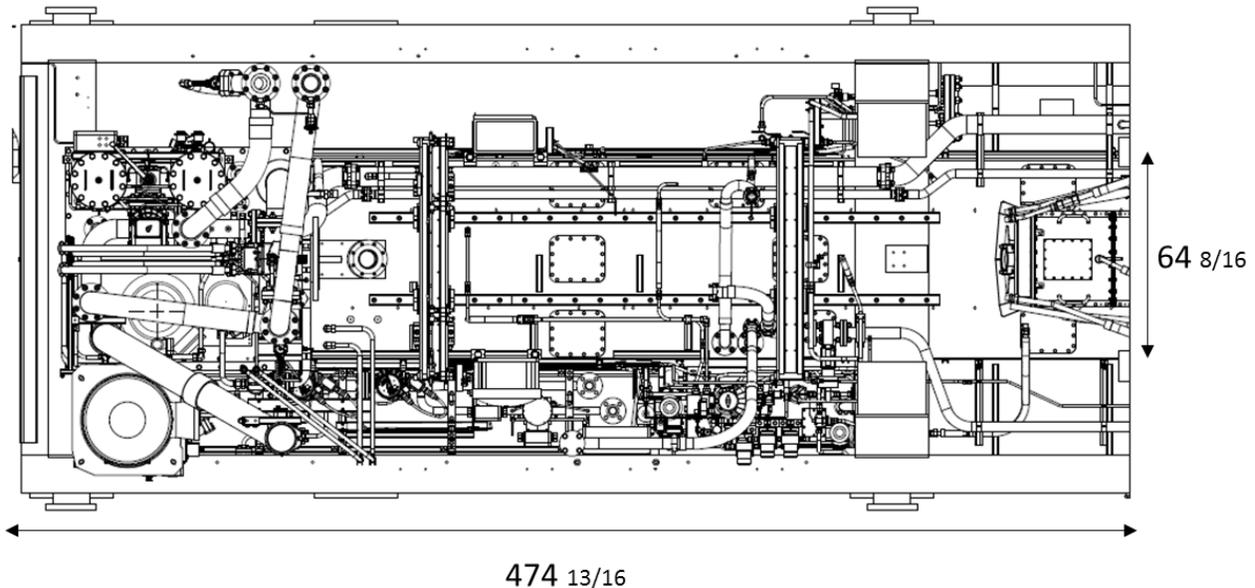


Figura 3.4.3-1 Compresor.

Ya el volumen estará relacionado con la presión y temperatura posterior al cálculo del volumen geométrico, se toman los datos de la presión máxima de descarga, así como la temperatura máx. Para así poder ingresar los datos requeridos de la fórmula general para gases reales, el primer cálculo del volumen es previo al volumen real del gas atrapado durante un paro de emergencia. Ver procedimiento.

Considerando la ecuación de Estado para gases reales se tiene:

$$PV = znRT \quad \dots \quad (1)$$

Considerando el número de moles como:

$$n = \frac{m}{M} \quad \dots \quad (2)$$

Sustituyendo la ecuación (2) en la ecuación (1)

$$PV = z \left(\frac{m}{M} \right) RT \quad \dots \quad (3)$$

Posteriormente se calcula la masa contenida de gas con la ecuación 4.

$$m = \frac{PVM}{zRT} \quad \dots \quad (4)$$

Después, con el dato de masa obtenido mediante la ecuación 4, se procede a calcular el volumen de gas con la siguiente ecuación:

$$V = \frac{m}{\rho} \quad \dots \quad (5)$$

Mostrando lo siguientes resultados:

VOLUMEN APROXIMADO DE COMPRESOR (V1)	3,591.27			<i>ft</i> ³
PRESIÓN MÁX DE DESCARGA (P1)	1,292.00			<i>psi</i>
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE GAS (Z)	0.9978			<i>ADI</i>
CONSTANTE UNIVERSAL DE GASES (R)	10.73			$\frac{psift^3}{molK}$
TEMPERATURA (°T)	50	°C	581.67	°R
peso molecular (M)	17.1201	$\frac{gr}{mol}$	0.0377435	$\frac{lb}{mol}$
MASA (m)	28.1202	<i>kg</i>	61.9943	<i>lb</i>
DENSIDAD DE GAS (ρ)	0.784	$\frac{kg}{m^3}$	0.0489435	$\frac{lb}{ft^3}$
VOLUMEN DE GAS EMPACADO (Vf)	35.87	m ³	1,266.6517	<i>ft</i> ³

Figura 3.4.3-2 Cálculo de cantidad de gas empacado en Compresor.

Una vez calculado para este caso esa cantidad de gas puede ser utilizada para abastecer solo una pequeña parte de energía ya sea oficinas o para abastecimiento del compresor por unas horas, mediante un generador (Genset) pequeño, para este cálculo de un solo compresor individual el gas que es venteadado puede ser aprovechado en 2 escenarios principales:

- La utilización del gas como combustible para un generador eléctrico, que abastezca las instalaciones durante un periodo de tiempo estimado de acuerdo con el alcance de abasto que pueda tener el aprovechamiento del gas.
- El almacenamiento del gas para uso de gas combustible en casos de emergencia.

De acuerdo con el cálculo realizado para el volumen empacado, se realiza un estudio para generadores de 60 kW de capacidad a 60 Hz (ya que la cantidad de gas combustible es lo que podría abastecer), diferentes modelos, marcas y proveedores, para así realizar un análisis costo beneficio. Mostrando las siguientes características. (ver tabla 3-7).

Al tratarse de un proyecto para transporte y almacenamiento de gas natural, se puede tomar como propuesta diseñar una toma de gas en la línea de transporte para que funcione como como gas combustible para generar energía y abastecer a los equipos necesarios en el almacenamiento subterráneo. Dicho proyecto mediante un análisis que considere a diferentes disciplinas se puede volver bastante viable tomando en cuenta la consideración de ser autosuficiente, refiriéndose al abastecimiento de energía.

Por otra parte, el análisis realizado considera a un turbocompresor industrial relativamente pequeño en consideración a los que se requeriría para el almacenamiento subterráneo, además de que en las estaciones de compresión siempre se encuentra con más de un compresor, en diferentes arreglos ya sea 2

en funcionamiento y uno de reserva, o la cantidad de compresores que se requiera, siempre considerando una configuración n+1.

Tabla 3-7 Información General De Cotizaciones Para Gensets A Gas. Investigación propia con proveedores.

MODELO	C60 N6	RG06024	7636	HT060	60GFT
ENGINE BRAND	CUMMINS	GENERAC INDUSTRIAL POWER	INTERNATIONAL	HONEYWELL	WEIFANG NAIPUTE
HECHO EN	USA	USA	USA	USA	CHINA
CAPACIDAD [kW]	60	60	55	60	60
FRECUENCIA. [Hz]	60	60	60	60	60
VELOCIDAD. [RPM]	1800	1800	1800	3600	1800
# DE CILINDROS	6	10	8	4	6
COMBUSTIBLE	GAS NATURAL Y PROPANO	GAS NATURAL Y PROPANO	GAS NATURAL Y LP	GAS NATURAL Y PROPAMO	GAS NATURAL
VOLTAJE DE OPERACIÓN	120/240	120/240	120/208	120/240	480/240
PRESIÓN DE ENTREGA DE COMBUSTIBLE MÍN. kPa (inH2O)	1.5 (6)	2.7 (11)	1.74 (7)	1.24 (5)	2 (8.04)
PRESIÓN DE ENTREGA DE COMBUSTIBLE MÁX. kPa (inH2O)	3.2 (13)	3.5 (14)	2.74 (11)	3.48 (14)	50 (200.932)
PESO DE GENERADOR kg (lb)	1103 (2431)	875 (1929)	961.62 (2120)	654(1441)	1730 (3814)
PESO DE GENERADOR + CASING PROTECCIÓN CONTRA EL CLIMA kg (lb)	1184 (2610)	1075 (2370)	-	699 (1539)	1730 (3814)
PESO DE GENERADOR + CASING PROTECCIÓN CONTRA EL CLIMA + ATENUADOR DE RUIDO kg (lb)	1227 (2706)	1175 (2590)	-	699 (1539)	1730 (3814)
CONFIGURACIÓN	CAST IRON, IN-LINE 6 CYLINDER	INDUSTRIAL SPARK-IGNITED GENERATOR SET	5.7L Industrial Powertrain 8-Cylinder Liquid-Cooled Engine	---	---
TASA DE COMPRESIÓN	8.5:1	9.0:1	-	8.5:1	11.0:1
FASES	1	1	3	1	3
CERTIFICACIONES	NFPA 110, IBC 2012, ISO 9001-9002, UL 2200, CSA 4215-01, EPA SI	UL2200, UL508, UL489, CSA 22.2, BS5514, SAE J1349, NFPA 37-70-99-110, NEC700-701-702-708, ISO 3046-7637-8528-9001, NEMA ICS10-MG1-250-ICS6-AB1, ANDI C61.41.	SIN INFORMACIÓN	BS5514, ISO3046, DIN6271, ISO8528, SAE J1349	ISO, CE
CONSUMO DE COMBUSTIBLE 100%, m3/h (ft3/h)	26.4 (933.8)	21.6 (923)	19.312 (682)	24.41 (862)	16.8 (593.3)
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	STANDARD SET-MOUNTED RADIATOR	VENTILADOR, 22", 2300 rpm	LIQUID COOLED	VENTILADOR, 22", 2100 rpm	WATER COOLING
TIPO DE CONTROLADOR	Transfer Switch Open Trans	-	INTELINANO (NT)	-	IntelILite
FASES	1	-	PARA 3 FASES	-	para 3 fases
DISPLAY	SI	SENCILLO DE LED	SI	SI	si
CERTIFICACIONES	UL, SA, NEC, NFPA, NEMA, IEEE, ISO9001	S/I	S/I	S/I	s/I
TIEMPO DE ENTREGA	10 SEMANAS	2-3 SEMANAS	--	--	30 días
UBICACIÓN DE LA EMPRESA	CHIHUAHUA	CULIACAN, SINALOA	USA	USA	Weifang, Shandong, China.
CERTIFICACIÓN DE PRUEBAS DE FABRICA	SI	SI	SI	SI	si
GARANTÍA	2 AÑOS / 1000 HRS	1.5 AÑOS / 1000 HRS	5 AÑOS	2 AÑOS	1 AÑO / 1500 HRS
COSTO APROXIMADO USD	aprox. \$ 20,000	\$ 22,546.92	\$ 16,829.10	\$ 16,999.00	\$ 17,180.00

Si bien el costo para este caso de los generadores es sumamente alto tan solo para abastecer 60 kW, un generador de tipo stand-by o de emergencia (esto eleva el precio del generador), el costo se reducirá si es un generador de tipo continuo. Considerando este escenario en poco menos de 1 año se recupera la inversión ya que un contrato para una generación aproximada de esta dimensión se estaría pagando aproximadamente \$40,000 MXN por mes.

Para casos reales el ahorro económico sigue siendo notable en comparación con las tarifas de CFE, por lo que diseñar una estación de compresión que produzca su propio consumo energético es una opción bastante viable, aunque la generación energética mediante el uso de gas natural tomada de una línea de transporte para un Genset no es la única opción ya que en países con proyectos de cogeneración realizados en países como Canadá, Alemania o Francia. Cada uno diferente en su tipo, que si bien no solventan el consumo energético completo de sus estaciones de compresión aumenta la eficiencia en cuanto al consumo energético.

El tema de la cogeneración o ciclo combinado es realmente nuevo en la industria, ya que, comúnmente al hablar de cogeneración nos imaginamos una planta de grandes dimensiones para la generación de energía eléctrica. La adaptación de esta tecnología en la Estaciones de Compresión es relativamente nueva, aunque en todos los casos se cumple un patrón, el cual consiste en utilizar los vapores emitidos por los compresores, debido a que el compresor maneja gas a altas a altas presiones de entrega al comprimirlos aumenta la temperatura de operación drásticamente, esto produce que se liberen emisiones de vapor de gas a alta temperatura y presión en un estimado de 500 ton a 1000 ton por día (dependiendo de la potencia y la cantidad de entrega del compresor), este vapor de utiliza para accionar turbinas de generadores y proporcionar energía eléctrica.



Figura 3.4.3-3 Instalación de estructura para soporte de equipo para recuperación de calor. Fuente: Gas Liquids Engineering



Figura 3.4.3-4 Estación de Compresión Keyspan Energy, Boiler para recuperación de calor. Fuente: Gas Liquids Engineering

4. PROSPECTIVAS DE MÉXICO

La distinción entre un campo clasificado como Marginal y un campo Agotado es complicada, inclusive gran parte de los campos clasificados como Agotados cuentan aún con un contenido de hidrocarburos (ver listado de campos marginales LFD¹).

El aprovechamiento de recursos no sólo se lleva a cabo con una correcta administración de los yacimientos, sino que como se analizó en este trabajo incluso a nivel superficial también se aprovechan los recursos logrando una mayor eficiencia energética².

4.1 APROVECHAMIENTO DE CAMPOS MARGINALES

4.1.1 NUEVO MARCO FISCAL PARA LOS CAMPOS MARGINALES

Dentro del aprovechamiento de campos marginales en México la única empresa que puede tomar ventaja de estos es Pemex, ya que todos los campos que se encuentran enlistados en el inventario están asignados a Petróleos Mexicanos. Ahora bien, como se mencionó no todos los campos del inventario son prospectos a un proyecto de aprovechamiento para continuar con su desarrollo, esto debido a su contenido de hidrocarburos y a la falta de inversión. El Estado tiene que apoyar a Pemex para poder realizar un plan de aprovechamiento en aquellas zonas en donde se tiene conocimiento de contenido de hidrocarburos.

El día 18 de agosto de 2017 la SHCP (comunicado No. 153) estableció un marco fiscal para dar viabilidad financiera a campos asignados a Pemex que sólo son rentables antes de impuestos, pero bajo el régimen fiscal³ real dejan de serlo de tal manera que con la reciente modificación fiscal a los campos marginales siempre y cuando los casos de los que se traten sean proyectos cuya finalidad sea el dar viabilidad financiera a las asignaciones de Pemex.

Tabla 4-1 Marco fiscal de SHCP para campos marginales².

Límites de costo (como porcentaje del ingreso)		
Tipo de campo	Vigente en Ley	Nuevo marco de campos marginales
Campos petroleros terrestres	20%	40%
Campos petroleros en aguas someras	14%	35%
Campos de gas natural no asociado	80%	85%
Campos de Chicontepec	60%	75%

El único escenario en el que a un campo se le puede aplicar el régimen fiscal modificado es cuando Pemex demuestra que la producción no es rentable después del pago de impuestos y derechos previstos en el marco fiscal vigente en el área asignada. La viabilidad financiera que propone el Gobierno Federal es ampliar

¹ Ref. Ley Federal de Derechos. Diario Oficial de la Federación, México. Transitorio segundo. 28 de diciembre de 2018. Pág. 463 -464

(listado aún vigente).

² Dentro del proceso de transporte, distribución y almacenamiento del gas natural, la expulsión del gas que se realiza en equipos como: válvulas, filtros de separación, compresores, etc. dicho gas puede ser utilizado como combustible para generadores de energía o proyectos de cogeneración a pequeña escala.

³ Es el conjunto de normas e instituciones que rigen la situación tributaria de una persona física o moral.

los límites de costos deducibles para el Derecho de Utilidad Compartida con Pemex (comunicado No. 153 de SHCP y subsecretaría de ingresos)¹.

Los campos que se analizaron cuentan con más de 50 años de producción. Bajo el concepto de la administración integral de yacimientos, se han explotado de una buena manera, y se encuentran en la última etapa de producción enfrentándose a un proceso de abandono.

Cabe mencionar que bajo los escenarios mencionados las reinversiones serán exitosas bajo las condiciones de Hacienda, siempre y cuando el precio del crudo aumente y la producción del campo Cinco Presidentes y San Ramón aumente. Para Arenque se tiene planeado realizar un arreglo en la infraestructura existente con la incorporación de recursos de campos cercanos a este, ya que algunas consultoras como Wood Mackenzie mencionan que las reservas en campos como Atún, Bagre o Escualo están sub-estimadas y por tal razón se deben estudiar más a fondo.

Si bien el listado de campos marginales (presentado en el capítulo 2) considera 54 campos entre los que originalmente están inventariados en la LFD y los que resultaron desiertos producto de las Rondas 1, 2 y 3. El análisis solamente consideró el aprovechamiento de un grupo selecto de estos campos, aunque no son los únicos campos marginales que existen, ya que Hacienda considera como campo marginal pionero a Chicontepec, esto sin mencionar los campos que se encuentran clasificados como áreas de resguardo (AR).

Conforme a lo antes mencionado, para que un campo marginal pueda ser prospecto a ser dictaminado para un programa de reactivación antes debe de pasar por un estudio detallado de cálculo de reservas, ya que este es el principal indicador de posibles ingresos obtenidos por su explotación para así poder invertir en alguna zona petrolera; al tratarse de zonas estudiadas, caracterizadas y dictaminadas se agiliza el proceso de selección de área de interés y se continua con propuestas de perforación o de ser el caso, la reactivación de la infraestructura existente en el área.

4.2 APROVECHAMIENTO DE CAMPOS AGOTADOS

4.2.1 CONSUMO DE GAS NATURAL

Según el Sistema de Información Energética² (SIE) en marzo de 2019 el consumo nacional de gas natural en México fue en promedio de 8,211 MMpcd. El mayor consumo de gas natural se llevó a cabo en el noreste y el sureste del país. Más de la mitad del volumen consumido en México es importado de Estados Unidos y hoy en día se cuenta con 17 puntos de importación de gas natural vía gasoducto, aunque el programa de licitaciones considera que para finales de 2020 se cuente con 24 puntos de importación (ver Figura 4.2.1-1)

Para fines del aprovechamiento óptimo de campos agotados, el análisis se enfoca principalmente al almacenamiento de gas natural con objetivo de generación de energía, aunque es necesario adentrarse en otras formas de generación. El gas natural juega un papel importante en la industria energética, pues al

¹ Información recopilada de la Solicitud de información a Secretaría de Hacienda y Crédito Público. folio: 0000600227814. (07 de octubre de 2014). Inventarios de campos marginales. Fuente: INAI.

² Sener. (20/03/2019). Comercio exterior de gas natural; importación y exportación. Datos abiertos. Fuente: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/comercio-exterior-de-gas-natural-importacion-y-exportacion>

tener emisiones mínimas de gas, se considera como el combustible más limpio a diferencia de otros combustibles fósiles como son el carbón y derivados del petróleo. Las centrales de gas natural consumen menos del 50% de agua necesaria para generar electricidad (EIA, Some U.S electricity generating plants. 2017)¹ de tal forma que el uso de gas natural representa la transición perfecta a las energías limpias.

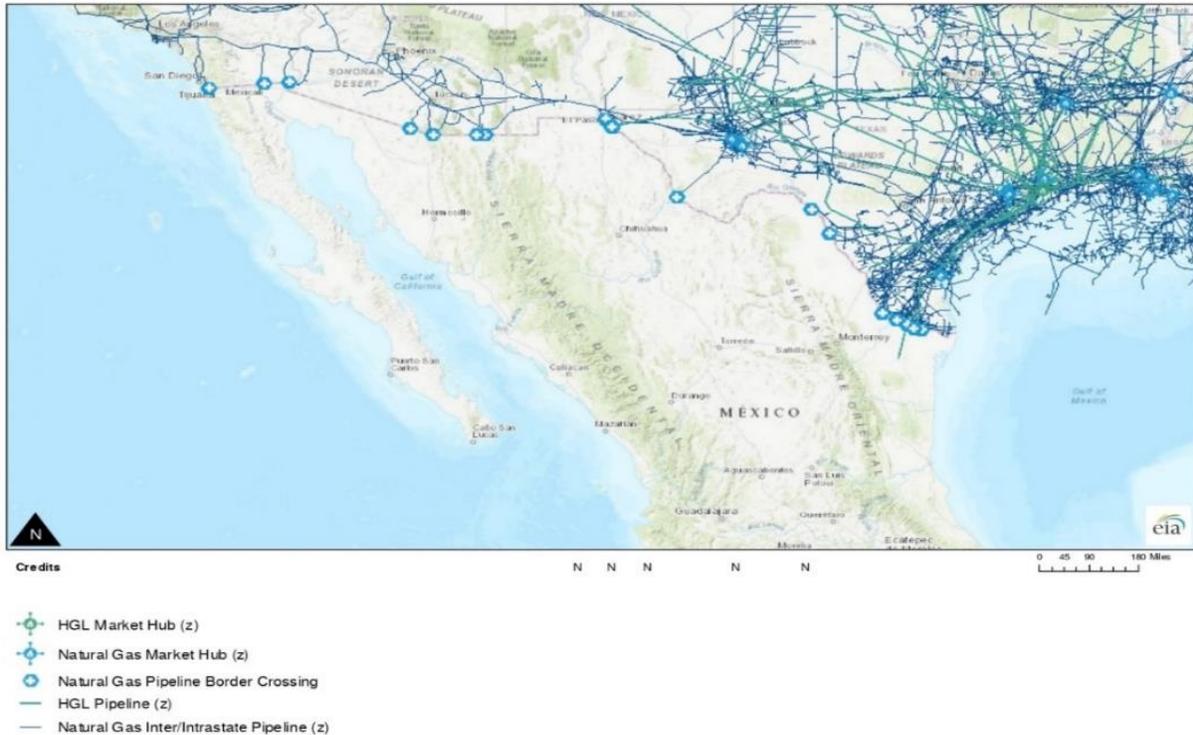


Figura 4.2.1-1 Puntos de importación de gas natural entre EUA y México. Fuente: EIA Energy Mapping System²

Hoy en día existe una gran dependencia de la producción de gas natural proveniente de Estados Unidos, además de estar sujetos a la volatilidad de sus precios en el mercado, precios que a pesar de encontrarse en EU muestran fuertes variaciones e incluso las calidades cambian de acuerdo con la cuenca proveniente, el punto de venta más bajo en EU es Waha hub³ que en comparación con mercados dentro de EU en promedio es un 75% más económico.

El no poder abastecer nuestro propio consumo de gas natural con la producción nacional diaria, disminuye la posibilidad de contar con un almacenamiento estratégico, aunque como se mencionó en el Capítulo III el beneficio es para el País.

4.2.1.1 IMPORTACIÓN DE GAS

El consumo de gas natural en México se divide principalmente en la generación de energía por medio de Centrales de Ciclo Combinado (CCC), plantas termoeléctricas, entre otras, las cuales ocupan

¹ Energy Information Administration. Capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. U.S. Department of Energy. Noviembre 2016

² Energy Information Administration. U.S. Energy Mapping System. Fuente: <https://www.eia.gov/state/maps.php>

³ Se trata de un punto de exportación en Estados Unidos al Occidente de Texas, en donde se registra producción de la Permian Basin (Cuenca Pérmica). Tan solo en el mes de junio de 2019 se registró una producción promedio de 10.4 Bcf/d (10.4 mil millones de pies cúbicos por día), siendo su producción en junio de 2017 de tan solo 2.1 Bcf/d.

cerca del 47% del consumo total de gas natural, otra gran parte se dosifica en la industria petrolera ya sea en las Refinerías y/o Complejos Procesadores de Gas (CPG) o en la industria media y pesada (mencionada en el Capítulo 3). Sumando aproximadamente 80% del gas natural que se usa en toda la república, dejando un 20% el cual se divide entre el uso doméstico y la industria ligera.

La figura 4.2.1-2 se muestra la variación en la importación y exportación de gas natural a partir de enero del 2000. Si bien se aprecia gran fluctuación en cuanto al volumen y costo, el pico más alto en cuanto a importación se dio en agosto de 2016, importando cerca de 2.2 MMMpcd con un gasto aproximado de \$218,000,000 USD diarios; siendo el gasto más alto en diciembre del 2013 con \$294,680,000 USD para un volumen importado de 1.143 MMMpcd. Después de alcanzar el pico de importación, México disminuye la cantidad de volumen importado, de tal forma que para enero de 2019 un promedio de importación de 1.074 MMMpcd. Estos datos pueden varezar ya que solo se considera lo que el Estado gasta en importación, y no se considera la importación de las empresas transportistas privadas. Según la U.S. Energy Information Administration (EIA) a partir del 2016 se dio un incremento en la exportación de gas natural de Estados Unidos hacia México.

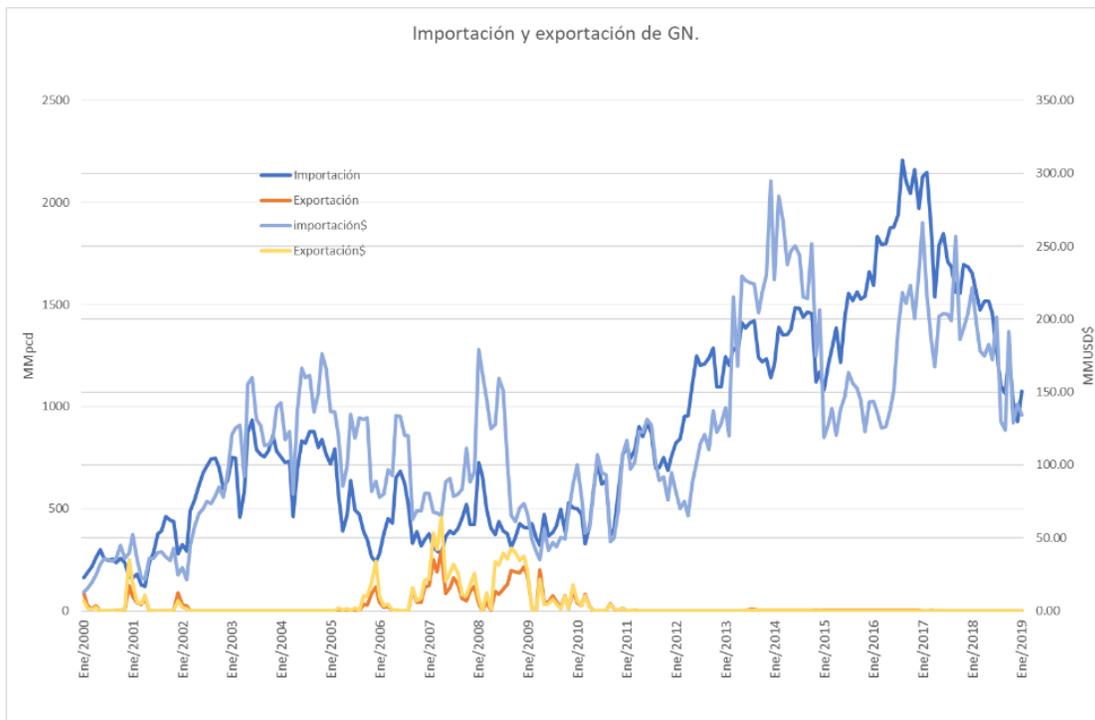


Figura 4.2.1-2 Comercio exterior de Gas Natural en México. Fuente: Datos abiertos SENER (2019)¹

Asimismo, en el 2017 se importó aproximadamente 4.2 MMMpcd² de gas natural y en los primeros 5 meses del siguiente año se importaron 4.4 MMMpcd. Como se observa en la figura 4.2.1-3, casi tres cuartas partes

¹ Sener. (20/03/2019). Comercio exterior de gas natural; importación y exportación. Datos abiertos. Fuente: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/comercio-exterior-de-gas-natural-importacion-y-exportacion>

² Mil millones de pies cúbicos diarios. Debido a que comúnmente en la industria petrolera cada “M” representa 1000, por lo tanto: “M*M*M=1000*1000*1000”, las unidades MMMpc son equivalentes a Bcf (Billion of Cubic Feet) utilizado en EUA.

del volumen exportado hacia México desde EUA se transportan mediante los gasoductos provenientes del sur de Texas, este gas que se exporta es proveniente de Eagle Ford.

Monthly U.S. natural gas exports to Mexico by pipeline (Jan 2011–May 2018)

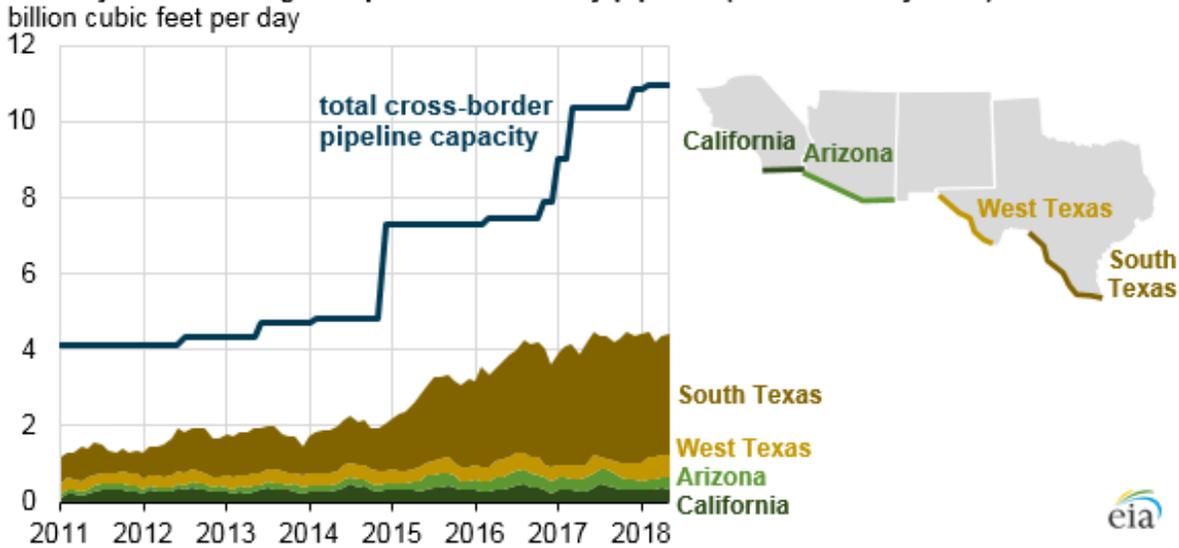


Figura 4.2.1-3 Exportación de EUA a México de gas natural via gasoducto. Fuente: EIA, Monthly U.S natural gas exports to Mexico by pipeline (Jan 2011-May 2018)

Monthly U.S. natural gas exports to Mexico by pipeline from Texas

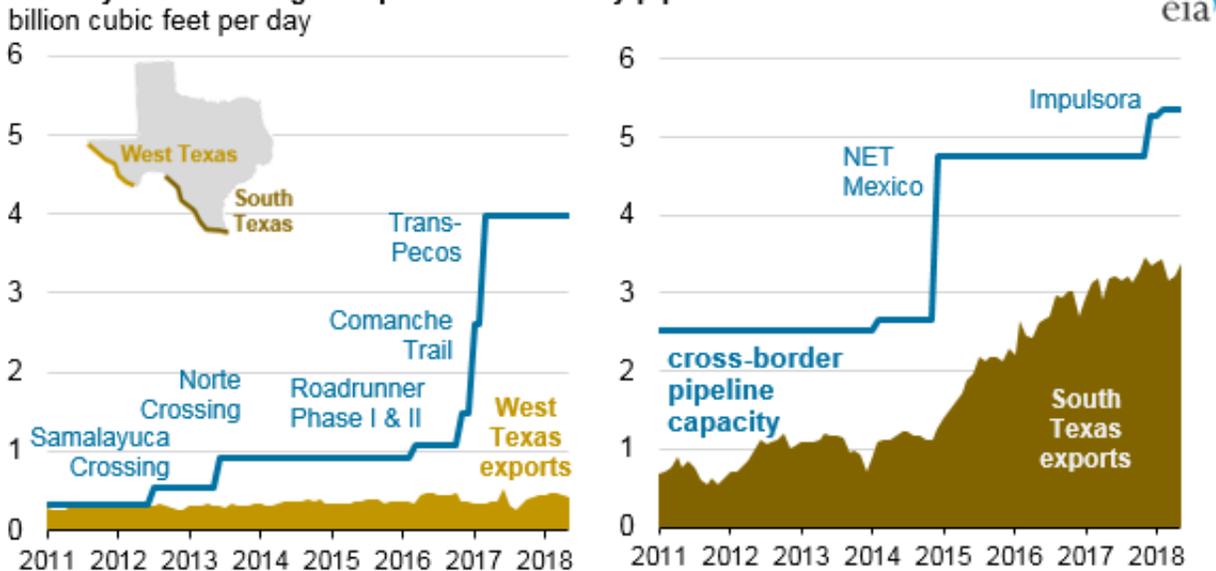


Figura 4.2.1-4 Exportaciones desde gasoductos de Texas por Zona. Fuente: EIA Monthly U.S natural gas exports to Mexico by pipeline from Texas

De acuerdo el Natural Gas Intelligence¹, la parte del Oeste de Texas contiene un gas con un precio mucho menor que el del Sur de Texas, llegando a ser 50% más barato, hasta tener un precio menor del 75% de precio que se consigue del lado de California. Teniendo en cuenta estas premisas se licitó y aprobó el

¹ NGI. Daily Gas Price Index, NGI Mexico.

proyecto del sistema de transporte de gas vía gasoducto Infraestructura Marina del Golfo¹ (IMG) siendo este sistema uno de los más largos y costosos de México.

La producción promedio de gas natural en México según reportes de producción de Pemex (Estadísticas petroleras abril 2019, Pemex) alcanzo 4.8 MMMpcd en donde la mayor parte de esta producción es proveniente del gas asociado, de la zona del golfo. (Ver más información en ANEXOS, II. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL).

Los datos publicados por la EIA son correctos; en el mes de abril de 2019 aproximadamente 4.5 MMMpcd fueron importados, más la producción nacional en el mismo mes fue de 4.8 MMMpcd, sumando aproximadamente 9.3 MMMpcd. De acuerdo con el Prontuario Estadístico de la Sener publicado en el Sistema de Información Energética, en los primeros 3 meses del 2019 se alcanzó un consumo promedio de 9 mil 342 millones de pies cúbicos de gas natural, sin embargo, los datos reportados por la EIA durante el mes de julio estiman un promedio mensual de 165,584 MMpc, lo que representa aproximadamente 5,341.32 MMMpcd.

Como se aprecia en la figura 4.2.1-5, la importación de gas natural proveniente de EUA se encuentra en aumento, observando un incremento en los últimos 10 años de 134,942 MMpc. La EIA menciona que tan sólo por la parte del Sureste de Texas, se tiene la capacidad de exportar de 10,000 MMpcd tratándose del venteo en esta área.

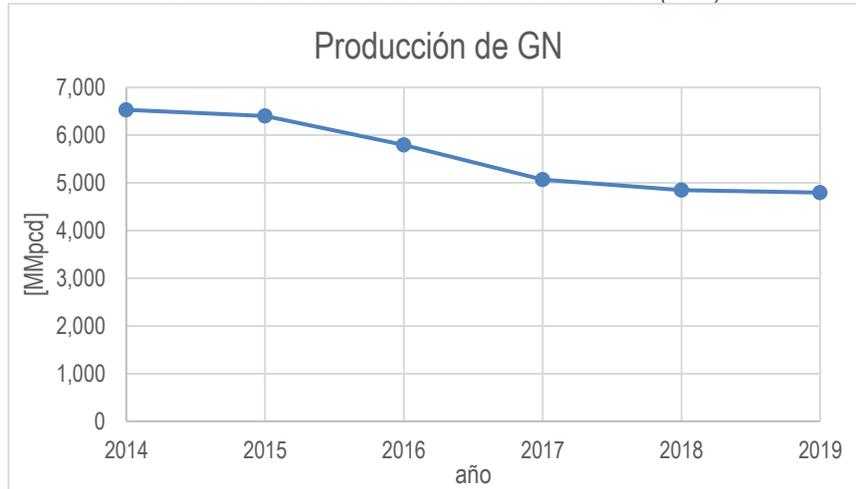


Figura 4.2.1-5 Promedio mensual de gas natural exportado de EUA a México. Fuente: EIA²

¹ Sistema de transporte de gas por un gasoducto de 48 pulgadas y una longitud de 765km (81 km terrestres y 684km marinos), suministrado por Nueces-Brownsville, dividido en 2 tramos Tuxpan-Tula, Tula-Villa de Reyes.

² EIA. U.S. Natural Gas Monthly Supply and Disposition Balance.

Tabla 4-2 Producción de Gas Natural. Fuente: Pemex (2019)



Como se mencionó, el principal objetivo del gas natural como uso final es el de generación de energía eléctrica dentro de CCC o plantas termoeléctricas. La CFE tiene la tecnología necesaria para generar energía con plantas hidroeléctricas, eólicas o geotérmicas. En la figura 4.2.1-6 se presenta por código de colores el costo aproximado que le cuesta a CFE la generación de energía eléctrica por zona.

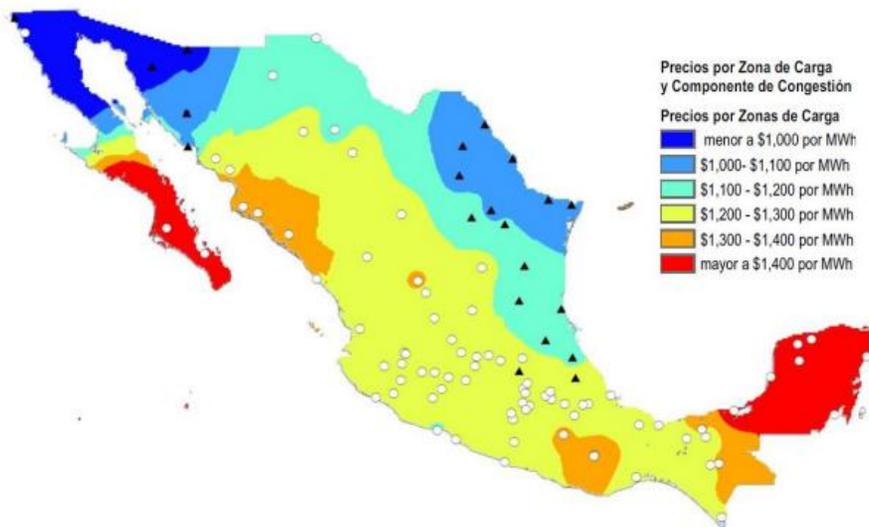


figura 4.2.1-6 Mapa de precio zonal del MDA y Componente de Congestión Marginal promedio por zona de carga. Fuente: Elaboración del MIM con datos del CENACE, 2017

En México existe más de una manera de generar energía eléctrica, pero tenemos que estar de acuerdo que seguimos siendo dependientes del consumo de combustibles fósiles. El consumo de gas natural en México sigue en aumento, importamos una cantidad de gas mayor a la que producimos y en un futuro existe la posibilidad de que las cifras sigan aumentando, esto pone en peligro la estabilidad energética del país ya que no se cuenta con un plan de contingencia para resolver un conflicto de este tipo.

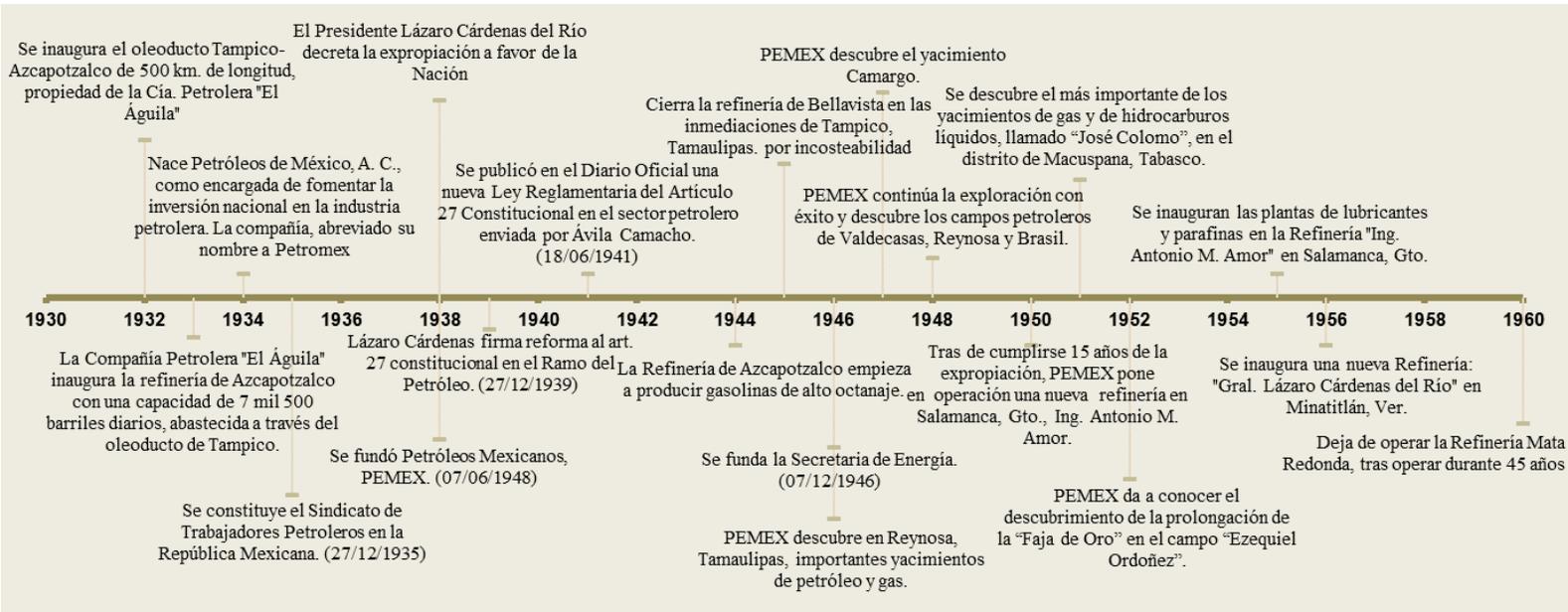
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

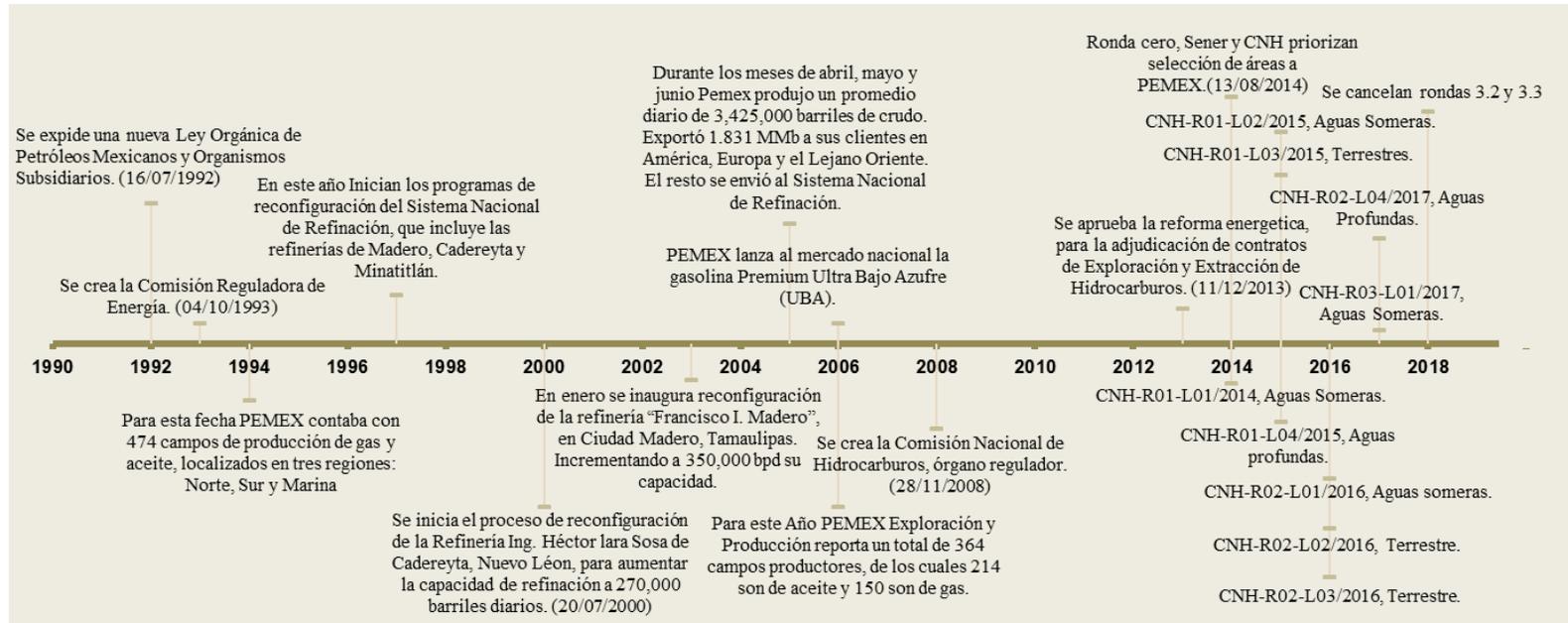
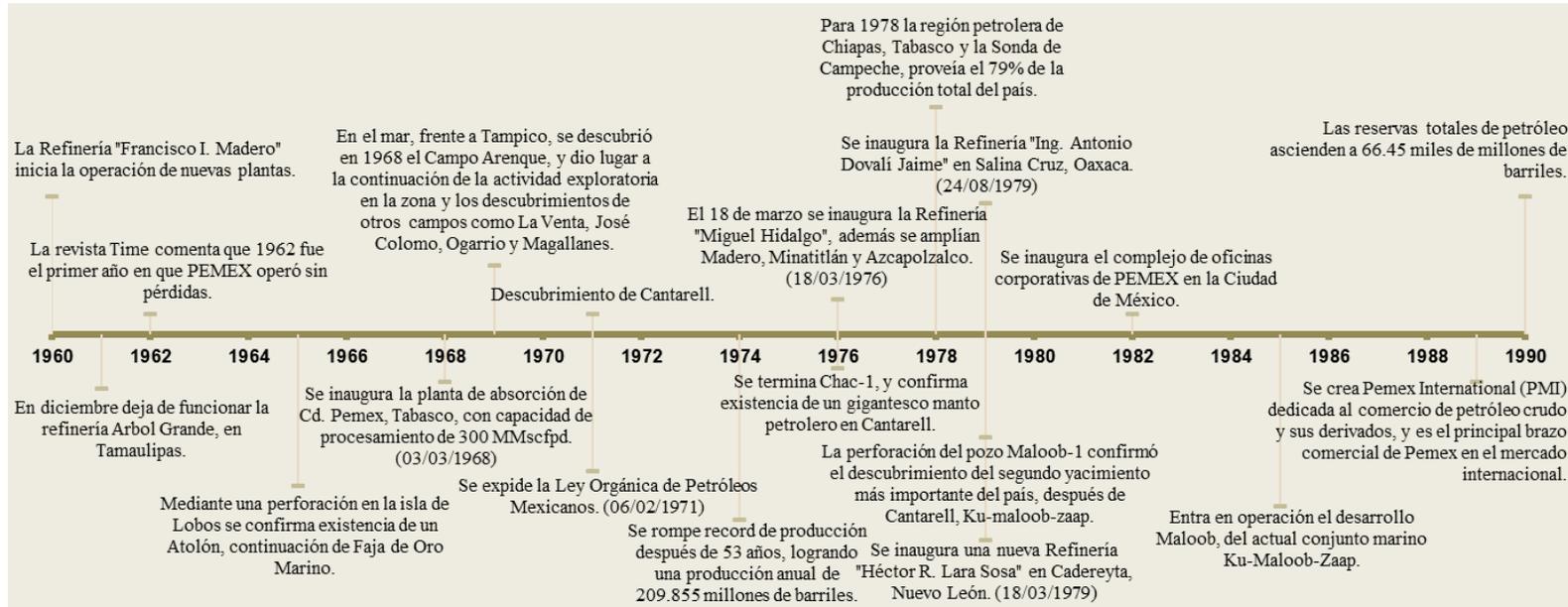
1. A partir de 2011 en la Ley Federal de Derechos (Transitorio segundo, página 463 a 464) vigente hoy en día, se establece la existencia de un inventario de Campos Marginales, inventario que inclusive órganos desconocen su existencia. Los campos enlistados se encuentran en abandono permanente o en proceso de abandono impidiendo así su desarrollo y explotación; algunos se encuentran produciendo, aunque la inversión es mínima o nula. Se recomienda la reactivación en reinversión y la restructuración de estos campos; aunque esto depende de decisiones técnico-económicas.
2. Los campos presentados en el capítulo 2 son un claro ejemplo de la buena administración, desarrollo y explotación ya que, se ha alargado el periodo de vida a más de 50 años de producción continúa.
3. Sea cual sea el escenario para el desarrollo de proyectos relacionados con el aprovechamiento de campos marginales o agotados, la toma de decisiones dentro del entorno de la industria petrolera resulta trascendental, aunque se debe considerar que el progreso del país es una decisión que toma en cuenta tanto aspectos técnicos como políticos, por lo que la sinergia en cualquier proyecto relacionado a la industria petrolera es necesaria.
4. El aprovechamiento de recursos no solamente se aprecia en el área del upstream si no que como se presentó en el capítulo 3 incluso los venteos o emisiones de gases producto del transporte y distribución del gas natural, pueden ser utilizados para la generación de energía en una escala pequeña, reduciendo costos y aumentando la eficiencia energética en ciertas áreas.
5. Un programa de almacenamiento estratégico de gas natural en campos agotados no sustituye el dejar de importar, pero promueve el aumento de producción para resguardarlo al igual que suscitar la compra del gas en temporadas de bajo costo y reducir gastos de importación, dando como resultado positivo, en un futuro poder producir mayor cantidad de gas natural que la cantidad que se llegue a importar.
6. Contar con un plan de almacenamiento estratégico de gas natural da ventaja sobre situaciones de emergencia en escenarios relacionados con el cierre de los puntos de importación por parte de Estados Unidos, así como aumentar la eficiencia de entrega de gas en situaciones de desastres o contingentes naturales.
7. Se le recomienda a Hacienda establecer iniciativas en cuanto a la aplicación de los marcos fiscales en apoyo a Petróleos Mexicanos para hacer rentables proyectos que antes no lo eran. Esto se aplica tanto a campos marginales como a campos agotados.
8. Es una excelente opción realizar programas de inversión en los campos marginales para los que se consideró esta investigación, enfocada al aprovechamiento de recursos, dado que a su tiempo de desarrollo y explotación se conocen a detalle sus características y propiedades, presentando un bajo grado riesgo. Así como invertir en exploración y explotación en campos productores de gas en la zona

norte del país ya que como se demostró en el capítulo 4, no contamos con autosuficiencia en el consumo de gas natural lo que nos impide reducir los volúmenes de importación.

9. Se recomienda actualizar la lista de campos prospectos para el almacenamiento. Los campos Brasil y Jaf tienen la capacidad de almacenar cerca de 6.5 días de consumo nacional, aunque se recomienda que se aumente la capacidad equivalente a 4 semanas de consumo, ya que en comparación con otros países que cuentan con reservas estratégicas de gas, el mínimo es 1 semana de reserva y existen países con reservas cercanas a 30 días de su consumo.

I. EL PETRÓLEO EN MÉXICO





II. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (2014- ABRIL 2019)

Tabla 0-1 Histórico de Producción de Gas Natural. Fuente: Pemex, 2019.

(millones de pies cúbicos diarios)

Fecha	total	Por tipo			Por bloques		
		Asociado		No asociado	Aguas Someras	Sur	Norte
		Gas hidrocarburo	Nitrógeno				
2014	6,532	4,046	774	1,712	3,088	1,515	1,929
2015	6,401	3,929	897	1,575	3,283	1,380	1,738
2016	5,792	3,615	926	1,252	3,115	1,250	1,428
2017	5,068	3,194	863	1,011	2,888	1,011	1,169
Enero	5,326	3,299	974	1,052	3,007	1,092	1,227
Febrero	5,299	3,321	948	1,031	3,027	1,058	1,214
Marzo	5,383	3,372	986	1,026	3,125	1,056	1,202
Abril	5,334	3,349	954	1,031	3,081	1,060	1,192
Mayo	5,299	3,289	987	1,023	3,083	1,039	1,177
Junio	5,253	3,286	936	1,030	3,046	1,024	1,184
Julio	5,216	3,271	931	1,015	3,038	1,014	1,164
Agosto	5,035	3,165	865	1,005	2,878	1,001	1,156
Septiembre	4,302	2,815	493	993	2,179	980	1,142
Octubre	4,759	3,045	727	987	2,671	954	1,134
Noviembre	4,803	3,040	785	979	2,736	936	1,132
Diciembre	4,811	3,082	770	958	2,776	922	1,113
2018	4,847	2,844	961	1,042	2,931	885	1,031
Enero	4,910	2,938	853	1,119	2,867	948	1,095
Febrero	4,853	2,860	885	1,108	2,860	916	1,077
Marzo	4,646	2,744	796	1,106	2,662	915	1,069
Abril	4,869	2,855	935	1,079	2,893	910	1,065
Mayo	4,827	2,831	917	1,079	2,880	888	1,059
Junio	4,840	2,860	938	1,043	2,912	890	1,038
Julio	4,856	2,854	988	1,014	2,964	886	1,006
Agosto	4,898	2,848	1,049	1,000	3,035	869	994
Septiembre	4,913	2,879	1,036	998	3,067	860	986
Octubre	4,895	2,855	1,043	998	3,041	858	996
Noviembre	4,776	2,771	1,016	989	2,943	838	995
Diciembre	4,881	2,835	1,069	977	3,045	840	996
2019	4,796	2,751	1,072	973	2,973	851	971
Enero	4,648	2,713	952	983	2,802	869	977
Febrero	4,869	2,780	1,106	983	3,023	871	975
Marzo	4,857	2,774	1,117	966	3,039	844	974
Abril	4,816	2,739	1,119	958	3,035	822	959

III. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO DE ACEITE (2014- ABRIL DE 2019)

Tabla 0-2 Histórico de Producción de crudo. Fuente: Pemex, 2019

Fecha	Total de crudo	Por tipo			Por Bloques		
		pesado	ligero	super ligero	Aguas Someras	Sur	Norte
2014	2,429	1,266	864	299	1,851	452	125
2015	2,267	1,152	838	277	1,760	394	113
2016	2,154	1,103	785	266	1,701	344	109
2017	1,948	1,049	689	210	1,584	267	98
Enero	2,020	1,078	716	226	1,625	289	105
Febrero	2,016	1,071	724	221	1,628	284	104
Marzo	2,018	1,071	723	224	1,634	282	102
Abril	2,012	1,066	725	221	1,633	279	100
Mayo	2,020	1,079	724	216	1,645	276	99
Junio	2,008	1,077	718	212	1,637	273	98
Julio	1,986	1,065	712	209	1,618	270	98
Agosto	1,930	1,068	656	206	1,572	262	96
Septiembre	1,730	882	646	202	1,378	257	95
Octubre	1,902	1,049	652	201	1,561	248	93
Noviembre	1,867	1,052	619	196	1,533	240	93
Diciembre	1,873	1,028	653	192	1,539	242	92
2018	1,813	1,073	553	188	1,496	226	92
Enero	1,909	1,068	612	229	1,577	239	93
Febrero	1,876	1,088	571	217	1,546	237	93
Marzo	1,846	1,069	562	215	1,518	235	93
Abril	1,868	1,087	570	211	1,544	230	95
Mayo	1,850	1,079	564	207	1,531	224	95
Junio	1,828	1,068	551	210	1,508	224	96
Julio	1,823	1,066	549	208	1,505	225	93
Agosto	1,798	1,057	614	127	1,485	224	90
Septiembre	1,808	1,093	502	213	1,499	222	87
Octubre	1,747	1,073	522	152	1,440	219	89
Noviembre	1,697	1,054	508	135	1,397	214	87
Diciembre	1,710	1,073	505	132	1,406	215	90
2019	1,672	1,049	484	139	1,368	215	89
Enero	1,623	997	495	132	1,317	218	88
Febrero	1,701	1,076	484	142	1,399	214	88
Marzo	1,691	1,069	480	142	1,387	214	89
Abril	1,675	1,058	476	142	1,371	214	90

IV. PERMISOS DE ALMACENAMIENTO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO

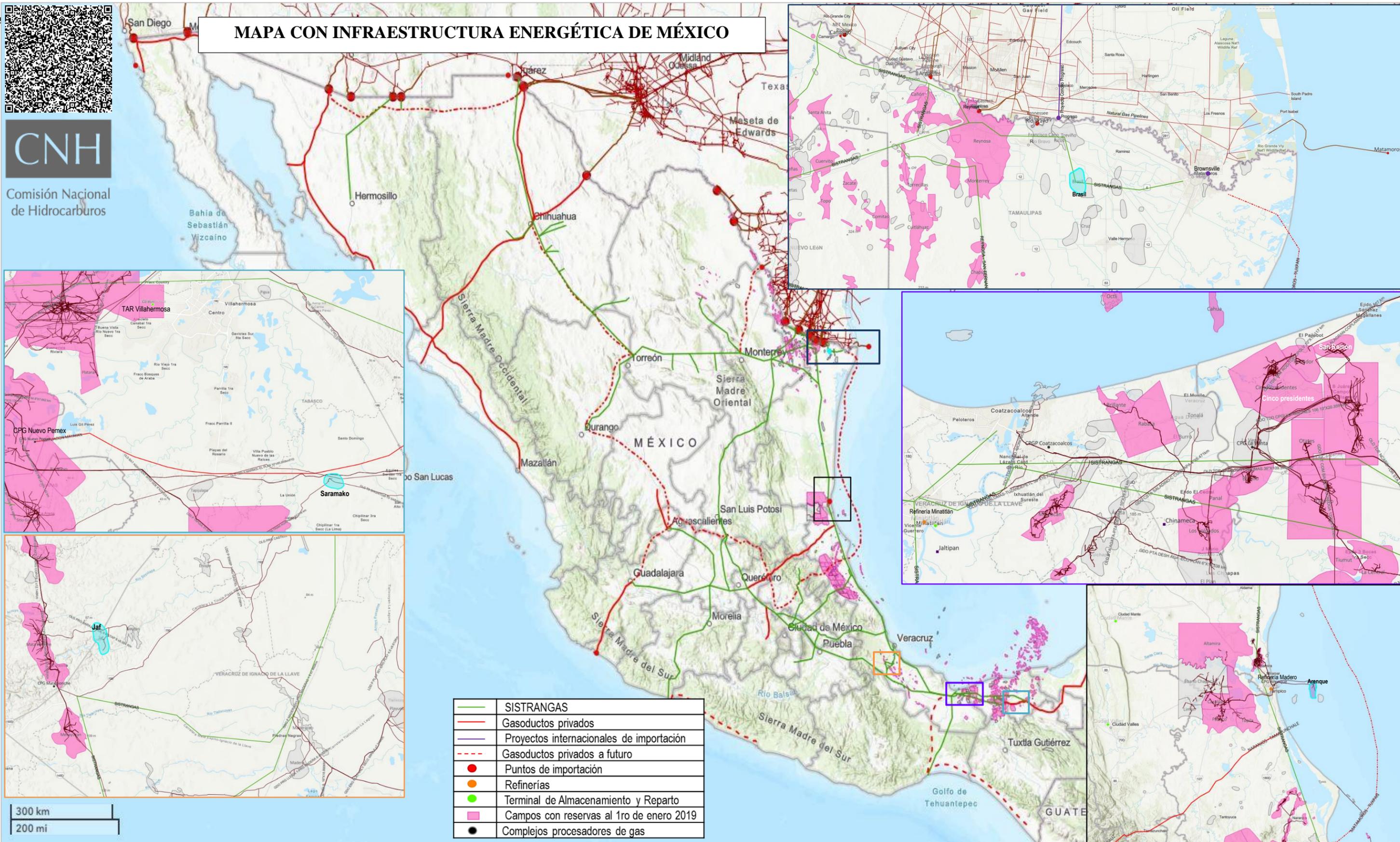
Tabla 0-3 Permisos de almacenamiento de GLP. Fuente: CRE, información actualizada al 31 de octubre de 2019

Número de permiso	Estatus	Nombre de razón social	Ubicación	Capacidad, litros
LP/12159/ALM/2015	Operación	Pemex logística	Coatzacoalcos, Veracruz	122,494,163.50
G/355/LPA/2015	Operación	Almacенamientos Subterráneos del Sureste S.A. de C.V.	Ixhuatlán del Sureste, Veracruz	286,182,000.00
G/354/LPA/2015	Operación	Termi-centro S.A. de C.V.	San Luis Potosí, SLP	12,719,200.00
G/276/LPA/2012	Operación	Transportadora del Norte SH S.A. de C.V.	Zapotlanejo, Jalisco	21,718,980.00
G/259/LPA/2011	Operación	Almacenadora de Gas Comercial S.A. de C.V.	Nava, Coahuila	940,000.00
G/258/LPA/2011	Operación	Gas Comercial de Villa Ahumada S.A. de C. V	Cd. Juárez, Chihuahua	750,000.00
G/257/LPA/2011	Operación	Hidro Gas de Agua Prieta S.A. de C.V.	Nogales, Sonora	1,000,000.00
G/256/LPA/2011	Operación	Gas Silza S.A. de C.V. (Mexicali)	Mexicali, Baja California	1,000,000.00
G/255/LPA/2011	Operación	Gas Silza S.A. de C.V. (Tijuana)	Tijuana, Baja California	1,250,000.00
G/254/LPA/2011	Operación	Generadores de energía del Noroeste S.A. de C.V.	Tijuana, Baja California	1,000,000.00
G/253/LPA/2011	Operación	Gas de Calidad S.A. de C.V.	Jaltenco, Edo. de México	3,633,600.00
G/032/LPA/2011	Terminado	Tergas S. de R.L. de C.V.	Matamoros, Tamaulipas	1,000,000.00
G/031/LPA/2010	Operación	Zeta de Baja California S.A. de C.V.	Ensenada, Baja California	97,090,000.00
G/030/LPA/2010	Operación	Bio Gas de Victoria S.A. de C.V.	Matamoros, Tamaulipas	500,000.00
G/029/LPA/2010	Operación	Terminal Marítima Gas Tomza S.A. de C.V.	Tuxpan de Rodríguez Cano, Veracruz	34,065,000.00
G/027/LPA/2010	Operación	Trans-Soni S.A. de C.V.	Puebla, Puebla	2,271,000.00
G/023/LPA/2010	Operación	Zeta Gas del Pacifico S.A. de C.V.	Manzanillo, Colima	138,120,000.00
G/022/LPA/2010	Operación	Pemex Logística	Ahome, Sinaloa	33,389,328.00
G/021/LPA/2010	Operación	Termigas S.A. de C.V.	Tuxpan de Rodríguez Cano, Veracruz	68,968,473.84
G/020/LPA/2010	Suspensión	Nustar International S. de R.L. de C.V.	Nuevo Laredo, Tamaulipas	5,451,205.29
G/018/LPA/2010	Operación	Pemex Logística	Rosarito, Baja California	6,359,872.00
G/007/LPA/2010	Operación	Invalle S.A. de C.V.	Tepeji del Río Ocampo, Hidalgo	2,000,000.00
G/006/LPA/2010	Operación	Zeta Gas de Ciudad Juárez S.A. de C.V.	Cd. Juárez, Chihuahua	1,500,000.00
G/005/LPA/2010	Operación	Zeta Gas de Ciudad Juárez S.A. de C.V.	Cd. Juárez, Chihuahua	600,000.00
G/004/LPA/2010	Operación	Almacenadora de Gas Comercial S.A. de C.V.	Cd. Juárez, Chihuahua	1,000,000.00
G/003/LPA/2011	Operación	Gas Comercial de la Laguna S.A. de C.V.	Nava, Coahuila	1,200,000.00
LP/19357/ALM/2016	Operación	Pemex Logística	Salina Cruz, Oaxaca	635,949.20
LP/19380/ALM/2016	Operación	Pemex Logística	Reforma, Chiapas	6,360,000.00
LP/19381/ALM/2016	Operación	Pemex Logística	Ciudad Madero, Tamaulipas	2,385,000.00
LP/19797/ALM/2016	En construcción	Pemex Logística	Tula de Allende, Hidalgo	9,539,400.00
LP/19798/ALM/2016	En construcción	Pemex Logística	Puebla, Puebla	3,179,800.00
LP/19799/ALM/2016	En construcción	Pemex Logística	Tierra Blanca, Veracruz	1,589,900.00
LP/19800/ALM/2016	En construcción	Pemex Logística	San Martín Texmelucan, Puebla	3,179,800.00



Comisión Nacional de Hidrocarburos

MAPA CON INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA DE MÉXICO



—	SISTRANGAS
—	Gasoductos privados
—	Proyectos internacionales de importación
- - -	Gasoductos privados a futuro
●	Puntos de importación
●	Refinerías
●	Terminal de Almacenamiento y Reparto
	Campos con reservas al 1ro de enero 2019
●	Complejos procesadores de gas

Figura V-1 Mapa con infraestructura energética de México. Fuente: mapa.hidrocarburos.gob.mx CNH

Mapa generado con portal de la CNH "Mapa de la industria de Hidrocarburos"

GLOSARIO

API	American Petroleum Institute
CAB	Centro de Almacenamiento y Bombeo
CCC	Central de Ciclo Combinado
CCS	Carbon Capture Storage
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CMP	Congreso Mexicano de Petróleo
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
COT	Carbono Orgánico Total
CPG	Complejo Procesador de Gas
CPGLV	Complejo Procesador de Gas La Venta
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOF	Diario Oficial de la Federación
EIA	Energy Information Administration
EMRyC	Estación de Medición Regulación y Control
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GDO	Gasoducto
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
IEnova	Infraestructura Energética Nova
INDAABIN	Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales
INGAA	Interstate Natural Gas Association of America
IMP	Instituto Mexicano de Petróleo
LFD	Ley Federal de Derechos
LNG	Liquefied Natural Gas
MDA	Mercado del Día en Adelanto
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry
MIM	Monitor Independiente del Mercado
OLD	Oleoducto
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción
RMA	Reparación Mayor
RME	Reparación Menor
SEC	Securities and Exchange Commission
SENER	Secretaría de Energía
SIE	Sistema de Información Energética
SPR	Strategic Petroleum Reserves
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe
WOR	Water Oil Relation

NOMENCLATURA

1P	Reservas probadas
2P	Reservas probables
3P	Reservas Posibles
Bcf	Billion cubic feet (mil millones de pies cubicos)
Bpd	barriles por día
Ft	feet (pies)
In	inches (pulgadas)
kW	kiloWatt
Mbpd	miles de barriles por día
Mbbl	miles de barriles
MMbbl	millones de barriles
MMbpd	millones de barriles por día
MW	MegaWatt
pce	petróleo crudo equivalente
psi	pounds per square inches (libra por pulgada cuadrada)
Qg	gasto de gas
Qo	gasto de aceite
Qw	gasto de agua
scf	specific cubic feet (pie cubico especifico)
Tcf	Trillion cubic feet (Billones de pies cubicos)
tpd	toneladas por día

BIBLIOGRAFIA GENERAL

- Agueros, V. (15 de julio de 1908). Incendio en Dos Bocas. El Tiempo. Pág. 2
Fuente: Hemeroteca Nacional Digital de México.
- Allub, Leopoldo, Polarización de clases y conflicto social en regiones petroleras, 1985.
- Barbosa, F. (2008). Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo. Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía, 39.
- Barclay, I. & Pellennberg, J. & Tettero, F. (2002). Principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. Oilfield Review. Pág: 1-41
- Benavides, L. (1983). Domos salinos del sureste, origen: Exploración: importancia. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP). Pág: 9-35
- Biddle, K. T. & C.C. Weilchowsky. (1994). Hydrocarbon traps, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., The Petroleum System – from source to Trap: AAPG Memoir 60, p. 219-245
- Bylin, C. & Plauchú, J. (febrero 2019). Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas. Trabajo técnico, Petrotecnia. Pág.: 3-10
- Callejas, L. (16 de agosto de 2018). Almacenamiento estratégico de reservas, ¿México necesita un plan de almacenamiento estratégico? Oil & Gas Magazine.
Fuente: <https://oilandgasmagazine.com.mx/2018/08>
- CNH. (2019) Consulta el histórico de pozos. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Fuente: <https://cnh.gob.mx/pozos/>
- Comisión Reguladora de Energía, información actualizada al 31 de octubre de 2019. Tomado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512453/Almacenamiento_de_Gas_Licuado_de_Pet_r_leo.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). El sector del gas natural: Algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional. Pág. 50-53. Tomado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/391881/Documento_Tecnico_GasNatural_CNH2018_1_.pdf
- CRANGANU. (2013). Constantin. Natural Gas and Petroleum: Production Strategies, Environmental Implications, and Future Challenges. Hauppauge, New York.: Nova Science Publishers, Inc. Pag: 103
- Draft GEIS. (vol. 2 Chapter. 14) on the Oil Gas and Solution Mining Regulatory Programs. (year unknown).
- EIA. U.S. Natural Gas Monthly Supply and Disposition Balance.
- Energy Information Administration. Capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. U.S. Department of Energy. Noviembre 2016. Fuente: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf
- Energy Information Administration. U.S. Energy Mapping System. Fuente: <https://www.eia.gov/state/maps.php>
- Ficha ejecutiva Ronda Cero, Sener.
Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf

- Gómez, P. (año desconocido). Diseño y cálculo de compresores. Oil Production. Pág. 2-29
- Hemeroteca Nacional Digital de México. Periódico Oficial del Estado de Tamaulipas.
<http://www.hndm.unam.mx/consulta/resultados/visualizar/558a33767d1ed64f1695cff3?resultado=101&tipo=pagina&intPagina=8&palabras=20+de+agosto+de+1920>
- Hirschfeldt, M. El manejo del agua producida en la industria petrolera Argentina. Oil Production Consulting, octubre 2015. Pág. 1-4
- Industria petrolera y cambio regional en México: El caso de Tabasco, México, CHS/Juan Pablos, 1980.
- INGAA Foundation Inc. (1995). Profile of Underground Natural Gas Storage Facilities and Market Hubs. Washington, D.C. section. II-32
- James E. Lea. (1999). Selection of Artificial Lift. SPE #52157. Pág.: 22-29
- KEARNS, John. (2000). Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. International association of oil and gas producers. Pág: 1-3
- KEELEY, Devorah. (2008). Failure rates for underground gas storage, significance for land use planning assessments. Health and Safety Laboratory. Pág.: 1-5
- Kermit E. Brown. (1982). Overview of Artificial Lift. SPE #9979. Pág.: 1-13
- Lake, Larry. "Enhanced Oil Recovery", Prentice-Hall, ISBN: 0-13-281601, 1989.
- Levorsen A.I. (1967). "Geology of petroleum" W.H. Freeman, San Francisco.
- Ley Federal de Derechos. Diario Oficial de la Federación, México. Capítulo XII, Hidrocarburos. 9 de abril de 2012. Pág.: 215 - 234
- Ley Federal de Derechos. Diario Oficial de la Federación, México. Transitorios, Segundo. 28 de diciembre de 2018. Pág.: 463 – 464
- Lineamientos para Perforación de Pozos. Diario Oficial de la Federación, México. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Publicado el 28 de noviembre de 2017.
- Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación. Diario Oficial de la Nación, México. Título 1: De las disposiciones Generales, Capítulo 1. 20 de diciembre 2017.
- Magoon, L. & Beaumont, E. (2003). Petroleum Systems. Chapter 3. Search and Discovery article #40068. Pag. 4-34
- Magoon, L. & Dow, W. (1994) The Petroleum System. In: Magoon, L. B. and Dow, W. G., The Petroleum System-from source trap, AAPG Memoire 60, 3-24.
- Martell, B.y Grimaldo J. (2016). Sistema Petrolero. UNAM, Facultad de Ingeniería, Petrofísica y registros de pozo. [Power point slides]. Recuperado de:
<https://www.slideshare.net/EmilianoGonzalez5/sistema-petrolero>
- Mayowa, R. & Onyekonwu, M. (2013). Enhanced Oil Recovery using Foam Injection; a Mechanistic Approach. SPE 167589. pág.: 2-13
- Mokhatab, Saeid y POE, William A. (2012). Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2 ed. Waltham, Mass.: Gulf Professional Publishing. Pág: 3
- Natural Gas Intelligence. (2019). Mirage MOU to Fund \$1B US-Mexico Gas Pipeline, Storage Project -Bonus Coverage. Tomado de:

- <https://www.scoopnest.com/es/user/NGInews/1114186699863498753-mirage-mou-to-fund-1b-usmexico-gas-pipeline-storage-project-bonus-coverage-mirage-energy-corp-has-s>
- NGI Data. (2019). Mexico Border Natgas Flow Tracker March 12th, 2019. Fuente: <https://www.naturalgasintel.com/ext/resources/images/Mexico-Data/MexTracker.png?1552402405>
 - NGI Data. (2019). NGI Natural Gas Prices – Daily
Obtenido de: <https://www.naturalgasintel.com/>
 - Palestra, Development of marginal fields market. Monteiro, R. N.; Chambiard, M. 17th World Petroleum Congress, 2002.
 - Pemex. Exploración y Producción. (2017). Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción San Ramón y Blasillo. Diciembre 2017. [Power point slides]
 - Pemex Exploración y Producción. (2013). Provincias Petroleras de México (versión 2.0). Pemex. pág. 5-10
 - Pemex Exploración y Producción. (2014). Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2014. Pemex.
 - Pemex. (1967) Memoria de Labores. PEP. Pág.: 1000-1020
 - Pemex. (1975) Memoria de Labores. PEP. Pág.: 1000, 1118-1121.
 - Pemex. (1977) Memoria de Labores. PEP. Pág.: 1000.
 - Pemex. (1999). Hydrocarbon Reserves of Mexico: Major Oil and Gas Fields of Mexico. Volume II. Pemex Exploración y Producción. 1 de enero de 1999. pág.: 37-48, 123-131, 261-267, 351-357.
 - Pemex. (2011). Proyecto Integral Arenque. Pemex Exploración y producción.
 - Pemex. (2012). Incorporación de reservas de gas y aceite e incremento de producción 2006-2012. PEP. Pág. 81
 - Pemex. (2018). Libro Blanco CSIEE Blasillo-San Ramón (Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción San Ramón y Blasillo) Periodo 2012-2018. Dirección General de Pemex Exploración y Producción. Pag: 4-65
 - Pemex. (27 de octubre de 2017). Resultados del tercer trimestre de 2017. PEP. Pág. 22-23
 - Pemex Exploración y Producción. (2014). Disponibilidad de Petróleo Crudo y Gas Natural. Informe del resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública. Tomado de: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2014i/Documentos/Auditorias/2014_0287_a.pdf
 - Proyectos México Oportunidades de Inversión. (2018) Instalación de Almacenamiento Estratégico de Gas Natural.
Obtenido de: https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/812-instalacion-de-almacenamiento-estrategico-de-gas-natural/#carousel-1
 - Proyectos México. (31/01/2019). Extracción de hidrocarburos en tabasco en asociación con Pemex (Farmout), área 6.4 (cinco presidentes).
Fuente: https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/805-cnh-asociacion-de-pemex-area-6-4-cinco-presidentes/
 - Richard, A., & David, B., & Jon, E., & Thomas, F., & M.G. & M.H. & Z.J. & M.K. & M.L.Schulumberger. (2004). Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield Review. Pág. 32-43

- Rojey, A., & Durand, B., & Jaffret, C., & Jullian, S., & Valais, M. (1997). Natural Gas: production, processing and transport. Paris. Ediciones Technip. Pág. 329-410
- Satter, A. & Thakur, G. (1994). Integrated Reservoir Management: a team approach. PennWell. Pág.: 1-128
- Schlumberger. (2002). Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Oilfield Review. Otoño 2002. Obtenido de: www.eia.doe.gov/
- Sector energético en RH. (04/10/2018). Materiales poliméricos para la recuperación asistida de petróleo. Blog recursos humanos. Fuente: conacytprensa.mx
- Secretaria de Hacienda y Crédito Público. Comunicado No. 153. Se establece un marco fiscal para campos marginales de Petróleos Mexicanos (PEMEX). 18 de agosto de 2017. Fuente: <https://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-no-153-se-establece-un-marco-fiscal-para-campos-marginales-de-petroleos-mexicanos-pemex>
- Sener. (2015). Ronda Cero: Mapas de áreas otorgadas a Pemex. Datos abiertos. 31 de agosto de 2015. Tomado de: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/ronda-cero-mapas-de-areas-otorgadas-a-pemex>
- Sener. (20/03/2019). Comercio exterior de gas natural; importación y exportación. Datos abiertos Fuente: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/comercio-exterior-de-gas-natural-importacion-y-exportacion>
- Sener. (03/05/2019). Asignaciones otorgadas a Pemex. Secretaria de Energía. Fuente: <https://asignaciones.energia.gob.mx/>
- Sener. (2007). Diagnóstico de Pemex. Secretaria de Energía. Pág.: 95- 98.
- Sener. (2018). Estudio de Impacto Social para la migración de asignaciones aun contrato de extracción de hidrocarburos. Dirección General de Impacto Social y ocupación Superficial. Pág.: 6-29
- SIL. (2010). Reporte de Seguimiento de Asuntos Legislativos. Sistema de información Legislativa. Fuente: http://www.sil.gobernacion.gob.mx/Librerias/pp_ReporteSeguimiento.php?SID=&Seguimiento=2694500&Asunto=2693966
- Sistema de Información Energética. Petróleos Mexicanos. Comercio exterior de gas natural de enero 2000 a enero 2019. Fuente: SIE, Comercio exterior de gas natural. <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cveca=PMXE1C12>
- Society of Petroleum Engineers, Petroleum Resources Management System, 2007.
- Solicitud de información a Secretaria de Hacienda y Crédito Público. folio: 0000600227814. (07 de octubre de 2014). Inventarios de campos marginales. Fuente: INAI.
- Solicitud que Petróleos Mexicanos somete a consideración de la Secretaría de Energía para la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción, a través de asignaciones, en términos del Transitorio Sexto. SENER. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55594/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex_6oTransitorio.pdf

- Solís Arturo (12 de junio de 2018), Cenagas licitará almacenamiento en yacimientos agotados, México, Forbes, recuperado de: <https://www.forbes.com.mx/>
- U.S Energy Information Administration. Natural Gas Consumption by End Use. https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_CONS_SUM_DCU_NUS_A.htm
- U.S. Energy Information Administration. (agosto 2018). U.S. natural gas pipeline exports increase with commissioning of new pipelines in Mexico. Fuente: EIA obtenido de <https://www.eia.gov/todayinenergy/>
- United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) More underground gas storage for increased gas consumption. Obtenido de: <http://www.unece.org/index.php?id=22982&type=111>
- WEC MÉXICO 2010, Schlumberger Oilfield Services México y Centroamérica. Pág.:2-15
- Womack. John. (2012). Mexican economy during the Revolution, 1910-1920: historiography and analysis. Argumentos (México) vol. 25 no. 69 México mayo / agosto 2012.
- World Population Review. (2019). Oil Producing Countries. 11 de abril de 2019. Tomado de: <http://worldpopulationreview.com/countries/oil-producing-countries/>