
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 24 de septiembre de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período de enero-agosto de 2018, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 60.90 dólares por barril (d/b), lo que significó un aumento de 38.85% con relación al mismo período de 2017 (43.86 d/b).

Cabe destacar que en agosto de 2018, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 63.71 d/b, cifra 3.85% menor con respecto al mes inmediato anterior, 17.68% mayor con relación a diciembre pasado (54.14 d/b) y 38.95% mayor si se le compara con el octavo mes de 2017.

Durante los ocho primeros meses de 2018, se obtuvieron ingresos por 17 mil 844 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó un aumento de 52.23% respecto al mismo período enero-agosto de 2017 (11 mil 722 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 17 mil 122 millones de dólares (95.95%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 722 millones de dólares (4.05%).

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
-Millones de dólares-

	Total	Istmo	Maya ^{a/}	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^{b/}
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 937	1 050	32 419	4 469	33 236	3 858	843
2008	43 342	683	37 946	4 712	38 187	4 319	836
2009	25 605	327	21 833	3 445	22 436	2 400	769
2010	35 985	2 149	27 687	6 149	31 101	3 409	1 476
2011	49 380	3 849	37 398	8 133	41 745	4 888	2 747
2012	46 851	3 904	35 193	7 754	37 051	6 611	3 189
2013	42 712	3 926	34 902	3 884	32 125	6 472	4 114
2014	35 638	4 557	27 967	3 115	26 188	6 555	2 895
2015	18 451	3 489	12 629	2 333	11 599	3 733	3 119
2016	15 582	2 108	11 905	1 569	8 026	3 437	4 119
2017	20 023	1 589	18 076	358	10 921	3 656	5 447
2018	17 844	722	17 122	0	10 406	2 986	4 451
Enero	1 980	109	1 871	0	1 106	276	598
Febrero	2 300	172	2 128	0	1 207	549	544
Marzo	2 090	77	2 013	0	1 137	372	580
Abril	2 240	298	1 942	0	942	592	706
Mayo	2 376	66	2 310	0	1 285	356	736
Junio	2 151	0	2 151	0	1 541	259	351
Julio	2 375	0	2 375	0	1 625	325	425
Agosto	2 333	0	2 333	0	1 563	258	512

^{a/} Incluye crudo Altamira y Talam.

^{b/} Incluye otras regiones.

^{R/} Cifra revisada.

FUENTE: Pemex.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epreciopromedio_esp.pdf

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evalorexporta_esp.pdf

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

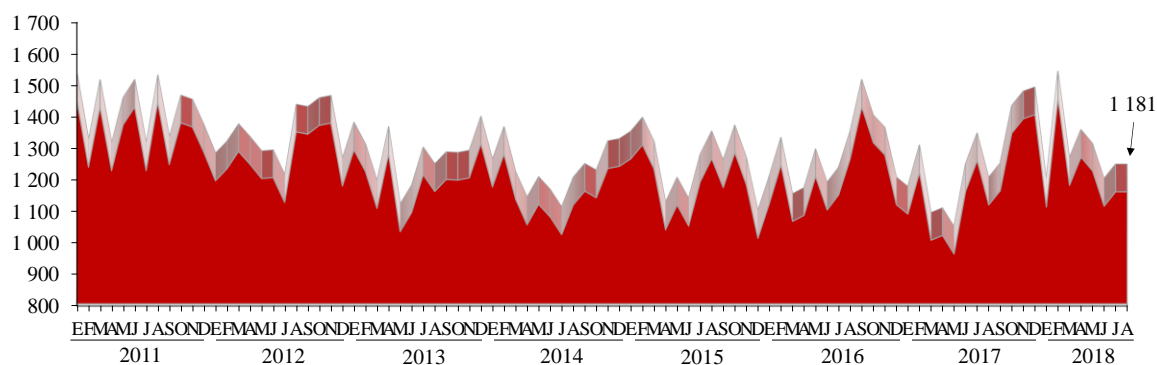
De conformidad con información de Pemex, durante el período de enero-agosto de 2018, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.206 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 9.54% mayor a la reportada en el mismo lapso de 2017 (1.101 mb/d).

En agosto de 2018, el volumen promedio de exportación fue de 1.181 mb/d, lo que significó un aumento de 2.16% respecto al mes inmediato anterior (1.156 mb/b), menor

en 15.70% con relación a diciembre de 2017 (1.401 mb/d) y 6.01% superior si se le compara con agosto del año anterior (1.114 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleo crudo mexicano, durante el período enero-agosto de 2018, fueron los siguientes: al Continente Americano (57.88%), a Europa (17.25%) y al Lejano Oriente (24.88%).

EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO MEXICANO -Miles de barriles diarios-



FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petromeros/evolexporta_esp.pdf

Petróleos Mexicanos descubre importantes yacimientos de crudo ligero en aguas someras de las Cuencas del Sureste (Pemex)

El 9 de octubre de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) publicó la nota “Pemex descubre importantes yacimientos de crudo ligero en aguas someras de las Cuencas del Sureste”. A continuación se presenta la información.

El Director General de Pemex informó el descubrimiento de siete yacimientos ubicados con dos pozos de las Cuencas del Sureste, denominados Manik-101A y Mulach-1, con

los cuales se espera incorporar más de 180 millones de barriles de crudo equivalente (MMbpe) a las reservas 3P de México.

Acompañado por el Secretario de Energía y Presidente del Consejo de Administración de Pemex, informó también del avance en los procesos de delimitación en dos pozos más, y el inicio del proceso de transición a producción de otros dos, que comenzarán a producir crudo el próximo año.

Estos nuevos descubrimientos en aguas someras se suman a otros campos en proceso de delimitación y en transición a la fase de producción, descubiertos en los últimos años. Los seis campos revisados hoy tienen el potencial de contribuir con hasta 210 mil barriles diarios de aceite y 350 millones de pies cúbicos de gas a la producción de Pemex.

Alineado al objetivo estratégico de incrementar el inventario de reservas a costos de descubrimiento competitivos, durante 2018 Pemex descubrió yacimientos de aceite ligero en los pozos Manik-101A y Mulach-1.

En abril de este año se descubrió un bloque adyacente al pozo Manik, con el pozo Manik-101, el cual se perforó en un tirante de agua de 90 metros y alcanzó una profundidad total de 4 mil 765 metros, se ubica al noroeste del campo Manik y entre los campos Ixtal e Ixtoc, a 85 kilómetros de la costa y a 102 kilómetros de Ciudad del Carmen.

Con este pozo se descubrieron dos yacimientos de aceite, uno en el Jurásico Superior Kimmeridgiano y otro en las Brechas del Cretácico Superior, el volumen que se espera obtener es del orden de 80 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Por otro lado, el pozo Mulach-1 se ubica a 8 kilómetros del Campo Yaxche y a 17 kilómetros de Paraíso, Tabasco, en un tirante de agua de 21 metros y alcanzó una profundidad de 3 mil 976 metros, descubriendo 5 yacimientos de aceite ligero en

areniscas de edad Mioceno Superior, en donde se estima una reserva 3P superior a 100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En materia de delimitación, informó que los campos Kinbe y Koban descubiertos en 2011 y 2016 con una gran expectativa de contar con importantes cantidades de hidrocarburos ya se encuentran en fase de delimitación.

El yacimiento Kinbe, ubicado en rocas del Jurásico y del que se espera producir crudo ligero. Este pozo se perforó en un tirante de agua de 21 metros y alcanza una profundidad de 5 mil 843 metros. Ubicado a 28 km de la ciudad de Frontera, Tabasco, el pozo Kinbe aportó producciones mayores a 5 mil barriles de aceite por día durante las pruebas de producción y cuenta con reservas 3P estimadas del orden de 120 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Por su parte, el campo Koban se encuentra en la etapa de delimitación en un tirante de agua de 11 metros y con una profundidad de 6 mil 400 metros. El pozo Koban es un descubrimiento de gas y condensado, alojado en calizas fracturadas del Cretácico con reservas 3P estimadas del orden de los 205 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Finalmente, el Director general de Pemex refirió que los campos Xikin y Esah, descubiertos en 2015 actualmente se encuentran ya en la transición hacia la etapa de producción, los cuales en conjunto representan reservas del orden de 360 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con un tirante de agua de 32 metros, el campo Xikin se ubica a 31 km de la ciudad de Paraíso, Tabasco, en aguas someras 24 kilómetros mar adentro. La profundidad del yacimiento se ubica entre 6 mil 400 y 7 mil 50 metros y producirá crudo ligero. Cuenta con reservas 3P estimadas del orden de 230 MMbpe.

En tanto que el descubrimiento Esah 1 se ubica a 70 kilómetros de la costa y a 94 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche. Su pozo se perforó en un tirante de agua de 67 metros y se calcula que la profundidad de los yacimientos se ubica entre 4 mil 200 y 4 mil 700 metros. Este campo producirá principalmente crudo, con reservas 3P por 130 MMbpe.

Estos descubrimientos son resultado del enfoque de las inversiones de Pemex hacia las áreas de mayor prospectividad para aceite y confirman el potencial remanente de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, además, dada su cercanía e infraestructura existente, su futuro desarrollo contribuirá a cumplir con las metas de producción de Pemex en los próximos años.

Campo	Reservas	Producción estimada	Fase
1. Manik-101A	80 millones de barriles	Entre 10 mil y 15 mil barriles diarios de aceite	Descubrimiento reciente
2. Mulach-1	100 millones de barriles	Entre 20 mil y 30 mil barriles diarios de aceite	Descubrimiento reciente
3. Kinbe	120 millones de barriles	24 mil barriles diarios de aceite	Delimitación
		35 millones de pies cúbicos de gas al día	
4. Koban	205 millones de barriles	46 mil barriles diarios de aceite	Delimitación
		219 millones de pies cúbicos de gas al día	
5. Xikin	230 millones de barriles	70 mil barriles diarios de aceite	Transición a la etapa de producción
		91 millones de pies cúbicos de gas al día 23 mil barriles diarios de aire	
6. Esah-1	130 millones de barriles	9 millones de pies cúbicos de gas al día	Transición a la etapa de producción
TOTAL	865 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce)	Entre 193 mil y 210 barriles diarios de aceite 350 millones de pies cúbicos de gas al día	

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-082-nacional.aspx

Criterios para determinar el área de extracción asociada a áreas contractuales y de asignación (CNH)

El jueves 20 de septiembre de 2018, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó en el Diario Oficial de la Federación el “Acuerdo CNH.E.35.002/18 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos expide los Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas Contractuales y de Asignación”.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-
Comisión Nacional de Hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.35.002/18 POR EL QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS EXPIDE LOS CRITERIOS PARA DETERMINAR EL ÁREA DE EXTRACCIÓN ASOCIADA A ÁREAS CONTRACTUALES Y DE ASIGNACIÓN.

RESULTANDO

PRIMERO. Que el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF), entre otras disposiciones, los Decretos por los que se expidieron la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

SEGUNDO. Que a partir de la entrada en vigor de las leyes referidas en el Resultando anterior, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) se le confirieron nuevas atribuciones entre las que se encuentran regular y supervisar el Reconocimiento y la Exploración Superficial, así como la Exploración y la Extracción de Hidrocarburos; además de licitar, suscribir, administrar y supervisar, en materia técnica, los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (en adelante,

Contratos) conforme a lo previsto en los artículos 31, fracciones V y VI de la Ley de Hidrocarburos y 38, fracciones I, II y III de la LORCME.

TERCERO. Que derivado de las atribuciones que le fueron conferidas, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, conforme a lo dispuesto por el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, los Asignatarios y Contratistas, previo a ejecutar el plan de Exploración o el plan de desarrollo para la Extracción, deberán contar con la aprobación de la Comisión, la cual emitirá un dictamen técnico que comprenderá la evaluación de diversos aspectos relacionados con los planes precisados, dentro del plazo legalmente establecido para ello.

CUARTO. Que en cumplimiento al mandato legal contenido en el artículo 43, fracción I, inciso c), de la Ley de Hidrocarburos, el 13 de noviembre de 2015, se publicaron en el DOF los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones (Lineamientos).

El artículo 2 de los Lineamientos establece en su último párrafo primero que “Los Lineamientos son de carácter general y observancia obligatoria para los Operadores Petroleros que realicen o pretendan realizar actividades relativas a la Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México”.

QUINTO. Que el 12 de agosto de 2014, se publicó en el DOF el “ACUERDO por el que se establece el procedimiento para delimitar las áreas susceptibles de adjudicarse a través de asignaciones” expedido por la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, el cual se toma como referencia para los criterios materia del presente Acuerdo.

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para emitir el presente Acuerdo en términos de los artículos 1, 2, fracción I, 31, fracciones VI y XII y 44 de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, IV y XXVII, 38, fracciones I y III, y 39 de la LORCME; 1, 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y 10, fracción I, 11 y 13, fracciones IV, inciso d. y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

SEGUNDO. Que en términos de los artículos 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (en adelante, la Constitución) las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos son consideradas áreas estratégicas y serán llevadas a cabo por la Nación mediante Asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de Contratos con éstas o con particulares; lo anterior con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación.

TERCERO. Que la Comisión es una dependencia de la Administración Pública Federal, con autonomía técnica, operativa y de gestión, con personalidad jurídica y con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, tal como lo disponen los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 2, fracción I y 3 de la LORCME.

CUARTO. Que el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos establece que los Asignatarios y Contratistas, previo a ejecutar el plan de Exploración o el plan de desarrollo para la Extracción (en adelante, Plan de Desarrollo), deberán contar con la aprobación de los mismos por parte de esta Comisión.

QUINTO. Que para efectos de la aprobación del Plan de Desarrollo, la Comisión requiere conocer la superficie que cubre la totalidad de los yacimientos a desarrollar,

por lo que existe la necesidad de contar con un documento que tenga por objeto establecer los criterios para determinar el área de extracción de hidrocarburos (Área de Extracción), definida como la superficie dentro del Área Contractual o de Asignación que cubre la totalidad de las estructuras del subsuelo o cierres estratigráficos que delimitan el yacimiento o el intervalo de interés del Campo donde se llevó a cabo el Descubrimiento declarado Comercial.

Que para realizar la determinación del Área de Extracción se utiliza como marco de referencia el ACUERDO por el que se establece el procedimiento para delimitar las áreas susceptibles de adjudicarse a través de asignaciones, del cual deriva el método de Cálculo del Área de Extracción conforme a las siguientes premisas:

- Las Áreas de Extracción en las que se tenga el propósito de llevar a cabo Extracción, deberán estar referidas a un polígono cuyo perímetro contenga la proyección en planta, en la superficie terrestre, de la(s) formación(es) productora(s) de hidrocarburos en la(s) que se podrá(n) desarrollar los trabajos correspondientes. La proyección superficial de la totalidad del o de los yacimientos deberá estar contenida en dicha retícula.
- El Área de Extracción deberá referirse a un área regular, donde todos sus lados siempre deberán estar orientados de manera norte-sur y este-oeste.
- El polígono del Área de Extracción se configurará con base en la Retícula de Referencia, considerando una extensión mínima por lado de 30 segundos (tanto en Latitud como en Longitud).
- La superficie total de un Área de Extracción será determinada por la suma de los Bloques que la conformen.

- El avance de los contactos de los fluidos no constituirá un supuesto para la modificación del Área de Extracción.

SEXTO. Que los Contratistas y Asignatarios deben proponer dentro del Plan de Desarrollo el Área de Extracción asociada a su Área Contractual o de Asignación, por lo que se estima necesario emitir los Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas Contractuales y de Asignación, contenidos en el Anexo Único del presente Acuerdo, y que se refieren a las siguientes dos opciones:

1. Cuando el Área Contractual o de Asignación tenga derechos exclusivos para realizar actividades de Extracción, donde se considerará como Área de Extracción, la totalidad del área asociada a dicho Contrato o Asignación.
2. Cuando el Área Contractual o de Asignación tenga derechos de Exploración y Extracción, por lo que el Área de Extracción deberá ser calculada de acuerdo con alguno de los siguientes supuestos:
 - a) Yacimiento continuo
 - b) Múltiples yacimientos sobrepuestos
 - c) Yacimientos sobrepuestos parcialmente
 - d) Yacimientos dispersos
 - e) Configuración estructural de yacimiento no contemplada por los anteriores supuestos

En consecuencia, atendiendo al marco jurídico aplicable, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por unanimidad de votos:

ACUERDA

PRIMERO. Expedir los Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas Contractuales y de Asignación, mismos que se encuentran contenidos en el Anexo Único del presente Acuerdo, y que forma parte integrante de éste como si a la letra se insertase.

Lo anterior, conforme a los Considerandos QUINTO y SEXTO del presente Acuerdo.

SEGUNDO. Llévase a cabo las gestiones necesarias para que el presente Acuerdo sea publicado en el Diario Oficial de la Federación.

TERCERO. Inscríbase el presente Acuerdo CNH.E.35.002/18 en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a) y 25, fracción X de la LORCME y 6 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Ciudad de México, a 14 de junio de 2018.- Los Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, **Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix, Gaspar Franco Hernández.**- Rúbricas.

CRITERIOS PARA DETERMINAR EL ÁREA DE EXTRACCIÓN ASOCIADA A ÁREAS CONTRACTUALES Y DE ASIGNACIÓN

Junio, 2018

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN

CONTENIDO

I. OBJETO DE LOS CRITERIOS

II. DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE EXTRACCIÓN EN ÁREAS CONTRACTUALES O DE ASIGNACIÓN CON DERECHOS EXCLUSIVOS DE EXTRACCIÓN

III. DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE EXTRACCIÓN EN ÁREAS CONTRACTUALES O DE ASIGNACIÓN CON DERECHOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN

- a. Yacimiento continuo
- b. Múltiples yacimientos sobrepuestos
- c. Yacimientos sobrepuestos parcialmente
- d. Yacimientos dispersos
- e. Configuración estructural de yacimiento no contemplada por los anteriores supuestos

I. Objeto de los Criterios

El presente documento tiene como objeto establecer los criterios que deben ser considerados para determinar el Área de Extracción de Hidrocarburos (Área de Extracción) en los siguientes supuestos:

- Cuando el Área Contractual o de Asignación tenga derechos exclusivos para realizar actividades de Extracción.

- Cuando el Área Contractual o de Asignación tenga derechos de Exploración y Extracción.

En este sentido cabe señalar que se debe partir de la definición de Área de Extracción entendida como la superficie dentro del Área Contractual o de Asignación que cubre la totalidad de las estructuras del subsuelo o cierres estratigráficos que delimitan el yacimiento o el intervalo de interés del Campo donde se llevó a cabo el Descubrimiento declarado Comercial.

El Área de Extracción deberá ser propuesta por el Operador dentro del Plan de Desarrollo para la Extracción que sea presentado ante la Comisión, utilizando los marcos de referencia citados en el Capítulo Tercero – Delimitación de las Áreas de Asignación, del “ACUERDO por el que se establece el procedimiento para delimitar las áreas susceptibles de adjudicarse a través de asignaciones” (en adelante, Acuerdo), publicado en el Diario Oficial de la Federación el 12 de agosto de 2014.

II. Determinación del Área de Extracción en Áreas Contractuales o de Asignación con derechos exclusivos de Extracción

Cuando el Operador sea titular de un Contrato o Asignación cuyos derechos le permitan realizar únicamente actividades de Extracción, se considerará como Área de Extracción, la totalidad del área asociada a dicho Contrato o Asignación.

El Área de Extracción podrá reducirse de acuerdo con el procedimiento que establezca el Contrato o Asignación para la devolución de área.

III. Determinación del Área de Extracción en Áreas Contractuales o de Asignación con derechos de Exploración y Extracción

Cuando el Operador sea titular de un Contrato o Asignación cuyos derechos le permitan realizar actividades de Exploración y de Extracción, el Área de Extracción deberá ser calculada utilizando como referencia el Acuerdo, a través de las siguientes premisas:

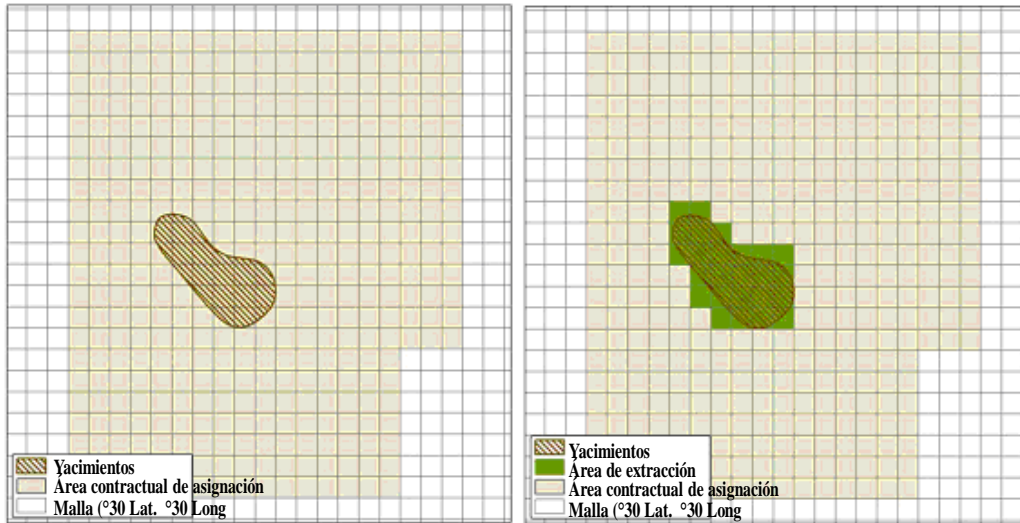
- Las Áreas de Extracción en las que se tenga el propósito de llevar a cabo Extracción, deberán estar referidas a un polígono cuyo perímetro contenga la proyección en planta, en la superficie terrestre, de la(s) formación(es) productora(s) de hidrocarburos en la(s) que se podrá(n) desarrollar los trabajos correspondientes. La proyección superficial de la totalidad del o de los yacimientos deberá estar contenida en dicha retícula.
- El Área de Extracción deberá referirse a un área regular, donde todos sus lados siempre deberán estar orientados de manera norte-sur y este-oeste.
- El polígono del Área de Extracción se configurará con base en la Retícula de Referencia, considerando una extensión mínima por lado de 30 segundos (tanto en Latitud como en Longitud).
- La superficie total de un Área de Extracción será determinada por la suma de los bloques que la conformen.
- El avance de los contactos de los fluidos no constituirá un supuesto para la modificación del Área de Extracción.

Las anteriores premisas deberán ser utilizadas en los siguientes supuestos:

a. Yacimiento continuo

Para las áreas en las que se encuentre únicamente un yacimiento continuo se tomará como Área de Extracción aquella que resulte de la proyección de la configuración estructural en superficie, asociada al volumen original. En caso de existir certificación de reservas asociada, deberán tomarse como antecedente los volúmenes originales correspondientes a dicha certificación.

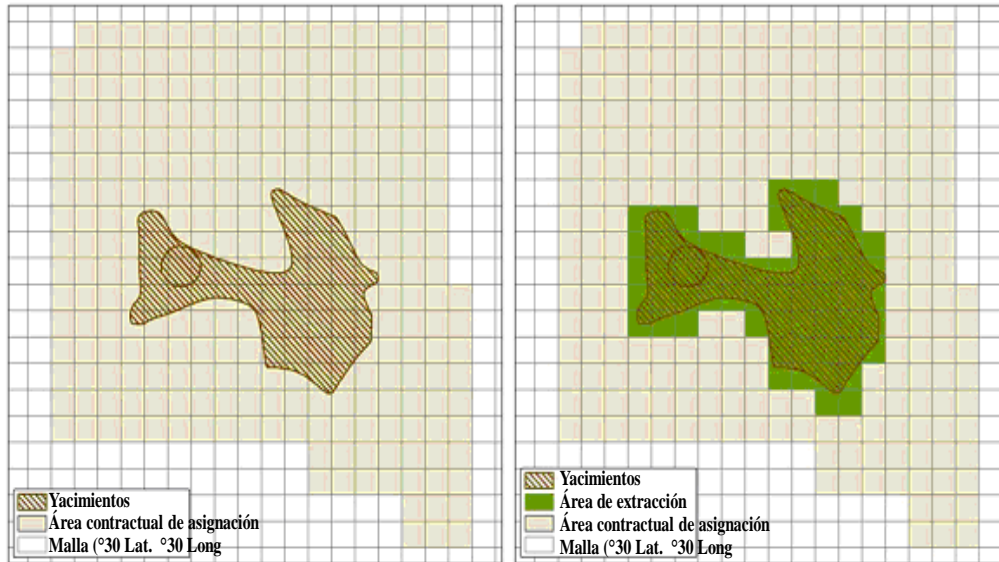
En la siguiente figura se observa la proyección en superficie de un yacimiento determinado por un Operador dentro de un Área Contractual o de Asignación, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dicho yacimiento. El Área de Extracción será aquella que envuelva completamente la proyección en superficie del yacimiento.



b. Múltiples yacimientos sobrepuestos

Cuando se tengan dos o más yacimientos que se estén desarrollando de manera simultánea y estén sobrepuestos, de tal manera que el yacimiento de mayor superficie envuelva completamente a los demás yacimientos, se tomará el área del mayor como Área de Extracción.

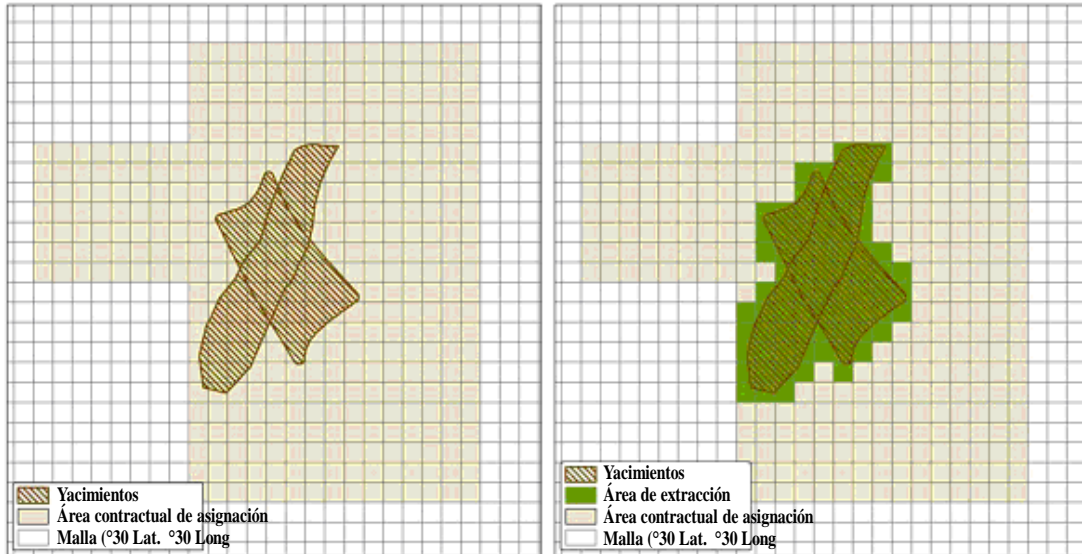
En la figura que se expone a continuación, se observa un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador ha determinado la existencia de dos yacimientos, en cuyas proyecciones en superficie se encuentra uno de ellos contenido en su totalidad por el otro, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dichos yacimientos. El Área de Extracción será aquella que envuelva completamente a la proyección en superficie del yacimiento más grande.



c. Yacimientos sobrepuestos parcialmente

Cuando se presenten dos o más yacimientos que se estén desarrollando de manera simultánea y estén sobrepuestos parcialmente, el Área de Extracción corresponderá a aquella generada a partir del perímetro que comprenda la proyección en superficie de los yacimientos sobrepuestos.

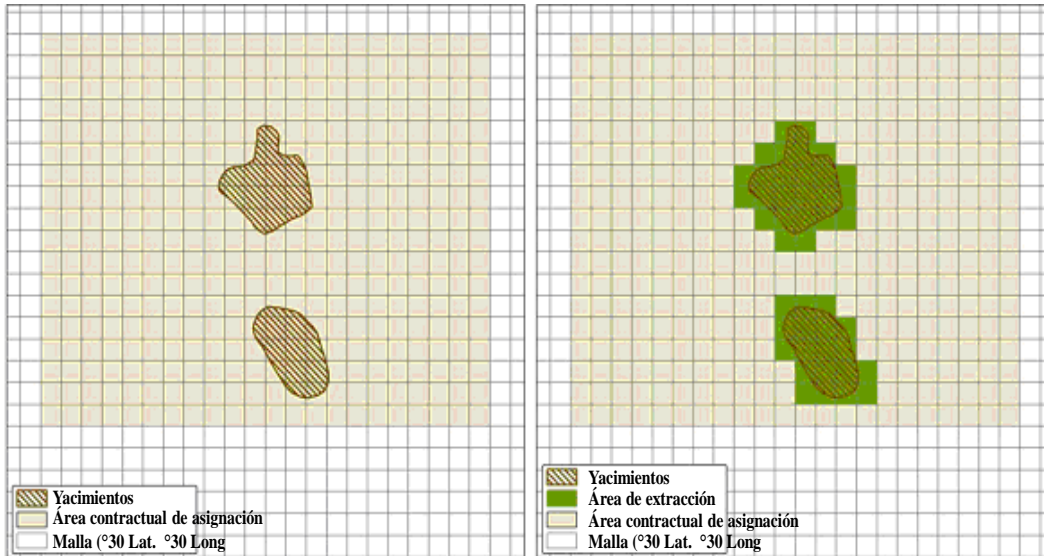
Lo anterior se puede observar en la siguiente figura, en donde se presenta un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador ha determinado la existencia de dos yacimientos, cuyas proyecciones en superficie se encuentran sobrepuestas parcialmente, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dichos yacimientos. El Área de Extracción será aquella que abarque el perímetro que envuelva completamente a la proyección en superficie de los yacimientos.



d. Yacimientos dispersos

En el caso de presentarse dos o más cuerpos con características de yacimientos aislados cuyas proyecciones en superficie no se superpongan, se deberá asociar un Área de Extracción para cada yacimiento conforme al supuesto descrito en el inciso a. y posteriormente sumarlas para obtener el Área de Extracción total.

En la figura siguiente, se observa un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador ha determinado la existencia de dos yacimientos, cuyas proyecciones en superficie no muestran superposición, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dichos yacimientos. El Área de Extracción será la suma de las áreas asociadas a cada uno de los yacimientos en cuestión.



e. Configuración estructural de yacimiento no contemplada por los anteriores supuestos

De no encontrarse en los anteriores supuestos la configuración para la determinación del Área de Extracción, se deberá proponer a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la metodología de cálculo que permita abarcar puntualmente la configuración estructural del yacimiento en estudio.

Elaboró: el Director de Área de la Dirección General de Dictámenes de Extracción, Alan Isaak Barkley Velásquez.- Rúbrica.- El Director General Adjunto de la Dirección General de Dictámenes de Extracción, Juan Carlos Pérez García.- Rúbrica.- Revisó: el Director General de la Dirección General de Dictámenes de Extracción, Julio César Trejo Martínez.- Rúbrica.- Autorizó: el Titular de la Unidad Técnica de Extracción, León Daniel Mena Velázquez.- Rúbrica.

Fuente de información:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5538492&fecha=20/09/2018

La energía eólica se triplicará en México en 6 años (El Financiero)

El 5 de octubre de 2018, la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) comunicó que la energía eólica podría triplicarse en México en los próximos 6 años. Así, entre 2022 y 2024 se podría elevar este tipo de energía desde 4 mil 500 megawatts eólicos a 12 mil megawatts, indicó el Presidente de la Asociación Mexicana de Energía Eólica, la información presentada fue publicada por El Financiero.

Las subastas eléctricas realizadas en el último año permitirán que la energía eólica se triplique en los próximos seis años, estimó la AMDEE.

“Tenemos la posibilidad de triplicar en cinco o seis años lo que hoy tenemos, hoy tenemos operando cerca de 4 mil 500 megawatts eólicos. En 2022-2024 podríamos tener 12 mil megawatts”, indicó el Presidente de la AMDEE en entrevista.

Agregó que la energía solar está creciendo muy rápido y el esquema de subastas ha sido un detonador de proyectos de este tipo de energía.

“El principal beneficiario de las subastas es CFE Suministro Básico, quien abastece de energía a las casas, a las empresas pequeñas y medianas. Todavía no vemos una reducción en las tarifas debido a que los primeros proyectos de estas subastas apenas están arrancado este año, mientras más proyectos veamos, vamos a ver precios mucho más estables porque (estos precios) no dependen de los combustibles fósiles), informó.

Destacó que, debido a las ofertas en estos procesos de venta se esperan inversiones en el rango de 9 mil millones de dólares y proyectos por 7 mil megawatts.

El próximo 14 de noviembre está programada la cuarta subasta eléctrica, donde la industria presentará sus ofertas por compra de energía eólica.

En la primera subasta el precio fue de alrededor de 48 dólares por megawatt/hora; 33 dólares, en la segunda y 20 dólares en la tercera.

Fuente de información:

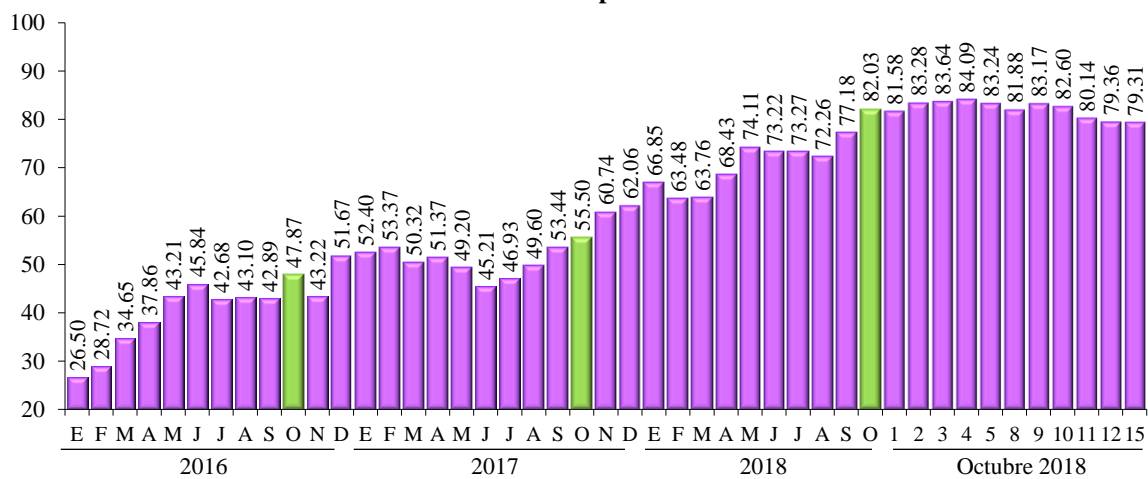
<https://www.elfinanciero.com.mx/economia/energia-eolica-se-triplicara-en-mexico-en-seis-anos-estima-la-amdee>

Canasta de crudos de la OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que se integra por los siguientes países: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Irán, Iraq, Kuwait, Qatar y Venezuela, informó el 12 de marzo de 2014 la nueva canasta de crudos de referencia de la OPEP, que se integra regularmente por los crudos de exportación de los principales países miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados; y refleja, además, la calidad media de los crudos de exportación del cártel. Así, al 28 de abril de 2016, se dio a conocer la nueva canasta de referencia de la OPEP que incluye los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Minas (Indonesia), Iran Heavy (República Islámica de Iran), Basra Light (Iraq), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libya), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Saudi Arabia), Murban (Emiratos Árabes Unidos) y Merey (Venezuela).

En este contexto, del 1 al 15 de octubre de 2018, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio de 82.03 dólares por barril (d/b), cifra 6.28% superior con relación a septiembre pasado (77.18), superior en 32.18% respecto a diciembre de 2017 (62.06 d/b) y 47.80% más si se le compara con el promedio de octubre de 2017 (55.50 d/b).

PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP
-Dólares por barril-



* Promedio al día 15 de octubre.
FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm