

Indicadores de Exploración y Extracción de Hidrocarburos Agosto 2018

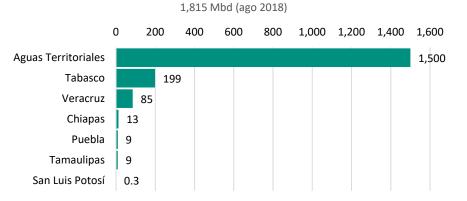
Subsecretaría de Hidrocarburos Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos



Petróleo Crudo

La extracción de petróleo crudo en **México** ha disminuido 4.0% anual, desde hace una década.

Distribución geográfica de extracción de petróleo crudo

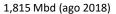


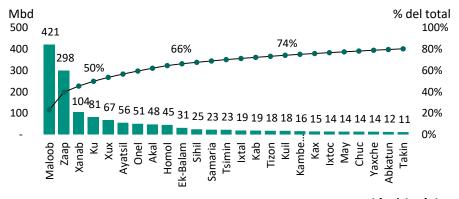
10 Asignaciones concentran el **66%** de la extracción.

La extracción de crudo se concentra principalmente en las Aguas Territoriales (83%) y el resto es terrestre (17%).

Las exportaciones de crudo fueron de 35.8 MMb: el 98% del volumen exportado correspondió al crudo tipo Maya; y el 2% al Altamira, enviado exclusivamente a los EE.UU.

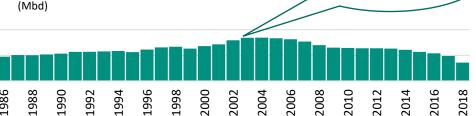
Pareto de extracción de petróleo crudo





La Mezcla Mexicana de Exportación alcanzó un precio promedio durante el mes de julio de USD \$63.7.

Extracción histórica de petróleo crudo



Máximo histórico Diciembre de 2003:

3,455 Mbd

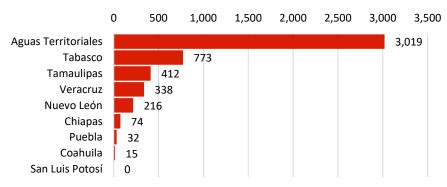


Gas Natural

La extracción de gas natural en **México** ha disminuido **3.7% anual,** desde hace una década.

Distribución geográfica de extracción de gas natural

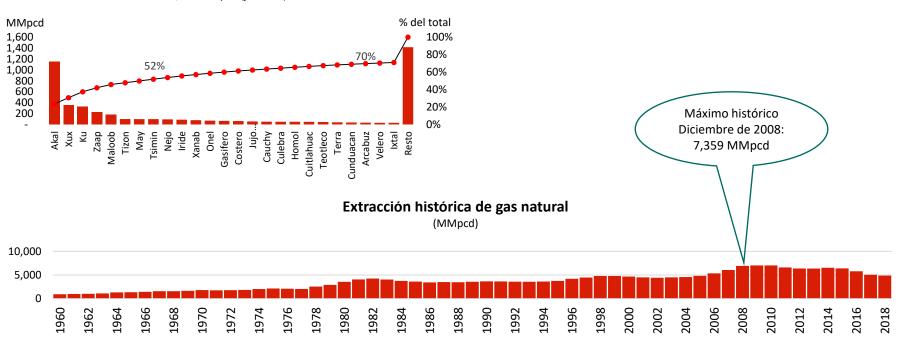
4,880 MMpcd (jul 2018)



- 10 asignaciones concentran el 56% de la extracción.
- **30** extraen **74%** y las demás **326** solo **26%**.
- La extracción de gas natural se concentra sobre todo en Aguas Territoriales (62%), Tabasco (16%) y Tamaulipas (8%), que en conjunto extraen el 86%.

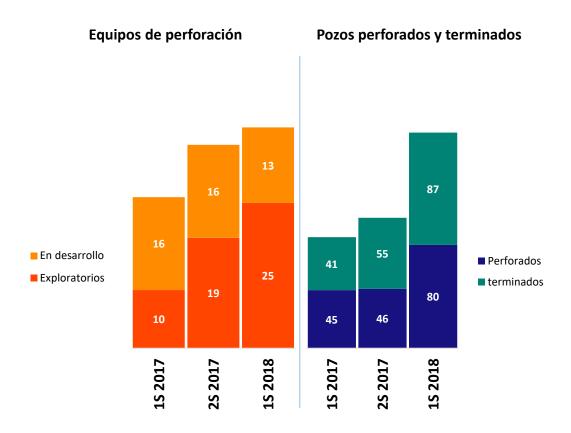
Pareto de extracción de gas natural

4,880 MMpcd (jul 2018)





Gráfica del mes - Actividad petrolera, enero-junio 2018



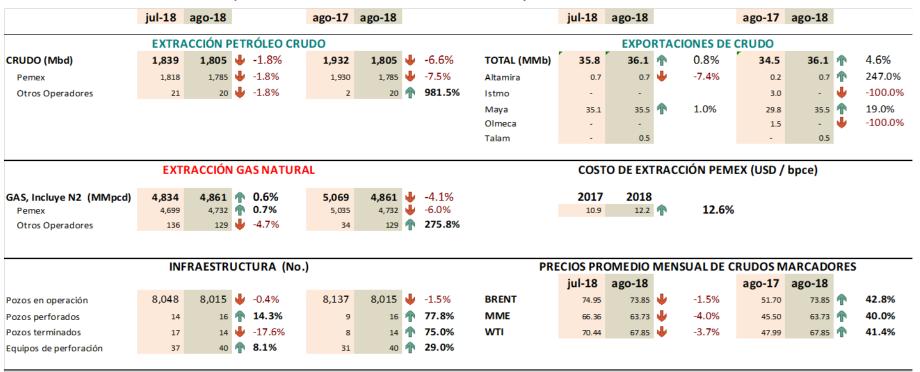
En el primer semestre de 2018 se obtuvieron los siguientes indicadores de actividad petrolera:

Operaron 38 equipos de perforación (var. Anual del 46%)¹ Se perforaron 87 pozo y se terminaron 80. El número de pozos perforados es más del doble comparado al mismo semestre de 2017.

¹ Promedio de equipos de perforación utilizados durante el semestre correspondiente.



Principales Indicadores del Sector Hidrocarburos y Noticias Relevantes del Mes



La petrolera italiana Eni invertirá más de 7,400 mdd en México: La compañía petrolera Eni desembolsará 7,496 millones de dólares (mdd) en su plan de desarrollo de tres campos petroleros en aguas someras mexicanas, durante los siguientes 22 años, reveló la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Durante su sesión extraordinaria número 45 de 2018, el órgano de gobierno aprobó el plan de trabajo y presupuesto presentados por el gigante energético italiano para el contrato que obtuvo en la ronda 1.2, durante 2015 para las áreas Amoca, Miztón y Tecoalli, ubicadas en el Golfo de México.

Forbes, 01 de agosto de 2018.

La CNH suscribió con PEP, DS Servicios Petroleros y D&S Petroleum un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en el área contractual Ébano: La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en representación del Estado Mexicano, suscribió hoy con Pemex Exploración y Producción (PEP) y con las empresas D&S Petroleum, S.A. de C.V. (D&S Petroleum) y DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. (DS Servicios Petroleros), el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Producción Compartida, derivado del proceso de migración de la Asignación AE-0391-M-Ébano (Contrato). El Comisionado Presidente de la CNH, Mtro. Juan Carlos Zepeda, el Ing. Ulises Hernández Romano, Director de Recursos, Reservas y Asociaciones de PEP, los Señores Edgardo Luis Zagaglia Allende y Wang Xixian, representantes legales de DS Servicios Petroleros y D&S Petroleum, suscribieron el Contrato. El Área Contractual se ubica en la Cuenca Tampico Misantla, localizada al Noreste de México, en los Estados de Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí con una superficie aproximada de 1,569.123 km2. La duración del Contrato será de treinta años con posibilidad de dos prórrogas de cinco años cada una. Por tercera ocasión, en el marco de la Reforma Energética, se lleva a cabo una migración de un contrato incentivado a uno de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. CNH, 03 de agosto de 2018.



Índice

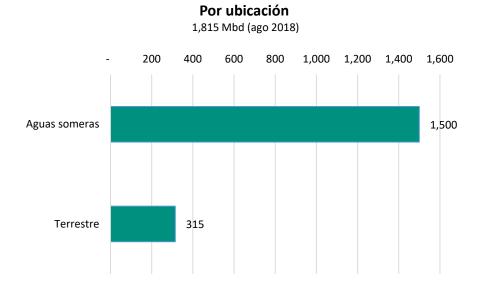






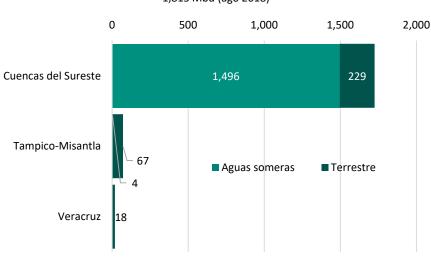
Extracción





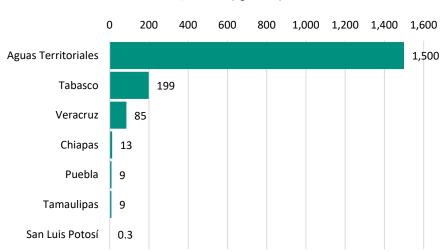


1,815 Mbd (ago 2018)



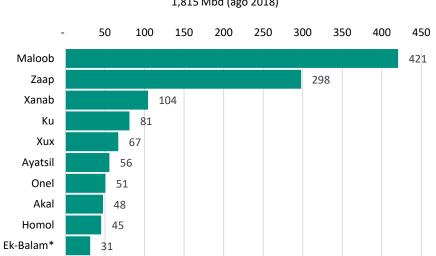
Por entidad federativa

1,815 Mbd (ago 2018)



Por asignación/contrato

1,815 Mbd (ago 2018)



*contrato



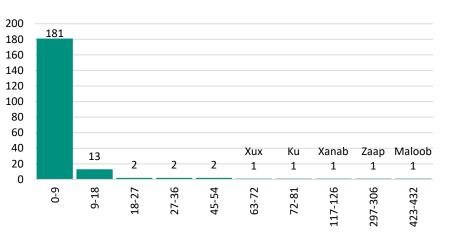
No. de Asig/Contr

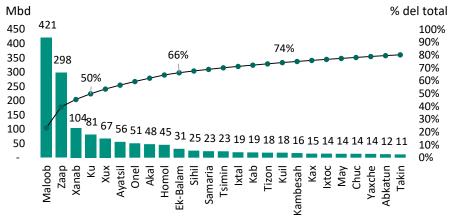
Histograma de extracción de petróleo crudo

(ago 2018)

Pareto de extracción de petróleo crudo

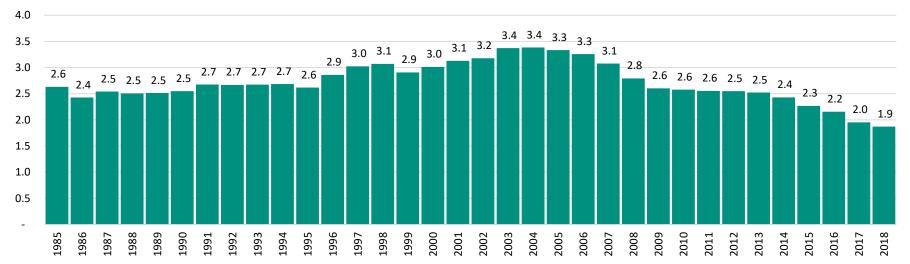
1,815 Mbd (ago 2018)





Extracción de petróleo crudo promedio anual

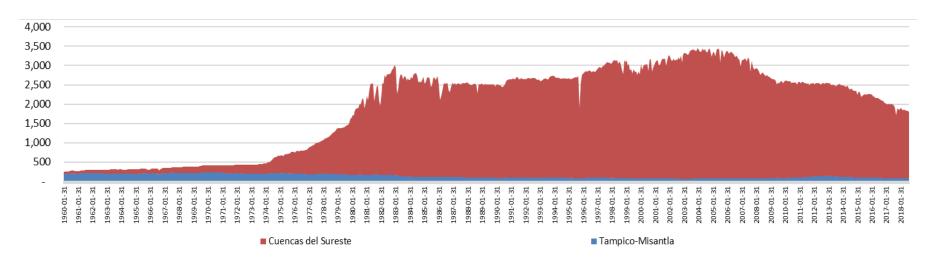
(Millones de barriles diarios, MMbd)

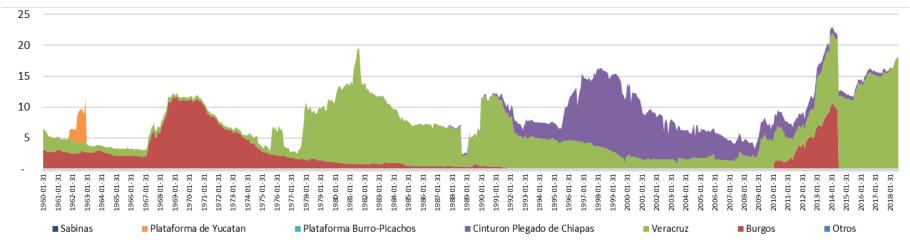




Extracción de petróleo crudo por Cuenca

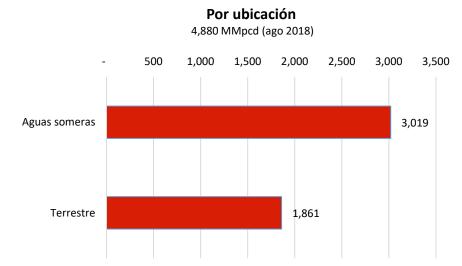
(Miles de barriles diarios, Mbd)





Por simplicidad y para que se pudiera apreciar la magnitud de las cuencas menores, se separaron las dos cuencas más grandes.

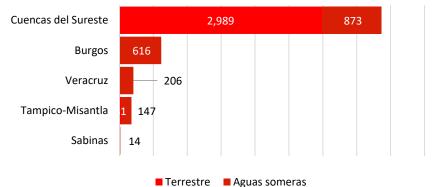




Por cuenca

4,880 MMpcd (ago 2018)

500 1,000 1,500 2,000 2,500 3,000 3,500 4,000 4,500

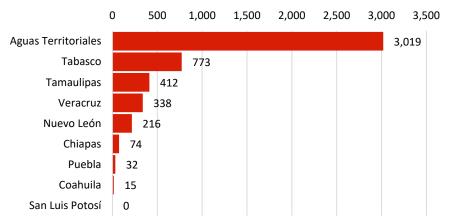


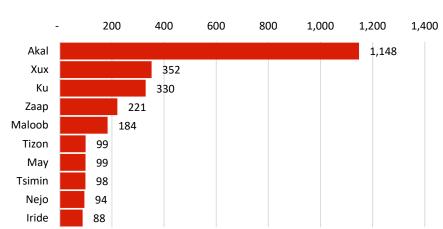
Por entidad federativa

4,880 MMpcd (ago 2018)

Por asignación/contrato

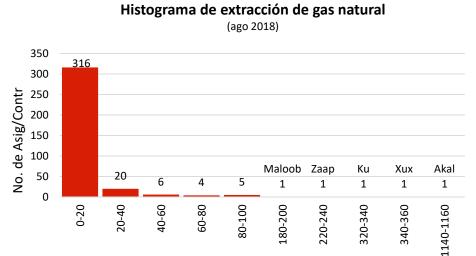
4,880 MMpcd (ago 2018)



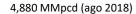


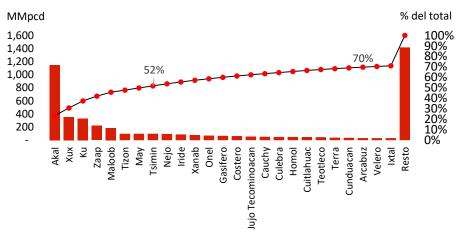
Ver Mapas





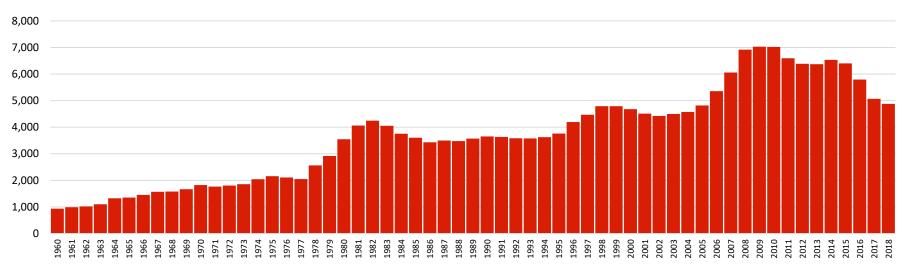
Pareto de extracción de gas natural





Pemex: extracción de gas natural

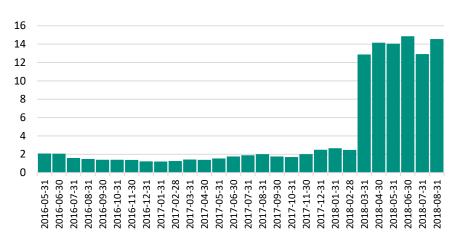
(Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd)





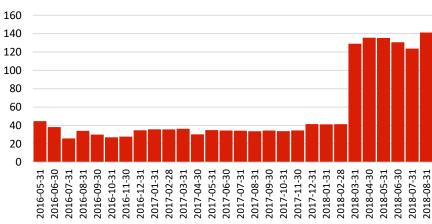
Extracción de petróleo crudo

(Miles de barriles diarios, Mbd)



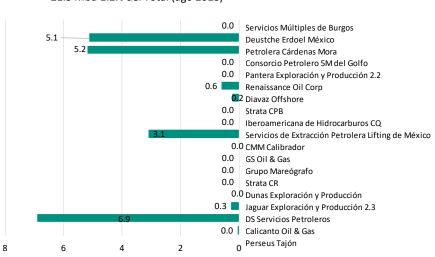
Extracción de gas natural

(Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd)



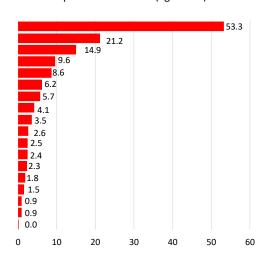
Extracción de Petróleo crudo

21.5 Mbd 1.2% del Total (ago 2018)



Extracción de Gas Natural

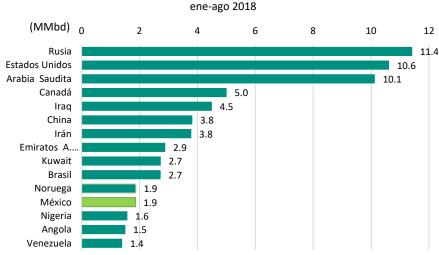
142.1 MMpcd 2.9% del Total (ago 2018)



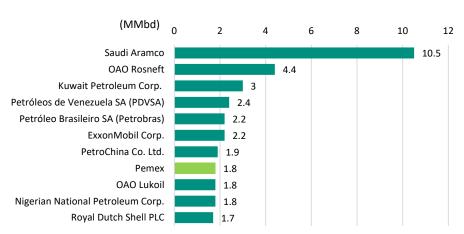


De enero-agosto de 2018, 15 países producen el 67% de la extracción mundial de petróleo crudo, el 53% pertenecen a la OPEP y 47% son NO OPEP.

Extracción de petróleo crudo, principales países

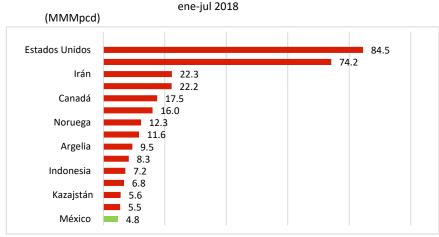


Principales empresas por nivel de extracción de petróleo ene-dic 2017



Fuente: Monthly Oil Market Report, octubre 2018 periodo ene-ago 2018* BDI Pemex, octubre 2018

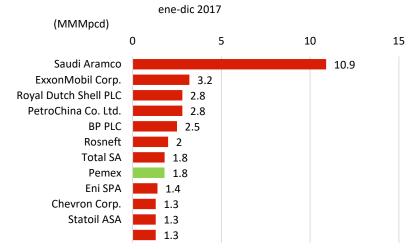
Extracción de gas natural, principales países



Fuente: Oil and Gas Journal, octubre 2018 periodo enero-julio 2018. CNH, octubre 2018

Fuente: Informes Anuales de las empresas al cierre de 2017. Las posiciones son con base a la información disponible.

Principales empresas por nivel de extracción de gas natural



Fuente: Informes Anuales de las empresas al cierre de 2017. Las posiciones son con base a la información disponible



Recursos Prospectivos y Reservas



Cifras nacionales: Reservas remanentes de hidrocarburos al 1 de enero de 2018

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMbpce)

Concepto	Probadas 1P	Vida media (años)	Probables	2P	Vida media (años)	Posibles	3P	Vida media (años)
Totales por tipo	8,483.7	8.5	7,678.3	16,162.0	16.1	9,304.8	25,466.8	25.4
Petróleo crudo	6,464.2	9.1	5,816.5	12,280.7	17.3	7,139.1	19,419.8	27.3
Condensados ¹	631.3	6.2	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas seco	1,349.5	3.7	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas Natural (MMMpc)	10,022.4	5.4	9,355.5	19,377.9	10.4	10,642.5	30,020.4	16.1

FUENTE: Reservas de Hidrocarburos de México, al 1 de enero de cada año, CNH junio 2018

1P = Reservas Probadas: Se utilizan para comparar las reservas a nivel mundial. 2P = Reservas Probadas + Probables: Se utilizan para evaluar los proyectos de exploración y extracción.

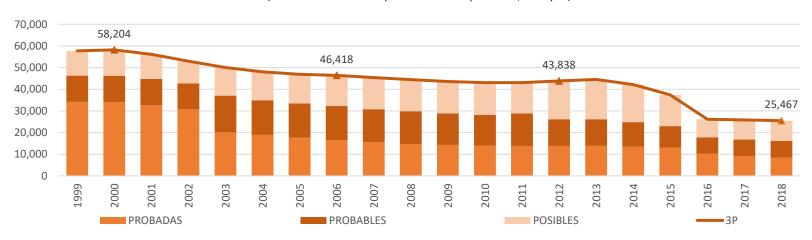
3P = Reservas Probadas + Probables + Posibles: Son las Reservas Totales.

1/ Incluye líquidos del gas. n.d. No disponible.

- A enero de 2018 las reservas de hidrocarburos 1P ascendieron a 8,484 MMbpce, lo que representa una disminución del 7.4% respecto al año anterior (9,161 MMbpce).
- Al ritmo de extracción actual las reservas remanentes de hidrocarburos 1P alcanzarían para 8.5 años, 15% menos que en 2010 (10 años).

Evolución de las reservas remanentes de hidrocarburos

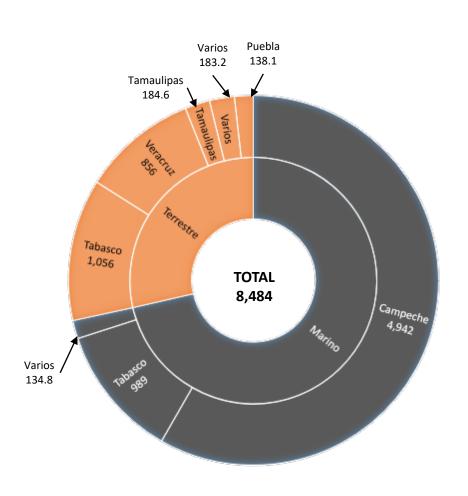
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMbpce)



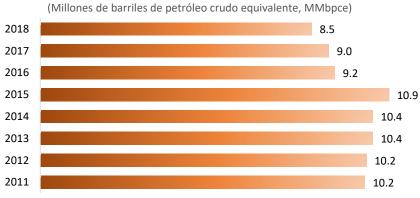


Reservas 1P al 1 de enero de 2018

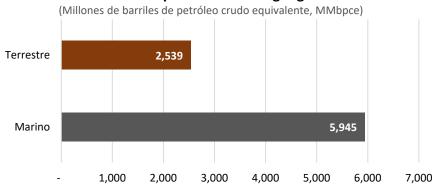
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMbpce)



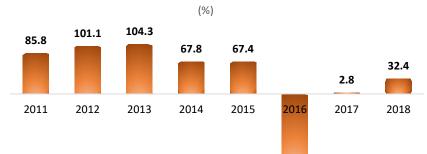
Histórico de reservas 1P



Reservas 1P por distribución geográfica



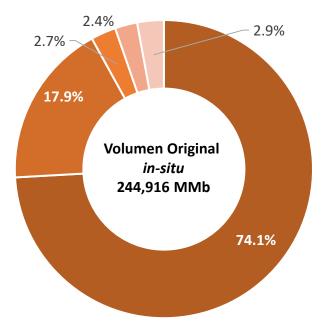
Tasa de restitución 1P



-132.5



Categorización de Recursos de Petróleo Crudo a nivel nacional



- Volumen original descubierto no comercial(mmb)
- Producción Acumulada
- Reservas Probadas
- Reservas Probables
- Reservas Posibles

Recursos Petroleros Petróleo Crudo

- **18.1%** es el Factor de Recuperación Nacional al 1 de enero de 2018.
- 8.1% del Volumen Original in-situ corresponde a las reservas 3P.
- Dentro del 74.1% del volumen original descubierto no comercial está contabilizado el recurso contingente de México.

Relación Reserva/Extracción Extracción en 2017 = 758.9 MMb

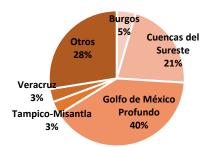
- Reservas 1P: 10 años.
- Reservas 2P: 18 años.
- Reservas 3P: 28 años.

Nota: El cálculo de la Extracción acumulada al 1 de enero de 2018 (PA_2018) se realizó de la siguiente manera:

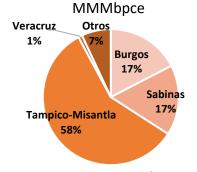
PA_2018 = PA_2017 + Extracción en 2017.



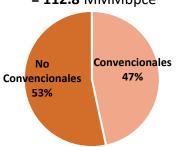
Datos actualizados a enero 2017 Recursos Prospectivos Convencionales = 52.6 MMMbpce



Recursos Prospectivos No Convencionales = 60.2



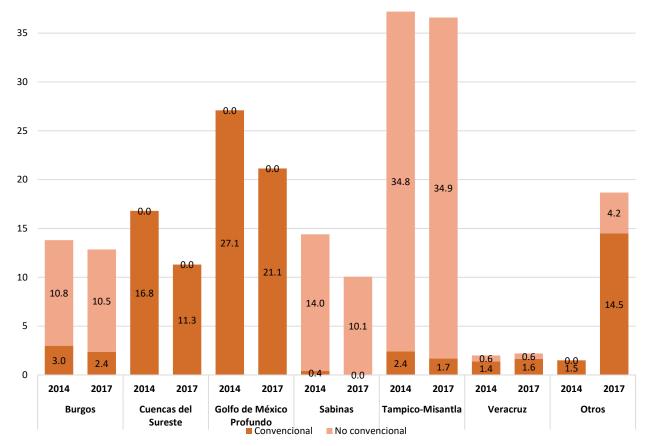
Recursos Totales = 112.8 MMMbpce



 Los Recursos Prospectivos Totales actualizados a enero de 2017 no presentaron variación respecto a su publicación previa en 2014 (112.8 MMMbpce).

Cambios principales

- **Recursos Prospectivos No Convencionales**. En 2014, los recursos asociados a la provincia Burro-Picachos formaban parte de los reportados en la provincia Sabinas, en tanto que en 2017 están considerados en la categoría "Otros".
- **Recursos Prospectivos Convencionales**. Las provincias Cuencas del Sureste y Golfo de **México** Profundo disminuyeron 5.5 y 6.0 MMMbpce en términos reales, respectivamente, comparando las cifras de 2017 contra 2014.



Fuente: 2017.- DGEEH con información de la CNH. Bases de Datos de *plays* convencionales y no convencionales 31 de diciembre de 2015, y, BDOE Total 2016, actualizada al 23 de enero de 2017. 2014.- Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014 **Pemex**.



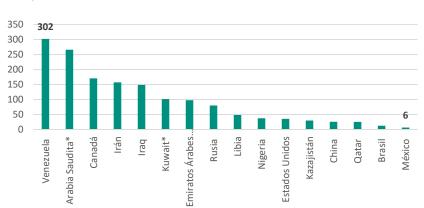
Reservas 1P de petróleo crudo, al 1 de enero de 2018

Reservas 1P de gas natural, al 1 de enero de 2018

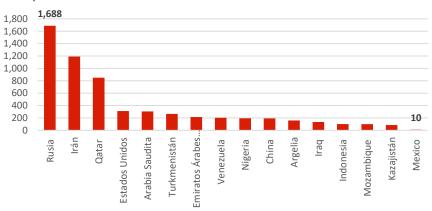
Posición	País	MMMb	%
	Total	1,651,850	100.00
1	Venezuela	302,250	18.30
2	Arabia Saudita*	266,208	16.12
3	Canadá	170,540	10.32
4	Irán	157,200	9.52
5	Iraq	148,766	9.01
6	Kuwait*	101,500	6.14
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800	5.92
8	Rusia	80,000	4.84
9	Libia	48,363	2.93
10	Nigeria	37,453	2.27
11	Estados Unidos	35,427	2.14
12	Kazajistán	30,000	1.82
13	China	25,627	1.55
14	Qatar	25,244	1.53
15	Brasil	12,634	0.76
20	México	6,464	0.39

Lugar	País	MMMMpc	%
	Total	6,955.04	100
1	Rusia	1,688.23	24.27
2	Irán	1,190.83	17.12
3	Qatar	850.10	12.22
4	Estados Unidos	310.81	4.47
5	Arabia Saudita	304.38	4.38
6	Turkmenistán	265.00	3.81
7	Emiratos Árabes Unidos	215.10	3.09
8	Venezuela	202.69	2.91
9	Nigeria	193.35	2.78
10	China	192.11	2.76
11	Argelia	159.05	2.29
12	Iraq	134.90	1.94
13	Indonesia	101.22	1.46
14	Mozambique	100.00	1.44
15	Kazajistán	85.00	1.22
39	Mexico	10.02	0.14

MMMb



MMMMpc



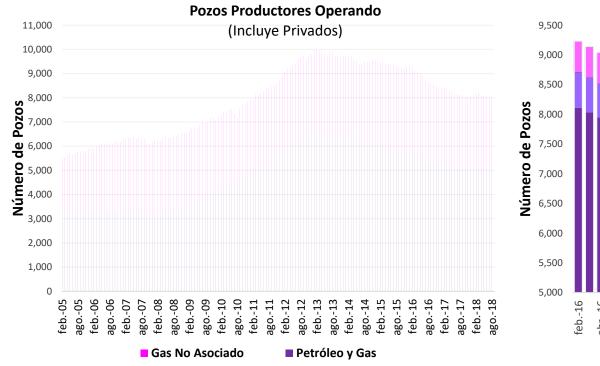
Fuente: OGJ Worldwide Production Reports, Dec. 4, 2017, Resevas probadas de petróleo crudo y gas natural de México, CNH abril de 2018.

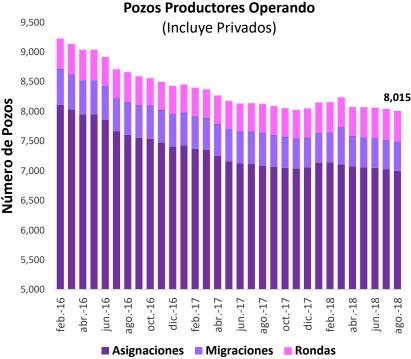


Información de Pozos



- En agosto de 2018 había 8,015 pozos productores operando, 19.7% menos respecto al pico observado en enero de 2013 (9,989 pozos).
- Los Privados comenzaron operaciones a partir de mayo de 2016. En agosto de 2018 destaca Deustche Erdoel México con 67 pozos productores operando para petróleo y gas asociado y Servicios Múltiples de Burgos con 301 para gas no asociado.
- Petróleos Mexicanos migró las Asignaciones de los campos Ek y Balam a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE) en mayo de 2017 con la operación de 20 pozos; al migrar las Asignaciones de los campos Santuario y El Golpe en diciembre de 2017, esa cifra alcanzó los 61 pozos productores operando bajo el esquema de CEE.
- De los 8,015 pozos productores operando en agosto de 2018, el 87.35% está en Asignaciones, el 6.44% en CEE derivados de Rondas de Licitación y el 6.21% en CEE resultado de una migración.



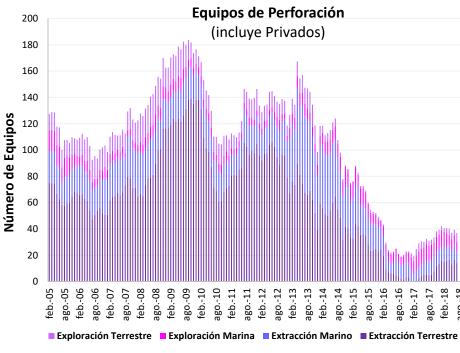


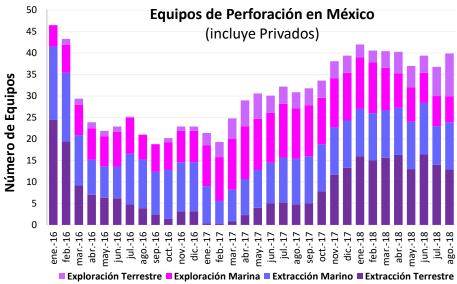


- En septiembre de 2009, se observó el mayor número de equipos de perforación operando para la extracción y exploración de hidrocarburos (184), que al compararse con los 40 en agosto de 2018, representa una reducción del 78.26%.
- De los 40 **equipos de perforación** empleados en agosto de 2018, 32.50% se destinaron para la extracción terrestre, 27.50% para la extracción marina, 15.00% para la exploración marina y 25.00% para la exploración terrestre.
- Se tiene registro de que los Privados han empleado equipos de perforación a partir del último trimestre de 2016, con un máximo de 4 en junio y agosto de 2017, en tanto que en agosto de 2018 sólo utilizaron 3 (8% del total nacional).
- Las diferencias más significativas entre las **actividades de perforación y terminación de pozos** se observaron en noviembre de 2009 cuando se perforaron 74 pozos más de los que se terminaron, situación que se presentó a la inversa en agosto de 2010.
- Los **16 pozos perforados** y **14 pozos terminados** en agosto de 2018, representan el 10% y 10% de los picos observados en diciembre de 2009 (153) y agosto de 2009 (142), respectivamente.



Fuente: DGEEH con información de CNH, agosto de 2018. La información inicia en enero de 2002.







Rondas

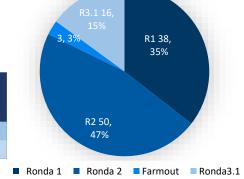


Indicadores de las áreas adjudicadas

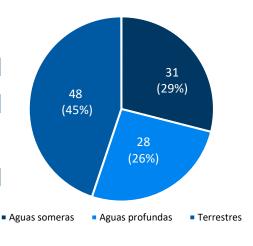
- Adjudicación de 107 áreas contractuales (67% del total ofertado de la Ronda 1 licitaciones 1, 2, 3 y 4, Ronda 2 licitaciones 1, 2, 3 y 4, Ronda 3 licitación 1 y 3 Farmout con **Pemex**).
- Las áreas adjudicadas se integran por 38 áreas (70%) de la Ronda 1 , 50 áreas (74%) de la Ronda 2, 16 áreas (46%) de la Ronda 3.1 y 3 (3%) de Farmouts.
- Del total de áreas adjudicadas 48 (53%) son terrestres y 43 (47%) son marinas de las cuales 31 están en aguas someras y 28 en aguas profundas.

	Áreas licitadas (número)	Áreas Contractuales (número)	% del total licitado	Extracción máxima (mbpced)	Primera Extracción (año)
TOTAL	160	107	67	*	2016
Total Ronda 1	54	38	70	*	2016
Ronda 1.1	14	2	14	69	2019
Ronda 1.2	5	3	60	90	2018
Ronda 1.3	25	25	100	90	2016
Ronda 1.4	10	8	80	776	2027
Total Ronda 2	68	50	74	*	2020
Ronda 2.1	15	10	67	186	2020
Ronda 2.2	10	7	70	69	2023
Ronda 2.3	14	14	100	102	2020
Ronda 2.4	29	19	66	2,169	2033
Total Ronda 3	35	16	46	*	2025
Ronda 3.1	35	16	46	264	2025
Asociaciones	3	3	100	*	2017
Trión (AP)	1	1	100	118	2023
Cárdenas-Mora	1	1	100	14	2017
Ogarrio	1	1	100	16	2017
Migraciones	-	4	-	*	2018
Santuario-El Golpe (con socio)	-	1	-	7**	2018
Misión (con socio)	-	1	-	10 **	2018
Ébano (con socio)	-	1	-	7**	2018
Ek-Balam (sin socio)	-	1	-	35 **	2018

Áreas contractuales 107 áreas adjudicadas



Distribución: Áreas adjudicadas



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos resultados de la Asociaciones y Migraciones de Pemex y las Rondas 1, 2 y 3.1

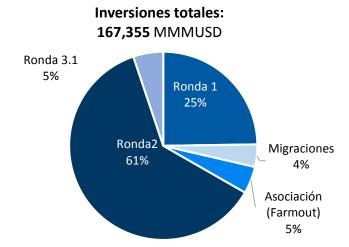
^{*} La extracción máxima en diferentes años por lo que no es acumulativa.



Indicadores de las áreas adjudicadas

- La inversión total es de 167,355 mil millones de dólares durante el periodo de vida de los proyectos, 19 veces la inversión de PEP en 2018.
- La participación total en las utilidades y en los ingresos para el Estado promedian el 74%.

	Inversiones totales CAPEX (mmusd)	% del total	Participación o regalía adicional Estado (%)	Participación total utilidades e ingresos para el Edo. (%)
TOTAL	167,355	100.0	38	74
Total Ronda 1	41,431	25	50	70
Ronda 1.1	2,708		63	79
Ronda 1.2	3,248		76	85
Ronda 1.3	1,122		47	55
Ronda 1.4	34,353		14	60
Total Ronda 2	103,036	61	33	73
Ronda 2.1	8,193		57	77
Ronda 2.2	1,100		24	75
Ronda 2.3	949		35	75
Ronda 2.4	92,794		16	65
Total Ronda 3	8,626	5	46	72
Ronda 3.1	8,626		46	72
Asociaciones	7,796	5	10	80
Trión (AP)	7,574		4	72
Cárdenas-Mora	127		13	79
Ogarrio	95		13	89
Migraciones	6,466	4	53	
Santuario-El Golpe (con socio)	403		65	
Misión (con socio)	284		35	
Ébano (con socio)	263		41	
Ek-Balam (sin socio)	5,516		70	



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos resultados de la Asociaciones y Migraciones de Pemex y las Rondas 1, 2 y 3.1



Indicadores de las áreas adjudicadas

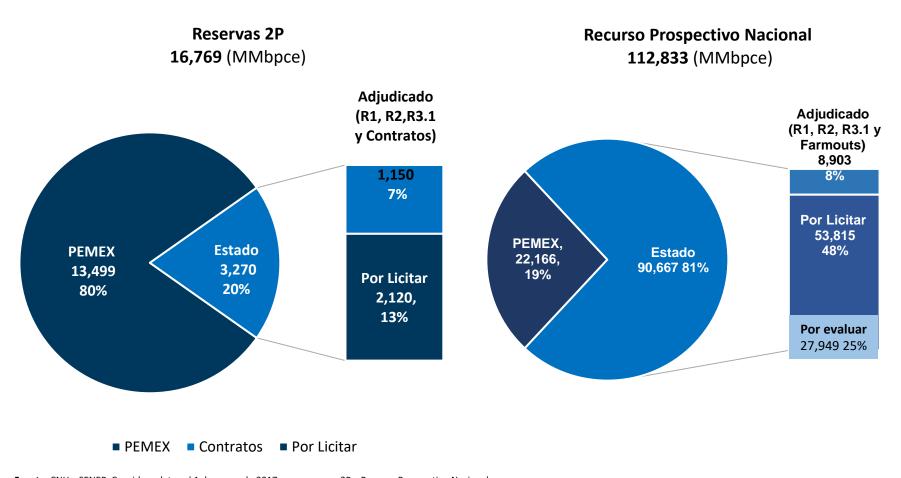
- Se tiene un total de 70 empresas operadoras en las áreas adjudicadas.
- Inició la primera asociación de Petróleos Mexicanos en el bloque Trión en aguas profundas del Golfo de México.
- Se tienen cuatro migraciones, tres con socio (Santuario-El Golpe, Misión, Ébano) y uno sin socio (Ek-Balam).
- El objetivo es acceder a tecnología de última generación y compartir riesgos.

	Tipo de contrato	Trabajos Petroleros	Empresas (núm.) Operador
TOTAL			70
Total Ronda 1			30
Ronda 1.1	Extracción compartida	Exploración aguas someras	1
Ronda 1.2	Extracción compartida	Extracción aguas someras	3
Ronda 1.3	Licencia de Extracción	Extracción campos terrestres	18
Ronda 1.4	Licencia de E y E	E y E en aguas profundas	8
Total Ronda 2			21
Ronda 2.1	Extracción compartida	Extracción en aguas someras	4
Ronda 2.2	Licencia de Extracción	Extracción campos terrestres	2
Ronda 2.3	Licencia de Extracción	Extracción campos terrestres	4
Ronda 2.4	Licencia de E y E	E y E en aguas profundas	11
Total Ronda 3			9
Ronda 3.1	Extracción compartida	Extracción en aguas someras	9
Asociaciones			6
Trión (AP)	Licencia de E y E	E y E en aguas profundas	2
Cárdenas-Mora	Licencia de Extracción	Extracción campos terrestres	2
Ogarrio	Licencia de Extracción	Extracción campos terrestres	2
Migraciones			4
Santuario- El Golpe (con socio)	Extracción compartida	E y E terrestre	1
Misión (con socio)	Extracción compartida	E y E terrestre	1
Ébano (con socio)	Extracción compartida	E y E terrestre	1
Ek-Balam (sin socio)	Extracción compartida	E y E en aguas someras	1

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos resultados de la Asociaciones y Migraciones de Pemex y las Rondas 1, 2 y 3.1



Aún están disponibles para licitar el 13% de Reservas 2P y el 48% de los Recursos Prospectivos.



Fuente: CNH y SENER Considera datos al 1 de enero de 2017 para reservas 2P y Recurso Prospectivo Nacional



Prospectiva de Petróleo crudo y gas natural



Prospectiva de extracción de petróleo crudo y gas natural 2017-2031

Prospectiva de extracción de petróleo crudo (Mbd)

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Asignaciones	1,895	1,807	1,786	1,590	1,376	1,232	1,177	1,096	1,084	1,138	1,141	1,137	1,111	1,082	1,006
Migración sin Socio	38	35	58	79	93	99	98	86	79	72	65	63	64	66	65
FarmOut	0	67	59	63	62	71	124	73	85	92	98	103	101	97	90
CIEP	31	36	45	52	59	65	67	66	71	76	82	100	118	134	152
Exploración	0	7	55	218	473	628	680	692	664	593	547	530	526	541	569
Ronda de licitaciones	0	37	57	108	193	334	422	665	739	802	895	972	1,112	1,246	1,370
Total Extracción máxima	1,964	1,988	2,059	2,111	2,257	2,429	2,569	2,678	2,723	2,772	2,827	2,905	3,032	3,166	3,252

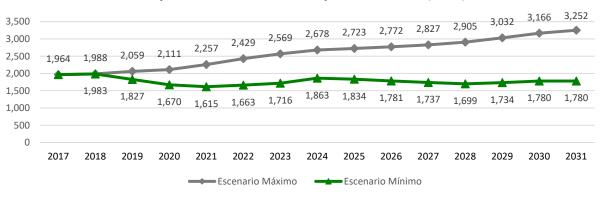
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Asignaciones	1,895	1,807	1,599	1,335	1,172	1,032	920	855	827	820	785	756	735	753	768
Migración sin Socio	38	35	51	64	69	69	65	61	56	51	46	42	37	32	28
FarmOut	0	67	57	58	57	60	55	50	43	39	43	56	68	77	85
CIEP	31	36	43	46	48	51	52	54	60	62	65	71	74	71	72
Exploración	0	7	25	69	111	193	298	389	378	331	285	243	206	177	168
Rondas de Licitación	0	32	53	98	158	258	326	454	471	478	514	532	614	670	659
Total Extracción mínima	1,964	1,983	1,827	1,670	1,615	1,663	1,716	1,863	1,834	1,781	1,737	1,699	1,734	1,780	1,780

Fuente: Escenarios máximo y mínimo de Extracción 2017-2031, SENER con datos de Pemex Exploración y Extracción y Comisión Nacional de Hidrocarburos, 12 de diciembre de 2017

Considerando el escenario máximo se tiene lo siguiente:

- Se elaboró la Prospectiva con base en la Plataforma de Extracción 2018-2023.
- La extracción promedio en el Límite Máximo 2017-2031 es de 2.6 millones de barriles diarios de petróleo crudo.
- En 2018 se estima que el 2% de la extracción total de petróleo crudo sea de nuevos participantes.
- En el 2029 se espera alcanzar la meta de Extracción de petróleo crudo de 3 MMbd.

Prospectiva de extracción de petróleo crudo (Mbd)



Prospectiva de extracción de petróleo crudo y gas natural 2017-2031

Prospectiva de extracción de gas natural sin N₂ (MMpcd)

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Asignaciones	3,931	2,987	3,312	2,819	2,642	2,059	1,832	1,988	2,047	1,942	2,093	2,003	1,883	2,072	1,928
Migración sin Socio	6	7	14	21	25	27	27	22	20	19	16	17	14	16	13
FarmOut	0	416	361	355	347	374	374	202	169	160	114	134	87	113	68
CIEP	303	320	266	326	451	486	395	270	221	209	167	178	179	166	198
Exploración	0	6	75	345	787	1,025	1,192	1,299	1,304	1,237	1,086	1,126	1,146	1,076	1,061
Ronda de licitaciones	0	292	394	394	444	518	716	944	1,311	1,455	1,682	2,005	2,262	2,688	2,976
Total Extracción máxima	4,240	4,030	4,423	4,259	4,696	4,489	4,536	4,725	5,071	5,022	5,158	5,463	5,570	6,130	6,244

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Asignaciones	3,931	3,028	2,379	1,905	1,617	1,401	1,170	1,206	1,247	1,164	1,269	1,140	1,335	1,220	1,826
Migración sin Socio	6	7	13	17	19	20	19	20	20	19	18	18	16	17	10
FarmOut	0	394	340	338	337	322	275	261	220	206	170	173	132	164	88
CIEP	303	303	206	210	302	364	399	442	385	359	267	291	240	257	165
Exploración	0	6	22	88	170	393	669	1,004	1,146	1,069	982	1,017	741	945	430
Rondas de Licitación	0	264	341	294	311	353	508	643	760	784	816	975	1,235	1,460	1,526
Total Extracción mínima	4,240	4,001	3,300	2,852	2,757	2,852	3,040	3,576	3,778	3,601	3,523	3,613	3,699	4,064	4,045

Fuente: Escenarios máximo y mínimo de Extracción 2017-2031, SENER con datos de Pemex Exploración y Extracción y Comisión Nacional de Hidrocarburos, 12 de diciembre de 2017

Considerando el escenario máximo se tiene lo siguiente:

- La extracción promedio en el Límite Máximo 2017-2031 es de 4.9 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas natural.
- En 2018 se estima que el 7% de la extracción total de gas natural sea de nuevos participantes.
- En el 2029 se espera alcanzar la meta de Extracción de gas natural de 5.5 MMMpcd.

Prospectiva de extracción de gas natural sin N₂ (MMpcd)





Anexos



Características de Crudos Seleccionados (API, % Azufre)

Clasificación °API	Origen	Nombre	°API	Azufre, % peso
	Canadá (Alberta)	Cold Lake	13.2	4.11
	México	Talam³	16	2.8
Pesado 10-22.3	México	Altamira ³	15-16.5	5.5-6.0
	Venezuela	Bachaquero	16.8	2.4
	Mar del Norte (Noruega)	Emerald	22	0.75
	México	Maya ³	21-22	3.4-3.8
	Arabia Saudita	Arab heavy (Safiniya)	27.4	2.8
	Estados Unidos (Alaska)	Alaskan North Slope 1	27.5	1.11
Mediano 22.3-31.1	Arabia Saudita	Arab medium (Zuluf/Marjan)	28.8	2.49
	Irán	Iranian heavy ²	30.9	1.73
	Golfo Persico	Dubai	31	2.04
Ligero 31.1 - 39	Venezuela	Tia Juana ligero	31.8	1.16
	Abu Dhabi (Emiratos Árabes Unidos) Zakum (Upper)	33.1	2
	México	Itsmo ³	32-33	1.8
	Arabia Saudita	Arab light ²	33.4	1.77
	Nigeria	Bonny light ²	33.9	0.14
	Estados Unidos (Texas)	West Texas Sour 1	34.1	1.64
	Estados Unidos (Louisiana)	Louisiana Light Sweet (LLS) ¹	36.1	0.45
	Mar del Norte	Brent Dated	38.3	0.4
	Venezuela	Anaco Wax	40.5	0.24
	Abu Dhabi (Emiratos Árabes Unidos) Burban	40.5	0.78
	Estados Unidos (Texas)	West Texas Intermiediate 1	40.8	0.34
	Argelia	Saharan ²	45.5	0.05
	Dubai (Emiratos Árabes Unidos)	Margham ligero	50.3	0.04

- El crudo mexicano se clasifica en tres tipos: Maya, Istmo y Olmeca. Esta variedad conforman lo que se conoce como mezcla mexicana.
- El crudo pesado corresponde al tipo Maya con densidad de 22 grados API (American Petroleum Institute) y 3.3 por ciento de contenido de azufre.
- El petróleo tipo Istmo es crudo ligero con 33.6 grados API, y contenido de azufre de 1.3 por ciento.
- En el mercado el crudo tipo Olmeca es superligero al tener una densidad de 39.3 grados API y un contenido de azufre de 1.3 por ciento.

Fuente: Healthcare Performance Improvement consultants.

¹ Crudos marcadores del Continente Americano.

² Crudos Canasta de Referencia OPEP.

³ Crudos mexicanos, PMI Comercio Internacional.



Factores de conversión utilizados en la industria petrolera

Medida		Equivalencia							
Volumen									
1 barril	158.987304	litros							
1 barril	42	galones							
1 galón	3.7854	litros							
1 litro	0.26417	galones							
1 metro cúbico	6.28981041	barriles							
1 metro cúbico	35.31467	pies cúbicos							
1 pie cúbico	0.0283168	metros cúbicos							
	Peso								
1 tonelada métrica	0.98421	toneladas largas							
1 tonelada métrica	2 204.6	libras							
1 libra	0.45359	kilogramos							
	Calor								
1BTU	0.252	kilocalorías							
1 kilocaloría	3.968254	BTU							
Ec	quivalencias ca	lóricas							
1 barril de crudo	5000	pies cúbicos de gas natural							
1 barril de combustóleo	6783	pies cúbicos de gas natural							
1 metro cúbico de gas natural	8460	kilocalorías							