Indicadores de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Julio 2018

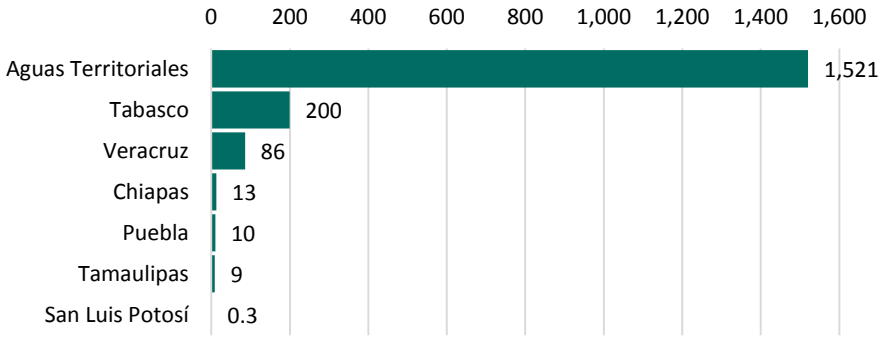
Subsecretaría de Hidrocarburos
Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Petróleo Crudo

La extracción de petróleo crudo en **México** ha disminuido **3.9%** anual, desde hace una década.

Distribución geográfica de extracción de petróleo crudo

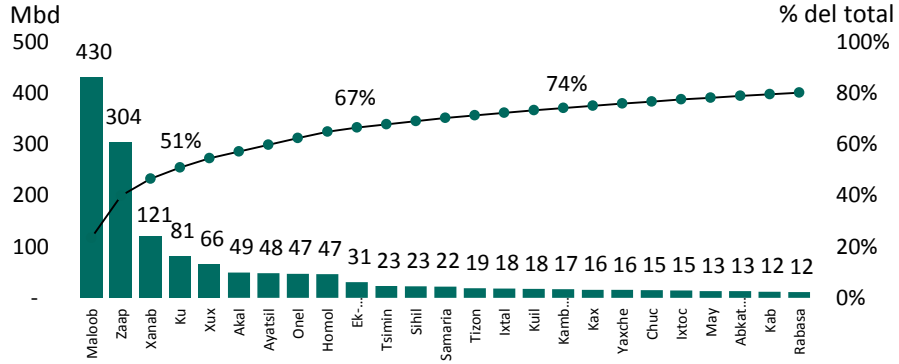
1,838 Mbd (jul 2018)



- **10** Asignaciones concentran el **67%** 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.**
- La **Mezcla Mexicana de Exportación** alcanzó un precio promedio durante el mes de julio de USD **$66.4**.

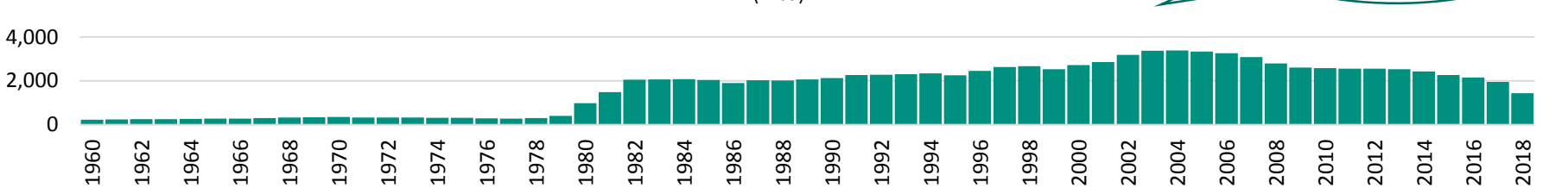
Pareto de extracción de petróleo crudo

1,838 Mbd (jul 2018)



Extracción histórica de petróleo crudo

(Mbd)

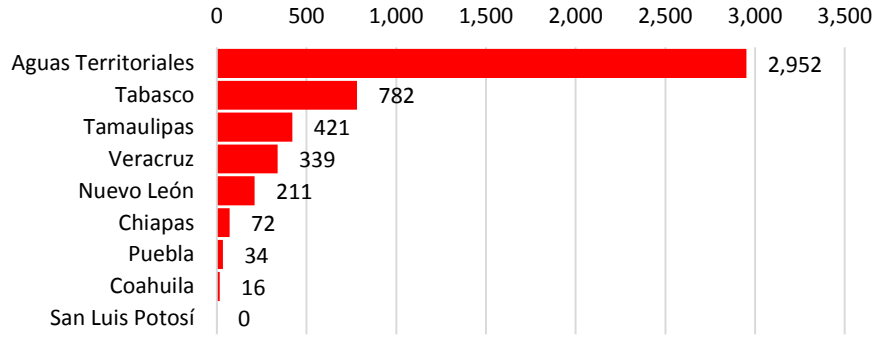


Gas Natural

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

Distribución geográfica de extracción de gas natural

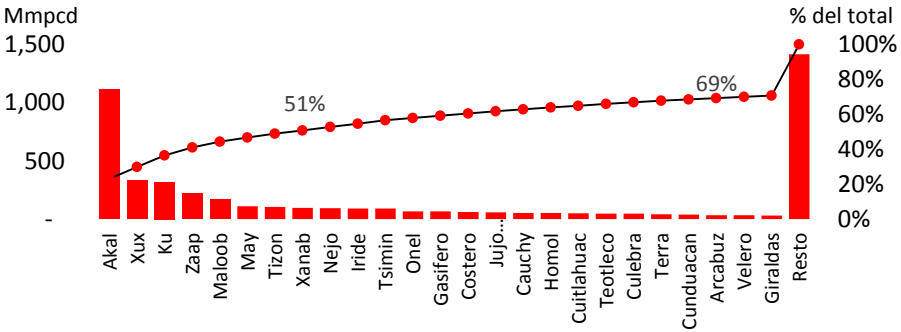
4,828 MMpcd (jul 2018)



- **10** asignaciones concentran el **55%** de la extracción.
- **30** extraen **74%** y las demás **328** solo **26%**.
- La **extracción de gas natural** se concentra sobre todo en **Aguas Territoriales (61%), Tabasco (16%)** y **Tamaulipas (9%),** que en conjunto extraen el **86%.**

Pareto de extracción de gas natural

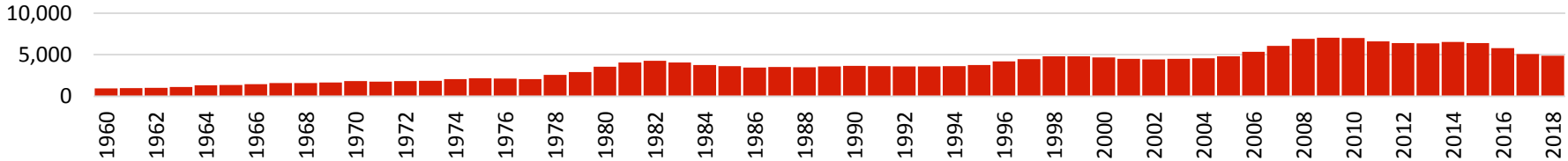
4,828 MMpcd (jul 2018)



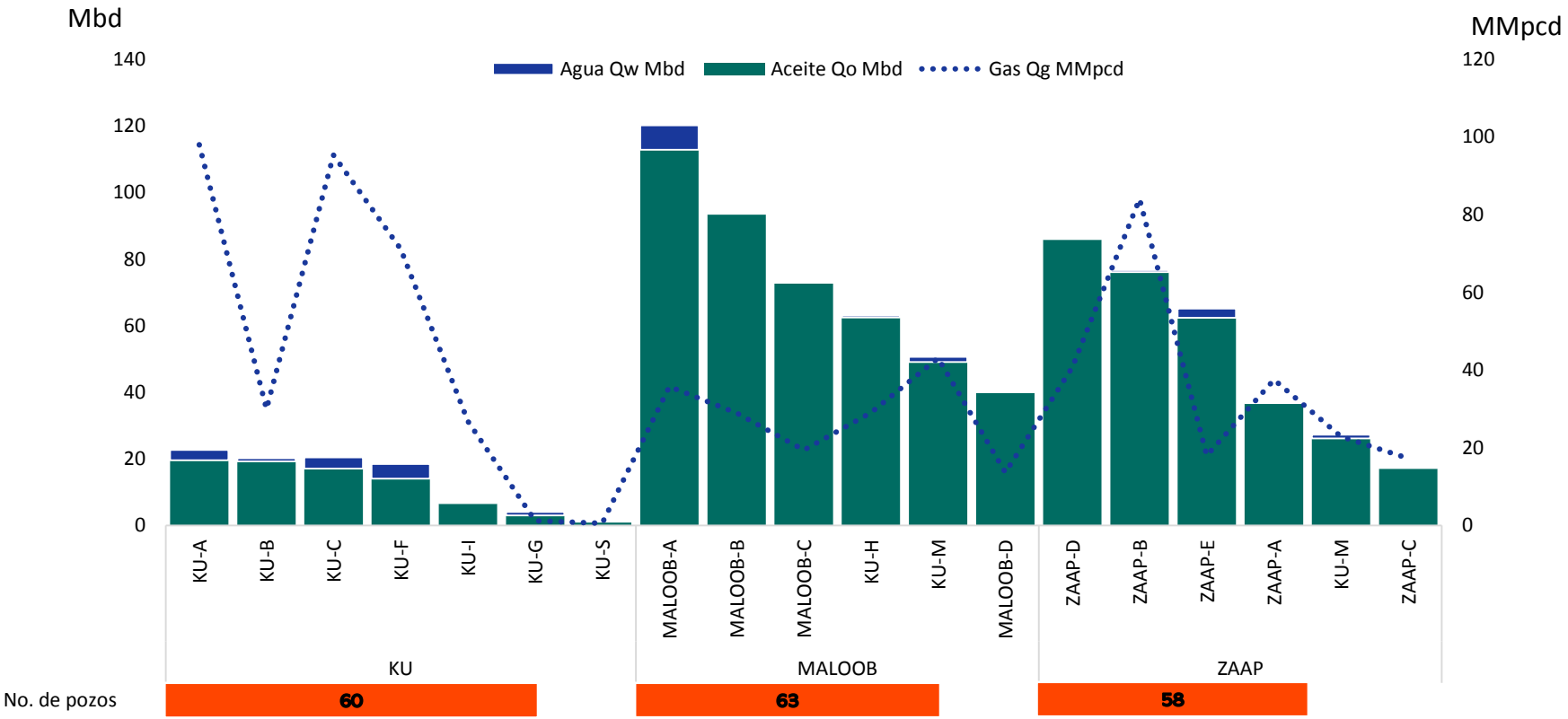
Máximo histórico
Diciembre de 2008:
7,359 MMpcd

Extracción histórica de gas natural

(MMpcd)



Gráfica del mes – Extracción por Plataforma en Ku-Maloob-Zaap



La Plataforma **Maloob-A** es la mayor productora de crudo en el país aportando **113** mil barriles por día en julio, lo que representa el **6.1%** de la producción total, además de contribuir con **36** millones de pies cúbicos diarios de gas natural, **0.7%** de la producción nacional, seguida de Maloob-B y Zaap-D con **94** y **86** Mbd de petróleo crudo y **29** y **41** MMpcd de gas natural, respectivamente. El **gasto total de agua** en el proyecto para el mes de julio fue de **28** Mbd.

Principales Indicadores del Sector Hidrocarburos y Noticias Relevantes del Mes

EXTRACCIÓN PETRÓLEO CRUDO

	jun-18	jul-18		jul-17	jul-18	
CRUDO (Mbd)	**1,844**	**1,838**	-0.3%	**1,988**	**1,838**	-7.5%
Pemex	1,829	1,825	-0.2%	1,986	1,825	-8.1%
Otros Operadores	15	13	-13.4%	2	13	**578.9%**

EXPORTACIONES DE CRUDO

	jun-18	jul-18		jul-17	jul-18	
TOTAL (Mbd)	**1,110**	**1,157**	4.2%	**1,259**	**1,157**	-8.2%
Altamira	0	1	101.1%	0	1	255.7%
Istmo	-	-		3	-	-100.0%
Maya	1,110	1,156	4.1%	1,255	1,156	-7.9%
Olmeca	-	-		2	-	-100.0%

EXTRACCIÓN GAS NATURAL

GAS, Incluye N2 (MMpcd)	**4,817**	**4,828**	**0.2%**	**5,251**	**4,828**	-8.1%
Pemex	4,686	4,704	**0.4%**	5,216	4,704	-9.8%
Otros Operadores	131	124	-5.3%	34	124	**259.5%**

COSTO DE EXTRACCIÓN PEMEX (USD / bpce)

2017	2018	
10.9	12.2	**12.6%**

INFRAESTRUCTURA (No.)

Pozos en operación	8,071	8,047	-0.3%	8,144	8,047	-1.2%
Pozos perforados	10	14	**40.0%**	10	14	**40.0%**
Pozos terminados	19	17	-10.5%	6	17	**183.3%**
Equipos de perforación	39	37	-6.6%	32	37	**14.3%**

PRECIOS PROMEDIO MENSUAL DE CRUDOS MARCADORES

	jun-18	jul-18		jul-17	jul-18	
BRENT	75.94	74.95	-1.3%	48.62	74.95	**54.2%**
MME	64.82	66.36	**2.4%**	43.80	66.36	**51.5%**
WTI	67.32	70.44	**4.6%**	46.65	70.44	**51.0%**

Con el nuevo Gobierno, Sector energético y Pemex en riesgo, advierte Moody's: La agencia calificadora sostiene que, sin asociaciones, la empresa no tiene capacidad de financiar proyectos. e acuerdo con Nymia Almeida, analista para el sector en la agencia, la construcción de las refinerías que prometió el candidato en campaña así como la cancelación de farmouts o asociaciones estratégicas con una empresa privada podrían generar presión en las finanzas de la petrolera y demandarían la intervención del gobierno federal, evento que también podría poner en riesgo la calificación soberana de México.
El Economista, 02 de julio de 2018.

La CNH establece un nuevo estándar internacional de transparencia: México se posiciona en primer lugar en transparencia en procesos licitatorios y administración de contratos en el sector extractivo, de acuerdo con el reporte "Contratación abierta para derechos del petróleo, gas y minerales: una luz a las buenas prácticas", publicado en junio pasado por el Natural Resource Governance Institute (NRGI) y el Open Contracting Partnership (OCP). En la evaluación se consideraron 14 países y la aplicación de 16 mejores prácticas internacionales en diferentes rubros, como resultado la CNH destacó en 7, posicionándose como institución líder en transparencia.
CNH, 20 de julio de 2018.

Índice

1.-Extracción
Petróleo crudo
Gas natural
2.-Recursos prospectivos y reservas
Reservas de hidrocarburos
Recursos de petróleo crudo
Recursos prospectivos
Reservas mundiales 1P
3.-Indicadores económicos
Costos de hidrocarburos
Indicadores económicos
4.-Información de pozos
Información de pozos
5.-Rondas
Rondas
Plan Quinquenal de licitaciones
6.-Prospectiva de petróleo crudo y gas natural
Plataforma de extracción de crudo y gas 2018-2023
Prospectiva de extracción de petróleo crudo y gas natural 2017-2031
7.-Anexos

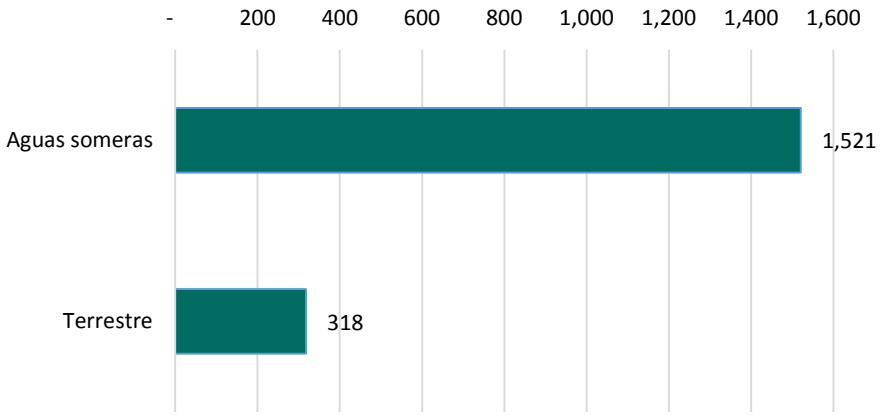
Crudo | Gas | Recursos Prospectivos y Reservas | Indicadores Económicos | Exploración y Extracción | Rondas

Extracción

Extracción de petróleo crudo

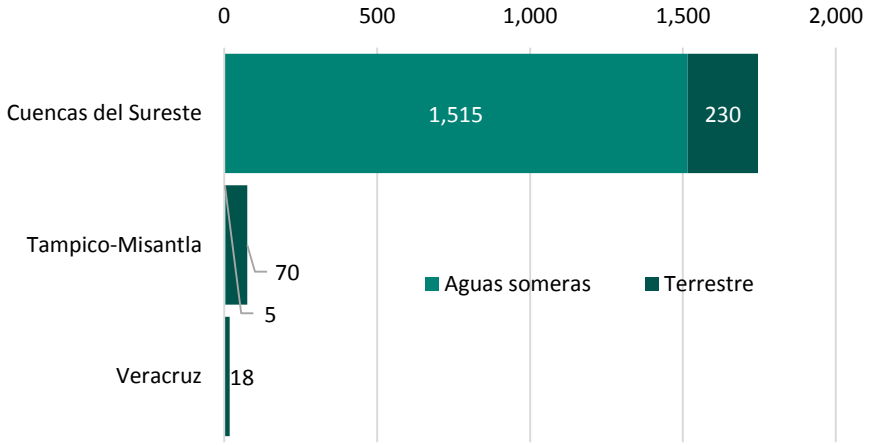
Por ubicación

1,838 Mbd (jul 2018)



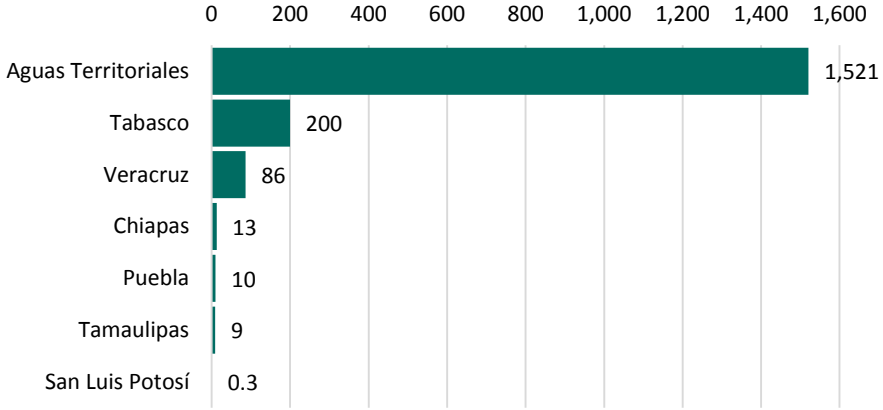
Por cuenca

1,838 Mbd (jul 2018)



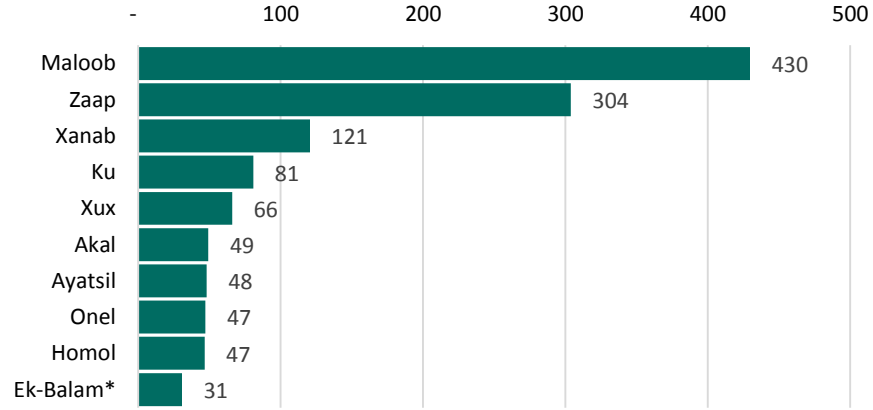
Por entidad federativa

1,838 Mbd (jul 2018)



Por asignación/contrato

1,838 Mbd (jul 2018)

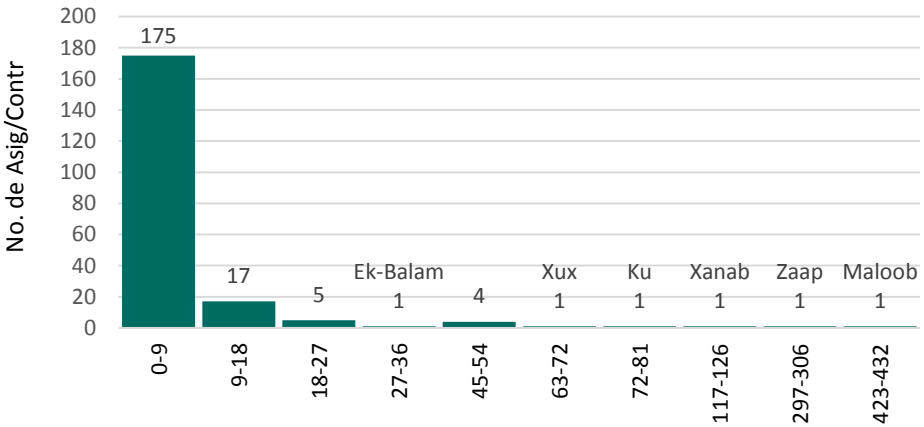


*contrato

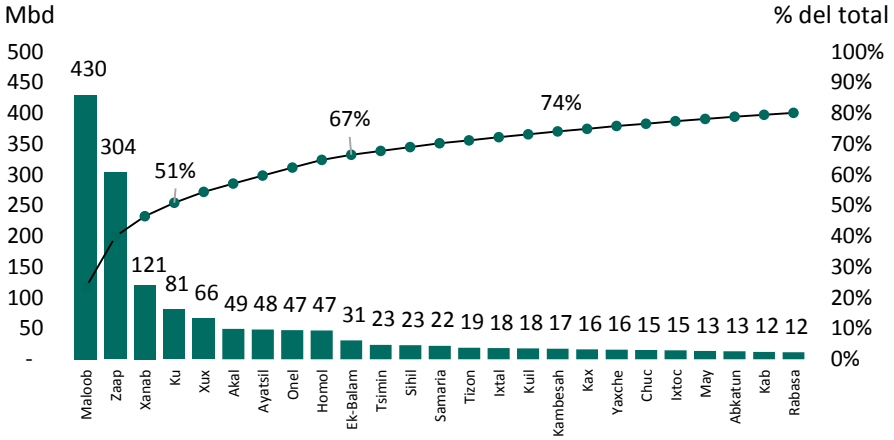
Ver Mapas

Extracción de petróleo crudo

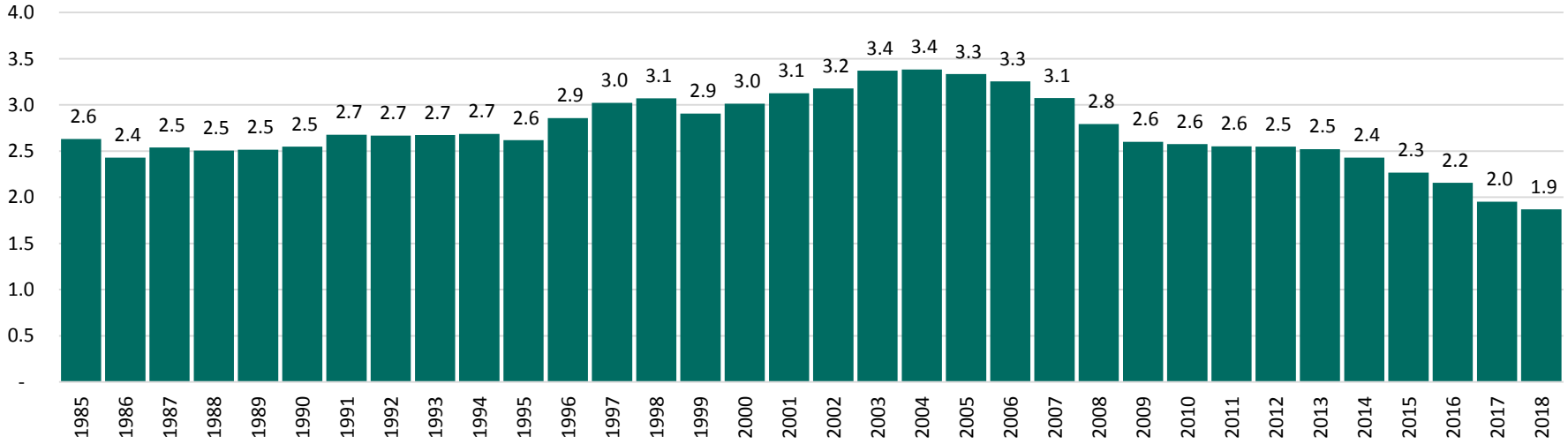
Histograma de extracción de petróleo crudo
(jul 2018)



Pareto de extracción de petróleo crudo
1,838 Mbd (jul 2018)



Extracción de petróleo crudo promedio anual
(Millones de barriles diarios, MMbd)



Extracción de petróleo crudo

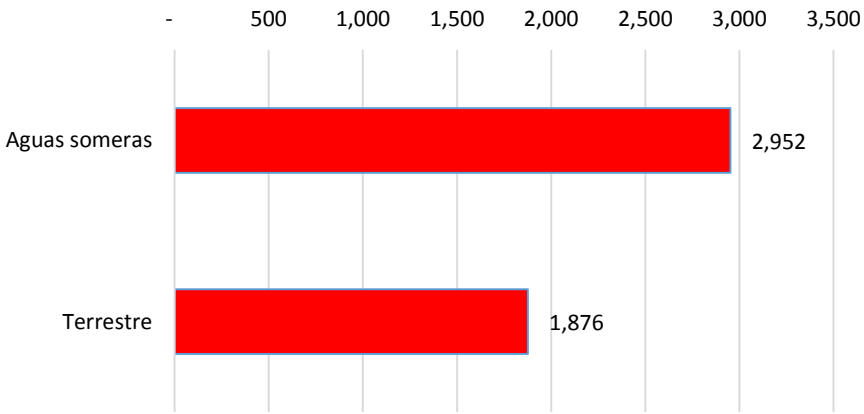
Extracción de petróleo crudo por Cuenca

(Miles de barriles diarios, Mbd)

Extracción de Gas Natural

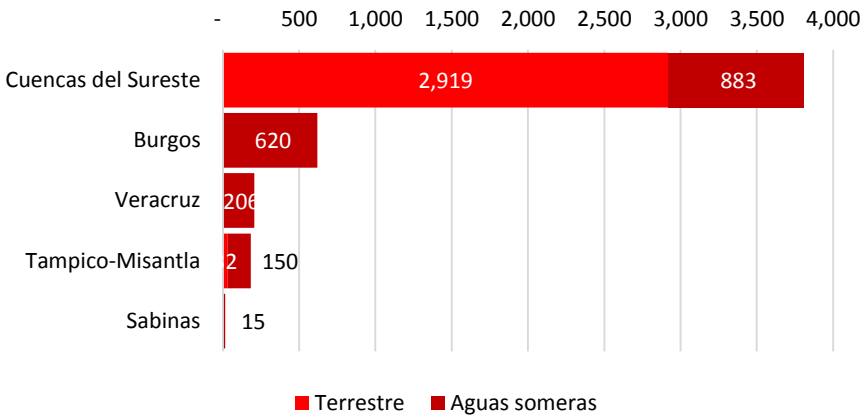
Por ubicación

4,828 MMpcd (jul 2018)



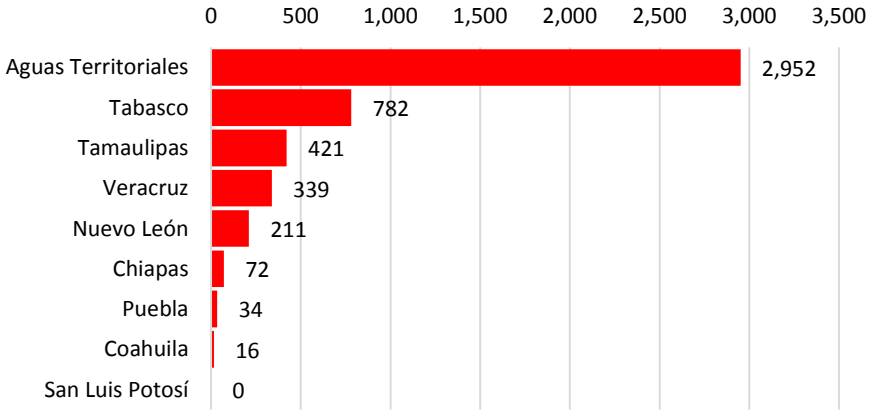
Por cuenca

4,828 MMpcd (jul 2018)



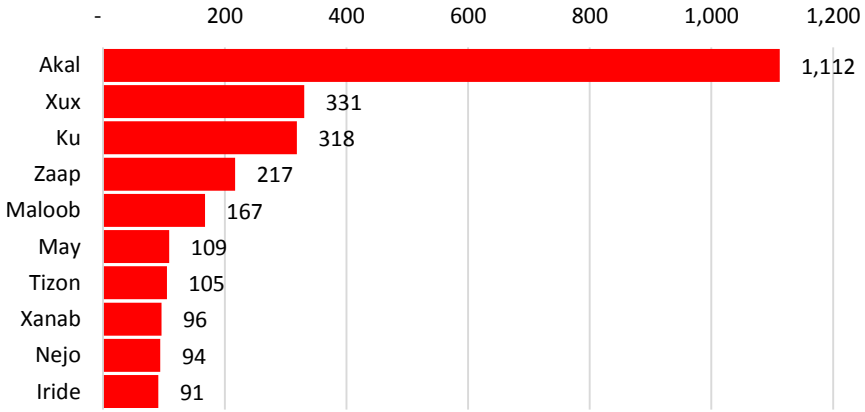
Por entidad federativa

4,828 MMpcd (jul 2018)



Por asignación/contrato

4,828 MMpcd (jul 2018)

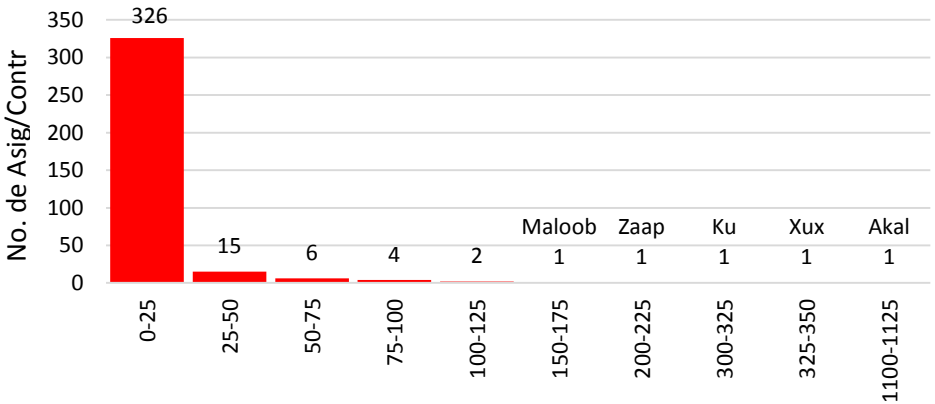


Ver Mapas

Extracción de Gas Natural

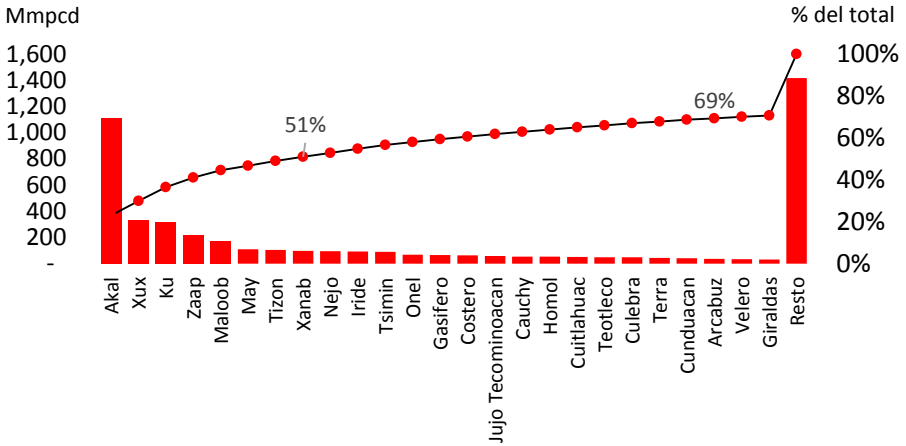
Histograma de extracción de gas natural

(jul 2018)



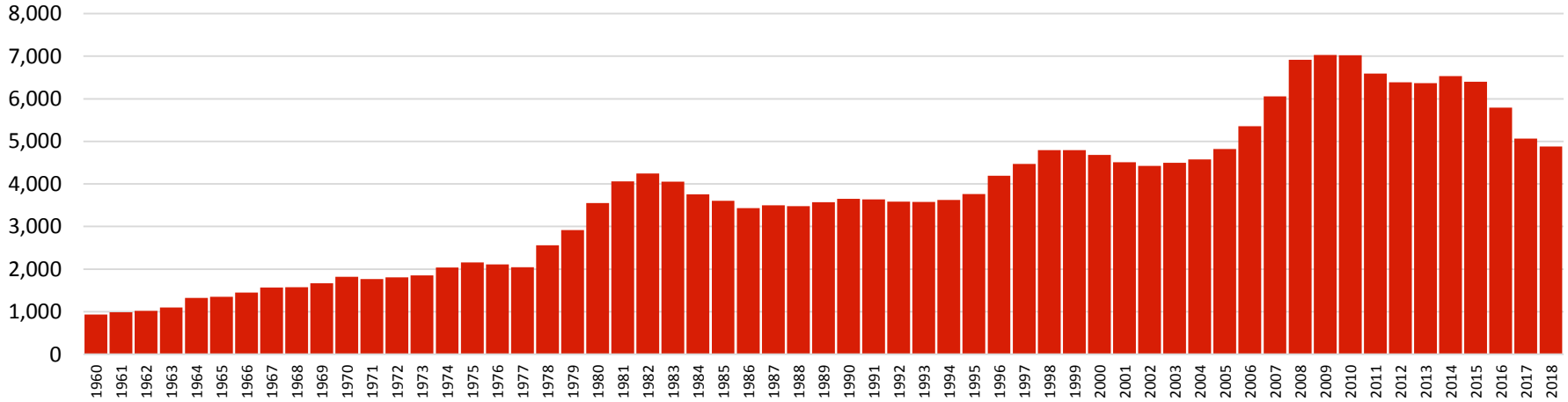
Pareto de extracción de gas natural

4,817 MMpcd (jul 2018)



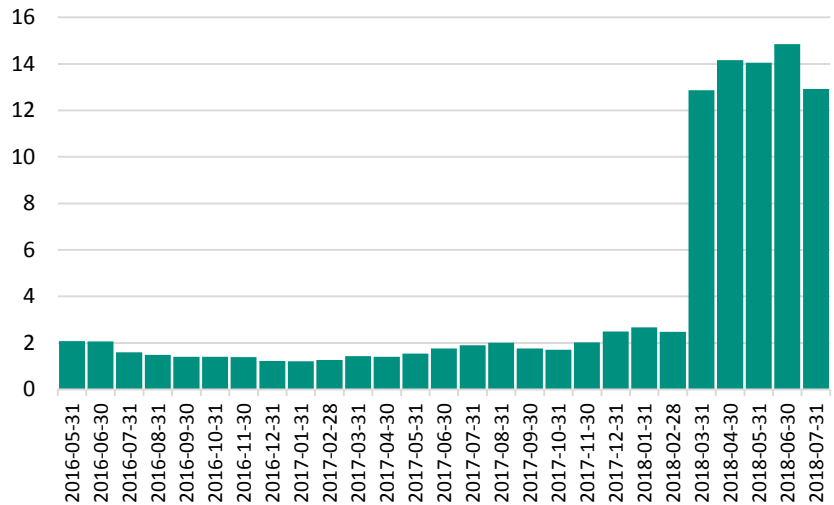
Extracción de gas natural promedio anual

(Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd)

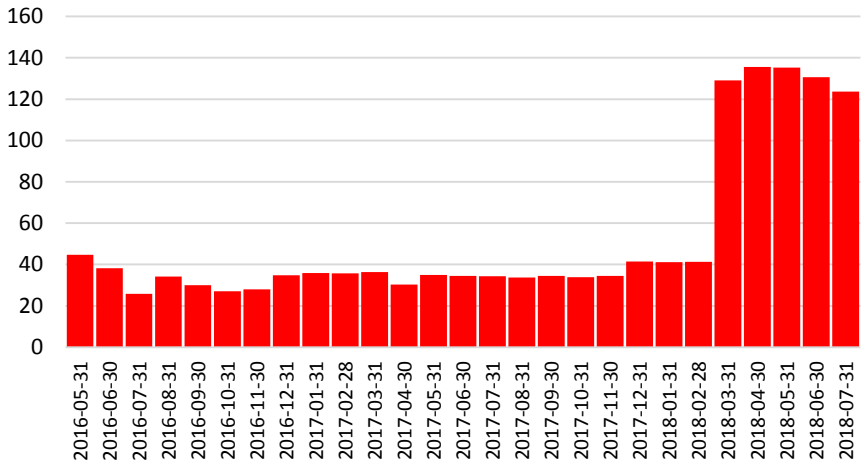


Privados

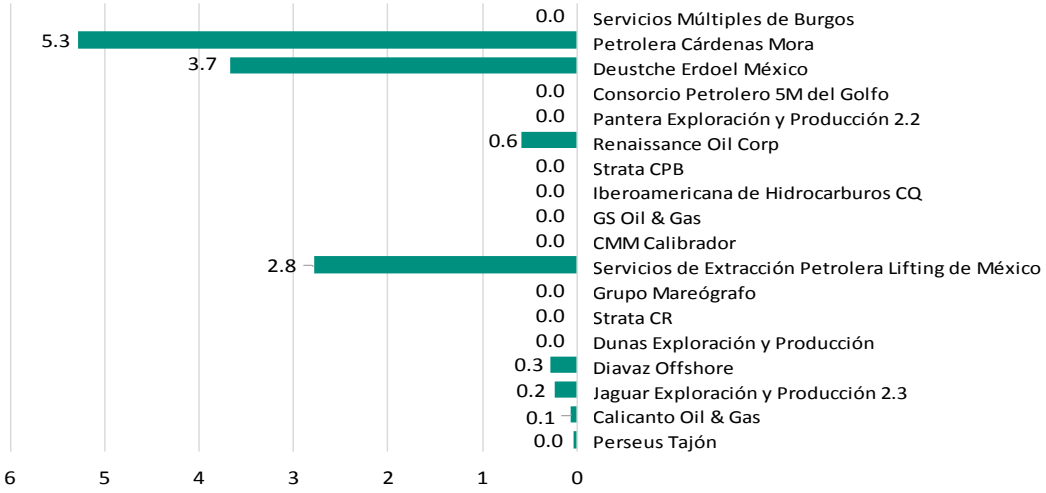
Extracción de petróleo crudo
(Miles de barriles diarios, Mbd)



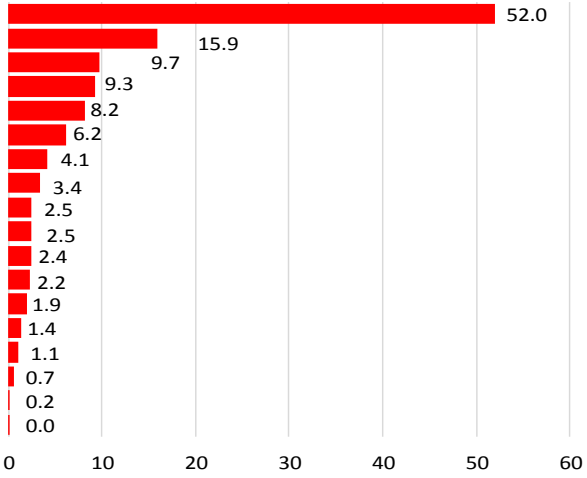
Extracción de gas natural
(Millones de pies cúbicos diarios, MMpcd)



Extracción de Petróleo crudo
13 Mbd (Jul 2018)



Extracción de Gas Natural
124 MMpcd (Jul 2018)



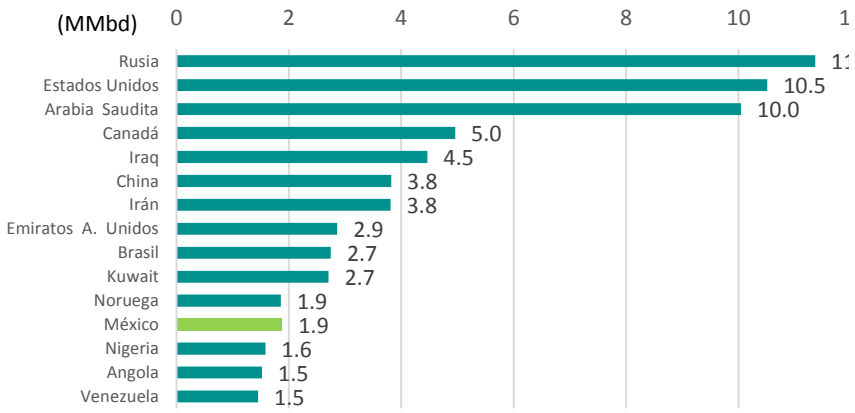
Fuente: DGEEH con información de CNH, julio de 2018.

Extracción de petróleo crudo

- De enero-junio 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

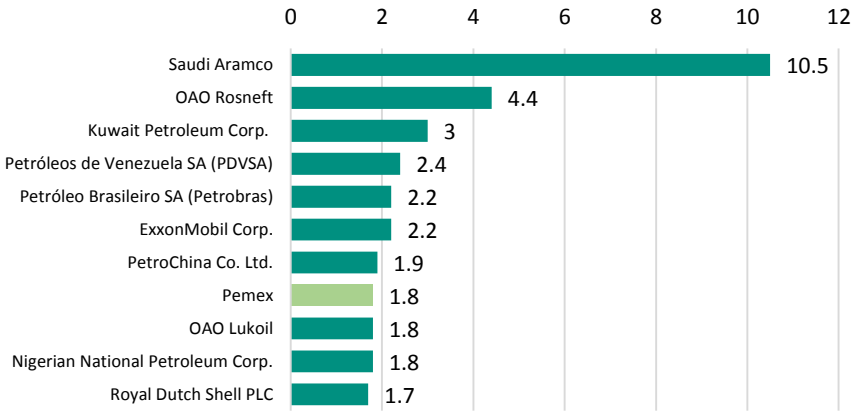
ene-jun 2018



Fuente: Monthly Oil Market Report, agosto 2018 periodo enero-jun 2018* BDI **Pemex**, agosto 2018

Principales empresas por nivel de extracción de petróleo

ene-dic 2017

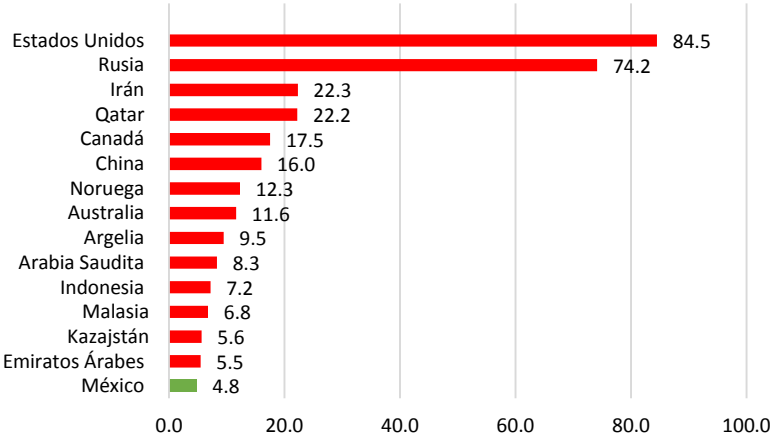


Fuente: Informes Anuales de las empresas al cierre de 2017. Las posiciones son con base a la información disponible.

Extracción de gas natural, principales países

(MMMpcd)

ene-mayo 2018

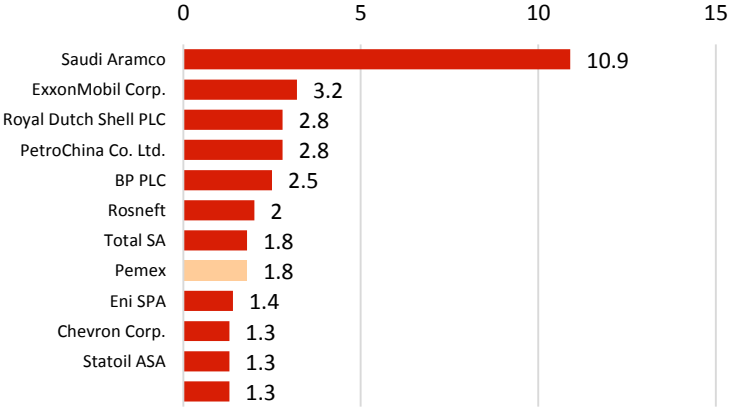


Fuente: Oil and Gas Journal, agosto 2018 periodo enero-mayo 2018. CNH, agosto 2018

Principales empresas por nivel de extracción de gas natural

(MMMpcd)

ene-dic 2017



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)

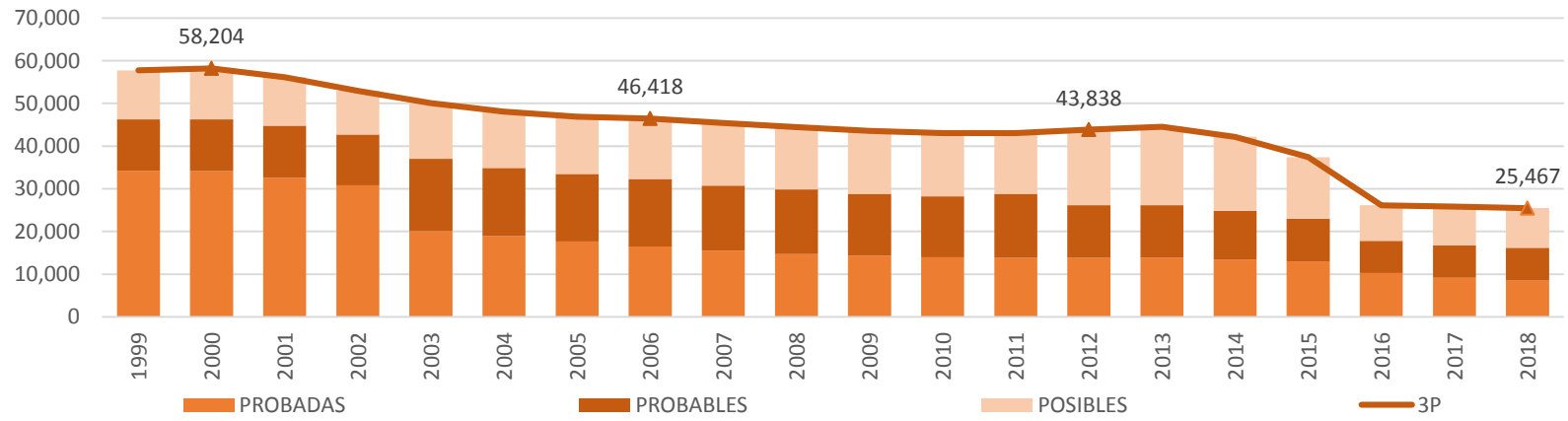
Concepto	Probadas 1P	Vida media	Probables	2P	Vida media (años)	Posibles	3P	Vida media (años)
Totales por tipo	**8,483.70**	**8.5**	**7,678.30**	**16,162.00**	**16.1**	**9,304.80**	**25,466.80**	**25.4**
Petróleo crudo	6,464.20	9.1	5,816.50	12,280.70	17.3	7,139.10	19,419.80	27.3
Condensados [1]	631.3	6.2	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas seco	1,349.50	3.7	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas Natural (MMMpc)	10,022.40	5.4	9,355.50	19,377.90	10.4	10,642.50	30,020.40	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).

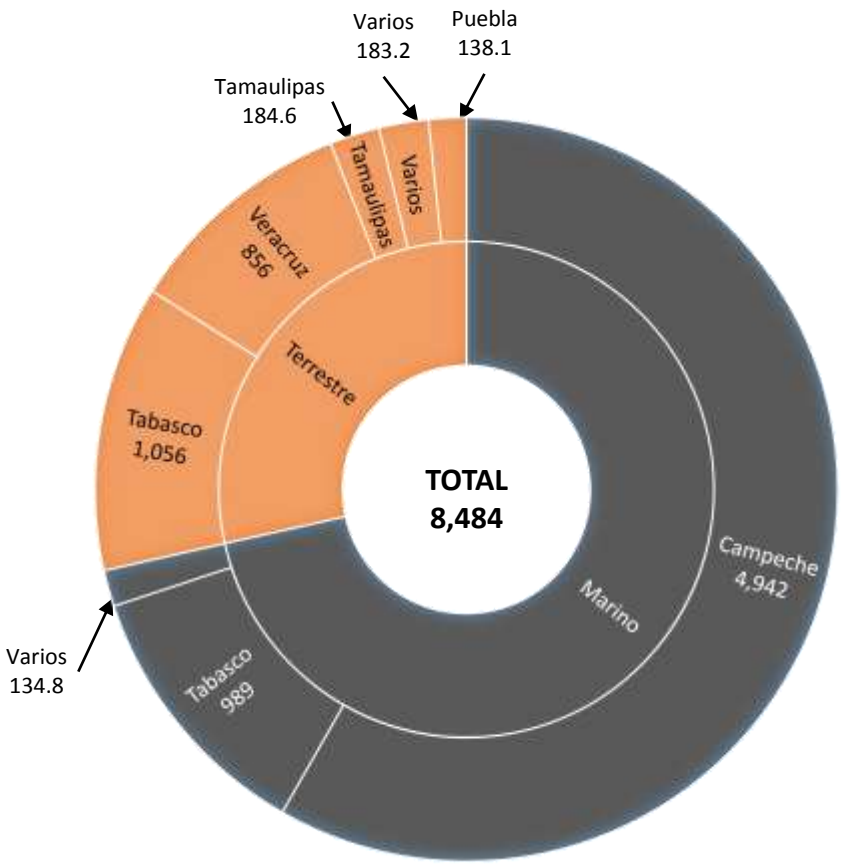
Evolución de las reservas remanentes de hidrocarburos

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMbpce)



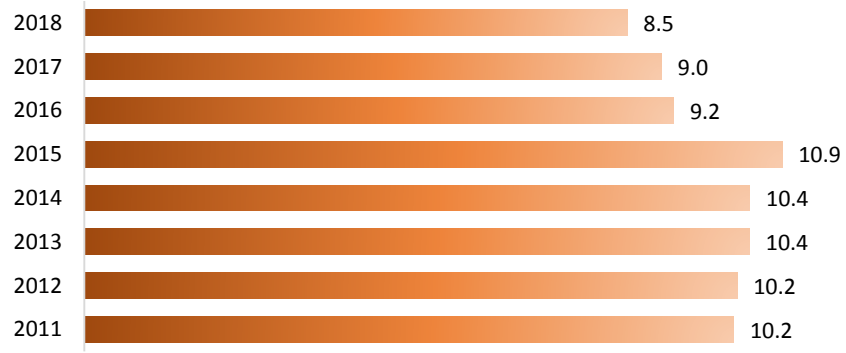
Reservas 1P al 1 de enero de 2018

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMbpce)

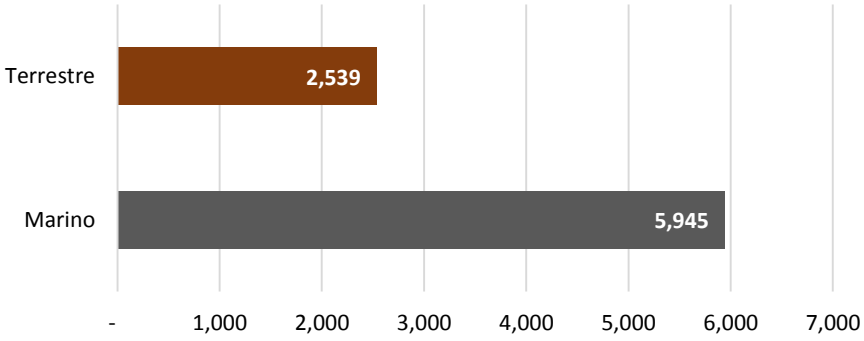


Histórico de reservas 1P

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMbpce)

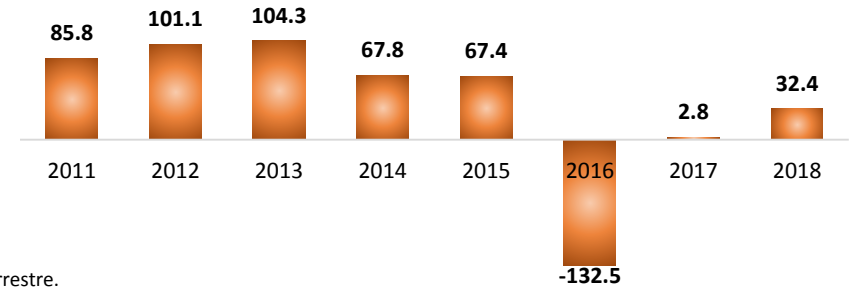


Reservas 1P por distribución geográfica



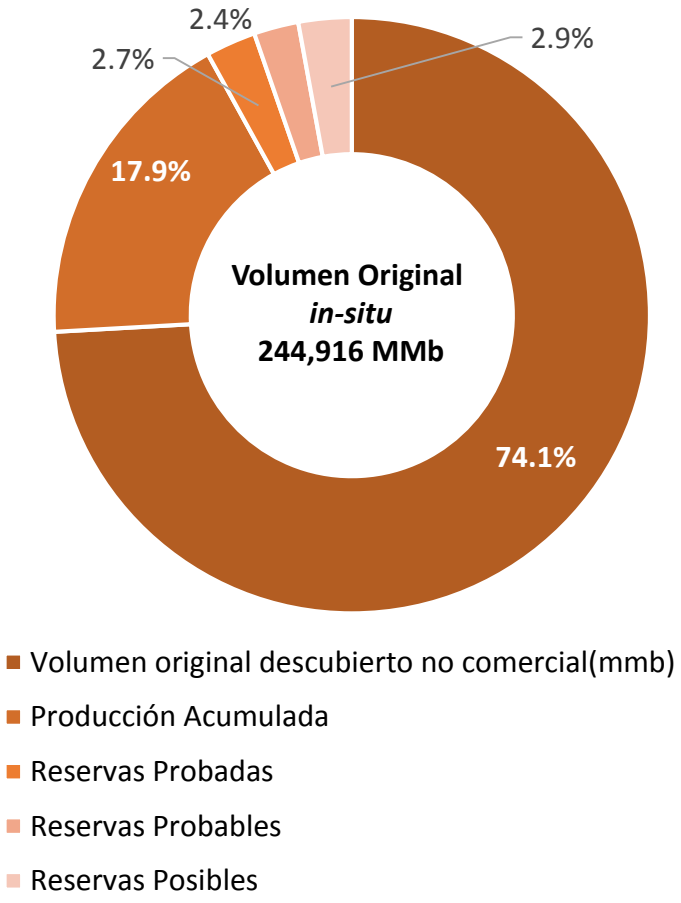
Tasa de restitución 1P

(%)



Varios = Incluye a Tamaulipas y Veracruz en Marion y a Chiapas, Nuevo León, Campeche, SLP y Coahuila en terrestre.

Categorización de Recursos de Petróleo Crudo a nivel nacional



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:

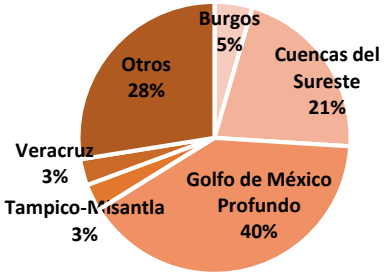
PA_2018 = PA_2017 + Extracción en 2017.

Fuente: DGEEH con información de CNH: Reservas 2012-2018 y Relación reservas Extracción.

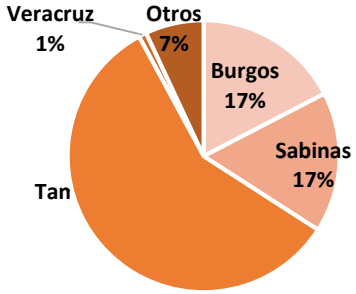
Recursos Prospectivos

Datos actualizados a enero 2017

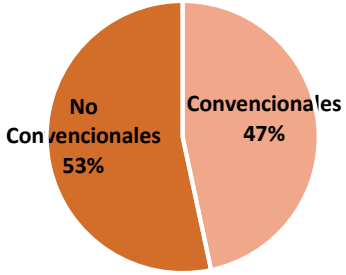
Recursos Prospectivos Convencionales = 52.6 MMMbpce



Recursos Prospectivos No Convencionales = 60.2 MMMbpce



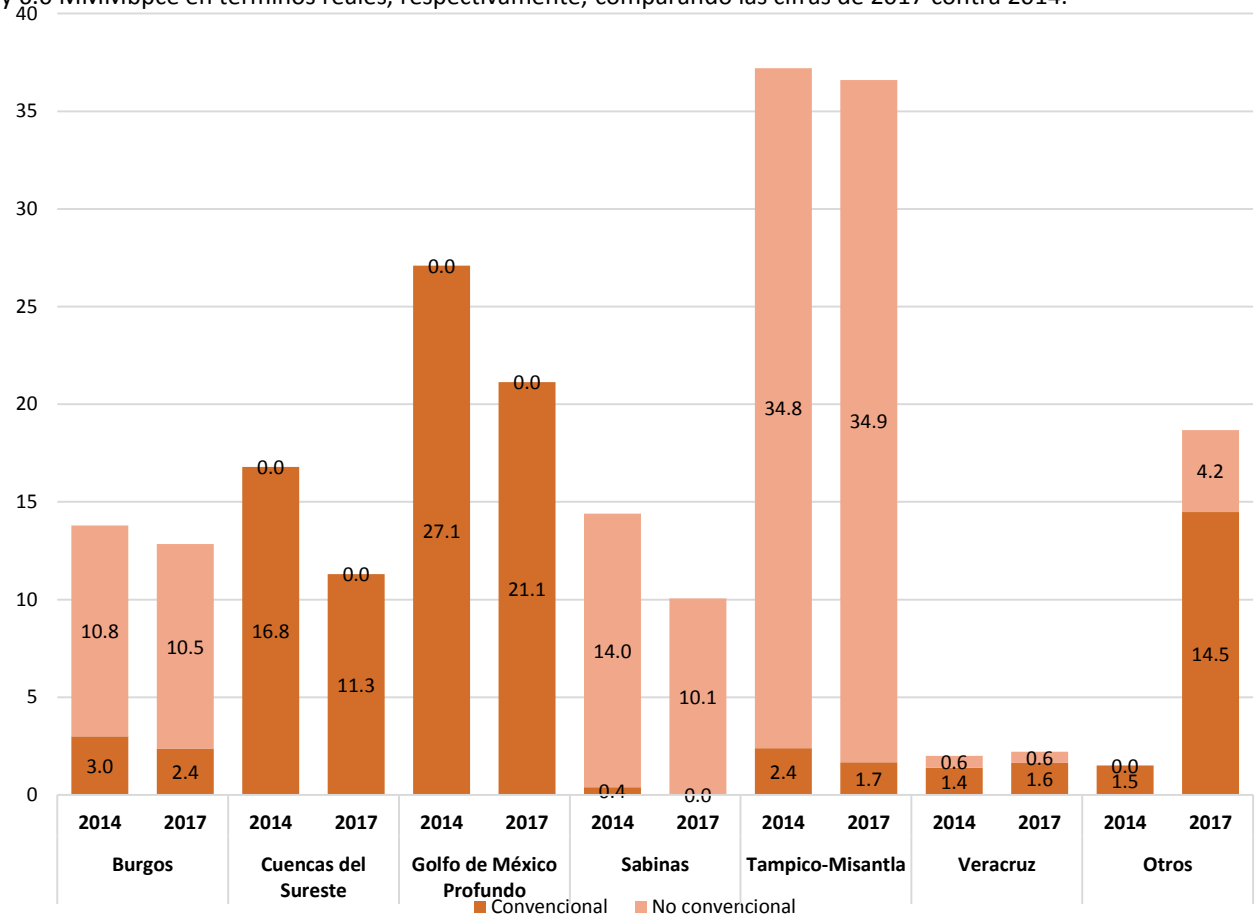
Recursos Totales = 112.8 MMMbpce



- 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.



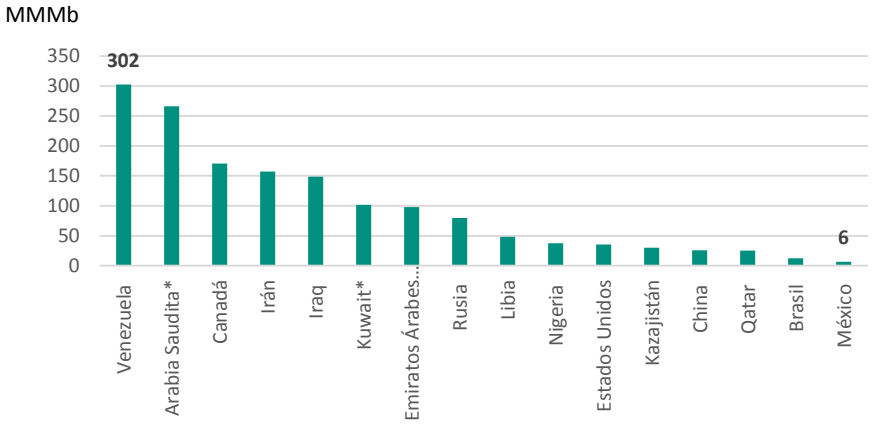
Fuente: 2017.- DGEEH con información de la CNH. Bases de Datos de *plays* convencionales y no convencionales 31 de diciembre de 2015, y, BDOE Total 2016, actualizada al 23 de enero de 2017. 2014.- Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014 **Pemex**.

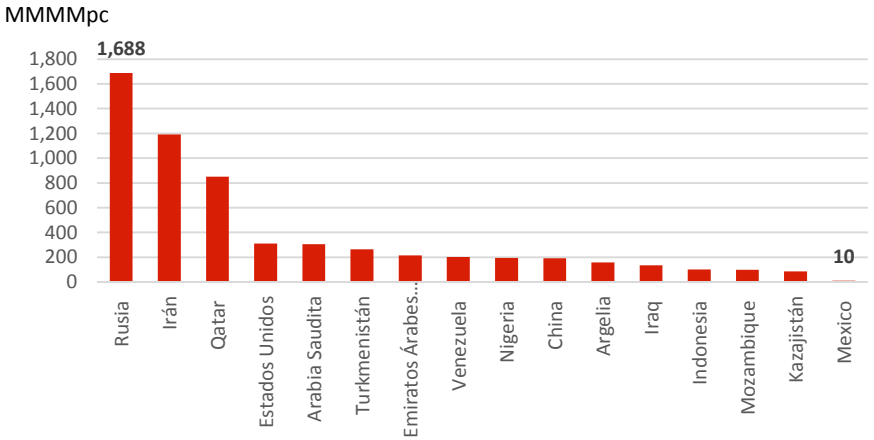
Reservas 1P de petróleo crudo, al 1 de enero de 2018

Posición	País	MMMb	%
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**
	Total	**1,651,850**	**100.00**

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

Lugar	País	MMMMpc	%
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**
	Total	**6,955.04**	**100**

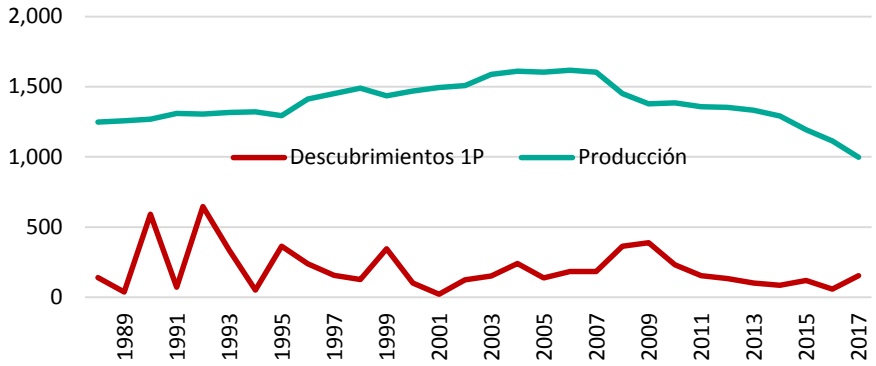


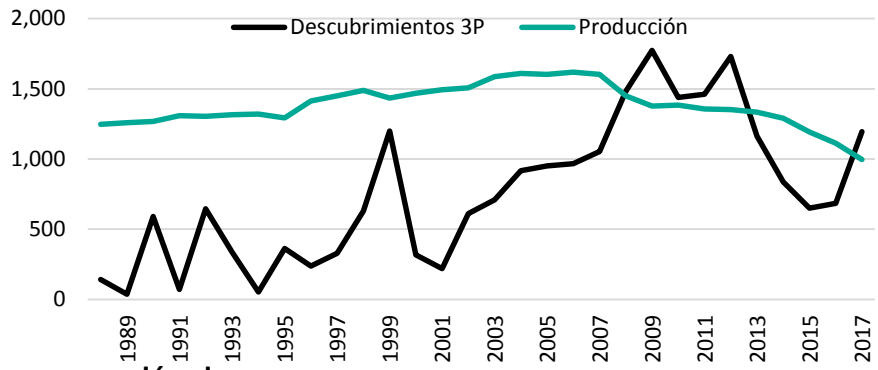


Fuente: OGJ Worldwide Production Reports, Dec. 4, 2017, Resevas probadas de petróleo crudo y gas natural de **México**, CNH abril de 2018.

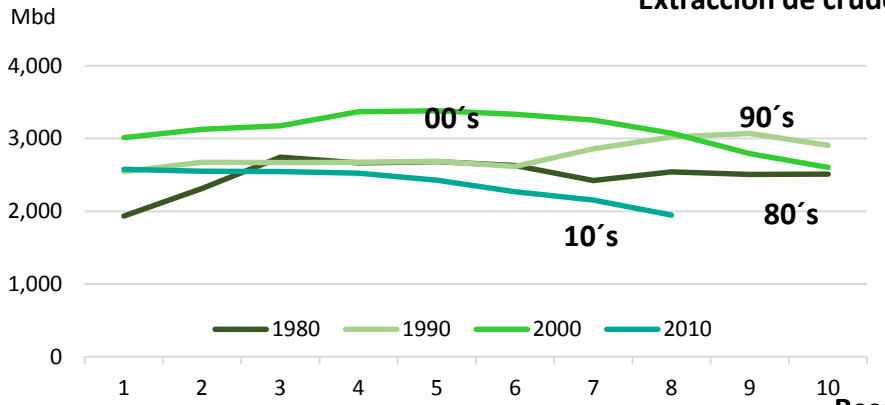
Incorporación de reservas y Extracción nueva

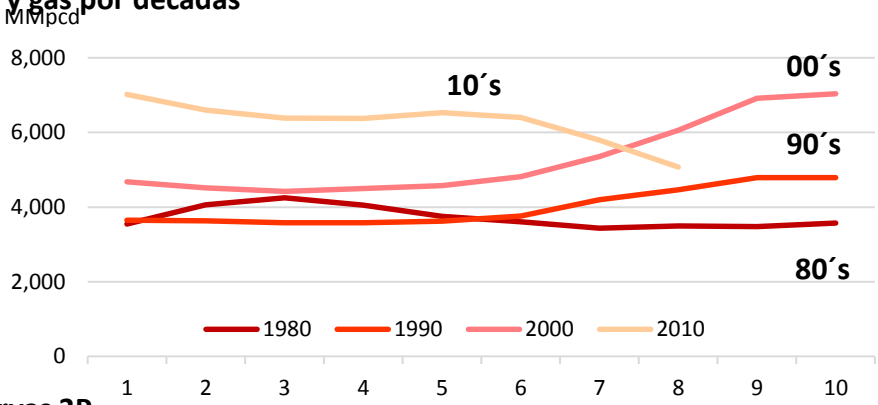
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMbpce)





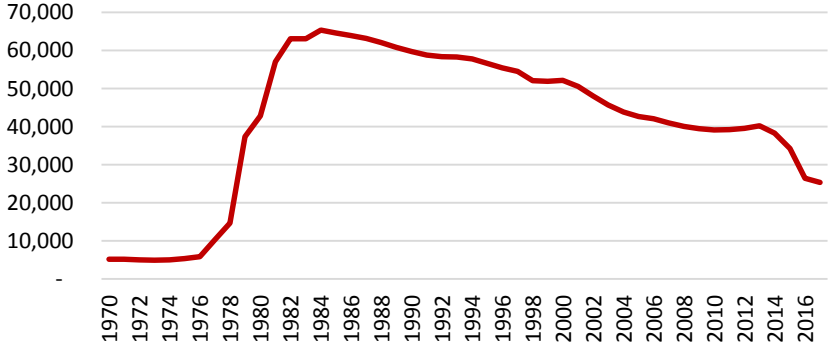
Extracción de crudo y gas por décadas

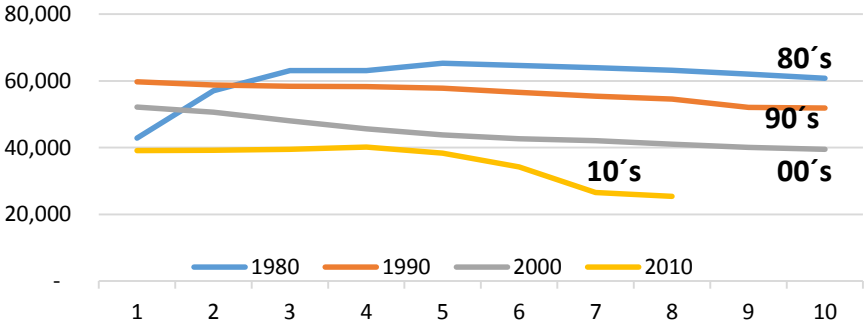




Reservas 3P

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMbpce)



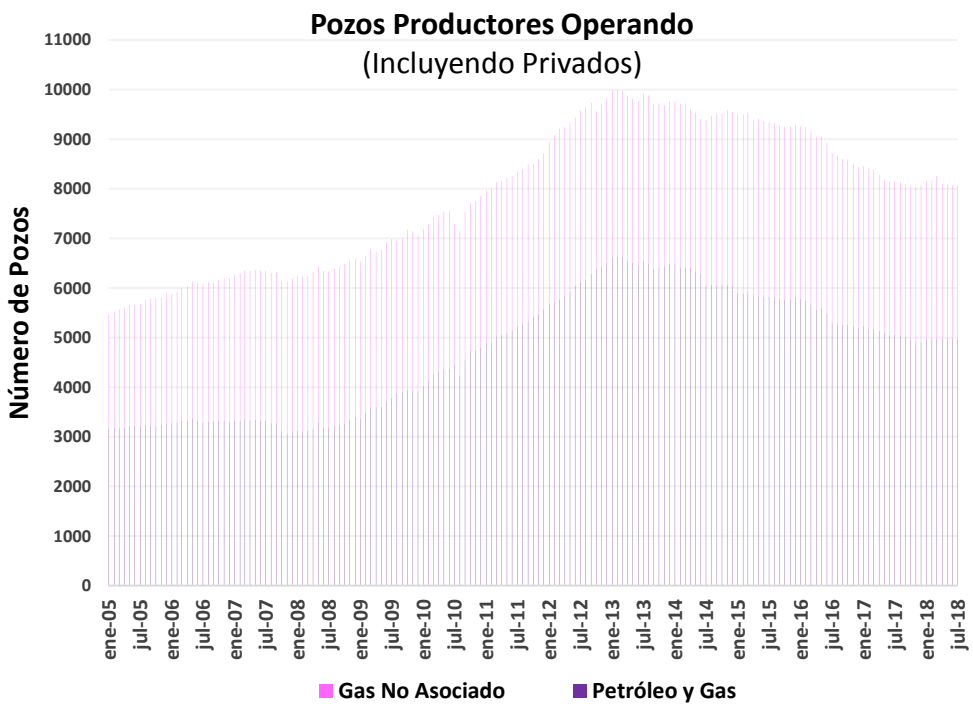


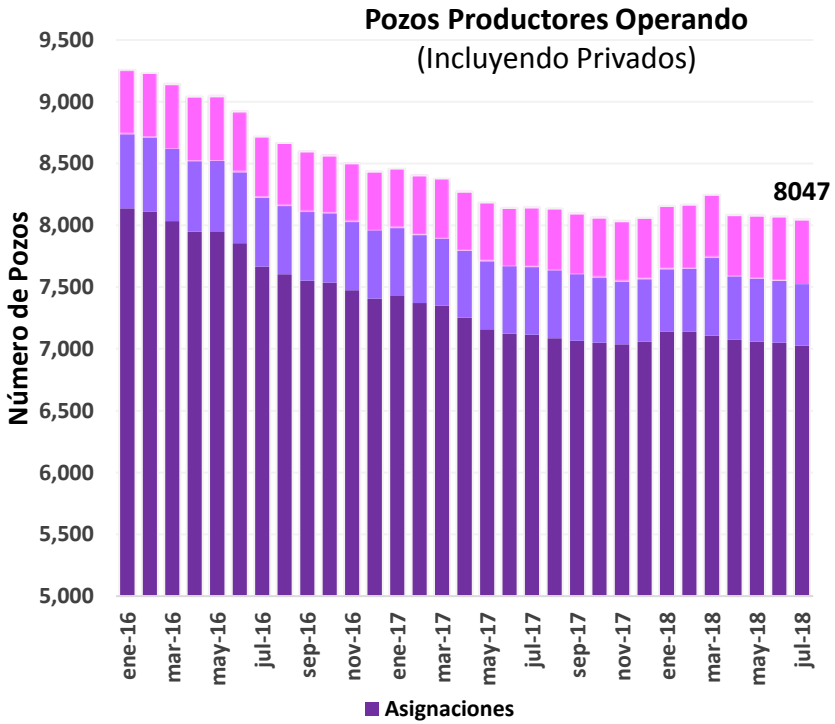
Reservas al 31 de diciembre de cada año

Fuente: CNH periodo 2014-2017 y **Pemex** Exploración y Extracción 1988-2013.

Información de Pozos

- En julio de 2018 había **8,047pozos productores operando**, 19.44% menos respecto al pico observado en enero de 2013 (9,989 pozos).
- Los **Privados** comenzaron operaciones a partir de mayo de 2016. En julio de 2018 destaca Deustche Erdoel México con 66 pozos productores operando para petróleo y gas asociado y Servicios Múltiples de Burgos con 3000 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 8,047 **pozos productores operando** en junio de 2018, el 87.34% está en Asignaciones, el 6.51% en CEE derivados de Rondas de Licitación y el 6.15% en CEE resultado de una migración.





Fuente: DGEEH con información de CNH, agosto de 2018. La información inicia en enero de 2005.
Nota: Puede existir duplicidad en el conteo de pozos productores operando en los meses que entraron en vigor los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

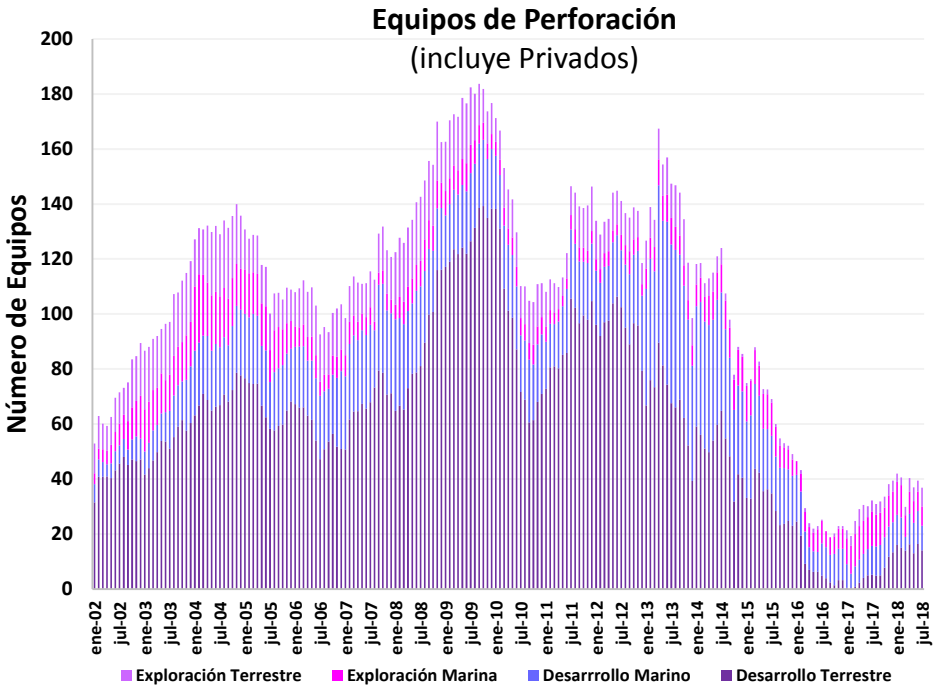
- En septiembre de 2009, se observó el mayor número de **equipos de perforación** operando para la extracción y exploración de hidrocarburos (184), que al compararse con los **37** en julio de 2018, representa una reducción del 80% %.

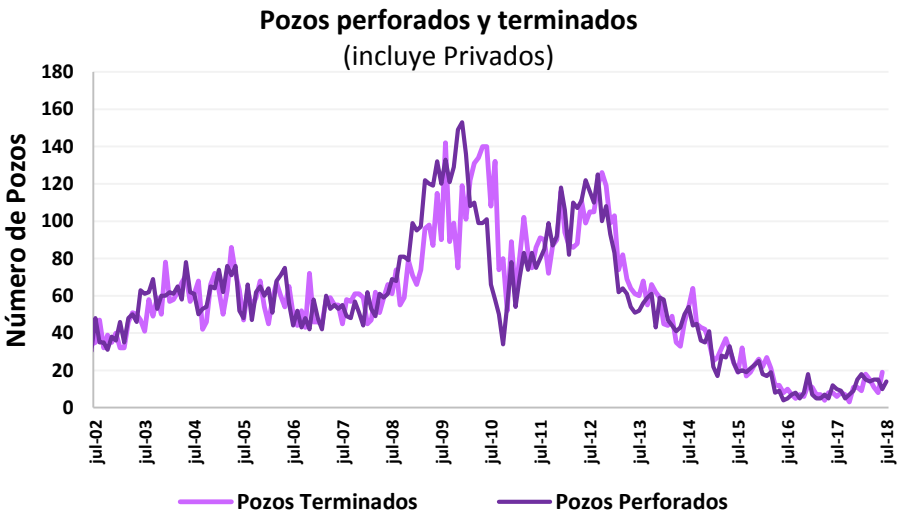
- De los 37 **equipos de perforación** empleados en julio de 2018, 38.04% se destinaron para la extracción terrestre, 24.46% para la extracción marina, 19.02% para la exploración marina y 18.48% para la exploración terrestre.

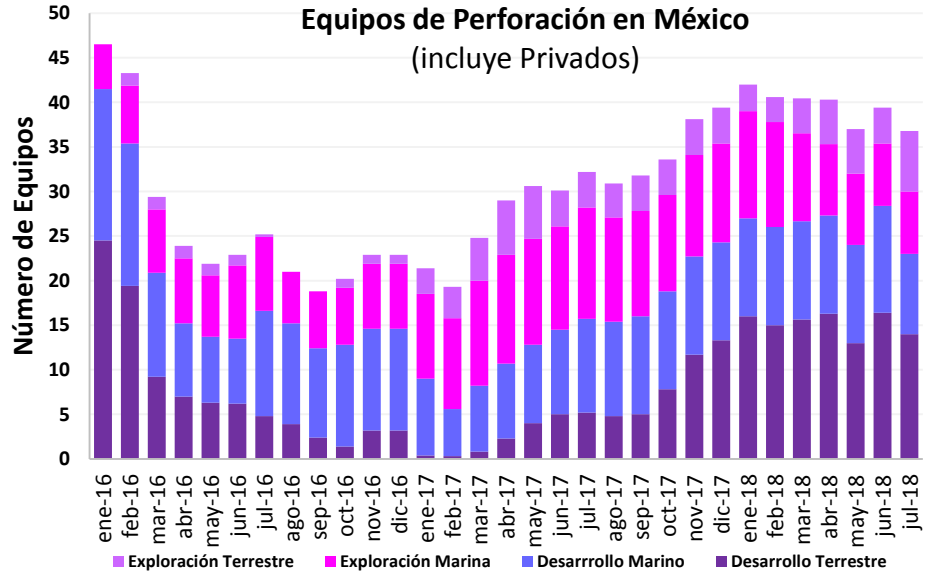
- Se tiene registro de que los **Privados** han empleado **equipos de perforación** a partir del último trimestre de 2016, con un máximo de 4 en junio y julio de 2017, en tanto que en julio de 2018 sólo utilizaron 2 (5% del total nacional).

- 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 **14 pozos perforados** y **17 pozos terminados** en julio de 2018, representan el 9% y 12% 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

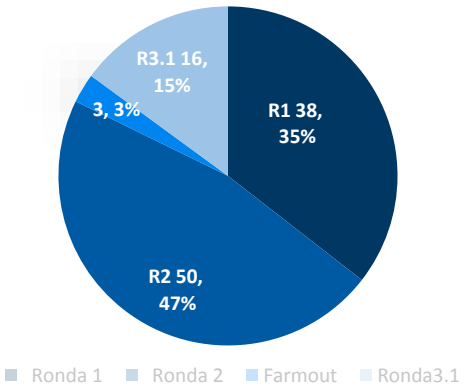
Indicadores de las áreas adjudicadas

- 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.

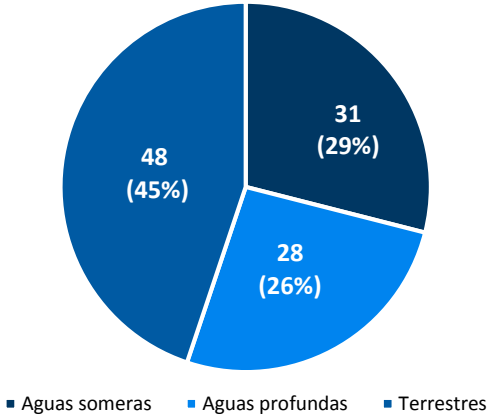
	Áreas licitadas (número)	Áreas Contractuales (número)	% del total licitado	Producción máxima (mbpced)	Primera producción (año)
TOTAL	**160**	**107**	**67**	*	**2016**
Total Ronda 1	**54**	**38**	**70**	*	**2016**
Ronda 1.1	14	2	14	69	2019
Ronda 1.2	5	3	60	90	2018
Ronda 1.3	25	25	100	90	2016
Ronda 1.4	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

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.

Áreas contractuales 107 áreas adjudicadas



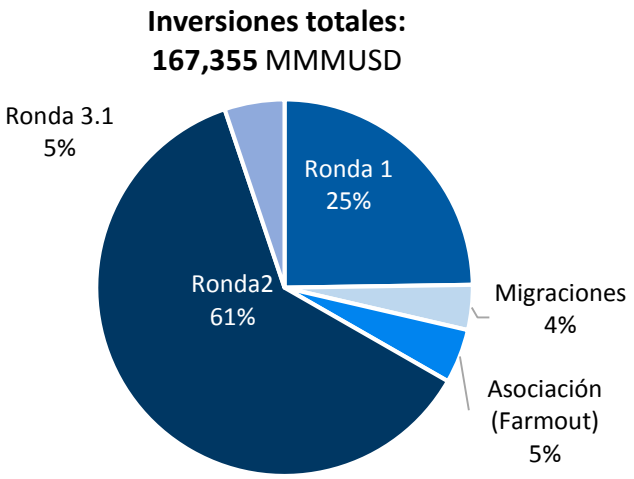
Distribución: Áreas adjudicadas



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

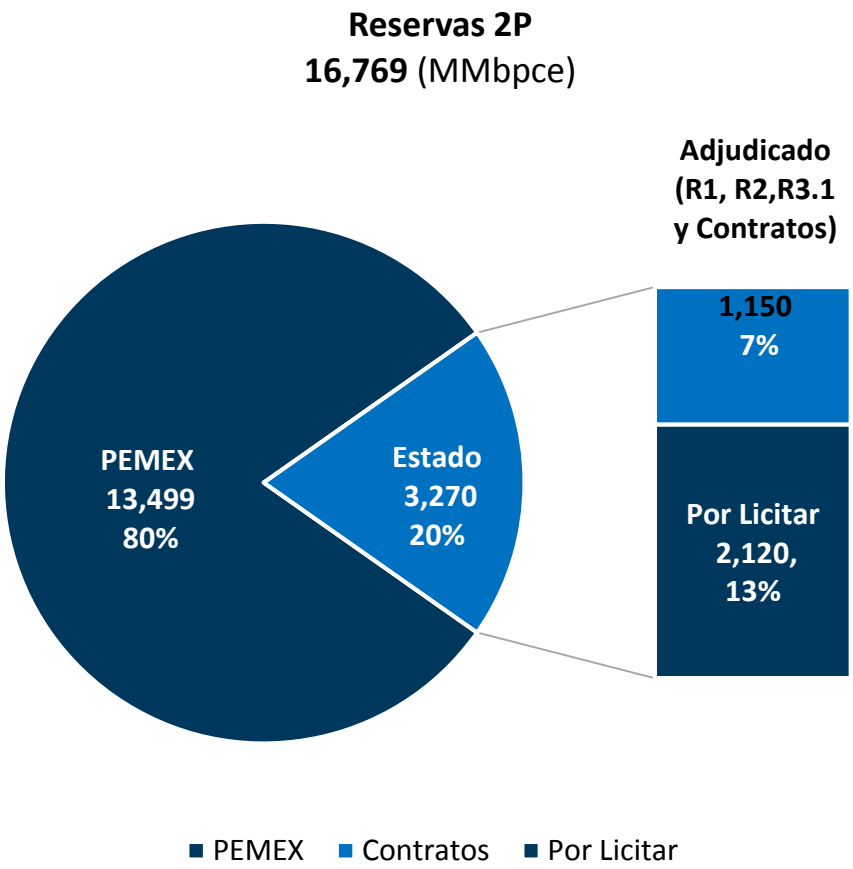
Indicadores de las áreas adjudicadas

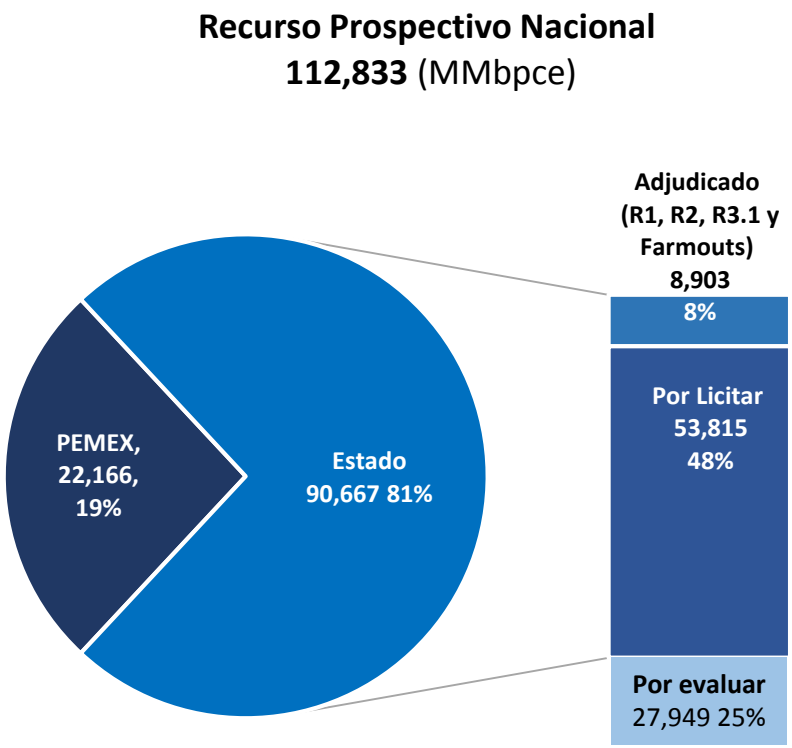
- Se tiene un total de 70 empresas operadoras en las áreas adjudicadas.
- Inició la primera asociación de Petróleos Mexicanos en el bloque Trión en aguas profundas del Golfo de **México**.
- Se tienen cuatro migraciones, tres con socio (Santuario-El Golpe, Misión, Ébano) y uno sin socio (Ek-Balam).
-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

	Tipo de contrato	Trabajos Petroleros	Empresas (núm.)
		Total	70
Total Ronda 1			**30**
Ronda 1.1	Producción compartida	Exploración aguas someras	1
Ronda 1.2	Producción 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	Producción 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	Producción 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)	Producción compartida	E y E terrestre	1
Misión (con socio)	Producción compartida	E y E terrestre	1
Ébano (con socio)	Producción compartida	E y E terrestre	1
Ek-Balam (sin socio)	Producción 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**

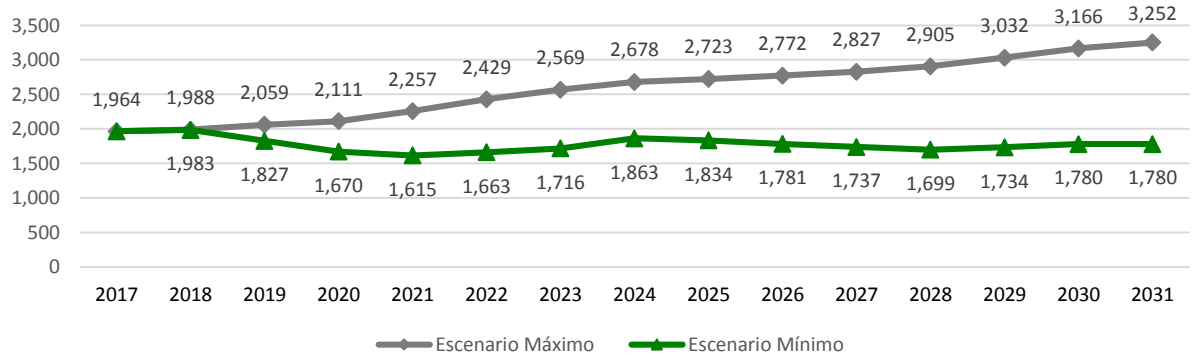
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Asignaciones	1,895	1,807	1,599	1,335	1,172	1,032	920	855	827	820	785	756	735	753	768
Migración sin Socio	38	35	51	64	69	69	65	61	56	51	46	42	37	32	28
FarmOut	0	67	57	58	57	60	55	50	43	39	43	56	68	77	85
CIEP	31	36	43	46	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 N_2 (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**

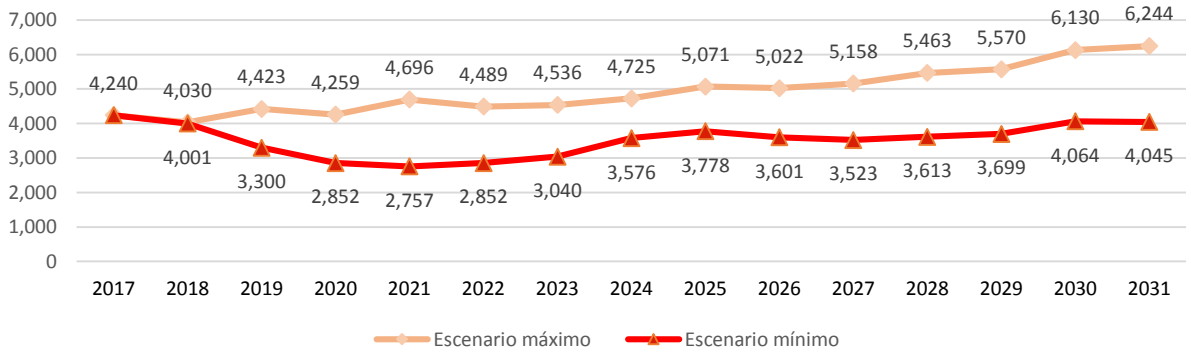
Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Asignaciones	3,931	3,028	2,379	1,905	1,617	1,401	1,170	1,206	1,247	1,164	1,269	1,140	1,335	1,220	1,826
Migración sin Socio	6	7	13	17	19	20	19	20	20	19	18	18	16	17	10
FarmOut	0	394	340	338	337	322	275	261	220	206	170	173	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 N_2 (MMpcd)



Anexos

Características de Crudos Seleccionados (API, % Azufre)

Clasificación °API	Origen	Nombre	°API	Azufre, % peso
Pesado 10-22.3	Canadá (Alberta)	Cold Lake	13.2	4.11
	México	**Talam[3]**	**16**	**2.8**
	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**
Mediano 22.3-31.1	Arabia Saudita	Arab heavy (Safiniya)	27.4	2.8
	Estados Unidos (Alaska)	Alaskan North Slope [1]	27.5	1.11
	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

1 Crudos marcadores del Continente Americano.
2 Crudos Canasta de Referencia OPEP.
3 Crudos mexicanos, PMI Comercio Internacional.
Fuente: Healthcare Performance Improvement consultants.

- 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.

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
	Equivalencias calóricas	
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