

Aportaciones para un nuevo Plan Estratégico de Gas Natural

Primera Parte – Producción de Gas Natural

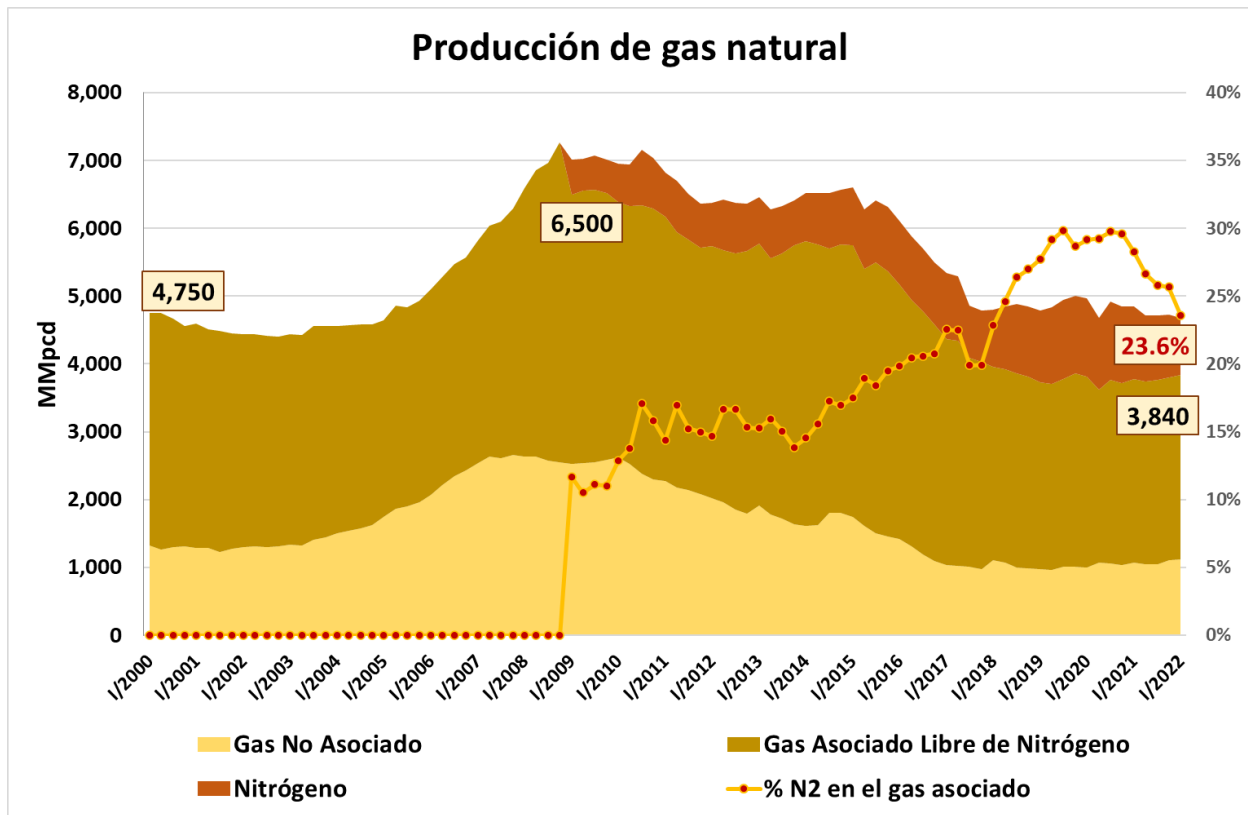
Jorge Mañón Castro
Francisco Barnés de Castro
Observatorio Ciudadano de la Energía

Producción de gas húmedo.

La producción de gas natural en México está estrechamente asociada a la producción de petróleo, ya que el Estado ha dado siempre una prioridad a la asignación presupuestal para la explotación de los yacimientos petroleros y ha asignado recursos limitados e insuficientes a la producción de gas natural no asociado.

Al inicio de este siglo, ante las expectativas de consumo, principalmente para la generación de energía eléctrica por parte de la CFE, y que Pemex tenía muy bajo desarrollo en la explotación de gas no asociado, se gestó el denominado Programa Estratégico de Gas (PEG), basado principalmente en las cuencas de Burgos y de Veracruz.

Se observa que el periodo en el que el Proyecto Estratégico de Gas (PEG) produjo sus máximos beneficios en gas no asociado, fue entre 2007 y 2010, en los que superó los 2,000 Millones de Pies Cúbicos Diarios (MMpcd) y que ha decrecido desde entonces a prácticamente la mitad.



Fuente: Sistema de Información de Energía (SIE)

Cuando se redujeron los recursos presupuestales dirigidos a este esfuerzo, la declinación resultante en la producción de gas no asociado se vio compensada en los años siguientes por el incremento en la producción de gas asociado a la producción de petróleo.

A partir del 2016 es notoria la disminución en la disponibilidad de gas producido por Pemex, al darse por concluidas las acciones del PEG y concentrarse nuevamente la actividad de Pemex Exploración Producción (PEP) en la producción de crudo, coincidiendo con el acelerado crecimiento en la demanda, debido a la sustitución en las operaciones industriales de diésel y combustóleo por gas natural por parte del sector privado, del propio Pemex y a la rápida incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado en el sistema eléctrico nacional, tanto por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como del sector privado.

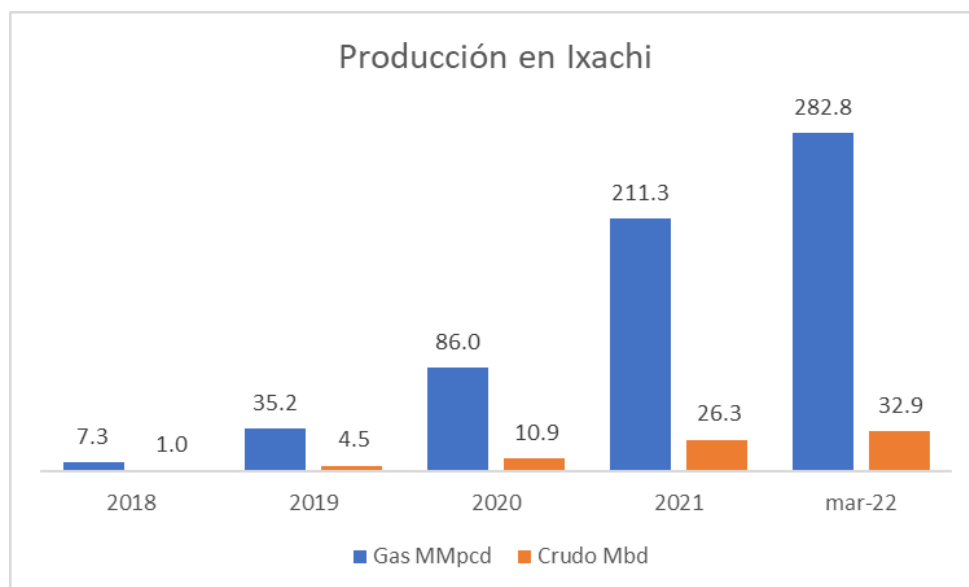
A partir de 2009 se reporta la producción de nitrógeno por separado, ya que éste no es utilizable como combustible, y se debe restar de la producción, de manera que la producción neta de gas en el país ha sido menor de los 4,000 MMpcd los últimos 4 años. La producción de los primeros meses de este año (3,840 MMpcd libres de nitrógeno) se ubica en niveles muy inferiores a los registrados en el periodo 2009-2011.

Resultados del Plan de Negocios de Pemex.

Por el lado de la producción de gas natural, el Plan de Negocios de Pemex 2021 – 2025 revela, en el **Objetivo Estratégico 3, estrategia 3.1: Acelerar el desarrollo de nuevos descubrimientos.**

| Año | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|--------------|-------|-------|-------|-------|
| Gas asociado | 1,594 | 1,466 | 1,394 | 1,204 |

Analizando la estrategia 3.1, el objetivo de acelerar el desarrollo de nuevos descubrimientos no siempre ha resultado efectivo. Tal es el caso del campo Ixachi, que desde 2019 ha proyectado altas expectativas de producción, pero que, por la falta de infraestructura de tratamiento de gases amargos, así como por la dificultad de terminar los pozos, ha mostrado un crecimiento bajo respecto a las expectativas planteadas.



...nuevo Plan Estratégico de Gas Natural 1ª Parte – Producción...

Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

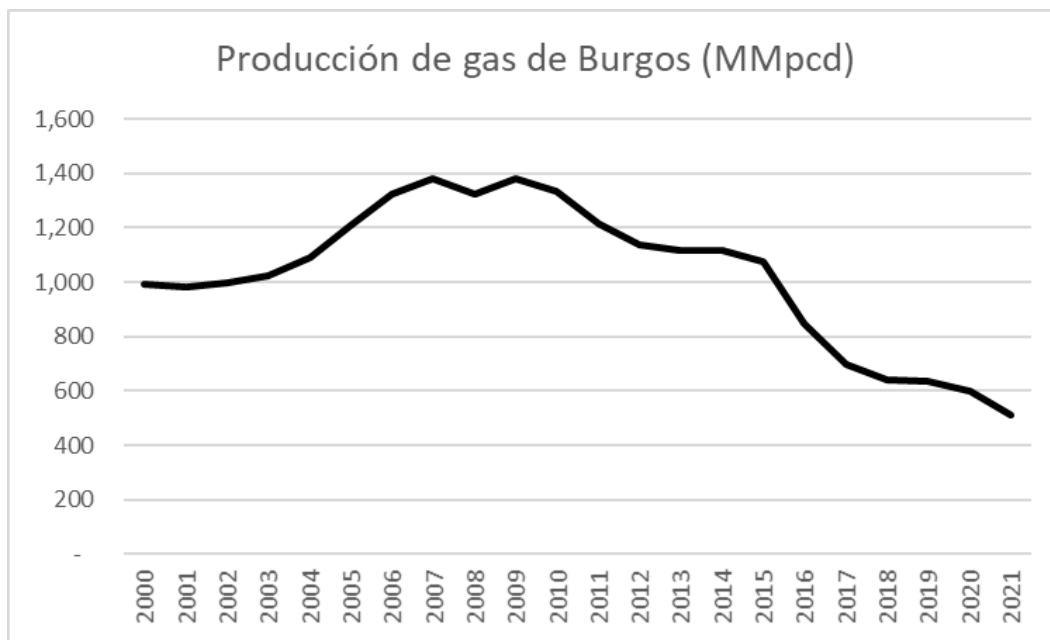
En el Plan de Negocios y en otros documentos de Pemex se planteaba que entre 2021 y 2022 se alcanzarían hasta **600 MMpcd de gas y 80 Mil Barriles Diarios (Mbd)** de condensado, mientras que los datos reales muestran otra cosa. Conforme a los datos del Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH), de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el promedio de producción de 2021 fue tan solo de 211 MMpcd y 26 Mbd de condensado.

De manera que esta estrategia 3.1 parece insuficiente, al menos por el lado del gas. Con el porcentaje de cumplimiento y la tasa de declinación esperada, La producción futura difícilmente contribuirá con más de 650 MMpcd al cierre del horizonte proyectado

Por su parte, **la estrategia 3.4: Incrementar la producción de gas no asociado**, ha tenido una muy baja contribución:

| Año | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----------------|------|------|------|------|
| Gas no asociado | 59 | 66 | 212 | 454 |

Para esta estrategia observemos lo que se logró desarrollar durante el PEG para Burgos, lo cual es relevante, pues el yacimiento conserva aún un importante potencial de producción, actualmente produce menos del 40% de su potencial.



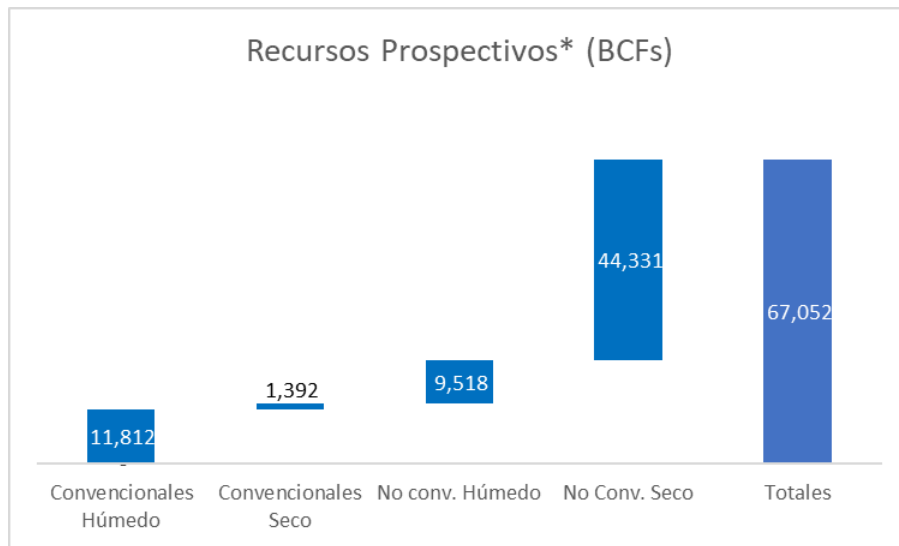
Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

Oportunidades de explotación de recursos prospectivos

Consideremos ahora los recursos prospectivos, tanto convencionales como no convencionales. De acuerdo con las definiciones del SIH: Los recursos prospectivos corresponden al volumen de hidrocarburos estimado a una fecha dada, en este caso al 2019, se determinan con base en la información

disponible y corresponden a los recursos potencialmente recuperables mediante la aplicación de proyectos de exploración y desarrollo futuros

Para el caso de Burgos, **aun explotando únicamente las reservas convenciones, podríamos sostener durante 30 años una plataforma constante de 1,200 MMpcd de producción**, lo que significa una producción adicional de **700 MMpcd** por encima de la actual de **500 MMpcd**, lo que es totalmente factible, por ser pozos que ya se encuentran operando o en zonas conocidas. Esto no se ha hecho porque el punto de equilibrio del costo de producción se ubica en la cercanía de los 4 Dólares/Millón de BTU (USD/MMBTU), pero con los precios actuales y aplicando mejoras en eficiencia, se puede llegar a costos más accesibles que hagan factible su producción.

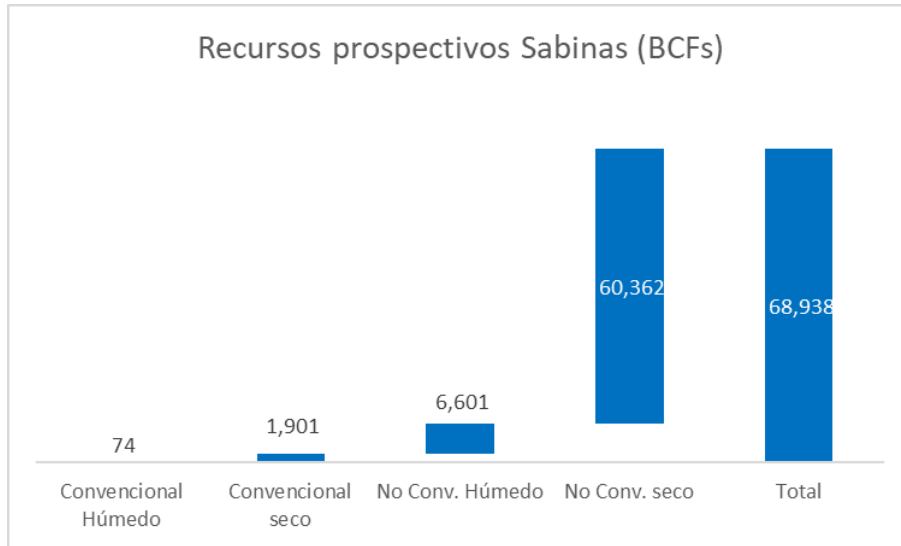


Fuente: *Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

Si se llegara a considerar producir el gas no convencional, podríamos subir a niveles de 2,500 MMpcd y podríamos mantener dicha producción 50 años.

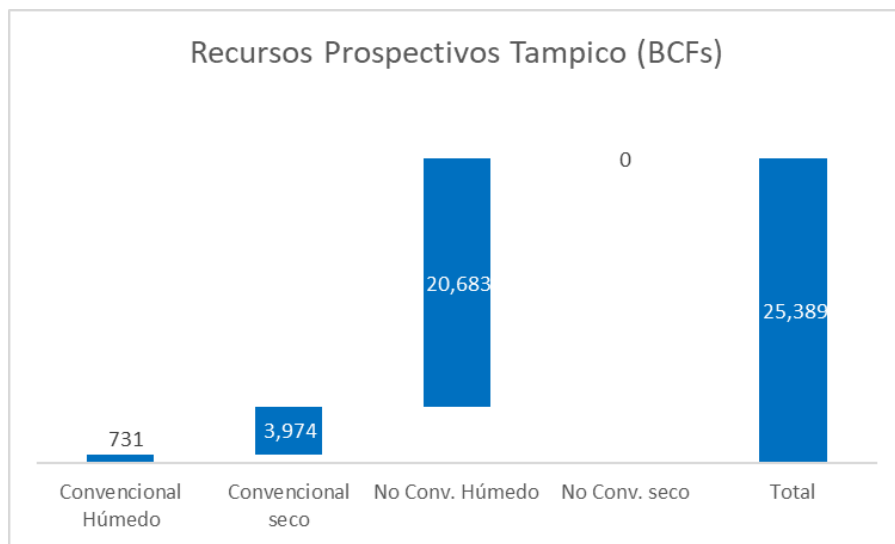
Al mismo nivel de recursos prospectivos se encuentra la zona de Sabinas- Burro-Picachos, aunque la mayor parte de ésta es no convencional. De explotarse esta cuenca, podrían obtenerse al menos 500 MMpcd por 10 años, solo con recursos convencionales.

...nuevo Plan Estratégico de Gas Natural 1ª Parte – Producción...



Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

Esta zona no se ha explotado y viene difiriéndose en los Planes de Negocios cada año, por falta de recursos. Le sigue en nivel de recursos Prospectivos la zona de Tampico Misantla.

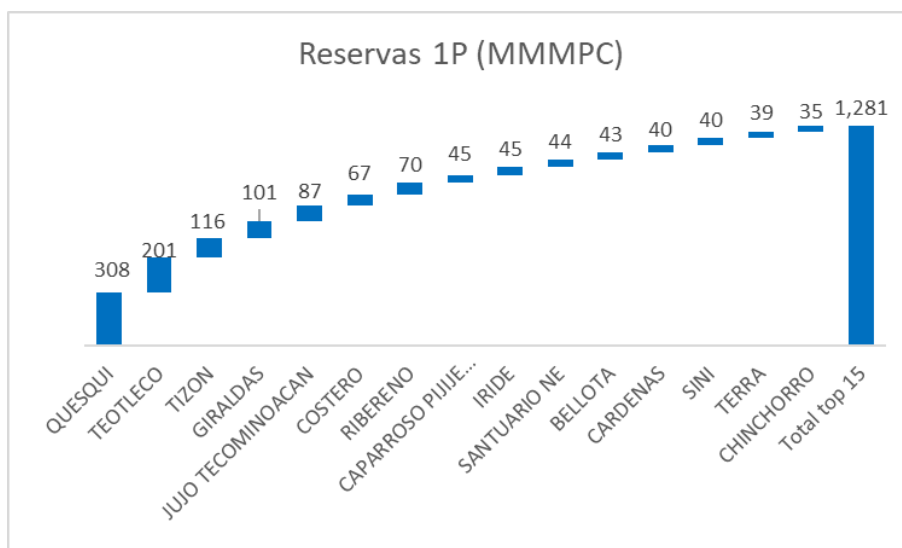


Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

En esta cuenca, aun cuando solo se explotarán recursos convencionales, se podrían producir 1,000 MMPcd durante 12 años; o bien, se podría duplicar la producción por 30 años si se explotaran los recursos no convencionales. La explotación de esta cuenca se ha venido difiriendo por más de una de una década por falta de recursos.

Por último, pero no menos relevante, en especial para el proceso de gas en centros de trabajo, principalmente del sureste, se tienen los recursos prospectivos convencionales del Sureste, actualmente en explotación, y los del Golfo Profundo, que no se han explotado aún.

Haciendo un análisis más profundo de la región Sureste, las reservas 3P *** duplican a las 1P y, de los campos con mayores reservas, algunos no están produciendo, o lo hacen muy por debajo de su potencial.



Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH) MMMPC *

Si bien algunos campos ya empezaron a incrementar producción en 2021, como Quesqui, algunos otros no se han desarrollado, se han dejado a declinación o se han desarrollado incipientemente, como es el caso de Teotleco, Costero y Girdaldas por mencionar algunos.

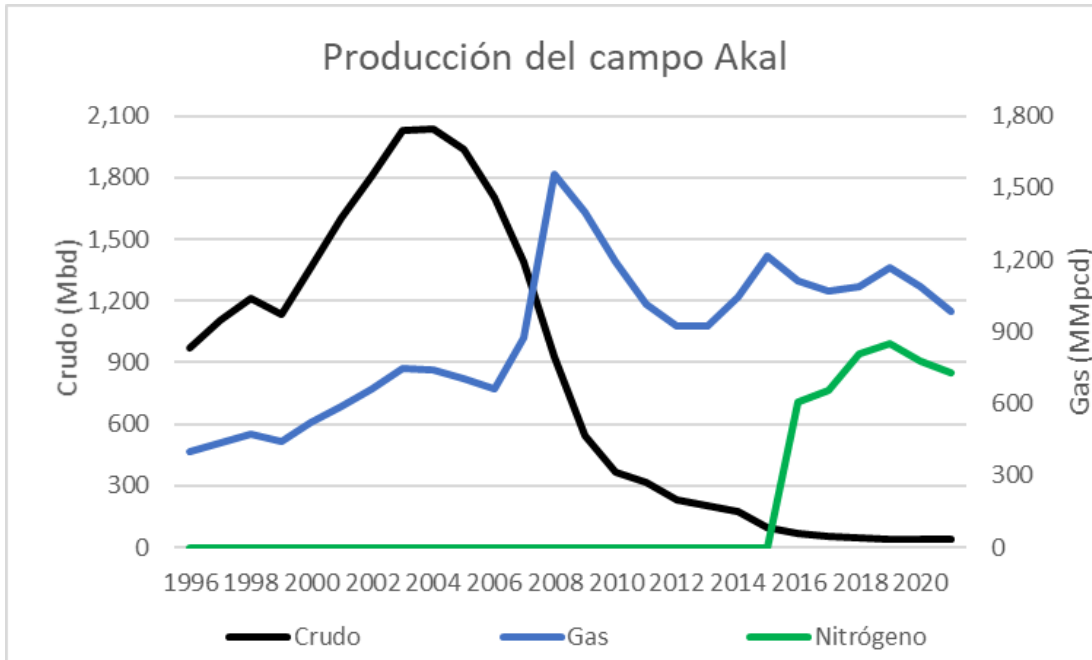
En esta región es imperativo que se desarrolle la producción de los recursos potenciales, toda vez que los Centros de Procesamiento de Gas (CPG) están operando a muy baja capacidad y se necesita incrementar la producción de gas para satisfacer la demanda de las operaciones propias de Pemex en la zona, lo cual es preferible a que el consumo de Pemex provenga de gas importado, lo que está próximo a ocurrir en un plazo relativamente corto.

Otras oportunidades para incrementar la producción

A finales del 2021 circuló en medios que Pemex reactivará la producción de **Lakach**, cercano a las costas de Coatzacoalcos; en donde ya se tiene parte de la infraestructura en sitio y hace falta complementarla, aparentemente con un tercero; esta es una buena noticia, ya que este campo tiene el potencial para producir de 300 a 350 MMpcd, muy necesarios para el balance nacional

El análisis más relevante de las **Regiones Marinas** tiene que ver con el campo Akal, principal campo desarrollado por el proyecto Cantarell, que se mantenía en producciones estables de 1,000 a 1,200 Mbd entre 1996 y el año 1999, antes de iniciar el incremento de producción en el año 2000, que permitió alcanzar un pico de la misma en el 2004 con 2,038 Mbd, pero que condujo después a una acelerada disminución de producción en el año 2007, producto en parte de dejar de controlar los pozos en contacto gas – aceite y, por consecuencia, el incremento de la producción de gas y el surgimiento del nitrógeno que se utiliza para mantenimiento de presión y por otra parte, por el avance del contacto con el agua por el fondo.

Al mes de diciembre de 2021, se producían en este campo solo 31 Mbd, es decir un 1,5% de la producción pico, pero con una mayor producción de gas en 33%, principalmente nitrógeno.



Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

Este comportamiento es un ejemplo perfecto de la teoría de **Hubbert**, geofísico que creó un modelo matemático que predice el nivel de extracción del petróleo a lo largo del tiempo. Según su teoría, la extracción de un pozo sigue una curva con un máximo, denominado cenit de producción, en su centro. Llegado a ese punto, cada barril de petróleo se hace, progresivamente, más caro de extraer por sus necesidades de energía, hasta que la producción deja de ser rentable.

Si la curva de producción de un pozo sigue esa simple función gaussiana, la curva de producción de países enteros y, la curva mundial debiera seguir patrones similares.

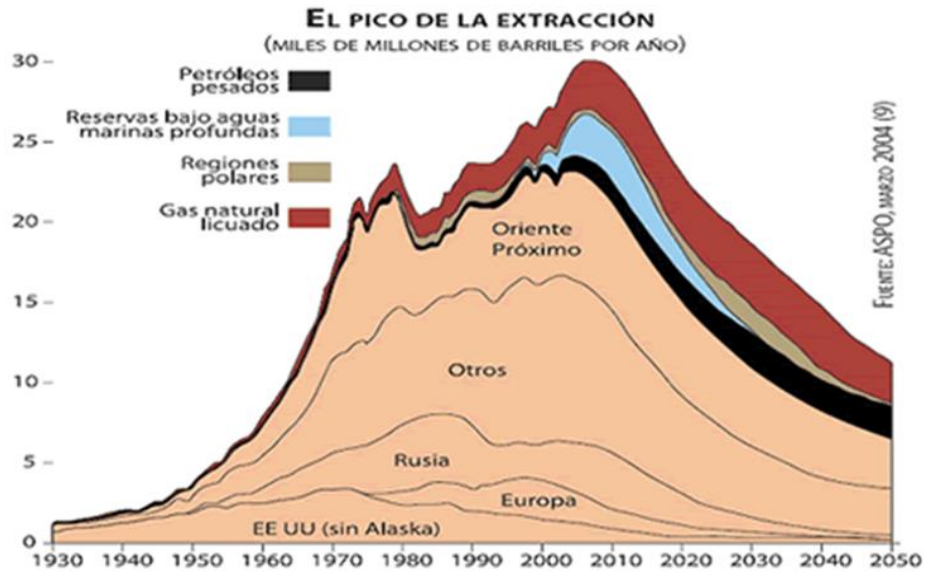


Figura 3: Gráfico de la producción mundial de petróleo según la Asociación para el Estudio del Cenit del Petróleo (ASPO).

...nuevo Plan Estratégico de Gas Natural 1ª Parte – Producción...

Siguiendo esta teoría, desglosemos las necesidades de energía del crudo de Akal para seguir fluyendo; en promedio se requiere de:

- 1,000 MMpcd de Nitrógeno inyectado en el casquete
- 1,150 MMpcd de gas amargo con nitrógeno reinyectado en el casquete
- 100 MMpcd de gas de Bombeo neumático en los pozos
- 140 MMpcd de gas combustible para los compresores de gas y N₂ inyectados
- 150 MMpcd de gas emitido a la atmósfera de Regiones Marinas, por falta de capacidad de transporte y compresión

Todo esto para producir en 2021 tan solo un promedio de 36 Mbd de crudo, equivalentes a 220 MMpcd de gas natural, es decir, en términos de energía se gasta más de lo que se produce, con dos inconvenientes adicionales:

1. El gas de este campo está contaminado hasta con 70% de nitrógeno
2. Es tanto el flujo de gas no aprovechable, que satura la capacidad de los equipos disponibles para su manejo, por lo que no permite el aprovechamiento de gas de otros campos y ocasiona emisiones a la atmósfera.

Desde el punto de vista económico, a precios entre 40 y 70 Dólares/barril (USD/b) el resultado de este campo es aún positivo antes de impuestos y derechos, pero después de impuestos y derechos, y considerando el costo de oportunidad del gas emitido y reinyectado, su aportación de valor a Pemex es significativamente negativo y su tendencia es a incrementar la pérdida para la empresa con el tiempo, es decir, conforme siga disminuyendo su producción.

Valor del campo Akal

| Concepto | Unidades | Volumen 2022 | | Volumen 2021 | | Volumen 2020 | |
|--------------------------------------|-----------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| Volumen crudo Akal | Mbd | 30 | 30 | 36 | 36 | 41 | 41 |
| Precio del crudo | USD/bl | 40 | 70 | 40 | 70 | 40 | 70 |
| Ingresos por crudo | MMUSD/Año | 438 | 767 | 526 | 920 | 599 | 1,048 |
| Volumen gas seco | MMpcd | 210 | 210 | 220 | 220 | 230 | 230 |
| Precio del gas seco | USD/Mpc | 4 | 6 | 4 | 6 | 4 | 6 |
| Costos gas seco | MMUSD/Año | 307 | 460 | 321 | 482 | 336 | 504 |
| Volumen de nitrógeno inyectado | MMpcd | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Costo del N2 re-inyectado | MMUSD/Año | 164 | 164 | 164 | 164 | 164 | 164 |
| Resultado neto antes de impuestos | MMUSD/Año | -33 | 142 | 40 | 274 | 99 | 380 |
| Gas amargo emitido o reinyectado | MMpcd | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 |
| Precio de oportunidad del gas amargo | USD/Mpc | 1.5 | 1.8 | 1.5 | 1.8 | 1.5 | 1.8 |
| Costo de oportunidad del gas amargo | MMUSD/Año | 712 | 854 | 712 | 854 | 712 | 854 |
| Neto menos costos de oportunidad | MMUSD/Año | -745 | -712 | -672 | -580 | -613 | -475 |
| Impuestos | MMUSD/Año | 241 | 422 | 289 | 506 | 329 | 576 |
| Valor neto para la empresa | MMUSD/Año | -986 | -1133 | -961 | -1086 | -942 | -1051 |

Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

En este sentido, la propuesta que hacemos es **dejar de producir crudo** de este campo y explotar únicamente su casquete de gas, que, si bien está contaminado con un 70% de nitrógeno, posee reservas para producir 850 MMpcd durante más de 10 años si se instalan oportunamente las Plantas de Eliminación de Nitrógeno (NRU por sus siglas en inglés).

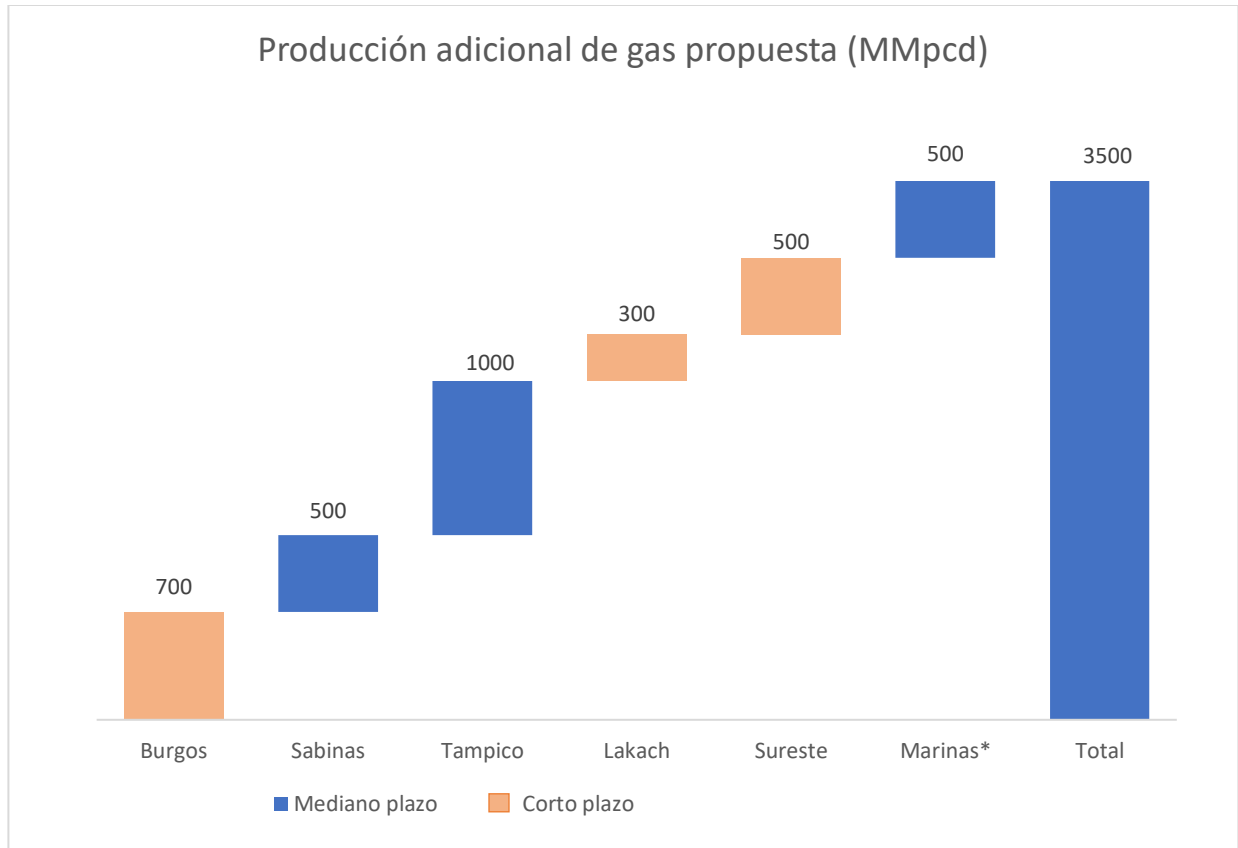
Esta fue una de las tres opciones que fueron analizadas hace alrededor de 10 años por un grupo de expertos de Pemex y del IMP. La segunda opción fue la de mantener la producción declinante hasta que dejara de ser redituable, y tercera fue la de implementar el proyecto de doble desplazamiento con agua, que es la siguiente apuesta que se está planteando ahora para este campo.

Hace 10 años las diferenciales de valor presente neto de cada una de las tres opciones eran mínimas, aún bajo la suposición de que el doble desplazamiento tendría un éxito significativo; sin embargo, esta metodología no ha sido probada, ni existen precedentes relevantes a nivel mundial; representando en sí mismo un gran riesgo, tanto económico como ambiental.

Es momento de dejar ir a este, en su momento, gigante de la producción mundial de crudo y pensar en forma pragmática, sustentable y económica; es decir, explotar el casquete de gas, ya que su explotación tiene un doble beneficio para Pemex y para el país. Por un lado, se incrementa la producción, tanto de gas como de líquidos recuperables, en un promedio 260 MMpcd y, por el otro, disminuye en otro tanto los consumos de gas requeridos para mantener la producción marginal de crudo, lo que permitiría aportar prácticamente 500 MMpcd netos al balance nacional de gas seco.

La forma de hacerlo ya se ha analizado ampliamente en Pemex y puede implicar, desde hacer uso parcial de las instalaciones de la Compañía de Nitrógeno de Cantarell (CNC) en Atasta, hasta incrementar el proceso de gas en los CPGs e instalar plantas NRU y, con ello, mejorar la utilización y producción de líquidos, entre ellos el etano; tan escaso en el país.

En resumen, las propuestas descritas, incluyendo la explotación del gas de Lakach descrita recientemente por parte de Pemex, aumentarían la producción de gas, con el consecuente impacto en el balance de gas seco, en más de 3,000 millones de pies cúbicos (Bcf por sus siglas en inglés que viene de *billion*, mil millones), solo con reservas convencionales y por un lapso mínimo de 10 años.



*Incluye 260 MMpcd de producción de gas y líquidos y 240 de reducción de la demanda

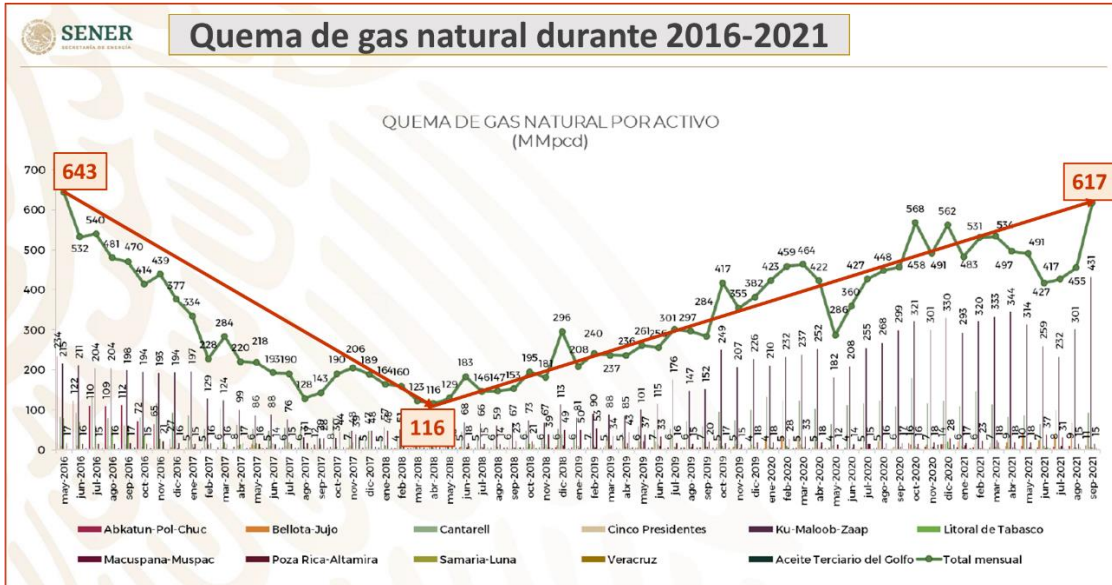
Aun cuando no es factible eliminar toda la importación, estas acciones aportarían un importante volumen adicional. Esta opción sería válida el resto de la década, en lo que se adquiere conocimiento, tecnología y mayores recursos, para explotar los recursos no convencionales y los de aguas profundas, que sin duda deberán ser el pilar de la producción de la próxima década, si deseamos tener soberanía energética.

Para ello se requiere de recursos económicos y de acción inmediata. Si bien Burgos, la Región Sur y Lakach tienen oportunidad de aportar producción relativamente rápida; para Sabinas y Tampico hay que iniciar los desarrollos que se han venido desfasando en el tiempo.

De lo contrario, en muy corto plazo la producción de crudo y la refinación del petróleo nacional dependerán de gas natural importado; con el consecuente riesgo de no poder garantizar el abasto de combustible en caso de una contingencia imprevista.

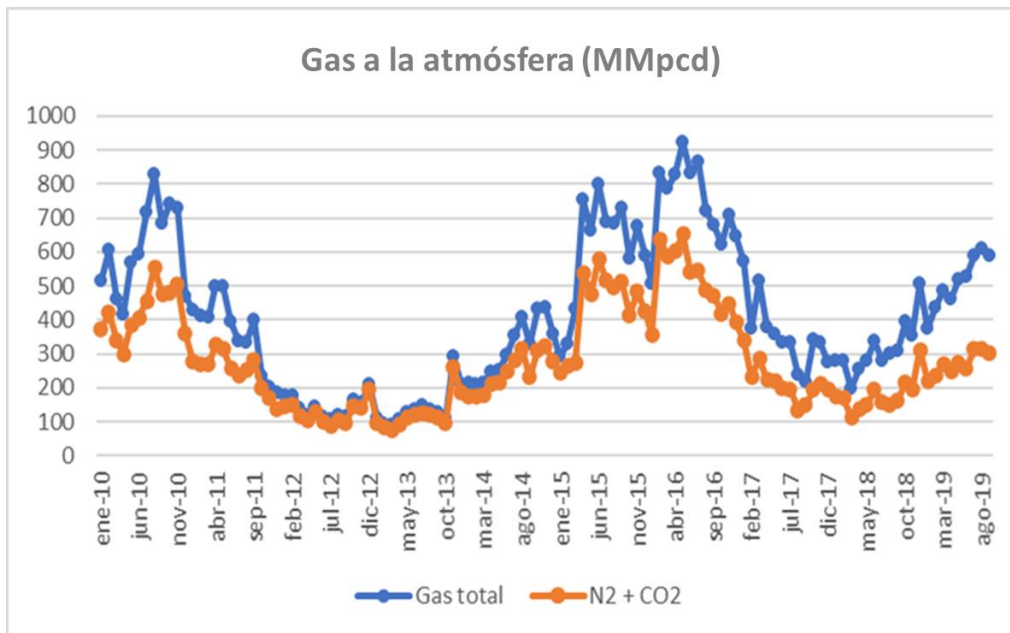
Quema de gas a la atmósfera

La quema de gas natural ha vuelto a crecer en los últimos tres años, alcanzando los **617 MMpcd** en septiembre del año pasado, después de haber alcanzado un mínimo de **116 MMpcd** a mediados de 2018. El programa de reducción de fugas de metano que Pemex inició la pasada administración parece haber sido suspendido.



Fuente: SENER. Prontuario Estadístico. Diciembre 2021

Antes de iniciar cualquier esfuerzo en PEP para incrementar la producción de gas asociado y no asociado, se requiere capital para instalar plantas NRU que permitan procesar el gas asociado con altas concentraciones de nitrógeno que hoy es necesario reinyectar a los yacimientos o quemar a la atmósfera, porque no pueden ser procesadas en los centros de procesamiento de gas.



Fuente: CNH, Datos abiertos

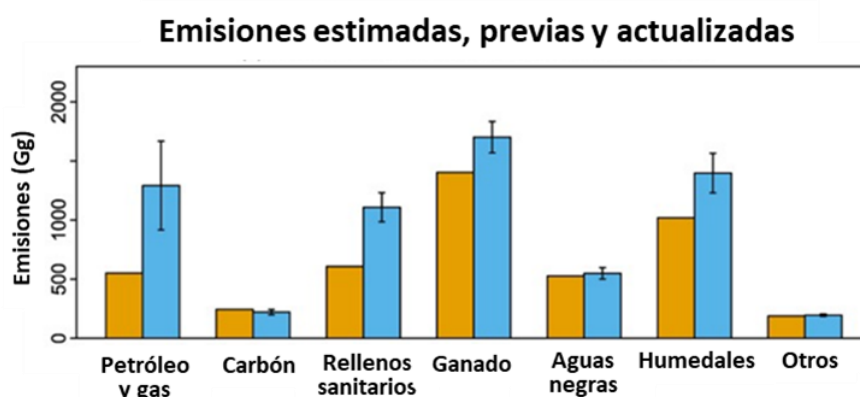
Fugas de metano a la atmósfera

El metano (CH₄), principal componente del gas natural, es un potente gas de efecto invernadero. Aporta 28 toneladas de CO₂ equivalente por cada tonelada de CH₄ emitida a la atmósfera. De acuerdo con el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de México las emisiones de metano representan cerca del 19% del total de emisiones de GEI. Como resultado de los compromisos asumidos por México

para reducir sus emisiones de GEI, Pemex desarrolló desde 2013 un “**Programa de reducción de emisiones en sistemas de procesamiento, transporte y distribución de gas natural a través de la reducción de emisiones fugitivas**”, para identificar las oportunidades de reducir las fugas de metano y establecer las medidas correctivas para lograrlo.

Los estudios desarrollados permitieron determinar que, con tecnologías existentes, es posible reducir más del 50% de las emisiones de metano del sector petróleo y gas, con costos de \$0.80 MX por tonelada de CO₂eq mitigada, y que para cerca de 20 % de la reducción de emisiones posibles, se tendrían costos negativos, esto es, implicarían ahorros para la empresa. Entre las principales áreas de oportunidad que fueron identificadas destacan las siguientes: Evitar el venteo en la producción de petróleo costa afuera, mejorar la eficiencia de los quemadores de campo y la instalación de Unidades Recuperadoras de Vapor en tanques de petróleo y de condensados. Sin embargo, por falta de decisión, no ha sido posible implementar las medidas planteadas.

Por otra parte, un estudio reciente⁽¹⁾ demuestra que el nivel de fugas de metano a la atmósfera es mayor de lo que había sido considerado, particularmente en la zona productora de petróleo y gas en el sureste del país. Los resultados del estudio muestran que el sector de petróleo y gas de México presenta emisiones de metano dos veces más altas en relación con las estimaciones previas, lo que representa una cuarta parte de las emisiones antropogénicas totales. En particular, el estudio demuestra que más de la mitad de las emisiones derivadas de la producción de petróleo y gas en el sureste de México, provienen de la cuenca costera del Golfo de México, apuntando a fuentes de alta emisión que no están representadas en el inventario.



(1) “Unravelling a large methane emission discrepancy in Mexico using satellite observations”; Lu Shen, et al; Remote Sensing of Environment, Elsevier; Volume 260, July 2021

Estos hallazgos sugieren que se requieren medidas de mitigación mucho más fuertes que las previstas originalmente para frenar la huella antropogénica de las emisiones de metano en México, especialmente la gran contribución del sector de petróleo y gas.