

Relevancia del gas para optimizar los factores de recuperación de yacimientos, su rentabilidad y producción de HC livianos

José Luis Bashbush Bauza
Consultor Internacional

Artículo recibido en junio de 2022-revisado-evaluado y corregido en octubre de 2022-

Resumen

Se presenta un enfoque holístico de la importancia creciente del gas natural en el entorno estratégico de la Industria Petrolera Mexicana para utilizar efectivamente el gas disponible en el país, recuperar mil millones de barriles de hidrocarburos [HC] livianos de yacimientos agotados, incrementar los factores de recuperación de México, incrementar la producción de gasolinas y al mismo tiempo, contribuir a mitigar las emisiones de gases tóxicos y de invernadero que afectan la salud y bienestar de los habitantes del país.

El impacto positivo de lograr un aumento del suministro y utilización del gas ya descubierto por Pemex, arroja desde la explotación adecuada de los cada vez más ricos e importantes yacimientos de gas y condensado y de petróleo volátil existentes y de los que se siguen descubriendo en el país, y de cómo la inyección de gas en este tipo de yacimientos más que duplicaría la recuperación de gasolinas y de valiosos hidrocarburos ligeros, posibilitando la optimización de las importaciones de gas a menor precio y mitigando con su reciclaje los enormes efectos dañinos de la producción de agua en los yacimientos naturalmente fracturados con presencia de acuíferos activos.

Estas acciones: **a)** corregirán los bajos factores de recuperación de los considerables volúmenes de hidrocarburos que se han dejado en el subsuelo, optimizando el cuidado de los yacimientos en beneficio del país; **b)** incrementarán la gravedad API de las cargas de petróleo que actualmente alimenta a las refinerías y por ende mejorarán su eficiencia; **c)** fortalecerán la endeble situación energética actual; **d)** disminuirá la quema de gas; **e)** resolverá el dilema de la búsqueda de yacimientos idóneos de almacenamiento de gas indispensables para moderar la fuerte pérdida de divisas asociadas a la importación de gas y gasolinas ligadas a los déficits de producción en el país; **f)** reactivarán el empleo productivo en las comunidades aledañas a los yacimientos involucrados propiciando una derrama económica substancial generando recaudaciones fiscales significativas.

Palabras clave: Almacenamiento de gas, reciclaje de gas, condensado retrógrado y petróleos volátiles, optimización de producción, yacimientos marinos de gas, eliminación de quema de gas.

Relevance of gas to optimize reservoir recovery factors, profitability and light HC production

Abstract

The paper presents a holistic approach to efficiently use the gas available in the country to recover upwards of one billion barrels of light oil and condensates from depleted reservoirs, thereby improving the recovery factors of Mexico, increasing the gasoline production in the country, eliminating the flaring of gas while mitigating, the toxic gas emissions and decreasing the generation of greenhouse gases that affect the health and wellbeing of people in the country.

The positive impact of achieving an increase in the efficient production and utilization of the gas already discovered by Pemex encompasses from the optimized production of the ever-richer retrograde condensate and volatile oil reservoirs recently found and from those already discovered in the country. The paper details how gas cycling in that type of reservoirs could double the gasoline and light hydrocarbon recoveries enabling the reduction of the import costs, and mitigating the harmful effects of high production of water and lower recovery from the naturally fractured reservoirs with active water drives.

The benefits include, **a)** optimizing the production processes and improving the low recovery factors from the large volume of hydrocarbons left underground for the benefit of the country; **b)** enhancing the quality of the liquid streams fed to the refineries with higher API gravities thereby improving their efficiency; **c)** strengthening the current feeble energy situation; **d)** eliminating gas flaring; **e)** solving the search for adequate gas storage reservoirs that would enable diminishing the currency losses associated with the gas and gasoline imports linked to the gas production deficit in the country, and **f)** stimulating the productive employment and cash flows for the communities surrounding the selected storage reservoirs while increasing tax collection for the state.

Keywords: Gas storage, gas cycling, retrograde condensates & volatile oils, production optimization, offshore retrograde reservoirs, flare elimination.

Introducción

La **Figura 1** bosqueja los componentes principales de la estrategia planteada en esta disertación, cuyo objetivo es ilustrar como con el interconectado grupo de factores se puede apalancar una solución holística y a través de un enfoque integrado bien ejecutado resultando en un esquema virtuoso capaz de enriquecer considerablemente la cadena de valor de la Industria Petrolera Nacional y beneficiar considerablemente al país.

La relevancia de los conceptos anteriores se agranda en el contexto de la incómoda situación de tener que importar casi las tres cuartas partes de los volúmenes de gas y la mitad de las gasolinas que se consumen en el país a precios progresivamente mayores, afectados por la invasión a Ucrania y los mayores requerimientos de gas en Europa que seguirán encareciendo su disponibilidad desde EE.UU.

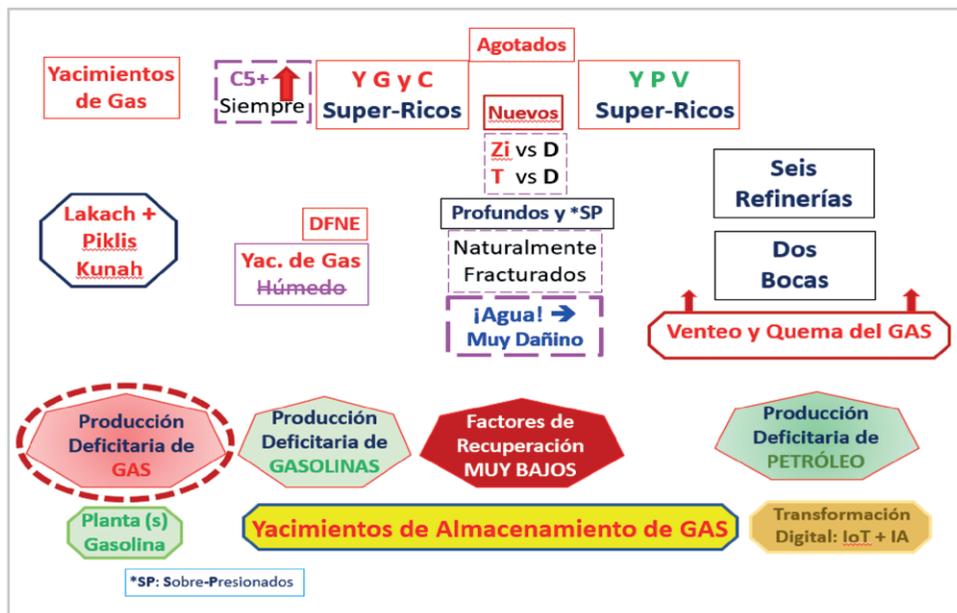


Figura 1. Elementos de la solución integral para una optimización holística.

Pero antes de profundizar, es necesario analizar algunos hechos:

- a) Se estima que al 31 de diciembre del 2021 la producción global acumulada de México alcanzó **47.36 miles de millones de barriles de petróleo** y considerando que el volumen original **3P** de los yacimientos se había determinado en unos **242.1 mil millones de barriles de petróleo**, el Factor de Recuperación de Petróleo [Fr] promedio a ese tiempo alcanzó apenas el **19.6%**.
- b) Varios autores analizando el comportamiento y factores de recuperación [Fr] de los campos de petróleo del Mar del Norte en los sectores Danés, Inglés y Noruego han reportado Fr's promedio superiores al 40% (Awan,2006), (Hughes,2004), (Xia, 2004), (Hensen,2000), (OG21,2021). Estos buenos resultados, publicados hace unas dos décadas, se obtuvieron debido a la aplicación planificada y en la mayoría de los casos aplicada a tiempo, de procesos de recuperación mejorada idóneos y adaptados específicamente a cada campo y cada circunstancia. En general, los procesos seleccionados por la decena de compañías involucradas en los campos, han utilizado de alguna manera gas (natural o CO₂), miscible o inmisible combinados con agua, espuma o productos químicos.

El contraste enfatiza la ventaja de ser diligentes en la manera de evaluar, obtener información suficiente y detallada en cada uno de los pozos durante el proceso de perforación y pruebas iniciales, para analizar, planificar, modelar, desarrollar eficientemente y racionalizar la explotación de los campos nacionales. Al mismo tiempo, resalta la oportunidad de mejorar los resultados obtenidos a la fecha en los campos existentes, analizando y seleccionando las mejores oportunidades para recuperar los hidrocarburos remanentes en los yacimientos mediante la inyección de gas.

- c) Las tecnologías han mejorado progresivamente y como ejemplo, se comparte el caso del Campo **Johan Sverdrup** descubierto en 2010 en el Mar del Norte en la plataforma continental noruega a ~160 km de Stavanger, a una profundidad de unos 1,900 m, con un tirante de agua de ~110 m y con un volumen original de ~2.7*10⁹ STBO (S&P Global, 2018). La planificación del desarrollo del campo comenzó en el 2012 usando la experiencia de: **Equinor** (operador), **Lundin Norway**; **Petoro**; **Aker BP** y **Total**.

Siguiendo meticulosos procesos de adquisición de información, incluyendo registros en todos los pozos, muestras de fluidos, PVT's e interpretación avanzada de sísmica 3D y de tres años de estudio; en 2015 se procedió con el desarrollo del campo (Petro Global News, 2015). Basándose en las experiencias de campos en el área y de estudios conjuntos con universidades y laboratorios se decidió implementar desde el inicio un proceso de recuperación con inyección alternada de gas y agua, usando pozos horizontales geo-navegados con tecnologías de control automático, telemetría de alta velocidad en la tubería de perforación y el monitoreo digitalizado permanente de todo el campo, incorporando fibra óptica en los pozos para apoyar progresivamente el desarrollo de un gemelo digital para la optimización de la operación del campo incluyendo el monitoreo virtual de los pozos húmedos (S&P Global,2018).

La gerente Ovrum del desarrollo del campo indicó en 2018, antes de producir el primer barril de petróleo del campo, que el objetivo era obtener un factor de recuperación de 70%, con un costo de equilibrio menor a \$25/bbl y emisiones de CO₂ de 3 kg/boe (S&P Global,2018) en comparación al promedio global mundial de 18 kg/boe. Se anunció que la producción iniciaría en noviembre de 2019, pero se logró hacerlo dos meses antes, entregando el primer buque de un millón de barriles al puerto de Bergen en Oct. del 2019.

Siguiendo con los éxitos, a principios del 2020 con la producción estable desde el primer día, se anunció que la plataforma de la Fase 1 serían 470,000 bopd (en lugar de los 440,000 originalmente prometidos) alcanzada además con un ahorro en el presupuesto de ~4 mil millones de dólares. Además, se tendría una plataforma mejorada de 690,000 bopd para la Fase 2 (S&P Global,2018). Sin embargo, en marzo del 2022, al terminar de instalar la plataforma de proceso P2, se anunció que la producción de **Johan Sverdrup** en la Fase 2, se incrementaría a 720,000 bopd (Offshore,2022).

- d) En el período 2019-20 se escribió una importante trilogía de tesis de licenciatura en la FI - UNAM: (Villanueva,2019), (Arrieta,2020) y (García,2020) enfocadas a la necesidad de estimular la aplicación de técnicas de recuperación mejorada en el país. En el trabajo de Villanueva-2019 se sintetizaron y analizaron -a esas fechas- los factores de recuperación de diversos grupos de yacimientos

para llamar la atención al significativo beneficio de incrementar su recuperación. En la tesis de Arrieta-2020 se identificaron estrategias prácticas aplicadas en varios países, con las cuales se ha logrado revitalizar campos maduros y áreas en declive mediante la aplicación de estímulos fiscales. Con ellas, no tan solo se incrementó la recaudación global para los estados, sino que se ha ido aumentando la producción y el derrame económico regional para las comunidades. En la tesis de García-2020 se evaluaron los efectos positivos de estímulos fiscales para el actual ‘Régimen de Contratos de Producción Compartida de México’, demostrando que con ellos, los Operadores y Pemex con Recuperación Mejorada, podrían aumentar significativamente la producción y rentabilidad de campos maduros, proporcionando mayores recaudaciones fiscales para el Estado en comparación a que si los yacimientos se produjesen como se hace actualmente, por agotamiento natural: un resultado ganar-ganar. Este análisis complementó un trabajo previo (Núñez et al.,2018) que evaluó el efecto de incentivos fiscales para recuperación mejorada, pero bajo el ‘Régimen de asignaciones’.

- e) Villanueva-2019 compiló excelentes gráficas y estadísticas de la producción de varios grupos de campos, la variación de las reservas 1P, 2P y 3P, tasas

de restitución de reservas y de las variaciones de los volúmenes originales contra el tiempo.

- f) La **Figura 2**, tomada de (Villanueva,2019), presenta producciones acumuladas y los volúmenes originales de los doce campos más productivos del país y de los 425 campos restantes (CNH,2019). El grupo de los 12 campos de mayor producción a través de la historia de México (9 marinos y 3 terrestres) habían acumulado un poco más del 63% de la producción global del país.

En contraste, los 425 campos restantes contabilizaban menos del 37% de la producción acumulada global (**Tabla 1**). **¡Pero más impactante aún, es que el Factor de recuperación promedio de estos campos es menor al 10%!** Los 425 campos representan ~70.2% del volumen original de HC (N3P) en-sitio de México, lo que implica que **~161.5 MMMbbls** [90.6% de ~178.3] están todavía bajo tierra en los campos maduros y podrían ser el objetivo de recuperación mejorada – si se llegasen a implementar pragmáticamente estímulos consensuados y flexibles mediante un acuerdo estratégico entre las **Secretarías de Energía – Hacienda – Economía**.

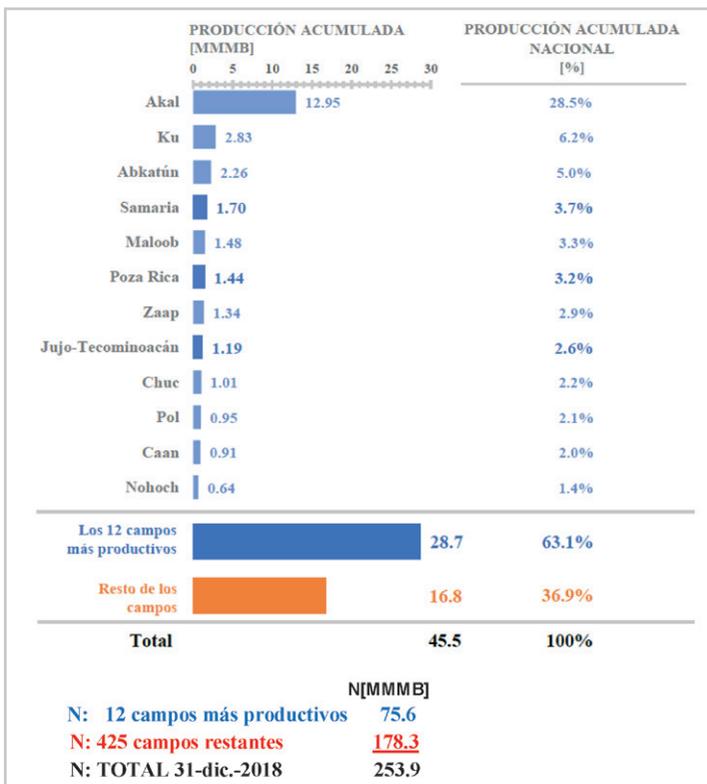


Figura 2. Producción acumulada de los doce campos más productivos de la Nación y de los 425 restantes al 31-dic.-2018 (Villanueva,2019).

Ese logro daría un objetivo loable para una provechosa Reforma Fiscal Petrolera en bien de la Nación, incrementando la producción nacional rentable, **sin requerir inversiones adicionales en exploración**, revitalizando el empleo y la

economía de muchas comunidades y rescatando miles de millones de barriles de hidrocarburos que actualmente están condenados a permanecer enterrados sin beneficiar al país.

Campo	Ubicación	NP@2018 [MMMB]	NP@2018* [%]	N3P@2018 [MMMB]	N3P@2018* [%]	FR@2018 [%]
1.- Akal	Marino	12.95	28.5	30.8	12.13	42.0
2.- Ku	Marino	2.83	6.2	6.0	2.36	47.2
3.- Abkatún	Marino	2.26	5.0	5.2	2.05	43.5
4.- Samaria	Terrestre	1.7	3.7	4.6	1.81	37.0
5.- Maloob	Marino	1.48	3.3	7.2	2.84	20.6
6.- Poza Rica	Terrestre	1.44	3.2	4.8	1.89	30.0
7.- Zaap	Marino	1.34	2.9	5.1	2.01	26.3
8.- Jujo-Tecominoacán	Terrestre	1.19	2.6	3.8	1.50	31.3
9.- Chuc	Marino	1.01	2.2	2.2	0.87	45.9
10.- Pol	Marino	0.95	2.1	2.3	0.91	41.3
11.- Caan	Marino	0.91	2.0	1.6	0.63	56.9
12.- Nohoch	Marino	0.64	1.4	2.0	0.79	32.0
Los 12 Campos más Productivos		28.7	63.1	75.6	29.79	38
Resto de los Campos		16.8	36.9	178.3	70.21	9.4
Total de la Nación		45.5	100	253.9	100	17.9

Tabla 1. Producción acumulada y volumen original de petróleo de los doce campos más productivos del país y de los 425 Campos Restantes: 31-dic.2018 (Villanueva,2019).

Dependencia y consumo de gas en México

El consumo de gas en México (2021) alcanzó un nivel de ~8.5*10⁹ SCF/D con un crecimiento anual esperado de 5%. Entre otras ventajas, el gas natural es el hidrocarburo cuya combustión completa genera menores volúmenes de gases de invernadero y es el combustible ideal para paliar el período de la transición energética.

La producción de gas de México se estabilizó en el 2021 alrededor de 4*10⁹ SCF/D, pero debido a los requerimientos internos de la Industria Petrolera, solo se provee para el consumo doméstico e industrial menos de 1*10⁹ SCF/D. El resultado fue que en el 2021 se importó el 72% del gas consumido en México a un precio promedio de US\$5.4/MMBTU versus los precios de casi la mitad del lustro anterior.

La situación energética global, en donde los miembros de la OPEC+ consistentemente no han podido cumplir

con sus acordados aumentos de producción mensuales, exacerbada por la invasión a Ucrania y compromiso de EE.UU. (la principal fuente de gas para México) de exportar en el 2022 a la Unión Europea 530*10⁹ SCF/D adicionales a lo exportado en 2021, imponen una doble presión sobre el país. Primero porque los precios han escalado considerablemente y además, las instalaciones en EE.UU., continuarán incrementando su producción de GLP para exportar y reemplazar el gas de Rusia.

Además del crecimiento de la demanda industrial y doméstica postpandemia, **México requerirá de 1 a 2 *10⁹ SCF/D adicionales** para poder satisfacer las necesidades de las renovadas refinerías para procesar el combustóleo, incrementar la producción de diésel y para el funcionamiento de la nueva refinería de Dos Bocas. Por lo anterior, y varias otras razones, es indispensable enfrentar los retos de una manera holística aprovechando mejor los recursos disponibles. Se presentan a continuación algunas ideas relevantes:

Eliminar la quema y el venteo del gas

De acuerdo a observaciones satelitales de la NASA (Economista,2022), (Oil& Gas,2022) México ha triplicado la quema de gas en los últimos tres años a pesar de haber disminuido su producción de petróleo. Se estima que se están quemando ~690 MMSCF/D. Este volumen podría aumentar debido a la naturaleza de los nuevos campos (Ixachi, Quesqui, otros) y a la falta de proyectos de inyección de gas.

El gas más barato que se puede obtener es el de eliminación de quema y venteo. La industria ha estimado que el costo (2021) de comprimir y manejar el gas de los mecheros es ~US\$2/MCF. Suponiendo un costo del doble: US\$4/MCF procesado y, considerando que los precios Henry Hub sigan a ~US\$8/MCF (Junio 30, 2022) y que el diferencial de precio entre Henry Hub y Cactus (SISTRANGAS en el Sureste) es de ~\$1/MCF; que es el área donde hay la mayor concentración de mecheros; habría conservadoramente en las situaciones descritas, una ganancia de US\$4 por cada MCF procesado y comprimido además del beneficio de eliminar la contaminación de la atmósfera con innecesarios CO₂ y productos de combustión dañinos para las comunidades aledañas.

Suponiendo que se procese ~80% del gas de mecheros, se agregaría un volumen de ~550MMCF/D a la disponibilidad, cerca de donde se requiere y que ahorraría divisas que se tendrían que erogar por ese volumen. El 20% gas restante podría usarse para proveer a las comunidades aledañas de gas para consumo doméstico o para otras necesidades.

El beneficio económico anual por eliminar 80% de la quema y venteo del gas natural (a los precios y caudales arriba indicados) serían de ~US\$800 millones/año y un ahorro de divisas que Pemex no tendría que erogar de ~US\$1,600 millones/año.

Reconsiderar los campos del Noreste

Por décadas la zona Norte/Noreste fue el área primordialmente productora de gas del país. Se han perforado más de 8,000 pozos y se tiene una muy buena comprensión e información de las prolíficas Cuencas Sabinas–Burgos que la definen. Sin embargo, a partir del desarrollo de Cantarell y los campos marinos el énfasis cambió y las inversiones paulatinamente se redirigieron hacia el Sureste.

Con la importancia estratégica que ha tomado el gas, sería prudente apalancar el conocimiento geológico acumulado y visitar los campos existentes, buscando, además, nuevas oportunidades exploratorias. Aunando los datos y conocimiento del acervo de Pemex con la gran cantidad de información y experiencia disponible de pozos perforados al norte del Río Bravo, las nuevas tecnologías de reinterpretación sísmica, geoquímica y de fracturamiento hidráulico, orientando los disparos con los esfuerzos principales, indudablemente se podrían encontrar producción y reservas adicionales y rentables de gas, disminuyendo las reducciones de productividad de los pozos por el cierre de las fracturas y el daño ($S>3$) por condensados que tradicionalmente se han observado.

La **Figura 3** tomada del “Atlas Geológico Cuencas Sabinas–Burgos” (CNH, 2018) presenta una vista del desarrollo y densidad de distribución de los pozos en cada área, incluyendo la zona marina.

Otro aspecto importante a considerar es que la mayoría de los pozos del área se han tradicionalmente etiquetado como productores de “gas húmedo”. En realidad, una buena parte de los yacimientos son de “condensados con condensación retrógrada”, lo que abre nuevos retos y oportunidades para su optimización y mejor explotación.

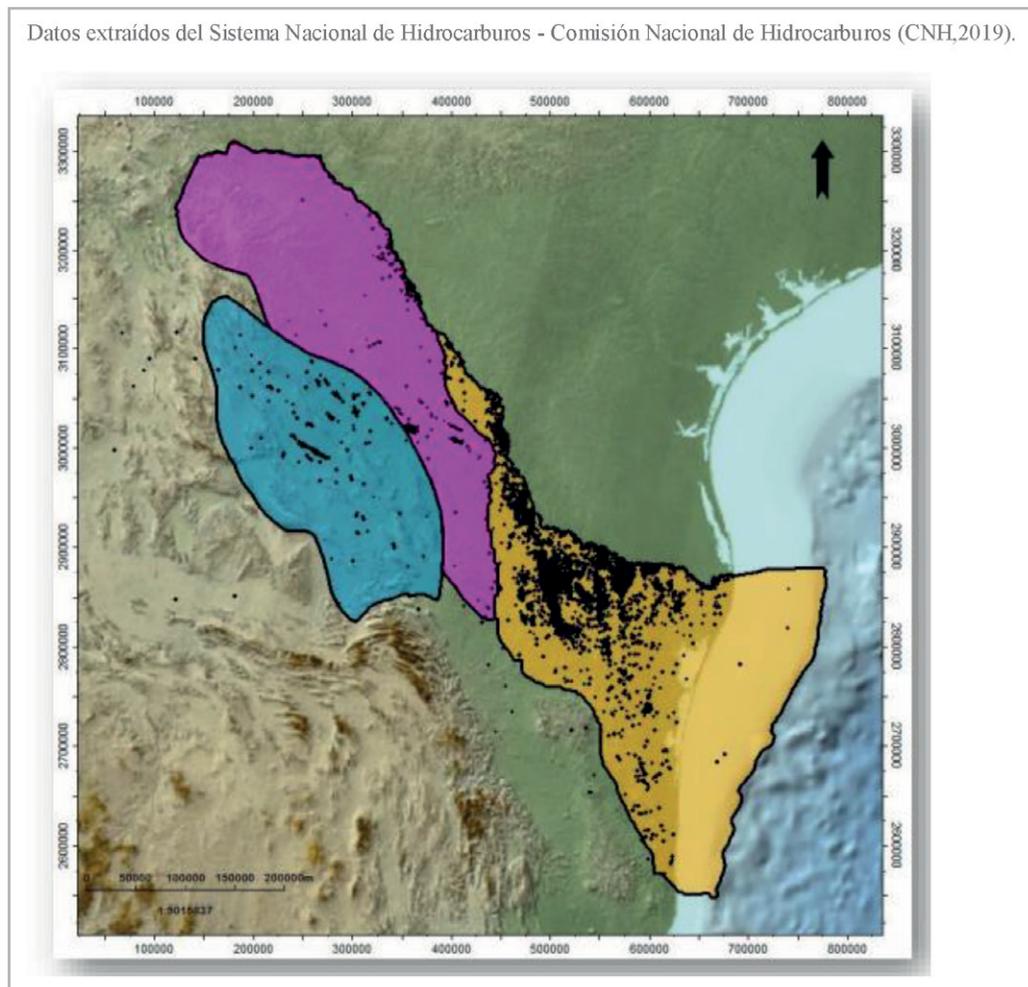


Figura 3. Distribución de pozos: Cuencas de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos (CNH-2018).

Lakach, Piklis y Kunah

Lakach es un yacimiento marino de gas y condensado frente a Veracruz con dos formaciones de areniscas, ocho pozos con cabezales húmedos y con tirantes de agua de 1,000 m a 1,200 m. Sus pozos se perforaron entre 2009 y 2015 a profundidades mayores a 3,000 m, con un GIIP de más de $1 \cdot 10^{12}$ SCF. El desarrollo original consideraba llevar la producción a la costa mediante dos gasoductos paralelos

de unos 70 km de longitud, requiriendo corridas de diablos para remoción alternada de líquidos de los gasoductos.

En el 2016, se decidió suspender los trabajos y analizar el desarrollo con inversión mixta Pemex – Compañía Privada y la posible reducción de impuestos para ayudar a la rentabilidad del proyecto. Recientemente la presidencia mencionó estas posibilidades.



Figura 4. Campos marinos de gas condensado Lakach, Piklis y Kunah.

Considerando la situación de los pozos, las características de los yacimientos y las instalaciones submarinas, se debería considerar una actualización del plan de operación aprovechando los avances y experiencia en campos submarinos de gas del Mar del Norte, Siberia y de otras latitudes, removiendo los líquidos de agua y condensado “en el sitio” cerca de los cabezales de los pozos (aprovechando la temperatura del mar a esas profundidades). La Figura 4 ilustra la situación de los campos **Lakach**, **Piklis** y **Kunah** y de porqué un desarrollo escalonado de los tres campos apalancaría las instalaciones de compresión y ductos marinos utilizados en **Lakach**, extendiendo su utilidad, mejorando la rentabilidad global de un proyecto integrado que incluya compresión de fondo para reducir las presiones de abandono, y de esa manera aumentar los caudales y la extracción del gas, incrementando así el factor de recuperación y mejorando la viabilidad del proyecto.

Se estima que se puede recuperar un volumen acumulado [Gp] de más de 2 TCF [10^{12}] de los tres campos. México requiere aprovechar este gas ya descubierto por Pemex.

Yacimientos de almacenamiento de gas

Los yacimientos de almacenamiento de gas a nivel mundial han sido esenciales durante el último siglo para países en el Hemisferio Norte que se ven afectados por

picos cíclicos de consumo de gas en el invierno para calefacción y en ocasiones en el verano para generación de electricidad por demandas de aire acondicionado en temporadas muy calurosas, donde los incendios forestales pueden afectar la operación de gasoductos. Hay más de un millar de yacimientos dedicados a este servicio de almacenamiento cíclico.

México había estado protegido por el buen clima en gran parte de su territorio, por la abundancia de producción nacional y por una actividad industrial relativamente limitada. Sin embargo, el crecimiento importante de la población en las últimas décadas, acoplado con las mejoras en los estándares de vida, el crecimiento de las industrias y la creciente dependencia de importar gas para satisfacer actualmente más del 70% de la demanda nacional, hizo imperioso ya hace años el tener que adoptar la práctica de operar yacimientos de almacenamiento de gas cercanos a los gasoductos del SISTRAN.

Tener yacimientos de almacenamiento beneficia el aprovechamiento de los gasoductos existentes para satisfacer la demanda anual sin verse forzados a adicionar gasoductos de grandes diámetros para las demandas invernales y dejar parte de su capacidad no utilizada en los meses de verano. Además, el operador puede comprar gas a precios bajos cuando la demanda es menor (segunda mitad de la primavera, verano y primera mitad del otoño) y no tener

que pagar precios altos cuando la demanda aumenta en el ciclo complementario del año. Las negociaciones de compras son más económicas cuando se comprometen caudales fijos por períodos de tiempo largo. Cuando se tienen demandas no planificadas, se incurre en precios considerablemente más altos. Además, con almacenamiento se minimiza el depender de onerosas compras de gas licuado del petróleo evitando las altas inversiones en plantas de regasificación y terminales marinas.

Uno de los objetivos críticos en Europa para protegerse en el invierno del 2022 de los efectos de la invasión a Ucrania fue llegar al 1 de noviembre con 80% de capacidad en sus yacimientos de almacenamiento de gas. Con su austeridad mejorada a través de los años, lo alcanzaron a finales de agosto. Para noviembre 1 tenían ya un 95%. Similarmente, EE.UU., a partir de abril paulatinamente incrementó su almacenamiento de un mínimo de 1,300 BCF a 3,500 BCF al 1 de noviembre, todavía 160 BCF abajo que su promedio penta-anual a esa fecha. La causa es su incremento a las exportaciones a Europa y a pesar de que su producción diaria está en el rango de 95-100 BCF.

Ambos ejemplos ilustran la relevancia global de tener capacidad de almacenamiento cíclico de gas para manejar eficientemente las variaciones estacionales.

Se han formulado planes para tener en México una red de yacimientos de gas para almacenamiento. Se hicieron estudios y análisis para la selección de candidatos para almacenar gas siguiendo los lineamientos convencionales de otras partes del mundo.

Sin embargo, hay una mejor opción.

Yacimientos maduros de gas y condensado y de petróleo volátil

La **Tabla 2** (CNH,2021) resume algunas de las características volumétricas y de producción acumulada de diez de los campos maduros del área de Huimanguillo descubiertos entre 1976 y 1980 y a los cuales se les perforaron unos 250 pozos de los que 110 están taponados. Se excluyeron de la lista los campos Cárdenas, Mora y Mundo Nuevo, porque actualmente Pemex no es el operador.

Estos 10 campos tuvieron picos de producción de 270 MBPD de HC líquidos y 1.9×10^9 SCF/D de gas. Actualmente sus producciones son menores al 2% de esos valores.

El volumen original de hidrocarburos [1P] de estos campos eran 2,225 MM de barriles y 12,676 MMM de pies cúbicos de gas. Las producciones acumuladas a principios de 2021 habían alcanzado 795 MM de barriles y 6,877 MMM de pies cúbicos de gas **Tabla 2**.

Los factores de recuperación de ambos componentes representan: **35.7% para los líquidos** (reportados como aceite) y **54.2% para el gas**. Los líquidos producidos y contabilizados incluyen las gasolinas y condensados recuperados en la superficie de los gases muy ricos en componentes intermedios y más pesados [C₅₊] de estos yacimientos, cuyos volúmenes originales se calcularon con un PVT único o promedio sin considerar las variaciones de composición, riqueza y temperatura contra profundidad. Eso fue el pasado y se espera que ya no se haga así.

Col.	Campo	Estatus	N [MMbbls]	G [MMMpc]	Np (MMB)	Gp (MMMPC)	Mecanismo Empuje	Pozos
1	Agave	P	255	2,299	95	922	ERF	54
2	Cacho Lopez	C	8	50	2	14	ERF	4
3	Chiapas-Copanó	P	320	2,227	144	1,401	ERT-EH	28
4	Comoapa	P	172	215	45	97	ERT-EH	13
5	Fenix	C	104	346	38	148	ERF	10
6	Giraldas	P	465	2,744	176	1,998	EH-ERF	35
7	Iris	C	34	204	19	145	ERF	14
8	Juspi	P	33	143	12	73	EH-ERF	20
9	Muspac	P	163	2,720	78	1,529	ERT-EH	33
10	Paredón	P	672	1,729	187	549	ERF	38
TOTALES:			2,225	12,676	795	6,877		249
Hidrocarburos Remanentes:			1,430	5,800				
Factores de Recuperación:			35.7%	54.2%				
					ERF: Expansión Roca-Fluidos			
					EH: Empuje Hidráulico			

Tabla 2. (CNH,2021). Campos maduros de Huimanguillo candidatos a conversión de almacenadores de gas.

Concentrando la atención en los hidrocarburos remanentes: (Volumen original menos producción acumulada). En la Tabla 2 se indica que, en esos diez yacimientos con una producción en el 2021 menor a 4 MBPD, hay $1.43 \cdot 10^9$ barriles de líquidos de alta gravedad API y $5.8 \cdot 10^{12}$ pies cúbicos de gases ricos en gasolinas y condensados.

¿Qué se puede hacer para recuperar esos barriles y procesar ese gas tan rico?

Campos maduros de Huimanguillo ideales para almacenar gas

La idea fundamental es utilizar estos campos, en forma escalonada y jerarquizada para el almacenamiento y producción cíclica de gas, complementándolos con plantas modulares de recuperación y estabilización de gasolinas a instalarse progresivamente después del segundo o tercer ciclo de inyección de gas seco en el primer yacimiento.

Las ventajas son muchas. Principalmente presentan una oportunidad única para recuperar hasta un billón [10^9] de barriles de H.C. de alta gravedad API y 5.2 TCF [10^{12}] de gas con una riqueza variable de 90-30 bbls/MMCF (suponiendo conservadoramente factores de recuperación de 70% para los líquidos y 90% para los gases remanentes).

Además, los yacimientos están en un área donde abunda la experiencia y la mano de obra calificada para manejar los campos y cuenta con pozos e instalaciones superficiales subutilizadas. Los yacimientos tienen capas sello comprobadas y originalmente se encontraban a presiones altas, superiores a las presiones máximas de operación y diseño requeridas para el cíclico almacenamiento seguro de gas.

Al inyectar gas seco de HC en un yacimiento de gas y condensado o de petróleo volátil, la presión aumenta, el gas paulatinamente se mezcla misciblemente con los fluidos del yacimiento, los desplaza, se enriquece con los condensados que se encuentran dentro del yacimiento y cuando el frente se acerca a los productores, vaporiza al anillo de condensado que normalmente se deposita alrededor de los productores. Esto remueve el daño en las vecindades de los pozos e incrementa la productividad y la recuperación de gasolinas y petróleo ligero. Además, se recupera la mayoría del gas inyectado [$>90\%$].

La secuencia del proceso constaría con las siguientes macro actividades:

- a) Efectuar revisión exhaustiva de cada campo, sus instalaciones superficiales, los estados mecánicos de cada pozo y efectuar un inventario de los pozos disponibles.
- b) Estudiar y evaluar las condiciones de flujo de todos los pozos en cada yacimiento identificando rangos de productividad e inyectividad esperados, seleccionando los trabajos requeridos de estimulación/acondicionamiento para inyectar y producir por cada pozo.
- c) Jerarquizar el orden en el que se activarían los yacimientos como almacenadores cíclicos, tomando en cuenta los volúmenes, riqueza y productividad de los pozos, los caudales de gas disponibles y la duración de los primeros ciclos de llenado para alcanzar la presión/volumen de trabajo del 1^{er} y 2^{ndo} yacimientos de gas; implementando desde el inicio una recolección y base de datos digital.
- d) Construir modelos de simulación composicional operativos de los primeros dos yacimientos jerarquizados con miras a evolucionar hacia **gemelos digitales** que incorporen los programas de medición y control específicos a yacimientos de almacenamiento. Es crítico seleccionar cuidadosamente la localización de los pozos inyectores y productores en cada yacimiento, ya que los condensados que hay que contactar y empujar con el gas seco inyectado, estarán preferencialmente localizados en la parte baja cerca de los contactos HC-agua. Después de varios ciclos y a medida que disminuya la riqueza del gas producido y crezca la burbuja de gas seco, se ajustarán los patrones de inyección/producción usando el monitoreo y riqueza de la producción para optimizar la recuperación de las gasolinas.
- e) Durante el paso **c)**, podría ser que algún o algunos de los diez yacimientos se descarten como candidatos, pero hay otros campos similares en el área.
- f) Entrenar al personal que operará los yacimientos de almacenamiento asignándole previo al arranque, estadías largas en compañías operadoras/consultoras especializadas. Seleccionar y adquirir programas de control de yacimientos de almacenamiento, adaptando los programas para incorporar la variación composicional de riqueza de las corrientes de producción. (ya hay programas que manejan producciones menguantes de agua con cada ciclo).
- g) Planificar la procura, prueba y puesta en marcha del 1^{er} y 2^{ndo} módulos de la planta de gasolinas y las instalaciones mejoradas de separación para

coincidir con el tiempo esperado en que se ponga a producción el primer yacimiento y después de 2-3 ciclos se incorpore el 2^{ndo} yacimiento una vez alcanzado su volumen de trabajo. Se incorporarán otros yacimientos a medida que se requieran.

- h) Iterar progresivamente de **c)** a **g)** en función de los volúmenes de gas disponibles para almacenamiento y al número de ciclos que se hayan aplicado en cada caso.

La producción de líquidos y gasolinas será abundante en los primeros 5-7 ciclos de cada yacimiento e irá disminuyendo paulatinamente hasta alcanzar niveles bajos de riqueza. Cuando ocurra, se decidirá en incorporar un nuevo yacimiento al sistema para elevar la producción de gasolinas e HC livianos.

Beneficio para las refinerías

Al reciclar y usar los yacimientos maduros de gas y condensado y de petróleo volátil de Huimanguillo como almacenadores cíclicos de gas, se les da nueva vida productiva, se mejora y focaliza la búsqueda que se ha iniciado, apalancando las ventajas de yacimientos que en un gran porcentaje satisfacen de origen los requerimientos.

Además, los cientos de millones de barriles adicionales de líquidos de alta gravedad API a recuperarse de los separadores y plantas de gas, al mezclarse con las corrientes de petróleos de mayor densidad y contenido de agua de los yacimientos existentes, mejorarán las cargas de las refinerías nacionales, haciéndolas más eficientes que a su vez, incrementarán los rendimientos de gasolinas, turbosinas y diésel, disminuyendo por ende, las producciones de combustóleo.

Conclusiones

- 1) Se presenta una manera de recuperar un billón [10⁹] de barriles de alta gravedad API y 5.2 TCF [10¹²] de gas con una riqueza variable de 90-30 bbls/MMCF de yacimientos que están prácticamente abandonados, sin incurrir en gastos de exploración utilizando los agotados, pero muy ricos campos maduros de gas y condensado y de petróleo volátil de Huimanguillo como yacimientos de almacenamiento de gas.
- 2) Se optimiza la búsqueda de yacimientos de almacenamiento de gas cíclico utilizando los campos maduros de gas y condensado y petróleo volátil de Huimanguillo.

- 3) Se sugiere acelerar la eliminación de gran parte de los volúmenes quemados y venteados de gas natural. Se lograría un beneficio económico anual de >US\$800 MM/año con un ahorro de divisas para Pemex de ~US\$1,600 MM/año y un incremento en la disponibilidad de 500-600 MMSCF/D de gas.
- 4) Se plantea reactivar la producción de gas en las Cuencas de Sabinas y Burgos y en otras Cuencas Gasíferas del país para disminuir la dependencia de la importación de gas, mejorando los procesos de terminación utilizados anteriormente.
- 5) Se plantea utilizar el gas de los yacimientos **Lakach**, **Piklis** y **Kunah** para disminuir la importación, ahorrar divisas, y que junto con los volúmenes de **3)** y **4)** se potencie la operación de yacimientos de almacenamiento cíclico en los campos maduros de Huimanguillo y se logren recuperar los enormes volúmenes de condensados e HC líquidos de alta gravedad API actualmente abandonados en esos campos.
- 6) Se postula que, con la estrategia integral propuesta, se mejorarían considerablemente las prácticas de explotación de los nuevos yacimientos de gas y condensado y de petróleo volátil con lo cual se recuperarían millones de barriles adicionales y se incrementarían los factores de recuperación del país.
- 7) Con las acciones asociadas a las conclusiones anteriores se ayuda a satisfacer los requerimientos adicionales de gas a las refinerías del país, mejorando además la eficiencia de sus procesos al proveerles cargas/ mezclas más livianas de petróleo.
- 8) Con las metodologías desarrolladas durante el reciclaje de gas seco en los maduros yacimientos de Huimanguillo, se adquirirán prácticas mejoradas para reciclar gas en los nuevos yacimientos naturalmente fracturados del área (con mezclas críticas), optimizando su recuperación y disminuyendo los probables daños por entrada de agua e incrementando sus factores de recuperación.

Referencias

Arrieta Pimentel, C. A. 2020. *Análisis Comparativo de Esquemas Regulatorios para el Impulso de Procesos de Recuperación Mejorada en México*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, CdMx.

Awan, A. R., Teigland, R. y Kleppe, J. 2006. *EOR Survey in the North Sea*. Artículo presentado en SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril 22–26. SPE-99546-MS. <https://doi.org/10.2118/99546-MS>.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018. *Atlas Geológico Cuencas Sabinas–Burgos*. Ciudad de México: CNH, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. https://hidrocarburos.gob.mx/media/3093/atlas_geologico_cuencas_sabinas-burgos_v3.pdf (fecha de acceso, 14 de abril de 2022).

Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2019. *Producción por Campo*. Mayo 13, 2019. Ciudad de México: CNH, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2021. *Producción por Campo*, 4 mar. 2021. Ciudad de México: CNH, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Equinor Targets November 2019 for Sverdrup First Oil, Nudges Up Resource Estimate. 2018. *S&P Global* (August 27). <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/082718-equinor-targets-november-2019-for-sverdrup-first-oil-nudges-up-resource-estimate>.

García Sesin, C. 2020. *Incremento de los Ingresos Petroleros en Mexico Promoviendo la Recuperación Mejorada a través de Incentivos Fiscales*. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM, CdMx.

Hensen, H. y Westvik K. 2000 Successful Multidisciplinary Teamwork Increases Income. Case Study: The Sleipner East Ty Field, South Viking Graben, North Sea. Artículo presentado en SPE European Petroleum Conference, París, Francia, octubre 24–25. SPE-65135-MS. <https://doi.org/10.2118/65135-MS>.

Hughes, D. 2004. EOR in the High Oil Price Environment. *SHARP IOR eNewsletter* 9.

Nuñez, F, Ramírez, C. A., Bashbush, J. et al. 2018. Adapting Fiscal Regimes to Entice Operators to Implement EOR Schemes. Artículo presentado en SPE Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Puerto España, Trinidad y Tobago, junio 25–26. SPE-191241-MS. <https://doi.org/10.2118/191241-MS>.

Offshore Staff. 2022. Allseas Installs Fifth North Sea Sverdrup Topsides. *Offshore* (March 16).

OG21 Technology Target Area-Stimulated Recovery. 2021. Technology Strategy for Stimulated Recovery. www.og21.org

OGJ Editors. 2020. Johan Sverdrup Phase 1 to Reach Higher Peak Ahead of Schedule. *Oil&Gas Journal* (March 30). [https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/article/14173049/johan-sverdrup-phase-1-to-reach-higher-peak-ahead-of-schedule?utm_source=OGJ+Daily&utm_medium=email&utm_campaign=CPS200330019&oid=8987D3354167H2S&rdx.ident\[pull\]=omeda|8987D3354167H2S&oly_enc_id=8987D3354167H2S](https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/article/14173049/johan-sverdrup-phase-1-to-reach-higher-peak-ahead-of-schedule?utm_source=OGJ+Daily&utm_medium=email&utm_campaign=CPS200330019&oid=8987D3354167H2S&rdx.ident[pull]=omeda|8987D3354167H2S&oly_enc_id=8987D3354167H2S)

Reuters. 2022. Quema de Gas en México Alcanzó Récord en 2021. *El Economista*. (martes 22 de marzo 2022).

[https://urldefense.com/v3/_https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Quema-de-gas-en-Mexico-alcanzo-record-en-2021-20220322-0025.html_!!Kjv0uj3L4nM6H-!2a4OfZlbeGU1WVTRMhsUYU8yniiYqKh1I0pQUVI-eBNGS-Q3IPFJsZA4hyhIA\\$](https://urldefense.com/v3/_https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Quema-de-gas-en-Mexico-alcanzo-record-en-2021-20220322-0025.html_!!Kjv0uj3L4nM6H-!2a4OfZlbeGU1WVTRMhsUYU8yniiYqKh1I0pQUVI-eBNGS-Q3IPFJsZA4hyhIA$)

Staff Oil & Gas Magazine. Crece en 50% Quema de Gas en México. *Oil & Gas Magazine* (febrero 24). <https://oilandgasmagazine.com.mx/2022/02/crece-en-50-quema-de-gas-en-mexico/>

Torres, N. 2015. Statoil OK's Disputed \$29 Billion Johan Sverdrup Field Development. *Petro Global News: Market Moving Oil & Gas News* (February 16). <https://petroglobalnews.com/2015/02/statoil-oks-disputed-29-billion-johan-sverdrup-field-development/>.

Villanueva Ibarra, M. M. 2019. *Potencial de México para la Implementación de Técnicas de Recuperación Mejorada para Incrementar Factor de Recuperación*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, CdMx.

Xia, T. 2004. Air Injection: Maximizing IOR Benefit from UKCS Light Oil Fields. *SHARP IOR eNewsletter* 8 (May).

Semblanza del autor

José Luis Bashbush Bauza

Consultor internacional con 50+ años de experiencia en la optimización de yacimientos clásticos y carbonatados en toda la gama de fluidos. Más de 350 cursos internacionales en 20+ países.

Catedrático cofundador del doctorado de Ingeniería Petrolera en la UNAM. Trabajó en el IMP, Pemex, Gulf Oil Corporation, Scientific Software-Intercomp e Intera. Se jubiló en el 2016 de Schlumberger como Director de Tecnología para Latinoamérica.

Numerosas distinciones como:

‘Premio Instituto Mexicano del Petróleo’, ‘Premio Nacional de Ingeniería Petrolera’. SPE International: ‘Distinguished Member’, ‘Legion of Honor’, ‘Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty’.

Miembro del CIPM, AIPM, SPE y todavía, profesor del posgrado en Ingeniería Petrolera de la UNAM.