

## **CMP2023\_356**

### **Desarrollo de campo de producción subsalino HPHT en el Golfo de México**

Autor: Miguel Lugo Ruiz

(*OPEX* Operadora Productora y Exploradora Mexicana)

Co autores:

Gerardo García Vega; Alfonso Mora Rios.; Elioned Oscar Guillen; Cesar Granados

(*OPEX* Operadora Productora y Exploradora Mexicana)

## **Resumen**

El desarrollo de un campo productor de hidrocarburos implica procesos de exploración, delimitación, prueba y desarrollo que en el estándar internacional de la industria del petróleo el tener producción en superficie implica muchos años y una inversión de gran impacto.

La perforación de pozos en condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT) en el Golfo de México han tenido una evolución operativa favorable en los campos de reciente descubrimiento que derivada de la gran necesidad de incorporar producción a muy corto plazo en yacimientos mesozoicos con alto potencial de aportación de aceite y gas. Esta evolución soportada por ingeniería se fortaleció de la optimización del diseño de pozos tipo y la experiencia regional de pozos exploratorios, delimitadores y de producción perforados a lo largo de las cuencas de aguas someras.

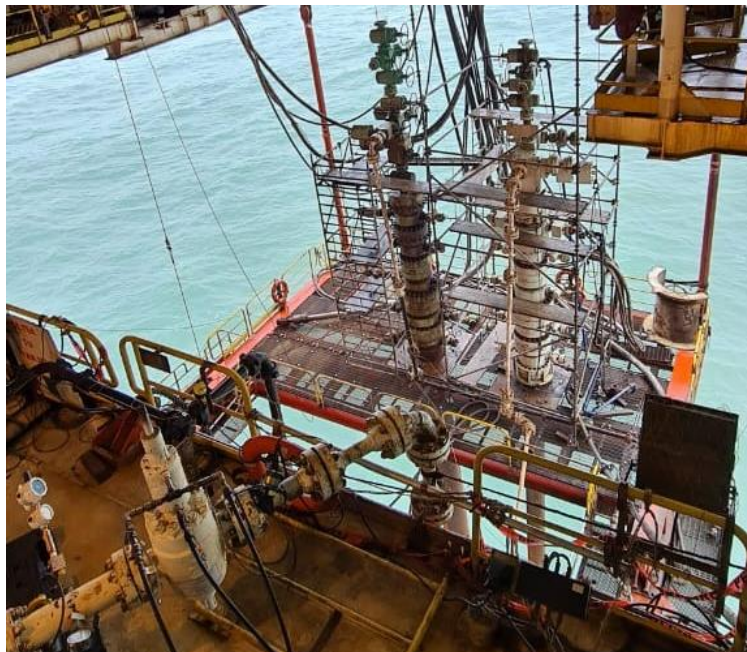
Entre los retos principales están los grandes impactos operativos, logísticos, tecnológicos, de infraestructura y administrativos.

El objetivo de este artículo es mostrar las lecciones aprendidas, practicas operativas, aplicación de ingeniera y parte del proceso administrativo que resulta en un gran impacto de producción de hidrocarburos proveniente de yacimientos no convencionales complejos y profundos en un periodo de tiempo muy corto en comparación a lo realizado en el pasado en el Golfo de México y en otras partes del mundo (abarcando las limitantes tecnologías y factores de éxito en condiciones salinas y de HPHT).

## Introducción

La importancia de tener procesos comerciales exitosos en la perforación y desarrollo de campo productores de hidrocarburos representan una estabilidad económica y una avalancha de gran valor tanto para las operadores, las compañías operadoras y las finanzas de la administración pública en el caso de las operadores nacionales.

La experiencia de desarrollo de campos complejos no convencionales con objetivos profundos del mesozoico representan inversiones demasiado altas con promesas de puesta en producción cercana a los 7 años posterior a su descubrimiento (pozo exploratorio). Pero con la experiencia y evolución de la perforación con el uso de nuevas tecnologías, equipos y metodologías / procedimientos se ha permitido generar una estrategia de aceleración de producción desde el primer pozo exploratorio. Sin tener una estructura fija o una plataforma de producción, aprovechando el equipo de perforación para poder tener hasta 4 pozos al mismo tiempo con drenado simultaneo (pozos exploratorios, delimitadores) teniendo incorporación y producción anticipada en un periodo menor a 100 días por cada pozo. Lo que representa una producción de hasta 4 pozos en menos de un año en comparación a lo tradicionalmente de 1 pozo hasta en 7 años.



*Figura 1. Fotografía representativa de pozos exploratorios perforados produciendo con un drene simultaneo sin una estructura fija (Pozos exploratorios HPHT subsalinos con objetivos Mezozoicos)*



Figura 2. fotografía representativa de pozos exploratorios perforados produciendo con un drenaje simultáneo sin una estructura fija (Pozos exploratorios HPHT subsalinos con objetivos Mesozoicos)

## Antecedentes

La caracterización y reforzamiento de información en los últimos años de las zonas de mayor interés de hidrocarburos (con alta complejidad geológica y alto riesgo de inversión) como el Golfo de México, donde hay sal del Pérmico y del Jurásico y la sal de Zechstein del Pérmico en el noroeste de Europa y el Mar del Norte. Tienen grandes características de almacenamiento de hidrocarburos (volumetría) y una gran energía natural (>20,000psi); es por esto que el buscar producción de zonas subsalinas y su puesta en producción se ha vuelto prioritario para las empresas petroleras en aguas someras y profundas del Golfo de México. (como se describe en la Fig.3 y 4, las estructuras salinas se encuentran en donde se ubican yacimientos o trampas geológicas de características productoras de hidrocarburos)



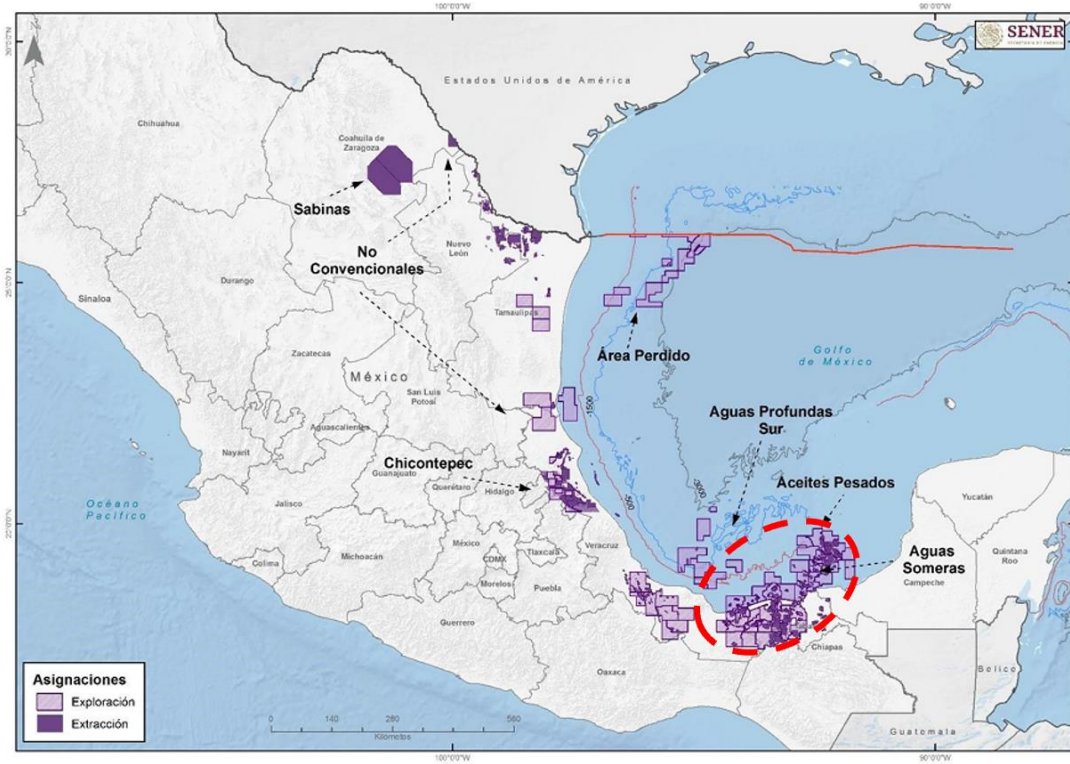


Figura 3. Estructuras salinas de campos productores en el Golfo de México (CNH 2022)

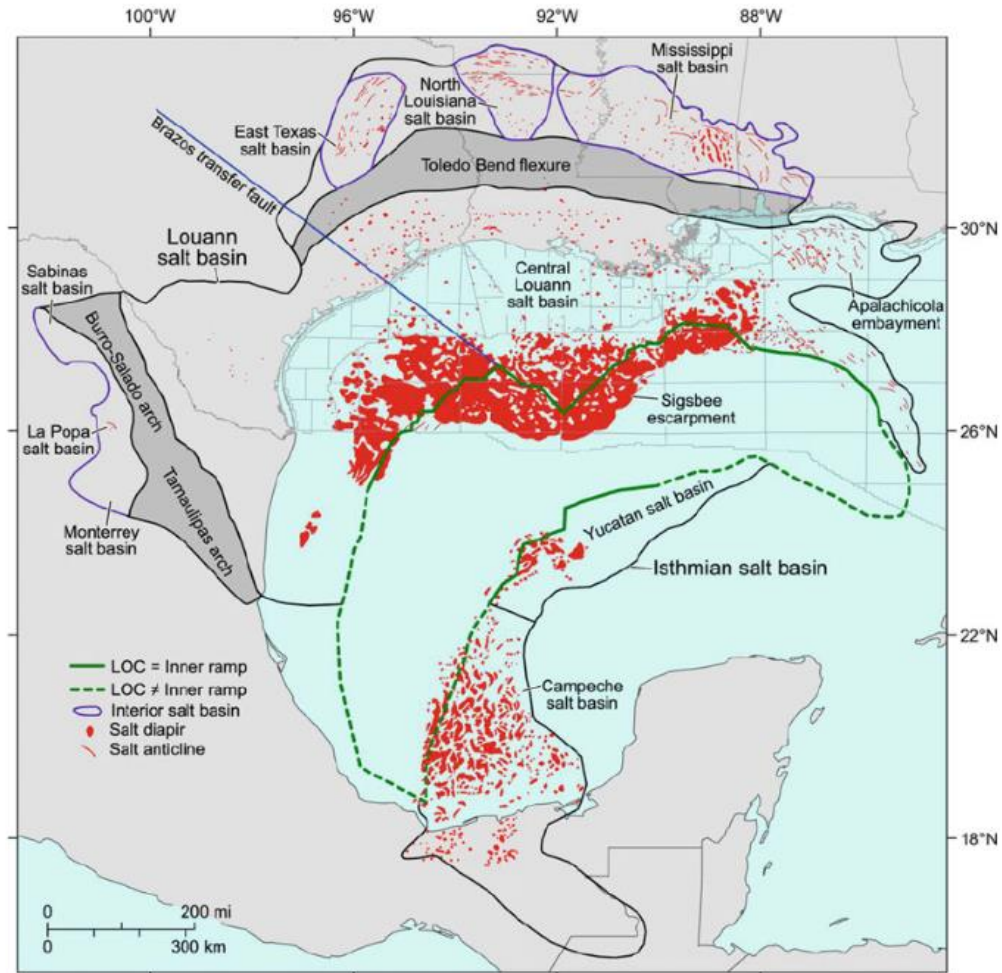


Figura 4. Estructuras salinas en el Golfo de México (Peel et al. 2013)

El acceso a los recursos asociados a estructuras da entendimiento del estado de esfuerzos y las variaciones espaciales de la roca que rodea a las estructuras salinas, ayuda a establecer las prácticas operativas durante el proceso de perforación, lo que lleva a optimización del presupuesto y reducción de riesgos e incertidumbres.

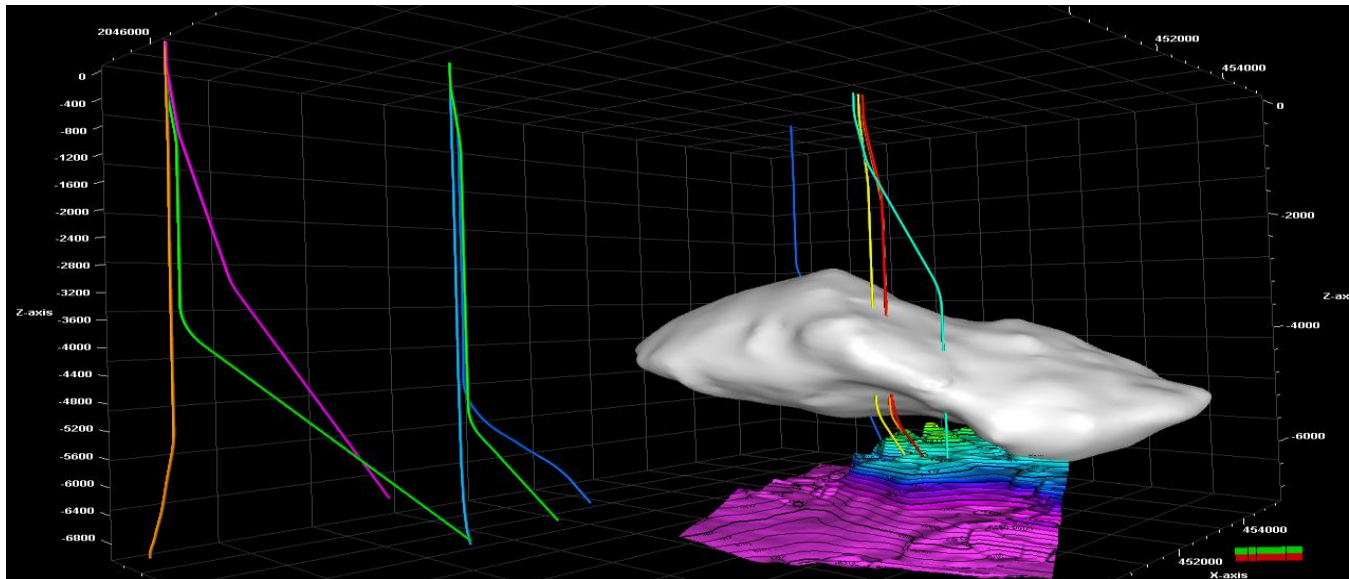


Figura. 5. Descripción grafica de los pozos productores que cruzan el domo salino y tiene objetivo mesozoico .

## Aplicación de Ingeniería y Evolución del diseño

El diseño inicial para la construcción de los pozos consideraba una arquitectura robusta (pozo exploratorio) para tener una mitigación de pérdidas de circulación por bajos gradientes y zonas permeables en la parte del terciario previo a la entrada de la zona salina. (Como se describe en la Figura 5.)

Se consideraban 4 puntos de asentamiento (etapas de perforación) antes del domo salino, las cuales consistían en

- Etapa conductora 30”, Etapa superficial 20”
- 2 Etapas intermedias con incrementos en densidad hasta la cima de la sal.  
16”-13 3/8”

Al inicio del proyecto, con el diseño de los pozos exploratorios se tenía contemplada la primera etapa de contingencia dentro del domo salino, esto ante la incertidumbre del movimiento de la sal en un agujero descubierto. Teniendo las siguientes consideraciones y experiencias regionales (valores de referencia para la perforación de cuerpos salinos en la región de agujas someras):

- Agujero descubierto en un rango entre 10 a 15 días
- Densidades entre 1.90g/cm<sup>3</sup> – 2.0 g/cm<sup>3</sup>.



- Con temperaturas entre los 120°C a 140°C

### **Etapas de domo salino**

Una vez perforada la sección salina (como etapa única) se aislaba, dada la experiencia regional de tener afectaciones por fallamiento/ intrusión a nivel de terciario que provocaba derrumbes y atrapamientos al perforar por debajo del mismo del domo salino

Este último se optimizó conforme se perforaron los primeros pozos y se tuvieron longitudes superiores a los 1500m de formación salina. El aislar el cuerpo salino una sola etapa implicaba mayores retos operativos. Se recalibró el modelo geomecánico en la zona de alta presión del eoceno (por debajo del domo salino), esto para poder prolongar la etapa de perforación y mitigar problemáticas operativas como:

- Limitantes de torque y tensión del conjunto colgador por peso del liner de aislamiento.
- Limitante por hidráulica y espacios anulares. (Altas densidades equivalentes de circulación durante el bombeo de lodo y cemento).
- Viajes adicionales, logística de materiales y cambio de etapa (etapa plana)

Como se muestra en la Figura. 5. de un diseño A con 6 etapas a nivel de terciario entre los 5500mv -6000mv se logró optimizar a solo 4 etapas logrando un impacto significativo en días operativos y costos asociados al proyecto. Permitiendo terminar el pozo con 2 etapas dedicadas al mesozoico, y abriendo la posibilidad incrementar la productividad por diámetro y espesor perforado a nivel de yacimiento.

Con la experiencia de perforar la zona del mesozoico, se evaluaron las propiedades petrofísicas, gradientes de formación y se optimizó la perforación de 2 etapas en una sola, siendo la de preferencia para productividad el terminar en agujero descubierto a nivel de yacimiento. Como se muestra en el diseño tipo C de la Figura. 5.

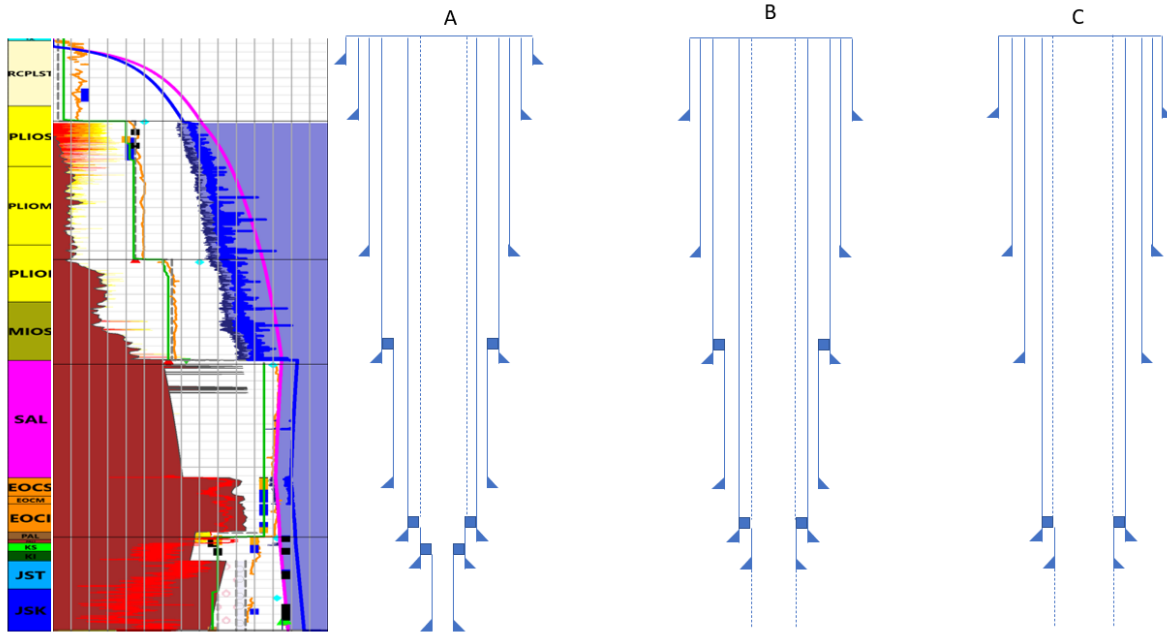


Figura. 5. Evolución del diseño y geometría de pozos tipo para la perforación de pozos sub salinos HPHT.

- **Diseño y Planeación del pozo**

Cuando la experiencia del campo, su caracterización geológica, geomecánica y operativa (lecciones aprendidas) permitieron tener una geometría de pozo optimizada y configurada como el diseño tipo C. (Figura. 5.)

La planeación del pozo se diseñaba ya con un reto interno de perforarlo en 3 fases.

- Perforar hasta el domo salino.

TR [in]	Densidad [g/cm3]	Fluido [Tipo]	Sistema Relevante / Practica Planeada
20	1.03 1.18	Agua de mar LBAM	Sistema Casing while drilling / running zapata perforadora perforación desde el lecho marino a zona de gradiente
16	1.35 1-45	Lodo base aceite	Sistema Casing while drilling / running zapata perforadora
13 5/8	1.60 1.73	Lodo base aceite	Sistema Casing while drilling zapata perforadora Asentamiento puntual de grupo multidisciplinario a la cima de la sal perforación con TR dentro del domo salino - asegurando el gradiente de la siguiente etapa Tuberías resistentes al colapso

- Perforar durante el domo salino y por debajo del mismo.



TR [in]	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	Fluido [Tipo]	Sistema Relevante / Practica Planeada
9 7/8	2.15 2.20	Lodo base aceite	Perforación con lodo salado y propiedades de RAA 89/11 EE > 700 v Sistema rotatorio RSS sin componentes mecánicas que se obturan por solidos en el fluido. Sistema Casing drilling Sistema casing drilling / running - zapata perforadora Asentamiento puntual de grupo multidisciplinario a la cima de cretácico Tuberías resistentes al colapso

- Perforar la zona yacimiento HPHT y puesta en producción

TR [in]	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	Fluido [Tipo]	Sistema Relevante / Practica Planeada
			Terminación sencilla con la alineación a barco de proceso Uso de la plataforma de perforación como estructura temporal para fluir los pozos perforados de manera simultanea

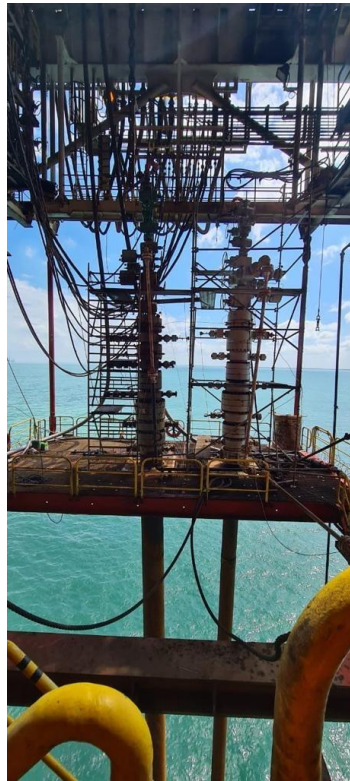


Figura 6. fotografía representativa de pozos exploratorios perforados produciendo con un drene simultaneo sin una estructura fija (Pozos exploratorios HPHT subsalinos con objetivos Mesozoicos) obteniendo un desarrollo y producción anticipada

## Conclusiones

La producción de aceite gas, principal objetivo de perforar pozos. Se ha convertido en un negocio de mayor riesgo, cada vez más complejo. Que debe ser guiada y evaluada con la eficiencia y rentabilidad. Los campos de mayor aportación de hidrocarburos son provenientes de yacimientos carbonatados profundos, que se han caracterizado por tener condiciones de alta presión y temperatura. además de tener eventos geológicos de gran impacto como los domos salinos, que en si son un reto para cualquier proyecto de perforación.

En base a lo mencionado, el objetivo de este artículo técnico fue el describir las áreas más importantes durante la planeación y ejecución de pozos complejos. Para siempre buscar la mejora operativa (los tiempos y costos estándar) generando valor e incorporación de reservas a la producción anticipada con una optimización de años y de millones de dólares en proyectos de inversión. Sin la necesidad de esperar las estructuras fijas de producción.

Además de describir la estandarización de las lecciones aprendidas de la región y los beneficios de utilizar tecnologías al perforar pozos complejos. Porque estas tecnologías (incluidas las prácticas y procedimientos) son las que permiten optimizar, mejorar y lograr la perforación sin accidentes humanos, sin impactos ambientales y con tiempos/costos programados.

## Nomenclaturas

API – American Petroleum Institute  
EE - Estabilidad Eléctrica  
HPHT - High Pressure High Temperature  
JSK - Jurásico Superior Kimmeridgiano  
MPD – Managed Pressure Drilling  
PPM – Partes por millón  
RAA – Relación agua Aceite  
RSS – Rotary steerable system  
PSI – pound square inch  
CWD – Casing while drilling

## Referencias

- Dusseault, M. B. (2004). Drilling Around Salt: Risks, Stresses, And Uncertainties. *ARMA/NARMS 04-647*, 12.
- García, G. e. (2020). Modified Dilatancy Criterion to Optimize Drilling through Salt Sections. *ARMA 20-1206*, 8.
- Peel, H. N. (2013). Jurassic evolution of the Gulf of Mexico Salt Basin. *AAPG Bulletin* 97(10):1683-1710, 27.
- Poiate Jr E., e. A. (2006). Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin-Brazil. *J. SPE-99161.*, 16.



## Trayectoria profesional del autor y coautores:

**MBA. Miguel Lugo Ruiz:** Es Ingeniero Petrolero egresado por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Con el grado de maestro en Administración Empresarial por el Tecnológico de Monterrey (ITESM).

Ha tenido una trayectoria profesional en el diseño y ejecución de perforación - terminación de pozos marinos de alta complejidad en:

- Pozos con yacimientos naturalmente fracturados en ambientes de pérdida total de circulación.
- pozos en condiciones de HPHT.
- pozos profundos y de alcance extendido en aguas someras.
- pozos sub salinos en aguas someras del Golfo de México.

Laboro para Petróleos Mexicanos (2010-2019) en posiciones de Ingeniero de Perforación, Ingeniero de Diseño de perforación, Ingeniero Supervisor de Proyecto y coordinador de operaciones.

Actualmente desempeña las funciones de Ingeniero de Perforación SENIOR y líder de proyecto en intervención a pozos petroleros en la industria privada desde el año 2019 a la fecha.

**Coautor: M.I. Gerardo García Vega** es ingeniero geomecánico senior con 12 años de experiencia en la industria petrolera. Ha trabajado en proyectos de perforación y terminación en pozos terrestres y marinos de aguas someras y profundas, así como en proyectos de geomecánica de yacimientos y fracturamiento hidráulico de pozos con recursos no convencionales. Cuenta con experiencia en proyectos de México, Cuba, EUA, Rusia, Argentina, Ecuador y Guatemala.

Actualmente trabaja en la compañía Opex como ingeniero geomecánico asignado a campos subsalinos HP/HT en el Golfo de México.