

CMP2022_181

Perforación de pozos sub salinos HPHT en aguas someras del golfo de México.

Autor: Miguel Lugo Ruiz (OPEX Operadora Productora y Exploradora Mexicana)

Co autores:

Gerardo García Vega; Aurelio Hernández; Jesús G. Zepeda A.; Adrián Badillo;
Daniel Melgoza (OPEX Operadora Productora y Exploradora Mexicana)

Resumen

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 nutrió 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.

Aunado a una planeación operativa detallada ante la adversidad de perforar cuerpos salinos (sal autóctona intrusiva) de gran espesor y zonas de yacimiento carbonatadas fracturadas en condición HPHT que retan a la estabilidad del fluido y la condición del agujero.

Entre los retos principales están los grandes impactos operativos, logísticos y económicos, generados por la variación reológica del fluido, el control direccional, la

toma de información, el balance hidrostático (influjos y pérdidas de circulación) y la estabilidad del agujero.

El objetivo de este artículo es mostrar las lecciones aprendidas, practicas operativas, aplicación de ingeniera, seguimiento geológico/geomecánico y el resultado de la gran inversión económica y tecnológica usada para producir aceite y gas de yacimientos complejos y profundos (abarcando las limitantes tecnologías y factores de éxito en condiciones salinas y de HPHT).

Introducción Temas y Subtemas

- **Antecedentes**

Geográficamente los yacimientos en condiciones de HPHT sub salinos se encuentran en la plataforma continental frente a las costas de los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche. Los pozos tienen como objetivo geológico los carbonatos de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Con profundidades superiores a los 6500mv.

Las formaciones geológicas características dentro de las trayectorias de los pozos son:

- Reciente Pleistoceno-Plioceno Superior: Arena de cuarzo, con intercalaciones de arenisca de cuarzo e intercalada con Lutita arenosa, suave ligeramente calcárea.
- Plioceno Superior-Plioceno Inferior: Lutita arenosa, ligeramente calcárea, con intercalaciones de arenisca de cuarzo grano fino a medio y delgados horizontes de mudstone compacto.
- Plioceno Inferior-Mioceno Superior: Lutita suave a semidura, calcárea con intercalaciones de Arenisca de cuarzo, con delgados horizontes de mudstone café claro a crema, compacto.

- Alóctono salino Eoceno-Paleoceno: estructura salina (redistribución de los esfuerzos en cercanías de la Sal), espesores de 1400m a 1600m, Halita blanca, con intercalaciones de anhidrita. Lutita gris, calcárea con delgadas intercalaciones de bentonita verde claro, delgados horizontes de mudstone blanco a crema compacto.
- KS-KI-JST-JSK: mudstone blanco, mudstone arcilloso, semi compacto arcilloso, Lutita café rojizo y gris claro, semidura, ligeramente calcárea mudstone café claro, semi compacto arcilloso, sin porosidad observable con laminaciones de materia orgánica, trazas de bentonita, mudstone dolomitizado-recristalizado c/porosidad secundaria en fracturas selladas por calcita, detritos de cuarzo, Intercalaciones de dolomía café claro microcristalina, mudstone dolomítico recristalizado, packstone, wackestone, intercalaciones de dolomía packstone a grainstone de pellets y ollitas con porosidad primaria intergranular.

• 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 1.)

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/cm³ – 2.0 g/cm³.
- Con temperaturas entre los 120°C a 140°C

Etapa 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. 1. 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.

Etapas someras

Es importante resaltar dentro de la optimización del diseño. La eliminación del tubo conductor de 30". Este conductor tiene por esencia permitir circulación a superficie sin tener conexiones superficiales de control instaladas, permitiendo derivar el flujo somero en caso de encontrarse un acuífero asociado o una acumulación de gas en el lecho marino. Los estudios someros permiten identificar estos riesgos de agua y gas.

El utilizar el tubo conductor obligaba a tener circulación en la etapa superficial. Y esto implicaba el usar grandes volúmenes de lodo (generados en planta o en plataforma) que al encontrarse con cuerpos permeables (arenosos) que provocan grandes pérdidas de circulación, convertía en un problema por suministro e integridad de formación por el abatimiento de la columna hidrostática. Por ello elimino el tubo conductor para perforar con agua de mar desde el lecho marino hasta la zona de incremento de presión de formación (entre 1000m a 1200m) mitigando por completo las problemáticas de logística en generación y transporte de lodo y perdidas de circulación asociadas a las etapas superficiales regionales.

Esta optimización generó un gran impacto en ahorro de tiempo, costos y eficiencia. Eliminando costo el acero del conducto, el cual es uno de los de mayor valor en el pozo, se ahorro en logística y embarcaciones para generar y mover lodo de perforación, cajas de recorte, cemento, barita y operaciones periféricas además del ahorro por costo de equipo de perforación (entre 3 y 6 días) y capacidades de almacenamiento, dado que al eliminar las cajas de recorte y lodo de perforación se podía contar con la tubería de revestimiento abordo desde el inicio de la perforación generando más valor al al proyecto.

Etapas objetivos

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. 1.

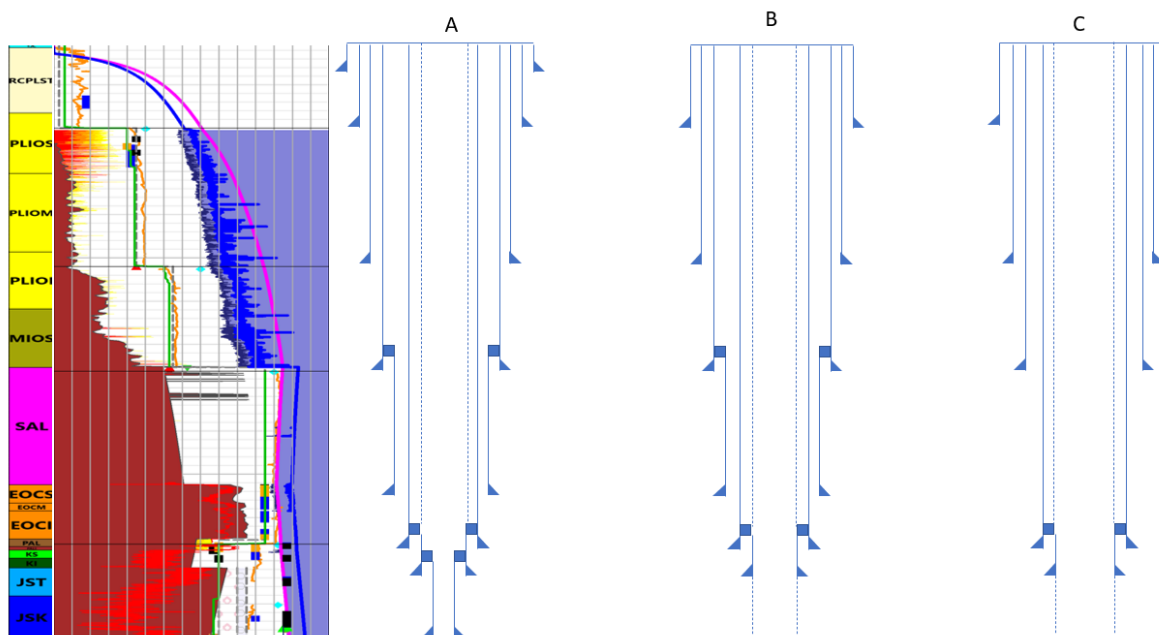


Figura. 1. Evolución del diseño y geometría de pozos tipo para la perforación de pozos sub salinos HPHT.

- **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. 1.)

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 ³]	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.

TR [in]	Densidad [g/cm ³]	Fluido [Tipo]	Sistema Relevante / Practica Planeada
---------	-------------------------------	---------------	---------------------------------------

7 ¾"	1.87 1.90	Lodo base aceite	<p>Perforación a través del sistema MPD y cabeza rotaria - generando densidades equivalentes de 2.06g/cm³ a 2.24g/cm³</p> <p>Perforación con tecnología de barrenas para formaciones de alta compresibilidad</p> <p>Tecnología de herramientas direccionales hasta 175°C , aplicando sistema de enfriamiento</p> <p>Trayectoria direccional tipo J y S hasta nivel de objetivos</p> <p>Pruebas de integridad dinámicas DFIT a través del equipo MPD para calibración de formaciones (actualización de modelo Geomecánico)</p> <p>Tecnología de herramientas para toma de información con cable hasta 175°</p> <p>Tecnología de fluidos para alta temperatura</p> <p>Capacitación del personal operativo para condiciones HPHT</p> <p>Tecnología para conexiones superficiales de control en temperaturas hasta 200°C</p> <p>Tecnología para control de presiones de 15,000 psi a 20,000 psi</p>
AD 8 ½"	2.10 2.20	Lodo base aceite	<p>Equipo de manejo para tubería de perforación alto libraje landing string 5 7/8"</p> <p>Equipo de terminación / completion para presiones de 15,000 psi y temperaturas de hasta 175°C (aceros Inconel HH)</p> <p>Tuberías resistentes al colapso / a la corrosión</p>

- Planeación y ejecución Operativa

Planeación operativa

Contexto geológico del cuerpo salino

La cima del cuerpo salino está delimitada por una falla normal en Mioceno y que se extiende hasta el Plioceno.

La mecánica de emplazamiento de estructuras salinas implica que los esfuerzos regionales han sido alterados en la periferia de la sal en todas direcciones. La orientación de los esfuerzos y las magnitudes relativas han sido afectadas por los desplazamientos asociados con la estructura, regresando a los valores originales conforme se incrementa la distancia de un punto dado al cuerpo salino.

La falla en la cima de la sal junto con las variaciones en el estado de esfuerzos en la periferia de dicha estructura, se han manifestado como eventos de atrapamiento en los pozos del campo. Dichos problemas, como se describe posteriormente, no se deben a la falla del material (halita) y, por lo tanto, no pueden ser resueltos cambiando la densidad del fluido de perforación o las propiedades de este.

Movilidad de la sal y tiempo de exposición

Las estructuras salinas en el Golfo de México están compuestas, en su mayoría, por halita (NaCl). Figura. 3. Este tipo de sal, comparada con otros tipos, (por ejemplo, taquihidrita ($\text{CaMg}_2\text{Cl}_6 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) o carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)) tiene la menor tasa de deformación al ser sometida a una carga sostenida por un tiempo determinado y rara vez muestra deformaciones apreciables o inestabilidad mecánica cuando se usa la densidad de lodo suficiente para perforar.¹

Esto se confirma durante la perforación de los pozos con objetivos sub salinos en el Golfo de México, mismos que, con temperaturas en domo de sal de hasta 140°C , se mantuvieron estables por más de 700 horas y sin problemas asociados al cierre de agujero por tiempo de exposición. Figura 3

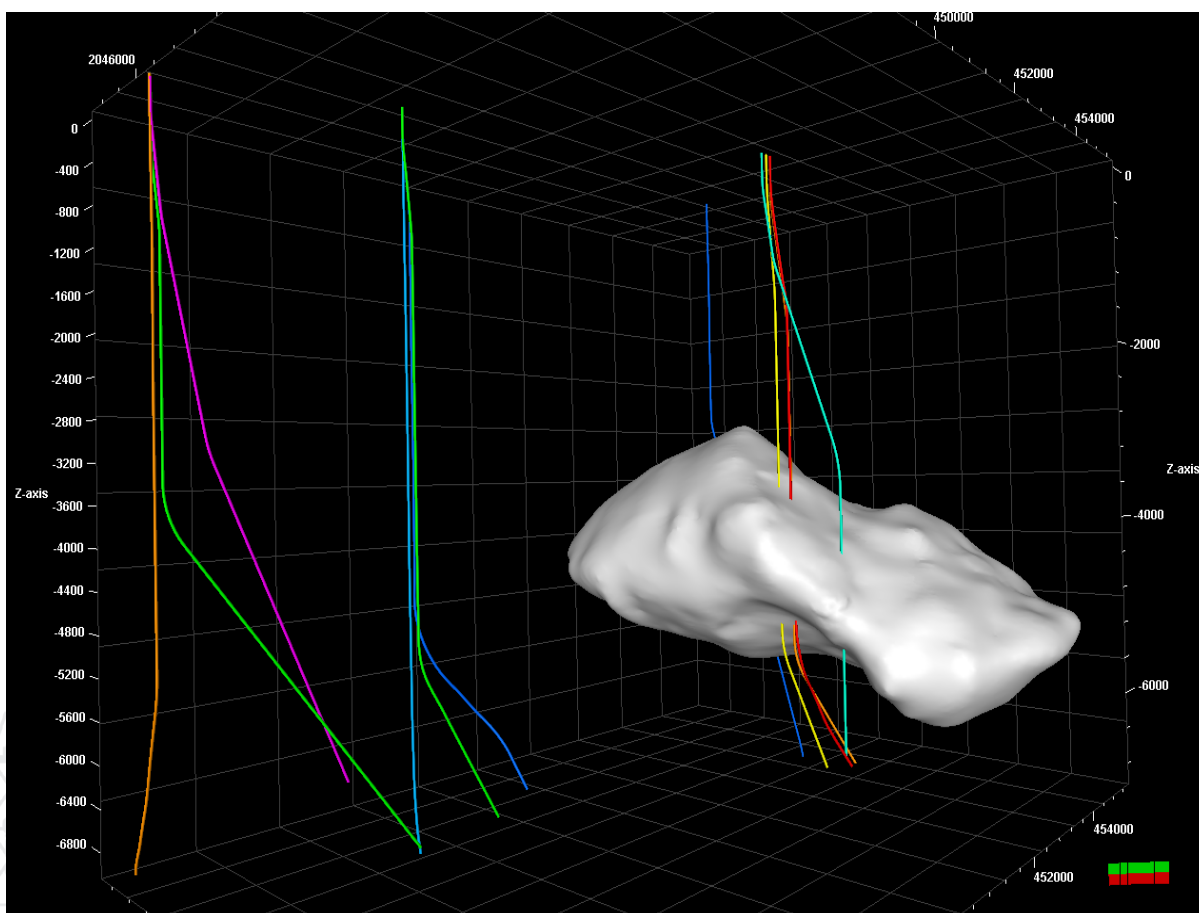


Figura. 2. Descripción grafica de los pozos tipo que cruzan el domo salino y tiene objetivo por debajo con una trayectoria direccional.

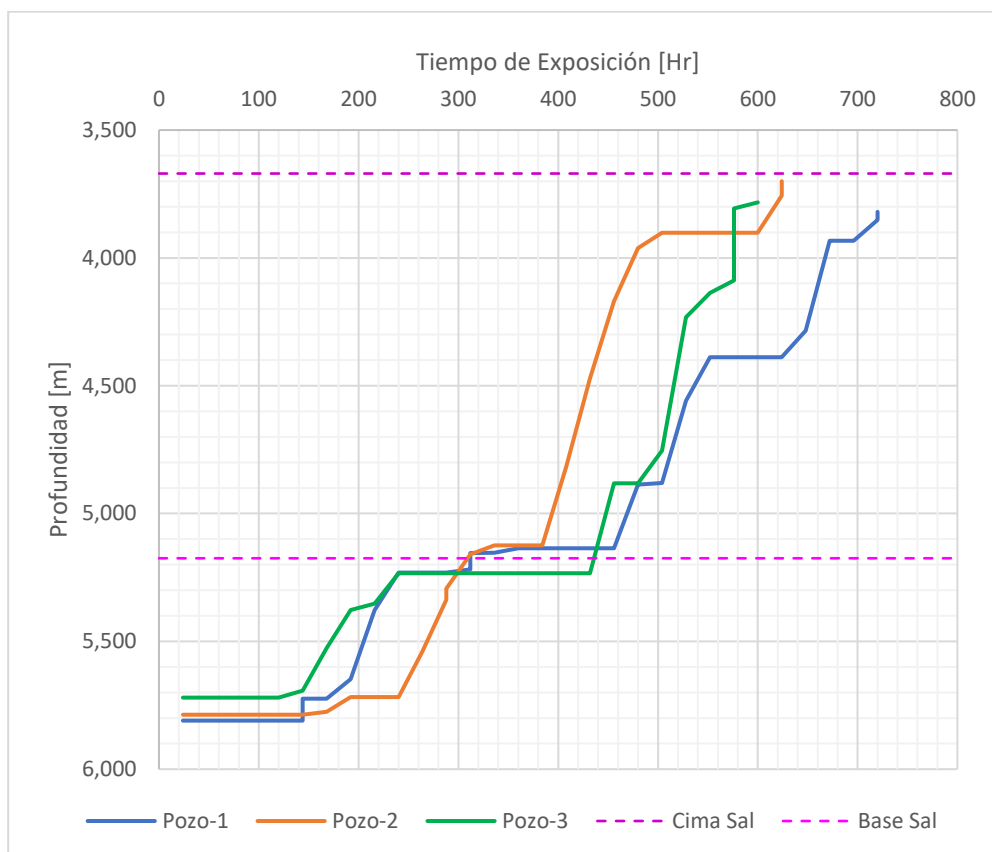


Figura 3. Tiempo de Exposición del Intervalo Salino

Dado que las deformaciones de la sal en el tiempo no son un problema para la perforación en el campo, la densidad de lodo para asentar el revestidor se determinó primero, considerando la falla por el mecanismo de dilatación (García, Castillo, & Becerril, 2020) y segundo, por los eventos de injerto que se presentaron en los pozos de correlación. (densidad de lodo de control en el orden de 2.15 g/cm³). Lo anterior se traduce en un estado mecánico optimizado, en el cual, se elimina un revestidor de contingencia dentro del cuerpo salino, mismo que se utilizó en el primer pozo perforado en esta formación y que estaba planeado en el segundo pozo que atravesó el alóctono a manera de mitigar la problemática de cierre de agujero por tiempo de exposición.

Actualmente, estos pozos perforan el alóctono salino junto con Eoceno y Paleoceno en una sola sección, en un promedio de 650 horas, asentando el revestidor de la etapa en la cima de Cretácico superior, sin que se hayan reportado problemas asociados a inestabilidad mecánica como resistencias, arrastres o atrapamientos asociados al cierre de agujero.



Figura. 4. Gráfica de análisis de componentes en el domo salino en porcentaje de Carnalita, halita, calcita y anhidrita.

Ejecución Operativa zona salina y sub salina

Para perforar la zona y sub salinas se debe diseñar y mantener las propiedades del fluido. Ya que la interacción de los componentes de la sal con el fluido de perforación puede degradar por completo la estabilidad y su funcionalidad además de generar un daño inmediato a las herramientas direccionales por la decantación de sólidos en sus componentes. Figura.5.

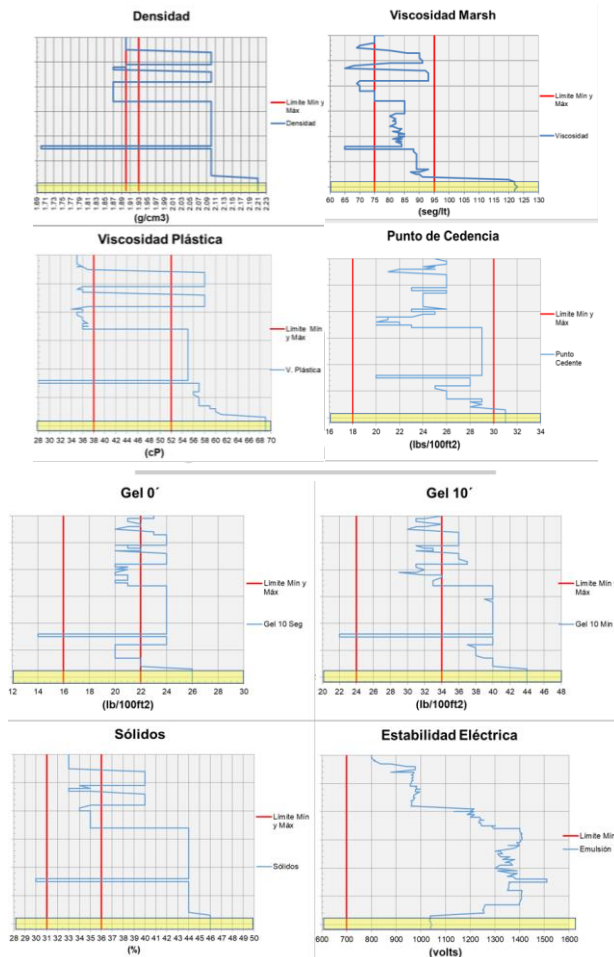


Figura. 5. Parámetros en las propiedades de fluidos para poder perforar el domo salino en zonas de aguas someras del Golfo de México

La tecnología de sistemas rotatorios debe ser muy específica, dado que la alta cantidad de sólidos en el fluido de perforación genera problemas de atascamiento de sus componentes internos, es por eso que los que utilizan turbinas y mecanismos móviles internos están completamente descartados. La experiencia en los pozos sub salinos tienen una estadística de hasta 6 sartas para poder perforar el domo salino al usar este tipo de herramientas direccionales. Dada esa experiencia, se planifica, diseña y utiliza tecnología de sistemas rotatorios que usan baterías y eliminan los mecanismos internos.

Para la perforación en la zona sub salina se utilizan barrenas para formaciones de alta resistencia a la compresión y se aplican procedimientos de circulación, repaso de formación cada 30m y control direccional (severidades por debajo de 2°/30m).

Tecnologías aplicadas Formaciones Salinas

- Herramientas direccionales sin componentes internos que se atascan por sólidos.
- Barrenas para formaciones abrasivas y de alta resistencias a la compresión.
- Sistema de telemetría cercano a la barrena para asentamiento entre el terciario y mesozoico.
- Cabina de hidrocarburos y medición de gases (hasta C7) para muestreo y determinación paleontológica.
- Fluido con alta concentración de cloruro de calcio. (superior a 320,000 ppm).
- Fluido con RAA mayor 85/15.
- Fluido con alta concentración y tratamiento constante de humectante.
- Equipo de control de sólidos.
 - Temblorinas ajustadas con mallas cerradas superiores a 120 API.
 - Punto de corte 140 micrones
 - Limpia lodos (mud cleaner) con mallas 170 API. Punto de corte 80 micrones

- Uso de centrifugas decantadoras de sólidos (eliminación de sólidos de tamaño coloidal debajo de 70 micrones)
- Monitoreo propiedades clave
 - RAA (identificación temprana de influjo de agua – inestabilidad en el sistema)
 - EE (identificación temprana del agotamiento del agente humectante que deriva en la humectación de sólidos por agua e inestabilidad del sistema)

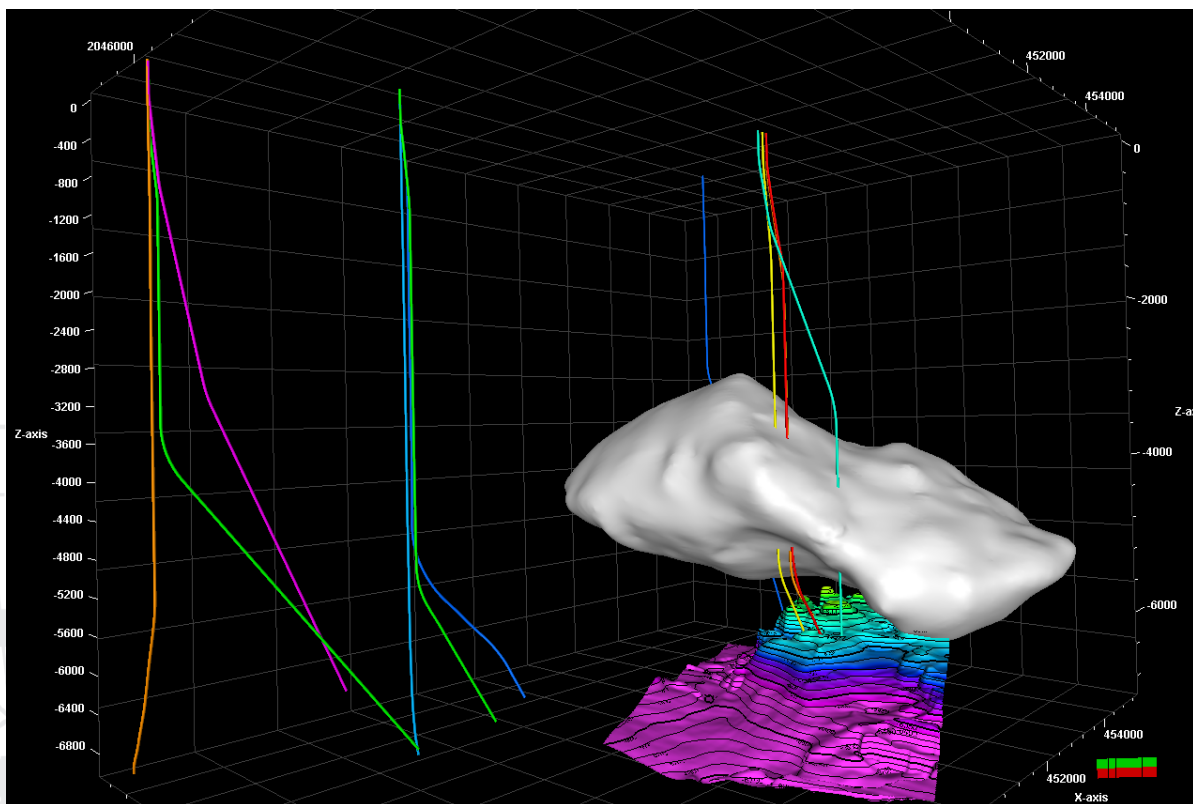
Ejecución Operativa zona HPHT

En la perforación de las etapas HPHT es primordial el control de presiones y fluidos/gases de formación a través del balance hidrostático. Por lo que sistema de presión superficial MPD por sus siglas en inglés se ha convertido en una herramienta primordial para la perforación de zonas de alta presión. El sistema MPD permite utilizar una densidad en bajo balance de forma dinámica, haciendo más operable su generación, almacenamiento y movilización permite tener el equilibrio hidrostático realizando pruebas de formación dinámicas DFIT calibrando el modelo Geomecánico y verificando aportación /pérdidas a través del sistema medidor Coriolis. (cuantitativo de flujo masico de fluido y gas).

Tecnologías aplicadas en Formaciones HPHT

- Cabeza rotatoria y MPD
- Herramientas direccionales RSS para HT 175°
- Herramientas de telemetría HT 175°
- Fluidos con emulsificante para alta temperatura
- Fluido con viscosificante para alta temperatura (arcilla organofílica)
- Fluido con reductor de filtrado para alta temperatura (polímero / gilsonita)

- Practicas Operativas de enfriamiento, repaso e intercambio de lodo de menor temperatura
- Uso de barrenas para formaciones abrasivas y de alta compresibilidad
- Tubería de alto libraje para la perforación de zonas profundas que requieran aplicaciones de mayor torque y torsión.
- Sistemas de registro de hidrocarburos y análisis geo científico en tiempo real
- Sistema de conexiones superficiales de control para rangos de presión entre 15000psi y 20000 psi, además de temperaturas superiores a los 200°C
- Procedimientos de control de pozos e integridad de pozos actualizados ajustados a los gradientes y condiciones reales del pozo.



• Figura. 6. Descripción grafica de los pozos tipo que cruzan el domo salino y tiene objetivo por debajo con una trayectoria direccional, interpretando los diferentes niveles y espesores de la trampa objetivo

Conclusiones

La producción de aceite gas, principal objetivo de perforar pozos. Se ha convertido en una disciplina cada vez más compleja. 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 este articulo 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.

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



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 principalmente en el diseño y ejecución de perforación - terminación de pozos marinos de alta complejidad en como:

- Pozos en yacimientos naturalmente fracturados con 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 diversas posiciones:

Como 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.