

Presiones anormales por tectónica de cuerpos intrusivos en el Golfo de México

José Miguel Busquet Domínguez

Pemex

jose.miguel.busquet@pemex.com

Información del artículo: recibido: agosto de 2016 - aceptado: noviembre de 2016

Resumen

Hoy en día no es tarea fácil llegar a los horizontes productores susceptibles de poseer HC's, dado que durante la perforación de los estratos rocosos se van presentando comportamientos anormales en el pozo. En este trabajo se presentarán fenómenos relacionados a presiones y estabilidad anormal, que se han observado en pozos perforados en el Golfo de México con tirante de agua no mayor a 60 metros, así como las medidas preventivas y de mitigación de riesgos, que permitieron conservar la estabilidad del pozo durante el proceso de perforación.

El dinamismo de la roca posibilita la existencia de cuerpos intrusivos como sal y lutita que generan características anormales en las zonas circundantes.

En este trabajo se presentan casos donde los cuerpos de sal reaccionaron ante el proceso de perforación, intentando cerrar el agujero, el cual mediante prácticas operativas se pudo identificar en tiempo y forma y mitigarlas con incrementos de densidad del fluido de perforación, se logró asentar las tuberías de revestimiento acorde a lo programado. La experiencia de perforación se aprovechó para calibrar una ecuación publicada en la literatura y simular el cierre de la sal, acorde a los eventos de perforación, logrando encontrar coeficientes y exponentes representativos, los cuales se utilizaron para simular el comportamiento de la sal de un nuevo pozo de manera exitosa.

Palabras claves: Tectónica salina, geopresiones, estabilidad de pozo, tiempos no productivos, perforación, geomecánica.

Abnormal pressures caused by intrusive body tectonics in the Gulf of Mexico

Abstract

Reaching today those horizons susceptible to produce hydrocarbons is difficult given that, abnormal behaviors are seen while drilling the rock strata in the well. This study presents some phenomena related to pressure and abnormal stability observed in wells drilled in the Gulf of Mexico in water depths not higher than 60 meters, as well as preventive and risk mitigation measures allowing for the preservation of the wellbore stability during the drilling process.

The dynamism of the rock allows the existence of intrusive bodies such as salt and shales providing the rock with abnormal features around the wellbore.

This paper deals with cases where salt bodies reacted to the drilling process, trying to close the hole in, which through best operational practices would be timely identified and mitigated with optimal drilling fluid densities, those decisions

allowed for the correct casing set point according to the program. Drilling experience was used to calibrate an equation found in the literature to simulate the closure of the salt according to drilling events, managing to find coefficients and exponents representative of those used to simulate the salt behavior in a new well successfully.

Keywords: Salt tectonics, geopressure, wellbore stability, non productive time, drilling, geomechanics.

Desarrollo

La experiencia en cuanto al comportamiento de las presiones e inestabilidad de pozo asociado a cuerpos intrusivos en pozos del Golfo de México en tirante de agua no mayor a 60 m, ha sido consistente con la información documentada para Angola, Brazil, el Norte y Oeste de África, Willson et al., (2005).

La **Figura 1** esquematiza los fenómenos anormales asociados a cuerpos intrusivos de sal. La **Figura 1A**, muestra el comportamiento del pozo cuando la densidad del fluido de perforación es insuficiente; de acuerdo al tipo de mineral presente en la sal, reaccionará con la temperatura y tratará de cerrar el agujero perforado. La **Figura 1B**, representa las presiones de poro anormales, medidas con datos de presión, que, de acuerdo a su elevado valor, no obedecen el mecanismo de presión por baja compactación, sino, por

tectónica salina. La **Figura 1C**, muestra el comportamiento anormal de la presión de poro debajo de la sal, la cual se ha observado que tiende a ser anormalmente baja, el éxito de la perforación debajo de la sal se ha fincado en la experiencia de perforación y la caracterización de la tendencia normal de compactación debajo de la misma. Finalmente, la **Figura 1D** muestra rasgos estructurales que podrían corresponder a un pliegue anticlinal fallado en sus extremos, posiblemente formados por un empuje ascensional de una intrusión; las zonas que se han perforado cerca a este tipo de estructura, han mostrado formaciones de diaclasas en la pared del pozo, las cuales se originaron por los esfuerzos de compresión originados por la intrusión; éstas diaclasas o roca fracturada tenderá a debilitarse cuando esté sometida a la interacción roca-fluido y a los efectos de vibración de la sarta de perforación, lo que causará la inestabilidad del pozo y la pared del mismo tenderá a derrumbarse.

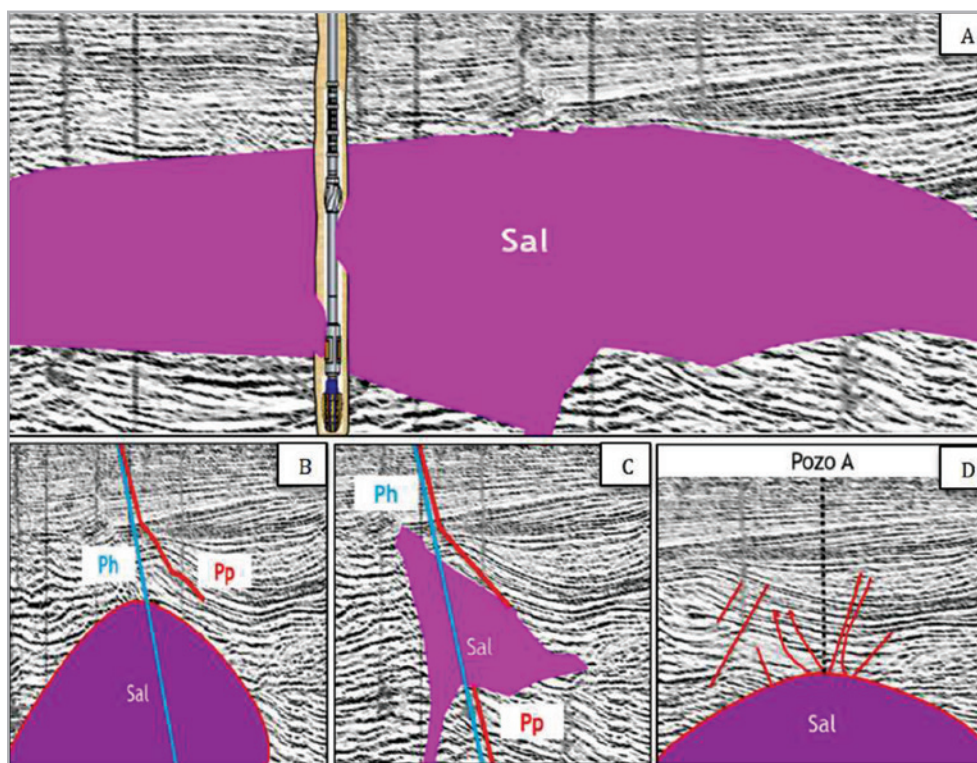


Figura 1. Casos de presiones anormales e inestabilidad por intrusión de sal en el Golfo México.

Impacto de los problemas asociados a presiones anormales e inestabilidad de pozo

El impacto económico de la geomecánica en un proyecto de perforación de pozo, radica en que aproximadamente del 24 al 27% del costo total está asociado a problemas operativos, de los cuales el 40% corresponde a problemas de estabilidad del pozo como derrumbes, gasificaciones,

resistencias, fricciones, atrapamientos, fracturamiento de rocas y pérdidas de circulación, (Thiercelin, Roegiers, 2000).

La **Figura 2** muestra la estadística de los tiempos no productivos que se presentan, cuando los problemas asociados a las presiones anormales e inestabilidad se produjeron.

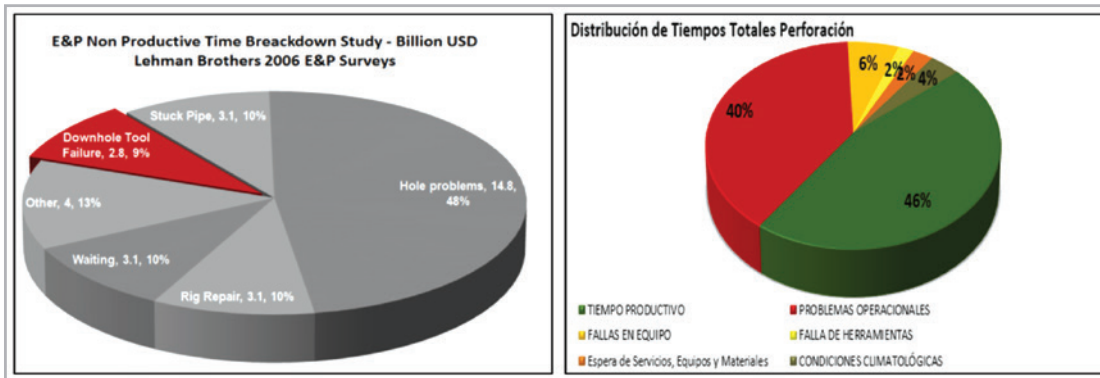


Figura 2. Estadística de distribución de tiempos productivos y no productivos.

La **Figura 3** representa la sinergia creada por los equipos multidisciplinarios, la cual ha contribuido a reducir los tiempos no productivos relacionados a problemas por la estabilidad del pozo. Con la interacción entre los especialistas y el uso de procedimientos y flujos de trabajos adecuados,

cada vez se ha logrado evitar y mitigar los problemas de manifestaciones, pérdida de fluido, resistencias, fricciones, atrapamientos, repaso de agujero, etc., que encarecen el proyecto pozo.

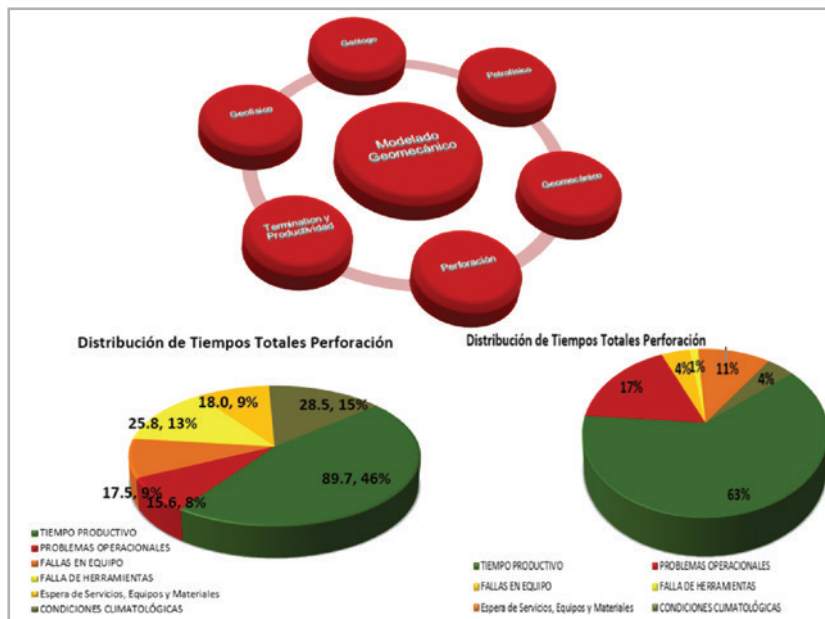


Figura 3. Mejoras en la reducción de tiempos no productivos.

Simulación del cierre de la sal en los pozos A y B

En este apartado se muestran los resultados obtenidos de la simulación de cierre de sal, para un pozo que para llegar a su objetivo tuvo que atravesar 1,500 m de sal alóctona, cuya composición mineralógica predominante fue el mineral halita, sometida a una temperatura de 145°C en la parte basal del cuerpo intrusivo, (sal).

Para reducir la incertidumbre de la perforación de la sal, fue necesario evaluar la experiencia de perforación de pozos que han atravesado estratos salinos, y correlacionar los eventos de torques, resistencias, fricción, atrapamiento; se evaluaron registros caliper para estimar la reducción de los diámetros del agujero como resultado del escurrimiento de la sal, causado por el manejo inadecuado de la densidad del fluido de perforación

Para la elaboración de un estudio Predrill, es necesaria la realización postmortem a los pozos que se consideren de correlación, con el fin de identificar eventos de perforación,

caracterizar coeficientes y exponentes de ecuaciones que pueden ser representativas para zonas a perforar futuras.

La **Figura 4** muestra información relacionada al pozo A perforado. En el carril 1 se presenta la columna geológica atravesada y los asentamientos de las tuberías de revestimiento. En el carril 2 se aprecia la densidad del lodo y los eventos de perforación ocurridos durante la perforación, En el carril 3 se presenta una gráfica de la profundidad vs tiempo, la cual representa el tiempo que tomó perforar el pozo, en la cual se aprecian los eventos de perforación que se presentaron.

El pozo A atravesó un cuerpo intrusivo de sal alóctona de 620 m, formada de mineral halita, sometida a temperaturas entre 113 y 132 °C. Durante la perforación del mismo, la densidad de 1.95 g/cm³ no fue suficiente para mantener estable el agujero, se presentaron eventos de resistencias y fricción, los cuales se mitigaron con mejores prácticas de perforación y con incremento en la densidad del lodo.

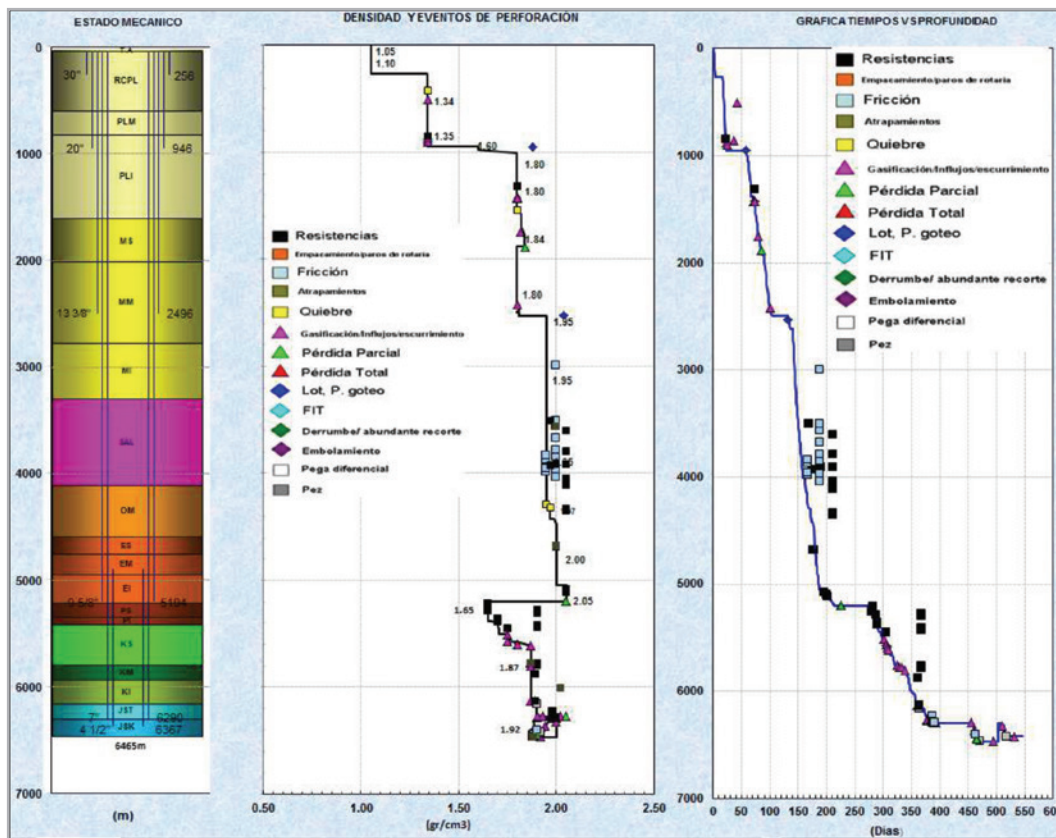


Figura 4. Columna geológica, asentamientos y eventos de perforación pozo A.

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones postmortem del escurrimiento de la sal realizadas para el pozo A; la simulación se llevó a cabo con la calibración de las constantes de la ecuación 1 y los eventos ocurridos durante la perforación de la sal. Los resultados de la simulación del escurrimiento de la sal en el pozo A, se utilizaron para optimizar la densidad del lodo empleado para perforar el cuerpo de sal del pozo B.

La **Figura 5** muestra la simulación del comportamiento del escurrimiento de la sal para el caso de un fluido de perforación, con la densidad de 1.95g/cm³, observándose muestra que después de transcurrir dos días de perforación, la sal empezaría a escurrir y disminuir el diámetro del pozo en 1 pulgada.

$$r = r_o / \exp((\Delta T)[3^\gamma] / (4n - 2)(A)[e^{-(B/T)}]) (\sigma_\infty - p)^n \quad \dots 1$$

donde:

- $r =$ Radio del agujero después del tiempo, ΔT [pl].
- $R_o =$ Radio del pozo inicial, barrena o ampliador, [pl].
- $\Delta T =$ Tiempo transcurrido después de la perforación, [seg].
- $\gamma =$ 0.5 (n+1)
- $n =$ Esfuerzo exponencial de la sal (4.5 +/- 1.3), [Ad].
- $A =$ Constante de la sal: (1.42 +/- 0.5) x 10⁻¹³, [psi]⁻ⁿ seg⁻¹.
- $\sigma_\infty =$ Tensión horizontal en la sal, [psi].
- $P =$ Presión ejercido por el fluido de perforación, [psi].
- $B =$ Exponente de temperatura de la sal: 8,000 +/- 2,000 [°K].
- $T =$ Temperatura a la profundidad medida, [°K].

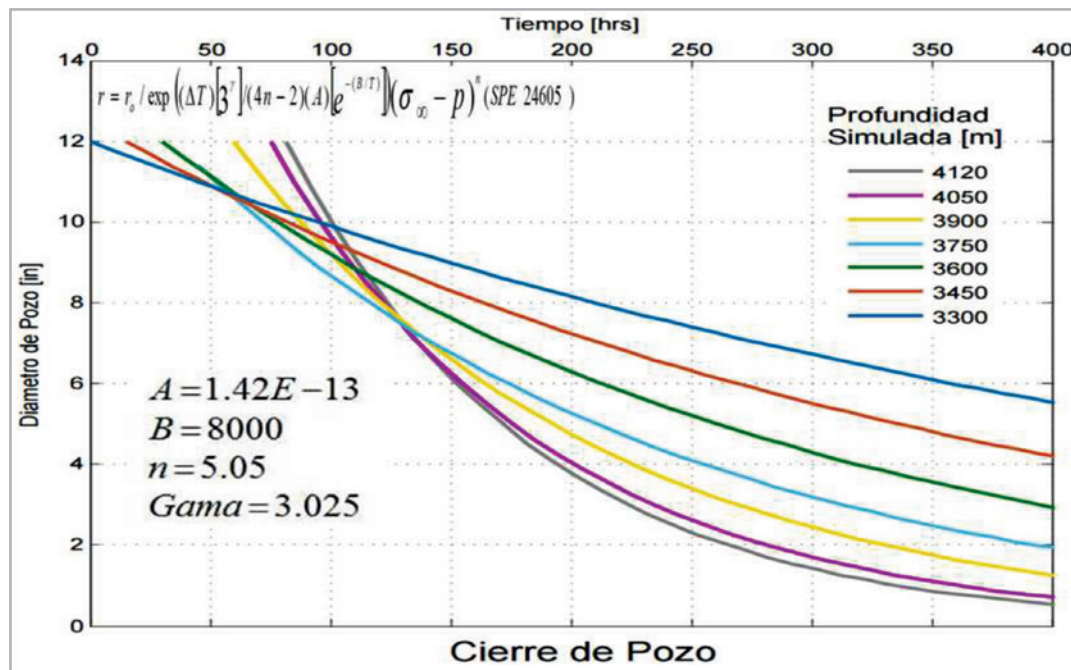


Figura 5. Simulación del cierre de la sal en el pozo A, para una densidad de 1.95g/cm³.

La **Figura 6** muestra la simulación del comportamiento del escurrimiento de la sal con la densidad de 2.05g/cm³, la cual muestra que la máxima reducción del diámetro del pozo (12 a 10.4 pulgadas) se tendría a los 17 días de exposición de la sal con el fluido de perforación. Las operaciones de introducción

de la TR 9 7/8" a fondo perforado llevó 15 días, para este tiempo el agujero se había reducido a 10.7pulgadas, lo que no representó riesgo durante la introducción, dado que el diámetro de la TR era de 9.875 pulgadas.

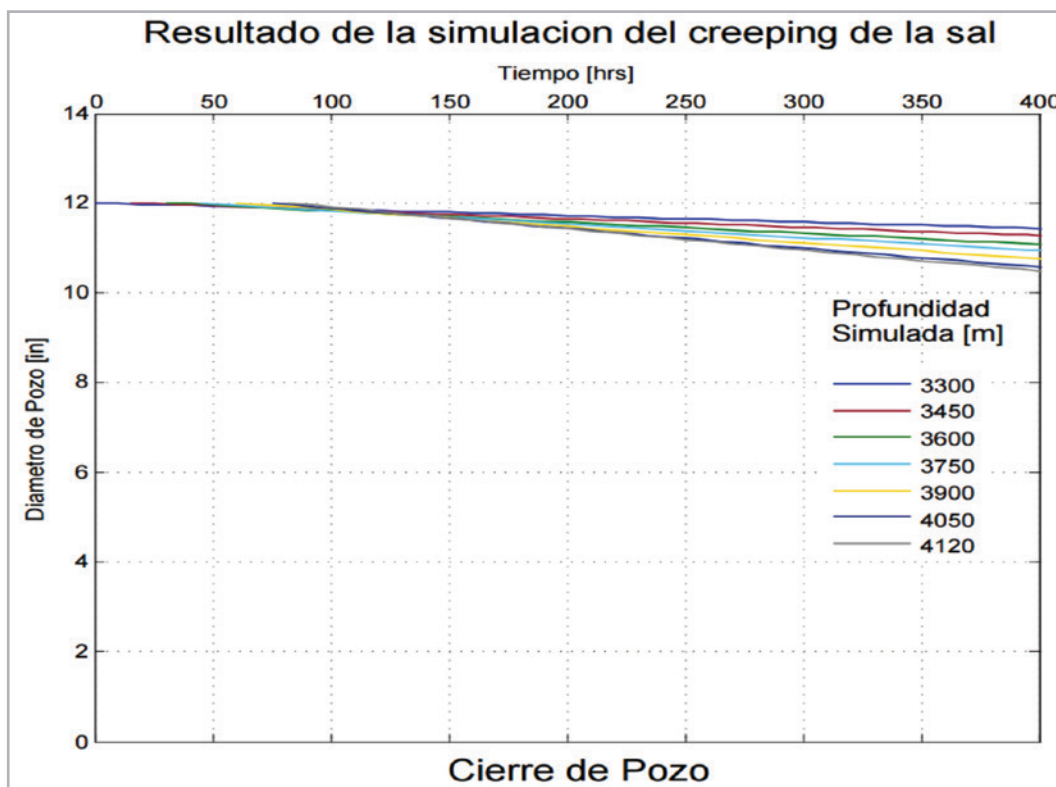


Figura 6. Simulación de cierre de la sal, pozo A, densidad 2.05 g/cm³.

Una vez calibrada la ecuación 1 con los eventos del pozo A, se utilizó para simular el cierre de la sal presente en el pozo B a perforar, la intrusión de sal comprendió de 3,625 a 5,099 m, presentando una temperatura máxima de

145°C. La **Figura 7** muestra los resultados de la simulación para el pozo B, el cual fue perforado de manera exitosa con la densidad de 2.13g/cm³, sin presentar problemas de inestabilidad durante el tiempo de exposición de la sal.

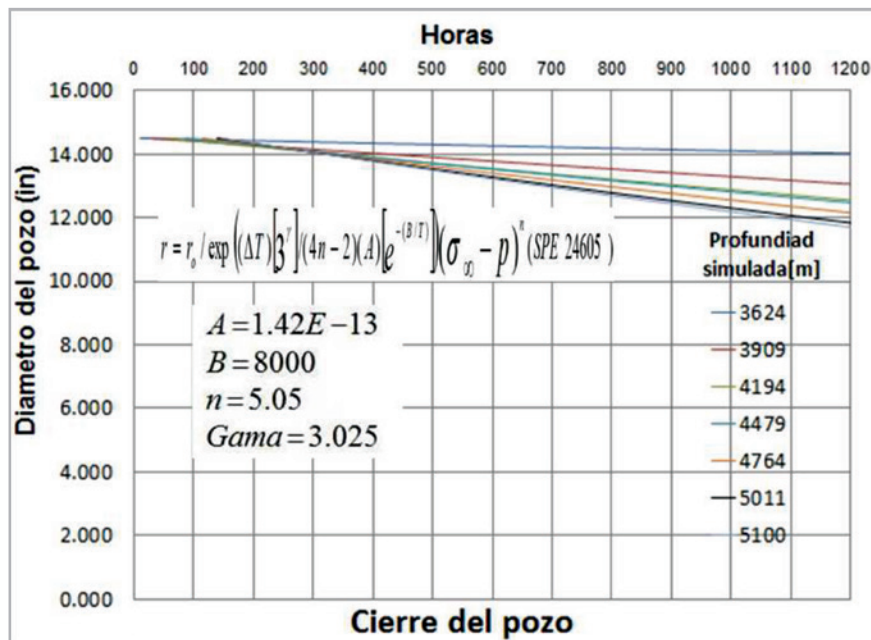


Figura 7. Simulación de cierre de la sal pozo B, densidad 2.13 g/cm³.

Conclusiones

Son diversos los problemas de pozos que causan que incrementen los tiempos no productivos, problemas asociados a presión de colapso y formaciones no consolidadas, ya se han venido mitigando con excelentes resultados, sin embargo, los rasgos estructurales complejos formados por cuerpos intrusivos pueden revertir la eficiencia de la perforación.

La observación de los problemas que dificultan la tarea de perforación y la integración con equipos de trabajo multidisciplinario, llevará al especialista a entender mejor los fenómenos que causan inestabilidad al pozo.

Identificar las causas de presiones anormales e inestabilidad de pozos locales, permitirá adecuar ecuaciones prácticas para entender y predecir el comportamiento de futuros pozos a perforar.

Hay mucho por trabajar desde el punto de vista del modelado geomecánico, a pesar de los esfuerzos que se hacen en predecir el comportamiento del pozo con la experiencia de perforación, las rocas siempre siguen sorprendiendo.

Documentar la experiencia y las mejores prácticas con las que se ha hecho frente a estos tipos de problemas complejos,

ayudará a transmitir la experiencia a los ingenieros que se están formando y a los investigadores que no paran en la búsqueda y realización de la mejor aproximación.

Agradecimientos

Agradezco a Petróleos Mexicanos por el permiso otorgado para participar en el trabajo. Muchas ideas y conceptos tratados en este breve trabajo fueron compartidas por colegas y amigos, agradezco su paciencia y apoyo en la realización del mismo.

Referencias

- Barker, J. W., Feland, K. W. y Tsao, Y. H. 1994. Drilling Long Salt Sections Along the U.S. Gulf Coast. *SPE Drill & Compl* 9 (3): 185-188. SPE-24605-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/24605-PA>.
- Willson, S. M. y Fredrich, J. T. 2005. Geomechanics Considerations for Through-and Near-Salt Well Design. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 9-12. SPE-95621-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/95621-MS>.

Semblanza de los autores

José Miguel Busquet Domínguez

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional.

Se ha desempeñado como Profesor de la materia Diseño de pozos y de la materia Productividad de pozos, en el Instituto Politécnico Nacional.

Actualmente labora en el área de Diseño, geomecánica y seguimiento tiempo real, en Pemex.

Actividades extracurriculares

Mentor en diplomados de Ingeniería Petrolera para no Petroleros, Poza Rica, Ver.

Mentor del Seminario de Perforación en el IPN.

Mentor en el curso “Modelado Integral de Diseño de Pozos”, IPN.

Mentor en el seminario de Actualización Profesional “Extracción, Procesos, Distribución y estudio de mercado del gas natural”. IPN, D.F.,

Mentor en el curso “Diseño de curvas de estabilidad de pozo”, IPN.

Publicaciones

Controlador Inteligente para la Automatización del Control de Pozos Petroleros. ACADEMIA JOURNALS (i-COP): ISBN 978-1-939982-09-4, pp. 181-184.

Participó en el Congreso Mexicano del Petróleo, 2016.