

CMP2023_213

Retos y desafíos de la perforación de pozos profundos del campo A en la cuenca Salina del Istmo

Alan Juárez Reyes (OPEX Perforadora).

Vicente Josafat Sandoval Gutierrez (Pemex Exploración y Producción, SPEE).

Resumen

En la región sureste de México el desarrollo de los campos petroleros se enfrenta cada vez a mayores retos, actualmente se han descubierto yacimientos más profundos con ambientes geológicos complejos y condiciones de alta presión-temperatura, como es el caso del campo A, localizado a 17 km de Comalcalco, Tabasco, con una historia geológica compleja resultado de diferentes eventos tectónicos-sedimentarios que originaron el depósito sedimentario que conforma su columna geológica.

La zona que constituye el yacimiento está constituida por material calcáreo con diversas texturas y con presencia de diferentes grados de dolomitización, lo que promueve el fracturamiento de la roca. La sección terciaria muestra eventos relevantes como fallas geológicas de tipo normal, secuencias de arenas depresionadas por la explotación inicial del campo y otras arenas con alta presión dentro del Mioceno.

Estas condiciones han ocasionado desviaciones en las operaciones de perforación, lo que ha impulsado a realizar un mayor análisis por cada especialidad involucrada en el proyecto, dando como resultado una sinergia de todo el grupo multidisciplinario.

En el presente artículo se abordarán los retos y desafíos de la perforación de pozos profundos del campo A en la cuenca del Istmo presentados durante la planeación y ejecución, así como acciones de mejora implementadas que nos permitieron optimizar los tiempos de perforación y a su vez reducir el tiempo de entrega a producción.

Introducción

El campo A se encuentra ubicado en la cuenca salina del Istmo en la región sureste de México, se caracteriza por la presencia de estructuras salinas con empuje ascendente, las cuales son precursoras del origen de la formación de cuencas sedimentarias.

La zona productora del campo A se identifica como una trampa geológica a nivel de Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) de tipo combinado, constituida por un anticlinal asimétrico con orientación NW-SE con un área de 16.2 km², hacia el Oeste presenta un cierre natural en los flancos del Noroeste y Sureste por el buzamiento de capas delimitadas por cuerpos salinos y en los extremos del Este-Oeste por fallas inversas, con un límite convencional de yacimiento aproximado de 6600 mvbnm. El yacimiento tiene una profundidad promedio de 6350 mvbnm, una temperatura máxima de 156 °C y una presión de 1100 kg/cm².

La zona terciaria inicia en el Plioceno, se encuentra constituida en mayor parte por arenas y horizontes lutíticos, dentro de esta litología encontramos arenas que inicialmente fueron productoras y que actualmente están depresionadas, posteriormente en el Mioceno se presenta una mayor porción de lutitas con intercalaciones arenosas, podemos encontrar arenas con alta presión a diferentes profundidades, lo anterior dependiendo de su ubicación en el campo la cual está influenciada por la presencia de una falla regional.

El desarrollo actual del campo está constituido por 4 pozos productores y 3 en operación, los cuales durante su perforación observaron eventos particulares con respecto a su ubicación geográfica en el campo, lo que requirió de un mayor análisis multidisciplinario para comprender más el entorno geológico.

Con el apoyo de las áreas de geología, geofísica y geomecánica se realizó una caracterización geológica por zonas para determinar los riesgos más críticos durante la perforación y determinar planes de mitigación de estos.

Zonificación geológica del campo A

En el campo A se han identificado zonas geológicas importantes para la planeación de la perforación de los pozos, las cuales se mencionan a continuación:

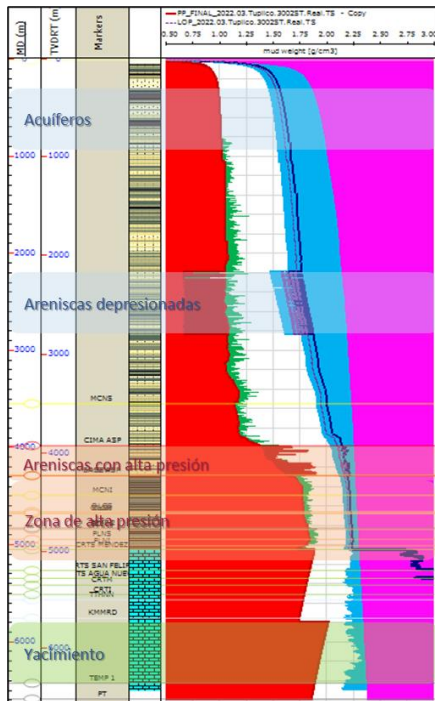


Figura 1. Zonificación geológica del campo A.

El acuífero ubicado hasta +/- 700 mv de profundidad es la zona más somera del campo con presencia de intercalaciones de arenas y lutitas medianamente reactivas.

En el Plioceno entre las profundidades de 2000 y 3100 mv se localiza una secuencia de arenas depresionadas que anteriormente fueron explotadas, con valores de presión de poro de entre 0.30 y 0.86 g/cm³.

Dentro del Mioceno se encuentra la zona de transición a la alta presión que se identifica como una rampa del gradiente de poro, donde las formaciones generalmente aumentan de presión antes de entrar a la zona de presión anormal de manera franca, sin embargo, esta sección está influenciada

por una falla regional de tipo normal que atraviesa el campo con dirección SW-NE, iniciando de una posición estructural alta a una más profunda. Se ha observado que cuando la posición estructural es alta, las arenas en esta sección tienden a tener una mayor presión de poro y se encuentran a una profundidad más somera.

La zona de presión anormal inicia cercano a la base del Mioceno y finaliza por marca eléctrica en la entrada del Cretácico Superior Agua Nueva (KSAN), dentro de la zona que comprende el Terciario se encuentran intercalaciones arenosas con presencia de gas y en el Mesozoico dentro del Cretácico Superior Méndez se encuentran margas con un espesor de +/- 200 m. La sección restante de Cretácico en el campo es compacta, no presenta existencia de fracturas o de porosidad.

Por último, se encuentra el Jurásico Superior, donde el Tithoniano (JST) presenta un intervalo con eventos de gasificaciones durante la perforación, las cuales no comprometen la densidad del lodo de perforación. La sección del yacimiento JSK está compuesta de rocas calcáreas con diferentes grados de dolomitización, presencia de fracturamiento o porosidad por disolución.

Antecedentes de la perforación en el campo A

Pozo 1

El campo A fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio 1 ubicándose en el NE de la estructura, con una trayectoria direccional tipo “J” que alcanzó una profundidad total de 6678 md (6514 mv), ángulo de 23.57°, azimut de 262.5° y un desplazamiento horizontal de 853 m. El tiempo total de perforación del pozo fue de 168.92 días de los cuales 140.58 días fue tiempo efectivo.

Durante la perforación se presentaron diferentes eventos que se muestran en la Figura 3, como son pérdidas parciales de circulación durante la introducción de la TR de 20” (1), pérdidas parciales de circulación y resistencias durante la introducción de TR de 16” y 13 3/8” debido a intercalaciones arenosas permeables (2,3), gasificaciones, incremento de torque, fricciones, derrumbes de tipo tabular durante la perforación y pérdidas de circulación durante la introducción de TR de 9 5/8” (4), gasificaciones e influjos en JST (5), gasificaciones, influjos y pérdidas en JSK (6).

En el pozo 1 la perforación de las dos últimas etapas (8 1/2” y 5 5/8”) utilizaron densidades de lodo similares de 1.85 a 1.95 g/cm³, con densidades equivalentes de circulación en el rango de 2.02 a 2.10 g/cm³.

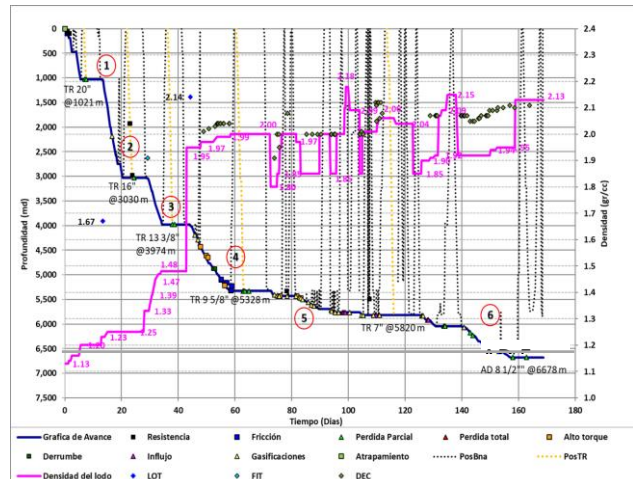


Figura 3. Gráfica de avance de perforación vs densidad pozo 1.

Pozo 2

El primer pozo de desarrollo fue el número 2, ubicado en la misma localización del pozo exploratorio 1, se seleccionó una trayectoria direccional tipo “S”, ya que por experiencia del pozo 1 el control direccional en la sección del Mesozoico disminuyó el avance de la perforación.

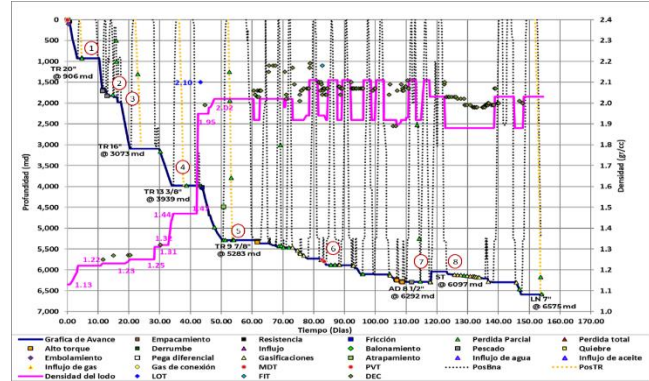


Figura 4. Gráfica de avance de perforación vs densidad pozo 2.

En la Figura 4 se observan los eventos más relevantes que se observaron durante la perforación del pozo 2, cómo pérdidas de circulación durante la introducción de TR de 20” (1), desconexiones de TP por paros de rotaria (2), pérdidas parciales de circulación durante la perforación e introducción de TR de 16” y 13 3/8” debido a intercalaciones permeables (3,4), pérdidas de circulación, derrumbes tipo tabular e intentos de atrapamiento al sacar la sarta, pérdidas de circulación durante la introducción de TR de 9 5/8” (5), gasificaciones en la sección del yacimiento y pérdidas parciales de circulación (6), pez por desconexión de barrena mediante abocinamiento (7), pérdidas parciales y gasificaciones al realizar sidetrack (8).

En la etapa de 8 1/2” se identificó que en la formación Cretácico Superior Agua Nueva (KSAN) y parte del Cretácico Medio (KM) se tuvo presencia de pedernal con un rango del 40 al 10%, formación que impactó de forma negativa el avance de la perforación y por lo que se requirió utilizar barrenas PDC más agresivas con características de doble mecanismo de corte, 8 aletas y cortadores de 13 mm (9 cambios de barrena). Se observó que perforar formaciones con alta compresibilidad a grandes profundidades incluso con barrenas más agresivas como las utilizadas, demanda una mayor energía en el fondo debido a la cantidad de cortadores en la barrena, lo que nos impide obtener un mejor desempeño e incrementar o mantener el ROP.

Debido a la falta de avance durante la perforación de esta sección, se tomó la decisión de incrementar los parámetros de operación (peso sobre barrena), lo que provocó un abocinamiento en el ensamble de fondo, desprendimiento de la barrena y resultó en un accidente mecánico.

Una vez evaluada la problemática presentada en la etapa de 8 1/2" del pozo 2, se decidió utilizar una sarta navegable con motor de fondo de una relación 7/8 para ambientes HPHT y una barrena PDC 813 con el objetivo de mejorar el avance en la perforación, añadiendo potencia mecánica e hidráulica a la barrena, optimizando el número de viajes por cambio de barrena y logrando un incremento del ROP de 1.5 m/hr a 8.5 m/hr, permitiendo concluir la etapa de forma satisfactoria.

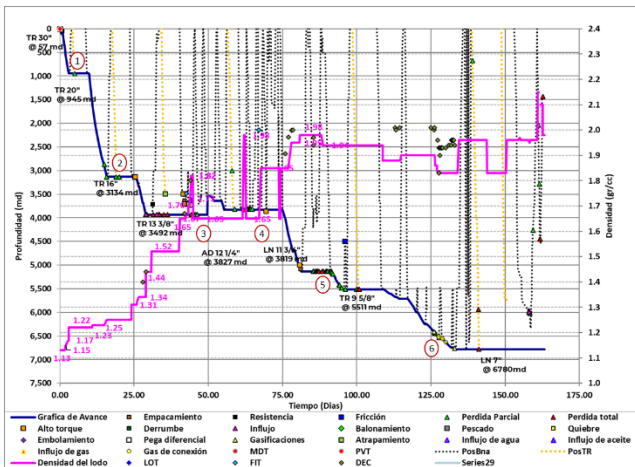


Figura 5. Gráfica de avance de perforación vs densidad pozo 6 ST.

Pozo 6

En el pozo 6 ubicado al Oeste del campo se presentaron eventos durante la perforación que se muestran en la Figura 5, pérdidas parciales de circulación durante la introducción de la TR de 20”(1), pérdidas parciales de circulación durante la perforación, introducción y cementación de TR 16” (2), influjo de agua por arena con alta presión y pérdidas de circulación al realizar el control del pozo, realizando sidetrack (3), pérdidas de circulación durante la introducción del liner de 11 3/4” (4), pérdidas de circulación durante la perforación, introducción y cementación de TR de 9 5/8” (5), gasificaciones y pérdidas de circulación en la perforación de la etapa de yacimiento (6).

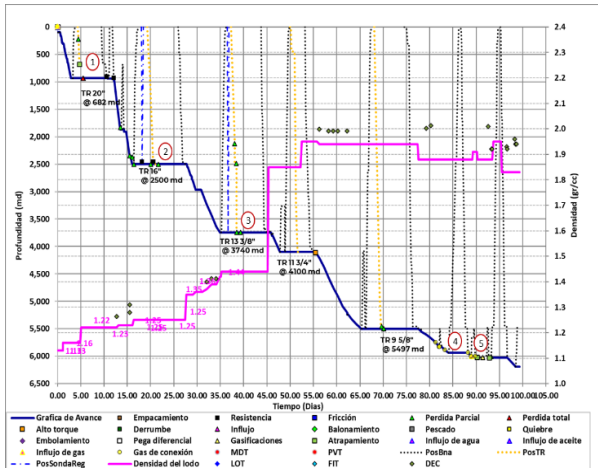


Figura 6. Gráfica de avance de perforación vs densidad pozo 3.

En el pozo 6 se encontró una arena de alta presión a una profundidad no esperada, por lo que para la perforación del sidetrack, se asentó el liner de 11 3/4" antes de entrar a dicha arena para poder continuar con la perforación de la zona de alta presión. En el pozo 3 perforado en la zona NE del campo (Figura 6) se presentaron los siguientes eventos: pegadura diferencial de TR 20" y pérdidas parciales durante la cementación (1), pérdidas parciales durante la introducción y cementación de la TR de 16" (2), pérdidas de circulación durante la introducción y cementación de la TR de 13 3/8" (3), presencia de gas de conexión e influjos de gas en etapa de 8 1/2" (4), atrapamientos de sarta y pérdidas de circulación en etapa de 8 1/2" (5).

Pozo 1B

Durante el desarrollo del campo se perforó el pozo exploratorio 1B en el flanco Suroeste. Se observó que en la etapa de 9 5/8" (Figura 7) se presentó un influjos al salir de la zapata de 11 3/4". Se controló pozo regresando fluidos contra formación registrando densidades de 2.02 g/cm³, sin embargo, la deficiencia en las cementaciones de las TR's de 13 3/8" y 11 3/4" ocasionaron pérdidas de circulación severas e influjos que derivaron en la realización de una ventana y un sidetrack.

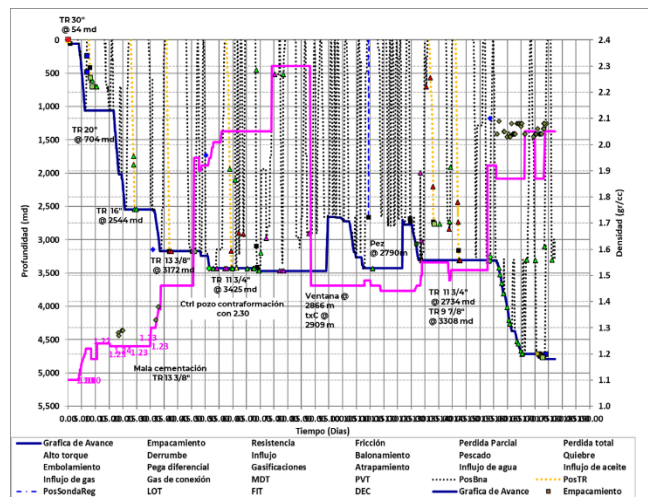


Figura 7. Gráfica de avance de perforación vs densidad pozo 1B.

Se realizó un análisis geológico observando que en la correlación sísmica de la posición actual del pozo 1B, se encontró estructuralmente en la parte más alta de la falla regional, lo que originó una mayor presión de poro a una profundidad más somera.

Pozo 8

Para la planeación del pozo 8 se consideraron los eventos observados en el pozo 1B y con el apoyo del área de geociencias se planteó realizar una trayectoria tipo “S” con un inicio en la construcción del ángulo a 1500 md, manteniendo un ángulo de 17°, azimut de 33.56° hasta 4725 md e inicio de sección vertical a 5150 md, logrando así una separación con la arena del influjo de +/- 500 m.

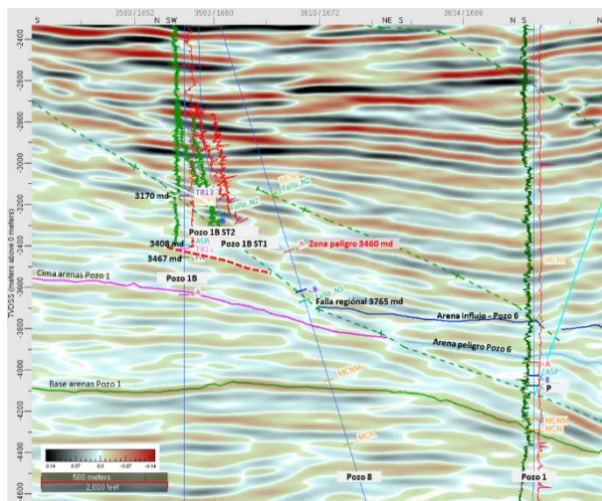


Figura 8. Sección sísmica en profundidad sobre los pozos 1B, 8 y 1.

De acuerdo al análisis de correlación sísmica (Figura 8), no se presentó en el pozo 8 la arena con alta presión observada en el pozo 1B, puesto que la arena (línea punteada en rojo) se acuñó en la falla regional, siendo el mismo caso para la arena (línea color azul) observada en el pozo 6 ST, sin embargo, se establecieron límites de profundidad de perforación iniciando a 3460 md y terminando hasta cortar la falla regional a 3765 md, en donde podrían existir intercalaciones arenosas con alta presión.

Derivado de los eventos presentados durante la perforación de los pozos en el campo A asociados a la presencia de arenas con alta presión, se pudo determinar que el campo A necesitaba ser dividido en dos bloques debido a que la ubicación de las arenas mencionadas se encuentra bajo la influencia de la falla regional.

Bloque 1

Con la perforación del pozo 1A, el primero de la localización 1 ubicado en el flanco Este del campo, se identificó una secuencia de areniscas con alta presión de poro a nivel de Mioceno Superior, mismas que fueron observadas en los pozos 1A ventana, 1 y 2.

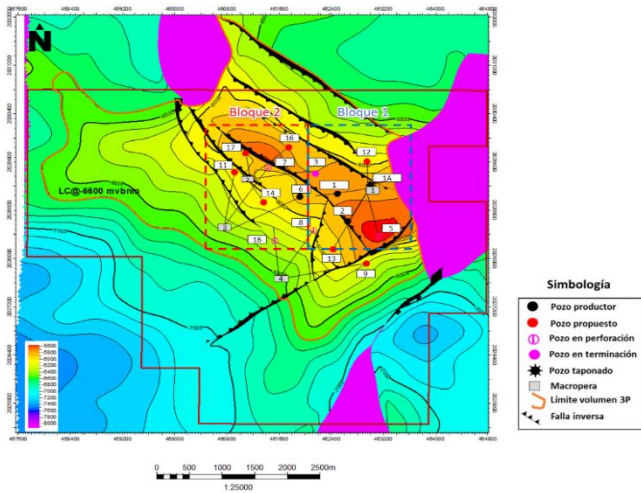


Figura 2. Configuración estructural del campo A en JSK dividido por bloques.

Este bloque tiene la característica de que el asentamiento de la TR 13 3/8” se realiza por marca eléctrica finalizando la zona de transición antes de iniciar las arenas con alta presión, permitiendo omitir el asentamiento de contingencia, ya que nos proporciona el gradiente suficiente para poder perforar la zona de presiones anormales y areniscas sobre-presionadas en una sola etapa.

Bloque 2

El bloque 2 ubicado al Oeste del campo era un área poco conocida por falta de información. En esta zona se perforaron los pozos 6 ST y el 1B, los cuales encontraron la secuencia de arenas con alta presión a una menor profundidad por encontrarse en una posición estructural alta, lo que implicó tener inlfujos y posteriormente un menor gradiente de fractura, condiciones que derivaron en problemáticas como un sidetrack y un asentamiento del liner 11 3/4” de contingencia antes de las arenas mencionadas, siendo que se tenía el asentamiento programado de la TR 13 3/8” a esa profundidad.

Optimización en el diseño del campo A de acuerdo con los riesgos presentados durante la perforación

Durante el desarrollo del campo A se han presentado numerosos eventos durante la perforación, siendo los principales; pegaduras diferenciales al introducir la TR 20” asociadas a intercalaciones permeables, pérdidas parciales de circulación durante la introducción de la TR 16”, pérdidas parciales de circulación e inlfujo durante la perforación, introducción y cementación de la TR 13 3/8”, derrumbes tipo tabular asociados a planes de debilidad por el paso de la falla regional, gasificaciones durante la perforación y gas de conexión en JST,

pérdidas parciales de circulación, gasificaciones y atrapamientos de sarta en la zona del yacimiento causados por el fracturamiento de la roca y una alta presión del mismo.

Los riesgos de mayor impacto en el campo A son la presencia de intercalaciones arenosas con alta presión y un menor gradiente de fractura en la zona Oeste del campo, lo que originó el asentamiento de liner 11 3/4" como contingencia para continuar perforando la zona de alta presión, así como la alta compresibilidad de la roca por presencia de pedernal en KSAN y KM, que disminuyó significativamente el ritmo de la perforación la etapa de 8 1/2".

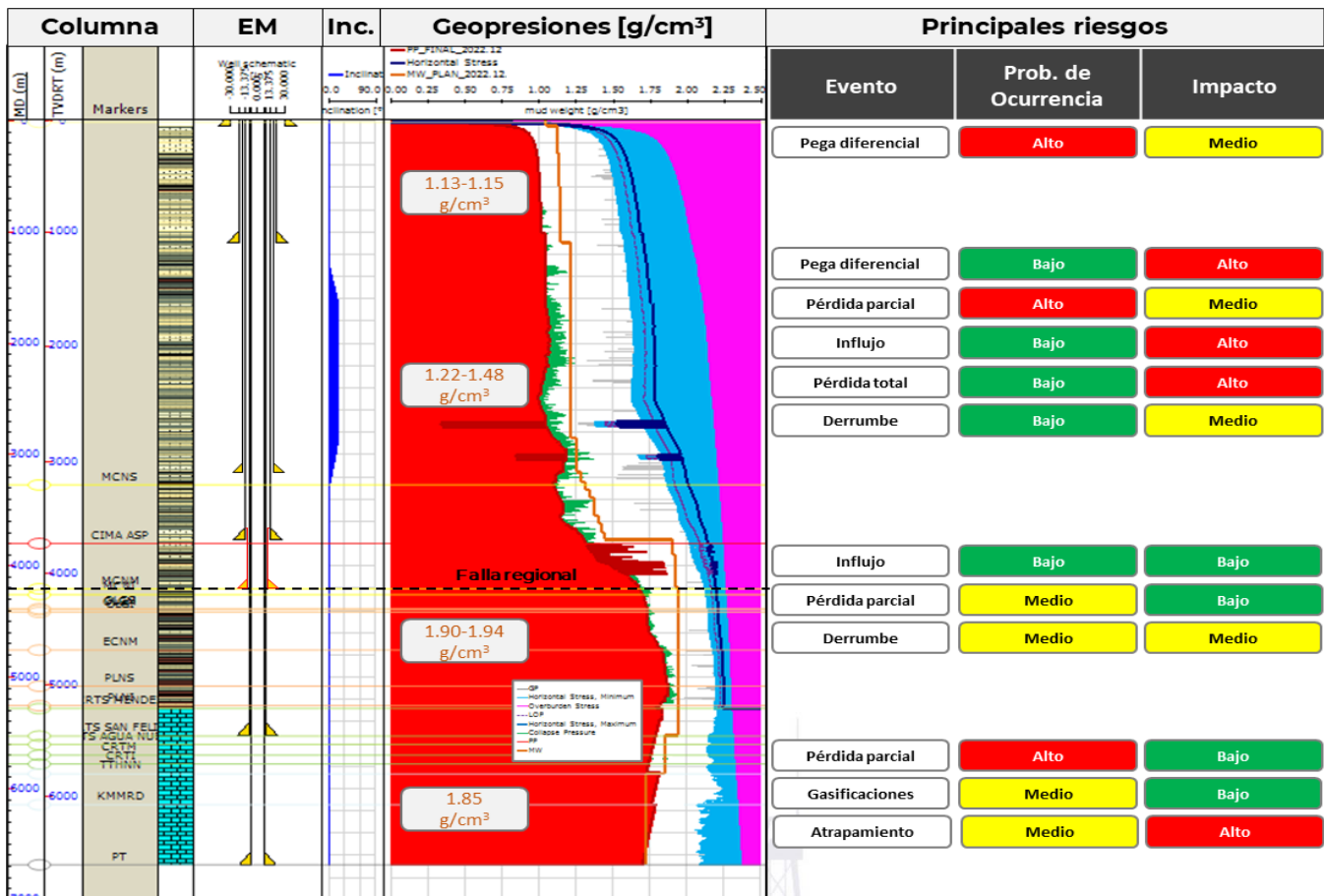


Figura 9. Modelo geomecánico y principales riesgos de la perforación del campo A

El diseño actual del campo A contempla cinco asentamientos de TR y una contingencia (Figura 9). Un arreglo mecánico robusto que de acuerdo con la información obtenida de los pozos actuales perforados en el campo se ha observado que puede ser optimizado.

Optimización 1 (Eliminar asentamiento TR 16”)

El asentamiento de la TR 16” tiene por objetivo aislar la secuencia de arenas depresionadas productoras del Terciario, sin embargo, en la zona NE del campo A se perforó el pozo 3, en el cuál derivado de las limitaciones mecánicas del equipo de perforación se programó el asentamiento de la TR 16” sin cubrir en su totalidad la sección de arenas depresionadas.

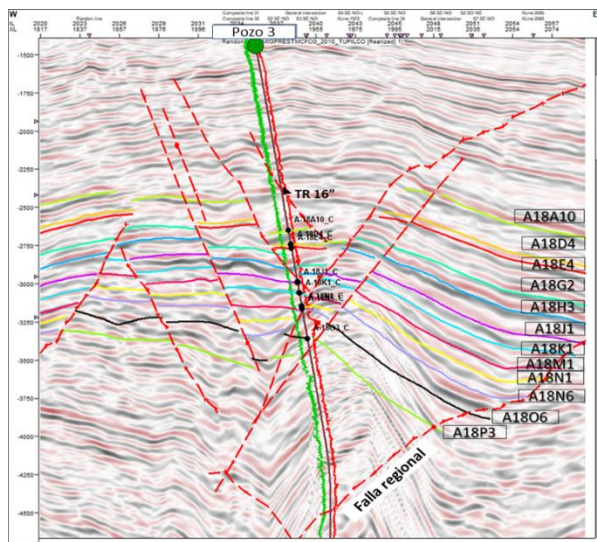


Figura 10. Sección sísmica en trayectoria del pozo 3.

La sección restante de dichas arenas se aisló con el asentamiento de la TR 13 3/8” y durante la perforación solo dos intervalos mostraron gradientes de presión poro bajos (0.33 y 0.84 g/cm³), los cuales fueron perforados con densidades de lodo de 1.44 g/cm³ utilizando materiales obturantes de alto desempeño, de esta manera se redujo el riesgo de pérdidas severas de circulación y pegaduras diferenciales, por lo se determinó que es factible eliminar el asentamiento de la TR 16” en esta zona del campo.

Optimización 2 (Eliminar liner 11 3/4” de contingencia)

La zona más crítica del campo A se localiza en la secuencia de arenas sobre-presionadas del Mioceno, como se ha mencionado anteriormente, esta zona se encuentra influenciada por su ubicación dentro del campo. Para el bloque 1 con dirección al Este, podemos observar en los pozos 1A, 1, y 2 que la sección de arenas se localiza a ± 4000 mv, a esta profundidad el gradiente de fractura es alto (2.08 g/cm³).

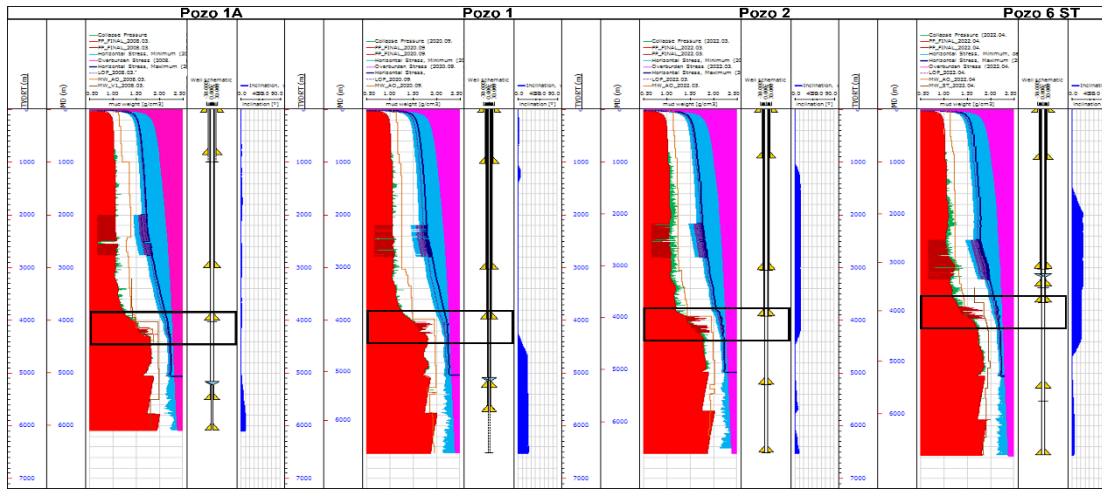


Figura 11. Perfil de geopresiones de los pozos 1A, 1, 2 y 6 ST.

El bloque 2 localizado con dirección al Oeste tiene una tendencia a elevarse estructuralmente por la influencia de la falla regional, las arenas se encuentran a una profundidad menor que en el bloque 1.

En el pozo 6 ST la sección de arenas de alta presión fue encontrada a ± 3750 mv (Figura 11), donde se presentó un influjo que derivó a realizar un sidetrack y por consiguiente a asentar un liner de contingencia previo a la zona de alta presión.

Con la información actual recopilada de los pozos perforados en el bloque 2 se han identificado marcas eléctricas y reflectores sísmicos asociados a la secuencia de arenas sobre-presionadas para gran parte de esta área, esto nos permite que el asentamiento de la TR de 13 3/8" se pueda realizar a una profundidad mayor dentro de la zona de transición (sin entrar a la zona de arenas con presión), lo que nos permitirá ganar el gradiente de fractura suficiente para poder perforar la zona de presión anormal sin requerir el asentamiento del liner de 11 3/4" de contingencia.

Optimización 3 (Profundidad de asentamiento TR 9 5/8”)

El asentamiento de la TR de 9 5/8” tiene por objetivo cubrir la zona de presión anormal que inicia en el Mioceno y termina por marca eléctrica hasta la cima de Cretácico Superior Agua Nueva (KSAN), sin embargo, de acuerdo con la información obtenida durante la perforación del pozo 1, se observó que realizar el asentamiento de esta TR dentro del Cretácico Superior San Felipe (KSSF) para únicamente aislar la zona de presiones anormales acompañada de presencia de formación con margas del Cretácico Superior Méndez (KSM), nos proporciona el gradiente suficiente para perforar la sección del yacimiento y a su vez nos incrementa el ritmo de penetración y optimiza los tiempos operativos al perforar con una barrena de 8 1/2.”

Optimización 4 (Incremento de ROP etapa 8 1/2”)

Durante la perforación del pozo 2, uno de los eventos con mayor impacto en los tiempos de perforación fue el bajo ritmo de penetración en la etapa de 8 1/2” derivado de la presencia de pedernal en KSAN y KM marcadas en cuadros rojos (Figura 12), lo que originó que se realizaran viajes adicionales por cambio de barrena como ya se mencionó anteriormente.

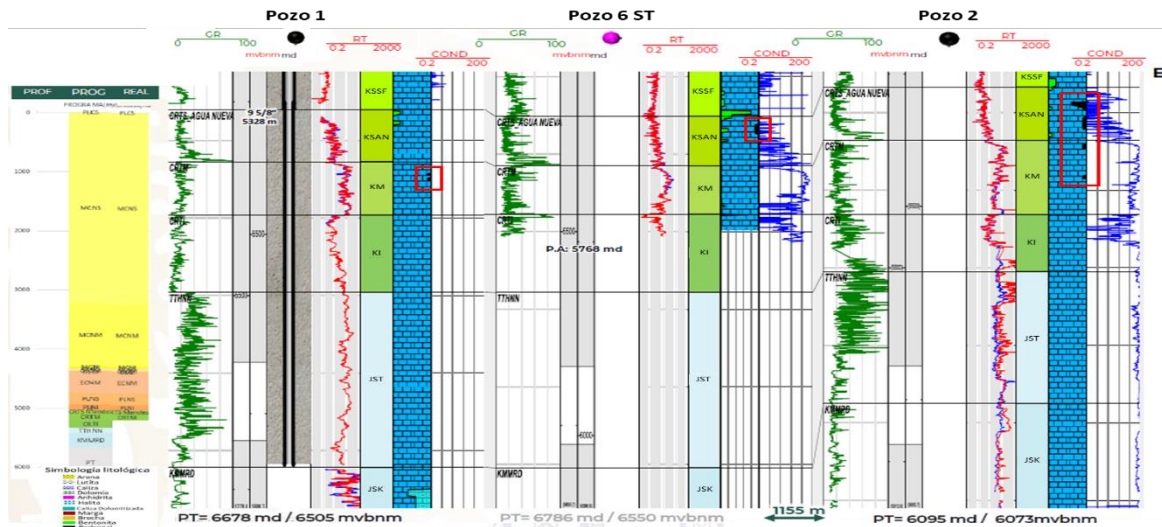


Figura 12. Correlación estratigráfica de los pozos 1, 6 ST y 2.

Dado el éxito obtenido en la perforación de la etapa 8 ½” en el pozo 2, se replicó la aplicación del motor de fondo en la sarta desde el diseño de perforación del siguiente pozo número 6, lo que en la ejecución permitió reducir los viajes para cambio de barrena de nueve a dos, logrando realizar **la perforación más larga registrada en Mesozoico utilizando una barrena PDC 713 (Récord: 1077 m cortados, ROP de 4 m/hr, desgaste de 3-4-RO-S-X-I-CT/HC-TD)** representada con la línea color verde en la Figura 13.

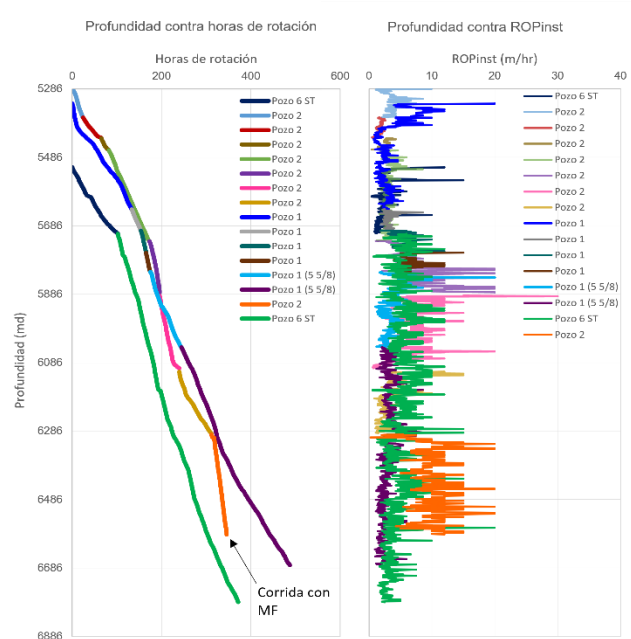


Figura 13. Gráfico de desempeño de barrenas de los pozos 1, 2 y 6 ST.

Optimización 5 (Perforación de etapas 8 ½” y 5 5/8” en una sola etapa)

Durante la perforación de las dos últimas etapas (8 ½” y 5 5/8”) en Cretácico y Jurásico Superior del pozo 1 se utilizaron densidades de lodo de perforación similares como se mencionó anteriormente, sin embargo derivado de que en la perforación de la sección de Cretácico en el pozo 2 se observó formación competente sin indicios de pérdida de circulación, se tomó la decisión de perforar las dos etapas (8 ½” y 5 5/8”) en una sola etapa, replicando esta buena práctica en los próximos diseños de pozos de desarrollo del campo A.

Como comentario adicional, en los pozos actuales de desarrollo para la explotación de esta última etapa (agujero 8 ½”), se utiliza un liner liso con empaques hinchables combinado con tubería ranurada, la sección lisa del liner separa el resto de la sección del yacimiento JSK.

Conclusiones

Es importante conocer el entorno geológico e identificar los eventos que nos ayuden a localizar zonas con altos riesgos potenciales que puedan presentarse durante las operaciones de perforación para determinar acciones o administrar los riesgos.

En el caso del campo A la caracterización geológica nos permitió delimitar la zona crítica de arenas con alta presión del Mioceno, identificando los reflectores sísmicos y las marcas eléctricas como puntos de control, de esta manera en el pozo 6 ST posterior al evento del influjo, se logró asentó el liner de contingencia 11 ¾” previo a la entrada de esta sección lo que permitió que no se presentara el influjo nuevamente y poder continuar con la perforación de acuerdo al programa original.

Con la identificación de la zona del influjo en el pozo 1B y con la colaboración de todo el equipo de geociencias se determinó el alcance de las arenas con alta presión, lo que derivó a programar una trayectoria direccional en el pozo 8 que nos permitió evitar esta zona de influjo y lograr una perforación exitosa, evitando desviaciones en las operaciones y optimizando tiempos de operación de hasta 50 días.

La evaluación constante de los eventos de perforación e información de pozos de correlación dentro del campo A nos ha permitido identificar áreas de oportunidad y riesgos operativos, los cuales han sido mitigados con la implementación de prácticas operativas seguras y reingeniería de diseño para la optimización de costos y tiempos operativos, lo que nos ha permitido la incorporación temprana de pozos a producción.

Nomenclaturas

KSM: Cretácico Superior Mendez

KSSF: Cretácico Superior San Felipe

KSAN: Cretácico Superior Agua Nueva

KM: Cretácico Medio

JST: Jurásico Superior Tithoniano

JSK: Jurásico Superior Kimmeridgiano

MD: Metros desarrollados

MV: Metros verticales

ROP: Ritmo de penetración

V: Ventana

ST: Sidetrack

TR: Tubería de revestimiento

PDC: Polycrystalline Diamond Compact

Agradecimientos

Quiero agradecer especialmente a mi esposa Elvira Rivera por creer en mí, por impulsarme cada día a crecer y desarrollarme profesionalmente, por motivarme a cumplir mis objetivos, sueños, metas personales y profesionales. También agradezco a mi hermana Kenia y a mis padres que me han apoyado en mi trayectoria profesional.

Referencias

Alan Juárez Reyes & José Miguel Cruz Oropeza. 2022. Perforación en zonas con planos de debilidad

Jackson, M. & Hudec, M. 2017. Salt Tectonics: Principles and Practice.

Haakon Fossen. 2016. Structural Geology.

Trayectoria profesional del autor y coautores:

Alan Juárez Reyes

Ingeniero petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional, inició su trayectoria profesional en el año 2012 en la compañía Weatherford con el puesto de asistente de company man en la cuenca de Burgos y Aceite Terciario del Golfo, posteriormente como ingeniero de diseño de perforación y terminación de pozos en campos maduros del Terciario-Sur.

En 2014 ingresó a Pemex Exploración y Producción como ingeniero de pozo en Reforma, Chiapas, se ha desempeñado también dentro de la empresa en otros puestos como coordinador de operaciones en pozos HPHT en Litoral de Tabasco, ingeniero de diseño y soporte a la operación en Pemex Perforación y Servicios, ingeniero de diseño de perforación en la Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Explotación y en la Gerencia de Ejecución y Seguimiento de Pozos de Desarrollo. Actualmente se desempeña como ingeniero de diseño de perforación en OPEX Perforadora.

Vicente Josafat Sandoval Gutiérrez

Ingeniero Petrolero con especialidad en Geomecánica desde el 2017. ASISPET (2014), PEMEX (2015 – 2022); ha participado en diversos proyectos desarrollando modelos Geomecánicos 1D dentro de los equipos multidisciplinarios VCDSE para evaluar densidades de lodo y profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, así como realizando análisis de estabilidad del agujero y actualización de geopresiones en tiempo real. Actualmente se desempeña como geomecánico en la Gerencia de Ejecución y Seguimiento de Pozos de Desarrollo.