

## Maximización de la producción y control de arena mediante la perforación y terminación del primer pozo horizontal en arenas del JSO del campo Ek-Balam

*Juan Jesús Guerrero Ramírez  
Gustavo González Sthormes  
María Del Socorro Lara Lara*

***VCD de Ek Balam Takin, Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos en Diseño de Proyectos Activo de Producción Cantarell. Subdirección de Producción Región Marina Noreste. Pemex Exploración y Producción.***

*Ricardo Perdomo Pastrana  
Cinthya Hernández Reyes*

***VCD de Ek Balam Takin, Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Proyectos de Explotación de Pozos Activo de Producción Cantarell. Subdirección de Producción Región Marina Noreste. Pemex Exploración y Producción.***

*Alba Lucía Cleto Zepeda  
Edmundo Carmona Corona  
Ulises Canseco Huerta*

***Unidad de Perforación Cantarell. Unidad de Negocios de Perforación Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Pemex Exploración y Producción***

Información del artículo: recibido: enero de 2015-aceptado: junio de 2015

### Resumen

El yacimiento del Jurásico Superior Oxfordiano del campo Ek Balam inició su explotación en los noventa, se constituye por arenas de cuarzo de tamaños fino y medio, regularmente seleccionados con poca matriz y cementante, por lo que se consideran poco consolidadas; desde los primeros años en explotación los pozos presentaron indicios de producción de arena; se realizaron estudios que determinaron que por el tipo de pozos perforados, la manera más eficiente de controlar la arena era la regulación del gasto de producción y el aumento de longitud de los intervalos productores. En 1995 se acentuó la caída de presión en el yacimiento, que propició la implementación de un sistema artificial de producción, siendo elegido como la mejor opción el bombeo electrocentrífugo (BEC); este depresionamiento acentuó la problemática de producción de arena, que derivó en el taponamiento de la tubería de producción, el atascamiento y la reducción de la vida útil de los equipos de BEC, lo que afecta considerablemente la explotación del campo y genera un impacto económico importante, debido a que se afecta la continuidad de la operación de los pozos, por lo que se difiere producción además de requerirse recursos adicionales para la sustitución de los equipos.

A nivel internacional existen diversas metodologías para seleccionar el tipo de técnica para controlar la arena; las cuales el grupo multidisciplinario de Ek Balam Takin analizó a través de la metodología FEL, definiéndose las aplicables a los yacimiento del campo Ek Balam, en las cuales se definió que el tipo de pozo que genera un mayor beneficio para el control de arena y la maximización del gasto de producción son los horizontales. Derivado esto de lo anterior, se propusieron tres pozos piloto para confirmar este beneficio; siendo el primero de ellos el pozo Balam-75 del bloque Balam, a través del cual se confirmó que ésta supera las expectativas iniciales en gasto de producción y manteniéndose operando con parámetros eléctricos que reflejan una producción de arena nula.

El trabajo presente muestra la metodología empleada para el diseño del pozo desde un punto de vista multidisciplinario, así como las lecciones aprendidas durante la perforación, terminación y ejecución, así como las mejores prácticas aplicadas; mismas que se reflejaron como un éxito rotundo.

**Palabras clave:** Control de arena, pozo horizontal, campo Ek-Balam.



## Historia de presión producción

Los pozos iniciaron su producción en flujo natural con una presión de yacimiento de alrededor de 581 kg/cm<sup>2</sup>; debido al agotamiento de la energía del yacimiento,

en 1995 se implementó el bombeo electrocentrífugo (BEC) como SAP; resultando ser altamente eficiente; sin embargo, empezó a presentar fallas debido al rápido depresionamiento del yacimiento y la producción de arena. Actualmente la presión es de 225 kg/cm<sup>2</sup>.

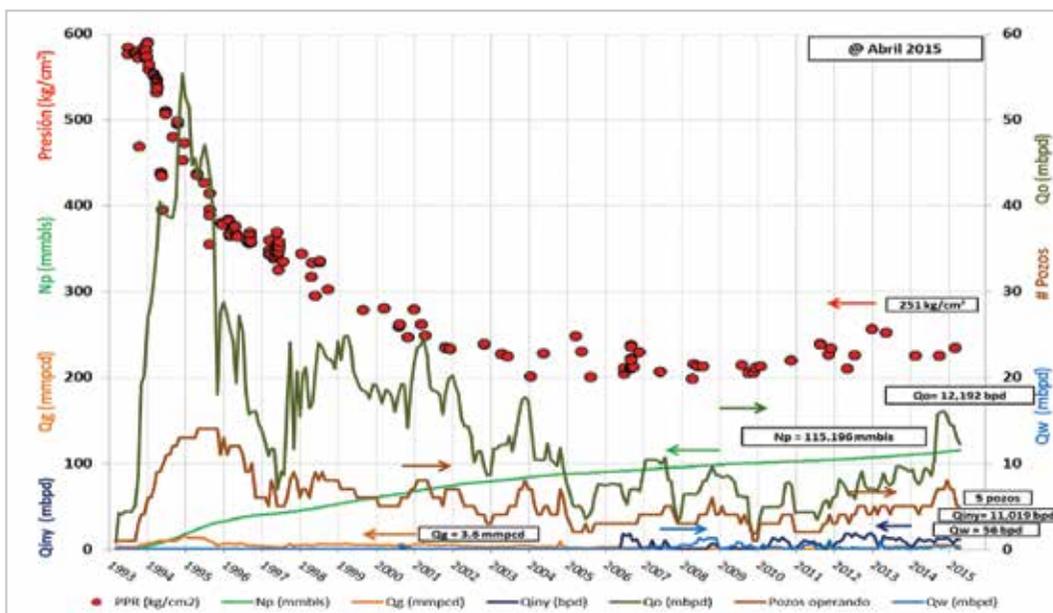


Figura 2. Gráfico de presión-producción.

### Modelo estructural

La estructura del campo Ek Balam en la formación JSO, está definida por un anticlinal alargado, con orientación NW-SE que en su porción central fue intrusionado por un emplazamiento salino, con orientación norte-sur, lo que ocasionó la generación de dos yacimientos estructurales; Ek y Balam.

### Modelo estratigráfico

La columna geológica atravesada por los pozos perforados Ek y Balam varía del Jurásico Medio al reciente. El Jurásico Superior Oxfordiano se divide en cinco unidades y las rocas del Jurásico Medio están representadas por la sal de probable edad Calloviana.

### Características de la roca almacén

El yacimiento principal de acuerdo a la reserva remanente es el de las arenas de JSO, constituido por arenas de cuarzo con poca matriz cementante a excepción de los cuerpos arenosos de la parte basal, los cuales están cementados con anhidrita y dolomía y se presentan como un conglomerado de origen fluvial. Desde el punto de vista petrográfico las arenas se clasifican como una arcosa lítica de granos sub redondeados, a redondeados con buen grado de selección, deleznable constituida por granos de cuarzo feldespatos, así como fragmentos líticos de rocas metamórficas e ígneas y minerales de origen detrítico; las areniscas se reconocen como eólicas, el grano está compuesto en promedio por alrededor de 80% de cuarzo, 20% de feldespatos, micas y otros fragmentos de rocas.

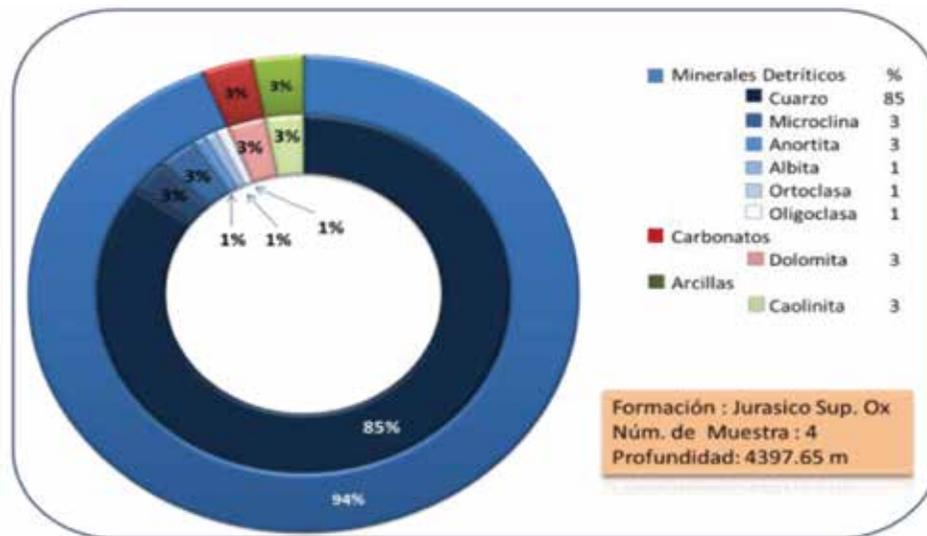


Figura 3. Mineralogía de la roca almacén.

## Evolución de la terminación

Los pozos que se perforaron originalmente no contemplaban una técnica de control de arena desde origen; su geometría se basó únicamente en llegar de manera convencional al objetivo, como lo es una tubería de revestimiento de 5" de diámetro, que posteriormente se disparaba. Se perforaban en seis etapas incluyendo el conductor, la mayoría fueron pozos desviados de menos de 35° de inclinación.

Las primeras cuatro etapas que se perforaban eran en rocas de edad terciaria; la quinta cruzaba desde el Paleoceno Superior hasta los terrígenos del J.S.K; y la última consideraba desde los terrígenos hasta la base de la arena o cima de la anhidrita inferior; es de hacerse notar que esta última sección se perforaba con fluido de emulsión inversa; si bien es cierto que era un lodo sucio, al hacer fluir el pozo la presión original del yacimiento era suficiente para remover los sólidos filtrados. La terminación del pozo era convencional con tubería cementada y disparada en intervalos de 30 a 40 metros en promedio y llevaban un aparejo para pozo fluyente.

En 1995 se implementó el sistema BEC para poder mantener fluyendo a los pozos; la caída de presión observada en esta etapa acentuó la problemática de producción de arena y redujo la cantidad de pozos en operación debido al atascamiento recurrente de los equipos BEC en algunos de los pozos. Aunado a eso no se tuvo a tiempo el mantenimiento de presión requerido que hubiera ayudado a revertir o disminuir el abatimiento.

Durante el año 2003 se implementó la medición de arena mediante medidor acústico; lo que ayudó a tomar la decisión de aplicar control de arena de tipo exclusión, o activo a los pozos existentes.

En el año 2004 se realizaron los primeros esfuerzos de aplicación del control activo de la arena en pozos existentes como reparaciones mayores; sin embargo, el resultado de los mismos no fue satisfactorio.

En el año 2007, después de trece años, se retoma el desarrollo para los yacimientos de arenas en el Jurásico, esto a través de la perforación del pozo Balam-31, el cual se perforó de manera exitosa; sin embargo, tuvo complicaciones operativas durante la terminación; después de que se resolvieran estos problemas, el pozo tuvo un comportamiento anómalo y no fluyó.

Derivado de los resultados anteriores se formó el grupo multidisciplinario de Ek Balam, teniendo como objetivo principal establecer una estrategia de terminación de pozos mediante un análisis con un enfoque multidisciplinario, que permita la implementación de nuevas tecnologías, procedimientos y métodos de trabajo que ayuden a maximizar la vida útil del sistema artificial de producción, para dar cumplimiento a las metas planteadas en el proyecto de explotación.

## Definición de premisas

Existen muchas y muy variadas técnicas de control de arena aplicadas, derivado de que el flujo de arena con aceite y

gas de los yacimientos hacia los pozos productores ha sido siempre uno de los problemas principales en la industria; uno de los puntos principales a tomar en cuenta es la forma en la que el pozo se termina, lo que puede incrementar o disminuir la tendencia a la producción de arenas. Se han publicado diversos estudios en los cuales se han desarrollado sistemas de control de arena, donde se describen técnicas apropiadas para su aplicación, aunque a pesar del progreso en la resolución de estos problemas, existen controversias en cuanto al tipo de método que debe aplicarse en alguna

situación en particular. En lo que todas están de acuerdo es, que la selección de un método de control de arena depende de varios factores, como lo son:

- Condiciones específicas del campo.
- Prácticas operativas.
- Factores económicos.

Esto se describe en la **Figura 4**.

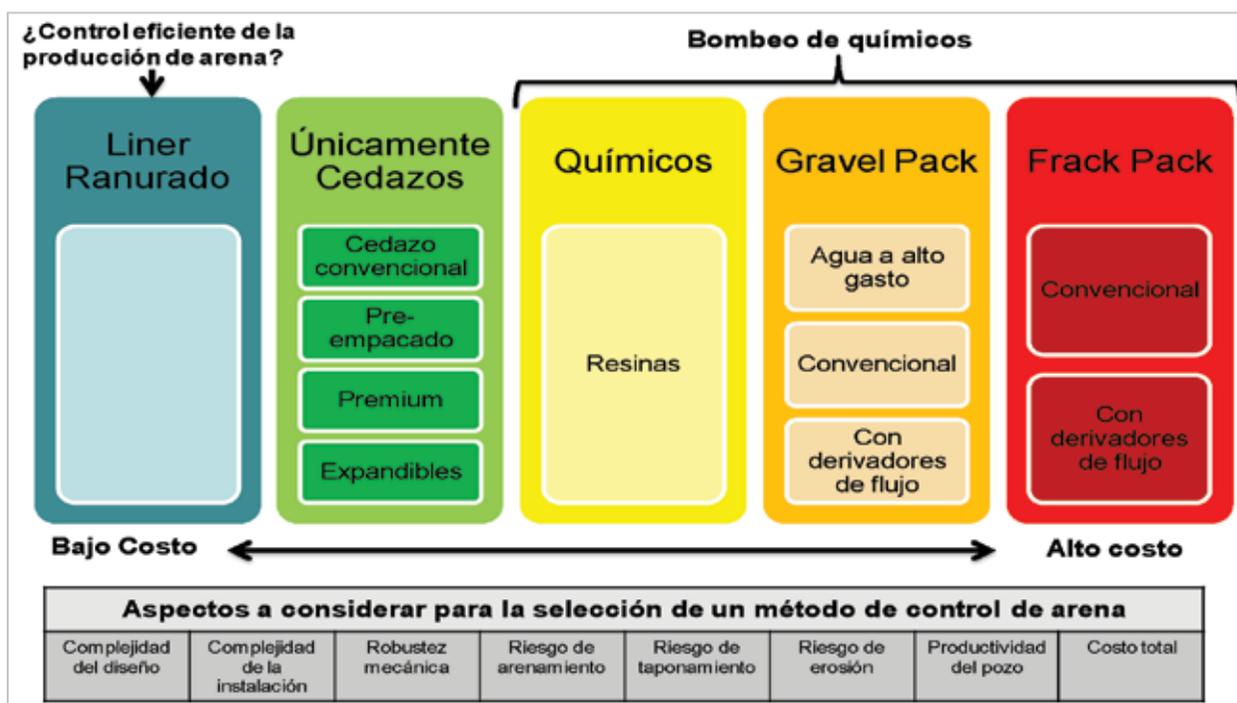


Figura 4. Aspectos a considerar en controles de arena.

Sin embargo, se deben definir los criterios a tomar en cuenta para seleccionar la alternativa mejor; primeramente se repasará a manera de resumen algunos de los conceptos ya revisados; posteriormente se analizará la literatura existente con respecto al análisis técnico; esta información se utilizará durante el análisis que se realizará en el capítulo siguiente. Los criterios a tomar en cuenta para la selección del método a utilizar va a depender de lo siguiente:

• **Condiciones del pozo**

Gasto y presión de explotación (actual o requerido según el caso), caída de presión, afluencia de arena de formación, estado mecánico y/o geometría propuesta.

• **Características de la formación**

Permeabilidad, porosidad, presión de yacimiento, temperatura estática, presiones de fondo fluyendo y estática, daño a la formación, longitud del intervalo, condiciones de flujo, litología y mineralogía de la formación, saturación y salinidad del agua, tamaño medio del grano de arena aportado, mecánica de rocas (módulo de Young, relación de Poisson, esfuerzo horizontal mínimo y máximo, esfuerzo vertical, esfuerzos in situ) y proximidad del contacto agua/aceite.

• **La secuencia que debe seguirse para emplear el método:**

A. Determinar el mecanismo de producción de los sólidos.

B. Realizar un análisis técnico a los métodos que apliquen en función de:

- Análisis granulométrico de la arena aportada por el yacimiento.
- Análisis nodal.
- Condiciones mecánicas del pozo.

C. Evaluar desde el punto de vista económico cual es la técnica conveniente de las posibles, por relación costo beneficio y análisis de riesgo técnico económico.

D. Diseñar la aplicación del método seleccionado con base en:

- Recopilación de la información del yacimiento, estado mecánico del pozo, datos de producción, etc.
- Análisis granulométrico.
- Selección del tipo de arena o grava.
- Selección de fluidos de tratamiento.

E. Realizar el programa técnico y operativo del método seleccionado, incluyendo:

- Cédula de bombeo, (en caso de aplicar).
- Aspectos operativos.
- Aspectos de seguridad.

F. Evaluar los resultados de la tecnología con base en:

- Aforos de producción: arena, agua e hidrocarburos.
- Análisis de muestras recuperadas en superficie.
- Análisis nodal.
- Rediseño tomando en cuenta la información registrada durante el tratamiento.

Adicionalmente se deben tomar ciertas precauciones para el diseño de la perforación del pozo, el cual antecede la terminación en orden de ejecución; sin embargo, no es así en el orden de diseño; una de ellas es la selección del fluido para perforar la formación productora, el cual debe ser en la medida de lo posible amigable con la formación, de tal manera que minimice las pérdidas excesivas de fluido que puedan ocasionar una alta invasión y a su vez

generar un daño posible, asimismo debe asegurarse que el fluido sea compatible con la formación, para lo cual se requieren realizar análisis rigurosos que se complementan con la elaboración de procedimientos y la aplicación y difusión de buenas prácticas a realizar durante los trabajos de terminación, al realizar los desplazamientos de fluidos o ejecutar operaciones de disparos, limpieza de pozo y tratamientos de remoción del enjarre o estimulación.

Otra consideración es que al dejar los pozos en producción se realice su monitoreo, de tal forma que se considere la medición de la producción de arena y se respeten los gastos y caídas de presión crítica para los que se diseñaron. El registro correcto y organización de toda la información anteriormente mencionada, robustecerán los diseños futuros para aplicaciones de terminación.

En la secuencia descrita, una de las actividades con más peso son los análisis granulométricos que ayudan a definir qué alternativas técnicas se pueden aplicar, así como el tipo de grava a seleccionar en caso de que los criterios aplicados hayan dado como resultado un empaque con grava o fracturamiento con empaque.

Con el análisis de tamiz la muestra seca y disgregada se hace pasar por tamices apilados, típicamente en 18 pasos; de 2350 mm hasta 44 mm. Del análisis que resulta del tamiz se obtiene la distribución del tamaño del grano contra porcentaje de peso acumulado.

Los coeficientes de distribución de probabilidad se abrevian a D%, por lo tanto, D50 es la mediana. Las distribuciones de tamaño de grano por lo general son sesgadas. Estos coeficientes permiten una descripción concisa y comparable al disponerse de una distribución continua. Los coeficientes más comunes son D10, D40, D50, D90 y D95, a partir de los cuales se calculan diversas relaciones, siendo los más comunes D40/D90 y el D10/D95, proporciones que representan el grado de uniformidad y clasificación de la formación.

El D40/D90 se refiere a menudo como el coeficiente de uniformidad (CU o Cu). Otro parámetro necesario es el porcentaje en volumen de finos, que se define como las partículas que pasan a través de un tamiz de malla 325 EE.UU., (menores de 44 mm) y se aproxima a la gama de tamaños de partículas que pueden causar problemas de taponamiento, tanto en cedazos como en empaques de grava.

## Metodología de diseño del pozo

### Núcleos y análisis granulométricos

En el campo Ek se cuenta con cuatro pozos con núcleos recuperados; Ek-13 con tres núcleos continuos en la parte media de la arena, Ek-3 con uno en la parte superior y dos en la parte media, Ek-23 con cinco núcleos en la parte media y basal y Ek-101, con uno en la parte media.

El campo Balam cuenta con seis pozos con núcleos, a diferencia del bloque Ek, la cantidad de núcleos por pozo se reduce a uno a excepción de los pozos Ek-Balam DL3, que

cuenta con tres, uno en la parte superior, otro en la parte media y uno más en la inferior; y el Balam-43, que cuenta con siete núcleos que van desde la cima hasta la base de la arena, además se dispone de un análisis granulométrico en los primeros seis núcleos cortados.

Con base en los resultados anteriores se obtiene la gráfica típica de la granulometría para cada una de las nueve muestras. Se calcularán los coeficientes de uniformidad y de clasificación, así como el porcentaje de finos. De los criterios diversos de selección revisados en el marco teórico se aplicarán en primera instancia el Criterio de Tiffin (1998), actualmente vigente, **Figura 5**.

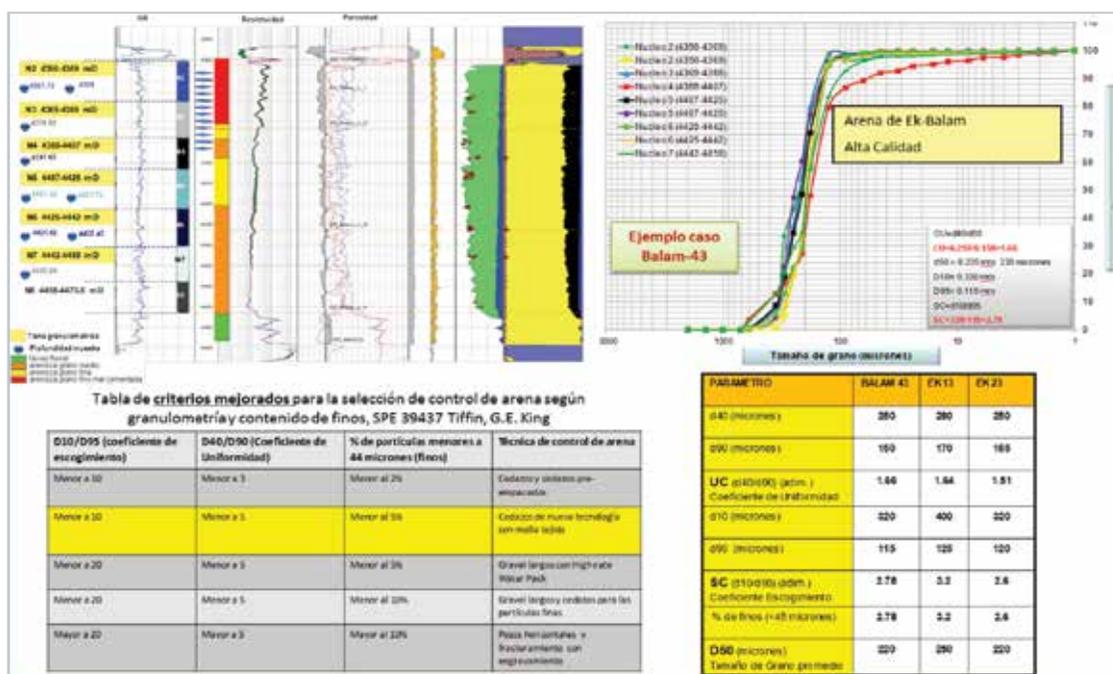


Figura 5. Análisis de tamaño de grano pozos de Ek Balam.

De acuerdo a este criterio, es suficiente con el uso de un cedazo independiente; sin embargo, como se pudo observar, la mineralogía es variable en algunos intervalos, por lo que sería más segura la aplicación de un cedazo de malla metálica, conocido comercialmente como cedazo tipo premium.

Si se considera el criterio de Gillespie, el resultado obtenido confirmaría lo anterior. Por último, si se revisa el criterio de Bennett, que tiene como base los estudios de Tiffin, y que además considera la probabilidad de producir arena; podría concluirse que para Balam únicamente se requieren cedazos,

sin embargo, para Ek que tiene un depresionamiento mayor y un espesor menor, se tendrían mejores resultados si se aplicaran empacamientos de grava, en ambos casos es extremadamente importante el mantenimiento de presión para obtener mejores resultados.

### Factores adicionales a considerar

Del análisis anterior se podría concluir que la utilización de los cedazos independientes es la opción viable considerando que el primer pozo se perfora en Balam. Sin embargo, adicionalmente es necesario identificar los

factores clave que impactan en la estrategia para clasificar las alternativas de diseño de terminación, de manera que se pueda seleccionar el más adecuado para cada tipo de pozo propuesto de los factores clave siguientes:

- Maximizar la reserva recuperada por pozo
- Maximizar el gasto de producción.
- Restringir la producción de arena a menos de 2 libras por mil barriles para mantenimiento de las BEC.
- Confiabilidad del pozo – que la vida del pozo exceda los 10 años.
- Operatividad del pozo – fácil de intervenir reparaciones menores.

La maximización de la reserva recuperada, el gasto de producción y la disminución de la producción de arena se apoyan en gran medida de la ubicación de las localizaciones; para el caso del campo Ek-Balam se consideran los tópicos siguientes en primera instancia para ubicar los pozos en el yacimiento:

- **Propiedades de la roca-fluidos:**

- Calidad de roca.
- Saturación de aceite.
- Facies con mejor cementación.
- Uniformidad de propiedades: Directamente se refiere a la homogeneidad de valores de propiedades, permeabilidad, porosidad.

- **Situación estructural:**

- Fallas: Se refiere a fallas cercanas al objetivo que pudiesen comprometer la conectividad del yacimiento y/o la producción de hidrocarburos.
- Espaciamiento: Se refiere a la distancia de separación entre los pozos; en este caso separación entre objetivo y pozos productores cercanos.

- **Comportamiento dinámico:**

- Reserva recuperada: Volumen de reserva recuperada total, según simulación de yacimientos en un horizonte de producción establecido.
- Interferencia de pozo: Volumen de aceite disminuido por producciones interferidas entre pozos.

- **Dirección y geometría de pozo:**

- Azimut (dirección al máximo esfuerzo (SH): Proporciona mayor estabilidad del agujero, durante la producción existe menor propensión para la producción de arena.
- Espesor cortado: La caída de presión es menor al tener espesores más amplios, lo que conduce a un menor efecto sobre la formación y por ende menor fuerza de arrastre para la producción de arena.

- **Productividad:**

- ❖ Contacto con el yacimiento: El mayor contacto con la formación proporciona más facilidad para alcanzar las cuotas de producción esperadas, con menores caídas de presión.
- ❖ Distancia al CAA de la trayectoria: Se considera importante, ya que para el futuro del campo se espera producción de agua; la colocación de los pozos en zonas distantes al CAA proporciona seguridad de producción.

- **Complejidad de construcción:**

- ❖ Inclinación máxima: Durante la construcción de trayectoria se considera menor complejidad mientras menor sea el ángulo de construcción en formación objetivo.
- ❖ Severidad: La máxima severidad se asocia a cambios bruscos en el ángulo del pozo en secciones de la trayectoria, (30 m).
- ❖ Tangencial al objetivo: Se busca evitar la construcción, (cambio de ángulo) durante la perforación del intervalo productor.
- ❖ Fallas o discordancias: Durante la construcción de la trayectoria se evita en la manera de lo posible atravesar zonas de falla que podrían cambiar las condiciones de construcción
- ❖ Tipo de trayectoria direccional: Se refiere a la forma de la trayectoria, esto incluye tipo J, tipo S, vertical, horizontal.

## Determinación de gasto de producción seguro

Actualmente se tiene una presión de yacimiento evidentemente baja con respecto a la presión original, en gran medida la pregunta sería:

¿Cuál es el gasto máximo de producción que se puede obtener con una caída de presión segura, y qué tipo de pozo se necesita para obtenerlo sin afectar mecánicamente la terminación y ocasionar falla en la misma?

No se debe perder de vista que ya se está seguro en cuales son los tipos de control de arena aplicables al campo. Para tratar de responder la pregunta se tiene el análisis siguiente:

De acuerdo a los registros sísmicos la resistencia de la roca en Ek Balam oscila entre 350 y 550 kg/cm<sup>2</sup>, teniendo como promedio 450 kg/cm<sup>2</sup>, por lo que el inicio de la producción de arena, a la presión actual del yacimiento de 225 kg/cm<sup>2</sup>; para el campo Balam se generará a un abatimiento de presión de producción de 18 kg/cm<sup>2</sup> (257 psi) en las rocas, con una resistencia a la compresión de 450 psi.

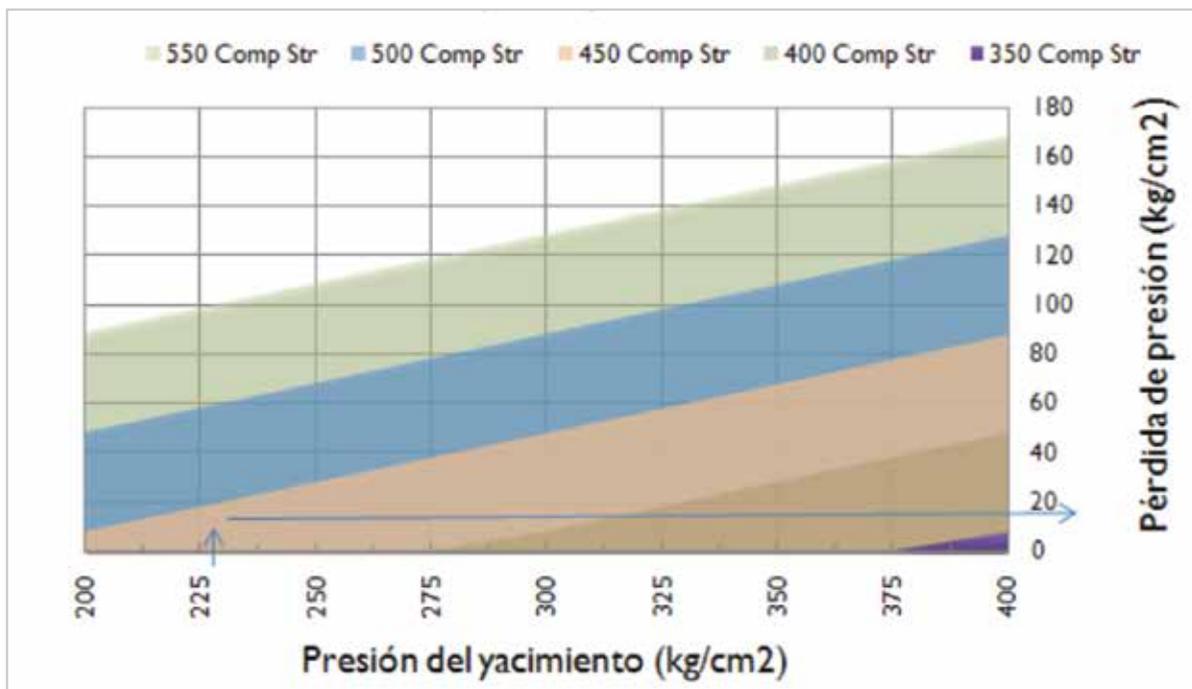


Figura 6. Caída de presión para producción de arena.

Una regla general desarrollada por King fue que los yacimientos de arenisca generalmente se quiebran, (comienzan a producir arena), cuando la pérdida de presión causada por la producción alcanza 1.7 veces la resistencia a la compresión de la roca. Esta regla general se desarrolló realizando representaciones gráficas de las salidas de operación del pozo, comparadas con la resistencia de la roca con conocimiento de la presión de fondo fluyendo. Se entiende que esta correlación no incluye los efectos de agotamiento del yacimiento.

Basado en proyectos anteriores de la industria acerca de los límites de la erosión de los cedazos en pozos de gas, la aparición de un alto índice de fallas parece ocurrir a una

velocidad de fluido que se produce de 20 pies/segundo. Este valor es aproximadamente de 10 pies/segundo para los pozos de petróleo, el cual se correlaciona con la aparición de daños por erosión, observada durante las pruebas realizadas en el Instituto Internacional de Investigación de Stavanger en Noruega.

Para calcular un gasto de producción seguro en barriles por día, para mantenerse por debajo de la velocidad de 10-ft /segundo a fin de evitar daños por erosión a los cedazos, se necesita conocer el área de flujo de los cedazos seleccionados. En la **Tabla 1** se puede observar que para cedazos de tubería base de 3 ½", el área de flujo es de 6.63 in<sup>2</sup>/ft.

**Tabla 1.** Características genéricas de cedazos de alambre envuelto.

Tamaño de la malla	Peso de la tubería base	Máximo OD (in)	Área flujo de la cubierta (in <sup>2</sup> /ft)	Numero de agujeros/ ft	Área de flujo de la tubería base (in <sup>2</sup> /ft)	Área de apertura de la tubería base (%)
2.875	6.4	3.671	27.40	44	4.86	4.48
3.5	9.2	4.296	32.07	60	6.63	5.02
4	9.5	4.796	35.80	68	7.51	4.98
4.5	11.6	5.310	39.64	76	8.39	4.95

Es importante señalar que los cedazos premium tienen un área de flujo mucho mayor en comparación con los cedazos de alambre envuelto.

Un cedazo premium de tubería base de 3 1/2" tiene un gran área de afluencia. Sin embargo, para el cálculo del índice máximo de seguridad se sugiere utilizar el área de flujo del cedazo de alambre envuelto; esto debido a que los cedazos premium tienden a taponarse durante la colocación de sólidos en el fluido de perforación con el material de enjarre en ocasiones durante la inducción o el arranque del pozo, por lo que no es fácil determinar el área de flujo real del cedazo durante la producción; una manera crítica

para evaluarlos es considerar que pierden gran parte de su área de flujo hasta llegar a tener la cercana a un cedazo de alambre envuelto.

Basado en esta información, el gasto seguro calculado para cedazos envueltos en alambre de 3 1/2" es de 7 bpd por cada pie del cedazo para las terminaciones de tipo independiente. La **Tabla 2** muestra los gastos máximos de producción segura para las terminaciones de cedazo independiente que utiliza cedazos de tubería base de 3 1/2" variando la longitud de terminación. El índice seguro se basa en siete barriles al día por cada pie de cedazo, para mantener la velocidad del fluido por debajo de 10 pies/segundo.

**Tabla 2.** Gasto seguro para evitar erosión en función de longitud.

Longitud de terminación (ft)	Tasa máxima de producción segura (STB/D)
300	2400
600	4900
1000	8000

Continuando con el análisis, en el yacimiento del JSO del campo Balam todos los pozos que se mencionan a continuación se terminaron en TR cementada y disparada; los pozos Balam-43, 23, 25 y 33 fallaron debido a la movilización de arena y como consecuencia de lo anterior falla del sistema BEC. Se analizaron los antecedentes de producción

de los pozos, de tal forma que se pudiera calcular la presión del yacimiento a la que estas terminaciones fallaron. En la **Figura 7** se muestran los datos históricos de presión y producción de los pozos, los que producían a gastos que variaban desde los 2,500 a los 3,000 BPD y la presión del yacimiento era de 250 kg/cm<sup>2</sup>.

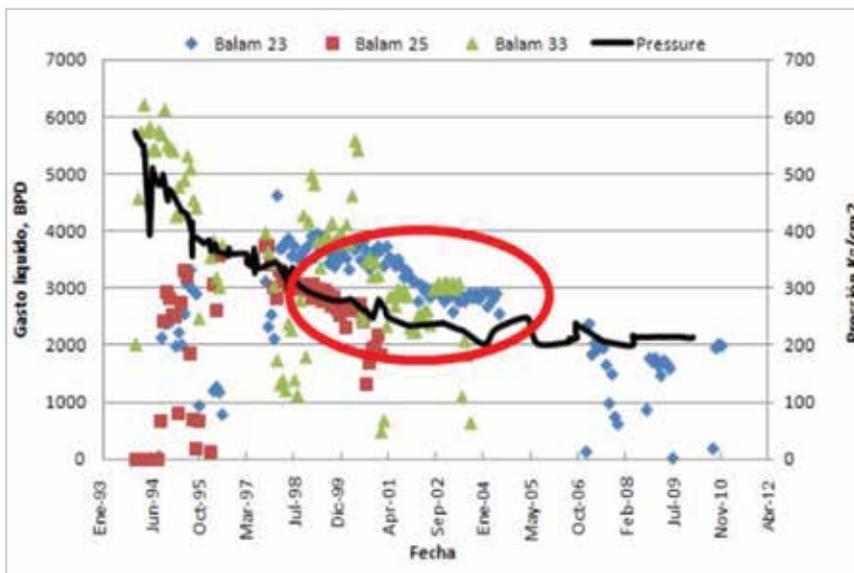


Figura 7. Perfiles de presión y producción histórica de pozos.

Debido a que el cálculo considera las distintas profundidades de ubicaciones del sistema BEC de los pozos analizados y ésta se normalizó, la posible caída de presión en la que la formación falla no es tan precisa como se esperaba. A los puntos que

se muestran en la **Figura 8** se debe aplicar un margen de seguridad de +/-20%; lo que resulta en una caída de presión crítica entre 5 y 7 kg/cm<sup>2</sup> (71.1 a 99.54 psi), para gastos de producción entre 2500 y 4500 barriles por día de aceite.

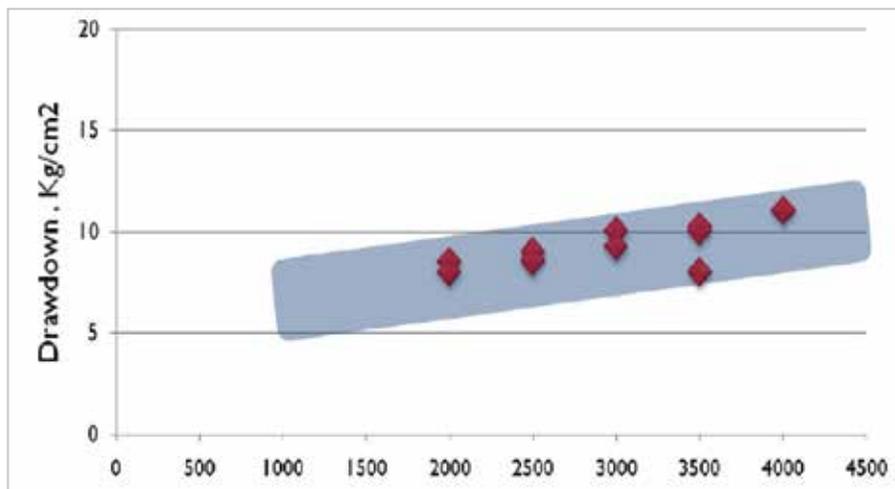


Figura 8. Caída de presión permisible para evitar producción de arena y falla de la terminación.

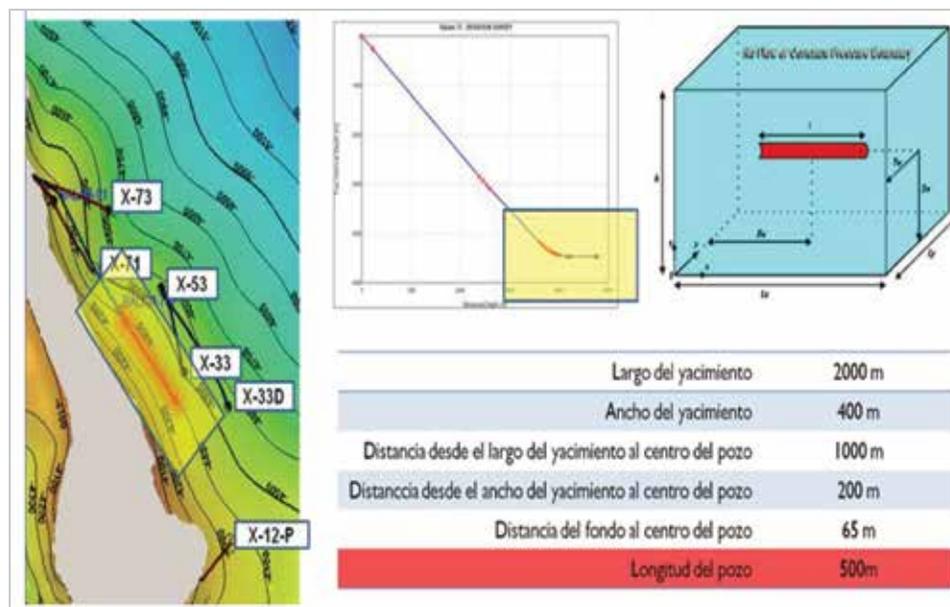
Como se puede observar en el análisis realizado, las caídas de presión requeridas para evitar arenamiento y falla en la terminación son muy bajas (de 5 a 7 kg/cm<sup>2</sup>); de lo anterior se puede deducir que si bien es cierto, los criterios de selección apuntan como mejor opción la aplicación de cedazos independientes como control de arena, la condición actual de presión en el yacimiento es crítica; por lo que para minimizar efectos posibles de generación de finos por el depresionamiento y su migración, debe considerarse que para tener caídas de presión reducidas en el orden que se pretende, se requiere una gran longitud de contacto con el yacimiento y el espesor vertical que se presenta es de alrededor de 98 metros para el bloque Balam con un mínimo de 65 metros presentado en el pozo Balam 91; la problemática anterior conduce a pensar en una terminación de pozos en una sección horizontal que permita maximizar el contacto con el yacimiento; a continuación se realizará el modelado de un pozo para el campo Balam, tomando en cuenta todas las consideraciones que se han tenido como hallazgo del análisis de la información.

En primera instancia, y obviando actividades para no extender el análisis, se define la localización del pozo en el

yacimiento de acuerdo a los criterios de posicionamiento anteriormente mencionados, entre los que destacan una posición estructural alta; propiedades petrofísicas en un rango adecuado; una zona con facies con mayor cementación pero que no afecten la calidad de la roca; alineamiento con el esfuerzo mínimo para evitar derrumbes y para poder maximizar el contacto con el yacimiento sin tener cambios bruscos de permeabilidad; es decir, alineado entre dos curvas de nivel mapeadas del modelo estructural; a continuación se muestra la localización seleccionada y elegida después de haber realizado análisis geológico estructural, lito estratigráfico y de interpretación sísmico-estructural y sísmico-estratigráfica con atributos realizados.

### Modelado del pozo horizontal

Posteriormente se modeló el pozo como pozo horizontal sin límites de flujo. El tipo de terminación que se utilizó fue cedazo de malla de alambre. La longitud del pozo y la permeabilidad del yacimiento fueron variables de sensibilidad y se consideró una caída de presión crítica para producir arena de 5 a 7 kg/cm<sup>2</sup> obtenida del análisis anterior. En la **Figura 9** se presentan las premisas del modelado.



**Figura 9.** Modelado del pozo horizontal.

Para el modelado del yacimiento se consideraron como datos de entrada los obtenidos del modelo geológico, el modelo dinámico y la geometría de pozo actual que se describió en un apartado anterior. El propósito principal de

este ejercicio es estimar los gastos de inicio seguros para diferentes combinaciones de criterios de pozo establecidos anteriormente. La **Tabla 3** presenta los gastos de inicio seguros para una dada longitud y permeabilidad de yacimiento.

Tabla 3. Resultados de las sensibilidades.

		PERMEABILIDAD			
		300 mD	500 mD	800 mD	1200 mD
LONGITUD	250 m	1000	2000	3000	4000
	400 m	1700	3000	4000	5500
	500 m	2000	3500	5000	6500
	750 m	3000	4000	6000	8500
	1000 m	3200	5500	8000	10000

Del análisis anterior se concluyó que el plan propuesto para la perforación del pozo Balam-75 es adecuado; se tiene una sección horizontal de 500m, pero 740m de contacto.

En la **Tabla 3** se pudo ver que un gasto inicial de 4,000 BPD a 6,000 BPD es un gasto seguro para no producir arena, esto considerando una permeabilidad de 500 a 800 mD que

es representativa del yacimiento, y que está de acuerdo a los valores promedio de los modelos; además, si se toman en cuenta los gastos para no erosionar los cedazos, se está dentro del límite analizado en la sección anterior que consideró un gasto de inicio de 4,000 BPD, dado que es un gasto seguro para evitar la producción de arena, por lo que se manejará este valor como un gasto base.

### Metodología para selección del cedazo y fluido de perforación en la formación productora

Algunas de las lecciones aprendidas de los últimos pozos perforados y reparados con objetivo arenas del JSO, dieron como conclusión que la mayoría de las complicaciones fueron derivadas del tipo de fluidos utilizados y los procedimientos asociados con el desplazamiento de fluido de perforación y terminación, la limpieza del pozo y la remoción del enjarre. En función de las lecciones aprendidas señaladas y de la preocupación referente a

que se tuvieran problemas de la misma índole, llevó a desarrollar una serie de talleres con la finalidad de detectar los fluidos limpios que se ofrecían comercialmente y si se adecuaban a las necesidades del campo Ek Balam. Estos talleres culminaron con el compromiso de realizar pruebas de laboratorio a cada sistema de fluidos para determinar cuáles eran las mejores opciones para aplicarse a los pozos del campo, algunas compañías se negaron a efectuarlas. Estas pruebas de tipo estático se desarrollaron en los laboratorios de las compañías de servicio y se resumen en la **Tabla 4** para efectos prácticos.

Tabla 4. Evaluación de fluidos de perforación.

COMPañIA	C-1	C-2	C-3	C-4
SISTEMA DE FLUIDO PROPUESTO	B-N	Q-F	F-P	P-B
FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA	13	11	11	8
ESTABILIDAD DEL FLUIDO	24	18	12	12
PRUEBAS DE INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	9	11	6	10
DAÑO A LA FORMACIÓN	0	1	9	4
SITUACIÓN CONTRACTUAL	7	9	7	7
<b>TOTAL</b>	<b>53</b>	<b>50</b>	<b>45</b>	<b>41</b>

Como segunda fase se realizaron pruebas dinámicas con muestras de arena de formación para ambos fluidos en el laboratorio especializado en USA. Durante este proceso se

aprovechó para definir el tipo de malla, se probaron cedazos de las compañías de servicio para 200 y 250 micrones bajo la metodología siguiente:

### A.- Selección de cedazos

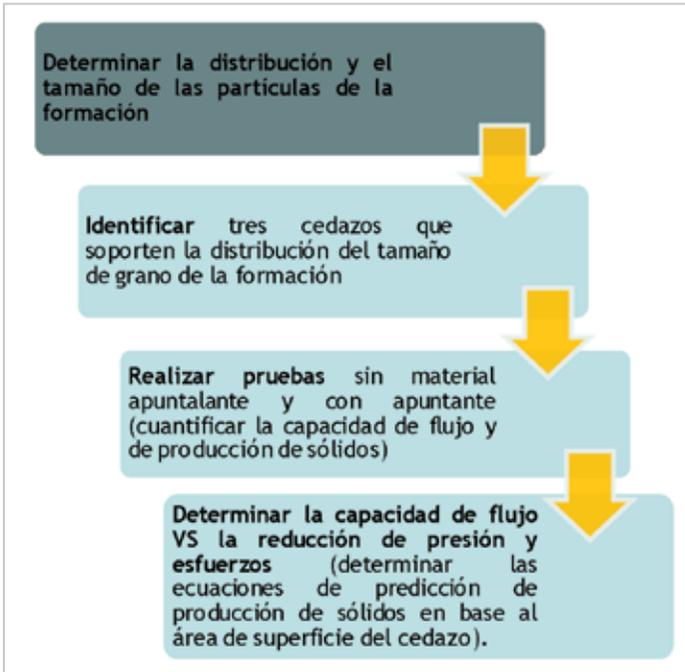


Figura 10. Pasos de la metodología para selección de cedazos.

### B.- Pruebas de daño de fluidos

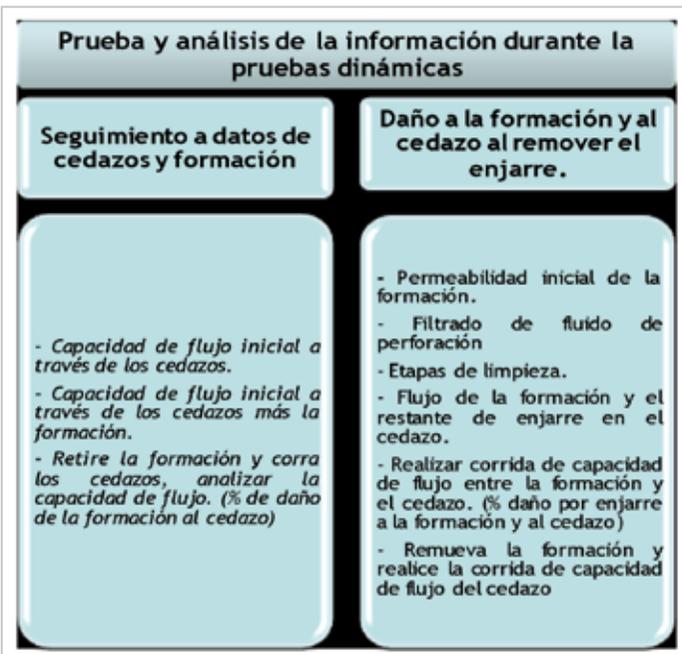


Figura 11. Pasos de la metodología para selección de fluidos.

Se definió que los cedazos más apropiados eran para 250 micrones, y que no había diferencia significativa en el desempeño de las pruebas entre las mallas de las dos compañías.

Con respecto a los fluidos, se puede observar que el sistema con mejores resultados es el B-N + N-F como rompedor de la C-1, sin embargo, se deberán de probar sistemas adicionales para no tener dependencia de un solo proveedor de servicios de fluido. Con esto se concluye que se cuenta con un fluido de perforación adecuado y un

sistema rompedor que ayuda a minimizar el daño causado por el fluido.

### Resultados obtenidos

Se concluyó la perforación y terminación del pozo Balam-75, se aplicaron los fluidos y procedimientos planteados; se entregó en agosto de 2014 con un Qoi= 6800 bpd con parámetros eléctricos estables y una caída de presión estimada en 4.7 kg/cm<sup>2</sup>, con la cual se cumple el objetivo planteado en el diseño.

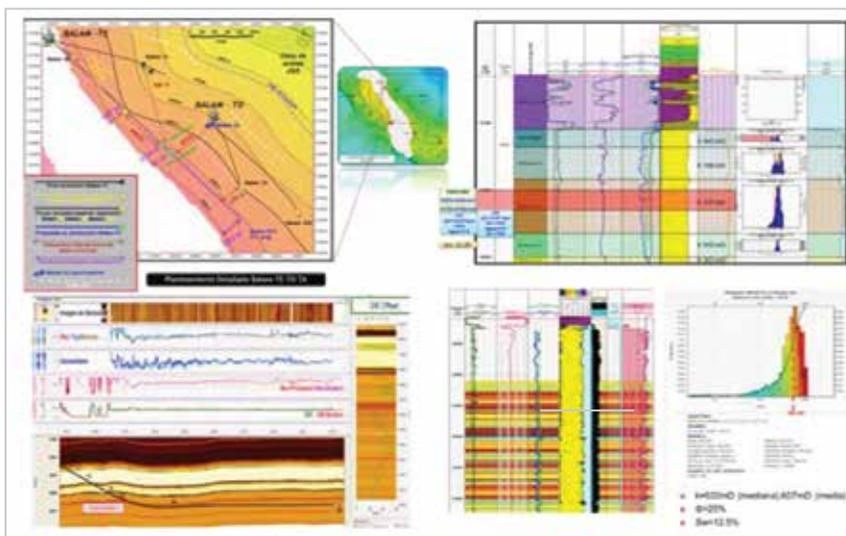


Figura 12. Ubicación final y propiedades de la sección horizontal.

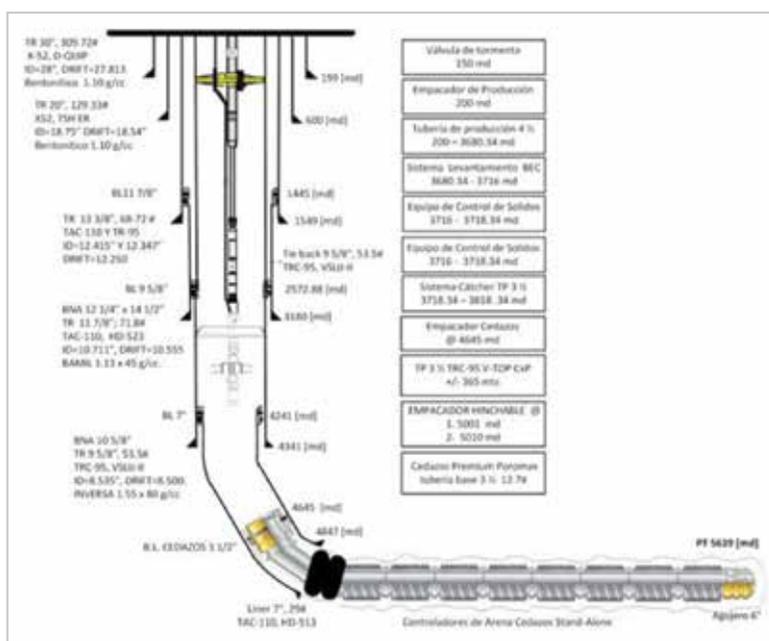


Figura 13. Estado mecánico del pozo.

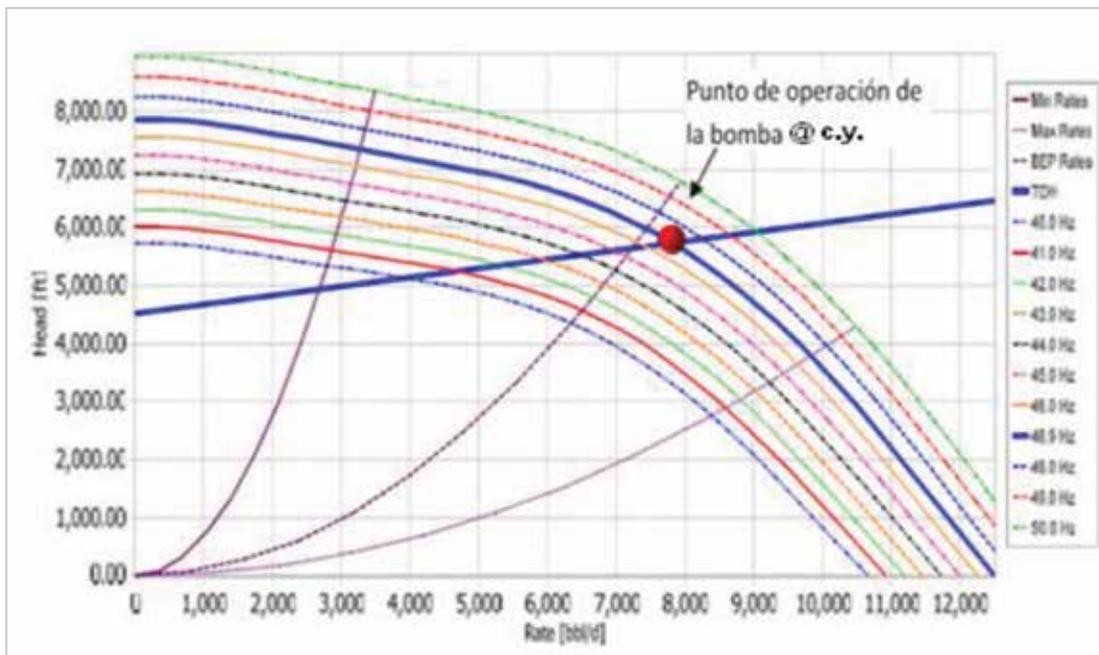


Figura 14. Análisis nodal.

Tabla 5. Evaluación de fluidos de perforación.

	Diseño	Aforo
PTP [Kg/cm <sup>2</sup> ]	21	24.57
Estrangulador [pg]	1	1 1/4
Frecuencia [Hz]	46	46.9
IP [BPD/psi]	16	98
Qliq [BPD]	4,000	6,583
Qo [BPD]	4,000	5,925
% Corte de agua	0	10
Caída de presión	4.5	4.7

Actualmente el pozo lleva doce meses produciendo; su gasto de aceite es de 5160 bpd sin producción de arena, con una caída de presión de 4 kg/cm<sup>2</sup> y una NP=2.01 MMbbl; como se puede observar cumplió al 100 %

las expectativas de diseño; se espera se masifique la perforación de pozos horizontales en la medida de lo permisible. En la Figura 15 se observa el comportamiento histórico del pozo y el acumulado de producción.

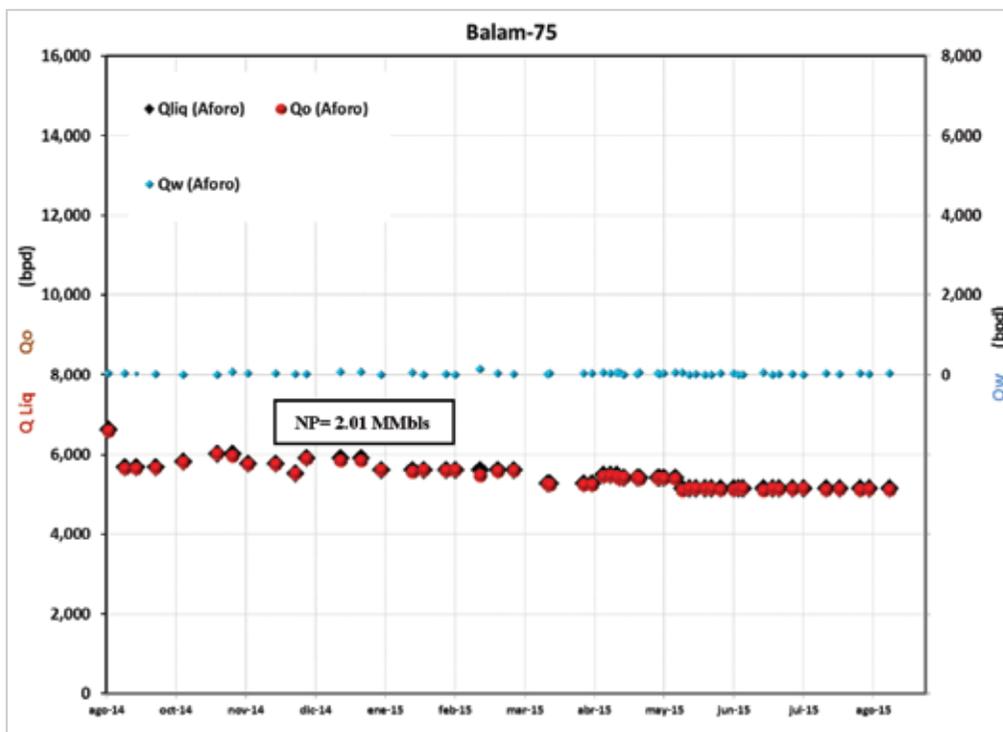


Figura 15. Historia de producción del pozo.

## Lecciones aprendidas

El pozo Balam 75 dejó una serie de lecciones aprendidas y mejores prácticas que se enuncian a continuación:

### Perforación:

- Es posible entrar perforando con un ángulo de ataque de hasta 70° de inclinación en la anhidrita superior, asumiendo que el echado de la formación es casi horizontal.
- Evitar construir en intercalaciones de anhidrita superior; por lo que es prioridad entrar tangente.
- Para perforar el yacimiento se deberá utilizar un fluido de perforación con bajo contenido de sólidos y bajo filtrado que garantice la perforación sin pérdida y minimice el daño a la formación.
- Se incorporó el uso de herramientas de geo navegación para tener certeza de navegar por las facies apropiadas.

### Terminación:

- Se seleccionó un tratamiento apropiado para remover enjarre del fluido de perforación mediante la validación

de su funcionalidad con pruebas de laboratorio, lo anterior permitió un mínimo daño a la formación.

- Además de realizar la selección de cedazos mediante las metodologías vigentes en función del tamaño de grano, se realizaron pruebas en laboratorio con formación que ayudaron a su selección.
- Se optimizaron los procedimientos de acondicionamiento del pozo previo a la introducción de cedazos y durante la limpieza de pozo.
- El procedimiento planteado se ejecutó al pie de la letra buscando siempre estar en los valores de diseño, lo cual garantizó el éxito de la terminación.

### Producción:

- Se monitorea y respeta estar debajo de la caída de presión crítica.
- Se realiza medición de producción de arena.

## Referencias

Bellarby, J. 2009. Well Completion Design. Amsterdam: Elsevier.

Bennett, C., Gilchrist, J.M., Pitoni, E. et al. 2000. Design Methodology for Selection of Horizontal Open-Hole Sand Control Completions Supported by Field Case Histories. Artículo presentado en SPE European Petroleum Conference, París, Francia, octubre 24-25. SPE 65140-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/65140-MS>.

Constien, V.G. y Skidmore, V. 2006. Standalone Screen Selection Using Performance Mastercurves. Artículo presentado en SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, febrero 15-17. SPE 98363-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/98363-MS>.

King, G. Sand Control Overview. George E. King Engineering. <http://gekengineering.com/id6.html> (Fecha de acceso 12 de febrero de 2015).

Mathisen, A.M., Aastveit, G.L. y Alteraas, E. 2007. Successful Installation of Stand Alone Sand Screen in More than 200 Wells – The Importance of Screen Selection Process and Fluid Qualification. Artículo presentado en European Formation Damage Conference, Scheveningen, Países Bajos, mayo 30 - junio 1. SPE 107539. <http://dx.doi.org/10.2118/107539-MS>.

Ott, W.K. y Woods, J.D. 2005. Modern Sandface Completion Practices Handbook: A Treatise on Reliable Techniques to Complete Unconsolidated Sandstone Reservoirs at the Sandface (the Physical Interface Between the Formation and the Wellbore), Using Sand Management and Sand Control Methods, second edition. Houston, Texas: World Oil.

PEMEX. Guía para Diseño de Control de Arena. Saudi Aramco. Sand Control Training Manual.

Tiffin, D.L., King, G.E., Larese, R.E. et al. 1998. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. Artículo presentado en SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana, febrero 18-19. SPE 39437-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/39437-MS>.

## Semblanza de los autores

### Juan Jesús Guerrero Ramírez

Ingeniero Industrial por la Universidad Autónoma de Tamaulipas e Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad CEDIP; con 15 años de experiencia en la Industria Petrolera, en las áreas de operación de instalaciones, caracterización de yacimientos y VCD de pozos como especialista de diseño de intervenciones de 2009 a 2012 y Líder de VCD de pozos para el proyecto Ek Balam de 2012 al 2015.

### Gustavo José González Sthormes

Es ingeniero mecánico graduado en la Universidad del Zulia en Venezuela y cursó estudios de Ingeniería Petrolera en la Universidad CEDIP. Cuenta con 21 años de experiencia en la industria petrolera nacional e internacional en las áreas de administración y control de proyectos de infraestructuras petroleras de 1995 a 1996, como ingeniero de proyectos, perforación direccional de pozos, de 1996 a 2006 como Ingeniero de diseño e ingeniero direccional para la industria petrolera en Venezuela, México, Ecuador, Guatemala, Colombia; diseño de pozos del 2006 al 2010 como ingeniero de perforación en la industria petrolera de México, consultoría petrolera del 2010 al 2015, desempeñándose como especialista de diseño de perforación y reparación de pozo aplicando la metodología para el proyecto Ek-Balam.