



Evaluación integral de yacimientos, producción y geomecánica para aplicaciones ESP en formaciones del terciario de Campo Hokchi, México

Por **Ricardo Mazzola y Marcelo Bruni** (Pan American Energy); **Sarita Sandoval Pérez, Emaglin Hernández Medina, Olga Carvajal y Ricardo Teves** (Baker Hughes)

Este documento presenta un caso de análisis integral para diseñar los sistemas artificiales de producción con BES en la etapa de conceptualización y definición de sus pozos que tiene en cuenta soluciones integrales con el fin de optimizar la producción y de asegurar la vida útil de los equipos.

En este artículo técnico se presenta un trabajo integrado que permite evaluar la factibilidad de aplicación de sistemas artificiales de producción con bombeo electrosumergible (BES) considerando configuraciones convencionales y no convencionales en pozos completados en arenas del terciario en el golfo de México.

El campo en estudio es Hokchi. Este campo se encuentra localizado en cuencas petrolíferas del sureste de México, se trata una aplicación *offshore* que está ubicada cerca de las instalaciones en tierra del terminal marítimo Dos Bocas y campos productores recientemente descubrimientos. La superficie del bloque es de 40 km² con un tirante de agua de 88 pies (27 m) (Figura 1).



Los pozos pertenecientes al Campo Hokchi están completados en arenas del terciario. Desde el punto de vista geológico, el tipo de trampa es combinada y estraigráfica delimitada por fallas normales de norte a sur. El yacimiento de este proyecto se ubica principalmente en arenas del Mioceno medio y se encuentra a una profundidad promedio de 2500 m TVD. La densidad del fluido varía entre 25 y 28 API, la presión de saturación varía entre 120,6 kg/cm² y 143,08 kg/cm², y el GOR varía entre 50 m/m³ y 70 m/m³, todos estos parámetros varían según la cota estructural donde se encuentren.

Desde el punto de vista del fluido, se modelaron de 03 regiones PVT, las cuales fueron definidas en función de la profundidad. El tipo de fluido es aceite negro y se esperan variaciones del fluido de acuerdo con la posición estructural de los pozos. De los PVTs representativos del campo no se esperan gases corrosivos. Vale mencionar que se cuentan con análisis SARA donde se observan posible presencia de asfaltenos.

La presión inicial del yacimiento es de 399,34 kg/cm² a la profundidad de 2595 mTVD y la temperatura del yacimiento es de 81 °C. El rango de porosidad varía entre un 25% y un 28 % y las permeabilidades varían entre 50 mDarcys y 600 mDarcys. Se planea perforar pozos horizontales y desviados.

En las condiciones iniciales, algunos pozos pueden fluir de forma natural de acuerdo con los pronósticos suministrados; sin embargo, existen otros pozos que requieren sistema artificial de producción desde el inicio. Esto depende del momento en que se pongan en marcha, ya que algunos comienzan a producir con alto

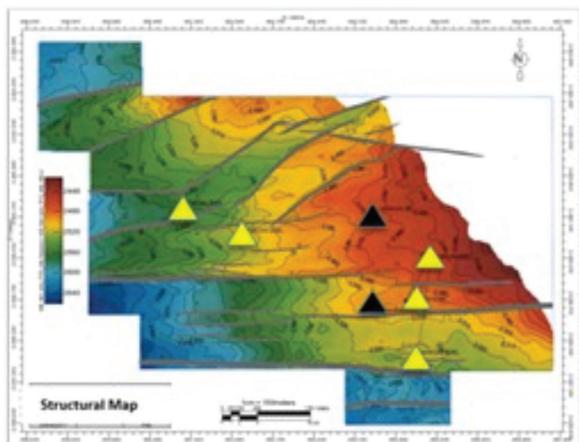


Figura 1. Localización del Campo Hokchi.

Pozos existentes: 2 perforados por la estatal Mexicana entre 2009 y 2011 (triángulo negro) y 5 perforados por Hokchi, 2016-2017 (triángulos amarillos).

grado de depletación del reservorio y del potencial de aporte estimado.

La condición de la formación indica que la roca tiene baja resistencia y es poco competente, los análisis de geomecánica sugieren una posible relación entre porosidad alta y baja resistencia del material, en este caso la porosidad del campo en promedio es de 28%. El plan de desarrollo del Campo Hokchi contempla 02 plataformas *offshore* con 14 pozos: 07 productores y 07 inyectores y facilidades para tratamiento de crudo, gas, agua de inyección y generación de potencia. Se estima una tasa total de inyección cercana a 42 Mbpd y un máximo caudal de aceite de aproximadamente 30 Mbpd.

En el caso de evaluación de pozos pertenecientes a Hokchi en el yacimiento del terciario, se hizo un estudio para evaluar la factibilidad de la aplicación del sistema BES tomando en cuenta los ciclos del plan de desarrollo y los pronósticos suministrados.

Se parte de la fase inicial en la cual los pozos inician su producción en flujo natural; luego, en la fase siguiente del análisis, se contempla la condición en la cual la presión de yacimiento declina abruptamente una vez que se da inicio a la etapa de perforación y producción de los pozos, en esta fase los pozos se quedan sin energía suficiente para fluir por ellos mismos y es necesario implementar el sistema de levantamiento artificial para cumplir con la estrategia de producción del campo. Como última fase, se evalúa el programa de mantenimiento de presión establecido, considerando la correspondiente respuesta del pozo, a nivel del área de drenaje de los pozos. En esta fase se considera diseñar los equipos

de levantamiento con el perfil de presión de yacimiento esperado de acuerdo con la respuesta en presión a la inyección de agua. La evaluación se enmarca en el cumplimiento de los requerimientos de producción esperados y la definición de las presiones de fondo fluyentes óptimas. Parte del estudio de las tecnologías por mostrar evalúa la posibilidad de incrementar la producción de los pozos acelerando el factor de recuperación del campo aun en la fase de fluyentes de los mismos.

Metodología propuesta

En la figura 2 se muestra un esquema general con el flujo de trabajo aplicado para la selección de los sistemas artificiales de producción, por medio de un análisis integral de diferentes disciplinas, que sintetiza las fases de evaluación ejecutadas en este estudio.

Específicamente para la evaluación de sistemas artificiales de producción en yacimientos de arena, el estudio de productividad contempla la estimación de las presiones de fondo fluyente con el sistema BES y la predicción del posible arenamiento de los pozos como efecto de las caídas de presión asociadas al equipo de levantamiento. Esta predicción se realiza a través de la estimación de la envolvente de producción libre de arena, con base en registros, mediciones de presión, pruebas de inyectividad de los pozos, el modelo geomecánico existente del Campo Hokchi y la información regional (mapa mundial de esfuerzos, experiencia de BHGE en el área, modelos regionales).

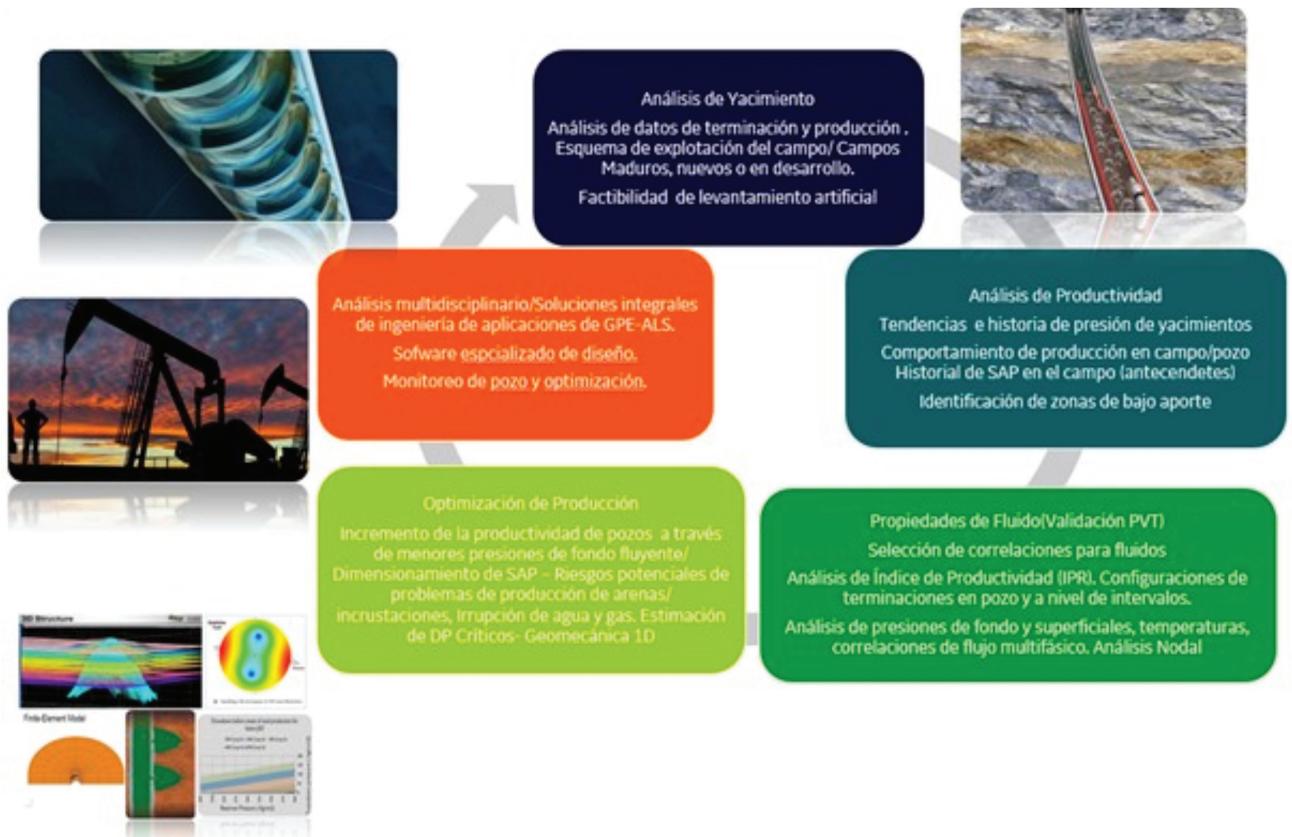


Figura 2. Esquema del flujo de trabajo - Campo Hokchi (BHGE).

El análisis de producción de arena considera información de los pozos planeados o de producción, con evidencias de producción de arena (o no) obtenidas durante las pruebas de producción iniciales, para verificar y calibrar el modelo para los pozos con levantamiento artificial. La evaluación de producción de arena para pozos planeados utiliza la prognosis más reciente de presiones de fondo fluyentes y *drawdown* para uno o más pozos de trayectoria conocida. El análisis de producción de arena fue realizado teniendo en cuenta las completaciones de los pozos existentes, que básicamente contemplan pozos revestidos y punzados.

Consideraciones técnicas

A continuación, se plantean las consideraciones en las que se enmarca este análisis de factibilidad de levantamiento artificial en pozos productores de petróleo y se plantean las premisas utilizadas para este estudio en cuanto a la evaluación de tecnologías con sistemas de bombeo electro sumergible en formaciones de arenas del terciario de aguas someras del golfo de México.

Se hace inicialmente la comparación de tres campos tomando en cuenta que sus pozos drenan de formaciones de arenas. Esta comparación indica la etapa de explotación de cada campo.

Se presenta el comportamiento de presiones del yacimiento asociado al campo en estudio, Campo Hokchi y el comportamiento de presiones de otros campos de la región. El comportamiento de la presión de yacimiento (Pws) en el tiempo para los tres campos en análisis está relacionado con la etapa y la estrategia de explotación de cada campo. Se muestra un campo en condición de maduración (Campo A), campo en etapa de desarrollo (Campo B) y el Campo Hokchi; el cual está en la fase de definición de su plan de desarrollo (Figura 3).

En cada uno de estos campos se visualiza la declinación de presión de yacimientos en función de la tasa de explotación del campo y del método de recuperación secundaria implementado.

El comportamiento del Campo A corresponde a un yacimiento maduro que inicio su fase de explotación con altos requerimientos de producción (9000 BPD/pozo en flujo natural) sin mantenimiento de presión, y como es de esperar, sin un programa de mantenimiento

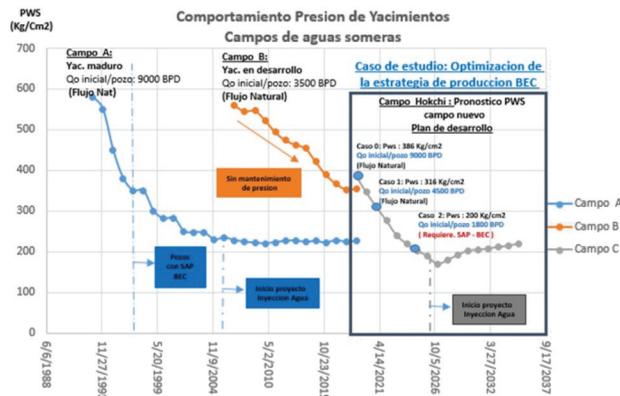


Figura 3. Comportamiento de presiones de yacimiento de campos en estudio.

de presión. Bajo este ritmo de explotación en los pozos, la presión de yacimiento mostró alta declinación durante los primeros cuatro años, Pws pasó de 580 a 350 kg/cm² y los pozos dejaron de fluir de manera natural, debido a ello se implementó el sistema BES para compensar las pérdidas de producción asociadas a la declinación.

Como consecuencia de la rápida declinación del campo, empezó la producción de arena, que afectó el desempeño de los sistemas BES y la productividad de los pozos (obstrucción de los perforados-reducción de IP). Luego del iniciar el proyecto de mantenimiento de presión (inyección de agua) se observó estabilización en Pws, además de un ajuste en las tasas requeridas con la finalidad de reducir el porcentaje de sólidos producidos. La estrategia de producción fue mejorada implementado la perforación de pozos horizontales, técnicas de control de arena con cedazos premium y control de caudales iniciales de producción de petróleo por pozo.

El Campo B corresponde a un campo en desarrollo que inició su fase de producción en flujo natural con producciones promedio por pozo de 3500 BPD, es un yacimiento volumétrico sin mantenimiento de presión, se observa alta declinación en Pws; sin embargo, es menor a la evidenciada en el Campo A. Actualmente, los pozos en el Campo B, aún operan en flujo natural con caudales promedio de 2000 BPD/pozo (algunos evidencian inestabilidad), la fase siguiente será la implementación de sistemas artificiales de producción para mantenimiento de producción.

La referencia mostrada del Campo Hokchi es una proyección basada en la simulación del comportamiento de presión y producción esperada de acuerdo con el plan de desarrollo y de explotación definida por Hokchi Energy. La estrategia señalada contempla iniciar la fase de desarrollo de los pozos con tasas altas en flujo natural y, a un corto plazo, implementar el sistema BES. Se contempla la inyección de agua para el mantenimiento de la presión y el ajuste en los caudales por pozo para cumplir con el factor de recuperación estimado.

Los tres campos evidencian estrategias de producción similares al inicio de la fase de explotación, por lo tanto estarán sometidos a altas declinaciones de presión de yacimiento con alto riesgo de producción de sólidos que dependerá de las propiedades de la roca y de los esfuerzos a los que estarán sometidos. Al observar el comportamiento de estos campos, es evidente la relación entre los caudales de producción (Q), la Presión de yacimiento y la producción de sólidos, por lo tanto, es importante establecer una metodología que permita definir la producción inicial de cada pozo y el diferencial de presión crítico en la cara de la arena (DP crítico), para ajustar los modelos, conseguir el factor de recuperación requerido y prolongar el *run life* de los sistemas BES minimizando el riesgo de arenamiento.

Como se planteó en la descripción de los tres campos, dentro de la estrategia de producción se consideró la implementación del sistema BES como método de producción factible luego de la declinación inicial de la presión de yacimiento.

Para la selección apropiada de los sistemas de levantamiento artificial de producción se deben considerar los siguientes parámetros:

- 1) La capacidad de aporte de los pozos considerando la declinación en la Pws y en el índice de productividad según el pronóstico del modelo de simulación del campo.
- 2) Las posibles limitaciones mecánicas asociadas a la distribución de tuberías de revestimiento y desviación de los pozos perforados, y planeación de la completación de futuros pozos cuyas dimensiones y trayectorias beneficien la implementación del sistema BES.
- 3) Las pruebas DST disponibles con referencia a las pruebas de producción (Qo, Qw, RGP), pruebas de presión (gradientes de presión temperaturas, Pws) y PVT disponibles.
- 4) Como es una aplicación *offshore*, es importante la disponibilidad de energía eléctrica y el dimensionamiento adecuado de los equipos de superficie en función del requerimiento de potencia por pozo y por plataforma (considerando un factor de seguridad que cubra los servicios auxiliares de la plataforma y las contingencias).
- 5) Problemas asociados a producción de sólidos, precipitación de carbonatos (agua de naturaleza incrustante), emulsiones, asfaltenos, parafinas, corrosión (por presencia de gases contaminantes).

Sobre la base de los puntos anteriores se realizó un pre-diseño del sistema BES por pozo considerando sensibilidades en los parámetros de operación esperados (declinación Pws, IP, % agua, Pcabeza, RGP), y en función de los rangos de producción pronosticados, se realizó una clasificación de los equipos seleccionando bombas de alta eficiencia con amplio rango de producción (Figura 4).

Además de seleccionar bombas con amplio rango de operación para garantizar flexibilidad operativa ante cambios en la productividad del pozo (reducción de IP por obstrucción de los perforados), se consideraron equipos especiales con puntos de estabilización radial y axial (reducir vibración). Todas las bombas son de flujo mixto (mayor área de flujo - menor posibilidad de obstrucción y/o atascamiento de las etapas) con materiales resistentes a la abrasión y la erosión para minimizar los riesgos de rotura de ejes y desgaste en las etapas que afectarían el desempeño y la eficiencia del equipo de bombeo.

En la figura 5 se presenta un diagrama causa y efecto del manejo de sólidos, en el cual se hace referencia a las consecuencias sobre el sistema BES que puede implicar pérdida de eficiencia de las bombas y fallas del equipo.

Además de robustecer el diseño de los componentes del BES en este estudio, se plantea la opción de evaluar configuraciones no convencionales que permitirán incrementar el *run life* del sistema y facilitar la toma de información e intervenciones al pozo.

Caso de estudio

A efectos de mostrar las soluciones integrales en la optimización de diseños y configuraciones de equipos de fondo en pozos con riesgo de producción de arena, desde la perspectiva de productividad y yacimiento, se muestra el caso de un pozo tipo Hokchi en la etapa inicial de desarrollo y subsiguientes estrategias de producción.

A continuación, se muestra en forma resumida los pasos para realizar el análisis de un pozo tipo del Campo Hokchi.

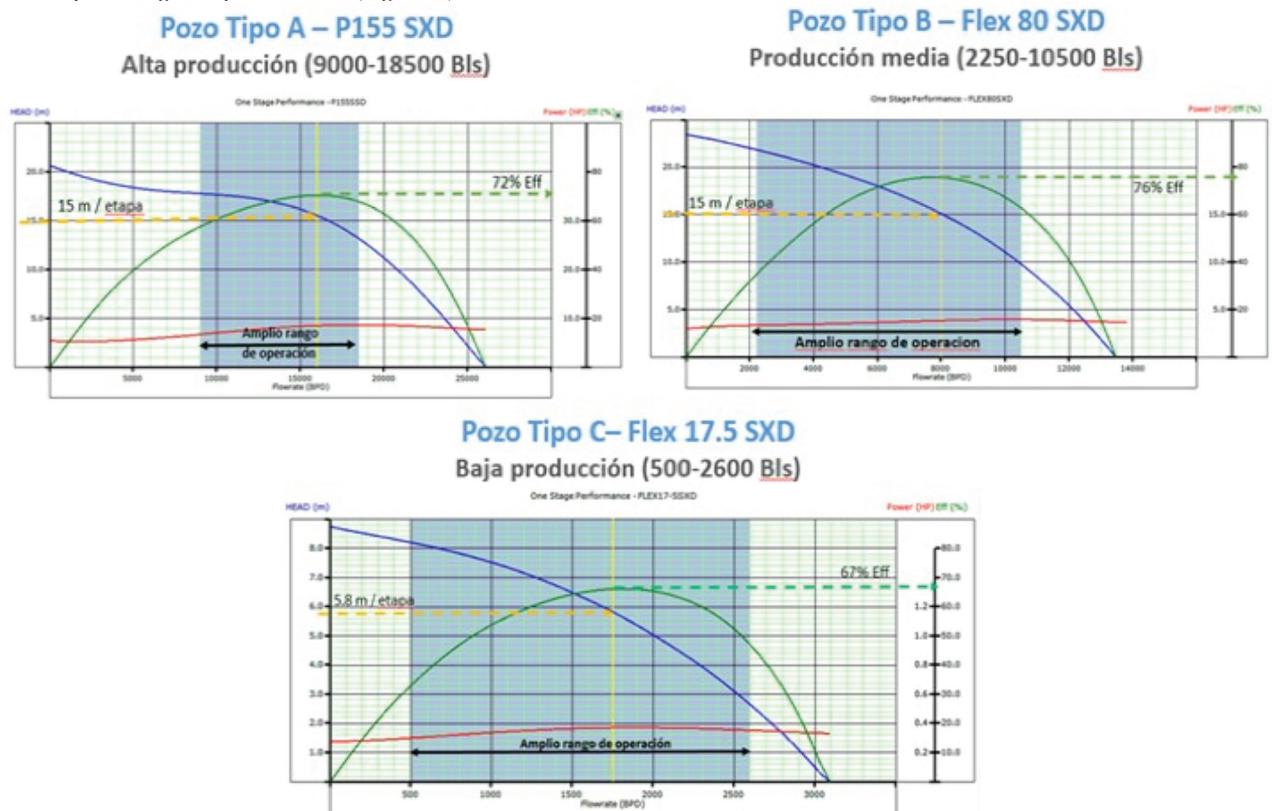


Figura 4. Modelo de bomba por pozo tipo - Campo Hokchi.

Consecuencias de la producción de arena Sistemas BES

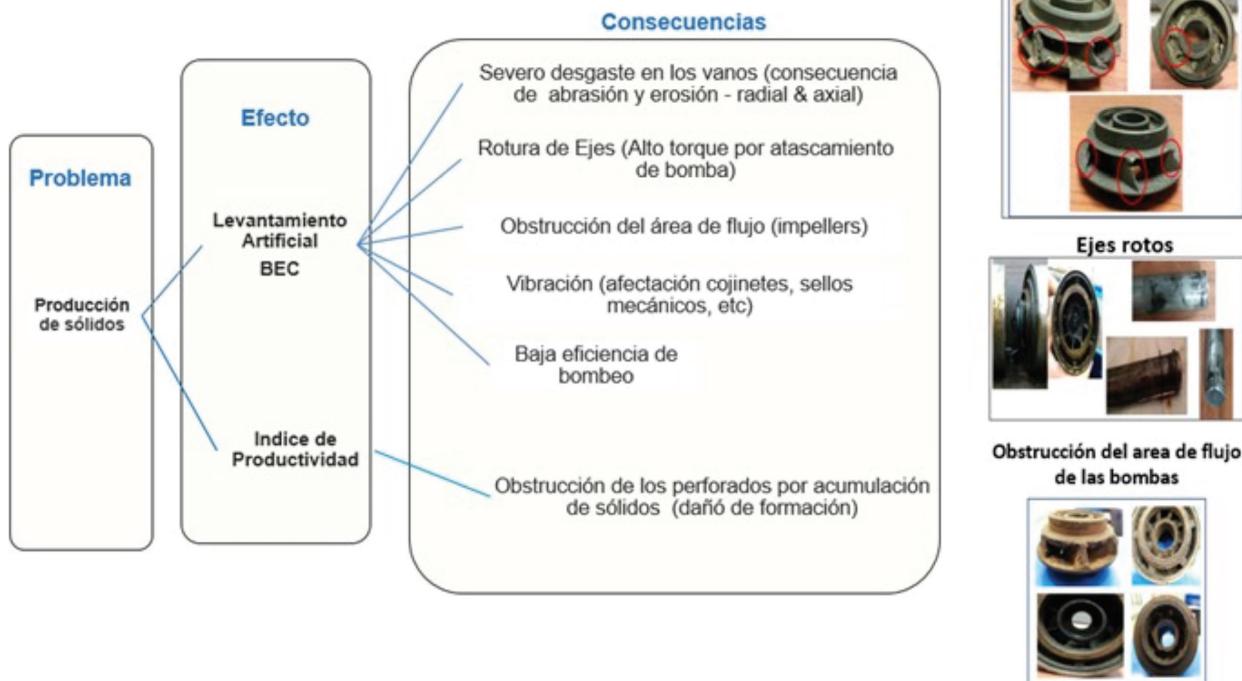


Figura 5. Consecuencias de la producción de arena en un sistema BES.

1. Análisis del comportamiento de presión y producción esperado

Sobre la base del comportamiento de presiones se establecieron tres escenarios de evaluación (casos: 0, 1, 2) para el pozo tipo del Campo Hokchi.

En cada escenario se realiza el análisis nodal para definir la capacidad de aporte en función de las condiciones de operación esperada. Para el escenario 2, el pozo no tiene suficiente energía para fluir naturalmente, por lo tanto será el caso base para el diseño del BES (Tabla 1).

Casos evaluados	Pws (Kg/cm ²)	Q esperado (BPD)
Caso 0	386	9000
Caso 1	316	4500
Caso 2	200	1800

Tabla 1. Escenarios evaluados de Pws y producción - pozo tipo Hokchi.

2. Análisis del sistema de producción (análisis nodal)

Para observar el trabajo realizado, en la tabla 2 el análisis de uno de los pozos del campo, se validó en forma conjunta la información de yacimientos y producción que sirvió como base para el análisis nodal y el diseño del BES, a continuación, se presenta un resumen de los datos y el análisis realizado en diferentes fases.

Pozo tipo Hokchi

Tipo de pozo	Vertical
Completación	Tubería revestida
Índice de productividad	3 STBD/psi
Temperatura de fondo	80 °C

Densidad del aceite	27 °API
RGA	70 m ³ /m ³
Q deseado	300 -2000 BPD
Viscosidad del aceite	2 cPs
Pws	380 Kg/cm ² – 200 Kg/cm ²

Tabla 2. Datos del pozo tipo Hokchi.

Para este campo se tiene disponible una prueba DST realizada durante la etapa de exploración. Con esta prueba DST se calibra la información de yacimiento y el potencial de producción esperado en el pozo para las futuras etapas de producción. Previo al modelamiento de la prueba DST, se calibra y valida el PVT asociado a este pozo. Es necesario considerar que, como se mencionó, existen distintas regiones PVT en el área.

En la figura 6 se observa el ajuste de las propiedades del fluido teniendo en cuenta:

- Ajuste del PVT Hokchi-2DEL considerando las correlaciones de Lasarter para Pb, Rs y Bo. Y Beggs et Al para viscosidad.
- Del PVT suministrado se tienen dos muestras: Sample Number: 1.02 y Sample Number: 1.03.
- Se trabaja con la muestra 1.02 (considerando los datos suministrados).
- En el análisis SARA de ambas muestras se observa un porcentaje de asfaltenos entre el 20% y el 24 % (que se debe considerar en la selección de los componentes del sistema BES).

PVT asociado al intervalo producido: 2584,04 – 2643,32 mDBMR

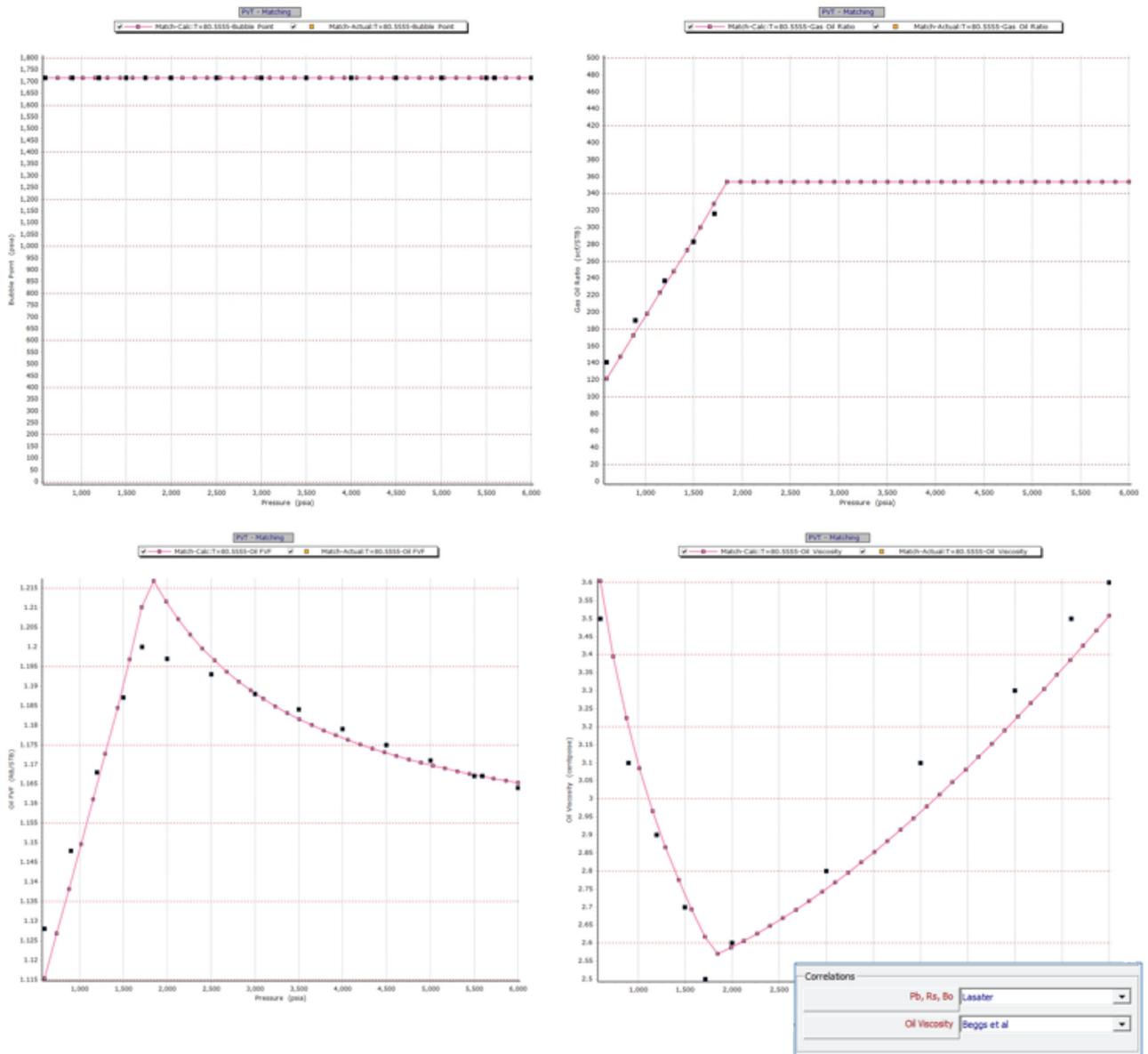


Figura 6. Validación PVT - Campo Hokchi.

Pozo	Presión estática (BAR)	Completación	Condición del pozo	Caudal de líquido (BPD)	Presión estática (psi)	Presión de fondo fluente (psi)	DP
Hokchi	386	Case hole pozo vertical	Flujo natural string DST	4171,1	5600	4414,6	1185

Análisis nodal del pozo en estudio del Campo Hokchi considerando el ajuste del caudal de producción 4000 BPD durante la ejecución de la prueba DST (Figura 7).

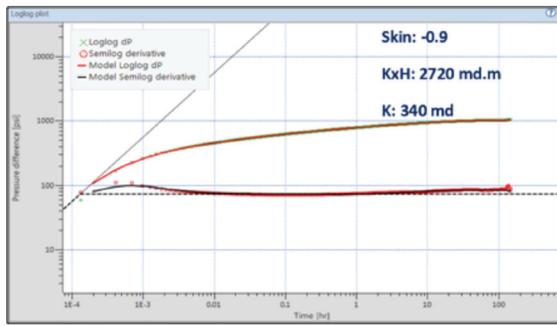
Con base a la calibración y la definición del índice de productividad del pozo Hokchi a partir del resultado de la prueba DST se presentan los análisis de los casos evaluados, 0,1 y 2 referenciados al inicio de esta sección. Análisis nodal y estimación de la presión de fondo fluente y caída de presión en la cara de la arena del pozo Hokchi tomando en cuenta escenarios de declinación.

Se muestra a continuación el análisis nodal considerando 3 casos o escenarios de declinación esperada en el pozo tipo del Campo Hokchi. Observando el pronóstico de producción esperado el pozo presenta condiciones de producción en flujo natural, durante las primeras etapas

de explotación, caso 0 y caso 1 correspondientes a las presiones de yacimientos de 386 Bar y 316 Bar respectivamente y el escenario de mayor declinación correspondiente a 200 Bar; condición en la cual el pozo no tiene suficiente energía para fluir y en la cual es necesario el sistema de levantamiento artificial (Figura 8).

Caso	Pws (Bar)	Pws (psi)	Pwf (psi)	Q (STB/d)	DP (psi)	Condición del pozo
0	386	5600	2591,8	9024,6	3008,2	Fluyente
1	316	4583	2278	6914,5	2304,8	Fluyente
2	200	2900,5	0	0	0	No fluye

De acuerdo con la evaluación realizada, el pozo Hokchi requiere levantamiento artificial a la condición de



Resultados Pozo Hokchi	
DST	Hokchi
Qo max (Bpd)	4000
GOR (m3/m3)	64
% Agua	0
API	29
K xh (mD.m)	2720
H(net) (m)	8
K (mD)	340
Skin	-0.9
μo (cps)	1.7
IP (Bpd/psi)	3
Net/Gross	0.53

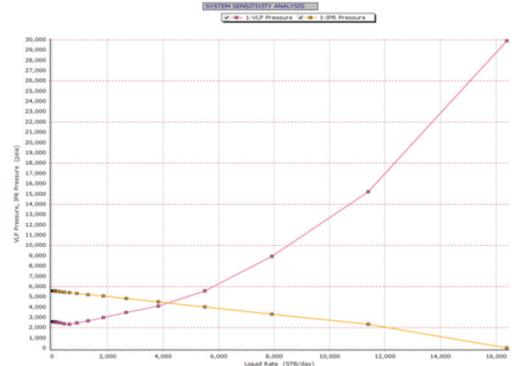


Figura 7. Análisis nodal del pozo Hokchi durante la fase de exploración- Prueba DST.

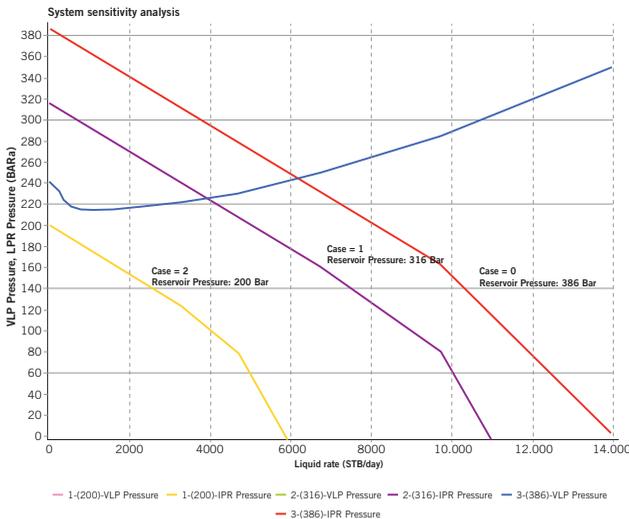


Figura 8. Predicción de la producción del pozo tipo del Campo Hokchi considerando declinación de presión de yacimientos. Análisis nodal.

declinación mostrada en el caso 2, es decir cuando las condiciones de agotamiento de presión del campo indican una Pws de 200 Bar.

3. Diseño del sistema de levantamiento artificial con Bombeo electro sumergible (BES)

Premisas del diseño del pozo tipo Hokchi

1. Con el objetivo de seleccionar un diseño ESP que se adapte a los cambios esperados en las condiciones de yacimientos (declinación) y de productividad del pozo (*Skin*), se realizaron sensibilidades con los siguientes parámetros: presión de yacimientos, IP, %WC. En los escenarios de declinación de la presión de yacimientos (en base a pronósticos) se incluyó la etapa de mantenimiento de presión asociada a inyección de agua.
2. Se evaluó un rango de índices de productividad entre 1,7-3 BPD/psi.
3. Se plantean varios escenarios y configuraciones para evaluar diferentes esquemas de producción:
 - BES con configuraciones sencillas para el momento en el que se requiera levantamiento artificial por pérdida de energía del yacimiento.
 - Todas las configuraciones propuestas permiten que el pozo fluya naturalmente en la fase inicial de explotación con facilidades para arrancar el Sistema

BES una vez que se presente la declinación de la presión del yacimiento.

- BES encapsulado en configuración sencilla (1 equipo BES).
 - BES encapsulado en configuración dual para pozos con alta declinación de presión y producción (*back up* con diferentes diseños BES) y BES redundantes para minimizar costos por intervenciones.
 - Las configuraciones propuestas incluyen monitoreo de parámetros de yacimiento, implementación de facilidades para inyección de químico.
4. Para el pozo tipo y todos los pozos evaluados se llevaron todas las presiones de yacimiento al tope de los perforados considerando el gradiente de yacimiento: 0,373 psi-ft.
 5. Para las condiciones evaluadas: Pws 200 Bar se realizó el diseño considerando el porcentaje de agua de 65% y, adicionalmente, para evaluar el comportamiento del equipo ante el riesgo de irrupción de agua, se realizaron sensibilidades entre el 10% y el 75%.
 6. Debido a la incertidumbre relacionada con ser un campo nuevo, en etapa de desarrollo; y con base a las condiciones y naturaleza del agua de formación de campos análogos, existe la posibilidad de formación de incrustaciones y precipitados orgánicos e inorgánicos, en este sentido las configuraciones propuestas incluyen facilidades para inyección de química por debajo del motor.
 7. Para los pozos evaluados, las tasas de producción requeridas con el sistema BES se encuentran en la condición de máximo caudal alrededor del 90% del AOF; lo que implica altas caídas de presión a nivel de los perforados (punzados) y la consecuente posibilidad de riesgo de arenamiento.
 8. Para todos los pozos evaluados se realiza el análisis nodal considerando índice de productividad constante y la completación base suministrada (sin control de arena). Sin embargo, se realizaron sensibilidades al índice de productividad para evaluar la flexibilidad operativa del Sistema BES seleccionado y se realiza un estudio de predicción de arena con la finalidad de recomendar equipos de control de sólidos a nivel de *lower completion*.
 9. Como los pozos producirán de una formación de areniscas, se considera en los diseños el uso de etapas de flujo mixto, de alto vano que minimicen la posibilidad de obstrucción de la bomba, etapas resistentes a la abrasión (Ni-Resit), bombas totalmente estabiliza-

das en cada etapa (SXD) para reducir la vibración, eje de Inconel.

10. Adicionalmente se propone el uso de separador de sólidos en fondo para proteger el equipo, las tuberías y el cabezal por manejo de sólidos.
11. Se considerará el uso de válvula de accionamiento hidráulico, para desplazar hacia el anular la columna de fluido con sólidos en suspensión que queda posterior a un paro de equipo BES. En los casos donde los pozos fluyen naturalmente esta válvula permite desviar el fluido por encima del BES (menor restricción, en caso de que el pozo se encuentre en flujo natural).
12. Se incluirá en los diseños el uso de manejadores de gas ya que la declinación en presión de yacimientos esperada es alta e implica mayor porcentaje de gas a la entrada del equipo.
13. Se recomienda evaluar con simulaciones a nivel de pozo (completaciones de fondo) y yacimiento cuál sería la mínima Pwf permitida con el BES para reducir el riesgo de producción de fluidos indeseables (agua, gas) y de sólidos que afecten la productividad del pozo. (tasas críticas).

En función de las condiciones del campo se realiza la selección de los equipos principales del sistema BES considerando la problemática de sólidos, que implica equipos más robustos y tecnologías de vanguardia. En la figura 9 se presenta una breve reseña de las características de cada componente.

El diseño del pozo tipo del Campo Hokchi fue realizado con el software AutographPc, para ellos se realiza-

ron sensibilidades en los principales parámetros de yacimiento y la producción con incertidumbre (RGA, IP, % Agua) con el objetivo de seleccionar un diseño óptimo con flexibilidad operativa.

Componente	Descripción	Cantidad
Capsula 7"	Cápsula 7"	1
Sensor de fondo BES	Kit Gauge 175C	1
Motor	MTR 450XP 165/2320/46/15R FER	1
Sello inferior	SEAL FSB3DBX LT FER PFSA AB HL	1
Sello superior	SEAL FSB3DBX UT FER PFSA AB HL	1
Succion	INTK 400PINTSSD H6 STD_PNT	1
Manejador de gas	PMP 400PMSXD 069 G22 HS FER NO_PNT	1
Bomba 2	PMP 400PMSXD 107 FLEX17.5 H6 NO_PNT	1
Bomba 1	PMP 400PMSXD 107 FLEX17.5 H6 NO_PNT	1
Descarga	DSCHG MACH PMP 400 3.5X8 EUE	1
Desarenador	DOWNHOLE DESANDER	1
Protector de cable cross coupling	3500-A-24 OVER THE COUPLING TYPE	255
Protector de cable mid joint	3500-C-24 MID-JOINT TYPE	255
Cable de potencia con 1 capilar	150LBC 5KV DD13 LD B 185 G 3/8"CAP G R	2200
Sensor de yacimiento	SENSOR PERMANENTE DE CUARZO DE PRESION Y TEMPERATURA	1
Válvula By pass	TDV 3-1/2" 9.2#	1
Packer	EMPAcADOR BES DE 9 5/8"	1
SSSV	VALVULA SEGURIDAD SUB-SUPERFICIAL 3-1/2"	1
Niple de inyeccion	NIPLE DE INYECCION	1
Válvula de venteo	VALVULA DE VENTEO	1

Tabla 3. Lista de componentes seleccionados - Diseño BES pozo Hokchi.

En la tabla 3 se presenta la lista de componentes seleccionados y la curva de comportamiento de la bomba principal para este caso.

En la figura 10 se presenta la curva de la bomba seleccionada para esta aplicación.

Debido a que los pozos de este campo producen de arenas medianamente consolidadas, la tendencia en el tiempo indica que se observará una reducción en la producción asociada a declinación Pws y/o reducción IP, de-

Soluciones potenciales con BES

Flexibilidad operativa que se adapta a los cambios en las condiciones del yacimiento.

Bombas

- Modelos de bombas BHGE: Flex 17.5 SXD, Flex 80 SXD, P100LS SXD, P155. Bombas con amplio rango de operación, etapas de flujo mixto con puntos de estabilización radial y axial en cada etapa (tungsten carbide bushings - SXD). Etapas de Ni-resit de alta Resistencia a la abrasión, eje de Inconel. Bombas Flex de alta eficiencia con diseño de la etapa de amplio vano que reduce las pérdidas por fricción, mayor capacidad para manejo de gas y reduce la posibilidad de obstrucción con sólidos.
- Modelos de Manejadores de gas MVP: G22 SXD, G110LS SXD, G200. Son etapas de flujo mixto totalmente estabilizadas (tungsten carbide bushings - SXD), cuya función principal es comprimir la mezcla haciendo que el gas entre en solución, reduciendo el %gas libre a la entrada de la bomba principal.

538 Separador de Gas
Separador de gas serie 538 High volumen / tipo Vortex, con bearing de carburo de Tungsteno, eje Inconel, material resistente a la abrasión.

513 Sellos 538 XP tándem
Sellos en tandem configuración B/B/L, eje de alta Resistencia (Inconel), bolsas de Aflas, zapatas de alta carga (HL). Tecnología Bag-in -Lab redundancia. Disponibilidad de modelo con configuración antiasfaltenica (PVT pozos Región 2).

Sensores de fondo

- Zenith® E- Monitoreo de parámetros del ESP con modulo para medición de %agua en fondo de pozo.
- Sensores de Quartz para monitoreo de parámetros de yacimiento.

Motor Vanguard / XP

- Full bearing de Carburo Tungsteno.
- Mejor disipación de calor (Epoxi)
- Motor de Alta eficiencia (relación temperatura / potencia)
- Menor vibración, eje Inconel.

Cable de potencia con capilar integrado

- Facilidades para inyección de química (inhibidor de incrustaciones) a nivel del intake o en la base del motor.

Figura 9. Descripción de componentes del sistema BES para pozos con riesgo de producción de arena. Campo Hokchi.

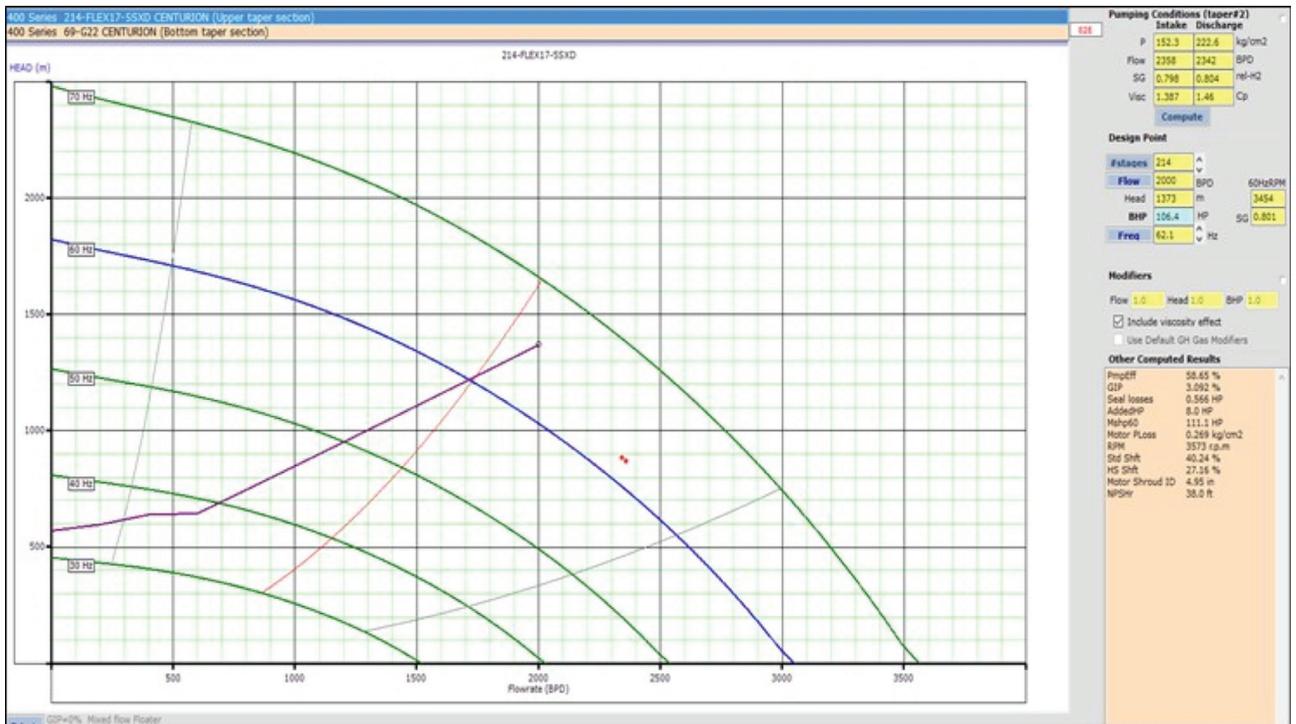


Figura 10. Curva de comportamiento de la bomba - Diseño BES pozo Hokchi.

bido a ello el modelo de bomba seleccionado evidencia un amplio rango de producción que permita ajustar las condiciones de operación a lo largo de la vida productiva del pozo.

4. Modelo Geomecánico 1D para análisis de predicción de arena

Para el análisis de predicción de arena de los pozos asociados a este campo, se consideró el modelo geomecánico regional a partir del cual se identificaron correlacio-

nes entre los parámetros principales que servirán de referencia para la estimación de las caídas de presión críticas en función de las propiedades de la roca y condiciones de operación del sistema de levantamiento con BES. El grupo de GPE-BHGE ha participado en varios proyectos para definir modelos geomecánicos de algunos campos de la región sur de México donde se evaluó el riesgo de producción de arena durante las etapas de exploración.

En la figura 11, se muestra el flujo de trabajo realizado durante el análisis de selección de sistemas BES de los

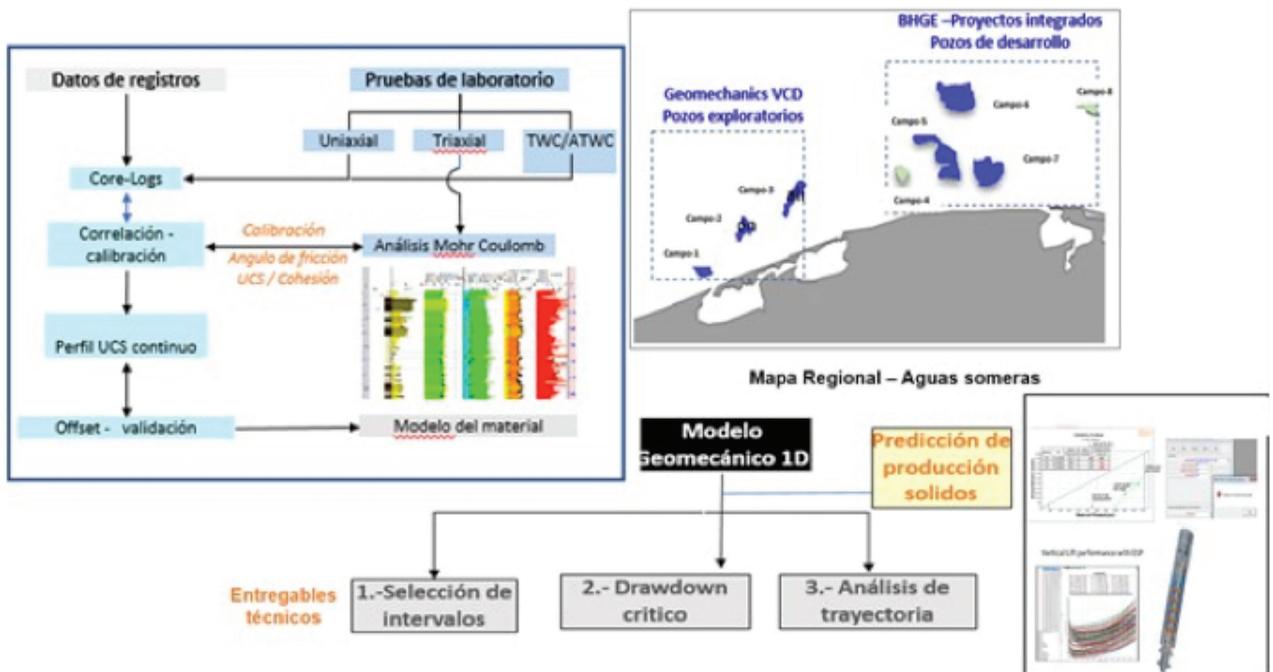


Figura 11. Flujo de trabajo de geomecánica productividad y levantamiento artificial – BHGE.

Pozo	Condición del pozo	FN/ALS	Presión estática (Bar)	Presión estática (psi)	IP BPD/psi	Liquid Rate (STB/day)	Presión de fondo fluuyente (psi)	DDP (psi)	Sistema BES
Hokchi	Flujo natural- Producción con string DST	FN	386	5600	3	4000	4414	1186	NA
	Flujo natural- Producción inicial Tp 4-1/2"	FN	386	5600	3	9000	2591.8	3008.2	NA
	Etapa de producción Inicio de Declinación Pws	FN	316	4583	3	6914	2278	2305	NA
	Diseño BES con Inyección agua	ALS	200	2900.7	3	1800	2335	565.7	Flex 17.5 214 etapas/ MVP G22 -69 etapas
	Diseño BES con Inyección agua	ALS	157	2277.1	3	500	1935	342.1	Flex 17.5 214 etapas/ MVP G22 -69 etapas

Tabla 4. Estimación de presiones de fondo fluyentes para el pozo Hokchi para diferentes casos evaluados.

campos evaluados en este estudio que incluye principalmente la evaluación de geomecánica 1D para predicción del diferencial de presión recomendado de acuerdo con la estimación de las presiones de fondo fluyentes, gastos de producción, condiciones de agotamiento de la presión del yacimiento y el estudio del comportamiento de la roca.

Una fase importante de este análisis considera el control de calidad de los ensayos de mecánica de rocas para cada etapa de la producción del pozo Hokchi. Se realiza la evaluación de los ensayos de tapones limpios suministrados, validación de la resistencia de las rocas, evaluación de saturación de aceite, estimación del parámetro porosidad, análisis del patrón de curvas esfuerzo-deformación, análisis del módulo de Young y relación de Poisson que se refieren a la ductilidad de la roca, tipos de fallas mostradas durante los ensayos (fallas de corte, tracción, compactación).

Como insumo para el análisis geomecánico y la estimación de los DP críticos se identificaron las presiones de fondo fluuyente esperadas para cada escenario evaluado a

partir del análisis nodal con el *software Prosper* y con las simulaciones del sistema BES en el software AutographPc.

En la tabla 4 se muestran los escenarios de presiones de fondo fluyentes y sensibilidades realizadas en el pozo considerando flujo natural y levantamiento artificial. Este análisis no considera el efecto del incremento en el porcentaje de agua producida, ya que de acuerdo con la simulación dinámica se indica que no esperan producción de agua en la etapa previa al proceso de mantenimiento de presión con inyección de agua.

A partir de los casos señalados y partiendo del modelo geomecánica 1D suministrado por el cliente, se realiza el análisis de riesgo de producción de arena teniendo en cuenta el perfil de resistencia de cilindro hueco (TWC, *Thick Wall Cilinder*, por sus siglas en inglés) estimado a través de correlaciones empíricas, el registro de porosidad de los registros acústicos y la estimación de presiones de fluyentes del pozo Hokchi. Esta evaluación se realizó para todos los casos de producción del pozo Hokchi, casos 0, 1 y 2, además se incluyó el caso de la prueba DST (Figura 12).

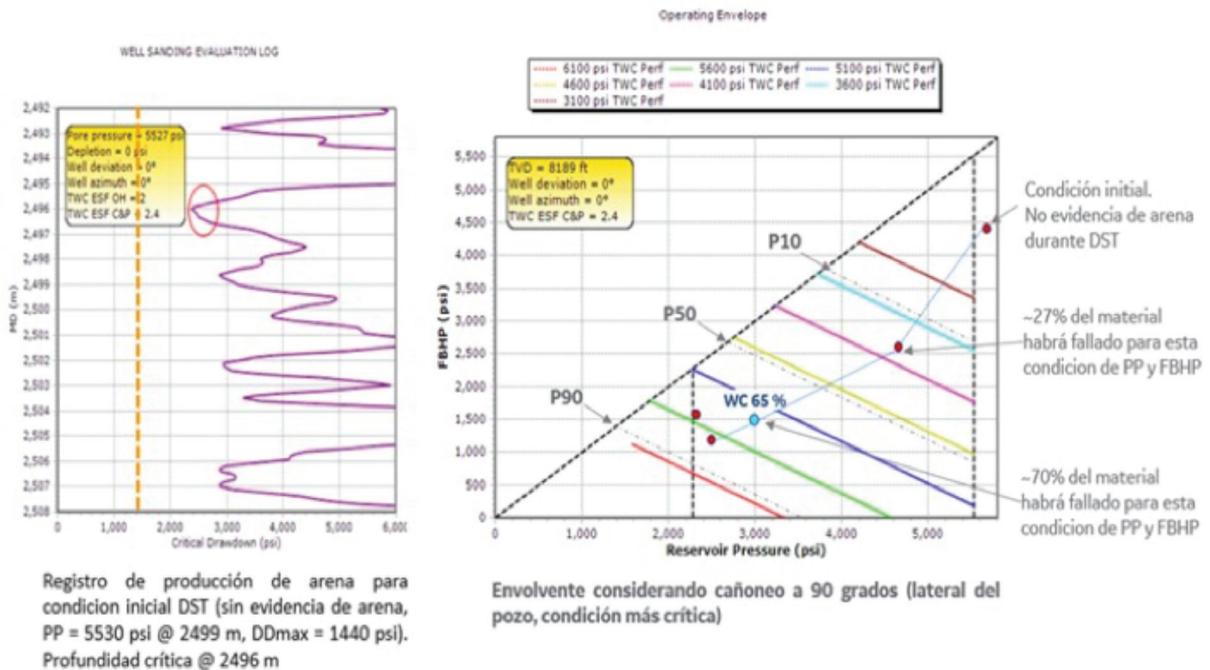


Figura 12. Resultados del análisis de predicción de arena contemplando el análisis geomecánico.

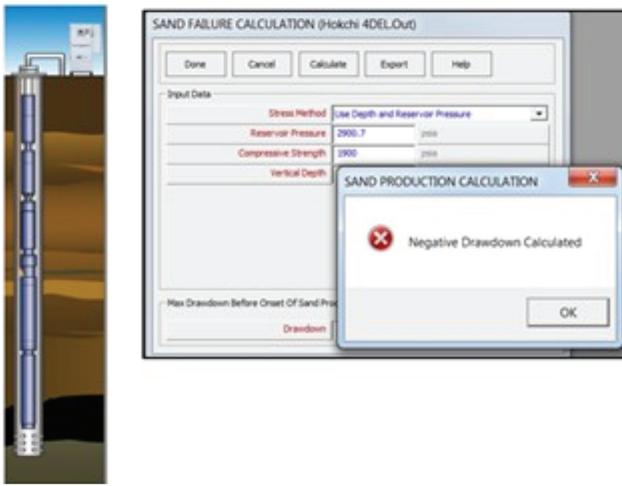


Figura 13. Cálculo *drawdown* crítico con BES - Pozos tipo Hokchi.

Al validar el comportamiento de *drawdown* críticos con el diseño BES en el *software* de análisis nodal y teniendo en cuenta el perfil de presiones de fondo fluyente esperados y el análisis geomecánico, se aprecia que para el escenario más crítico de declinación de presión de yacimiento y sensibilidades al esfuerzo compresivo existe riesgo de producción de arena en el pozo. En este sentido se propone robustecer la completación del pozo con técnicas de control de arena, además de uso de tecnología y dispositivos para el manejo de sólidos que permitan mantener la integridad del sistema de levantamiento artificial (Figura 13).

5. Factibilidad de configuraciones no convencionales desde el punto de vista de producción

En función de la distribución de tuberías de revestimiento (TR) y de la desviación del pozo se presentan las opciones factibles considerando los siguientes aspectos:

- 1) **Barreras de seguridad.** Completación con BES costa afuera, que considera dos barreras de protección (válvula de seguridad y *packer* somero).
- 2) **Protección de las tuberías de revestimiento.** Para aplicaciones con presencia de H₂S se aísla la TR encapsulando el BES con *packer* semipermanente por debajo del sistema encapsulado.
- 3) **Optimización de producción**
 - Venteo de Gas por encima del *packer* recuperable somero.
 - Uso de separador de gas.
 - Permite *by pass* del BES cuando el pozo opera en flujo natural (Di verter Valve flow-ADV valve).
- 4) **Aseguramiento de flujo**
 - Facilidades para Inyección de química.
 - En las aplicaciones con Y-Tool se tiene acceso a fondo para toma de información, estimulaciones y/o limpiezas de los perforados.
 - Separación de sólidos en fondo con bolsillo de acumulación.
- 5) **BES Dual - con sistema BES de respaldo:** reducción de costos por intervención de taladro.

En la figura 14 se presentan los esquemáticos con las configuraciones no convencionales que son factibles para esta aplicación.

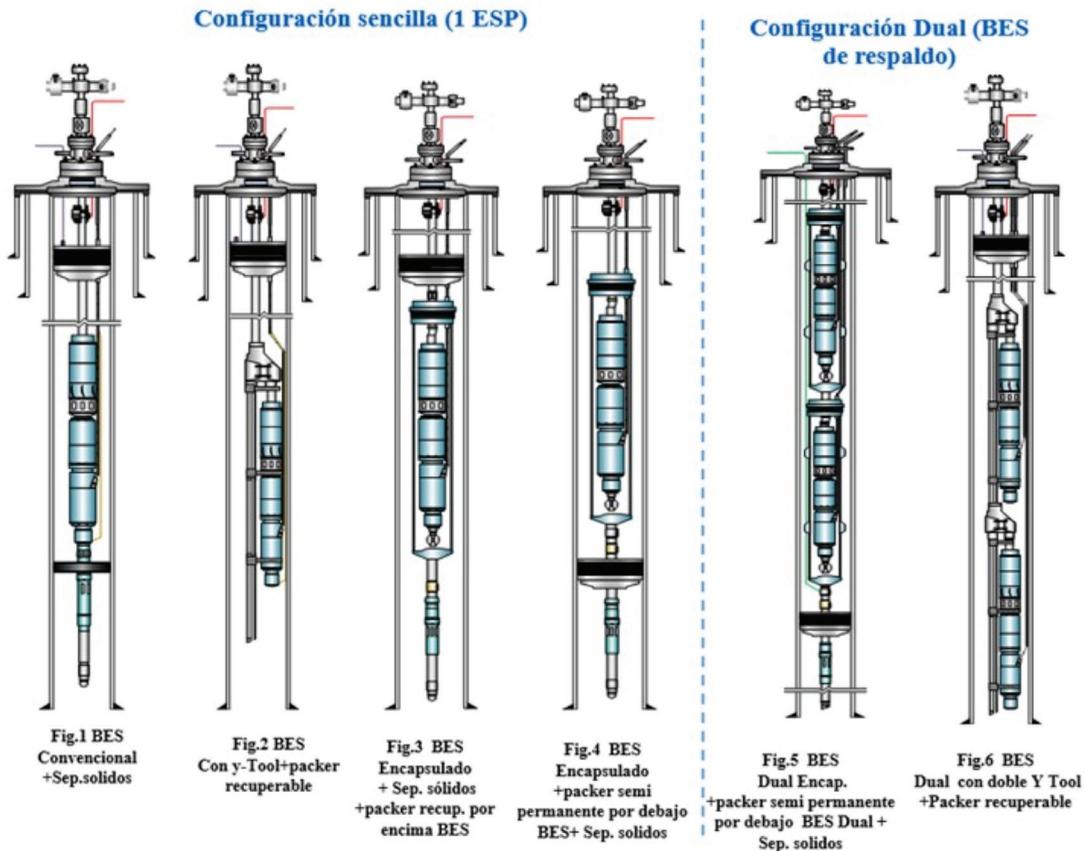


Figura 14. Esquema de las configuraciones no convencionales propuestas para el Campo Hokchi.

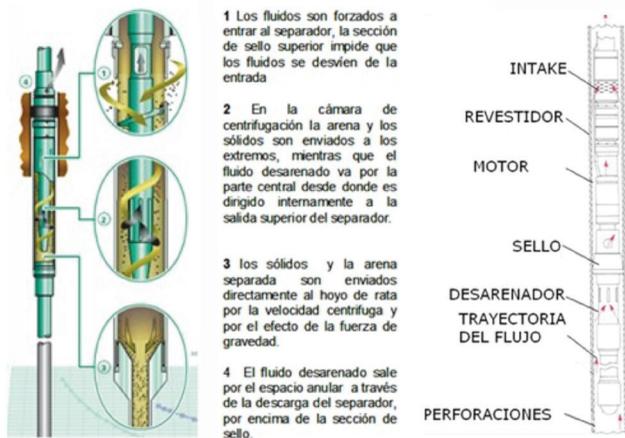


Figura 15. Esquema del separador de sólidos en fondo.

La decisión de la forma final de la configuración óptima dependerá de la estrategia de explotación del campo.

Además de las estrategias de control de sólidos evaluadas para este campo (producción crítica, D_p críticos asociados a producción de sólidos/agua/gas, empaque con grava, cañoneo orientado) se está considerando adicionar a la configuración el uso de un separador de sólidos en fondo para minimizar el desgaste de los componentes internos de la bomba.

El separador de sólidos permite la separación de arena antes del ingreso a la bomba, este dispositivo es acoplado al sensor de fondo en la base del motor y no dispone

de partes móviles. La separación se realiza por la acción de la fuerza centrífuga generada por la velocidad de los fluidos en la sección helicoidal del separador (Figura15).

Como soporte para la preselección de la configuración idónea se realizaron tablas comparativas con las ventajas y las limitaciones de cada configuración, que fueron evaluadas entre personal de la operadora Hokchi y BHGE (ver Apéndices). De los análisis se seleccionaron las configuraciones finales que implican menor riesgo operativo y cumplen con los requerimientos del plan de exploración del campo.

En la figura 16 se presentan las configuraciones finales definidas para el Campo Hokchi.

En el caso de la del pozo tipo Hokchi que presenta en este artículo, el esquema del arreglo y la distribución final se detalla en la figura 17.

Al considerar una configuración encapsulada con separador de sólidos conectado en la base, se debe definir la longitud y el diámetro de la tubería de acumulación de sólidos, la cual debe considerar el peso de la tubería llena de sólidos húmedos. En el caso de esta aplicación se consideró una densidad de la arena de 2,6 g/cc y la longitud máxima de esta tubería está limitada por la conexión en el tope de la cápsula que soportará todo el peso del arreglo.

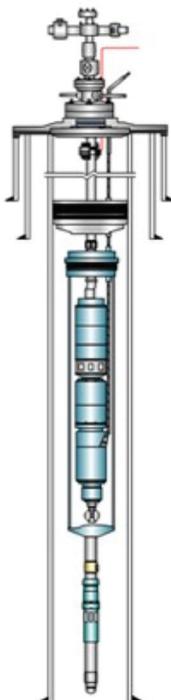
En el caso de la aplicación propuesta se considera una capsula de 7" con una tubería de conexión en el tope de 3 1/2"x 9.2# TRC 95 que soporta un peso máximo de 246.000 Lbs (111.583,72 kg). En todos los pozos evaluados la base de la tubería de acumulación estará ubicada como mínimo a 30 m por encima de los perforados (Figura 18).

Consideraciones:

- 1) **Barreras de seguridad**
Completación con BES costa afuera (Offshore) se consideraron 2 barreras de protección.
- 2) **Optimización de producción**
 - a) Permite producir en flujo natural desde fase inicial de operación (válvula ADV).
 - b) Permite venteo gas al anular (packer somero en configuración sencilla encapsulada)
 - c) Mejora eficiencia Sep. natural de gas por cambio en la dirección del fluido.
- 3) **Aseguramiento de flujo**
Facilidades para Iny. De química, estimulaciones – ADV, separación de sólidos en fondo.
- 4) **Monitoreo de parámetros de Yacimientos**
Sensor permanente de Yacimientos (P.T).
- 5) **BES redundante**
Sistema Dual con BES de respaldo / ahorro en intervención de taladro.

Configuración sencilla (1 BES)

BES Encapsulado + Sep. sólidos
+packer recuperable
por encima BES



Configuración Dual (BES de respaldo)

BES - Dual Encapsulado
+packer semi perman. por debajo BES
Dual + Sep. Sólidos decantando a fondo

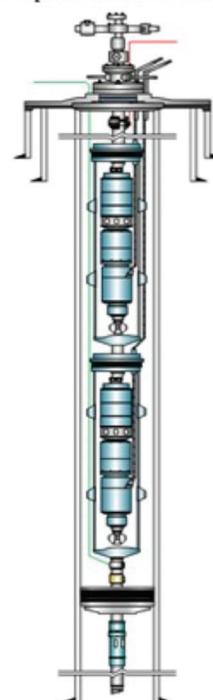


Figura 16. Esquemas de configuraciones no convencionales definido para el Campo Hokchi.

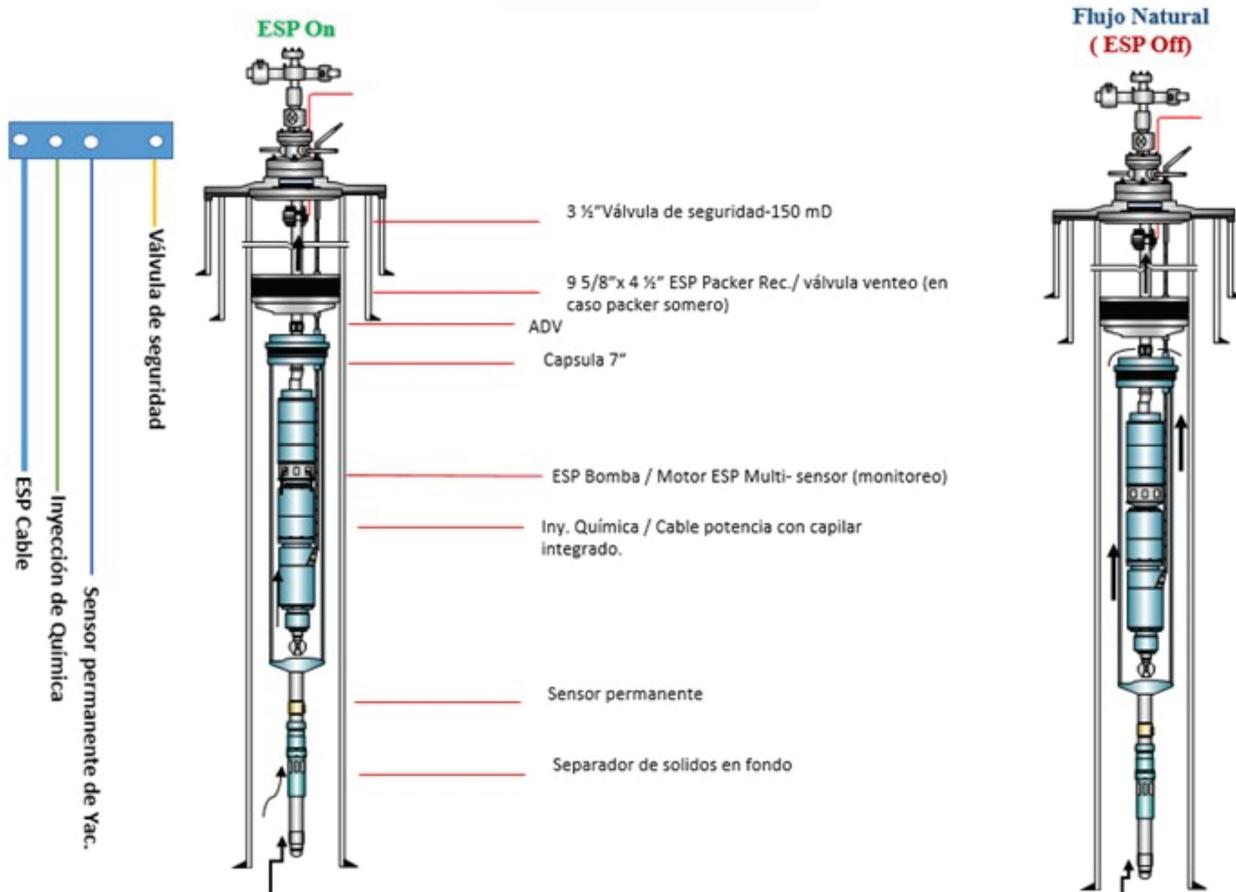


Figura 17. Esquema de configuración sencilla encapsulada - pozo tipo Campo Hokchi.

Conclusiones

- El análisis integral documentado en este artículo para evaluación de pozos con sistemas de levantamiento artificial con BES apunta a maximizar la productividad y la longevidad de los pozos con base a una evaluación multidisciplinaria.
- Los sistemas de BES seleccionados incluyen equipos eficientes en configuraciones especiales con amplio rango de operación que garantizan la flexibilidad operativa ante cambios en la productividad del pozo (reducción de IP por obstrucción de los perforados y cambios en la presión de yacimiento) puntos de estabilización radial y axial (reducir vibración), áreas de flujo óptimas y metalurgia especial.
- La implementación de configuraciones no convencionales con sistemas BES permiten mejorar el *run life* de los equipos, aseguramiento de flujo-menor producción diferida y reducción de intervenciones a pozos, que se traduce en menores costos por pozo.
- Es importante establecer caudales de producción óptimos considerando el *drawdown* crítico para evitar el arenamiento y garantizar el mayor tiempo de operación del pozo y del equipo de levantamiento artificial.
- Al integrar los resultados del modelo geomecánica con los análisis realizados por las disciplinas de productividad y producción se obtiene una evaluación integral que permitirá definir las estrategias idóneas para garantizar la rentabilidad de los planes de explotación de los campos nuevos y en desarrollo.
- El análisis de producción de arena en el campo evaluado indica falla del material y riesgo de producción de arena para las condiciones de agotamiento y *drawdown* modelados. Se recomienda explorar alternativas de solución, como cañoneo selectivo y orientado, uso de mecanismos de control de arena, manejo de *drawdown*.
- En campos nuevos es recomendable recalibrar los modelos geomecánica existentes con información real durante la etapa de desarrollo del campo.
- De acuerdo con los resultados del análisis integral realizado y considerando la productividad y la predicción de arenamiento en los pozos del Campo Hokchi, se propone evaluar con el modelo dinámico de yacimiento las diferentes tecnologías de *sand control* a nivel sectorial de los pozos con la finalidad de comparar los efectos *nearwellbore* para la tecnología de *sand control*; seleccionar y visualizar perfiles de presión, perfil de flujo anular, perfiles de velocidades, acumulados de petróleo, *drawdown* por pozo, manejo de presiones de fondo fluyente óptimas, con el sistema artificial de producción.

Componente	Descripcion	O.D.	ft	m	Profundidad	Rosca
Seguridad	SSSV	5.2	4.3	1.31064	150	3-1/2" Vam Top
Tubería						
Venteo	Valvula de Venteo	2.1	1	0.3048	398.17	
Empacador	Empacador 4 1/2"	8.312	6	1.8288	400	4 1/2" Vam Top
Tubería						
TDV	TDV 3-1/2"	5.625	3.375	1.02	2158.72	3-1/2" Vam Top
Tramo tubería		4.25	9.84	3	2161.72	3-1/2" Vam Top
Capsula 7"	Head CAN ASSBLY 7"	7.0	6.56	2	2163.72	3-1/2" VT x 3-1/2" EUE
Tramo	Tramo tubería 3-1/2" EUE	4.25	33	20	2183.72	3-1/2" EUE
Sub descarga	Discharge pressure 3-1/2"	3.76	0.82	0.25	2183.97	3-1/2" EUE
Descarga	400DSCH 3-1/2"	4.0	0.62	0.19	2184.16	EUE
Bomba 1	Flex17.5 107 stg	4.0	19	5.8	2189.96	Brida
Bomba 2	Flex17.5 107 stg	4.0	19	5.8	2195.76	Brida
MVP	G22 69 stg	4.0	13	3.96	2199.72	Brida
Intake	400INTK	4.0	0.91	0.28	2200.00	Brida
Sello	FSB3DB UT	4.0	6.1	1.86	2201.86	Brida
Sello	FSB3DB LT	4.0	6.1	1.86	2203.72	Brida
Motor	450XP 165HP	4.5	21.5	6.55	2210.27	Brida
Sensor	E7 175C	4.5	2.6	0.8	2211.07	EUE
Capsula 7"	Base CAN ASSBLY 7"	7.0	39.4	12.0	2223.07	4-1/2" TBC
Desarenador	Downhole desander	5.2	6.56	2	2225.07	4-1/2" TBC
Tubería						
Mandril	Mandril inyeccion	5.047	5.25	1.60	2240	4-1/2" Vam Top
Tubería						
Sensor	Sensor de yacimiento	5.047	5.25	1.60	2439.40	3 1/2" Vam Top
Tapon	Tapon de cola desarenador	5.2	1	0.3	2441	

TUBO DE PRODUCCIÓN RECEPTOR:		
GRADO:	N-80	
DE=	3.5	IN
Di=	2.992	IN
W=	9.2	LB/PIE
LONG=	250	MTS
Dens. Arena:	2.6	gr/cc
Volumen 200m TP:	1.13	m3

Peso soportado conexión tope Capsula:
Rosca VAM-TOP 3 1/2", 9.2# TRC 95
246,000 lbs / 111,583.72 kg

Peso Tub. Acumulación solidos

PESO DE TP RECEPTORA	
PESO SIN/ARENA (kg)	PESO CON/ARENA (kg)
1545.50	4093.95

Figura 18. Distribución sistema BES - Pozo Tipo Hokchi.

Apéndices

- Ver **Tabla de comparación de las configuraciones factibles**, en página 17.
- Ver **Ventajas y desventajas de las configuraciones finales evaluadas**, en página 18.

Nomenclatura

BES: Bombeo electrosumergible

IP: Índice de productividad

Pws: Presión estática

Pwf: Presión de fondo fluente

IPR: *Inflow performance relationship*

PIP: Presión de succión del BEC

DP: Diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, *drawdown*

K: Permeabilidad

RGA: Relación gas aceite

Skin: Daño de formación

TR: Tuberías de revestimiento

Agradecimientos

Este trabajo fue desarrollado gracias al apoyo del personal de Hokchi Energy y las diferentes líneas de productos de BHGE (ALS, GPE, Completions) que permitieron visualizar de manera integral las problemáticas del Campo Hokchi.

Referencias

- García, *et al* 2009. "Propuesta técnica de control de arena para el campo de la región marina de México", Baker Hughes.
- Alvarellos, 2009. "Aplicación Geomecánica en el desarrollo de yacimientos Estudio de arenamiento del campo de la Región Marina de Mexico", GMI.

Software

Prosper v14.0, Petroleum Experts. www.petex.com
AutographPC, Baker Hughes
HeliSand3D™ Baker Hughes
RiskGuard™ Baker Hughes
<http://inside.bakerhughes.com/Pages/Home.aspx>

Comparación y funcionalidad de configuraciones BE S y efectos en las completaciones de fondo

Consideraciones	Completaciones sencillas				Completaciones redundantes	
	Figura 1. Configuración E SP sencillo-conventional	Figura 2. Configuración E SP sencillo con Y-Tool	Figura 3 Configuración E SP sencillo encapsulado-packer arriba BE S.	Figura 4. Configuración E SP sencillo encapsulado-packer abajo BE S.	Figura 5. Completación BE S Dual encapsulado (BE S de respaldo)	Figura 6. Completación BE S Dual Y-Tool (BE S de respaldo)
Barreras de seguridad	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo recuperable (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo recuperable (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo recuperable (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer profundo permanente (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo permanente (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto dual profundo recuperable (Barrera secundaria)
Ubicación del packer con respecto al BE S	Por encima	Por encima	Por encima	Por debajo	Por debajo	Por encima
Packer permanente o recuperable	Recuperable	Recuperable	Recuperable	Semi - Permanente	Semi - Permanente	Recuperable
Cable de Potencia						
Uso de Penetrador de Packer	Si - a través del packer	Si - a través del packer	Si - a través del packer	N/A	N/A	Si - a través del packer
Total de empalmes del cable de potencia	4	4	4	3	7	7
Lineas de Control para acceso a fondo para el penetrador del BE S	Si requiere	Si requiere	Si requiere	No	No requiere	Si requiere
Acceso a fondo con Coiled tubing o wireline (lineas de acero)	No	Si	No	No	No	Si
Venteo de gas	SI	SI	SI	No	NO	SI
Uso de Y-tool y tubería de Bypass	NO	SI	NO	NO	NO	SI
Facilidades para inyección de química	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Separador de sólidos	SI- limitado a 167 metros de longitud de la tubería de acumulación del separador	NO	SI	SI (Colgado del packer permanente con separación y de cantación de sólidos a fondo de pozo)	SI	NO
Sensor permanente para Monitoreo de yacimiento	SI-la profundidad del sensor esta limitado a los limitado a 167 metros que corresponde a la longitud de la tubería de acumulación del separador	SI -sensor hasta la profundidad que se evalúe con la tubería de Bypass de la Y-Tool (en pozos de arena se recomienda colocar 100 pies por encima del ultimo liner de producción)	SI	SI	SI	SI
Restricción al flujo	Menores caídas de presión- No hay riesgos significativos de caídas de presión por fricción para configuración sencilla	Menores caídas de presión- No hay riesgos significativos de caídas de presión por fricción para configuración sencilla	Menores caídas de presión- No hay riesgos significativos de caídas de presión por fricción para configuración sencilla	Menores caídas de presión- No hay riesgos significativos de caídas de presión por fricción para configuración sencilla	Cuando opera el equipo BE S superior o inferior existe un riesgo potencial de altas caídas de presión por fricción en el espacio anular entre el OD del BE S y el ID del POD	Cuando se opera el equipo BE S inferior, la producción es a través de la tubería de bypass del BE S superior lo cual puede causar caídas de presión por fricción y se pueden presentar altas velocidades del fluido
Flujo Natural/BE S Respaldo	A través de válvula ADV	A través de la tubería Bypass de Y-Tool	A través de válvula ADV	A través de válvula ADV	A través de válvulas ADV's	A través de la tubería Bypass de Y-Tool
Diametros de TR - 9 5/8" x 53.5 Lb/ft	Diametros de equipos factibles: 5.62,5 38,4,00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.38,4,00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.62,5 38,4,00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.62,5 38,4,00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.62,5 38,4,00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.62,5 38,4,00
Diametros de TR - 8 5/8" x 44 Lb/ft	Diametros de equipos factibles: 5.62,5 38,4,00	Diametros de equipos factibles: 4.00	N/A	N/A	N/A	N/A
Diametros de TR - 7" x 32 Lb/ft	Diametros de equipos factibles: 4.00 (Para instalar equipos 5.38 en conf. convencional se requiere TR 7" x 20 #)	Diametros de equipos factibles: 4.00	N/A	N/A	N/A	N/A

Parámetro	Consideraciones	Completaciones sencillas			Completaciones redundantes
		Figura 1. Configuración ESP sencillo-conventional	Figura 2. Configuración ESP sencillo encapsulado-	Figura 3. Configuración ESP sencillo encapsulado-	Figura 4. Configuración Dual encapsulada
Barreras de seguridad	Barreras de seguridad	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo recuperable (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo permanente (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer profundo semi-permanente (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer profundo semi-permanente (Barrera secundaria)
	Ubicación del packer con respecto al BES	Por encima	Por encima	Por debajo	Por debajo
	Packer permanente o recuperable	Recuperable	Recuperable	Semi-Permanente	Semi-Permanente
Conexiones eléctricas	Cable de Potencia Uso de Penetrador de Packer	Si - a través del packer (1)	Si - a través del packer y Capsula (2)	N.A.	Si a través Capsulas (2)
	Total de empalmes del cable de potencia	4	4	3	7
	Lineas de Control para acceso a fondo para el penetrador del BES	Si requiere	Si requiere	No	No requiere
Manejo de Gas	Venteo de gas	SI	SI	No	No
	Separación Natural	Permite separación natural con venteo a nivel del packer recuperable	Permite separación natural con venteo a nivel del packer recuperable	Sep. Natural 0, si el porcentaje de gas es alto a nivel del intake existe riesgo de bloqueo de la bomba ($Q_{total} = Q_{liq} + Q_{gas}$), por lo que podría implicar ajustes en las tasas de producción requeridas.	Sep. Natural 0, si el porcentaje de gas es alto a nivel del intake existe riesgo de bloqueo de la bomba ($Q_{total} = Q_{liq} + Q_{gas}$), por lo que podría implicar ajustes en las tasas de producción requeridas.
	Separación de gas	Separador de gas / Manejador de gas	Manejador de gas	Manejador de gas	Manejador de gas
Aseguramiento de flujo	Facilidades para inyección de química	Si se puede instalar, limitado a 167 metros de longitud de la tubería de acumulación del separador (1 o 2 líneas - interno a la capsula y con mandril en tubería de cola).	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula (cable del sensor flejado a la cámara de la acumulación del sensor). (1 o 2 líneas - interno a la capsula y con mandril en tubería de cola).	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula o se puede instalar en la parte interna de la capsula (1 o 2 líneas - interno a la capsula y con mandril en tubería de cola).	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula o se puede instalar en la parte interna de la capsula.
Separación de arena	Separador de sólidos	Si se puede instalar, limitado a 167 metros de longitud de la tubería de acumulación del separador.	Si se puede instalar, el dispositivo se adiciona a la cola de la capsula por lo que no evidencia limitaciones en cuanto a la longitud y peso soportado de la tubería de acumulación de sólidos. Se debe evaluar la distancia entre la base de la cámara de acumulación y los intervalos perforados (riesgo de atrapamiento de la cola asociada a alta producción de sólidos).	Si se puede instalar (Colgado del packer semi-permanente con separación y decantación de sólidos a fondo de pozo). Como se decantan los sólidos a fondo de pozo se requiere de hoyo de rata suficiente ya que en caso de alta producción de sólidos se pueden obstruir los perforados y reducir el aporte (menor IP).	Si se puede instalar (Colgado del packer semi-permanente con separación y decantación de sólidos a fondo de pozo). Como se decantan los sólidos a fondo de pozo se requiere de hoyo de rata suficiente ya que en caso de alta producción de sólidos se pueden obstruir los perforados y reducir el aporte (menor IP).
Monitoreo de Vacíos	Sensor permanente.	Si se puede instalar, la profundidad del sensor esta limitado a los 167 metros que corresponden a la longitud de la tubería de acumulación del separador de sólidos.	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula (cable del sensor flejado a la cámara de la acumulación del sensor).	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula.	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula.
Optimización de producción	Flujo Natural/BES Respaldo	Permite by pass de la bomba cuando el pozo fluye natural (fase inicial) A través de válvula TVD. Evita decantación de sólidos por encima de la descarga en caso de paradas del equipo ESP.	Permite by pass de la bomba cuando el pozo fluye natural (fase inicial) A través de válvula TVD. Evita decantación de sólidos por encima de la descarga en caso de paradas del equipo ESP.	Permite by pass de la bomba cuando el pozo fluye natural (fase inicial) A través de válvula TVD. Evita decantación de sólidos por encima de la descarga en caso de paradas del equipo ESP.	Permite by pass de la bomba cuando el pozo fluye natural (fase inicial) A través de válvula TVD. Evita decantación de sólidos por encima de la descarga en caso de paradas del equipo ESP.
	Limpiezas a través del ESP	No se permite ya que el fluido se desvía a través de la válvula ADV.	No se permite ya que el fluido se desvía a través de la válvula ADV.	No se permite ya que el fluido se desvía a través de la válvula ADV.	No se permite ya que el fluido se desvía a través de las válvulas ADV's.
	Volumenes de fluido de control v/o preservación	Mayor volumen (requiere empacar anular).	Mayor volumen (requiere empacar anular).	Menor volumen, solo se consideran las áreas internas del encapsulado.	Menor volumen, solo se consideran las áreas internas del encapsulado.
	Válvulas de cierre en fondo	No se permite instalar en esta configuración.	No se permite instalar en esta configuración.	Permite realizar cierre en fondo al retirar el aparejo / protección del vaciamento.	Permite realizar cierre en fondo al retirar el aparejo / protección del vaciamento.
	Sistemas redundantes (ESP)	Requiere intervención posterior a falla del ESP sencillo.	Requiere intervención posterior a falla del ESP sencillo.	Requiere intervención posterior a falla del ESP sencillo.	En caso de falla permite continuar la operación con equipo de respaldo (ahorros a asociados a intervención).
Riesgo operativo	Procedimientos de instalación	Complejidad baja.	Complejidad baja.	Complejidad baja.	Mayor complejidad durante la instalación. Requiere de protocolos de prueba adicionales para validar disponibilidad del equipo de respaldo.

La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

En TUBHIER, la tecnología y el desarrollo continuo, son los pilares para elaborar nuestros productos, de acuerdo a los más exigentes estándares de calidad.

Nuestro objetivo es ofrecer las mejores soluciones, a las variadas necesidades del Cliente.



Caños de acero

- Casing API 5CT.
- Line pipe API 5L
- Line pipe ASTM A 53
- Usos generales IRAM-IAS-U500-228

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER

Villa Mercedes, San Luis
Argentina

tubhier@tubhier.com.ar

www.tubhier.com.ar



5L-0233
5CT-0303
15HR-0021



ISO-9001
ISO-14001



OHSAS-18001