

La evaluación de un campo petrolero en aguas someras: el caso Hokchi

Gonzalo Vidal Basterrica

Humberto J. Carrizo

M. Alejandra Alonso

Juan M. Gavilán

Federico M. Ruggeri

Emanuel Brito

Matías J. Belgrano

Héctor G. Moyano

Christian Van Haaster

Vinicio Suro

Artículo recibido en 2019-revisado-evaluado-correcto y aceptado en 2021-

Resumen

Se presentan los resultados obtenidos en la ejecución del Plan de Evaluación del Bloque Hokchi, que incluyen entre otras actividades, el reprocesamiento de todos los datos sísmicos preexistentes, la realización de estudios especiales, tales como descomposición espectral, procesamiento AVO, inversión elástica con pozos que han permitido alcanzar una imagen sísmica de mayor resolución para ubicar los pozos de delineación y predecir los límites de la acumulación de hidrocarburos.

La estrategia de ejecución combina un análisis de datos de pozos offset conjuntamente, de la logística y de los servicios asociados. Esto permitió perforar cinco pozos entre noviembre de 2016 y octubre de 2017, además de la realización de ensayos DST, tomas de muestras de fluidos y presiones, núcleos de pared, entre otros estudios. Todo ello, resultó en eficiencias mayores que se reflejan en indicadores de desempeño por arriba de la historia de otros pozos perforados en el área.

Se ilustra, también, cómo se superaron diferentes desafíos durante la construcción de los pozos, por ejemplo, ventanas de perforación estrechas, riesgos someros, la aplicación de un nuevo modelo de logística, entre otras.

Los resultados fueron muy satisfactorios, habiendo concluido cinco pozos en un tiempo planeado para cuatro pozos, resultando en la generación de mayor conocimiento del subsuelo, con un presupuesto ejercido menor al programado, y logrando así, la construcción de un modelo estático y dinámico del campo, insumo requerido para definir una estrategia de explotación para el desarrollo del campo Hokchi.

Palabras clave: Campo petrolero, aguas someras, campo Hokchi.

Evaluation of the Hokchi offshore oil field Mexico

Abstract

The results obtained in the execution of the Hokchi Block Evaluation Plan are presented, which include, among other activities, the reprocessing of all pre-existing seismic data, the performance of special studies, such as spectral decomposition, AVO processing, elastic inversion with wells that They have made it possible to achieve a higher resolution seismic image to locate delineation wells and predict the limits of hydrocarbon accumulation.

The execution strategy combines an analysis of offset well data together, logistics and associated services. This allowed the drilling of five wells between November 2016 and October 2017, in addition to conducting DST tests, fluid and pressure sampling, wall cores, among other studies. All of this resulted in higher efficiencies that are reflected in performance indicators above the history of other wells drilled in the area.

It also illustrates how different challenges were overcome during the construction of the wells, for example, narrow drilling windows, shallow risks, the application of a new logistics model, among others.

The results were very satisfactory, having completed five wells in a planned time for four wells, resulting in the generation of greater knowledge of the subsoil, with a budget exercised less than the programmed, and thus achieving the construction of a static and dynamic model of the field. , input required to define an exploitation strategy for the development of the Hokchi field..

Keywords: Evaluation, offshore, oilfield.

Introducción y localización

El campo Hokchi se encuentra ubicado costa afuera, aproximadamente a 27 km al noroeste del puerto de Dos Bocas, en una posición transicional entre las subcuencas

Salina del Istmo y Comalcalco. Asimismo, se localiza próximo a otros campos actualmente en producción de Pemex, como Xanab y Yaxché, así como cercano a otras áreas como la de Xamma, Mitzón, Tecoalli y Amoca. En la **Figura 1** se puede apreciar la localización del campo.

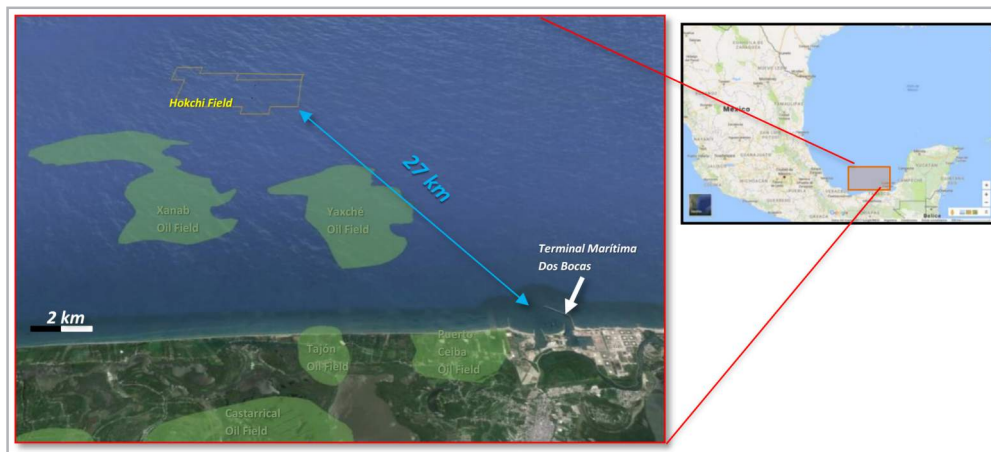


Figura 1. Ubicación del campo Hokchi.

Información disponible e incertidumbre a resolver

El campo Hokchi contaba con gran cantidad de información previa, debido a las actividades llevadas a cabo por Pemex desde el año 1998, la cual básicamente consistió de adquisición sísmica y reprocesamiento 3D, dos pozos perforados (Hokchi-1 y Hokchi-101), dos ensayos de producción del tipo DST, información

petrofísica de núcleos, estudios de fluidos del tipo PVT y registros geofísicos completos en cada pozo.

Esta información preexistente permitió inferir mediante estudios y análisis, el tipo de yacimiento, las características geológicas, tamaño y dimensión, estimación de recursos, propiedades de los fluidos presentes, etc. A continuación, en la **Tabla 1** se listan las características principales del yacimiento.

Geología	Trampa combinada delimitada por fallas normales y acuñamiento por intrusivo de diapiro salino. Yacimientos de arenas clásticas con intercalaciones de lutitas depositadas por la acción de abanicos submarinos.
Yacimientos	Rango de porosidad: 25% - 28% Rango de permeabilidad: 20 md – 600 md Profundidad promedio: 2550 m MVBNM
Fluidos	Tipo: Aceite negro Densidad: 22 – 38 °API GOR: 50 – 65 m ³ /m ³ Presión inicial: 5685 psia

Tabla 1. Características principales de los yacimientos.

Asimismo, con la información sísmica disponible, y los reprocesamientos llevados a cabo, se tenía con certeza razonable conocimiento acerca de la distribución de los fluidos y espesor promedio de los yacimientos. En la **Figura 2** se puede observar un mapa de amplitud sísmica

que denota la ubicación posible del contacto agua-aceite, caracterizado por un cambio abrupto en los colores de amplitud y, coincidencia con el contorno estructural de la posición del yacimiento.

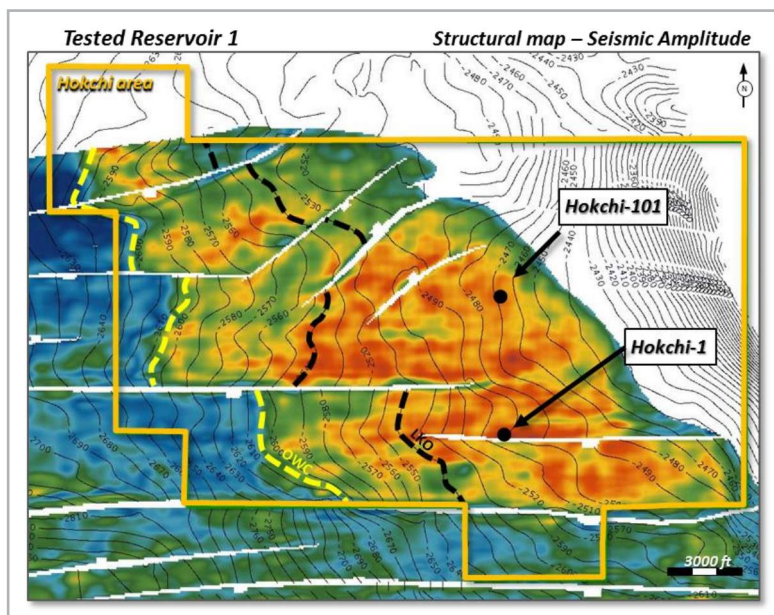


Figura 2. Mapa de amplitud sísmica denotando el posible contacto agua-aceite.

La información preexistente de las presiones de fondo con herramientas de registros a cable, presenta muestras comprobadas y un gradiente correspondiente a una columna de aceite; sin embargo, con estos datos no se podría establecer el contacto agua-aceite, ya que las muestras de recolectadas y el gradiente de agua,

correspondían a otra unidad hidráulica denominada yacimiento R3, distintas a los yacimientos principales R1 y R2. En la **Figura 3** se pueden observar los gradientes de las distintas mediciones, y un esquema que ejemplifica la distribución esperada de fluidos.

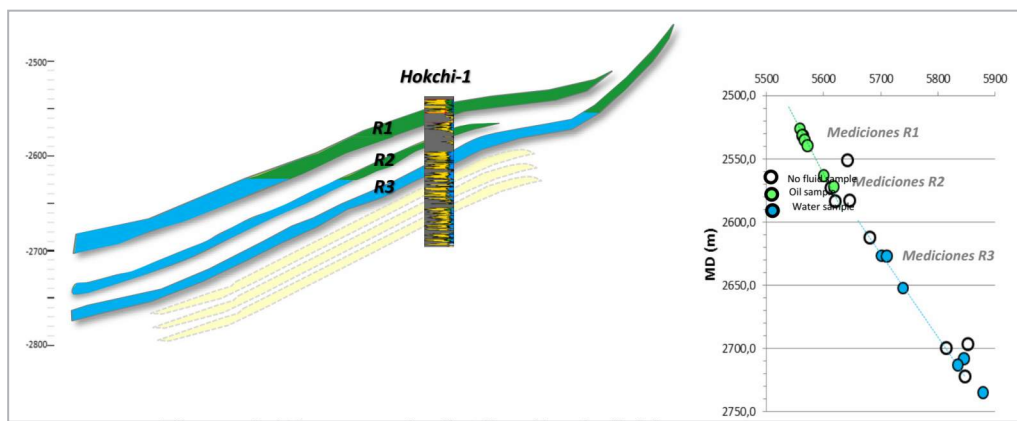


Figura 3. Diagrama de distribución de fluidos.

Sin duda, algunas de las incertidumbres principales a resolver era la posición del contacto agua aceite para los yacimientos R1 y R2, ya que se tiene flujo de agua en los recursos prospectivos de los yacimientos, y su manejo es esencial para la estrategia de desarrollo del proyecto a futuro.

Otras incertidumbres por resolverse por medio de la información obtenida en los pozos de delineación, estaban relacionadas con la extensión areal de los yacimientos, índices de productividad de los pozos, conductividad de las

fallas, características petrofísicas, existencia potencial de aceite en el yacimiento R3 y la variación lateral del espesor.

Ubicación de los pozos de delineación y objetivo de cada uno

En el mapa de la **Figura 4** se puede observar la ubicación de los objetivos de los pozos a perforar durante la campaña de evaluación, con el fin de minimizar las incertidumbres mencionadas anteriormente.

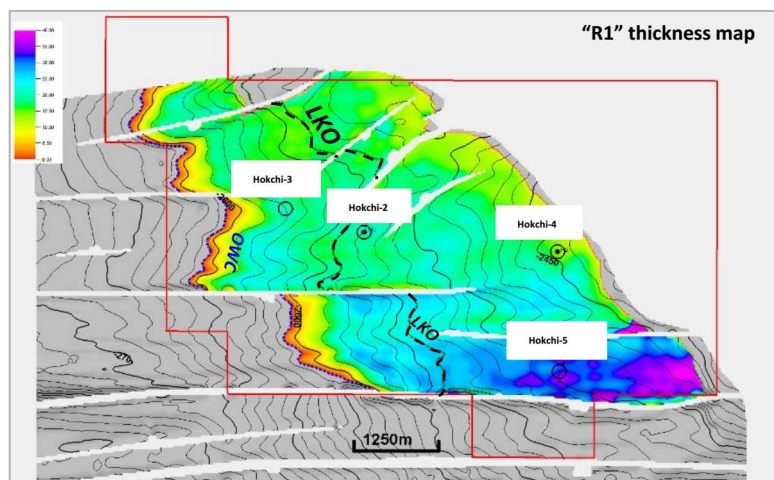


Figura 4. Ubicación de los objetivos de los pozos a perforar durante la campaña de evaluación.

Cada una de las ubicaciones de los objetivos mostrados en la **Figura 4**, se plantearon estratégicamente con el fin de disminuir los riesgos para el desarrollo futuro del campo y satisfacer el esquema probable de desarrollo a implementar. A continuación, se detallan cada uno de los objetivos particulares de los cuatro pozos de delineación.

Hokchi-2: Su objetivo principal fue extender la estimación de LKO (Low Known Oil), desde -2,540 mTVDSS hasta -2,575 mTVDSS, además del aporte de información para refinar el modelo del yacimiento (distribución de espesores, porosidades, permeabilidades, etc). Se tomaron muestras para análisis PVT, se obtuvieron núcleos de pared y se realizaron mediciones de presión.

Hokchi-3: Su objetivo fue comprobar el contacto agua-aceite y confirmar el límite oeste de la acumulación. Se planteó su terminación en un intervalo óptimo en la zona de aceite,

con el fin de asegurar valor como pozo productor dentro del esquema futuro de desarrollo.

Hokchi-4: Más allá de atravesar el yacimiento R1, su objetivo principal fue el de confirmar el potencial de la roca almacén para el yacimiento R3, ya que, por el acuífero salino, la posición estructural, y la información sísmica, es posible que para esta profundidad exista una acumulación de aceite en R3. Asimismo, el objetivo en este pozo fue realizar una prueba de presión-producción extendida tipo DST, con el fin de comprobar la transmisibilidad de las fallas, y la presencia del acuífero. Además, se planteó la toma de muestra para un estudio PVT, la obtención de núcleos de pared y la medición de presión.

Hokchi-5: El objetivo del pozo fue probar la roca almacén principal R1 en el bloque sur, en donde se había interpretado un espesor mayor. Originalmente se planificó

la realización de una prueba de alcance extendido tipo DST que finalmente no se realizó. Sirvió para ajustar el modelo de productividades y propiedades petrofísicas de la roca.

Hokchi-6: Debido a la necesidad de cumplir con las unidades de trabajo comprometidas (ya que los pozos Hokchi-2DEL y Hokchi-3DEL no se probaron), se propuso la perforación de un pozo adicional, con el objetivo de obtener más información para la construcción del modelo. En este pozo sí se realizó la prueba de alcance extendido tipo DST.

Resultados obtenidos con base en la información recabada en los pozos

Composición y tipo de sedimentos

A partir de la información obtenida en la campaña de delineación, se concluye que la roca almacén principal del yacimiento Hokchi, "R1", consiste en una litoarenita feldespática, de grano muy fino a grueso (granulométricamente polimodal), texturalmente submadura (bajo redondeamiento). La porosidad intergranular es dominante; existe además porosidad secundaria por disolución muy escasa y microfracturamiento de granos. El escaso cemento consiste en arcillas. La matriz también es arcillosa, producto de la alteración diagenética de granos que contienen clorita, esmectita e illita.

Porosidad y volumen de arcilla

Se calculó la porosidad total a partir del perfil de densidad (RHOB), considerando que se contaba con un buen control de la densidad de la matriz medida en los núcleos.

Para el cálculo del volumen de arcillas se optó por utilizar combinaciones de curvas diferentes para representar mejor lo descrito a partir de tapones y núcleos de pared, ajustando mejor con las porosidades medidas empleando gas helio en laboratorio. Se utilizaron las curvas de resistividad somera y densidad-neutrón para las rocas almacén R1 y R2, mientras que sólo densidad neutrón para R3.

La porosidad efectiva se calculó a partir de la porosidad total obtenida con la densidad y el volumen de arcilla descrito anteriormente.

Saturación de agua

Para este cálculo se utilizó el método de Simandoux con los parámetros de Archie siguientes: $a=1$, $m=1.85$, $n=2$.

Espesores y valores medios

Para el cálculo de valores medios de espesor neto y las propiedades de las rocas almacén R1 y R2 se establecieron los valores de corte siguientes: PHIE > 12%, SW < 45%, VCL <= 40%.

Con estos parámetros se calcularon los espesores y otros valores medios de las rocas almacén R1 y R2, **Figura 5**.

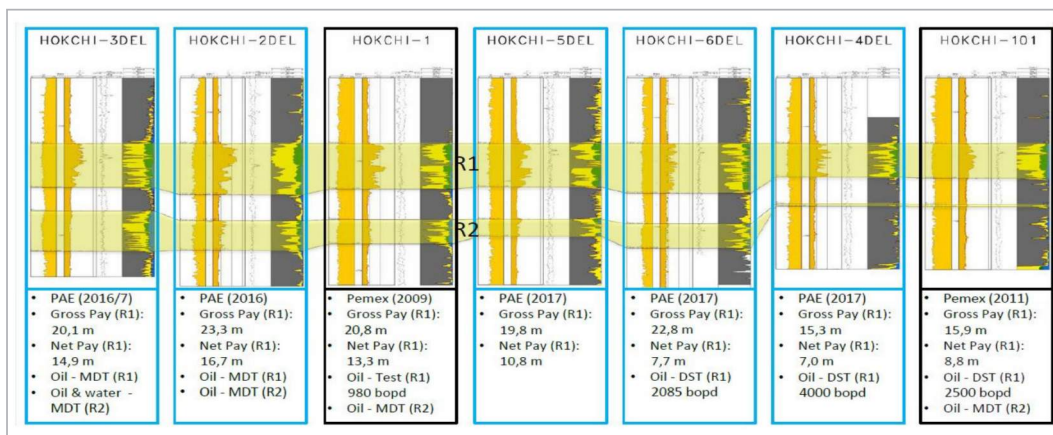


Figura 5. Resultados petrofísicos obtenidos en la campaña de delimitación y caracterización de los yacimientos.

Gradiente de presiones e identificación del WOC

La distribución de fluidos se determinó con base en los registros de presión de formación durante la perforación de los pozos Hokchi-1, Hokchi-101, Hokchi-2DEL, Hokchi-3DEL, Hokchi-4DEL y Hokchi-6DEL.

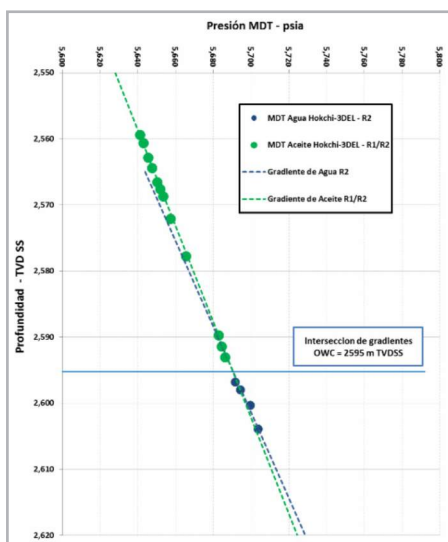


Figura 6. registros de presión plan de delineación.

El pozo que definió la posición del contacto agua-aceite fue el Hokchi-3DEL, cuya posición estructural es la más baja de todos los pozos del área, de acuerdo a lo planificado en el plan de delineación, **Figura 6**.

La posición del contacto agua aceite para los yacimientos R1 y R2, se establece con el punto de intersección entre las líneas rectas del gradiente de agua y el gradiente de aceite medidos en el Hokchi-3DEL. Dicho punto se presenta a los 2595 m TVDSS, próximo a los 2605 mbnm estimados inicialmente en el plan de evaluación

Otro punto para destacar, y que sirve para corroborar la posición del contacto agua-aceite, fueron las identificaciones de fluidos con la herramienta MDT, cuyo análisis de los resultados indicó que en el punto de 2596.8 m TVDSS se identificó 100% de agua, mientras que el punto 2591.43 m TVDSS fue 100% aceite. Es decir, que, al tratarse de una misma unidad hidráulica, el contacto agua-aceite se establece entre estos dos puntos. A continuación, se pueden observar las lecturas de la herramienta MDT conjuntamente con los registros geofísicos y puntos de presión.

Para el caso del yacimiento R3, en todos los pozos se midieron puntos de presión sobre un gradiente de fluido característico de agua.

Con base en lo expresado anteriormente, como conclusión en lo que se refiere a la distribución de fluidos dentro de los yacimientos caracterizados en Hokchi, se establece que:

- Los yacimientos R1 y R2 están conectados hidráulicamente, por lo tanto, comparten un mismo contacto agua-aceite que se ubica en 2595 m TVDSS.
- El yacimiento R3 hasta los 2512 m TVDSS está completamente saturado con agua, sin evidencia de hidrocarburos.
- No existe presencia de gas libre en ninguna posición estructural en los yacimientos R1 y R2.

Fluidos – PVTs

De acuerdo a lo establecido en el plan de desarrollo, se tomaron muestras PVT de los pozos Hokchi-2DEL, Hokchi-3DEL, Hokchi-4DEL y Hokchi-6DEL, cuyos resultados de los ensayos evidenciaron la variación de las propiedades del aceite de acuerdo con la posición estructural de los pozos, **Figura 7**.

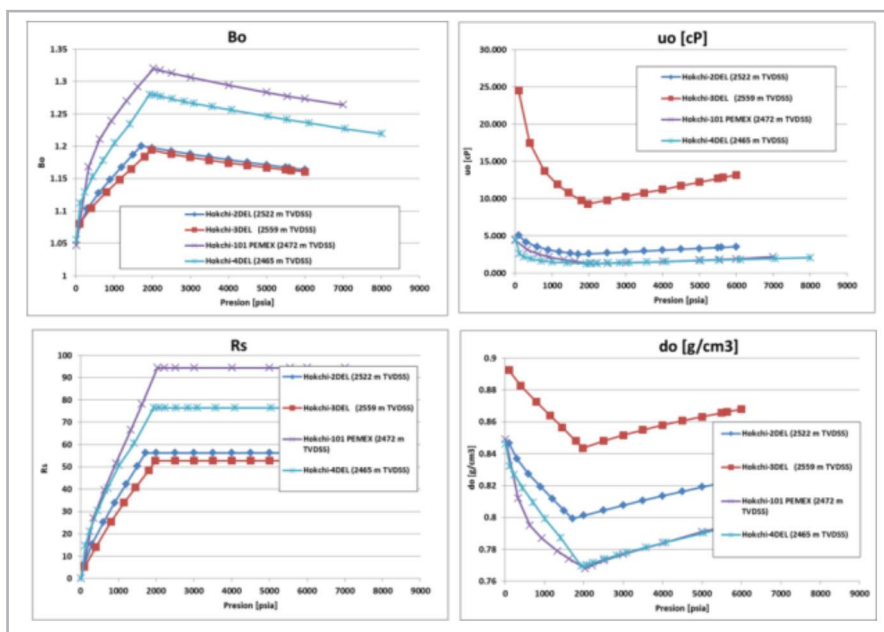


Figura 7. Propiedades PVT.

Esta variación se explica a partir del fenómeno de segregación gravitacional de componentes en la columna de aceite, obteniéndose así un aceite más viscoso en las cercanías del contacto respecto al que se encuentra en el tope de la estructura.

- Calcular el índice de productividad del horizonte sujeto a prueba.
- Los resultados de los DST realizados se observan en la Figura 8.

Resultados de las pruebas DST

Se han realizado tres pruebas dinámicas de pozos (pruebas de producción de alcance extendido, o pruebas de límite del yacimiento). La primera se realizó en el pozo Hockchi-101. DEL, mientras que las dos restantes han efectuado en los pozos Hockchi-4.DEL y Hockchi-6.DEL.

Los objetivos de estas pruebas fueron:

- Establecer la geometría de flujo, capacidad de flujo, la transmisibilidad, el factor de daño, el almacenamiento, calcular la permeabilidad y el volumen de petróleo contenido en el yacimiento.
- Detectar barreras de flujo estructurales o estratigráficas.
- Estimar la presión promedio, o presión inicial según el régimen de flujo del yacimiento.

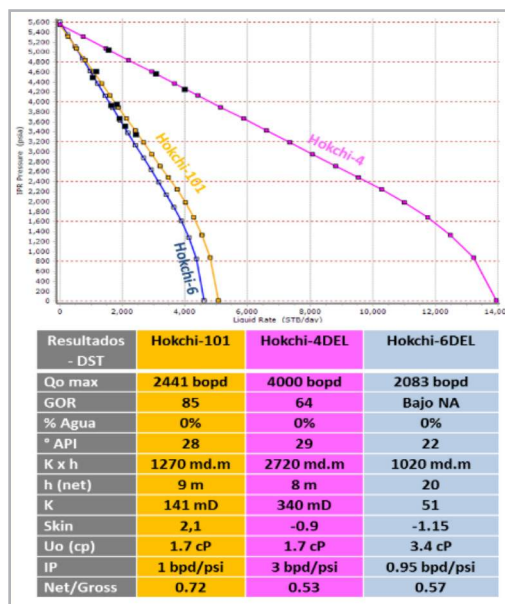


Figura 8. Resultados de las pruebas dinámicas de límite del yacimiento.

Perforación de los pozos delimitadores

Para el diseño y la construcción de la estrategia de perforación, con base en la información geológica, la integración de un equipo multidisciplinario (compuesto por ingenieros, geólogos y geofísicos entre otros) y la información obtenida de los dos pozos exploratorios perforados en el bloque en los años 2009 y 2011, se elaboró una base de datos para la planificación de la campaña para la obtención de datos fundamentales:

- Datos para el diseño de pozos: recopilación de diámetros y profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento, así como presiones de poro medidas, eventos de brote, pérdidas de circulación y densidades de lodo usado.
- Análisis de tiempos: recopilación de tiempos productivos y no productivos, para obtener un detalle de las causas que dieron origen a eventos de tiempos no productivos con mayor impacto en los retrasos de tiempo.

Diseño de pozos

Del primer grupo de datos se obtuvo la **Figura 9**, que representa la información datos para el diseño de pozos, en la cual se observa lo siguiente:

- En el primer pozo, la tubería de revestimiento intermedia de 13-3/8" se asentó en una profundidad

más somera de lo originalmente planeado, debido al incremento de la presión de poro, el cual no se observó en la estimación inicial de las presiones. El segundo pozo exploratorio ya consideró este aumento de presión; también los pozos delimitadores consideraron esta lección aprendida, asentando esta TR aproximadamente a 1400 mTVD

- En el primer pozo se observaron eventos de pérdida de circulación durante la cementación de la TR de 9-5/8", que tenía el objetivo geológico y formaciones más someras en este pozo. Para los pozos delimitadores, se asentó una TR corta antes de entrar al objetivo geológico (yacimiento) y luego se perforó esa sección con el fluido sin exceso de sobre balance. Al tener aislada la sección por arriba del yacimiento, se pudo usar una densidad del fluido de perforación menor, acorde con las presiones de poro medida en las arenas del yacimiento.
- Se observaron pérdidas de fluido en diferentes secciones consideradas en los pozos delimitadores y, se planificó el reforzamiento de pared del pozo usando diferentes granulometrías de productos anti-pérdidas en el lodo.
- Los gastos de perforación se analizaron en todas las secciones del pozo, planificando para la campaña de delimitación un incremento significativo para ayudar a la limpieza de los diferentes pozos.
- Las fallas de las herramientas tuvieron un impacto medio en los retrasos; para la campaña de delimitación se utilizó un servicio de control de calidad y aseguramiento, para revisar el equipamiento y herramientas antes de enviarse al equipo de perforación.

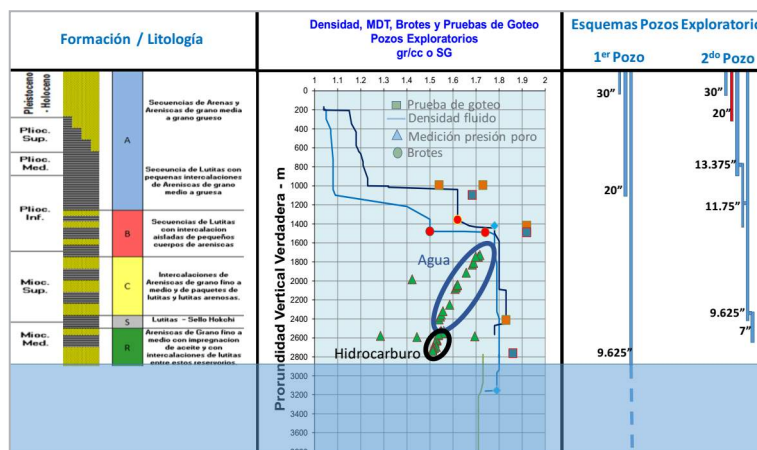


Figura 9. Presiones de poro, brotes, pruebas de goteo, pérdidas circulación, TRs y litología.

Considerando los resultados obtenidos en los pozos de referencia y tomando en cuenta la estimación realizada para las presiones de poro / fractura a lo largo de sus trayectorias,

se eligió el diseño del pozo descrito en la **Figura 10** para la delimitación del yacimiento.

Formación / Litología	Esquemas Pozos Delineación	Diámetro Hueco	Diámetro TR	Lodo
Plioc. Sup. / Plioc. Med. / Plioc. Inf.		36" 200mTVD	30"	Agua Mar
Mic. Sup.		26" 1000mTVD	30"	Lodo Base Agua 1.25sg
Mic. Med.		17.5" 1400mTVD	13.375"	Lodo Base Aceite 1.65sg
Mic. Sup.		12.25" 12.25"x14"	9.625"	Lodo Base Aceite 1.80sg
Mic. Med.		8.5" 7"	7"	Lodo Base Aceite 1.6sg

Figura 10. Diseño de un pozo elegido para los pozos de delimitación.

Estrategia para la perforación de los pozos

De la estadística de los dos pozos exploratorios, se concluye que el 38% del tiempo total de operaciones se clasificó como no productivo, de donde se desprende que:

- El 25% del tiempo no productivo estuvo directamente ligado a logística; es decir, espera de equipamiento o productos de lodos por falta de barcos.
- El 19 % del tiempo no productivo se debió a fallas de los equipos y herramientas en superficie, así como reparaciones y algunos errores.
- El porcentaje de tiempo no productivo asociado a condiciones del pozo, fue del 43%.
- Con base en esta distribución de tiempos, se diseñó una estrategia de trabajo en la que se dividen las operaciones en dos partes:
 - o Equipo de perforación y logística: el equipo de perforación también es responsable de los barcos y de la base en el puerto.

- o Servicios a la operación de perforación: Se dividió en tres: los servicios que se pagan por metro perforado, las tarifas stand by y finalmente los servicios que se abonan asociados a las cantidades.

Implementación del plan y resultados

La campaña de delimitación comenzó en octubre del año 2016 y finalizó antes de lo comprometido ante la CNH, incluso si se considera el pozo adicional al plan original. Durante la perforación de estos cinco pozos, se enfrentaron diversos desafíos y se obtuvieron resultados sobresalientes:

- “Días de pozo seco por 10.000 ft perforados”: se logró un mínimo de 36.6 días pozo seco por 10000 ft y un promedio de 44.6 días, **Figura 11**.
- “Porcentaje de tiempo no productivo”: Se obtuvo un promedio de 20.5%, alcanzando un mínimo de 15%.
- Adaptación rápida con el equipo de perforación, como con las compañías de servicios. Ambas recibieron un incentivo al ser partícipes de la reducción de tiempos respecto a los tiempos planificados.

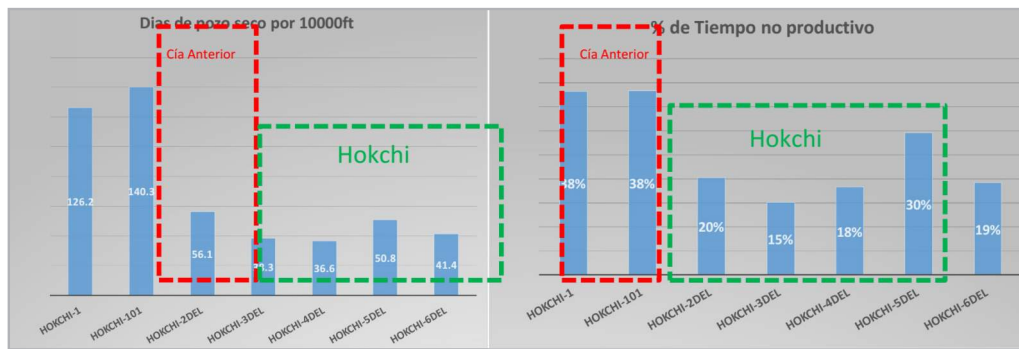


Figura 11. Indicadores de evaluación y comparación.

- El desafío de trabajar en forma conjunta, segura y eficiente.
- Si bien existieron problemas operativos durante la campaña, fueron sorteados exitosamente debido a los planes de contingencia existentes.

Terminación y diseño ensayo de pozo de alcance extendido DST

Los diseños utilizados en la exploración del bloque fueron:

- Hokchi-1: Sarta de DST/TCP, con empacador de 9 5/8” y pistolas de 7”. La etapa de terminación comenzó el 9 de julio de 2009 y finalizó el 25 de agosto de 2009 (47 días). El arranque del pozo se realizó con tubería flexible.
- Hokchi-101: Sarta de DST/TCP, con empacador de 9 5/8” y pistolas de 4 1/2”. La etapa de terminación comenzó el 17 de noviembre de 2011 y finalizó el 31 de diciembre de 2011 (45 días). El arranque del pozo se efectuó en condiciones de bajo balance, generado a través del fluido de terminación.

En ambos pozos se produjo petróleo de entre 26°API y 28°API. No se observaron restos de sólidos o producción de arena.

Diseño de la terminación

Para las pruebas de los pozos de delineación se decidió continuar utilizando una sarta DST/TCP. Algunas de las lecciones aprendidas durante la lectura de los reportes de los pozos previos fueron:

- Debido a la falta de autorización para poder quemar gas, se utilizó un barco de procesos con los equipos de ensayo y capacidad de almacenamiento del aceite a producir.
- El arranque del pozo se llevó a cabo utilizando un fluido con densidad reducida para operar el pozo en bajo balance.
- El uso de la tubería flexible se consideró únicamente en caso de contingencia.
- Se emplearon válvulas de circulación y ensayo del tipo IRDV, las cuales operan a través de pulsos de presión, sin necesidad de llevar la cuenta de ciclos y evitando así la posibilidad de perder la posición en la que se encuentra esta válvula.

Implementación del plan y resultados de la terminación

Los indicadores obtenidos durante las operaciones de terminación se presentan en la **Figura 12**, observándose una reducción importante en los tiempos de terminación de los dos últimos pozos, Hockchi -4DEL y Ockchi-6DEL.

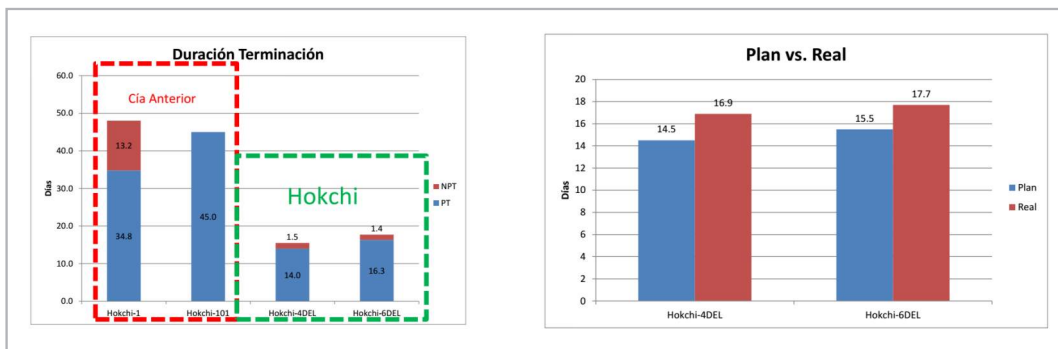


Figura 12. Indicadores de evaluación y comparación.

Construcción de modelo estático y dinámico

Utilizando la información recolectada en los pozos, como registros geofísicos, análisis de laboratorios petrofísicos con los tapones rotados de pared, pruebas de producción, análisis PVT de las muestras de fluidos, gradientes de presiones medidos con la herramienta MDT, etc., se procedió a construir un modelo estático y dinámico mediante la utilización de un simulador en 3D. El objetivo principal de este modelo fue diseñar la mejor estrategia de producción, en función del número de pozos, y volúmenes

de agua inyectada, con el fin de obtener las condiciones que maximicen el valor económico del proyecto.

El modelo estático 3D se centró en el modelado de los yacimientos R1 y R2, en el cual el flujo de trabajo se dividió en cuatro etapas, **Figura 13**.

- Carga de datos
- Construcción del modelo estructural
- Construcción de la malla
- Asignación de las propiedades

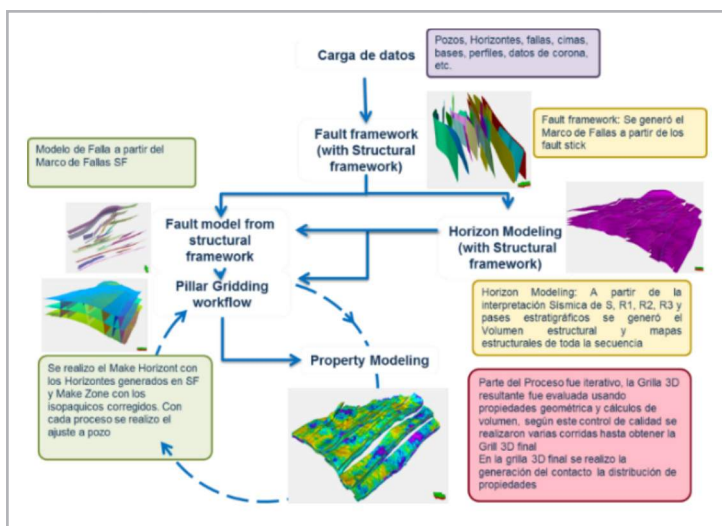


Figura 13. Flujo de trabajo para la construcción del modelo estático 3D.

Con todos los datos disponibles (pozos, horizontes, fallas, cimas, bases y perfiles) se construyó el modelo estructural y la malla. Luego de la definición del modelo estructural para cada yacimiento y la realización del mallado correspondiente, se realizó la asignación de los valores para la porosidad efectiva, proveniente de la interpretación petrofísica de los registros de todos los pozos perforados en el área. Esta asignación utilizó una tendencia obtenida a partir del atributo sísmico LambdaRho y el espesor, ya que empíricamente se comprobó una correlación buena entre ellos y la porosidad efectiva.

Ley de permeabilidad

Una vez validado el modelo de porosidades, se realizó la asignación de las permeabilidades para los yacimientos R1

y R2. Para ello se utilizaron los resultados de los estudios de laboratorio disponibles, obtenidos en los pozos Hokchi-1, Hokchi-101, Hokchi-2DEL y Hokchi-4DEL.

Saturación de agua irreductible

Para el modelado de las saturaciones de agua se realizaron “crossplots” de porosidad efectiva versus saturación de agua, provenientes de la interpretación petrofísica. De esta forma se obtuvieron dos correlaciones distintas de saturación de agua irreductible vs porosidad efectiva; una para R1 y otra para R2. En la **Figura 14** se muestran los resultados obtenidos.

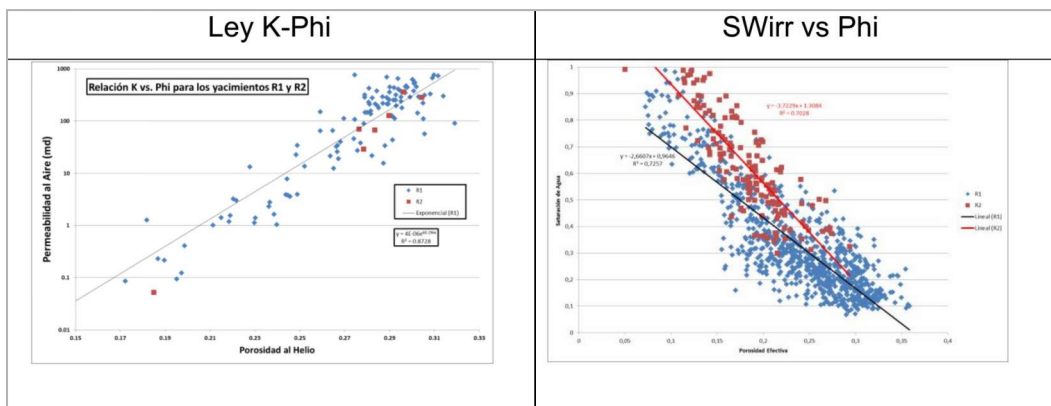


Figura 14. Correlaciones de S_{wirr} y k utilizadas para poblar el modelo.

Permeabilidades relativas

Las permeabilidades relativas se asignaron utilizando un conjunto único de datos para todo el modelo, utilizando como base las curvas medidas en el laboratorio, y normalizándolas con base en las saturaciones de agua irreductible y al aceite residual, **Figura 15**.

Presiones capilares

Se utilizaron las curvas de presión capilar medidas en laboratorio, realizadas con la metodología de la centrifuga, desplazando salmuera de igual salinidad y componentes medidos en el agua de yacimiento recolectada en el Hokchi-3DEL con gas nitrógeno, **Figura 15**.

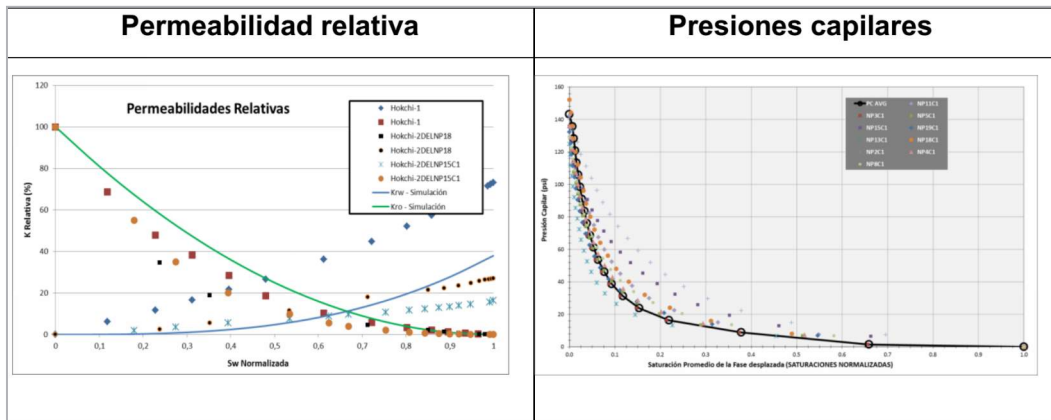


Figura 15. Permeabilidad relativa normalizada y presiones capilares utilizadas para poblar el modelo.

Modelo de fluidos

Como se mencionó anteriormente, debido a la segregación gravitacional de componentes se observan variaciones en

las propiedades del aceite con la profundidad. Por este motivo se definieron tres regiones PVT, manteniendo las propiedades observadas en esas profundidades, **Figura 16**.

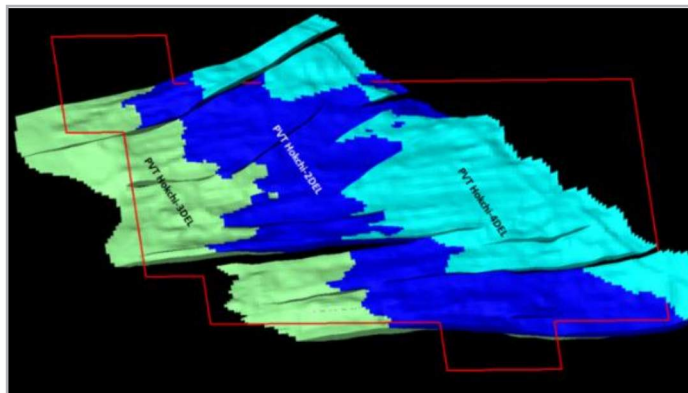


Figura 16. Regiones PVT definidas.

Plan de desarrollo

A partir de la información obtenida se analizaron diversos escenarios de desarrollo. El plan presentado contempla la perforación de siete pozos productores y siete pozos inyectores, iniciándose la inyección de

agua inmediatamente después de finalizar la campaña de perforación y terminación de los pozos productores, **Figura 17**. El objetivo es evitar que la presión de yacimiento sea menor a la presión de burbuja, evitando así la liberación de gas en fondo. En la **Tabla 2** se resumen los resultados esperados del campo.

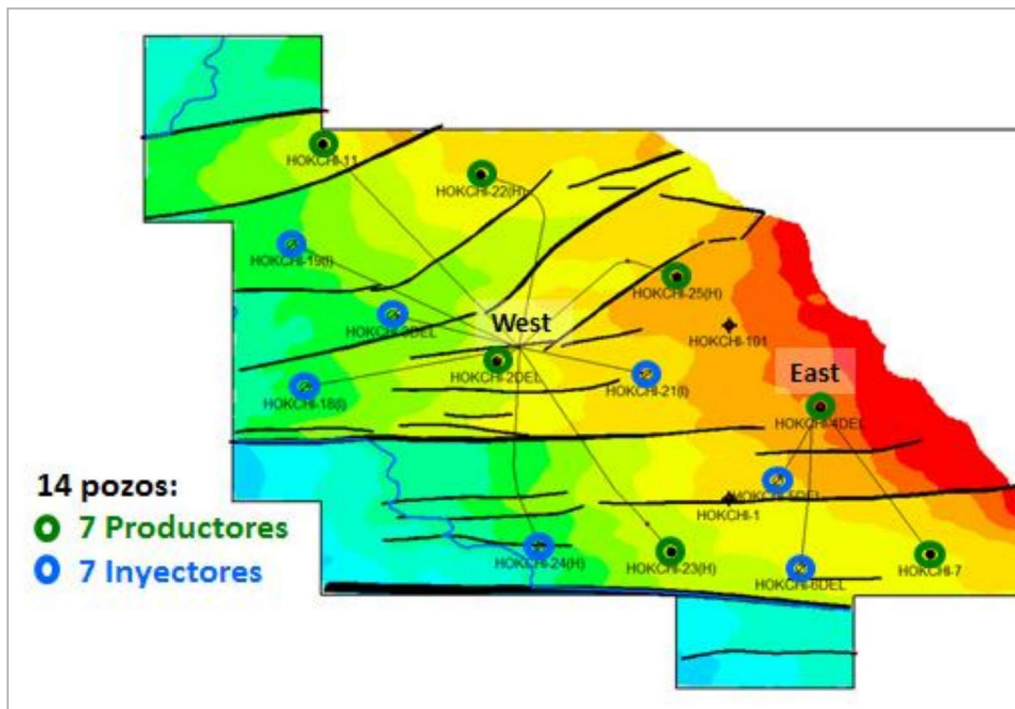


Figura 17. Plan de desarrollo propuesto.

Asignación o Contrato	Yacimiento	Volumen Original		Factor de recuperación final (Escenario V - límite contractual)	
		Aceite [MM Bo]	Gas [Bcf]	Aceite	Gas
Hokchi - CNH-R01-L02-A2/2015	R1	396.3	123	37.12%	36.60%
Hokchi - CNH-R01-L02-A2/2015	R2	22.3	6.4	1.35%	1.56%

Tabla 2. Resultados esperados.

Instalaciones proyectadas

De acuerdo con el plan presentado, se contará con instalaciones para la captación, transporte, tratamiento y medición de su producción de hidrocarburos, además de instalaciones para la captación y tratamiento de agua de mar y agua congénita para inyección.

Instalaciones costa afuera

La producción del campo Hokchi se captará en dos plataformas marinas no tripuladas, donde se instalarán los cabezales de los pozos inyectores y productores, los de producción, ensayo y los sistemas requeridos para su operación. Se alimentarán a través de un cable umbilical que se utilizará además para la transmisión de datos mediante fibra óptica.

Además, ambas plataformas se diseñarán con capacidad para albergar equipos modulares para la reparación de los pozos, para futuras intervenciones de pozos. Se tenderán oleogasoductos de 12" y 14" para el transporte multifásico de producción entre plataformas y desde plataformas a instalaciones en tierra, así como los ductos para inyección de agua a alta presión (en 6" y 10") y la toma de agua de mar.

Instalaciones en tierra

El tratamiento de aceite se realizará en tierra; se construirá una planta de tratamiento con los procesos asociados al acondicionamiento del gas. Debido a las características del desarrollo se construirá también una PIAS (planta de inyección de agua salada), **Figura 18**, con los procesos requeridos para tratar el agua de formación y el agua de mar.

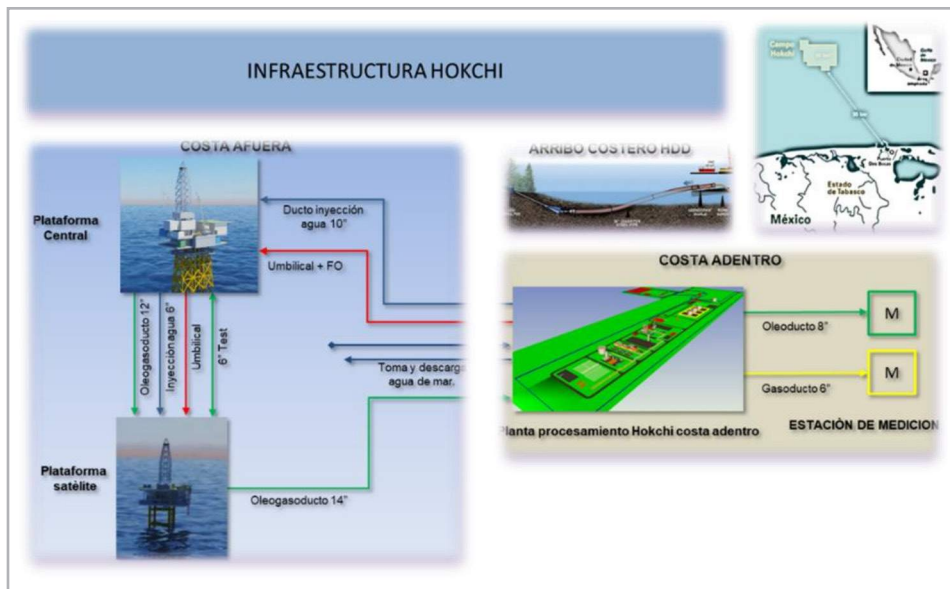


Figura 18. Instalaciones proyectadas para el desarrollo del proyecto.

Documentación del proyecto

Una vez realizada la perforación de los cinco pozos delineadores, que estaban contemplados en la modificación del plan de evaluación, se elaboró detalladamente un plan de desarrollo para estos yacimientos con la información recabada en estos pozos, en el que se explican las estrategias contempladas de manera conceptual, estableciéndose la estrategia de explotación óptima (con la mayor rentabilidad) para la explotación del campo Hokchi.

La documentación elaborada, siguió el orden que a continuación se enlista:

1. Notificación de continuidad de actividades
2. Declaración de comercialidad
3. Plan de desarrollo

4. Primer programa de trabajo asociado al plan de desarrollo
5. Primer presupuesto asociado al plan de desarrollo

Del mismo modo, y durante la evaluación del plan de desarrollo del campo Hokchi, se ingresó la información necesaria para certificar el 100% de las reservas.

Se elaboraron los siguientes documentos, los cuales son fundamentales previo al inicio de cualquier actividad relacionada con el plan de desarrollo.

- Manifestación de impacto ambiental
- Estudio de riesgo ambiental
- Evaluación de impacto social

Conclusiones

- ✓ Realizando un análisis exhaustivo de las incertidumbres que presentaba el yacimiento, planificando y ejecutando una estrategia consistente, se pudo llevar a cabo con éxito el plan de evaluación del campo Hokchi.
- ✓ Debido a la información importante recolectada de pozos, se logró desarrollar un modelo estático y dinámico 3D que permitió no solo la certificación de reservas, sino también diseñar una estrategia de desarrollo que maximice el valor económico del proyecto.
- ✓ Se alcanzó con éxito una prueba de límite del yacimiento en un pozo, cumpliendo los objetivos iniciales, sin incidentes y dentro de los tiempos establecidos.
- ✓ En la campaña de delimitación se alcanzó eficiencia alta en la construcción de los pozos y en la ejecución de las pruebas de producción, como lo demuestran los indicadores principales mostrados en este documento: reducciones en los tiempos no productivos y el número de días de pozo seco por 10 000 ft perforados.
- ✓ Esta estrategia de desarrollo permitió diseñar y comenzar a construir las instalaciones necesarias para operar el campo de la manera más eficiente.
- ✓ Trabajando en equipo, se concretaron con éxito las actividades necesarias para el desarrollo de este campo.