

Incorporación de reservas y producción mediante la estrategia de exploración y avanzada en el bloque Nejo, Cuenca de Burgos México

Julián Salazar Velásquez

jsalazar@ihsa.mx

Mario Suárez Galván

msuarez@ihsa.mx

Silvio Camperos Rosales

scamperos@ihsa.mx

Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A de C.V.

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

Resumen

En el presente estudio se expone la incorporación de nuevas oportunidades de explotación que se han generado, inicialmente mediante la actividad exploratoria, y recientemente por la reorientación estratégica hacia la perforación de avanzada, con lo que se ha logrado la adición de reservas y el incremento de la producción de gas y condensado en el bloque Nejo.

Para la consecución de este logro, se partió inicialmente de la estrategia original de exploración, orientada hacia la búsqueda de prospectos generadores de nuevos campos, la cual fue simultáneamente revisada hacia la evaluación de nuevas estructuras y compartimientos limítrofes. Se destaca la incorporación por exploración del nuevo campo Lindero, ubicado a 14 Km al norte del campo Nejo, más nuevos yacimientos descubiertos por pozos de avanzada en las formaciones Anáhuac y Frío Marino del Oligoceno, en las estructuras este, oeste y noroeste de este campo.

Con la integración de estas nuevas oportunidades de desarrollo mediante la actividad exploratoria y cambio de estrategia hacia avanzada, se han obtenido los siguientes logros:

- Incorporación de seis áreas nuevas, con reservas remanentes 3P de 53.4 BCF de gas y 4.0 MMBls de condensado, certificadas al cierre de 2014, lo cual representa entre el 19% y 17% del total de reservas certificadas en el bloque Nejo.
- Al cierre de 2014, con 72 pozos activos, estas nuevas áreas aportan un total de producción de 53 MMPCD y 2,290 BD, que equivalen al 24% y 22% de total de producción de gas y condensado respectivamente.
- Al 31-12-14 se tuvo una producción acumulada de 42 BCF de gas y 2.0 MMBls de condensado.
- Se dispone de una cartera de 118 nuevas localizaciones remanentes con una producción estimada a acumular de 66 BCF de gas más 3.3 MMBls de condensado.

Con base en estos importantes resultados obtenidos, se continuará la implantación de esta estrategia, mediante la perforación de pozos de avanzada, tal como está establecido en los planes futuros.

Palabras clave: Perforación de avanzada.

Incorporation of reserves and production through exploration and appraisal strategy in Nejo block, Burgos basin, Mexico

Abstract

In this paper we present the incorporation of new opportunities of exploitation that have been generated, initially through the exploratory activity, and recently by the strategic reorientation towards appraisal drilling. Therefore, we have achieved the addition of new reserves and the increase of production of gas and condensate in Nejo block.

To achieve this accomplishment, we initially focused the original exploratory strategy towards the search for generating prospects for new fields, which was simultaneously revised to the evaluation of new structures and bordering compartments. It is important to point out the discovery of the new field Lindero by exploration activities, sited 14 km to the North of Nejo field, and new reservoir added by appraisal wells in Anahuac and Oligocene Frio Marino formations, located in the East, West and Northwest of this gas field.

We have obtained the following achievements with the integration of these new opportunities of development through the exploration activity and change in the strategy to appraisal:

- Incorporation of six (6) new areas, with remaining reserves (3P) of 53.4 BCF of gas and 4.0 MMBls of condensate, certified at the end of the year 2014, which represents between 19% and 17% of the total reserves in Nejo block.
- These new areas, at the end of 2014, with 72 active wells, provide a total production of 53 MMCFD of gas and 2,290 barrels per day of condensate that represents 24% and 22% of total production of gas and condensate respectively.
- The cumulative production is 42 BCF of gas and 2.0 MMBls of condensate.
- We have a portfolio of 118 remaining new locations with an estimated cumulative production of 66 BCF of gas and 3.3 MMBls of condensate.

Based on these important results, we will continue the implementation of this strategy, by using the appraisal drilling, as it is established in future businesses plans.

Keywords: Appraisal drilling.

Introducción

El bloque Nejo está ubicado al noreste de México en el sureste de la Cuenca de Burgos, el cual es operado desde 2007 por la empresa Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A., (IHSA), bajo la modalidad de Contratos de Obras Públicas

Financiadas (COPF) y a partir de marzo 2013, mediante Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP). Al sur de este bloque se localiza el campo Nejo, situado a 15 Km al SE de la ciudad de San Fernando, estado de Tamaulipas, México, **Figura 1**.

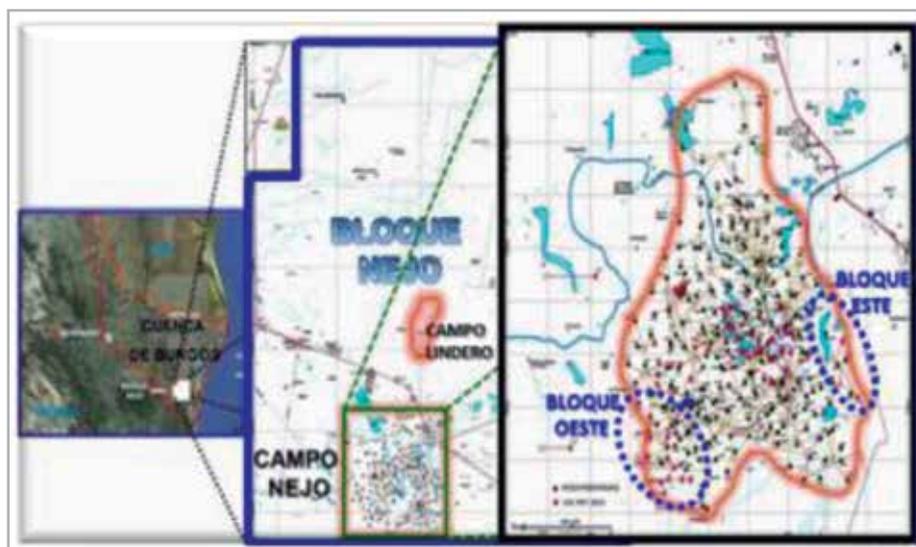


Figura 1. Ubicación del bloque Nejo en la Cuenca de Burgos al noreste de México.

La exploración en el área se inició en 1964 por Pemex, y continuó hasta 2003 cuando se descubre el campo con el pozo Nejo-1, probado en cinco horizontes de la Fm. Frío Marino, desde la OFM-28 con 6.3 MMPCD de gas y 2,328 BPD de petróleo, hasta la OFM-5 con 5.8 MMPCD de gas y 216 BPD de condensado.

El desarrollo se inició en 2007, con producción inicial de 28.4 MMPCD de gas y 1,138 BPD de condensado. Se ha continuado con el desarrollo del campo, lográndose al cierre de 2014; incrementar la producción hasta 223.2 MMPCD de gas y 10,432 BPD de condensado. Las reservas certificadas 3P, han alcanzado 277.2 BCF de gas y 24.1 MMBLS de condensado.

Estrategia de exploración y avanzada

Exploración de nuevos campos

La estrategia de exploración en el bloque Nejo estuvo orientada inicialmente hacia la búsqueda de nuevas reservas

mediante la identificación y evaluación de prospectos para la perforación de pozos exploratorios de nuevos campos. Como resultado de la misma, se descubrió en 2011 el nuevo campo Lindero, ubicado a 14 Kms al norte del campo Nejo, mediante la perforación y prueba exitosa del pozo Lindero-1 con 2.85 MMPCD de gas y 49 BD de condensado.

Su explotación se inició en 2012 en los yacimientos de la Formación Frío Marino: OFM-5 y OFM-20, **Figura 2** y al cierre de 2014 se han perforado 14 pozos con índice de éxito de 100%, los cuales han aportado una producción acumulada de 10.4 BCF de gas y 0.47 MMBLS de condensado. Se certificaron reservas remanentes al 31-12-14 de 10.6 BCF de gas y 0.91 MMBLS de condensado. Actualmente el campo aporta una producción total de 11.6 MMPCD de gas y 960 BPD de condensado.

De acuerdo al estudio integrado realizado en 2014 se cuenta con 17 localizaciones remanentes, mediante las cuales se estima acumular una producción de 20 BCF de gas y 1.0 MMBLS de condensado.

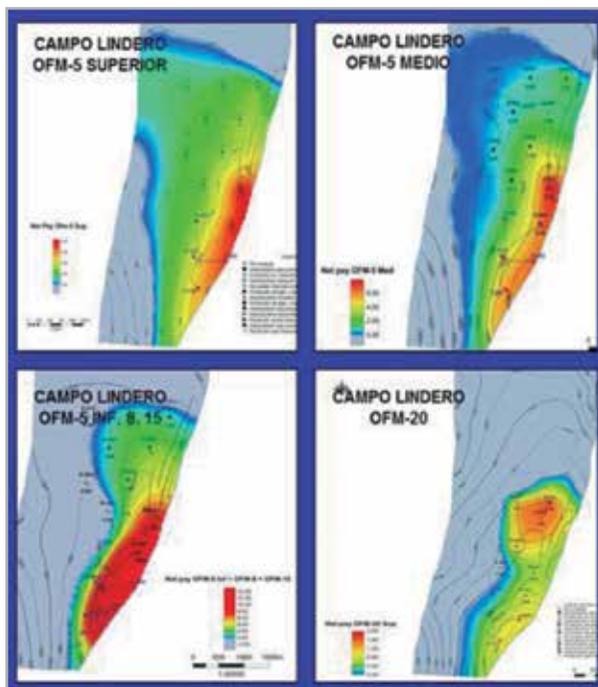


Figura 2. Yacimientos de la formación Oligoceno frío marino, productores en el campo Lindero.

Estrategia de perforación de avanzada

Adicional a la perforación exploratoria de nuevos campos, a partir de 2012 se inició la perforación de pozos de avanzada, dirigida a la incorporación de reservas fuera de los límites del campo Nejo, mediante la cual se lograron incorporar cinco nuevas áreas, **Figura 3**, que han permitido extender los límites del campo y abrir nuevas oportunidades indicadas a continuación:

Yacimientos en formación Anáhuac bloque central

La Formación Anáhuac del Oligoceno, presentó buenos indicios de presencia de manifestaciones de gas durante la perforación en los pozos con objetivos principales en la Fm. Frío Marino, la cual es infrayacente a la Fm. Anáhuac. Adicionalmente, las evaluaciones petrofísicas mostraron prospectividad en estos horizontes.

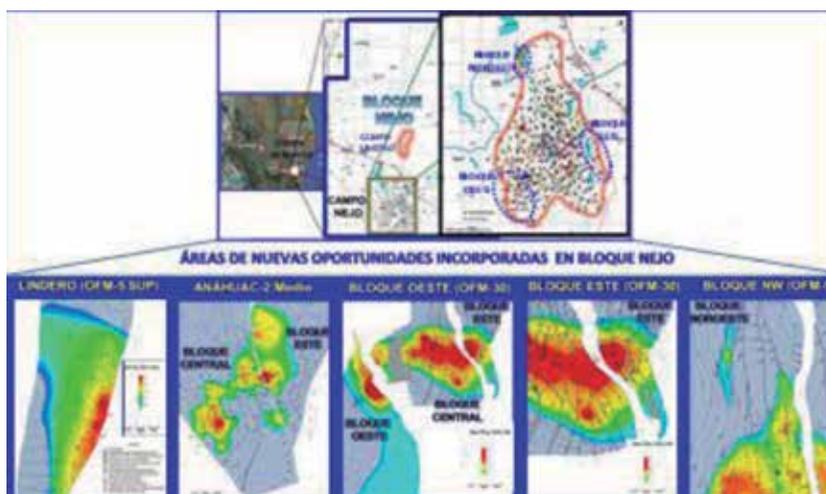


Figura 3. Nuevas áreas de oportunidades incorporadas en el bloque Nejo mediante exploración y avanzada.

Con base en lo anterior, se propuso la perforación del pozo Nejo-238 a objeto de comprobar la prospectividad y productividad de esta secuencia, el cual fue probado exitosamente en 2012 con una producción de 0.834 MMPCD de gas y 522 BPD de condensado.

Los resultados al cierre de 2014 en estos nuevos yacimientos de Anáhuac bloque central son:

- Pozos perforados: 34 pozos con 100% de éxito.
- Producción al 31-12-14: 24.9 MMPCD de gas y 1,006 BD de condensado.

- Producción acumulada: 22.2 BCF de gas y 1.2 MMBls de condensado.
- Reservas certificadas 3P: 23.9 BCF de gas y 1.63 MMBls de condensado.
- Pronóstico hasta el 2022 por producir: 25.2 BCF de gas y 1.5 MMBls de condensado.
- Localizaciones remanentes por perforar: 36.

Derivado del éxito obtenido en estos nuevos yacimientos del bloque central, se comenzaron los estudios con el fin de extender la campaña de avanzada hacia el bloque este en las arenas de la Fm. Anáhuac, **Figura 4**.

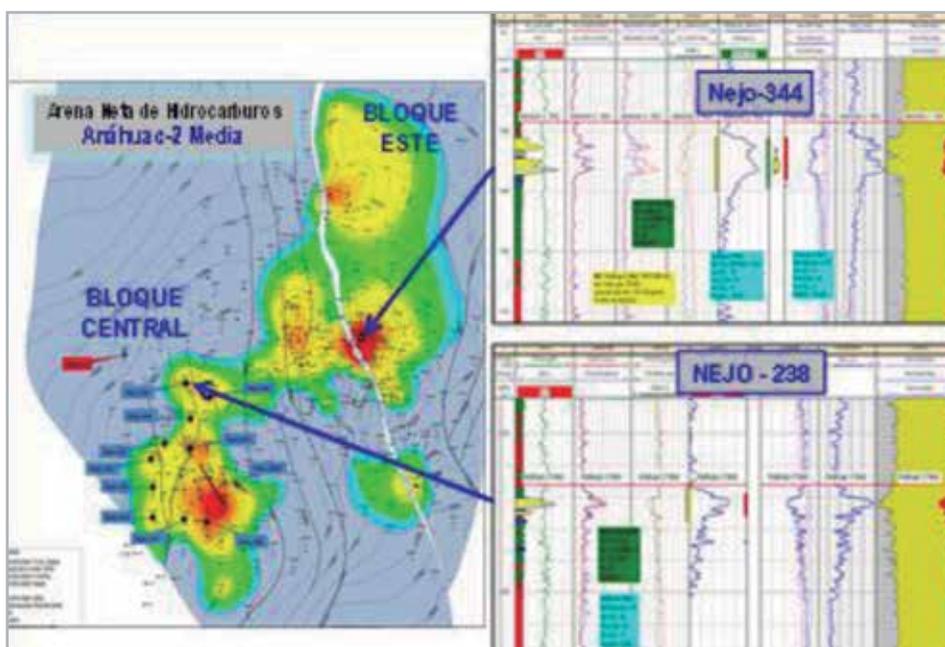


Figura 4. Descubrimiento de nuevos yacimientos en la Fm. Anáhuac en los bloques central y oeste mediante los pozos de avanzada Nejo-238 y Nejo-344, respectivamente.

Formación Anáhuac, bloque este

En septiembre de 2014 se incorporó esta nueva área al obtenerse pruebas comerciales de producción en el pozo de avanzada NEJO-344 con 4.56 MMPCD y 21 BD de condensado.

Ese mismo año se efectuó el estudio integrado de caracterización inicial en el cual se concluye con:

- Localizaciones remantes: 21
- Reservas estimadas preliminares estimadas por declinación: 25.4 BCF de gas

Bloque oeste

El prospecto de bloque oeste se identificó inicialmente en el estudio integrado del campo Nejo finalizado en 2011, debido a la excelente respuesta del atributo sísmico de AVO offset lejano 27° - 45° en una estructura aislada mediante falla lístrica de alto salto que lo separa del bloque central en explotación, **Figura 5**.

Esta nueva estructura productora fue descubierta en 2013 por el pozo de avanzada NEJO-362 a nivel de la arena OFM-30, con zonas adicionales en OFM-23, 21, 15, 9 y 6.

La producción inicial de este pozo fue de 3.3 MMPCD de gas y 165 BD de condensado. A partir de ese mismo año

se inició la explotación de este compartimiento con los siguientes resultados al cierre de 2014:

- Pozos perforados: 12 pozos con 100% de éxito.
- Producción al 31-12-14 de 11.6 MMPCD de gas y 171 BD de condensado.
- Producción acumulada: 5.3 BCF de gas y 0.1 MMBls de condensado.
- Reservas certificadas 3P: 6.3 BCF de gas y 0.48 MMBls de condensado.
- Pronóstico hasta el 2022 por producir: 11 BCF de gas y 0.4 MMBls de condensado.
- N° de localizaciones remanentes: 19.

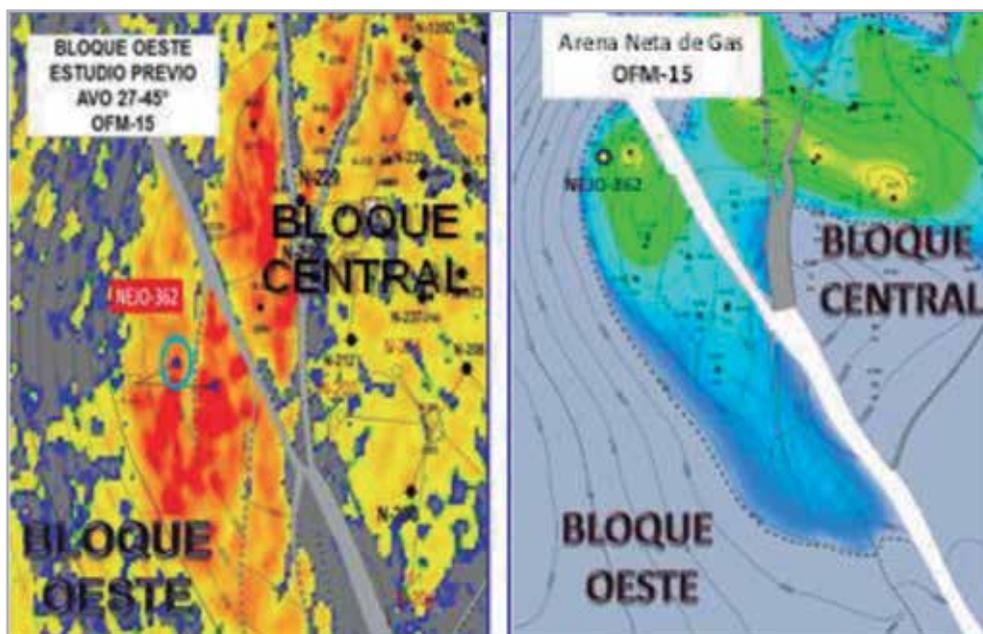


Figura 5. Prospecto identificado en el bloque oeste del campo Nejo mediante respuesta de atributo sísmico de AVO offset lejano a nivel de OFM-15 de la Fm. frío marino y mapa de arena neta de gas en el mismo yacimiento.

Bloque este

Este nuevo bloque fue propuesto con base en la presencia de anomalías de atributos sísmicos de AVO offset lejano en varios horizontes que luego resultaron prospectivos al evaluarse petrofísicamente, **Figura 6**.

Fue descubierto en 2013 mediante la perforación y pruebas de pozo de avanzada NEJO-280, en el cual se obtuvo una producción inicial de 2.1 MMPCD de gas y 198 BD de condensado a nivel del yacimiento OFM-30, **Figura 7**. Adicionalmente se incorporaron nuevas zonas prospectivas en OFM-29 y 30.

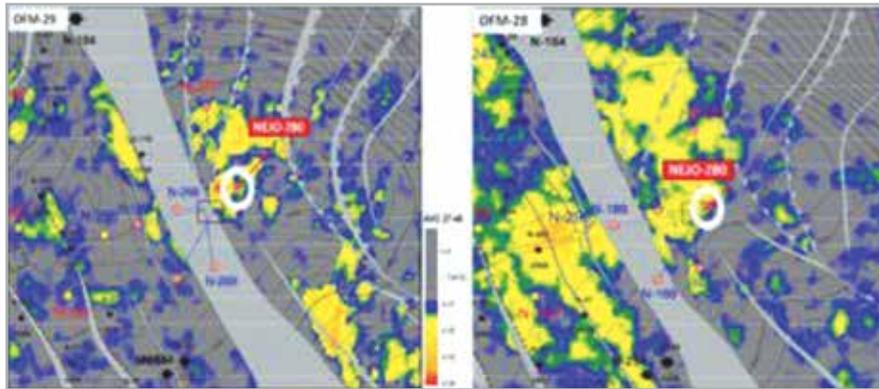


Figura 6. Prospectos evaluados en el bloque este del campo Nejo con fuerte respuesta de AVO, mismos que fueron probados con producción comercial con el pozo de avanzada NEJ-280.

Al cierre de 2014 se han obtenido los siguientes resultados:

- Pozos perforados: 7 pozos con 100% de éxito.
- Producción al 31-12-14: 2.6 MMPCD y 133 BD de condensado.
- Producción acumulada: 2.6 BCF de gas y 0.4 MMBls de condensado.
- Reservas certificadas 3P: 7.3 BCF de gas y 0.75 MMBls de condensado.
- Pronóstico de producción por producir hasta el 2022: 6.9 BCF de gas y 0.4 MMBls de condensado.
- N° de localizaciones remanentes: 31.

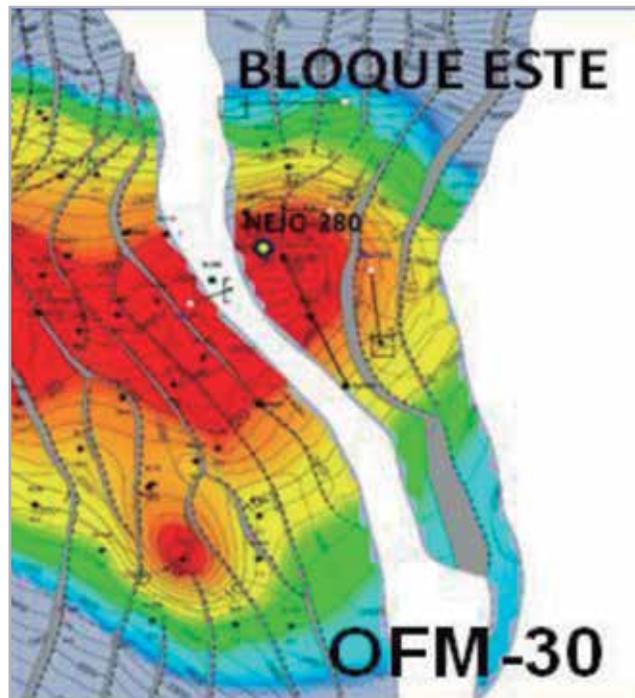


Figura 7. Nuevo yacimiento incorporado en el bloque este del campo Nejo en OFM-30 con el resultado exitoso del pozo de avanzada NEJO-280.

Bloque noroeste

Esta estructura, ubicada en un compartimiento estructural aislado, se delimitó mediante estudios de atributos sísmicos de AVO hacia el límite noroeste del campo Nejo. En 2012 se propuso y se perforó el pozo de avanzada NEJO-11, el cual arrojó resultados exitosos al obtenerse producción comercial de 2.7 MMPCD de gas y 42 BD de condensado, a nivel del yacimiento OFM-6 con zonas adicionales de reterminación en OFM-5.

Como se puede observar en la **Figura 8**, es importante destacar la presencia de la anomalía de atributo sísmico de AVO en el horizonte de OFM-5, ubicado estructura abajo del resto del bloque central productor en el campo. Los resultados de producción corroboraron la alta certidumbre de este atributo sísmico.

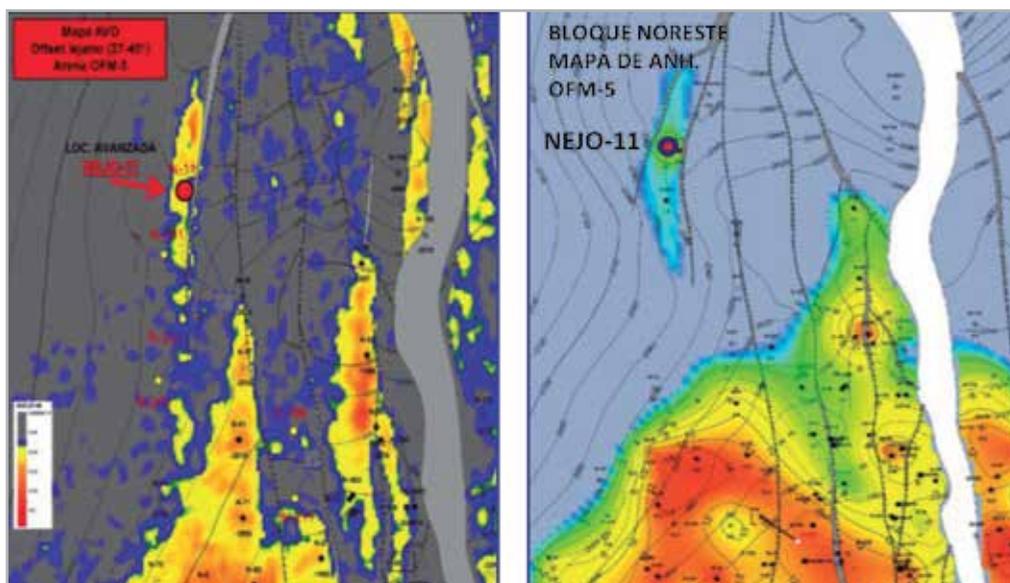


Figura 8. Presencia de anomalía de atributo sísmico de AVO en el horizonte de OFM-5 que sirvió de soporte para la perforación del pozo de avanzada NEJO-11.

Al cierre de 2014 se han obtenido los siguientes resultados:

- Pozos perforados: 2 pozos con 100% de éxito.
- Producción al 31-12-14: 0.3 MMBD de gas y 11 BD de condensado.
- Producción acumulada: 1.1 BCF de gas y 0.02 MMBls de condensado.
- Reservas certificadas 3P: 0.1 BCF de gas y 0.01 MMBls de condensado.
- Pronóstico de producción por acumular: 0.7 BCF de gas y 0.01 MMBls de condensado.
- N° de localizaciones remanentes: 3.

Conclusiones

Con la incorporación de nuevas oportunidades de explotación mediante la actividad exploratoria y avanzada, se han añadido el campo Lindero y nuevos yacimientos en la Fm. Anáhuac, bloque este, oeste y noroeste, **Figura 9**.

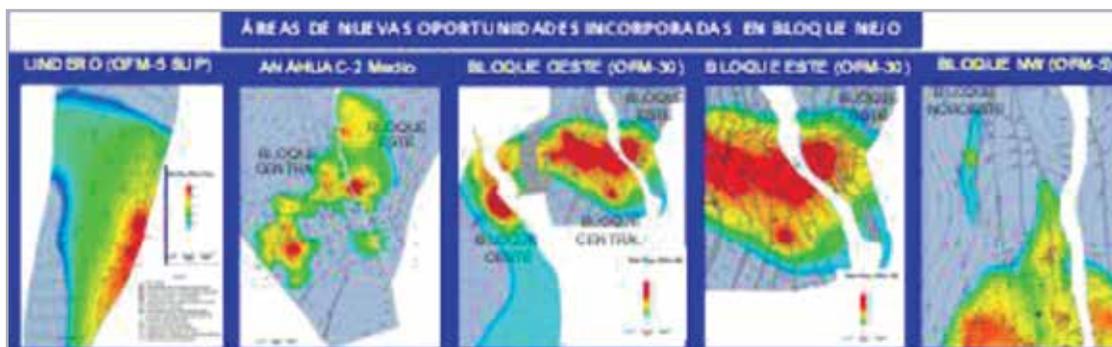


Figura 9. Áreas de nuevas oportunidades incorporadas en bloque Nejo.

En síntesis, al cierre de diciembre de 2014 se tuvieron los siguientes logros:

- Incorporación de 72 pozos a producción, con 53 MMPCD de gas, (24%) y 2,290 BD de condensado, (22%)
- Reservas 3P adicionales certificadas 2014 de 53.4 BCF de gas y 4.0 MMBls de condensado, (+19 a 17%)
- Producción acumulada de 42.0 BCF de gas y 2.0 MMBls de condensado, (Aprox: 12%)

Con base en lo anterior, se tiene como reto continuar con la implantación de esta estrategia en los planes futuros, soportados en la disponibilidad de unas 118 localizaciones remanentes.

Agradecimientos

Nuestro agradecimiento a los integrantes de los equipos técnicos de Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A de C.V; (IHSA) y del Activo Integral de Burgos (AIB) de Pemex, por sus valiosos aportes en la consecución de los logros obtenidos, mismos que han servido de fundamento para la elaboración de este trabajo.

Referencias

Aguirre, E., Marsiglia, J., Trujillo, E. et al. 2012. Estudio Integrado: Modelo Estático, Dinámico y Plan de Desarrollo

del Campo Nejo. Equipo Técnico Schlumberger-IHSA. (Informe Interno).

Fragoso Estrada, A., Samudio Horta, M. et al. 2008. Reprocesamiento de Datos Sísmicos Tridimensionales con Descomposición Espectral y Atributos Sísmicos para el Análisis de Secuencias Terrígenas del Campo Nejo. Net Brains de México S.A de C.V e Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V. (Informe Interno).

García, E., Mujica, D. y Treviño, E. 2009. Estudio integrado de Procesamiento Sísmico de AVO y Facies Sísmicas para Detección de Oportunidades Exploratorias en el Bloque Nejo. Equipo Técnico Tricon Geophysics e IHSA. (Informe Interno).

Mireles, A., Dos Santos, S. et al. 2011. Confiabilidad de Atributos Sísmicos en el Campo Nejo, Cuenca de Burgos. Jornadas Técnicas AIPM. Sección Reynosa. (Informe Interno).

Salazar Velásquez, J., Azavache, A. et al. 2008. Estudio Integrado para la Identificación de Nuevas Oportunidades en el Bloque Nejo. Cuenca de Burgos. Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A de C.V. (Inf. Interno)

Salazar Velásquez, J. et al. 2013. Caracterización y Gerencia Integrada de los Yacimientos del Campo Nejo e Impacto en su Explotación Exitosa. Congreso Mexicano del Petróleo. Riviera Maya, Q.R., junio 5-8

Semblanza de los autores

Julián Andrés Salazar Velásquez

Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad central de Venezuela en Caracas en 1978, con estudios de especialización técnica, gerencial y financiera en diversas instituciones educativas como el Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA) en Venezuela; Wharton Business School de Philadelphia, USA; Asociación de Ingenieros de Petróleo de México e Instituto Tecnológico de Monterrey.

Ejecutivo Senior con fortalezas técnicas en gerencia integrada de campos de hidrocarburos mediante la sinergia multidisciplinaria de geología, exploración, ingeniería de yacimientos, perforación y reparación de pozos, infraestructura, producción y HSE. Cuenta con 37 años de experiencia en actividades de exploración, explotación y gerencia en la industria petrolera, 27 años en Venezuela y 10 años en México, en las especialidades de geología, estudios integrados, exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas, dirección de equipos multidisciplinarios y Gerencia de Activos de Explotación en las cuencas de Occidente y Oriente de Venezuela, así como en las cuencas de Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla en México.

En México, en las empresas Monclova Pirineos Gas (MPG) e Iberoamericana de Hidrocarburos (IHSA), desde sus inicios en 2005-2007 hasta la fecha, ha tenido bajo su responsabilidad ejercer funciones como Gerente de Geología y Exploración y actualmente como Subdirector Técnico.

Mario Suárez

Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad Autónoma de Nuevo León con 10 años de experiencia en la industria petrolera.

Inició su carrera como Geólogo operador de registros de hidrocarburos y posteriormente como Geólogo de operaciones en las empresas Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V. (MPG) e Iberoamericana de Hidrocarburos S.A de C.V (IHSA), teniendo bajo su responsabilidad la elaboración de los estudios detallados previos a la perforación de pozos, el seguimiento operacional durante las actividades de perforación y el análisis de resultados posteriores a la terminación de los pozos, perforados en las cuencas de Sabinas y Burgos del norte de México.

Posteriormente, pasó a ocupar las posiciones de petrofísico y Coordinador de geología de operaciones y actualmente se desempeña como Gerente de geología en IHSA.

Silvio Camperos

Ingeniero de petróleo, egresado de la Universidad central de Venezuela, con 36 años de experiencia.

Ejecutivo Senior, orientado a promover el cumplimiento de los objetivos anuales establecidos en los planes de trabajo de terminaciones, reparaciones mayores, y menores; así como coordinar y supervisar operaciones de terminación pozos y la optimización del comportamiento de pozos en producción. Control costos en todas las operaciones de producción y en la aplicación de nueva técnicas para la estimación de explotación de los yacimientos.

Actualmente se desempeña como Gerente de yacimientos de la empresa Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., (IHSA).