



Pemex retrasa unificación del yacimiento petrolero Zama con la estadounidense Talos

La unificación del yacimiento Zama entre Petróleos Mexicanos (Pemex) y el consorcio liderado por Talos Energy, que obtuvo el contrato en la Ronda 1.1, se postergará por lo menos hasta marzo o junio del 2020, ya que la estatal debe primero evaluar el potencial del área que le corresponde mediante el pozo Asab1, cuya perforación lleva un año de retraso.

En la 71 sesión del órgano de gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se aprobó, primero, el plan de exploración y presupuesto de trabajo de las asignaciones Chalabil y Uchukil de Pemex en aguas someras, donde se ubica el área contigua al yacimiento Zama. Posteriormente, se aprobó también un aumento al presupuesto que ejercerá Talos para continuar con la evaluación del potencial del área contractual de la Ronda 1.1 bajo su operación.

Sin embargo, Pemex presentó planes para cinco asignaciones exploratorias con escenarios base e incrementales, en los que perforará desde seis hasta 28 pozos hasta el 2023, con inversiones que van desde 300.9 hasta 985.2 millones de dólares. En uno de los múltiples escenarios incrementales se encuentra la perforación del pozo Asab 1, misma que depende de la adquisición de una plataforma y que por tanto puede realizarse o no, explicaron.

“Recordemos que Talos y Pemex tienen un preacuerdo de unificación del yacimiento. Me llama la atención que este pozo que es con el que Pemex iba a probar la continuidad del yacimiento en este plan se presente sólo en el escenario incremental”, dijo el comisionado Sergio Pimentel.

En la discusión, recordaron que este pozo fue aprobado por la CNH desde febrero de este año y Pemex ha pedido prórrogas y una suspensión para el trabajo, en espera del equipo adecuado para realizarlo. Así, en el nuevo plan aprobado se incluyeron las posibilidades de que sea perforado en febrero o mayo de 2020, pero como un trabajo sujeto a que coincidan todas las necesidades de la empresa, y por lo menos con un año de retraso en relación con la solicitud original.

“A mí se me hace ilógico que estemos esperando un año para que llegue una plataforma para perforar un pozo tan importante como es Asab”, dijo la comisionada Alma América Porres, “en la misma asignación, Pemex presenta nuevamente la posibilidad de perforar tres pozos y sólo tiene plataforma para uno de ellos, con lo que otros dos no son seguros, creo que aprobamos planes demasiado abiertos a cambios y que dificultan demasiado su seguimiento”.

En la sesión de la CNH, se aprobaron cinco planes en las asignaciones Chalabil y Uchukil frente a Tabasco y Campeche, con lo que suman 11 de las 42 asignaciones exploratorias que le fueron reotorgadas a Pemex luego de que se venció el plazo de la Ronda Cero y la Secretaría de Energía encontró el mecanismo para concedérselas de nuevo bajo el argumento de excepcionalidad porque no se tienen contempladas nuevas licitaciones petroleras.

Así, los acuerdos para unificar el yacimiento entre Pemex y Talos no tienen ningún avance, por lo menos que sea del conocimiento del regulador en exploración y producción mexicano.

Aprueban a Pemex 5 planes exploratorios, 3 son prioritarios

Redacción / Energía a Debate

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) aprobó la tarde de este martes 2 de los 42 planes de exploración de Petróleos Mexicanos (Pemex) considerados como prioritarios por la administración del presidente Andrés Manuel López Obrador.

Se trata de las asignaciones AE-0152-Uchukil y AE-0153-Uchukil que se suman a los 6 planes exploratorios que ha aprobado la Comisión desde el 2 de octubre pasado.

Adicionalmente, la CNH dio su aval para otros 3 planes referentes a las asignaciones AE-0160-Chalabil, AE-0161-Chalabil, y AE-0162-Chalabil.

Respecto a los dos planes prioritarios, el órgano regulador presidido por Rogelio Hernández Cázares informó que la asignación AE-0152-Uchukil tiene una superficie de 786.33 kilómetros cuadrados (km²) y se localiza geográficamente dentro de la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa de Tabasco, en la provincia petrolera Cuencas del Sureste.

El objetivo del plan de esta asignación es evaluar el potencial petrolero en los plays Terciarios y Mesozoicos dentro del área, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios.

Para esta asignación, agregó la CNH, se estima una incorporación de recursos de hidrocarburos en los plays Mioceno, Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), de 401.34 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), considerando ambos escenarios operativos, el Base e Incremental, y se proyecta una inversión entre USD 67.9 y USD 532.6.

En cuanto a la asignación AE-0153-Uchukil, la Comisión señaló que tiene una superficie de 1,144.68 km² y se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, también frente a la costa de Tabasco, perteneciente a la provincia petrolera Cuencas del Sureste.

El plan pretende evaluar el potencial petrolero en los plays Terciarios y Mesozoicos dentro del área, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios.

La Comisión estima una incorporación de recursos de hidrocarburos en los plays Mioceno, Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, por 126.92 mmbpce considerando ambos escenarios operativos, el Base e Incremental, y se proyecta una inversión entre USD 113.4 y USD 291.8.

La CNH destacó que, en términos de la inversión de la petrolera a cargo de Octavio Romero Oropeza asociada a estas ocho asignaciones en su escenario base, asciende a USD 3,068 y considera la perforación de 16 prospectos exploratorios, además de la realización de actividades de procesamiento de información sísmica y estudios exploratorios asociados con los planes de exploración.

Los recursos prospectivos a evaluar y la posible incorporación de reservas asociadas con los ocho planes ya aprobados, alcanzarían 965 mmbpce de recursos prospectivos y 408 mmbpce posibles reservas a incorporar (considerando los escenarios base).

Cabe recordar que Pemex, a través de su empresa subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), ha catalogado como prioritarias 42 asignaciones para realizar actividades exploratorias en el transcurso de la presente administración, más otros 20 planes de exploración y producción de hidrocarburos, con lo que tiene en total 62 planes prioritarios para 2024.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

04 de Diciembre 2019



CONTINUA / Aprueban a Pemex 5 planes exploratorios, 3 son prioritarios

En relación con los otros tres planes aprobados este martes por la CNH, el organismo informó que se tratan, primero, de la asignación AE-0160-Chalabil que tiene una superficie de 1,459.23 km², ubicada en la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa de Campeche, perteneciente a la provincia petrolera Cuencas del Sureste. El objetivo del plan es evaluar el potencial petrolero en los plays Cretácico (Brecha) y Jurásico Superior Oxfordiano (JSO) dentro del área, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios.

Se estima una incorporación de recursos de hidrocarburos en los plays Cretácico y Jurásico Superior Oxfordiano, de 11.04 mmbpce considerando los escenarios operativos Base e Incremental, con una inversión proyectada de entre USD 119.6 y USD 160.8.

La asignación AE-0161-Chalabil, por su parte, tiene una superficie de 730.15 km² y se localiza igualmente en la plataforma continental del Golfo de México frente a la costa de Campeche.

El plan contempla evaluar el potencial petrolero en los plays Eoceno, Cretácico, Jurásico Superior Kimmeridgiano y Jurásico Superior Oxfordiano dentro del área, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios.

En relación con los otros tres planes aprobados este martes por la CNH, el organismo informó que se tratan, primero, de la asignación AE-0160-Chalabil que tiene una superficie de 1,459.23 km², ubicada en la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa de Campeche, perteneciente a la provincia petrolera Cuencas del Sureste. El objetivo del plan es evaluar el potencial petrolero en los plays Cretácico (Brecha) y Jurásico Superior Oxfordiano (JSO) dentro del área, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios.

Nº	Asignación	Sesión de Órgano de Gobierno	Fecha de Aprobación
1	AE-0150 - Uchukil	59 ^a Extraordinaria	02-oct-19
2	AE-0151 - Uchukil	59 ^a Extraordinaria	02-oct-19
3	AE-0131 - Llave	62 ^a Extraordinaria	17-oct-19
4	AE-0133- Cuichapa	62 ^a Extraordinaria	24-oct-19
5	AE-0155- Chalabil	65 ^a Extraordinaria	24-oct-19
6	AE-0142 - Comalcalco	66 ^a Extraordinaria	13-nov-19
7	AE-0152- Uchukil	71^a Extraordinaria	03-dic-19
8	AE-0153- Uchukil	71^a Extraordinaria	03-dic-19

Se estima una incorporación de recursos de hidrocarburos en los plays Cretácico y Jurásico Superior Oxfordiano, de 11.04 mmbpce considerando los escenarios operativos Base e Incremental, con una inversión proyectada de entre USD 119.6 y USD 160.8.

La asignación AE-0161-Chalabil, por su parte, tiene una superficie de 730.15 km² y se localiza igualmente en la plataforma continental del Golfo de México frente a la costa de Campeche.

El objetivo del plan es evaluar el potencial petrolero en los plays Cretácico (Brecha) y Jurásico Superior Oxfordiano (JSO) dentro del área, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios.

Pemex, el que más impacta en rezago de obra

Pemex, que concentra más de dos terceras partes del presupuesto federal de obra pública y está en medio de un plan de reactivación productiva, marca el paso letárgico del gasto, pues tiene un ejercicio de apenas 28% de sus 271,656 millones de pesos asignados para este año, de acuerdo con un análisis de la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC).

“Hasta octubre se registraron cerca de 7,000 contratos en diferentes dependencias, entre ellas la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), Pemex, Conagua y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). A principios de año alertábamos del retroceso porque con los nuevos gobiernos se suele empezar casi de cero, en sentido figurado, y este año se ha licitado menos de lo esperado en cerca de 10 por ciento. Además, no hay proyectos completos de las obras. Entran nuevos funcionarios y el aprendizaje es lento”, explicó a El Economista Eduardo Ramírez, presidente de la cámara.

Adicionalmente, un funcionario federal que pidió no dar su nombre dijo que la reiterada petición de evitar actos de corrupción en la contratación público ha obligado a revisar una y otra vez la información en las diferentes etapas, incluso en algunos casos se han declarado licitaciones desiertas, las cuales se han vuelto a iniciar, y eso también ha causado retrasos. El gobierno federal licitó obra pública por 124,264.3 millones de pesos entre enero y octubre pasados, lo que representó apenas 31% del monto aprobado en el presupuesto de egresos para el desarrollo de infraestructura (399,715.1 millones de pesos) y, en el mejor de los casos, al cierre del 2019

Eduardo Ramírez consideró que aún con el aceleramiento que se ha dado a los procesos de licitación en los últimos dos meses no se podrá revertir la caída del sector, que rondará 2%, luego de un incremento de 0.6% en el 2018. Hasta septiembre, la actividad del sector constructor se había contraído 4.7%, de acuerdo con datos del Inegi.

Con base en el documento de la CMIC, la SCT es la dependencia que concluirá el 2019 con el mayor ejercicio de su presupuesto. A la fecha suma 68.3% de los 48,880 millones de pesos que se le destinaron, y la subsecretaría de Infraestructura (que implica el sector carretero) es la que mejor comportamiento ha presentado.

Este notable avance poco hace para compensar el retraso en el ejercicio de presupuesto de Pemex, que ha anunciado que está en medio de la ejecución de un plan para desarrollar de manera acelerada 22 campos productivos que le deberían permitir, según ha planteado, frenar y comenzar a revertir la caída en la producción de crudo.

El escenario es complejo

Adicional al bajo ejercicio de obra pública, la cámara determinó que la disminución de 8.6% en el presupuesto del gobierno federal para el 2020, respecto al autorizado para el presente año (principalmente para la SCT y la CFE, de 34 y 37%, respectivamente) ejercerá nueva presión a la industria de la construcción.

“En infraestructura lo que vemos es que el único motor que reactive la economía es la participación del sector privado con el acuerdo de inversiones anunciado la semana pasada, pero también hay que decir que se debe garantizar el Estado de derecho”, refirió.

Desde su perspectiva, se debe hacer valer las experiencias vividas este año para comenzar a planear el desarrollo de infraestructura a largo plazo, más allá de periodos de gobierno y, sobre todo, destacar acciones como las de la SCT, en donde participa gente conocedora de la obra pública. Otra prioridad federal debe ser el mantenimiento de la infraestructura, porque de no ponerle atención se convierte en reconstrucción de la misma, lo que incrementa “mucho más” los costos, dijo.

“Como sector privado queremos ofrecer propuestas al gobierno federal para una reactivación de nuestro sector. Una de ellas es que en todas las concesiones (carreteras, portuarias, ferroviarias) se incluya una participación de 30% de constructoras locales, con carácter de asociadas y no subcontratadas, para realmente generar un desarrollo económico en el país”, agregó Ramírez.

alejandro.delarosa@eleconomista.com.mx

Petroleras venden participación en bloques petroleros mientras México mantiene freno a subastas

5

Presionadas por el gobierno de México para que eleven la producción antes de que se reanuden subastas de contratos de crudo y gas en el país, desde grandes firmas extranjeras hasta pequeños actores locales están buscando activamente hacer negocios con los bloques que ya tienen en sus manos.

Las negociaciones están creando un dinámico mercado secundario, que podría ser la única oportunidad de inversión que queda a las empresas de energía hasta que el presidente Andrés Manuel López Obrador desbloquee las rondas de contratos, diseñadas durante la reforma energética impulsada por su predecesor, que se llevaron a cabo por última vez en 2018.

Entre las empresas que venden participaciones están grandes productores extranjeros como la china CNOOC y la alemana Wintershall Dea. Empresas más pequeñas, como Hokchi Energy y Grupo Diavaz, también están tratando de compartir una parte de sus activos.

Para los vendedores, permitir que nuevos socios se involucren en sus proyectos es una forma de limitar los crecientes riesgos políticos y financieros, al tiempo que comparten los gastos de capital.

Para los compradores, el mercado secundario puede abrir una vía hacia un país con un enorme potencial petrolero, pese a que su competitividad esté menguando.

El año pasado se anunciaron varias negociaciones de alto perfil entre empresas como la italiana ENI, Qatar Petroleum, Royal Dutch Shell y Chevron.

El expresidente Enrique Peña Nieto otorgó más de 100 contratos entre 2015 y 2018 para explorar y producir petróleo y gas en México como parte de la reforma energética que promovió su Gobierno, que también abrió la puerta para que Pemex formara alianzas con otras empresas.

Pero el gobierno de López Obrador, que asumió a finales del 2018, suspendió las subastas planeadas para 2019 y ha detenido las asociaciones con Pemex hasta que los proyectos existentes añadan barriles a la menguante producción de crudo de México.

CNOOC, que encara una fuerte inversión en Guyana, planea vender participaciones en dos bloques en aguas profundas en el área Perdido y espera que las negociaciones concluyan en enero, dijo la compañía, sin revelar nombres de posibles compradores.

La venta de participaciones en México es un "intercambio ordinario" de proyectos de exploración no relacionado con otras regiones, dijo CNOOC en un correo electrónico a Reuters.

En 2018, la empresa dijo que podría vender o intercambiar algunos activos de su unidad Nexen Petroleum en el lado estadounidense del Golfo de México como parte de una revisión de cartera.

Wintershall Dea, la unidad de petróleo y gas del gigante químico BASF, también está reestructurando su portafolio en México tras adquirir Sierra Oil and Gas a finales de 2018. Esta vez ofrece una participación en un bloque aguas adentro que comparte con la malaya Petronas, de acuerdo a tres fuentes.