

ANA MARIA SILVA BERMUDEZ, en calidad de representante legal de WATTLE PETROLEUM COMPANY SAS, de manera respetuosa me permito poner a consideración de esa entidad los siguientes comentarios, respecto del PROCESO COMPETITIVO PERMANENTE para asignación de áreas.

Al respecto la Agencia Nacional de Hidrocarburos, debería tener en cuenta que la mayoría de campos o áreas disponibles, presentan una producción inferior a 10 millones de barriles, lo cual hace que no sean campos atractivos para inversionistas internacionales, o grandes y medianas empresas operadoras; las anteriores, encuentran condiciones mucho más atractivas en otros países de latino américa, como son México, la cual ofrece mejores oportunidades, y mejores condiciones respecto de regalías e impuestos para la industria.

Por lo anterior, la ANH debería buscar contrarrestar estos aspectos negativos, haciendo que el proceso para acceder a las áreas, sea más atractivo respecto de los términos del contrato, así como para acceder a la calificación de operador. Igualmente pueden tener como referencia el proceso en los Estados Unidos, país que no tendría en este momento la producción actual, si hubiera impuesto los criterios de calificación financiera y técnica a los operadores, que actualmente está exigiendo la ANH; lo anterior teniendo en cuenta que el fracturamiento hidráulico, fue implementado por pequeñas empresas, las cuales tomaron el riesgo, con un resultado ampliamente conocido.

El sistema de rondas ha demostrado que no es sostenible en el tiempo, más cuando la producción actual de hidrocarburos, está basada en los viejos contratos de asociación suscritos por Ecopetrol y a comienzos de la vida de la ANH.

Adicional a lo anterior, los actuales operadores se enfrentan a las siguientes situaciones, que claramente afectan la industria:

- A pesar de haberse suscrito la paz, los problemas de seguridad persisten en algunas zonas de Colombia, así como los rezagos de una guerra por más de 50 años, que dificultan el desarrollo de actividades de exploración y producción (campos minados, grupos armados al margen de la ley, disidentes del proceso de paz).
- Perforar un pozo puede llegar a costar 2 o 3 veces más que en USA, y el fracturamiento hidráulico aún tiene mucho camino que recorrer en el país para que sea económicamente viable.
- La problemática con las comunidades y consultas previas a la orden del día, hace muy difícil que un inversionista vea como atractiva la actividad en Colombia, sin mencionar el poco apoyo que el Gobierno central ha dado en este aspecto a las empresas que han tenido que enfrentarse a este tema.
- La obtención de licencias ambientales puede llegar a tomar mucho tiempo; debería adoptarse un mecanismo que permitiera a las empresas avanzar en el desarrollo de los campos, con actividades de exploración y producción, basados en una reglas estrictas que garanticen la protección del medio ambiente, y contar con un grupo de profesionales que verifiquen el cumplimiento de las mismas, y tenga la capacidad de ordenar cerrar operaciones cuando un operador no cumpla dichas reglas.
- Los distintos permisos para iniciar operaciones pueden llegar a durar hasta 8 años o más, lo cual hace que no sea una actividad atractiva para inversor alguno.
- Si existe alguna duda que la empresa no tiene capacidad financiera para cumplir con las obligaciones, puede establecerse que el operador ponga los recursos en una cuenta "escrow", la cual podrá ser manejada únicamente con la aprobación previa de la ANH para el cumplimiento exclusivo de las operaciones.
- El riesgo de otorgar áreas a pequeñas empresas, puede ser minimizado, con controles adicionales en el contrato y seguros de perforación, los cuales tiene la capacidad de cubrir cualquier evento que pueda presentarse en el campo.

Hechas las anteriores consideraciones, respetuosamente me refiero al punto **6.1.1** de los términos establecidos en el Proceso Competitivo Permanente, en los cuales se establecen la Acreditación de la Capacidad Técnica y Operacional para áreas continentales prospectivas para yacimientos en trampas o convencionales- contratos E&P y TEAS, y establece que el operador deberá demostrar que cumple con los siguientes criterios: *“6.6.1.1. Reservas probadas propias, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los estados financieros, no inferiores a dos millones de Barriles Equivalentes de Petróleo (2.000.000 BEP). 6.6.1.2. Haber alcanzado una producción mínima operada de mil Barriles Equivalentes de Petróleo por día (1.000 BEP/d), en promedio, durante dos (2) años en los últimos cinco (5) inmediatamente anteriores a la fecha de acreditación de la información.”*

El anterior requisito, lejos de garantizar que las empresas grandes del sector y gas sean las que accedan a los bloques y áreas disponibles, **lo que hace es una clara discriminación a los pequeños operadores**, que durante los últimos años, y a pesar de las adversidades que enuncio en el comienzo de mi comunicación, así como las enfrentadas a nivel mundial en el sector, las cuales son ampliamente conocidas por la entidad, queden por fuera del mercado y no puedan acceder a áreas que, para las grandes operadoras no son atractivas, y si pueden garantizar aumento de reservas, así como de regalías para el país.

Lo anterior lo pudo evidenciar la entidad a través de las últimas rondas efectuadas, las cuales han dejado por fuera a los operadores pequeños, por los requisitos tan exigentes establecidos, y en las que los grandes operadores finalmente no han manifestado interés o suscrito contratos de exploración y producción.

Por ello, pido respetuosamente a la entidad reconsiderar los requisitos técnicos y operacionales para la acreditación de la capacidad que debe acreditar el operador, los cuales pueden ser : *“6.6.1.1. Reservas probadas propias P1, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los estados financieros, no inferiores a un millón de Barriles Equivalentes de Petróleo (1.000.000 BEP) y/o Reservas probadas propias P2, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los estados financieros, no inferiores a dos millones de Barriles Equivalentes de Petróleo (2.000.000 BEP) . 6.6.1.2. Haber alcanzado una producción mínima operada de cincuenta Barriles Equivalentes de Petróleo por día (50 BEP/d), en promedio, durante dos (2) años en los últimos cinco (5) inmediatamente anteriores a la fecha de acreditación de la información.”*

De esta forma, se estaría dando cabida en el mercado a los pequeños operadores, que a pesar de las circunstancias adversas del sector y del país le han apostado a la industria, y pueden seguir aportando en campos menores y poco atractivos para las grandes empresas.

Agradezco su atención a la presente comunicación.

Cordial saludo.

Ana María Silva Bermudez



Gerente General
Wattle Petroleum Company
Oficina: +57 (1) 618 5500

Fax: +57 (1) 618 5998
Av Cll 100 No. 8ª-55 Torre C Ofc 210
Bogotá, Colombia.

Respuesta de la ANH: Léida la observación se advierte que se concreta en lo siguiente:

*“Por ello, pido respetuosamente a la entidad reconsiderar los requisitos técnicos y operacionales para la acreditación de la capacidad que debe acreditar el operador, los cuales pueden ser :
“6.6.1.1. Reservas probadas propias P1, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los estados financieros, no inferiores a un millón de Barriles Equivalentes de Petróleo (1.000.000 BEP) y/o Reservas probadas propias P2, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los estados financieros, no inferiores a dos millones de Barriles Equivalentes de Petróleo (2.000.000 BEP) .
6.6.1.2. Haber alcanzado una producción mínima operada de cincuenta Barriles Equivalentes de Petróleo por día (50 BEP/d), en promedio, durante dos (2) años en los últimos cinco (5) inmediatamente anteriores a la fecha de acreditación de la información.”*

Sobre el particular debemos informarle que los requisitos de Capacidad Técnica y Operacional y las diferentes formas de acreditar tal capacidad, están fijados en el Acuerdo 2 de 2017, expedido por el Consejo Directivo de la ANH en virtud de la habilitación concedida por el Legislador en el Artículo 76 de la Ley 80 de 1993, y por consiguiente, no es posible modificar tales requisitos vía Términos de Referencia del Proceso Competitivo Permanente, por lo anterior, no procede la solicitud.