Provincia de La Pampa

Secretaría de Energía y Minería

CIRCULAR ACLARATORIA N° 5
LICITACIÓN PÚBLICA NACIONAL E INTERNACIONAL
ÁREA HIDROCARBURÍFERA "EL MEDANITO"
LEY N° 3.640

La COMISIÓN DE PRECALIFICACIÓN Y PREADJUDICACIÓN, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° 1/2026 para el otorgamiento de la Concesión de Explotación del Área Hidrocarburífera "El Medanito", y de conformidad con lo establecido en el Artículo 8° del Pliego de Bases y Condiciones, emite la presente CIRCULAR ACLARATORIA N° 5.

Consulta N° 1

Monto de la Garantía Financiera de Cumplimiento

Con relación al Monto de la Garantía Financiera de Cumplimiento de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 15.1.2. del PBC y Artículo 4° inc a) Ley N°3640 sírvase confirmar si nuestra interpretación es correcta, o bien informar la interpretación de la Comisión de Precalificación y Preadjudicación si fuera divergente:

La GARANTÍA FINANCIERA DE CUMPLIMIENTO formalizada mediante una Póliza de Caución Anual deberá cubrir el monto total de las INVERSIONES EN FIRME comprometidas para el año calendario en curso bajo la vigencia de la póliza".

Respuesta:

Se confirma la interpretación exclusivamente respecto de la modalidad de Seguro de Caución prevista en el Artículo 15.1.2, inciso c), del PBC. En ese supuesto, la garantía definitiva deberá instrumentarse mediante Póliza Anual Renovable y su monto será equivalente al monto total de las INVERSIONES EN FIRME comprometidas para el año calendario en curso, conforme al cronograma del PLAN DE DESARROLLO INTEGRAL DEL YACIMIENTO.

Se aclara que dicha regla es propia de la modalidad de Seguro de Caución. Para las modalidades de depósito en dólares o fianza bancaria, el mismo artículo establece una garantía equivalente al DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total de las INVERSIONES EN FIRME. En consecuencia, ambas modalidades deben interpretarse conforme a sus reglas específicas y no resultan intercambiables en cuanto a la cuantificación de la garantía.

Consulta N° 2

CUIT de la Provincia, cuentas y referencias inexistentes

Con relación a: Glosario; Artículo 15.1.1, Artículo 15.1.2; Artículo 26

Se solicita: (a) informar el CUIT de la Provincia de La Pampa a consignar como beneficiaria de las garantías, que figura como "XXXXXXX" / "XXX"; (b) indicar el artículo al que remite la definición de GARANTÍA DE MANTENIMIENTO DE OFERTA ("Art. XXX"); (c) indicar la cuenta en la que debe depositarse la suma de U$S 40.000 para impugnaciones, dado que el "artículo 15.3.1" citado no existe en el PBC; y (d) confirmar la numeración correcta de los artículos, ya que a partir del Artículo 26 la numeración del cuerpo no coincide con la del índice, y existen remisiones internas a numerales inexistentes (p. ej. "12.4" dentro del Artículo. 15).

Respuesta:

Escaneado con CamScanner

Se reconocen las remisiones incompletas y los errores materiales de numeración señalados. A efectos de evitar cualquier incertidumbre interpretativa, corresponde su subsanación de acuerdo a las siguientes pautas:

(a) El CUIT de la Provincia de La Pampa a consignar como beneficiaria es 30-99907583-1.

(b) La GARANTÍA DE MANTENIMIENTO DE OFERTA se encuentra regulada en el artículo 15.1.1 del PBC.

(c) La referencia contenida en el artículo de impugnaciones al inexistente "15.3.1" debe entenderse efectuada a la Cuenta Especial en Dólares N° 21087/6 "Provincia de La Pampa – Garantías de Licitación" del Banco de La Pampa S.A., sin perjuicio de la comunicación formal de los datos bancarios completos por la Comisión.

(d) Las restantes referencias "XXX", numerales desfasados o remisiones a apartados inexistentes deberán considerarse errores materiales de edición, sin modificación sustantiva de las condiciones licitatorias.

Consulta N° 3

Plazo y cantidad de pilotos de inyección

Con relación a: Anexo VII, 1.1.2 y 2.3; Anexo X – Anexo B, 1.1.2; Artículo 17

El Anexo B del Modelo de CONTRATO DE CONCESIÓN establece el desarrollo de los pilotos de inyección "dentro de los primeros 3 años", mientras que el punto 2.3 del Anexo VII fija como "cantidad mínima anual" de desarrollo de pilotos dos (2) pilotos. Se solicita aclarar si la obligación es de dos (2) pilotos en total dentro de los primeros tres (3) años, o de dos (2) pilotos por año. Asimismo, se solicita confirmar si el plazo de dieciocho (18) meses para el inicio de los pilotos se computa desde la firma del CONTRATO DE CONCESIÓN o desde la FECHA DE INICIO de la concesión.

Respuesta:

Se aclara que la obligación mínima consiste en el desarrollo de dos (2) pilotos de inyección de pattern completo —five spot de un productor o configuración técnicamente equivalente— en total, y no de dos (2) pilotos por año. Ello constituye el piso mínimo del programa, sin perjuicio de que el oferente pueda comprometer una cantidad superior.

El plazo máximo de dieciocho (18) meses para la puesta en marcha de los pilotos se computará desde la fecha de ingreso al Área. Por su parte, el plazo máximo de tres (3) años previsto para analizar sus resultados se computan desde la firma del CONTRATO DE CONCESIÓN.

La expresión "cantidad mínima anual" del punto 2.3 deberá interpretarse de modo armónico con el punto 1.1.2 y con el punto 4.1.4 del Anexo VII, y corresponde que se aclare formalmente para evitar que sea entendida como una obligación de ejecutar dos pilotos adicionales por cada año.

Consulta N° 4

Certificación de reservas de referencia para la decisión de 2047

Con relación a: Anexo VII; Anexo X – Anexo B

Escaneado con CamScanner

Para la conversión de inversiones contingentes a firmes del último período (análisis previo al 19/02/2047), el PBC toma como referencia "la certificación anual de reservas al 31-12-36". Se solicita confirmar si la referencia correcta es la certificación al 31-12-46.

Respuesta:

Se confirma que la fecha correcta de referencia es el 31 de diciembre de 2046, conforme a lo establecido en el punto 4.1.2 del Anexo VII del Pliego de Bases y Condiciones.

En consecuencia, la referencia al 31 de diciembre de 2036 contenida en el punto 4.1.2 del Anexo B del modelo de Contrato de Concesión corresponde a un error material de transcripción, debiendo entenderse sustituida por el 31 de diciembre de 2046.

Consulta N° 5

Base de cálculo de la regalía (Producción Computable)

Con relación a: Glosario – PRODUCCIÓN COMPUTABLE, Anexo X, Artículo 9°

La PRODUCCIÓN COMPUTABLE se define como el "volumen mensual total de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos efectivamente producidos en el Área". Se solicita aclarar: (a) si se incluyen en la base el gas consumido en las operaciones del yacimiento, el gas venteado o quemado y el gas reinyectado; (b) si resultan deducibles los costos de tratamiento, almacenaje y transporte hasta el punto de medición; y (c) cuál es el precio de referencia aplicable para la valorización de crudo y gas (precio de venta efectivo, precio de referencia de la Autoridad de Aplicación u otro).

Respuesta:

Se aclara que, conforme a lo establecido en los artículos 9.6 y 9.8 del Modelo de Contrato de Concesión, la determinación de la PRODUCCIÓN COMPUTABLE y la liquidación de regalías se efectuarán de acuerdo con los siguientes criterios:

a) Respecto del gas natural, podrán deducirse los volúmenes utilizados justificadamente para el mantenimiento de las operaciones de exploración y explotación, previa autorización expresa de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, así como los volúmenes reinyectados a la formación del yacimiento y las pérdidas por caso fortuito o fuerza mayor debidamente acreditadas y aceptadas. Los volúmenes perdidos por culpa o negligencia del CONCESIONARIO serán incluidos en la PRODUCCIÓN COMPUTABLE.

b) En cuanto a los costos, únicamente se reconocerán los descuentos por transporte y, para el petróleo crudo y gasolina, los ajustes por calidad, conforme al artículo 9.6 del Contrato de Concesión. No se admitirán deducciones por gastos de tratamiento ni almacenaje.

c) Para la valorización de los hidrocarburos se aplicará el precio de venta promedio de las operaciones de comercialización realizadas por el CONCESIONARIO con terceros durante el período correspondiente, conforme a las particularidades establecidas para cada producto en el artículo 9.6. En ausencia de operaciones de comercialización con terceros, se aplicará el precio promedio de venta del hidrocarburo del Área que determine la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

Consulta N° 6

Normalización del puntaje de bono y regalía

Con relación a: Anexo VI, 2.3.7 y 2.3.8

Los criterios se normalizan como Bnormi = Bi/Bmáx y Rnormi = Ri/Rmáx.

Se solicita confirmar: (a) si Bi y Ri corresponden al valor total ofertado (B = 25 MMUSD + X; R = 15% + X) o únicamente al componente X; (b) que no existe tope máximo para

Escaneado con CamScanner

el bono ni para la regalía ofertada; y (c) si la Comisión prevé algún tratamiento para ofertas cuyos valores resulten manifiestamente inviables o desproporcionados.

Respuesta:

(a) A los efectos de las fórmulas de normalización del Anexo VI, Bi y Ri deben interpretarse como el valor total efectivamente ofertado por cada oferente para el Bono y la Regalía, respectivamente, y no únicamente como el componente "X".

(b) El PBC no establece un tope máximo para los valores positivos adicionales ofertados, sin perjuicio de los pisos y límites reductivos expresamente previstos.

(c) El PBC no contiene una fórmula adicional ni un umbral numérico específico para calificar una oferta como "inviable" o "desproporcionada". La Comisión deberá aplicar los requisitos de admisibilidad, los criterios de evaluación publicados y las facultades generales previstas en el PBC, sin incorporar con posterioridad a la apertura un parámetro económico nuevo que altere la metodología de comparación de ofertas.

Consulta N° 7

Alcance de los costos unitarios de referencia

Con relación a: Anexo VI

El Anexo VI fija costos unitarios de referencia (pozo productor USD 1,46 MM incluyendo futuro abandono; piloto de inyección USD 1,10 MM; workover USD 0,35 MM). Se solicita aclarar si dichos valores se utilizan únicamente a efectos de la evaluación de ofertas, o si también se aplicarán para: (a) determinar el monto de la GARANTÍA FINANCIERA DE CUMPLIMIENTO; y (b) acreditar el cumplimiento de las INVERSIONES EN FIRME (es decir, si el cumplimiento se mide en cantidad de pozos/workovers ejecutados o en montos invertidos).

Respuesta:

Los costos unitarios incluidos en el Anexo VI constituyen valores homogéneos de referencia para la evaluación económica de las ofertas y para la valorización objetiva de los compromisos físicos cuando resulte necesario cuantificarlos.

(a) Para la GARANTÍA FINANCIERA DE CUMPLIMIENTO, la cuantificación deberá guardar correspondencia con las inversiones en firme comprometidas en el cronograma anual. A efectos de evitar diferencias derivadas de costos internos propios de cada oferente, se considera necesario utilizar los valores unitarios de referencia del Anexo VI como base homogénea de valorización.

(b) El cumplimiento material de las INVERSIONES EN FIRME se acredita por la ejecución efectiva de las obligaciones físicas comprometidas —pozos, pilotos y workovers, según corresponda— y por su recepción técnica, no por el solo hecho de haber erogado un monto equivalente. El componente monetario sirve para valoración, garantías y control económico, pero no sustituye el cumplimiento de la actividad comprometida.

Consulta N° 8

Dimensionamiento de la garantía ambiental

Con relación a: Artículo 15.1.3, Artículo 17.1.4 Anexo VI, 2.3.5 Anexo X, 5.14

Escaneado con CamScanner

La garantía ambiental de cumplimiento se pondera con un peso de 0,15 en función de su monto (PGAnormi = PGAi/PGAmáx).

El Modelo de Contrato remite a "los criterios, metodología y parámetros objetivos establecidos en el Pliego" y faculta a la Autoridad de Aplicación a requerir su "adecuación, actualización o recomposición". Se solicita: (a) identificar la ubicación de los criterios y metodología en el PBC; (b) informar si existe un monto mínimo o máximo admisible; y (c) aclarar si el monto ofertado constituye un piso durante toda la concesión.

Respuesta:

(a) El PBC regula la Garantía Ambiental de Cumplimiento en el Artículo 15.1.3 y establece su metodología de ponderación a los efectos de la evaluación de ofertas en el punto 2.3.5 del Anexo VI. El Pliego no fija para el Área El Medanito un Monto Mínimo Asegurable (MMA) expresado como una suma nominal predeterminada, sino que remite para su determinación a la normativa ambiental vigente y a las características, complejidad y magnitud de las actividades comprendidas en la concesión.

En consecuencia, corresponde a cada OFERENTE gestionar ante una entidad aseguradora habilitada la evaluación necesaria para determinar el Monto Mínimo Asegurable aplicable al Área, conforme a la metodología prevista por la normativa vigente en materia de seguro ambiental obligatorio. A tales efectos, la entidad aseguradora deberá efectuar la evaluación técnica del riesgo ambiental correspondiente y podrá realizar las inspecciones, relevamientos y requerimientos de información que resulten necesarios para la correcta caracterización del riesgo y determinación de la cobertura.

Por lo tanto, no corresponde a la Provincia establecer anticipadamente un importe único de MMA aplicable a todos los oferentes, sino que dicho monto deberá resultar de la evaluación realizada en el marco de la contratación de la cobertura ambiental y encontrarse debidamente respaldado por la entidad aseguradora interviniente.

(b) El piso admisible de la cobertura será el Monto Mínimo Asegurable que resulte determinado conforme a la normativa vigente para las características específicas del Área El Medanito y las actividades proyectadas. La suma asegurada ofrecida no podrá resultar inferior a dicho monto. El PBC no establece un tope máximo nominal para la Garantía Ambiental de Cumplimiento; a los fines de la evaluación de las ofertas, el monto ofrecido será ponderado conforme al mecanismo previsto en el Anexo VI.

(c) El monto finalmente ofrecido y adjudicado constituirá la base mínima contractual de cobertura asumida por el CONCESIONARIO, sin perjuicio de las facultades de la Autoridad de Aplicación y de la Autoridad Ambiental competente para requerir su adecuación, actualización o recomposición durante la vigencia de la concesión cuando las modificaciones de la actividad, la evolución del riesgo ambiental, las condiciones del Área o los costos de recomposición así lo justifiquen.

En ningún caso la cobertura vigente podrá resultar inferior al Monto Mínimo Asegurable que corresponda de acuerdo con la normativa aplicable.

Consulta N° 9

Pozos inactivos transferidos al concesionario

Con relación a: Artículo 30; Anexo X, 5.18; Ley N° 3018 y Decreto N° 2229/19.

El Artículo 30 traslada al CONCESIONARIO las obligaciones de la Ley N° 3018 respecto de los pozos inactivos que, a la finalización de la TRANSICIÓN OPERATIVA, hubieren cumplido los plazos máximos para su abandono. Se solicita: (a) informar la cantidad y el

Escaneado con CamScanner

listado de dichos pozos, o indicar dónde se encuentra esa información en el Data Room; (b) sírvase confirmar si nuestra interpretación es correcta, o bien informar la interpretación de la Comisión de Precalificación y Preadjudicación si fuera divergente respecto que el costo de esos abandonos computa como INVERSIÓN EN FIRME; y (c) informar los plazos de abandono aplicables a esos pozos a partir de la toma de posesión.

Respuesta:

El abandono de pozos en la provincia de La Pampa se encuentra regulado por la ley N°3018 y su Decreto Reglamentario N°2229/19. Puntualmente el Artículo 8° del Decreto Reglamentario establece la obligación del concesionario de establecer un Informe de Base, en el cual se consignará, entre otros puntos, el inventario de pozos que se encuentren en estado de ser abandonados y el programa de ejecución para el abandono. Motivo por el cual la cantidad de pozos a abandonar surgirá de la presentación del Informe de base y los posteriores informes anuales y no de una exigencia de cantidad mínimas obligatorias. En dicho informe de base el nuevo concesionario deberá considerar lo dispuesto en el Artículo 30.2 del PBC, incorporando aquellos pozos que, a la fecha de la finalización de la TRANSICIÓN OPERATIVA vigente, hubieran cumplido los plazos máximos previstos en la normativa aplicable para su abandono.

Consulta N° 10

Pasivos ambientales preexistentes

Con relación a: Anexo X, 5.32, 6.4 y Artículo 22 – INFORME AMBIENTAL DE BASE (Sírvase confirmar si nuestra interpretación es correcta, o bien informar la interpretación de la Comisión de Precalificación y Preadjudicación si fuera divergente respecto del tratamiento de los pasivos ambientales existentes a la fecha de toma de posesión del ÁREA: (a) los pasivos identificados en el INFORME AMBIENTAL DE BASE (a presentar dentro de los 180 días de la toma de posesión) quedan a cargo del operador transitorio, o de la Provincia pero no del CONCESIONARIO; y (b) el CONCESIONARIO no es responsable por pasivos generados con anterioridad a la FECHA DE INICIO no incluidos o denunciados en dicho informe.

Respuesta:

Se confirma parcialmente la interpretación efectuada, en cuanto a que los pasivos ambientales preexistentes a la FECHA DE INICIO que resulten debidamente identificados y relevados en el INFORME AMBIENTAL DE BASE (IAB), presentado conforme a los plazos y condiciones establecidos en el Pliego de Bases y Condiciones, no serán atribuibles al CONCESIONARIO respecto de las obligaciones de saneamiento y/o remediación derivadas de hechos anteriores al inicio de la concesión, con las excepciones expresamente previstas en la normativa aplicable y en la documentación licitatoria.

En particular, deberá observarse lo establecido en el punto 30.2 del Pliego de Bases y Condiciones, relativo a los pozos que, a la fecha de finalización de la TRANSICIÓN OPERATIVA, hubieran cumplido los plazos máximos legalmente previstos para su abandono, los cuales no serán objeto de ejecución por parte del operador transitorio, trasladándose al CONCESIONARIO adjudicatario las obligaciones correspondientes, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 7° de la Ley N° 3639, la Ley N° 3018 y su Decreto Reglamentario N° 2229/19.

Asimismo, se aclara que el INFORME AMBIENTAL DE BASE (IAB) constituye un instrumento destinado a identificar, relevar y documentar las condiciones ambientales existentes en el ÁREA al inicio de la concesión, sin que su presentación implique, por sí misma, la aprobación definitiva de los pasivos identificados ni la liberación o exención de las responsabilidades ambientales que pudieran corresponder conforme a la legislación vigente.

Escaneado con CamScanner

En cuanto a los pasivos ambientales preexistentes que no hubieran sido identificados o denunciados en el referido informe, su eventual detección posterior no determinará, por sí sola, la atribución automática de responsabilidad al CONCESIONARIO ni su exclusión. La determinación de las obligaciones de saneamiento y/o remediación que correspondan deberá efectuarse en cada caso, atendiendo al origen y la temporalidad del pasivo, las obligaciones legal y contractualmente exigibles a cada sujeto y las disposiciones ambientales aplicables.

En todos los supuestos, la delimitación de responsabilidades deberá efectuarse de conformidad con el régimen jurídico vigente y las condiciones establecidas en el Pliego de Bases y Condiciones, sin perjuicio de las obligaciones de prevención, control y gestión ambiental que correspondan al CONCESIONARIO durante la ejecución de sus actividades, así como de las facultades de fiscalización y control de la Autoridad de Aplicación ambiental.

Consulta Nº 11

Condiciones de traspaso del Área

Con relación a: Artículo 30 Anexo X – Anexo C ; Ley N° 3639

Se solicita informar: (a) la fecha prevista de toma de posesión del ÁREA y el procedimiento de traspaso con el operador transitorio; (b) si el inventario de bienes e instalaciones (Anexo C del Contrato de Concesión) estará disponible antes de la fecha de apertura de ofertas.

Respuesta:

(a) La toma de posesión operativa se prevé dentro de los treinta (30) días de promulgado el Decreto de Adjudicación y firmado el Contrato de Concesión. El procedimiento se coordinará entre la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, PAMPETROL S.A.P.E.M. en su carácter de operador transitorio y el nuevo concesionario mediante acta de constatación física y operativa.

(b) Conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión, el CONCEDENTE entregará, al momento de su suscripción, un inventario que detallará los bienes e instalaciones del ÁREA de titularidad de la Provincia, quedando a cargo del CONCESIONARIO su mantenimiento, reemplazo y restitución al finalizar la concesión.

Respecto de los materiales existentes en almacenes, se aclara que estos son propiedad de la Unión Transitoria que detentaba la concesión del ÁREA y que actualmente se encuentran en proceso de reorganización y retiro durante el período de operación transitoria.

En cuanto al stock de producción, el operador transitorio saliente, el nuevo operador y la Autoridad de Aplicación definirán el procedimiento de medición de los volúmenes de petróleo y gas existentes en ductos y tanques, a fin de determinar la producción correspondiente al operador saliente hasta el día 19 de febrero de 2027, a las 6:00 horas. Los volúmenes determinados mediante dicho procedimiento quedarán asentados en el Acta de Entrega del ÁREA.

Consulta Nº 12

Adecuación de instalaciones de medición

Con relación a: Anexo X, 5.24 Anexos D y E del Contrato de Concesión

Escaneado con CamScanner

En caso de que las instalaciones existentes de tratamiento y medición (U-LACT, computador de flujo OMNI, especificación de gas) no cumplan con los requisitos del Contrato de Concesión, se solicita aclarar quién asume el costo de su adecuación y cuál es el plazo otorgado al CONCESIONARIO para ello.

Respuesta:

El Artículo 5.24 del modelo de CONTRATO DE CONCESIÓN impone al CONCESIONARIO la obligación de garantizar las instalaciones necesarias para almacenamiento, medición y entrega mediante U-LACT con sistema OMNI o superior y de ajustarse a los Anexos D y E. En consecuencia, las adecuaciones necesarias para que el sistema utilizado durante la nueva concesión cumpla tales exigencias estarán a cargo del CONCESIONARIO.

El PBC no establece un plazo general y único de gracia para toda eventual adecuación. Las instalaciones indispensables para la medición fiscal, determinación de producción computable y transferencia deberán encontrarse operativas y aprobadas desde el momento en que sean exigibles para la correcta medición y entrega. Si se detectaran adecuaciones que razonablemente admitan ejecución programada sin afectar la confiabilidad de la medición ni la seguridad, la AUTORIDAD DE APLICACIÓN podrá fijar un cronograma técnico específico.

Consulta N° 13

Alcance del acarreo

Con relación a: Anexo VI; Anexo XI, Artículos 1° y 7° Anexo F; Ley N°2675, Artículo 7°

Se solicita confirmar que el ADJUDICATARIO financia el 100% de la participación de PAMPETROL (20%) en: (a) las INVERSIONES EN FIRME y CONTINGENTES; (b) los costos operativos y el capital de trabajo; (c) los abandonos de pozos y remediaciones; y (d) el costo de las garantías. Asimismo, se solicita confirmar que los compromisos de inversión ofertados se expresan al 100% del ÁREA.

Respuesta:

En relación con el esquema de financiamiento de la participación de PAMPETROL S.A.P.E.M., corresponde remitirse a lo aclarado en la respuesta a la Consulta N° 4 de la Circular Aclaratoria N° 4. Asimismo, se aclara que los compromisos de inversión ofertados deberán expresarse considerando el cien por ciento (100%) del ÁREA.

Consulta N° 14

Tasa de interés y porcentaje de retención

Con relación a: Anexo XI, Artículo 1° – Tasa de Interés Acordada; Anexo F

La Tasa de Interés Acordada se define como la tasa SOFR, sin capitalización. sírvase confirmar si nuestra interpretación es correcta, o bien informar la interpretación de la Comisión de Precalificación y Preadjudicación si fuera divergente: (a) se admite un margen (spread) sobre SOFR y plazo a ser propuestos por el oferente y aceptados por PAMPETROL; (b) el porcentaje de retención de las ventas de PAMPETROL dentro del rango de 70% a 90% previsto en el Anexo F será acordado por las PARTES.

Respuesta:

(a) Tasa de Interés (SOFR + Spread): La interpretación es INCORRECTA. La Tasa de Interés Acordada está estrictamente delimitada en el Modelo de Contrato de UT (Artículo

Escaneado con CamScanner

1° y Anexo F) a la tasa SOFR simple, sin devengar intereses capitalizables ni admitir la adición de un margen/spread no contemplado expresamente en las bases contractuales aprobadas por el Pliego. (b) Porcentaje de Retención de Producción Neta: Se confirma que, dentro del rango comprendido entre el 70% y el 90% previsto en el Anexo F del Contrato de UT, el porcentaje exacto de retención de las ventas cobradas de la Producción Neta correspondiente a PAMPETROL para la cancelación del financiamiento será acordado operativamente entre PAMPETROL y la Parte Aportante al momento de la firma del Contrato de UT o en el seno del Comité Operativo.

Consulta N° 15

Saldo de financiamiento no recuperado

Con relación a: Anexo XI, Artículos 1° y 7°; Anexo

Sírvase confirmar si nuestra interpretación es correcta, o bien informar la interpretación de la Comisión de Precalificación y Preadjudicación si fuera divergente respecto de que el saldo de la Cuenta de Financiamiento a PAMPETROL que no hubiera sido recuperado: (a) al vencimiento del plazo de la Concesión; (b) en caso de rescisión o caducidad anticipada; y (c) en caso de reversión parcial del ÁREA se mantiene como crédito de la Parte aportante.

Respuesta:

En cualquiera de los supuestos enunciados (rescisión o caducidad anticipada; reversión parcial del ÁREA) nos encontraríamos ante un supuesto de disolución y posterior liquidación de la UT, cuyo "objeto" es la explotación del área licitada, por tal motivo si el Estado Provincial revierte el área o rescinde la Concesión, el objeto de la UT desaparece y se vuelve de cumplimiento imposible. Ello deriva a que, en el supuesto de existir saldo en la cuenta de Financiamiento a PAMPETROL que no hubiera sido recuperado el mismo pasaría ser de imposible cobro (salvo acuerdo entre las partes), atento conforme surge del ANEXO F del CONTRATO DE UT: "Los aportes efectuados por las Partes que corresponden al Porcentaje de Participación de PAMPETROL en el Contrato será recuperado por aquellos en la medida de su aporte, si existe producción Neta en el Área y en la medida de la misma"; motivo por el cual la garantía de cobro está sujeta a la producción del área.

Consulta N° 16

Voto de PAMPETROL

Con relación a: Anexo XI, Artículos 9°–10 y tabla de votación

Según la tabla de votación del Comité Operativo, todas las decisiones requieren el voto afirmativo de PAMPETROL. Se solicita aclarar: (a) el mecanismo de resolución en caso de que PAMPETROL no apruebe un Programa de Trabajo y Presupuesto necesario para cumplir con los compromisos del CONTRATO DE CONCESIÓN; y (b) si en tal caso el CONCESIONARIO queda eximido de las penalidades por incumplimiento de dichos compromisos.

Respuesta:

En relación con el inciso a), corresponde remitirse a lo aclarado en la respuesta a la Consulta N° 15 de la Circular Aclaratoria N° 2, relativa al funcionamiento del Comité Operativo y a la participación de PAMPETROL S.A.P.E.M. en la aprobación de los Programas de Trabajo y Presupuesto.

Respecto del inciso b), se aclara que las decisiones adoptadas en el ámbito del Comité Operativo no eximen al CONCESIONARIO del cumplimiento de las obligaciones

Escaneado con CamScanner

asumidas en el Contrato de Concesión ni de las consecuencias derivadas de su incumplimiento, conforme a las disposiciones contractuales aplicables.

Consulta N° 17

Sobre el documento

"PLIEGO-Licitacion-Publica-Nacional-e-Internacional-N-126.pdf"

precisamos las tablas de los anexos en formato legible, excel de ser posible, ya que muchas de ellas no son posibles de leer.

Las tablas que precisamos son de:

Anexo IV: procedimiento de evaluación de ofertas (se entiende que quiso decir Anexo VI)

Anexo IX: planilla de presentación de oferta y plan de trabajo

Respuesta:

Se aclara que la referencia al Anexo IV corresponde, en realidad, al Anexo VI del Pliego de Bases y Condiciones.

Asimismo, se informa que se ha elaborado un documento complementario, que se incorpora como Anexo a la presente Circular Aclaratoria, en el cual se reproducen los cuadros correspondientes a los Anexos VI y IX del Pliego de Bases y Condiciones, con un formato de mayor claridad y legibilidad, a fin de facilitar su correcta visualización e interpretación.

Se deja constancia de que dicha reproducción no implica modificación alguna de su contenido ni de las condiciones establecidas en el Pliego.

CONSULTAS PSM

Evacuación de Petróleo Crudo

Consulta N° 18

¿Cuál es la capacidad de diseño y la capacidad operativa actual del oleoducto del yacimiento (bbl/d o m³/d), y cuál es su grado de utilización actual?

Respuesta:

El Oleoducto entre EM y la unidad LACT ubicada en RN tiene una capacidad de 50m3/h. Actualmente, a modo orientativo, se encuentra al 25% de utilización aproximadamente.

Consulta N° 19

¿A dónde se entrega el crudo? Por favor, describir la ruta completa de evacuación desde las instalaciones de tratamiento del yacimiento hasta los puntos de entrega final.

Respuesta:

A modo orientativo, en la actualidad se realizan entregas de petróleo a través de Oldelval con destino Puerto Galvan (70%) y directamente a Refineria (RefiPampa) (30%).

Consulta N° 20

En una presentación se mencionan OLDELVAL y REFIPAMPA como destinos. Por favor, explicar cómo se entrega el crudo a cada uno (punto de entrega, medio de transporte, volúmenes promedio y propiedad/operador de la infraestructura de conexión).

Respuesta:

Escaneado con CamScanner

A modo orientativo, en la actualidad se realizan entregas de petróleo a través de Oldelval con destino Puerto Galvan (70%) y directamente a Refinería (RefiPampa) (30%).

El área El Medanito cuenta con dos unidades de medición fiscal. Una sita en la provincia de Rio Negro (colindante a la planta de recepción de Oldelval Medanito) y otra en inmediaciones de la Refinería (RefiPampa) muy cercana a PTC. Los ductos que vinculan la PTC con las unidades de medición pertenecen al área.

Consulta Nº 21

¿Qué capacidad de transporte tiene la compañía en el sistema de OLDELVAL? ¿Está contratada en firme o en forma interrumpible? Por favor, proveer los Contratos, volúmenes, tarifa, plazo y eventuales obligaciones de ship-or-pay.

Respuesta:

No se cuenta con esa información y la capacidad de transporte deberá ser contratada por el adjudicatario.

Consulta Nº 22

¿Existen Contratos de venta de crudo vigentes que se transferirían al comprador? En tal caso, por favor proveer copias, indicando contraparte, volúmenes, fórmula de precio, plazo y eventuales Cláusulas de cambio de control o restricciones a la cesión.

Respuesta:

No se transferirán contratos de venta de crudo.

Consulta Nº 23

Gas Natural

¿Cuál es la capacidad de diseño y la capacidad operativa actual del gasoducto del yacimiento (MMm³/d), y cuál es su grado de utilización actual?

Respuesta:

El Gasoducto entre EM y el PM ubicado en RN tiene una capacidad aproximada de 500.000 m3/d. Actualmente se encuentra al 30% de utilización aproximadamente.

Consulta Nº 24

¿Cuál es la capacidad de compresión instalada (HP y caudal)? ¿Los equipos de compresión son propios o alquilados? En caso de ser alquilados, por favor proveer los Contratos, indicando contraparte, plazo, costo mensual y eventuales cláusulas de cambio de control o restricciones a la cesión.

Respuesta:

La capacidad de tratamiento y compresión de la planta de gas es superior a 500.000 m3/d.

Con la producción actual de gas, son necesarios dos (2) motocompresores. Uno de los compresores ya se encuentra con OH realizado, el segundo con OH programado. La totalidad del parque de motocompresores existente en la PTG son propios. En caso de incrementar los volúmenes de gas, los restantes compresores e instalaciones deberán ser sometidos a los correspondientes mantenimientos.

Actualmente existen cuatro compresores alquilados (ASPRO / HOERBIGER). Los mismos están colocados en satélites o baterías alejadas para funcionar como boosters.

Escaneado con CamScanner

Existen Puntos de Medición por cada venta. El PM-311 se encuentra en la provincia de Rio Negro en las inmediaciones de la planta de Gas de Medanito S.A.

Consulta N° 25

¿Cuál es el punto de entrega en el sistema de TGS? Por favor, describir la conexión (ubicación, propiedad/operador de las instalaciones de interconexión, sistema de medición y especificaciones de calidad de gas exigidas en el punto de inyección).

Respuesta:

El PM que se vincula con TGS es el PM-311. Se encuentre en la provincia de Rio Negro en las inmediaciones de la planta de Gas de Medanito S.A.

Consulta N° 26

¿Existen Contratos de venta de gas vigentes que se transferirían al comprador (¿incluyendo volúmenes comprometidos en el Plan Gas? Ar o programas similares)? En tal caso, por favor proveer copias, indicando contraparte, volúmenes, precio, plazo, obligaciones de entrega/penalidades y eventuales cláusulas de cambio de control o restricciones a la cesión.

Respuesta:

Los contratos de gas de venta en firme tienen vigencia hasta el 19 de febrero de 2027 (operación transitoria). El futuro adjudicatario podrá contratar con los actuales comercializadores la continuidad de la venta hasta el 30 de abril de 2027.

Consulta N° 27

Suministro de Energía Eléctrica

¿Cuál es el consumo total de energía eléctrica del yacimiento (demanda promedio y pico en MW, y consumo anual en MWh), discriminado por instalaciones principales (bombeo, compresión, tratamiento, extracción artificial)?

Respuesta:

Actualmente el yacimiento posee dos puntos de suministro eléctrico.

El primero, ubicado al Oeste, alimenta los complejos industriales PTC y PTG/Almacenes/Oficinas (también algunos pozos aledaños). El proveedor es COOSPU.

El segundo, ubicado al Este, alimenta el complejo industrial BAT-5 (también algunos pozos aledaños). El proveedor es la UTE PCR-PAMPETROL Medanito Sudeste.

Consulta N° 28

¿Se autogenera energía en el yacimiento? En tal caso, por favor describir los equipos de generación (tipo, potencia instalada, combustible utilizado) e indicar si son propios o alquilados. Para los equipos alquilados, proveer los contratos, indicando contraparte, plazo, costo y eventuales Cláusulas de cambio de control o restricciones a la cesión.

Respuesta:

Hay autogeneración mínima en lugares estratégicos con la función de reducción de costos de compra de energía.

Consulta N° 29

Escaneado con CamScanner

¿Se compra energía al sistema? En tal caso, ¿se abastece mediante contrato con un generador (por ejemplo, MATER o contrato a término) o bajo la tarifa regulada de la distribuidora local? Por favor, proveer los Contratos o la categoría tarifaria aplicable, junto con las facturas de los últimos 12 meses.

Respuesta:
El 95% del accionamiento de los equipos de bombeo es a través de motor a combustión interna con gas.

Consulta N° 30

¿Cómo está conectado el yacimiento al Sistema Argentino de Interconexión (SADI)? Por favor, describir el punto de conexión, nivel de tensión, propiedad de la línea y de las subestaciones, y la potencia contratada.

Respuesta:
La interconexión al sistema eléctrico es a través de la COOSPU.

Consulta N° 31

Programa de Inversiones. Alternativa al compromiso de perforación de pozos productores. En relación con la obligación de perforar setenta y siete (77) pozos productores durante los primeros diez (10) años de la Concesión y ochenta y seis (86) pozos productores adicionales durante el segundo período de diez (10) años, se consulta si resulta factible incorporar al Pliego el derecho del futuro concesionario a sustituir parcialmente dichos compromisos por un programa alternativo de inversiones destinado al desarrollo de proyectos de recuperación secundaria y/o terciaria de hidrocarburos, sin modificar el valor total de la inversión comprometida. A tal efecto, se propone que el concesionario pueda presentar, dentro de los primeros seis (6) meses de vigencia de la Concesión, una propuesta técnica y económicamente fundamentada, respaldada por informes de terceros independientes especializados, que demuestre que el programa alternativo permite alcanzar un mayor aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos y beneficios productivos y económicos superiores a los previstos mediante las campañas de perforación originalmente exigidas. Se solicita confirmar si, acreditados fehacientemente dichos extremos, el Pliego podrá reconocer expresamente el derecho del concesionario a implementar el programa alternativo en sustitución parcial de las obligaciones de perforación correspondientes a ambos períodos, sin modificar el valor total de la inversión comprometida, sujeto únicamente a la verificación objetiva de los requisitos técnicos y económicos por parte de la Autoridad de Aplicación, sin que ello constituya un incumplimiento de los compromisos asumidos.

Respuesta:
No es factible modificar el PBC de la LICITACIÓN. No corresponde reconocer un derecho automático del concesionario a sustituir las cantidades mínimas de actividad establecidas como obligaciones firmes o contingentes en la Ley N° 3640 y en el PBC. En particular, las setenta y siete (77) perforaciones del primer período constituyen una obligación en firme y las ochenta y seis (86) del segundo período una obligación contingente sujeta a las condiciones de conversión previstas.

Sin perjuicio de ello, el punto 3.1 del Anexo VII contempla la posibilidad de autorizar modificaciones de los proyectos incluidos en la propuesta original cuando exista un interés superior en la ejecución de otros proyectos, con previa conformidad técnica de la

Escaneado con CamScanner

AUTORIDAD DE APLICACIÓN y manteniendo proporcionalidad con los montos comprometidos. Esa facultad debe interpretarse como un mecanismo excepcional y caso por caso, y no como una habilitación para dejar sin efecto mínimos cuantitativos impuestos por la Ley o el PBC.

Por lo tanto, cualquier propuesta de recuperación secundaria o terciaria podrá ser evaluada dentro del régimen de modificación previsto, pero su aprobación no será automática y deberá preservar el cumplimiento de las obligaciones mínimas legal y contractualmente exigibles.

DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INFORMACIÓN DEL DATA ROOM

Consulta N° 32

Metodología de medición, asignación y determinación de la producción. El Artículo 9.1 del Contrato de Concesión define la PRODUCCIÓN COMPUTABLE conforme los sistemas de medición, control, verificación y fiscalización aprobados por la Autoridad de Aplicación, y el Anexo D, punto E.2, prevé que, ante el ingreso de producción de áreas colindantes a las plantas de tratamiento del Área, se establezca con dicha Autoridad la metodología de cálculo y distribución de la producción computable.

(a) describir el/los cambio/s introducido/s, el/los acto/s administrativo/s o similar/es que lo/o dispuso y su/s fecha/s de vigencia;

(b) informar la producción diaria total actual del Área —petróleo, gas y gasolina/condensado— determinada bajo la metodología vigente, y su diferencia respecto de la serie histórica incorporada al Data Room;

(c) indicar si dicha serie histórica será reexpresada conforme la metodología vigente y puesta a disposición de los interesados;

(d) precisar bajo cuál de las metodologías se determinará la PRODUCCIÓN COMPUTABLE a los efectos del Artículo 9° del Contrato de Concesión y, por consiguiente, de la liquidación de regalías.

Respuesta:

Se informa que las metodologías de medición, asignación y determinación de la producción del Área "El Medanito" han variado a lo largo del tiempo, en función de la evolución de la infraestructura de superficie, del diseño del sistema de piping y de las distintas configuraciones operativas adoptadas para el tratamiento de la producción.

A lo largo de la explotación del Área se verificaron diferentes escenarios. En determinados períodos, la Planta de Tratamiento de Crudo del Área El Medanito fue utilizada exclusivamente por la producción propia del Área. En otros momentos, dicha instalación fue compartida con producción proveniente de áreas vecinas, entre ellas Jagüel de los Machos, 25 de Mayo–Medanito Sudeste y Gobernador Ayala V, bajo configuraciones de ingreso y esquemas de medición diferentes a los actualmente existentes.

Estas modificaciones operativas, propias de la evolución de la infraestructura y de las necesidades de tratamiento de cada período, tuvieron incidencia en las metodologías de alocación aplicadas y, por consiguiente, en la determinación de la producción atribuible a cada una de las áreas involucradas.

En la configuración actualmente vigente, la producción correspondiente al Área "El Medanito" ingresa a la Planta de Tratamiento de Crudo mediante una línea exclusiva, vinculada a su correspondiente sistema de separación primaria —incluyendo free water

Escaneado con CamScanner

dedicado— y a un sistema específico de medición para la determinación y alocación de la producción propia del Área.

Por su parte, la producción proveniente de Jagüel de los Machos, 25 de Mayo–Medanito Sudeste y Gobernador Ayala V, áreas actualmente operadas bajo una misma estructura empresaria, ingresa mediante infraestructura diferenciada, con sus correspondientes sistemas de separación y medición previos al tratamiento conjunto.

La configuración vigente permite, por lo tanto, una segregación física y metrológica previa de las corrientes, reduciendo la incertidumbre inherente a los procesos de alocación y otorgando un mayor grado de certeza respecto de los volúmenes efectivamente aportados por cada conjunto de áreas.

En particular, permite diferenciar con mayor precisión, por un lado, los volúmenes correspondientes a las áreas Jagüel de los Machos, 25 de Mayo–Medanito Sudeste y Gobernador Ayala V y, por otro, los correspondientes al Área El Medanito, cuya titularidad corresponderá al concesionario que resulte adjudicatario de la presente licitación.

Una vez que el petróleo ha sido tratado, acondicionado y puesto en especificación, el crudo es evacuado mediante dos oleoductos de salida, cada uno de los cuales cuenta con su correspondiente unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer) para medición de transferencia, complementada con sistemas de medición de referencia a la salida de planta para contraste, verificación y fiscalización, conforme a los criterios técnicos previstos en el Pliego de Bases y Condiciones y en el Contrato de Concesión.

(a) Las metodologías de alocación aplicadas históricamente fueron variando de acuerdo con la configuración física y operativa de la Planta de Tratamiento de Crudo y con las áreas que, en cada período, utilizaron dicha infraestructura. Por ello, no corresponde interpretar que existió durante toda la vida productiva del Área un único esquema de medición y asignación invariable.

(b) Las series históricas de producción reflejan las metodologías de alocación vigentes en cada período. En consecuencia, las diferencias entre distintos períodos deben analizarse teniendo en consideración la configuración operativa y metrológica existente en cada etapa, dado que los cambios en dicha configuración pudieron incidir en la determinación de la producción computable atribuida a cada Área.

(c) La eventual reexpresión u homogeneización de las series históricas deberá analizarse en función de la disponibilidad, trazabilidad y calidad de los datos técnicos necesarios para reconstruir cada período bajo un criterio uniforme. No corresponde asumir que exista un factor único de conversión aplicable a toda la serie histórica.

(d) A partir de la Fecha de Comienzo de Vigencia de la nueva Concesión, la PRODUCCIÓN COMPUTABLE será determinada conforme a la metodología de medición, asignación, control y fiscalización vigente y aprobada por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, tomando como base la configuración física y metrológica existente al inicio de la nueva concesión.

Asimismo, se informa que la metodología vigente de alocación y medición estará disponible para su consulta ante la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, de manera tal que los interesados y, posteriormente, el concesionario adjudicatario puedan conocer en detalle los criterios de cálculo, balances, puntos de medición, factores de asignación y procedimientos de control aplicables.

Al momento del ingreso del nuevo concesionario al Área, dicha metodología deberá encontrarse plenamente identificada y disponible para su aplicación, a fin de asegurar que la determinación de la producción computable, la asignación de volúmenes y la liquidación de regalías se efectúen bajo criterios técnicamente trazables, reproducibles y fiscalizables.

Escaneado con CamScanner

Consulta N° 33

Para el supuesto de respuesta afirmativa al punto anterior, y en tanto las series de producción constituyen la base sobre la cual los oferentes construyen los pronósticos de declinación y la totalidad de su evaluación económica, se solicita se ponga a disposición la serie homogeneizada bajo la metodología vigente o, en su defecto, el factor de conversión que permita su comparación.

Respuesta:

En función de lo expuesto en la respuesta a la Consulta N° 33, se aclara que las series históricas de producción del Área "El Medanito" deben analizarse considerando que, a lo largo del tiempo, coexistieron distintas configuraciones operativas, de tratamiento, medición y alocación, de acuerdo con la evolución de la infraestructura y de las áreas que utilizaron la Planta de Tratamiento de Crudo.

No obstante, la evolución observada en una curva histórica de producción no puede atribuirse de manera directa o exclusiva a modificaciones en la metodología de alocación. Desde el punto de vista de la ingeniería de producción y del comportamiento del reservorio, la producción de un área madura se encuentra condicionada simultáneamente por múltiples factores, entre ellos la declinación natural de los reservorios, el agotamiento progresivo, la presión de formación, la evolución del corte de agua, el comportamiento de los sistemas de extracción artificial, la pérdida o incorporación de capacidad productiva, las intervenciones de mantenimiento, pulling y workover, la reactivación o parada de pozos, los programas de recuperación secundaria y las condiciones operativas generales del yacimiento.

Por tal motivo, no corresponde establecer un factor único de conversión ni efectuar una reexpresión automática de toda la serie histórica exclusivamente a partir de los cambios producidos en las metodologías de medición o alocación.

A los fines del análisis técnico y económico de las ofertas, los interesados podrán construir sus propias curvas y tendencias de producción utilizando la información histórica oficial disponible y los datos más actualizados correspondientes al Capítulo IV de las declaraciones de producción informadas a la Secretaría de Energía de la Nación, conjuntamente con la restante información técnica incorporada al proceso licitatorio.

La comparación temporal de dichos registros permitirá a cada oferente analizar la evolución efectiva de la producción del Área, considerando en forma conjunta tanto los cambios que pudieran haberse producido en los sistemas de medición y asignación como las variables propias del comportamiento productivo del yacimiento y de la gestión operativa desarrollada en cada período.

En consecuencia, no se prevé la elaboración de una serie histórica reexpresada ni de un factor de conversión único por parte de la Autoridad de Aplicación. La información disponible permite que cada interesado efectúe su propio análisis de declinación, pronóstico productivo y evaluación económica sobre una base común de datos oficiales, complementada con la metodología de medición y alocación actualmente vigente descripta en la respuesta precedente.

A partir de la Fecha de Comienzo de Vigencia de la nueva Concesión, la determinación de la PRODUCCIÓN COMPUTABLE se efectuará conforme a la metodología vigente y aprobada por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, independientemente de las metodologías históricamente utilizadas.

Consulta N° 34

Escaneado con CamScanner

Pozos del cronograma de abandono actualmente en producción. Respecto del cronograma de abandono de pozos a cargo del concesionario saliente (Artículo 30.3 del Pliego e Informe Final Ambiental), se solicita se informe cuáles de los pozos allí incluidos se encuentran actualmente en producción de petróleo y/o gas, detallando por pozo su producción diaria actual y la fecha prevista de abandono, con indicación de si esta resulta anterior o posterior a la Fecha de Comienzo de Vigencia del Contrato de Concesión.

Respuesta:

Actualmente, no hay pozos en producción de los contemplados en el plan de abandono a realizar por el concesionario saliente.

Consulta N° 35

Se solicita asimismo se informe si existen pozos actualmente en producción —no comprendidos en el cronograma referido en el punto anterior— cuyo cierre, paro definitivo o abandono se encuentre dispuesto, ordenado o proyectado con anterioridad a la Fecha de Comienzo de Vigencia; en su caso, su identificación, el caudal asociado y el acto o fundamento técnico que lo sustenta, precisando si la información de producción obrante en el Data Room contempla dicha circunstancia.

Respuesta:

Sin perjuicio de los pozos comprendidos en el Informe Final Ambiental (IFA) y en el cronograma de abandono a cargo de la concesionaria saliente —cuyas obligaciones continuarán siendo ejecutadas por dicha UTE conforme al régimen vigente—, de acuerdo con los registros disponibles en esta Autoridad de Aplicación se identifican preliminarmente determinados pozos que, durante el período de TRANSICIÓN OPERATIVA, alcanzarían el período siguiente previsto por la Ley N° 3018 y su Decreto Reglamentario N° 2229/19.

A la fecha, y con carácter proyectado al cierre de la transición operativa, se identifican los siguientes: PCR.LP.EM-2169, PCR.LP.EM.x-2376 PCR.LP.EM.x-2480, PCR.LP.EM-257

La individualización precedente tiene carácter preliminar y dinámico, dado que la condición regulatoria de cada pozo deberá verificarse al momento de finalización efectiva de la TRANSICIÓN OPERATIVA, considerando su estado operativo real y el cómputo definitivo de los plazos establecidos por la normativa aplicable.

Se aclara especialmente que el hecho de que un pozo alcance los períodos previstos por la Ley N° 3018 y su Decreto Reglamentario N° 2229/19 no implica necesariamente que deba ser considerado un pasivo ni que corresponda automáticamente su abandono definitivo.

El CONCESIONARIO que resulte adjudicatario deberá efectuar respecto de cada pozo el correspondiente análisis técnico y económico, considerando, entre otros aspectos, su potencial productivo, las reservas asociadas, antecedentes de producción, condiciones del reservorio, estado operativo e integridad mecánica.

A partir de dicha evaluación podrá corresponder su reactivación, abandono temporario o abandono definitivo, de acuerdo con la normativa vigente y sujeto a la intervención de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

Cuando las condiciones de integridad del pozo no resulten adecuadas, deberán ejecutarse previamente las intervenciones, reparaciones o trabajos de acondicionamiento necesarios, ya sea para posibilitar una reactivación técnicamente segura o para ejecutar correctamente el abandono temporario o definitivo que corresponda.

Escaneado con CamScanner

En consecuencia, estos pozos deben entenderse como un universo sujeto a evaluación por el futuro concesionario, y no como una nómina anticipada de pasivos de abandono.

Consulta Nº 36

Conciliación entre el inventario de candidatos a reparación y el Informe Final Ambiental. La información del Data Room identifica ochenta y ocho (88) pozos como universo de candidatos a intervención de reparación (workover). Por su parte, el Informe Final Ambiental del concesionario saliente incluiría a una porción sustancial de esos mismos pozos dentro del cronograma de abandono, reduciendo el universo efectivamente disponible a un número sensiblemente menor. Se solicita se informe: (i) la conciliación entre ambos listados, identificando los pozos comprendidos simultáneamente en uno y otro; (ii) la cantidad de pozos efectivamente disponibles para intervención de reparación a la Fecha de Comienzo de Vigencia; y (iii) de qué modo dicha cantidad resulta compatible con el compromiso de setenta (70) reparaciones dentro de los primeros tres (3) años que establece el Anexo VII, punto 1.1.3.

Respuesta:

Los compromisos mínimos de inversión y actividad establecidos para el Área "El Medanito", incluyendo la realización de setenta (70) reparaciones o workovers durante los primeros tres (3) años de la Concesión, surgen de las previsiones de la Ley Provincial Nº 3640 y del Pliego de Bases y Condiciones.

Dichos compromisos fueron definidos sobre la base de la información técnica disponible al momento de la estructuración del proceso licitatorio, incluyendo, entre otros antecedentes, la certificación de reservas correspondiente al 31 de diciembre de 2024 y la información técnica y operativa disponible del Área.

En consecuencia, la información incorporada al Data Room respecto de pozos potencialmente candidatos a reparación debe ser interpretada como información técnica de referencia puesta a disposición de los interesados para la realización de sus propios análisis, y no como un inventario cerrado, definitivo o garantizado por la Autoridad de Aplicación respecto de la disponibilidad futura de cada uno de los pozos individualmente considerados.

Del mismo modo, la incorporación de determinados pozos al Informe Final Ambiental o a cronogramas de abandono responde a las obligaciones ambientales y regulatorias aplicables al concesionario saliente y no modifica, por sí sola, los compromisos mínimos de inversión establecidos por la Ley Nº 3640 y el PBC.

Por lo tanto, no corresponde efectuar una conciliación por parte de la Autoridad de Aplicación entre ambos listados con el objeto de redefinir o recalcular el compromiso de setenta (70) workovers.

Corresponde a cada oferente, a través de sus propios equipos técnicos, evaluar integralmente la información contenida en el Data Room, el estado de los pozos, su integridad, antecedentes productivos, condiciones mecánicas, potencial de intervención y cualquier otro elemento técnico relevante, a fin de determinar la factibilidad de cumplimiento de los compromisos mínimos exigidos.

En función de dicha evaluación, cada interesado deberá decidir si se encuentra en condiciones técnicas, económicas y operativas de asumir las obligaciones previstas en la Ley y en el Pliego y, en consecuencia, formular o no una oferta.

La eventual variación del universo de pozos técnicamente aptos para reparación respecto de los antecedentes disponibles no implica, por sí misma, la modificación automática de los compromisos mínimos establecidos en el régimen licitatorio.

Escaneado con CamScanner

Consulta N° 37

Se solicita se informe el estado de aprobación del Informe Final Ambiental del concesionario saliente y el cronograma de abandono allí comprometido, en los términos del Artículo 30 del Pliego, con indicación de los pozos cuya obligación de abandono se trasladaría al nuevo concesionario y su cuantificación estimada.

Respuesta:

Se informa que el Informe Final Ambiental (IFA) correspondiente al concesionario saliente se encuentra actualmente en proceso de evaluación y aprobación, en el marco del expediente administrativo correspondiente, en el cual se analizan las observaciones, antecedentes técnicos, cronogramas y demás documentación vinculada con las obligaciones ambientales y de abandono derivadas de la finalización de la Concesión anterior.

El IFA y la documentación técnica vinculada al mismo fueron incorporados al Data Room. Asimismo, se puede acceder de forma actualizada al mismo en la siguiente página https://ambiente.lapampa.gob.ar/audiencias-publicas.html donde los interesados pueden consultar el universo de pozos, pasivos y obligaciones identificados a la fecha.

En consecuencia, el listado y la cuantificación allí consignados deben entenderse como parte de un procedimiento administrativo aún en curso. Como resultado de dicho proceso de evaluación, el número definitivo de pozos comprendidos en el cronograma de abandono podrá experimentar ajustes, ya sea por incorporación, exclusión o modificación del estado de determinados pozos, conforme a las verificaciones técnicas y regulatorias que efectúen las autoridades competentes.

Dichas eventuales modificaciones no alterarán la atribución de responsabilidad correspondiente al concesionario saliente respecto de las obligaciones que le resulten exigibles, las cuales continuarán a su cargo hasta su efectivo cumplimiento, de conformidad con el IFA, la normativa aplicable y los actos administrativos que se dicten en el marco de su aprobación.

En este sentido, el Artículo 30.3 del Pliego establece que el cronograma de abandono a cargo del concesionario saliente debe continuar conforme a las obligaciones asumidas y que la intervención del nuevo CONCESIONARIO no le confiere derecho a suspender, alterar o impedir su ejecución.

Distinto es el supuesto previsto en el Artículo 30.2 del PBC. Aquellos pozos que, a la fecha de finalización de la TRANSICIÓN OPERATIVA, hubieran cumplido los plazos máximos establecidos por la Ley N° 3018 y su Decreto Reglamentario N° 2229/19 no serán objeto de abandono por parte del operador transitorio, trasladándose las obligaciones correspondientes al CONCESIONARIO que resulte adjudicatario de la nueva concesión.

Por lo tanto, la identificación definitiva de los pozos cuya obligación de abandono será transferida al nuevo concesionario sólo podrá consolidarse al cierre de la transición operativa, sobre la base del estado real de cada pozo y del cómputo de los plazos legales aplicables en ese momento.

La información actualmente disponible en el Data Room y en la página https://ambiente.lapampa.gob.ar/audiencias-publicas.html, permite a los interesados conocer el estado del IFA, el cronograma en evaluación y el universo de pozos involucrados. La determinación final de las responsabilidades se efectuará conforme al resultado del procedimiento de aprobación del IFA y al régimen específico previsto en el Artículo 30 del PBC.

COMPROMISOS MÍNIMOS DE INVERSIÓN Y SU SUSTENTO TÉCNICO

Consulta N° 38

Escaneado con CamScanner

El Anexo VII, punto 1.1.1, fija como inversión en firme la perforación de setenta y siete (77) pozos productores dentro de los primeros diez (10) años. La documentación técnica disponible en el Data Room identifica cincuenta y cinco (55) locaciones de petróleo y veintidós (22) de gas, sin precisión respecto de su ubicación. Se solicita se informe sobre qué base técnica —mapas estructurales, análisis volumétrico o certificación de reservas— se determinó la cifra de setenta y siete (77) pozos, y si dicha base documental se encuentra a disposición de los interesados.

Respuesta:

La certificación de reservas se encuentra en el DATA ROOM

Consulta N° 39

Se solicita se informe el inventario de pozos candidatos sobre el cual se construyó la exigencia de setenta (70) reparaciones del Anexo VII, punto 1.1.3, precisando si la conversión de pozos productores a inyectores resulta computable a los efectos de su cumplimiento.

Respuesta:

La información solicitada es la dispuesta en el Data Room y las reservas certificadas de los períodos 2023, 2024 y 2025.

Consulta N° 40

Para el supuesto de que, durante la ejecución del Contrato de Concesión, el concesionario acredite técnicamente que el número de ubicaciones perforables o de pozos candidatos a reparación efectivamente disponibles resulta inferior al comprometido, por causas no imputables a su gestión: se solicita se informe si tal circunstancia será considerada incumplimiento del Plan de Trabajo a los efectos de los Artículos 14 y 18 del Contrato de Concesión, o si se prevé algún mecanismo de sustitución, readecuación o compensación de los compromisos asumidos.

Respuesta:

La mera alegación de una menor disponibilidad de ubicaciones o candidatos no extingue ni modifica automáticamente los compromisos asumidos. Mientras no exista una autorización expresa de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, continúan vigentes las obligaciones del Plan de Trabajo.

No obstante, el punto 3.1 del Anexo VII permite solicitar una modificación de los proyectos incluidos en la propuesta original cuando se acredite un interés superior en la ejecución de otros proyectos, con sustento técnico suficiente, previa conformidad de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y manteniendo proporcionalidad con los montos comprometidos.

Por ello, una imposibilidad técnica objetiva y no imputable podrá ser analizada dentro de ese mecanismo de readecuación. Su reconocimiento requerirá acto expreso y fundado de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN; hasta entonces, el incumplimiento se evaluará conforme al Contrato y al PBC.

Consulta N° 41

Se solicita se confirme que la cantidad mínima anual de siete (7) pozos prevista en el Anexo VII, punto 2.1, constituye la única restricción de ritmo aplicable, y que el

Escaneado con CamScanner

oferente puede distribuir libremente la totalidad de los setenta y siete (77) pozos comprometidos dentro del plazo de diez (10) años.

Respuesta:

Se confirma que el Anexo VII establece como piso de actividad una cantidad mínima de siete (7) pozos por año, sin perjuicio de la obligación de completar el total de setenta y siete (77) pozos productores dentro del primer período de diez (10) años. Para períodos inferiores a un año resulta aplicable la regla de proporcionalidad prevista en el propio Anexo VII.

Dentro de esos límites, el concesionario podrá proponer la distribución temporal de la actividad en su Plan de Desarrollo y cronogramas, sujetos a aprobación de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN. Asimismo, el punto 3.2 permite imputar a períodos siguientes la actividad ejecutada en exceso de los mínimos correspondientes a un año determinado.

En consecuencia, no existe obligación de ejecutar exactamente siete (7) pozos en cada año: siete constituye el piso anual, debiendo respetarse además el compromiso total y los cronogramas aprobados.

Consulta Nº 42

INSTALACIONES DE SUPERFICIE Y ACCESO DE TERCEROS

Ampliación de capacidad y acceso de terceros. Las instalaciones del Área tratan actualmente producción de otras áreas y operadores, y el Artículo 31 del Pliego establece el libre acceso de terceros a las plantas y ductos siempre que no deba ampliarse la capacidad instalada. Considerando el incremento de producción propia derivado del Plan de Inversiones comprometido, y la capacidad instalada informada para la Planta de Tratamiento de Gas del Área y la Planta de Tratamiento de Crudo, se consulta:

(a) si resultara necesario ampliar las instalaciones, ¿las inversiones de ampliación estarán a cargo exclusivo del Concesionario, o serán compartidas con los operadores de las áreas vecinas que utilicen dichas instalaciones?;

(b) ¿se considerarán inversiones adicionales a las comprometidas conforme el Artículo 17.1.3 y el Anexo VII, o resultarán imputables a ellas?;

(c) ¿tendrá prioridad la producción del Área sobre la de terceros cuando la capacidad resulte insuficiente, o subsiste la obligación de libre acceso aun en situación de saturación?

Respuesta:

(a) El Artículo 31 no impone al CONCESIONARIO la obligación de ampliar capacidad para atender producción de terceros. Si una ampliación fuese necesaria exclusivamente para recibir mayores volúmenes de terceros, su ejecución y financiamiento deberán ser objeto de un acuerdo específico entre los interesados y no podrán imponerse unilateralmente al CONCESIONARIO por la sola obligación de libre acceso. Si, en cambio, la ampliación fuese necesaria para cumplir el propio Plan de Desarrollo del Área, su ejecución corresponderá al CONCESIONARIO.

(b) Las ampliaciones de instalaciones no se imputan automáticamente a las cantidades mínimas de perforaciones, workovers o pilotos previstas en el Artículo 17.1.3 y el Anexo VII. Cualquier eventual reconocimiento como modificación del Plan de Inversiones requerirá autorización expresa de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN en los términos del punto 3.1 del Anexo VII.

Escaneado con CamScanner

(c) La obligación de libre acceso debe interpretarse sobre capacidad técnicamente disponible y no puede obligar al CONCESIONARIO a reducir, diferir o comprometer la producción propia del Área ni a ampliar capacidad. En situación de saturación no existe capacidad remanente susceptible de libre acceso. La prioridad corresponde a la operación segura y al cumplimiento de las obligaciones de la Concesión; el acceso de terceros procede sobre capacidad disponible, a costo razonable de mercado.

Consulta N° 43

RÉGIMEN ECONÓMICO DEL CONTRATO

El Artículo 4° de la Ley Provincial N° 3640 establece una regalía del quince por ciento (15%) más el valor adicional o reductivo "X" ofertado, con un piso del diez por ciento (10%), y un bono de ingreso con piso de dólares estadounidenses veinte millones (USD 20.000.000). Se solicita se informe si la Comisión evaluó la consistencia entre dichos parámetros económicos y la magnitud de los compromisos de inversión establecidos en el Anexo VII, y en tal caso si el resultado de dicha evaluación se encuentra disponible para los interesados.

Respuesta:

Se aclara que los parámetros económicos relativos a las regalías y al Bono de Ingreso se encuentran establecidos en el Artículo 4° de la Ley Provincial N° 3640, mientras que los compromisos de inversión se encuentran definidos en el Pliego de Bases y Condiciones y sus respectivos anexos.

En consecuencia, corresponde a los interesados efectuar sus propias evaluaciones técnicas, económicas y financieras, considerando las condiciones establecidas en la normativa aplicable y la información puesta a disposición en el Data Room, a los fines de formular sus ofertas.

Consulta N° 44

Se solicita se informe si el Contrato de Concesión contempla algún mecanismo de recomposición del equilibrio económico-financiero ante variaciones sustanciales y sostenidas del precio internacional del crudo, de la carga tributaria aplicable o del régimen de retenciones a la exportación, durante los veinticinco (25) años de vigencia de la Concesión.

Respuesta:

El CONTRATO DE CONCESIÓN no contempla una cláusula general de recomposición automática del equilibrio económico-financiero por variaciones de precios internacionales, costos o condiciones ordinarias del mercado. Tales variables integran el riesgo económico propio de la explotación.

Sin perjuicio de ello, el Artículo 9.7 prevé específicamente que las modificaciones en la legislación nacional o provincial que alteren las condiciones de comercialización de los hidrocarburos y generen controversias en los intereses de las partes serán objeto de tratamiento entre la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y el CONCESIONARIO.

Por lo tanto, no existe un derecho automático a recomposición; las eventuales consecuencias de modificaciones normativas deberán analizarse en el marco del Artículo 9.7 y del ordenamiento jurídico aplicable.

Escaneado con CamScanner

Consulta Nº 45

CARRY PROVINCIAL

Conforme el Modelo de Contrato de Unión Transitoria que integra el Anexo XI, el adjudicatario financia la participación del veinte por ciento (20%) correspondiente a PAMPETROL S.A.P.E.M., recuperable mediante retención sobre su producción neta y con devengamiento de interés a tasa SOFR. Se solicita se informe el tratamiento aplicable al saldo de la Cuenta de Financiamiento que no resulte recuperado a la finalización del Contrato de Concesión: si se extingue a exclusivo cargo del adjudicatario, si resulta exigible a PAMPETROL S.A.P.E.M., o si se encuentra garantizado de algún modo.

Respuesta:

El FINANCIAMIENTO debe interpretarse como una opción, a favor de PAMPETROL, en el supuesto de que al momento en que el OPERADOR solicitará los pagos y adelantos ("cash call") en el marco de lo dispuesto en el procedimiento contable para el desarrollo de los planes de trabajo y presupuesto, éste último indicará que requerirá que su parte sea aportada por la Parte (I). El Anexo en cuestión lo que establece es la metodología de recupero, asegurando que la Parte que haya efectuado los aportes que corresponden al Porcentaje de Participación de PAMPETROL en el Contrato recuperen los mismos, mediantes procedimientos que deberán preservar equitativamente los intereses de todas las partes, teniendo en cuenta los factores que prevalezcan en cada momento (a modo de ejemplo en el anexo se citan: precios internacionales, locales, régimen de retención, etc). Tal como establece el mismo contrato, la "Retención de la producción neta" aplicará sólo mientras exista saldo deudor en la Cuenta de Financiamiento.

El procedimiento aplicable en el marco del esquema de financiamiento no será definido de manera unilateral, sino que el propio anexo establece "Las partes podrán aplicar alguno de los siguientes procedimientos, según sea requerido por PAMPETROL y acordado con el Operador" (...)

En la primera reunión de Comité Operativo el Operador podrá requerir a Pampetrol se expida en torno a las solicitudes de fondos "cash call" y la opción de financiamiento para el cumplimiento del Programa de Trabajo.

Respecto al punto en torno a saldo en cuenta con la finalización del Contrato de Concesión deberán arbitrarse las medidas necesarias para que en dicho momento no exista el citado saldo, ello atento que la finalización del Contrato deriva indefectiblemente en la disolución y posterior liquidación de la UT, atento su "objeto" es la explotación del área licitada. Ello deriva a que, en el supuesto de existir saldo en la cuenta de Financiamiento a PAMPETROL que no hubiera sido recuperado el mismo pasaría ser de imposible cobro, atento conforme surge del ANEXO F del CONTRATO DE UT: "Los aportes efectuados por las Partes que corresponden al Porcentaje de Participación de PAMPETROL en el Contrato será recuperado por aquellos en la medida de su aporte, si existe Producción Neta en el Área y en la medida de la misma"; motivo por el cual la garantía de cobro está sujeta a la producción del área.

Consulta Nº 46

Se solicita se informe si el interés previsto para la Cuenta de Financiamiento (SOFR) constituye la única retribución reconocida al adjudicatario por dicho financiamiento, sin ajuste alguno en concepto de riesgo de crédito ni por el plazo efectivo de recupero.

Respuesta:

Escaneado con CamScanner

Lo único previsto es lo incluido en los documentos de contrato de UT.

Consulta Nº 47

PASIVOS AMBIENTALES

El Artículo 5.32 del Contrato de Concesión establece que el compromiso ambiental allí asumido "no libera al CONCESIONARIO de su responsabilidad legal por otros pasivos no declarados por ella ni detectados por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y la AUTORIDAD DE APLICACIÓN AMBIENTAL hasta el presente". Se solicita se precise si dicha previsión alcanza a pasivos ambientales generados con anterioridad a la Fecha de Comienzo de Vigencia del Contrato de Concesión y, en su caso, cuál es el criterio de deslinde de responsabilidad entre el concesionario entrante y el concesionario saliente.

Respuesta:

Se aclara que las disposiciones del Artículo 5.32 del Contrato de Concesión deberán interpretarse de conformidad con la normativa ambiental vigente y las obligaciones que correspondan a cada concesionario.

En tal sentido, la responsabilidad por los pasivos ambientales generados con anterioridad a la Fecha de Comienzo de Vigencia del Contrato de Concesión deberá determinarse considerando su origen, la identificación de los mismos en el Informe Final Ambiental (IFA), las obligaciones asumidas por el concesionario saliente y las disposiciones legales y contractuales aplicables.

Sin perjuicio de ello, el CONCESIONARIO entrante deberá cumplir con las obligaciones de prevención, control, saneamiento y remediación que le resulten exigibles conforme al Artículo 5.32 del Contrato de Concesión y la normativa ambiental vigente, incluyendo las relativas a pasivos que fueran detectados con posterioridad, en los términos y condiciones establecidos por las autoridades competentes.

La determinación de las responsabilidades correspondientes será efectuada por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y la AUTORIDAD DE APLICACIÓN AMBIENTAL, según sus respectivas competencias, sin que ello implique la liberación automática de las obligaciones que correspondan al concesionario saliente.

Consulta Nº 48

GARANTÍAS

48.1.Garantía de mantenimiento de oferta.

(a) Se solicita informar el número de CUIT de la provincia de La Pampa como beneficiaria, que figura como "XXXXXXX" en el Artículo 15.1.1.

(b) Dado que el monto de la garantía equivale al cinco por ciento (5%) del Bono ofertado, que se informa en el Sobre "B", y que la garantía integra el Sobre "A" (Artículos 13.1.1 y 16.10), se consulta si resulta admisible constituirla por un monto igual o superior a dicho porcentaje, sin anticipar el valor del Bono antes de la apertura del Sobre "B".

Respuesta:

(a) El CUIT de la Provincia de La Pampa a consignar es 30-99907583-1.

(b) A fin de preservar la separación entre los Sobres "A" y "B", se considerará admisible que la garantía de mantenimiento de oferta sea constituida por un monto igual o superior al mínimo exigible, siempre que, una vez abierto el Sobre "B", se verifique que cubre al menos el cinco por ciento (5%) del Bono efectivamente ofertado. La suficiencia de la garantía será controlada por la Comisión sin utilizar su monto como elemento de valoración anticipada del Sobre "B".

Escaneado con CamScanner

48.2 Garantía Financiera de Cumplimiento.

(a) El Artículo 15.1.2 exige presentarla "al momento de su OFERTA", pero los Artículos 16 y 17 no la incluyen en el contenido de los sobres; se consulta en qué sobre debe acompañarse.

(b) Para la modalidad de Seguro de Caución, el Artículo 15.1.2 fija el monto en el total de las inversiones en firme comprometidas para el año calendario en curso, mientras que para el depósito o la fianza bancaria lo fija en el diez por ciento (10%) del total de las inversiones en firme; se consulta si dichas inversiones se valúan a los costos unitarios del Anexo VI y si, para el primer año, se computa la fracción comprendida entre el 19 de febrero de 2027 y el 31 de diciembre de 2027 o año calendario.

(a) Existe una falta de coordinación entre el Artículo 15.1.2, los contenidos de los Sobres y el Artículo 24. La interpretación armónica es que, cuando se opte por Seguro de Caución, con la OFERTA debe acompañarse la proforma y el compromiso de la entidad emisora, mientras que la garantía definitiva debe integrarse antes de la firma del CONTRATO DE CONCESIÓN. La documentación de garantía correspondiente a la etapa de admisibilidad deberá incorporarse al Sobre "A". (b) Para el Seguro de Caución, el monto anual debe corresponder a las inversiones en firme comprometidas para el respectivo año calendario. En el primer período se computará únicamente la fracción comprendida entre la fecha de ingreso al Área y el 31 de diciembre de 2027, conforme al cronograma aplicable. Para homogeneizar la valorización de las obligaciones físicas, se debe emplear los costos unitarios de referencia del Anexo VI. Para depósito o fianza bancaria rige el diez por ciento (10%) del monto total de las INVERSIONES EN FIRME, conforme al texto específico del Artículo 15.1.2.

48.3 Garantía ambiental – ubicación, beneficiario y formalidades.

Con relación a la garantía ambiental prevista en el Artículo 15.1.3 del PBC y al criterio de evaluación "Propuesta de garantía ambiental de cumplimiento (PGA)" del Anexo VI, se solicita aclarar:

(a) Documentación a presentar con la oferta. Confirmar si, para cumplir el requisito de admisibilidad, basta con la proforma de Póliza de Seguro de Caución por daño ambiental acompañada de la carta de intención o compromiso formal de la aseguradora o entidad financiera (Artículo 15.1), y si dicha carta debe respaldar únicamente la garantía ambiental o también la garantía financiera de cumplimiento (Artículo 15.1.2).

(b) Monto Mínimo Asegurable. El Artículo 15.1.3 establece que la suma asegurada no podrá ser inferior al Monto Mínimo Asegurable (MMA) "determinado por la normativa ambiental vigente" y que el monto debe determinarse "en función de las características del área y la magnitud de las actividades a desarrollar". Se solicita informar la normativa y el método de cálculo aplicables, el valor del MMA estimado para el Área El Medanito, y si el oferente debe calcularlo por su cuenta.

(c) Monto a consignar en la evaluación. El Anexo VI (punto 2.3.5) define PGA como "monto mínimo de entidad suficiente ofrecido de la caución integral de incidencia colectiva". Se solicita aclarar si el monto a consignar en la planilla de evaluación es (i) la suma asegurada de la proforma presentada o (ii) el MMA calculado; si el oferente puede ofrecer un monto superior al MMA; y si existe un monto máximo computable a efectos del puntaje.

(d) Se solicita confirmar el asegurado o beneficiario, dado que el Artículo 15.1.3 menciona a la Autoridad de Aplicación y el Artículo 15.1.2 a la provincia de La Pampa.

(a) Con la OFERTA deberá acompañarse la proforma de la póliza ambiental y la carta de intención o compromiso formal. La carta podrá instrumentarse en un único documento que respalde las garantías ofrecidas o en instrumentos separados, siempre que identifique inequívocamente cada cobertura y su monto. (b) El MMA se determina por la normativa

Escaneado con CamScanner

ambiental vigente y no por un importe fijo incorporado al PBC; su determinación deberá ser verificada con la Autoridad de Aplicación Ambiental. (c) El valor PGA a consignar para la evaluación será la suma asegurada efectivamente ofrecida en la proforma, que deberá ser igual o superior al MMA; podrá ofrecerse un monto superior y el PBC no establece un tope máximo nominal. (d) El asegurado/beneficiario de la garantía ambiental es la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, identificada en el Artículo 15.1.3 como provincia de La Pampa – Secretaría de Energía y Minería – Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería.

CUESTIÓN FORMAL

Consulta N° 49

Se advierte una discordancia entre la numeración de los artículos consignada en el índice del Pliego (Artículos 28 a 32 de los Títulos IV y V) y la del cuerpo del documento (Artículos 27 a 31), existiendo además un apartado numerado 28.1 dentro del Artículo 27. Se solicita se unifique la numeración mediante circular aclaratoria, a fin de evitar discrepancias en la cita de sus disposiciones durante el procedimiento licitatorio y la posterior ejecución contractual.

Respuesta:

Se reconoce la existencia de un error material de edición en la numeración del índice y del cuerpo del PBC, incluyendo el apartado identificado como "28.1" dentro del Artículo 27. Las restantes referencias "XXX", numerales desfasados o remisiones a apartados inexistentes deberán considerarse errores materiales de edición, sin modificación sustantiva de las condiciones licitatorias.
La subsanación tendrá carácter exclusivamente formal y no alterará el contenido sustantivo de las obligaciones previstas en el Pliego.

SOBRE "A" Y FORMALIDADES DE PRESENTACIÓN

Consulta N° 50

Firma de las copias e Impuesto de Sellos. (a) Se consulta si las dos (2) copias en papel exigidas por el Artículo 11.5 deben llevar firma original en cada foja o si pueden consistir en reproducciones del original firmado. (b) Respecto del Artículo 16.17, se solicita ratificar si se encuentra actualmente vigente y si alcanza sólo al original o también a las copias.

Respuesta:

a) Conforme a lo aclarado en la Consulta N° 1 de la Circular Aclaratoria N° 4, la oferta deberá presentarse en original, dos (2) copias en soporte papel y un soporte digital. En cuanto a las firmas, deberá observarse lo establecido en el Artículo 11.5 del Pliego de Bases y Condiciones, debiendo encontrarse firmadas las fojas de los tres ejemplares en papel.

(b) Se remite a lo oportunamente aclarado mediante las Consultas N° 3 y N° 8 de la Circular Aclaratoria N° 4, en las que se estableció que no resulta exigible la presentación de la constancia de pago prevista en el Artículo 16.17 del Pliego de Bases y Condiciones.

Consulta N° 51

Título IV de la Ley N° 2675. El Artículo 16.27 remite al Artículo 16 de la Ley N° 2675 y el Artículo 14 del Pliego a sus Artículos 14, 15, 16 y 17. Se solicita precisar la documentación que debe acompañarse y el organismo que la emite.

Respuesta:

Escaneado con CamScanner

En relación con la documentación requerida por el Artículo 14 y el punto 16.27 del Pliego de Bases y Condiciones, corresponde efectuar la siguiente aclaración.

El Título IV de la Ley Provincial N° 2675 —Artículos 14 a 17— regula las obligaciones vinculadas con la responsabilidad ambiental aplicable a los titulares de permisos, concesiones y contratos hidrocarburíferos.

1. Artículo 14 de la Ley N° 2675

El Artículo 14 establece la obligación de las beneficiarias de permisos, concesiones o contratos de asumir la remediación de las afectaciones ambientales consideradas negativas existentes en las respectivas áreas, mediante planes y cronogramas que deberán ser aprobados por la Autoridad de Aplicación del Contrato y por la Autoridad Ambiental Provincial.

Esta disposición no establece la emisión de un certificado o constancia particular que deba ser tramitado por el oferente y acompañado a la Oferta. Se trata de una obligación sustantiva que deberá ser observada durante la ejecución de la concesión, conforme al régimen ambiental aplicable y a las previsiones del Pliego y del Contrato de Concesión.

2. Artículo 15 de la Ley N° 2675

El Artículo 15 regula la realización del Informe Ambiental de Base, los relevamientos ambientales periódicos y el Informe Final Ambiental, así como la obligación de afianzar suficientemente los planes de saneamiento y remediación que correspondan.

Tampoco establece este artículo un certificado previo autónomo que deba obtenerse para integrar el Sobre "A". Las obligaciones allí previstas corresponden al régimen de gestión y seguimiento ambiental de la Concesión y serán exigibles en los momentos y bajo las condiciones establecidos por la normativa y por el Contrato de Concesión.

3. Artículo 16 de la Ley N° 2675

Este artículo sí establece un requisito documental específico. El oferente deberá acreditar el Libre Deuda Ambiental, expedido por la Autoridad Ambiental Provincial, en los términos establecidos por el Artículo 16 de la Ley N° 2675.

En consecuencia, la documentación a la que específicamente remite el punto 16.27 del PBC es el Libre Deuda Ambiental correspondiente al/los oferente/s.

Actualmente, la Autoridad Ambiental Provincial es la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático de la provincia de La Pampa, organismo competente para tramitar y, en su caso, expedir dicha certificación. La Ley establece que el Libre Deuda Ambiental será otorgado una vez verificadas las condiciones allí previstas respecto de las tareas de remediación, multas y demás obligaciones ambientales exigibles. Ambiente La Pampa

En caso de una oferta presentada por una Unión Transitoria o agrupamiento de empresas, el requisito deberá acreditarse respecto de las empresas integrantes alcanzadas por el Artículo 16 de la Ley N° 2675, dado que la norma comprende a empresas estatales, privadas o mixtas que se presenten individualmente o asociadas entre sí.

4. Artículo 17 de la Ley N° 2675

El Artículo 17 ratifica la plena sujeción de los permisionarios, concesionarios y contratistas a la normativa nacional y provincial aplicable en materia hidrocarburífera y ambiental.

Dicha disposición no prevé la expedición de un certificado autónomo ni exige la presentación de una constancia específica adicional para integrar la Oferta. Su cumplimiento deriva de la aceptación del Pliego, de la legislación aplicable y de las obligaciones que asumirá quien resulte adjudicatario.

Por lo tanto, a los efectos concretos del Artículo 16.27 del PBC, deberá acompañarse en el Sobre "A" el Libre Deuda Ambiental previsto por el Artículo 16 de la Ley Provincial

Escaneado con CamScanner

N° 2675, expedido por la Autoridad Ambiental Provincial. Los Artículos 14, 15 y 17 no requieren, por sí mismos, certificados adicionales para la presentación de la Oferta.

La Ley Provincial N° 2675 puede ser consultada y descargada desde el sitio oficial de la Secretaría de Energía y Minería de la provincia de La Pampa. Asimismo, para la tramitación del Libre Deuda Ambiental deberá dirigirse a la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático de la Provincia.

Descargar Ley Provincial N° 2675 – Secretaría de Energía y Minería

Secretaría de Ambiente y Cambio Climático de La Pampa – organismo y contacto

La Secretaría de Ambiente y Cambio Climático informa como sede Av. Luro 700, Santa Rosa, teléfono (02954) 428006, y es actualmente la máxima autoridad ambiental provincial.

Consulta N° 52

SOBRE "B" Y PLAN DE DESARROLLO

Programa de Responsabilidad Social Empresaria. Se consulta si el ajuste "... a los lineamientos generales que establezca la AUTORIDAD DE APLICACIÓN o la Mesa de Trabajo de RSE creada y definida por Disposición Conjunta N° 10/23" según se indica en Articulo 28 último párrafo del PBC refiere a ajustes futuros a lineamientos futuros o a lineamientos vigentes y, en su caso, si están disponibles para los interesados los referidos lineamientos.

Respuesta:

La referencia comprende tanto los lineamientos vigentes al momento de la adjudicación como aquellos criterios generales de implementación que, durante la ejecución del Contrato, establezca la AUTORIDAD DE APLICACIÓN o la Mesa de Trabajo de RSE dentro de sus competencias.

Dichos lineamientos posteriores podrán ordenar, coordinar o adecuar la ejecución del Programa de RSE, pero no podrán alterar retroactivamente los criterios de evaluación de la oferta ni reducir o incrementar por esa sola vía el monto económico comprometido por el adjudicatario. Los lineamientos actualmente vigentes que resulten aplicables deberán ser puestos a disposición de todos los interesados en condiciones de igualdad.

Consultas CAPEX SA

Consulta N° 53

Data Room

Se solicita se suba al Data Room las siguientes superficies para poder cargar en Petrel formato XYZ (vinieron solo imágenes) Precuyo, Sierras Blancas, Loma Montosa, Centenario, Rayoso, Quintuco, Catriel, Choiyoi y Punta Rosada.

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Consulta N° 54

Se solicita se aclare si son todos pozos verticales? ¿No hay pozos desviados en el área? Enviar los survey de desviación

Respuesta:

Escaneado con CamScanner

El único pozo desviado es el EM-2557(d). Está cargado el survey en el DR, Carpeta 2_Datos Generales de Pozos/1.Coordenadas pozos.

Consulta N° 55

Se solicita se suba al Data Room el portfolio de las 70 reparaciones visualizadas (trabajo a realizar: punzados, estimulación, instalación, etc.), pozo tipo esperado?

Respuesta:

Remitirse a respuesta N° 36

Consulta N° 56

Se solicita se confirme que los datos de ensayos y punzados que están presentes en el Proyecto Sahara estén completos o si faltan zonas punzadas y ensayadas.

Respuesta:

La base presentada en el DR se encuentra mayormente completa. Pueden faltar algunos datos de punzados y ensayos de los cuales Pampetrol no cuenta.

Consulta N° 57

Se solicitan se suba en Data Room los Polígonos de falla a las principales formaciones Choiyoi , sierras blancas, quintuco y centenario en formato compatible a PETREL.

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Consulta N° 58

Solicitud de información: incluir en el Data Room historial de sumergencias de todos los pozos productores.

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Consulta N° 59

Se solicita se suba al Data Room informes de procesos y atributos para determinar zonas con mayor porosidad/fracturación de la roca.

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Consulta N° 60

Se solicita se suba al Data Room la información sobre ensayos de presión de las últimas 5 campañas de perforación."

Respuesta:

Los datos de presión con los que se cuenta están en el Data Room en la carpeta "2_Datos Generales de Pozos/7.Presiones."

Consulta N° 61

Escaneado con CamScanner

Se solicita se suba al Data Room los estudios o informes que posean relacionados a posibles desarrollo en el sector nor-este del bloque.

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Consulta N° 62

¿Qué reservas asocian al proyecto de secundaria en Jagüel de los Machos? Pozo tipo secundaria con objetivo Sierras Blancas?

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Consulta N° 63

Solicitud de información: historial de controles de caudales y presiones de inyección por pozo.

Respuesta:

La información con la que se cuenta es la que está en el proyecto Sahara.

Consulta N° 64

Se solicita se suba al Data Room todos los Contratos de tratamiento de petróleo crudo, agua y gas de terceros que se procese en el área (JdM, Gob Ayala V, Medanito SE)- Si no los hubiera, indicar si existe algún compromiso firme que se extienda al nuevo periodo de concesión.

Respuesta:

El compromiso de tratamiento surge de lo dispuesto en el Artículo 31 del PBC como garantía de libre acceso a las plantas de tratamiento a un costo razonable de mercado para ese tipo de servicio. No existen contratos que se extiendan al nuevo periodo de concesión, debiendo el nuevo concesionario acordar los términos de los mismos con los concesionarios de las otras áreas.

Consulta N° 65

Se solicita se suba al Data Room el Contrato de entrega a Refipampa. Si no los hubiera, indicar si existe algún compromiso firme que se extienda al nuevo periodo de concesión.

Respuesta:

No hay Contrato de entrega, las mismas son mensuales y no se extienden al nuevo concesionario

Consulta N° 66

Se solicita se suba al Data Room todos los estudios o informes relativos a Corrosión, fluidos de pozo (parafina, arena, etc)

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Escaneado con CamScanner

Consulta N° 67

Se solicita se suba al Data Room el índice de pulling del Yacimiento de los últimos cinco años.

Respuesta:

A modo orientativo, el Índice de Puling (IP) del último periodo es 0.6 aproximadamente.

Consulta N° 68

Se solicita se aclare si todo el equipamiento de superficie pertenece al área o para el caso que sean alquilados, se solicita la información sobre plazos, costos de los mismos (ej. Aparatos individuales de bombeo, motores de combustión)

Respuesta:

Todo el equipamiento de superficie es propio, exceptuando equipos que por necesidad operativa deban ser alquilados de forma transitoria (Motogeneradores, Iluminación etc). Existen motocompresores alquilados (ASPRO, HOERBIGER) funcionando como boosters en zonas alejadas a la PTG.

Consulta N° 69

Se solicita se suba al Data Room los acuerdos de venta de gas a Refipampa, PCR y las minas. Si no los hubiera, indicar si existe algún compromiso firme que se extienda al nuevo periodo de concesión.

Respuesta:

Son Contratos del operador transitorio que no se extienden al nuevo concesionario.

Consulta N° 70

¿A quién corresponden y cómo son las responsabilidades ambientales vinculadas a la operación de la Refinería de la Colonia que se superpone en su superficie con parte del Área Medanito, y particularmente respecto a las piletas de esta refinería que se encuentran dentro del Área Medanito?

Respuesta:

La única responsable es la operadora de la refinería.

Consulta N° 71

Abandonos: tasa de pozos inactivos. Los pozos que ya están inactivos los sigue pagando PCR-Pampetrol? ¿Se considera que se hace reset del time con la nueva Concesión? Confirmar el total de pozos inactivos con fecha de inicio en el 2025 y 2026.

Respuesta:

Se aclara que el cambio de concesionario del Área "El Medanito" no implica el reinicio ni el "reset" de los plazos de inactividad previstos por la Ley Provincial N° 3018 y su Decreto Reglamentario N° 2229/19. Los plazos regulatorios correspondientes a cada pozo continúan computándose de acuerdo con su estado y antecedentes, con independencia de la modificación del sujeto operador o concesionario.

Escaneado con CamScanner

A los efectos de determinar la responsabilidad por el pago de la tasa correspondiente a pozos inactivos, deben distinguirse las siguientes situaciones:

1. Pozos comprendidos en el Informe Final Ambiental (IFA) y en el cronograma de abandono del concesionario saliente.

Respecto de estos pozos, las obligaciones regulatorias y económicas vinculadas a su condición de inactividad permanecen a cargo de la UTE concesionaria saliente, en tanto continúen comprendidos en las obligaciones de abandono, saneamiento o regularización que le resulten exigibles.

En tal sentido, la AUTORIDAD DE APLICACIÓN ha requerido a la UTE saliente la continuidad del cumplimiento de las obligaciones correspondientes, incluyendo el pago de las tasas que resulten exigibles mientras los pozos mantengan la condición regulatoria que da origen a las mismas.

2. Pozos que alcancen los plazos legales durante la TRANSICIÓN OPERATIVA. Conforme al régimen previsto en el Artículo 30.2 del PBC, aquellos pozos que, a la fecha de finalización de la TRANSICIÓN OPERATIVA, hubieren cumplido los plazos máximos previstos por la Ley N° 3018 y su Decreto Reglamentario N° 2229/19 y que no se encuentren comprendidos dentro de las obligaciones de abandono del IFA a cargo del concesionario saliente, serán alcanzados por las obligaciones que correspondan al nuevo CONCESIONARIO adjudicatario.

El universo preliminar de estos pozos ha sido tratado en las respuestas precedentes y deberá consolidarse al cierre efectivo de la transición, en función del estado real de cada pozo y del cómputo definitivo de los plazos regulatorios aplicables.

Su transferencia al nuevo concesionario no implica necesariamente que todos deban ser objeto de abandono definitivo. Cada uno deberá ser sometido a la evaluación técnica y económica correspondiente para determinar su eventual reactivación, abandono temporario o abandono definitivo, considerando potencial productivo, reservas asociadas, integridad mecánica y demás antecedentes relevantes.

3. Pozos que alcancen los plazos legales durante la nueva Concesión. A partir de la Fecha de Comienzo de Vigencia de la nueva Concesión, prevista para el 19 de febrero de 2027, todos aquellos pozos que durante la explotación futura alcancen los períodos de inactividad establecidos por la Ley N° 3018 y su Decreto Reglamentario N° 2229/19 quedarán sujetos al régimen ordinario previsto por dichas normas, siendo responsabilidad del nuevo CONCESIONARIO el cumplimiento de las obligaciones técnicas, regulatorias y económicas que correspondan.

Por lo tanto, no existe reinicio de los plazos por efecto del cambio de Concesión. La responsabilidad se determina según la situación de cada pozo y el régimen bajo el cual quede comprendido: los pozos incluidos en las obligaciones del IFA permanecen a cargo del concesionario saliente; los que alcancen los plazos legales durante la transición y resulten transferidos quedarán a cargo del adjudicatario; y los que alcancen tales plazos durante la nueva concesión serán responsabilidad del nuevo CONCESIONARIO conforme al régimen general aplicable.

En cuanto a la cantidad e identificación de pozos inactivos cuyo inicio de inactividad corresponda a los años 2025 y 2026, de los registros actualizados de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN surge la siguiente información:

Consulta N° 72

Abandonos: Los 3 grupos para abandonar, se considera que 1 y 2 los abandonan PCR-Pampetrol y el grupo 3 el nuevo operador? Confirmar el total de pozos abandonados del grupo A.

Escaneado con CamScanner

Respuesta:

Se aclara que las distintas categorías de pozos comprendidas en el proceso de abandono asociado al Informe Final Ambiental corresponden, a obligaciones a cargo de la UTE PCR–PAMPETROL, en su carácter de concesionaria saliente.

La cantidad de cuarenta y seis (46) originalmente identificada para el denominado Grupo A respondió al relevamiento y clasificación efectuados en una etapa inicial del proceso del IFA. Posteriormente, dicho universo fue objeto de ampliaciones, revisiones y observaciones técnicas y administrativas que aún se encuentran en tratamiento dentro del expediente correspondiente.

Consulta N° 73

EPRC

Valor del canon por uso de agua. Confirmar el uso de 200m3/día. Adjuntar permiso de captación.

Respuesta:

La nueva concesionaria deberá suscribir con el EPRC el Convenio de Uso de Agua Pública, en los términos del Artículo N° 134 del Código de Aguas Provincial. En dicho Convenio se establecerá la forma de pago de acuerdo al canon que fije anualmente el EPCR y volumen de agua extraído por la concesionaria por cada periodo.

Consulta N° 74

Confirmar si la siguiente generación de residuos es correcta: cada 3 meses se generan 150 m3 de suelos empetrolados, 15 m3 de parafinas y 5 m3 de Y48/Y9.

Respuesta:

La generación de residuos, en la actualidad, es aproximadamente similar a lo mencionado.

Consulta N° 75

Informar números de expedientes e información asociada de todas las situaciones, hallazgos y pasivos ambientales del área, sin omitir Repositorio Área El Medanito, Pozo EM 902, anomalías de HC en freatimetros PFB BDT-01 y Batería 2.

Respuesta:

Se informa que toda la información solicitada relativa a situaciones, hallazgos y pasivos ambientales del área —incluyendo lo correspondiente al Repositorio Área El Medanito, el Pozo EM 902, y las anomalías de hidrocarburos (HC) en los freatímetros PFB BDT-01 y Batería 2— se encuentra debidamente contemplada y detallada en el Informe Final Ambiental (IFA).

Consulta N° 76

Compartir las notas y actos administrativos de la AA por la liberación del saneamiento de cutinera y repositorio.

Respuesta:

Lo solicitado se encuentra disponible en Expediente Administrativo N° 13040/25, correspondiente al IFA, el cual se encuentra disponible en la web de la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático (https://ambiente.lapampa.gob.ar/audiencias-publicas.html)

Escaneado con CamScanner

Consulta Nº 77

Presentar un resumen del expediente (o copia de este) de la situación ambiental del pozo EM902 con al menos, informe de abandono aprobado por la AA, esquemas de perforación de los freatimetros asociados y compromiso restante de la UTE respecto al monitoreo de la salinidad anómala detectada.

Respuesta:

El Expediente Administrativo N° 3377/2024 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería aborda la información requerida y se encuentra disponible para su consulta.

Conforme a lo establecido en la Disposición Conjunta N° 573/23, el monitoreo de la red freatimétrica y piezométrica quedará a cargo del futuro Operador del área y será realizado por laboratorios autorizados por la autoridad ambiental.

Consulta Nº 78

El Informe Técnico Fundado (Res 69/26) menciona que en fechas 13 y 17 de marzo, 20 de abril y 20 de mayo del 2026 la UTE dio respuesta a las observaciones notificadas, las cuales se encuentran incorporadas al expediente y continúan en proceso de evaluación, en virtud de ello compartir:

Proveído conjunto de fecha 12/02/26

Disposiciones conjuntas 19/26 y 23/26 y 27/26

Respuestas presentadas en las fechas 13 y 17 de marzo, 20 de abril y 20 de mayo del 2026 por la UTE.

Respuesta:

Lo solicitado se encuentra disponible en Expediente Administrativo N° 13040/25, correspondiente al IFA, el cual se encuentra actualizado y disponible en la web de la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático (https://ambiente.lapampa.gob.ar/audiencias-publicas.html)

Consulta Nº 79

¿Respecto al Repositorio de residuos El Medanito, como será en adelante el acuerdo con PCR respecto a que los residuos de los yacimientos colindantes sean tratados allí?, existe algún acuerdo firmado que tenga que transferirse al próximo operador?

Respuesta:

No existe un acuerdo. Cada área cuenta con su correspondiente Repositorio para acopio de las distintas corrientes de residuos.

Consulta Nº 80

Presentar evidencia y gestión posterior a la mencionada en el IFA respecto a los HTP encontrados en PFB BDT-01, y otros con anomalías salinas como el EM-902.

Respuesta:

Lo solicitado se encuentra disponible en Expediente Administrativo N° 13040/25, correspondiente al IFA, el cual se encuentra actualizado y disponible en la web de la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático (https://ambiente.lapampa.gob.ar/audiencias-publicas.html)

Escaneado con CamScanner

Consulta N° 81

Presentar mayor información y detalle respecto a las Áreas de Riesgo Ambiental en la planicie de inundación del Río Colorado (pozos involucrados, sistemas de control, compromisos y acuerdos con las autoridades).

Respuesta:

La información solicitada se encuentra disponible en el Expediente N° 16426/17 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería

Consulta N° 82

Presentar los resultados de laboratorio correspondientes a las 30 muestras tomadas en noviembre del 2025 del cutting de las dos piletas de cutting del área.

Respuesta:

Las muestras constan en el Expediente N° 11813/16, en tanto el acto administrativo que califica como un residuo no petrolero al cutting dispuesto en dos piletas del área, se encuentra en Expediente Administrativo N° 13040/25, correspondiente al IFA, al cual se puede acceder en la web de la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático (https://ambiente.lapampa.gob.ar/audiencias-publicas.html)

Consulta N° 83

Confirmar si los hallazgos identificados en el IFA (tablas de relevamiento de las instalaciones) formarán parte del Plan de Saneamiento comprometido por la UTE.

Respuesta:

En lo referente a hallazgos ambientales identificados en las tablas consisten en restos de chatarra y residuos que fueron retiradas en el momento del relevamiento, manchas de lubricantes próximas a boca de pozo y costras meteorizadas fuera de las locaciones que fueron saneadas y se encuentran en proceso de remediación, conforme a lo informado en el Expediente Administrativo del IFA.

Consulta N° 84

Presentar evidencia de la liberación de los 12 pasivos de costras meteorizadas con HC identificados como remediados durante el relevamiento del IFA.

Respuesta:

Los pasivos identificados como costras meteorizadas, fueron extraídas, llevadas al repositorio del área, fueron muestreadas y se encuentran en proceso de biorremediación junto con otros acopios de suelos oleo-contaminados.

Consulta N° 85

Evidencia de la gestión de las ex piletas de pozo previos a la "locación seca".

Respuesta:

No existe información documentada de la gestión.

Consulta N° 86

Escaneado con CamScanner

Detallar multas en proceso, juicios o reclamos de superficiarios.

Respuesta:

En el área, no existen juicios o reclamos de superficiarios ni multas ambientales en proceso.

Consulta N° 87

En las planillas de relevamiento del IFA figura un "sitio, disposición transitoria y tratamiento de suelo empetrolado. Es el Recinto de residuos declarado como El Medanito, o es otro sitio?

Respuesta:

El sitio de disposición transitoria de residuos peligrosos y tratamiento de suelo empetrolado corresponde al recinto de residuos de El Medanito.

Consulta N° 88

Proponemos eliminar la Unidad de Medida, de esta forma el Financiamiento será llevado en dólares, donde los Aportes a la cuenta de Financiamiento serán los provenientes de los "requerimientos de efectivo" (Cash Calls) emitidos mensualmente en dólares (los "requerimientos de efectivo" (Cash Calls) se solicitarán en dólares y serán pagaderos al tipo de cambio del día anterior a la fecha de pago).

Respecto de las Devoluciones a la cuenta de Financiamiento, las mismas resultarán de las ventas cobradas por 70% / 90% de la producción correspondiente a PAMPETROL neto de las regalías, impuestos a los débitos y créditos bancarios, y demás impuestos y gastos aplicables a tales ventas. La medición de dichas Devoluciones se considerará al tipo de cambio del día anterior de la fecha de cobro de la factura de venta.

En el caso que PAMPETROL elija la opción b) del Anexo F. FINANCIAMIENTO, deberá facturar a la ADJUDICATARIA el 70% de la producción correspondiente a PAMPETROL al mismo precio que la ADJUDICATARIA obtenga en el mercado, la cual será compensada con el FINANCIAMIENTO luego de netear las regalías, impuestos a los débitos y créditos bancarios, y demás impuestos y gastos aplicables a tales ventas.

Respuesta:

Se rechaza. Se mantiene de manera estricta y sin modificaciones la estructura del régimen de Financiamiento, la utilización de la Unidad de Medida (UM) y los procedimientos de devolución previstos en el Artículo 1°, Artículo 7° y el Anexo F del Modelo de Contrato de Unión Transitoria (UT).

El mecanismo de la Unidad de Medida (UM) fue diseñado e incorporado expresamente en el Pliego de Bases y Condiciones (aprobado en el marco de la Ley Provincial N° 3640 y la Ley N° 2675) para determinar la valuación, el registro y la cancelación de la deuda por Financiamiento otorgado por la Parte Aportante a PAMPETROL S.A.P.E.M. Sustituir la UM por una registración directa en Dólares Estadounidenses respaldada en la conversión del tipo de cambio oficial/comercial del día de cobro o pago altera la matriz de riesgo económico y la ecuación financiera del modelo de asociación estatal establecido por la provincia de La Pampa para la Concesión del Área "El Medanito".

La Unidad de Medida (UM) no es un mero índice inflacionario ni un equivalente a un Cash Call nominado en divisas extranjeras. La UM es un parámetro de neutralidad que vincula directamente los movimientos financieros del Financiamiento con el valor real del producto explotado en la Provincia (dividido por el Precio del Crudo utilizado para el cálculo de las Regalías de La Pampa, ponderado por el Coeficiente 1,00996 por el

Escaneado con CamScanner

Impuesto a los Débitos y Créditos). La UM garantiza que la devolución del capital y la liquidación de la deuda de PAMPETROL dependa del valor real del barril de hidrocarburo producido en la jurisdicción y de la regalía percibida por la Provincia, manteniendo el principio de contingencia fijado en el Anexo F (el recupero está sujeto exclusivamente a la existencia de Producción Neta).

La eliminación de la UM desplazaría hacia PAMPETROL y la Provincia distorsiones por brecha cambiaria, volatilidad de tipos de cambio de referencia y variaciones en la carga de impuestos sobre créditos y débitos bancarios.

La propuesta de que PAMPETROL deba "facturar el 70% de la producción correspondiente al oferente/operador a su mismo precio de mercado para compensar con el Financiamiento" vulnera el marco normativo tributario y fiscal aplicable a la UT.

Incompatibilidad Fiscal: La Unión Transitoria (UT) no constituye una persona jurídica independiente, pero opera bajo un régimen de atribución y asignación de producto ("Nota de Asignación de Producto") regido por normas de AFIP (Sección 6 del Anexo B del Contrato de UT). PAMPETROL no actúa como un proveedor comercial directo que compra ni revende producción al operador bajo esquemas de facturación cruzada compensable.

El procedimiento formal previsto en el inciso (a) y (b) del Anexo F ya contempla la modalidad operativa para cuando PAMPETROL comercializa conjuntamente o dispone en especie de su producción neta, garantizando que los netos cobrados se apliquen al recupero de la Cuenta de Financiamiento sin alterar los registros impositivos ni obligar a PAMPETROL a asumir costos de comercialización no convenidos.

Consulta N° 89

Artículo 17.25 del PBC: Cuando el Oferente es una Sociedad Anónima, el Certificado de Libre Deuda Alimentario (Ley N° 2201) se debe tramitar por la Sociedad oferente o por cada uno de los miembros del directorio? Del Artículo Parecería que es por la Sociedad pero en el Anexo VIII se pide por cada integrante del Directorio. Por favor, aclarar e indicar para el caso que sea sobre los directores si es por titulares y suplentes, o si no es necesario su presentación respecto de los suplentes.

Respuesta:

La Consulta ya fue respondida en la Circular Aclaratoria N° 4, Consulta N° 7, relativa al Certificado de Libre Deuda Alimentaria.

Consulta N° 90

Artículo 16.17 del PBC: En relación con el Artículo 16.17 del PBC, sobre presentación de la constancia del pago de Impuesto de Sellos "por foja" de la documentación presentada, se informa que hemos consultado el tema con Rentas y nos indican que dicho acto no se encuentra alcanzado en la normativa fiscal provincial vigente tanto respecto al Impuesto de Sellos como tampoco por Tasa Retributiva de Servicios.

Respuesta:

La Consulta ya fue respondida en la Circular Aclaratoria N° 4, Consulta N° 8, referida al Artículo 16.17 del Pliego de Bases y Condiciones.

Consulta N° 91

Escaneado con CamScanner

Se solicita se suba al Data Room la información relativa a las pérdidas de producción mensuales de los últimos cinco años (apertura por rubros invierno, espera de equipo, etc).

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Consulta Nº 92

CONTRATISTAS.

Presentación de los contratos por empresa contratista y detalle de los compromisos respecto de la dotación asignada específicamente a Medanito por parte de cada contratista: a) respecto del personal de las contratistas: N° de personal convencionado y no convencionado asignado al yacimiento Medanito, sindicatos en los que se encuadra el personal, antigüedad y remuneración anual, personal en situación de licencias prolongadas por enfermedad u otros, delegados sindicales). b) Respecto de los contratos: modalidad de contratación, provisión por despidos, detalle de acuerdos particulares por fuera de los CCT si los hubiera. Modalidad de trabajo: diagramas, tipo de Contratos. Detalle de situación de accidentes de trabajo y estado de reclamo ante la ART-

Respuesta:

La información existente al respecto se encuentra en el Data Room.

Consulta Nº 93

CONTRATISTAS: Existencia de juicios laborales en marcha, detalle de los reclamos. situación previsional y aportes sindicales (aportes y contribuciones tanto al Estado como a las entidades sindicales)

Respuesta:

Se cuenta solamente con la información que se encuentra en el Data Room.

Consulta Nº 94

PERSONAL PROPIO:

Existencia de juicios laborales en marcha, detalle de los reclamos. situación previsional y aportes sindicales (aportes y contribuciones tanto al Estado como a las entidades sindicales)

Respuesta:

No existen juicios laborales ni deudas por aportes previsionales ni sindicales.

Consulta Nº 95

Contrato de Explotación

Se solicita modificar el artículo 5.32 del Contrato de Explotación de manera que el Concesionario cuente con un plazo de 5 años para buscar vicios ambientales ocultos en el Área, los cuales, en caso de ser encontrados serán denunciados y la responsabilidad de saneamiento correrá por cuenta del Concesionario anterior.

Respuesta:

Se mantiene la redacción original del Contrato de Concesión. Los pasivos ambientales que no sean identificados y denunciados explícitamente en el Informe Ambiental de Base

Escaneado con CamScanner

dentro de los ciento ochenta (180) días de la toma de posesión quedarán bajo la exclusiva responsabilidad operativa y ambiental del Concesionario.

Consulta Nº 96

Solicitarles se ponga a disposición la siguiente información en los términos del Artículo 8° del PBC, relacionadas con el Área El Medanito:

-legajos de pozo

-propuestas de perforación para los pozos de las últimas campañas (post 2020)

-información de soporte de las locaciones propuestas en cada área que figuran en la tabla de perforaciones de referencia

-información de soporte de las categorías P1, P2 y P3 del mapa de pozos

Respuesta:

Al momento de ser adjudicada el área de concesión, se trasladarán a nuevo concesionario, los legajos e información disponible. Los mismos se encuentran distribuidos en archivos ubicados en Buenos Aires, archivos ubicados en el almacén del área y documentos digitalizados.

Consulta Nº 97

El DATA ROOM menciona que contiene la siguiente información que no la encontramos reflejada:

Análisis de Agua de Red Freatimétrica 2024

Planillas de Inspección de Instalaciones, Pozos & Satélites

Estado de Repositorio 2025

Respuesta:

La información se encuentra en el Data Room en la carpeta "9_ Información Ambiental".

Consulta Nº 98

Sísmica 3D: ¿Se puede facilitar la totalidad de la información sísmica 3D disponible, incluyendo datos crudos SEG-D, datos procesados SEG-Y, procesamientos especiales, inversiones de traza y elásticas, estudios AVO/AVA y los proyectos de interpretación geológica y geofísica existentes?

Respuesta:

No se cuenta con esa información.

Consulta Nº 99

Software de interpretación: ¿El software utilizado actualmente para la interpretación geológica y geofísica es Kingdom? En caso afirmativo, ¿se entregarán al nuevo concesionario los proyectos existentes en formato nativo y editable?

Respuesta:

Se le dispondrá al adjudicatario los proyectos con los que se cuenta.

Consulta Nº 100

Escaneado con CamScanner

Tanques – A1, A2, A3 y A4: ¿Cuál es la situación actual de los tanques respecto de los formularios A1, A2, A3 y A4? ¿Existen presentaciones, inspecciones o adecuaciones pendientes?

Respuesta:

La Circular Aclaratoria N° 2, Consulta N° 8, ya indicó que la información de integridad e inspecciones disponible es la cargada en el Data Room y que las instalaciones pueden verificarse mediante visita al Área. La situación particular de los formularios A1, A2, A3 y A4 deberá cotejar con los registros vigentes de la Autoridad de Aplicación y la documentación disponible.

Consulta N° 101

Integridad de tanques: ¿Cuál es el estado actual de integridad de los tanques del yacimiento? ¿Existen reparaciones, adecuaciones o inversiones identificadas que deban ser realizadas por el futuro concesionario?

Respuesta:

Corresponde remitirse a la Circular Aclaratoria N° 2, Consulta N° 8. Allí se aclaró que la información de integridad e inspecciones disponible es la incorporada al Data Room, que las instalaciones pueden ser verificadas mediante visita al Área y que las discrepancias de inventario detectadas fueron subsanadas. Las obligaciones de mantenimiento y adecuación que correspondan durante la nueva concesión serán responsabilidad del CONCESIONARIO conforme al PBC y al Contrato de Concesión.

Consulta N° 102

Canteras y repositorios: ¿Qué canteras y/o repositorios se encuentran actualmente habilitados para las operaciones del área? ¿Podrán continuar siendo utilizados por el nuevo concesionario?

Respuesta:

Se informa que, conforme al relevamiento actualizado disponible, existen canteras habilitadas de áridos en el Área El Medanito y zonas aledañas, correspondientes a arena y ripio calcáreo. En particular, se encuentran habilitadas la Cantera 3, destinada a extracción de arena y de titularidad de BWF S.A.S.; las canteras La Colina, de titularidad de Juan Berdugo; Canteras 1 y 4, Cantera 5 y Cantera 6, de titularidad de BWF S.A.S.; y las canteras Agustín y Vanesa, de titularidad de PAMPETROL S.A.P.E.M., todas ellas correspondientes a ripio calcáreo. La eventual utilización de dichas canteras por parte del futuro concesionario deberá ajustarse a las condiciones de habilitación vigentes y, cuando corresponda, a los acuerdos, permisos o condiciones comerciales que resulten aplicables respecto de sus respectivos titulares.

El repositorio de lodos y cutting ha sido saneado. La futura operadora deberá cumplimentar los requerimientos de la Ley N° 3195 y sus decretos reglamentarios, ampliando para un futuro programa de perforación el actual recinto habilitado por la autoridad ambiental.

Consulta N° 103

Compromiso con Refipampa: ¿Cuál es el compromiso vigente de entrega de petróleo con Refipampa? ¿Qué volumen se encuentra comprometido, bajo qué condiciones y hasta qué fecha?

Respuesta:

Escaneado con CamScanner

Las entregas a RefiPampa son mensuales y las condiciones de las mismas no se extienden al nuevo concesionario.

Consulta N° 104

Movilidad: ¿Los vehículos y demás unidades de movilidad actualmente utilizadas en el área se encuentran incluidos dentro de los bienes que serán transferidos o puestos a disposición del nuevo concesionario? En caso afirmativo, ¿se puede facilitar un inventario?

Respuesta:

Los vehículos no se encuentran incluidos dentro de los bienes y por ende no serán transferidos.

Consulta N° 105

Servidumbres: ¿Existen pagos de servidumbres, cánones u otras obligaciones con superficiarios actualmente vigentes? En caso afirmativo, ¿cuáles son sus montos, condiciones y plazos, y cuáles deberán ser asumidos por el nuevo concesionario?

Respuesta:

Se cargará en el Data Room en la carpeta 7_Compromisos & Legales, el listado de superficiarios con montos estimados. La suscripción de los acuerdos que contengan las condiciones y plazos con cada uno de ellos quedará a cargo del nuevo concesionario.

Consulta N° 106

Personal de contratistas: ¿El personal de las empresas contratistas que continúe prestando servicios en el área deberá ser incorporado por los nuevos contratistas manteniendo su antigüedad, categoría y demás condiciones laborales

vigentes?

Respuesta:

La eventual continuidad o incorporación del personal de las empresas contratistas, así como el reconocimiento de su antigüedad, categoría y demás condiciones laborales, se regirá por la legislación laboral vigente, los convenios colectivos de trabajo aplicables y las condiciones particulares de cada relación laboral, sin que el Pliego imponga una obligación específica de transferencia o incorporación de dicho personal.

Conforme a lo previsto en los Artículos 5.5 y 5.8 del Anexo X – Contrato de Concesión, la contratación de empresas subcontratistas se realizará bajo la responsabilidad del CONCESIONARIO, debiendo privilegiarse la contratación de empresas pampeanas y el empleo de personal con domicilio real en la Provincia de La Pampa.

Consulta N° 107

Trabajos de tierra pendientes: ¿Los trabajos de movimiento de suelo y/o remediación de terrenos pendientes en el yacimiento deberán ser ejecutados y asumidos por el Operador Transitorio antes de la entrega del área, o quedarán a cargo del nuevo concesionario?

Respuesta:

La asignación depende del origen y naturaleza de la obligación. Los pasivos ambientales históricos incluidos en el IFA permanecen a cargo de la UTE saliente conforme a su cronograma de remediación; los impactos y suelos afectados generados durante la TRANSICIÓN OPERATIVA corresponden al responsable de dicha operación y deberán quedar individualizados en el instrumento ambiental de cierre. El nuevo concesionario

Escaneado con CamScanner

asume las obligaciones ambientales derivadas de su propia operación y las transferencias expresamente previstas por el PBC, entre ellas el régimen específico de pozos comprendidos por el Artículo 30.2. Por lo tanto, no existe una transferencia automática al adjudicatario de todo trabajo de remediación pendiente por el solo hecho de tomar posesión. (Mismo criterio que la respuesta a PSM N° 10 de esta Circular; Circular Aclaratoria N° 2 – antecedentes del IFA).

Consulta N° 108

Contrato con SAI: ¿Cuál es el objeto y alcance del Contrato actualmente vigente con SAI? ¿Qué servicios comprende, cuáles son sus principales obligaciones y cuál es su fecha de vencimiento?

Respuesta:

No existe Contrato con SAI para la operación transitoria.

PROVINCIA DE LA PAMPA * SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA *

MATIAS TOSO
SECRETARIO DE ENERGIA Y MINERIA
GOBIERNO DE LA PAMPA

Escaneado con CamScanner