

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

- 17117** *Resolución de 28 de noviembre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se declaran aptos el dispositivo de medición de la plataforma «Casablanca» y el procedimiento de prorrateo para asignar la producción a cada concesión.*

I

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, establece el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados a partir del 1 de enero de 2016 y obliga a los titulares de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos a efectuar pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes, todo ello con la finalidad de conseguir que parte de la «riqueza derivada del aprovechamiento de los bienes de dominio público» revierta a la sociedad.

De acuerdo con lo previsto en el Capítulo II, del título II de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, serán contribuyentes del impuesto las personas jurídicas y entidades que realicen la actividad de extracción en el territorio español de gas, petróleo y condensados, en las concesiones de explotación a las que hace referencia el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. En este sentido, y sin perjuicio de la figura del operador en medio marino a que hace referencia el Real Decreto-ley 16/2017, de 16 de noviembre, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 24 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un periodo de 30 años.

Tanto la base imponible del Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados como el importe de los pagos a realizar a los propietarios de los terrenos suprayacentes de cada concesión de yacimientos de hidrocarburos, se determinan tomando como base el valor de la extracción de los hidrocarburos que, a su vez, se calcula como producto del volumen de los hidrocarburos extraídos del subsuelo, una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación de las sustancias ajenas a los mismos, multiplicado por el precio de referencia.

Por otra parte, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 de la ya referida Ley 8/2015, de 21 de mayo, la cantidad de gas, petróleo y condensados se ha de determinar atendiendo al volumen medido por los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos.

Haciendo uso de la habilitación normativa y de desarrollo reglamentario de la disposición final sexta de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, se dictó la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y con los perímetros de referencia para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes a concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, publicada en el «Boletín Oficial del Estado» núm. 31 de 6 de febrero de 2017, estableciendo de este modo las características técnicas, operativas y logísticas que deben cumplir los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos, así como los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas por tales dispositivos. Su Capítulo II está dedicado a estos dispositivos de medida y al procedimiento para su autorización y puesta en marcha.

En particular, en relación con la base imponible del Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, el artículo 4 de la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, en su apartado 4, establece que «los volúmenes consumidos por el operador en

el proceso extractivo con anterioridad a la medición no integrarán la base imponible del Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados».

Por otro lado, su artículo 5 señala que cuando una misma instalación se utilice para la explotación de varias concesiones de explotación y la producción de los sondeos se mezcle antes de la separación y medición, se podrá aplicar un procedimiento de prorrateo para asignar la producción a cada concesión, de acuerdo con un plan propuesto por el operador, validado por auditor técnico independiente y aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Asimismo, su artículo 11 establece que la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la aptitud del dispositivo de medición junto con la resolución administrativa de autorización de las instalaciones, sin perjuicio de la responsabilidad del operador en relación con el buen funcionamiento y la veracidad de las mediciones del dispositivo. Igualmente, la modificación sustancial de tales dispositivos requerirá autorización administrativa de la citada Dirección General.

Por otra parte, la disposición transitoria primera de esta orden, relativa a los dispositivos de medición existentes, establece que los operadores de concesiones de explotación de yacimientos en explotación deberán acreditar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de un mes desde su entrada en vigor, el cumplimiento de los requisitos establecidos en la misma.

II

Las instalaciones de producción, tratamiento y medición de la plataforma «Casablanca» son comunes para varias concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, en concreto, para las denominadas «Casablanca», «Montanazo-D», «Rodaballo», «Angula» y «Lubina». La plataforma se ubica en el mar Mediterráneo, aproximadamente a 45 km al sur de la ciudad de Tarragona, y es operada por Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. (RIPSA en adelante).

Dentro del área de la concesión de explotación denominada «Rodaballo», otorgada por el Real Decreto 1830/1996, de 19 de julio («Boletín Oficial del Estado» núm. 227 de 19 de septiembre de 1996), se localiza por un lado el campo «Rodaballo» y por otro el campo «Chipirón», sin embargo, los porcentajes de titularidad de la concesión difieren de los porcentajes de participación en cada uno de los campos, quedando de la siguiente manera:

Compañía	Porcentaje de titularidad concesión «Rodaballo»	Porcentaje de participación campo «Rodaballo»	Porcentaje de participación campo «Chipirón»
RIPSA.....	65,4195	69,4195	98,0000
CNWL.....	15,5805	15,5805	-
CEPSA.....	15,0000	15,0000	-
PETROLEUM.....	4,0000	-	2,0000

La concesión de explotación «Casablanca» se otorgó por el Real Decreto 3046/1978, de 3 de noviembre («Boletín Oficial del Estado» núm. 309 de 27 de diciembre de 1978) por un periodo de 30 años. Con fecha 17 de marzo de 2009, con la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» número 65 del Real Decreto 237/2009, de 23 de febrero, se otorgó la primera prórroga a la concesión de explotación por un periodo de 10 años, es decir hasta el 27 de diciembre de 2018. La titularidad dentro de la concesión «Casablanca» se divide como sigue:

Compañía	Porcentaje de titularidad concesión «Casablanca»
RIPSA.....	67,3529
CNWL.....	17,6471
CEPSA.....	7,5000
PETROLEUM.....	7,5000

La concesión de explotación «Casablanca» se explota conjuntamente con otras concesiones, existiendo actualmente en explotación dos campos independientes denominados «Casablanca Unitizado» y «Boquerón».

En lo relativo al campo «Casablanca Unitizado», mediante Resolución de 26 de junio de 1980, de la entonces Dirección General de Energía, se autorizó la explotación conjunta del campo unificado Casablanca entre las concesiones de explotación «Casablanca» y «Montanazo-D». De acuerdo con el suplemento número 4 al Acuerdo de Unificación del yacimiento formado por las concesiones «Casablanca» y «Montanazo-D», aprobado por Resolución de 3 de junio de 1987 de la entonces Dirección General de Energía, el 79,5% del campo se sitúa dentro de la concesión «Casablanca» y el resto, el 20,5 % dentro de la concesión «Montanazo-D». La distribución de la participación en este campo, según el acuerdo firmado entre los socios, es la siguiente:

Compañía	Porcentaje de participación campo «Casablanca Unitizado»
RIPSA.....	68,6700
CNWL.....	14,4721
CEPSA.....	7,3975
PETROLEUM.....	9,4603

En lo relativo al campo «Boquerón» localizado en las concesiones de explotación «Casablanca» y «Angula», mediante Resolución de 3 de febrero de 1997, de la entonces Dirección General de Energía, se autorizó la explotación conjunta del campo unificado Boquerón entre las concesiones de explotación «Casablanca» y «Angula». En el Convenio de Colaboración aprobado, suscrito con fecha 23 de octubre de 1996, se refleja que el volumen del yacimiento en la concesión «Casablanca» es del 60%, y del 40% en la concesión «Angula». La distribución de la participación en el campo Boquerón es la siguiente:

Compañía	Porcentaje de participación campo «Boquerón»
RIPSA.....	61,9517
CNWL.....	29,0482
CEPSA.....	4,50
PETROLEUM.....	4,50

El Real Decreto 2257/1985, de 5 de junio, otorgó la concesión «Angula» por un periodo de 30 años («Boletín Oficial del Estado núm. 289» de 3 de diciembre). Más recientemente, con fecha 30 de diciembre de 2015, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» número 312, el Real Decreto 1180/2015, de 29 de diciembre, por el que se otorga la primera prórroga a la concesión de explotación de hidrocarburos «Angula» por un periodo de diez años. Tras diversas cesiones, la titularidad actual de esta concesión es la siguiente:

Compañía	Porcentaje de titularidad concesión «Angula»
RIPSA	53,85
CNWL	46,15

Por otra parte, la concesión de explotación «Montanazo-D» se otorgó por Real Decreto 2911/1979, de 7 de diciembre («Boletín Oficial del Estado» núm. 206, de 4 de enero de 1980). Con fecha 2 de diciembre de 2009, mediante la aprobación del Real Decreto 1780/2009, de 13 de noviembre, se otorgó la primera prórroga de la concesión por un periodo de 10 años, es decir hasta el 4 de enero de 2020. Dentro de esta concesión se

ubica el 20,5% del campo «Casablanca Unitizado» y el campo «Montanazo D-5». En el caso de «Montanazo D-5», el porcentaje de reparto de la producción en función de la titularidad de la concesión queda de la siguiente manera:

Compañía	Porcentaje de titularidad concesión «Montanazo D»	Porcentaje de participación campo «Montanazo D-5»
RIPSA	72,4375	75,0647
CNWL	17,0625	17,6813
CEPSA	7,0000	7,2538
PETROLEUM	3,5000	—

La concesión de explotación «Lubina» fue otorgada por Real Decreto 1105/2012, de 13 de julio a RIPSA (100% de la titularidad) por un periodo de 30 años («Boletín Oficial del Estado» núm. 170, del 17). Dentro de esta concesión se ubica el campo Lubina, siendo RIPSA el único participante de la misma.

En la actualidad, estas concesiones cuentan con once pozos susceptibles de producción. Cuatro de ellos explotan el campo «Casablanca Unitizado» ubicado en las concesiones «Casablanca» y «Montanazo D», uno explota el campo «Boquerón» ubicado en las concesiones «Casablanca» y «Angula», uno explota el campo «Rodaballo» y tres el campo «Chipirón» ubicados dentro de la concesión «Rodaballo», uno explota el campo «Montanazo» en la concesión «Montanazo D» y, por último, un pozo explota el campo denominado «Lubina» ubicado en la concesión «Lubina». La producción de todos ellos se encuentra sujeta al Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados.

III

Con fecha 7 de marzo de 2017 tuvo entrada en el registro del entonces Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, instancia de RIPSA remitiendo el documento denominado «Medición de crudo en plataforma Casablanca» y diversos anexos, indicando que con esta información se «acredita el cumplimiento de los requisitos establecidos en dicha Orden para la instalación de dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos en la Plataforma Casablanca».

Con fecha 27 de diciembre de 2017 se requirió a RIPSA la subsanación de diversas deficiencias que habían sido identificadas en la documentación aportada el 7 de marzo. En respuesta a dicho requerimiento RIPSA, con fecha 21 de marzo de 2018, remitió la documentación adicional «Medición de crudo en plataforma Casablanca_V1», complementando la inicialmente aportada con el procedimiento de asignación del reparto de la producción, la asignación de un auditor técnico independiente, así como con diversos extremos requeridos en el artículo 11 de la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero.

En relación con el auditor técnico independiente, RIPSA describe en su documentación que «empresas externas, totalmente independientes auditan y certifican el sistema de medición, las mediciones y los resultados de los muestreos». En concreto, la «ECA, Entidad Colaboradora de la Administración, S.L.U. (Bureau Veritas)», lleva a cabo la «supervisión en calidad de auditor técnico independiente, del cumplimiento de los procedimientos relativos a la operación, mantenimiento, reparación o modificación, y verificación de los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos, así como del cumplimiento de los requisitos relativos al registro de las mediciones efectuadas por dichos dispositivos, de acuerdo a los preceptos requeridos en el artículo 7.3 de la Orden ETU/78/2017. Además, la auditoría incluye los procedimientos de asignación de producción a cada pozo, a partir de la cual se obtiene de forma directa la asignación a los campos y concesiones en los que cada pozo está situado.» En relación al procedimiento de prorrateo empleado para asignar la producción proveniente de cada concesión de explotación, el Auditor Técnico Independiente señala que «se halla debidamente documentado e

implementado y se considera adecuado dentro de las limitaciones que tiene el sistema, implementando sistemas de muestreo diario y semanal para limitar los errores que pudieran darse».

IV

En la presente resolución, de acuerdo con lo previsto en la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, se declara la aptitud del dispositivo de medición instalado en la plataforma «Casablanca» y que es común para la producción proveniente de las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos denominadas «Montanazo-D», «Rodaballo», «Angula», «Casablanca» y «Lubina», así como el procedimiento de prorrateo empleado para asignar la producción a cada concesión al concurrir el supuesto recogido en el artículo 5 de la citada orden.

Con fecha 23 de octubre de 2018, se otorgó trámite de audiencia a RIPSA, la cual con fecha 7 de noviembre de 2018 formuló una serie de alegaciones que han sido debidamente consideradas.

Para la evaluación de la aptitud del dispositivo de medición instalado en la plataforma «Casablanca» se ha tenido en cuenta toda la documentación remitida por RIPSA hasta la fecha.

Vistos la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; el Reglamento de la Ley sobre investigación y explotación de hidrocarburos de 27 de junio de 1974 aprobado por Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio; la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos; y la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y con los perímetros de referencia para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes a concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, resuelvo:

Primero. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta resolución declarar apto el dispositivo de medición situado en la plataforma «Casablanca», común para las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos denominadas «Montanazo-D», «Rodaballo», «Angula», «Casablanca» y «Lubina», así como el procedimiento de prorrateo empleado para asignar la producción a cada concesión, al verificarse las características técnicas, operativas y logísticas que deben cumplir dichos dispositivos de acuerdo con la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y con los perímetros de referencia para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes a concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos.

Estas características técnicas, operativas y logísticas se detallan en el documento «Medición de crudo en plataforma Casablanca», remitido por el operador de las concesiones, Repsol Investigaciones Petrolíferas, SA, el 7 de marzo de 2017, y en la documentación complementaria presentada el 21 de marzo de 2018 bajo la denominación «Medición de crudo en plataforma Casablanca_V1» y los anexos que le acompañan.

2. La anterior declaración se formula sin perjuicio de la responsabilidad del operador en relación con el buen funcionamiento y la veracidad de las mediciones del dispositivo.

Segundo. *Modificación sustancial.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 11.2 de la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, la modificación sustancial del dispositivo requerirá autorización administrativa previa de la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. Si a lo largo de la vida útil del sistema de medición es preciso modificar el plan de mantenimiento y calibración, el mecanismo de auditoría técnica independiente o el sistema

de organización, supervisión y verificación del dispositivo reflejados en la documentación presentada por Repsol Investigaciones Petrolíferas, SA, se deberá comunicar dicha eventualidad, y la causa que lo motiva, al Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Tarragona y a la Dirección General de Política Energética y Minas a la mayor brevedad.

Tercero. *Auditor técnico independiente.*

1. ECA, Entidad Colaboradora de la Administración, S.A.U., compañía Bureau Veritas, Auditor Técnico Independiente designado por RIPSA, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 7.3 en relación con el artículo 11.1 de la Orden ETU/78/2017, deberá validar el dispositivo, las mediciones y los resultados de los muestreos durante el ciclo de vida de la instalación de acuerdo con los requisitos establecidos en la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero.

De conformidad con lo previsto en el apartado segundo de esta resolución, en caso de sustitución del Auditor Técnico Independiente, tal eventualidad deberá ser comunicada al Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Tarragona y a la Dirección General de Política Energética y Minas aportándose, en su caso, nuevo plan de verificación.

2. Se considera al Auditor Técnico Independiente seleccionado habilitado para comunicar a la Administración competente cualquier posible incumplimiento de los requisitos establecidos en la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero.

3. Los resultados de la auditoría técnica independiente se entenderán sin perjuicio de la responsabilidad del operador en relación con el funcionamiento correcto y seguro de los equipos y de los sistemas sujetos a verificación.

Cuarto. *Información y seguimiento.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 12.3 de la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, el operador comunicará al Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Tarragona los resultados de las mediciones desglosadas al menos por meses, incluidos los procedimientos de cálculo, ajustes y corrección de errores, referidos a los seis primeros meses de cada año natural y al año natural completo, en un plazo máximo de un mes desde la finalización del periodo indicado. Dicha comunicación irá acompañada de informe del Auditor Técnico Independiente.

2. Sin perjuicio de las restantes obligaciones de información en materia estadística, el operador incluirá en la memoria anual de las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos «Montanazo-D», «Rodaballo», «Angula», «Casablanca» y «Lubina», la documentación a la que hace referencia el artículo 12.4 de la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero.

3. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la habilitación, prevista en el artículo 12.6 de la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, de la Dirección General de Política Energética y Minas y del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Tarragona para solicitar la información adicional que considere oportuna, así como una auditoría de ventas realizadas por el titular de las concesiones de explotación.

Quinto. *Revocación.*

El Ministerio para la Transición Ecológica podrá realizar todas las comprobaciones que estime convenientes a fin de verificar el cumplimiento de las condiciones establecidas en esta resolución y podrá dejar la misma sin efecto en el caso de que se verifique el incumplimiento de cualquiera de las condiciones establecidas, así como de cualquier otra normativa que sea de aplicación.

Sexto. *Otras autorizaciones.*

Esta autorización se otorga sin perjuicio e independientemente de aquellas otras autorizaciones, licencias o permisos que los trabajos, construcciones e instalaciones necesarios para el desarrollo del objeto de la misma que pudieran requerirse por razones fiscales, de ordenación del territorio y urbanismo, de protección de medio ambiente, exigencia de la correspondiente legislación sectorial o seguridad para personas y bienes, o en relación, en su caso, con sus trabajos auxiliares y complementarios.

Séptimo. *Eficacia.*

Esta resolución surtirá efecto desde el día siguiente al de su notificación al interesado. De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 112 y siguientes de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, y del artículo 62.i) de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, contra la presente resolución, que no pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso de alzada ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía en el plazo de un mes a partir del día siguiente al de su notificación al interesado.

Madrid, 28 de noviembre de 2018.–La Directora General de Política Energética y Minas, María Jesús Martín Martínez.