

**No. 50197\***

---

**Trinidad and Tobago  
and  
Venezuela (Bolivarian Republic of)**

**Unitisation Agreement for the exploitation and development of hydrocarbon reservoirs of the Loran-Manatee field that extends across the delimitation line between the Republic of Trinidad and Tobago and the Bolivarian Republic of Venezuela (with annexes). Caracas, 16 August 2010**

**Entry into force:** *16 August 2010 by signature, in accordance with article 7*

**Authentic texts:** *English and Spanish*

**Registration with the Secretariat of the United Nations:** *Trinidad and Tobago, 19 November 2012*

\*No UNTS volume number has yet been determined for this record. The Text(s) reproduced below, if attached, are the authentic texts of the agreement /action attachment as submitted for registration and publication to the Secretariat. For ease of reference they were sequentially paginated. Translations, if attached, are not final and are provided for information only.

---

**Trinité-et-Tobago  
et  
Venezuela (République bolivarienne du)**

**Accord d'unitisation pour l'exploitation et le développement des réservoirs d'hydrocarbures du champ Loran-Manatee qui s'étendent à travers la ligne de délimitation entre la République de Trinité-et-Tobago et la République bolivarienne du Venezuela (avec annexes). Caracas, 16 août 2010**

**Entrée en vigueur :** *16 août 2010 par signature, conformément à l'article 7*

**Textes authentiques :** *anglais et espagnol*

**Enregistrement auprès du Secrétariat des Nations Unies :** *Trinité-et-Tobago, 19 novembre 2012*

\* Numéro de volume RTNU n'a pas encore été établie pour ce dossier. Les textes reproduits ci-dessous, s'ils sont disponibles, sont les textes authentiques de l'accord/pièce jointe d'action tel que soumises pour l'enregistrement et publication au Secrétariat. Pour référence, ils ont été présentés sous forme de la pagination consécutive. Les traductions, s'ils sont inclus, ne sont pas en form finale et sont fournies uniquement à titre d'information.

[ ENGLISH TEXT – TEXTE ANGLAIS ]

**UNITISATION AGREEMENT FOR THE EXPLOITATION AND DEVELOPMENT  
OF HYDROCARBON RESERVOIRS OF THE LORAN-MANATEE FIELD THAT  
EXTENDS ACROSS THE DELIMITATION LINE BETWEEN THE REPUBLIC  
OF TRINIDAD AND TOBAGO AND THE BOLIVARIAN REPUBLIC OF  
VENEZUELA**

The Government of the Republic of Trinidad and Tobago and the Government of the Bolivarian Republic of Venezuela, hereinafter referred to individually as the “Party” and jointly as “the Parties”;

**CONSIDERING** that in accordance with Article VII (Unity of Deposits) of the *Treaty between the Republic of Trinidad and Tobago and the Republic of Venezuela on Delimitation of Marine and Submarine Areas*, signed on April 18, 1990, the Parties, after holding the appropriate technical consultations, have determined that there exist hydrocarbon reservoirs that extend across the Delimitation Line between both Republics, which are exploitable, wholly or in part, from either side of said line;

**CONSIDERING** that in the Framework Treaty on Unitisation of Hydrocarbon Reservoirs that Extend across the Delimitation Line between the Republic of Trinidad and Tobago and the Bolivarian Republic of Venezuela, signed on March 20, 2007, the Parties established the general legal framework under which the hydrocarbon reservoirs that extend across the Delimitation Line shall be exploited in the most effective and efficient manner;

**CONSIDERING ALSO** that exploration of the continental shelf appertaining to the Republic of Trinidad and Tobago and of the continental shelf appertaining to the Bolivarian Republic of Venezuela has proved the existence of multiple

TR/191112/I-50197

hydrocarbon reservoirs, which extend across the Delimitation line between the Republic of Trinidad and Tobago and the Bolivarian Republic of Venezuela;

**DESIRING**, before production commences, to make provision for the exploitation and development of the multiple hydrocarbon reservoirs located in the unit area known as the Loran-Manatee Field as a single unit in accordance with the Framework Treaty;

HEREBY AGREE AS FOLLOWS:

**ARTICLE 1**  
**SCOPE AND PURPOSE**

1.1 This Agreement establishes legal principles and procedures which shall govern the exploitation and development of the Hydrocarbon Reservoirs within the Unit Area of the Loran-Manatee Field as a single Unit.

1.2 Unless otherwise indicated, words and phrases used in this Agreement shall have the meanings given to them in the Framework Treaty.

**ARTICLE 2**  
**IDENTIFICATION OF RESERVOIRS**

2.1 Prior to the unitised exploitation and based on the technical evaluation, the Parties agree that:

- a) . . the Hydrocarbon Reservoirs that extend across the delimitation line have been identified and itemised;
- b) the limits of the Unit Area have been determined;

- c) the volumes of estimated hydrocarbons initially in place have been determined as indicated at Article 3; and
- d) the distribution between the two States of the volumes comprised in such reservoirs has been determined and provided for at Article 4.

2.2 For the purposes hereof, the reservoirs that shall be exploited in a unitised manner are located in the area identified as the Loran-Manatee Field Unit Area, with a surface of 209.42 square kilometres, which comprises and includes Block 2 of the Venezuelan Plataforma Deltana, with a surface of 169.07 square kilometres; and a part of Block 6D of Trinidad and Tobago, with a surface of 48.35 square kilometres, as described and shown in the map hereto attached as Annex 1.

2.3 The Loran-Manatee Field Unit Area includes and comprises the reservoirs QP120, QP130, QP140, QP160 and QP180, as technically identified by the Parties.

2.4 The reservoir QP195 shall be included herein once the Parties confirm its estimated total volume.

2.5 The reservoir QP 80 is excluded from this Unitisation Agreement since, based on available data, there is evidence that its tested gas accumulations are located solely in Venezuela.

### **ARTICLE 3 DETERMINATION OF VOLUMES OF HYDROCARBONS**

The Parties have agreed that the determination of volumes of original gas in place (OGIP) in the Loran-Manatee Field Unit Area is established according to the value of total volumes indicated in the Table 1 of the Technical Evaluation of the Loran-Manatee Field Unit Area for Unitisation hereto attached as Annex 2.

**ARTICLE 4**  
**DISTRIBUTION OF HYDROCARBON VOLUMES**

4.1 The distribution expressed in percentages of OGIP total volumes in the Loran-Manatee Field Unit Area is established as the following average percentages of the volumes indicated in Annex 2:

- a) for the Bolivarian Republic of Venezuela: 73.06; and
- b) for the Republic of Trinidad and Tobago: 26.94.

4.2 The limits of the Loran-Manatee Field as well as the total amount of the volumes of gaseous hydrocarbons initially in place and the apportionment of those volumes shall be reviewed if either Party so elects by submitting a request in writing to the other Party:

- a) after one year but not later than three years from the date of first production; and
- b) at such other intervals as requested by either Party—
  - (i) provided that such request is supported by pertinent data, which was not available, when the Parties last considered apportionment; and
  - (ii) provided further that such request is made at least two (2) years after the effective date of the most recent redetermination.

- c) The party making the request for a further redetermination after the initial redetermination shall bear the cost of such further redetermination where that redetermination results in a shift in allocation of volumes of less than 1%.

4.3 Any redetermination shall be effective on and from the first day of the month following the date on which the results of such redetermination become available to and agreed upon by the Parties.

4.4 Any redetermination made pursuant to this Article shall be applied retroactively in lieu of the initial determination.

## **ARTICLE 5**

### **UNITISED DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESERVOIRS**

5.1 The unitised exploitation and development of the Loran-Manatee Field Unit Area, identified in Article 2.2, shall be conducted in an efficient and effective manner, in conformity with internationally accepted standards and consistent with the best practices of the petroleum and gas industry; as well as pursuant to environmental and security laws, rules and standards, as provided by the principles set forth in the Framework Agreement and in the legislation of each Party.

5.2 The development of reservoirs comprised within the Loran-Manatee Field Unit Area shall be carried out by Exploration and Production Companies authorised to undertake exploration and production activities, in accordance with the Development Plan referred to in Article 5.4.

5.3 The Exploration and Production Companies shall, in accordance with the legislation of the Parties, enter into the agreements necessary for joint

exploitation and development of the reservoirs located in the Unit Area, including the Unit Operating Agreement.

5.4 The Exploration and Production Companies, subject to approval by the Parties, shall appoint the Unit Operator who shall submit a Development Plan for the hydrocarbon reservoirs comprised within the Unit Area, within 90 calendar days from the date of appointment.

5.5 The Development Plan referred to at Article 5.4 shall include, inter alia:

- a) a schedule to be agreed by the Parties for the monitoring of the field performance;
- b) provision for the estimation of the volume of hydrocarbons in place in the QP195 reservoir;
- c) acquisition of information to constrain depth conversion; and
- d) acquisition of additional information in respect of the reservoir QP 80.

5.6 The Unit Operating Agreement, the Development Plan and other agreements between the Exploration and Production Companies shall be submitted for the consideration of the Joint Ministerial Commission.

## **ARTICLE 6 CONTINUITY OF UNITISED EXPLOITATION**

6.1 In case of expiration, surrender, assignment, transfer, revocation or modification of any production approval issued to the Exploration and Production

Companies, the Parties shall guarantee the continuation of the unitised exploitation under the terms hereof.

6.2 The respective Party shall take the following measures:

- a) issuance of a new production approval replacing the one that has expired, been surrendered or revoked; and
- b) any action that may be necessary to continue the unitised exploitation of the Unit Area.

6.3 The Party taking any of the measures referred to in Article 6.2 shall ensure that the agreements between the Exploration and Production Companies shall be amended as necessary.

## **ARTICLE 7 ENTRY INTO FORCE, DURATION AND TERMINATION**

7.1 This Agreement shall enter into force on the date of its signature.

7.2 This Agreement shall remain in force while production-related activities are underway.

7.3 Either Party may terminate this Agreement through written notice to the other Party using the diplomatic channels. Termination shall take effect twelve (12) months after receipt of said notification.

7.4 Upon termination of this Agreement, the Parties undertake to fulfil any obligation which they may have assumed pursuant to this Agreement or to the Framework Treaty, unless otherwise agreed by the Parties.

**ARTICLE 8  
PREVALENCE OF THE FRAMEWORK TREATY**

8.1 Any provision of this Agreement that complements or concretises a general provision of the Framework Treaty shall be executed by the Parties according to its wording and general sense, notwithstanding the provisions of the Framework Treaty.

8.2 Where there is ambiguity regarding the interpretation of the provisions hereof and those of the Framework Treaty, reference shall be made to the provisions of the Framework Treaty to resolve the problem.

8.3 Any matters not specifically addressed herein shall be governed by the Framework Treaty.

**ARTICLE 9  
DISPUTE RESOLUTION**

Any doubt or controversy that may arise as a result of the interpretation or application of the provisions of this Agreement shall be resolved by the Steering Committee, by the Ministerial Commission created by the Framework Treaty or amicably by direct negotiations between the Parties.

**ARTICLE 10  
ANNEXURES**

The Annexes hereto are an integral part of this Agreement.

**ARTICLE 11  
AMENDMENTS**

This Agreement may be amended through written agreement between the Parties.

Done in Caracas on this 16<sup>th</sup> day of August 2010, in two original copies in the English and Spanish languages, both texts being equally authentic.

**By the Government of the Republic  
of Trinidad and Tobago**

**By the Government of the  
Bolivarian Republic of Venezuela**

**/Signed/Carolyn Seepersad-Bachan  
Minister of Energy and Energy  
Affairs**

**/Signed/Rafael Ramírez  
Minister of People's Power for  
Energy and Petroleum**



## ANNEX 2

Table 1: Lorán Manatee Field GIP and Equity Split between Trinidad &amp; Tobago and Venezuela using 5 different methods.

Case ID	Case Summaries	Field Total (bcf)	T&T GIP (bcf)	T&T %	Venezuela GIP (bcf)	Venezuela %
1	RMS Velocity (pseudo well correction) + TWG constant + Wharton method of net Pay mapping	10284	2696	26.2%	7587	73.8%
2	RMS Velocity (pseudo well correction) + TWG constant	10174	2719	26.7%	7455	73.3%
3	RMS Velocity (pseudo well correction) + TWG mapped	10302	2738	26.6%	7564	73.4%
4	RMS Velocity (pre-pseudo well) + TWG Constant	9750	2892	27.8%	7059	72.4%
5	RMS Velocity (pre-pseudo well) + TWG mapped	9838	2717	27.6%	7121	72.4%
	<b>Case Details</b>					
	<b>Sequence</b>					
Case 1	QP 180	1451	291	20.1%	1161	80.0%
	QP 160	4106	1251	30.5%	2854	69.5%
	QP 140	764	175	22.9%	589	77.1%
	QP 130	1302	330	25.3%	972	74.7%
	QP 120	2661	649	24.4%	2011	75.6%
	Total	10284	2696	26.2%	7587	73.8%
Case 2	QP 180	1412	292	20.7%	1120	79.3%
	QP 160	4027	1056	26.2%	2971	73.8%
	QP 140	712	201	28.2%	511	71.8%
	QP 130	1421	415	29.2%	1006	70.8%
	QP 120	2601	755	29.0%	1846	71.0%
	Total	10174	2719	26.7%	7455	73.3%
Case 3	QP 180	1433	341	23.8%	1092	76.2%
	QP 160	4062	1132	27.9%	2931	72.1%
	QP 140	550	128	23.2%	422	76.8%
	QP 130	1418	387	27.3%	1031	72.7%
	QP 120	2839	750	26.4%	2088	73.6%
	Total	10302	2738	26.6%	7564	73.4%
Case 4	QP 180	1403	314	22.4%	1090	77.6%
	QP 160	3989	1110	27.8%	2879	72.2%
	QP 140	840	233	27.7%	607	72.3%
	QP 130	998	275	27.6%	723	72.4%
	QP 120	2520	760	30.1%	1760	69.9%
	Total	9750	2692	27.6%	7059	72.4%
Case 5	QP 180	1432	364	25.4%	1068	74.6%
	QP 160	4021	1188	29.6%	2833	70.4%
	QP 140	646	152	23.5%	494	76.5%
	QP 130	995	256	25.8%	739	74.2%
	QP 120	2743	756	27.6%	1987	72.4%
	Total	9838	2717	27.6%	7121	72.4%

[ SPANISH TEXT – TEXTE ESPAGNOL ]

**ACUERDO DE UNIFICACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO DE  
LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS DEL CAMPO LORAN-MANATEE  
QUE SE EXTIENDE A TRAVÉS DE LA LÍNEA DE DELIMITACIÓN ENTRE LA  
REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA Y LA REPÚBLICA DE  
TRINIDAD Y TOBAGO**

El Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela y el Gobierno de la República de Trinidad y Tobago, en lo sucesivo denominadas individualmente “la Parte” y conjuntamente “las Partes”,

**CONSIDERANDO** que de acuerdo con el Artículo VII (Unidad de Yacimientos) del Tratado entre la República de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago sobre la Delimitación de Áreas Marinas y Submarinas, suscrito el 18 de abril de 1990, y luego de haber realizado consultas técnicas, las Partes han determinado que existen reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la Línea de Delimitación entre ambas Repúblicas que son explotables total o parcialmente desde cualquier lado de dicha línea.

**CONSIDERANDO** que en el Tratado Marco sobre la Unificación de Yacimientos de Hidrocarburos que se Extienden a través de la Línea de Delimitación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago, firmado el 20 de marzo de 2007, las Partes establecen el marco legal general por el cual las reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la Línea de Delimitación serán explotadas en la forma más efectiva y eficiente.

**CONSIDERANDO ADEMÁS** que la exploración de la plataforma continental perteneciente a la República de Trinidad y Tobago y la plataforma continental perteneciente a la República Bolivariana de Venezuela ha probado la existencia de múltiples yacimientos de hidrocarburos, que se extienden a través de la Línea de Delimitación entre la República de Trinidad y Tobago y la República Bolivariana de Venezuela.

**DESEANDO**, antes de iniciar la producción, establecer las normas que regirán para la explotación y el desarrollo de los múltiples yacimientos de hidrocarburos ubicados en la unidad de área denominada Campo Lorán-Manatee como una sola unidad de conformidad con las disposiciones contenidas en el Tratado Marco.

**POR MEDIO DEL PRESENTE ACUERDAN:**

**ARTÍCULO 1**  
**OBJETIVO Y ALCANCE**

- 1.1 El presente Acuerdo tiene por objeto establecer las normas que regirán la explotación y el desarrollo de los Yacimientos de Hidrocarburos comprendidos en la Unidad de Área Campo Lorán-Manatee como una sola unidad.
- 1.2 A menos que se indique lo contrario, las palabras y las frases utilizadas en el presente Acuerdo tendrán los significados previstos en el Tratado Marco.

## **ARTÍCULO 2**

### **IDENTIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS**

2.1 Previo a la explotación unificada y en base a la evaluación técnica, las Partes acuerdan que:

a) los Yacimientos de Hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación han sido identificados y especificados;

b) han sido determinados los límites de la Unidad de Área;

c) los volúmenes de hidrocarburos estimados inicialmente en sitio han sido determinados en los términos del Artículo 3; y

d) la distribución de los volúmenes comprendidos en dichos yacimientos entre ambos Estados han sido determinados y dispuestos en el Artículo 4.

2.2 A los efectos del presente Acuerdo, los yacimientos que serán explotados de manera unificada están ubicados en la Unidad de Área identificada como Campo Lorán-Manatee, cuya superficie es de 209,42 Kilómetros cuadrados, el cual incluye y abarca el Bloque 2 de la Plataforma Deltana venezolana, con una superficie de 169,07 kilómetros cuadrados, y parte del Bloque 6D trinitobaguense, con una superficie de 48,35 Kilómetros cuadrados, descrito e indicado en el mapa que constituye el Anexo 1 del presente Acuerdo.

2.3 La Unidad de Área Campo Lorán-Manatee incluye y abarca los yacimientos QP120, QP130, QP140, QP160 y QP180, identificados técnicamente por las Partes.

2.4 El yacimiento QP195 podrá ser incluido en el presente Acuerdo una vez que su volumen total estimado sea validado por las Partes.

2.5 El yacimiento QP80 se excluye del presente Acuerdo de Unificación ya que, en base a la información disponible, se evidencia que las acumulaciones probadas de gas están localizadas sólo en la República Bolivariana de Venezuela.

### **ARTÍCULO 3**

#### **DETERMINACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS**

La Partes han acordado que la determinación de los volúmenes de gas original en sitio (GOES) en la Unidad de Área Campo Lorán Manatee están establecidos de acuerdo al valor total de los volúmenes indicados en la Tabla I de la Evaluación Técnica para la Unificación de la Unidad de Área Campo Lorán-Manatee, el cual constituye el Anexo 2 del presente Acuerdo.

### **ARTÍCULO 4**

#### **DISTRIBUCIÓN DE LOS VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS**

4.1 La distribución de los volúmenes totales del GOES en la Unidad de Área Campo Lorán-Manatee, queda establecida de acuerdo a los porcentajes promedios indicados en el Anexo 2:

a) para la República Bolivariana de Venezuela: 73,06; y

b) para la República de Trinidad y Tobago: 26,94.

4.2 Los límites del Campo Lorán Manatee, así como, la cantidad total de volúmenes de hidrocarburos gaseosos inicialmente en sitio y la distribución de tales volúmenes serán revisados por cualquiera de las Partes mediante solicitud por escrito a la otra Parte:

- a) después del primer año y antes del tercer año de haber iniciado la primera producción; y
  - b) en cualquier momento requerido por las Partes:
    - (i) siempre que tal requerimiento sea acompañado de la información pertinente, la cual no estaba disponible en el momento en que las Partes consideraron la última distribución; y
    - (ii) además, que tal requerimiento se realice por lo menos dos años después de la fecha efectiva de la redeterminación más reciente.
  - c) La Parte que solicitare la subsiguiente redeterminación después de la redeterminación inicial asumirá los costos de la misma cuando sus resultados tengan una variación menor al 1% de los volúmenes redeterminados inicialmente.
- 4.3 Cualquier redeterminación entrará en vigencia a partir del primer día del mes siguiente a la fecha en la cual los resultados de dicha redeterminación estén disponibles y acordadas por las Partes.
- 4.4 Cualquiera de las redeterminaciones efectuadas conforme a este Artículo se aplicarán retroactivamente en lugar de la determinación inicial.

## **ARTÍCULO 5**

### **DESARROLLO UNIFICADO DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS**

- 5.1 La explotación y desarrollo unificado de la Unidad de Área Campo Lorán-Manatee, identificada en el Artículo 2.2, se efectuará de manera eficiente y efectiva, de acuerdo con las normas internacionalmente aceptadas, así como bajo los estándares de las mejores prácticas de la industria petrolera y

gasífera; y de acuerdo con las leyes, reglamentos y normas vigentes relativos a la protección del medio ambiente y a la seguridad, de conformidad a los principios establecidos en el Tratado Marco y la legislación de cada una de las Partes.

- 5.2 El desarrollo de los yacimientos que comprende la Unidad de Área Campo Lorán-Manatee será realizado por las Compañías de Exploración y Producción autorizadas para realizar las actividades de exploración y producción, de acuerdo al Plan de Desarrollo a que se refiere el Artículo 5.4.
- 5.3 Las Compañías de Exploración y Producción, de conformidad con la legislación de las Partes, celebrarán los acuerdos necesarios para la explotación y desarrollo conjunto de los yacimientos de la Unidad de Área, incluyendo el Acuerdo de Operación de la Unidad.
- 5.4 Las Compañías de Exploración y Producción, sujeto a la aprobación de las Partes, designarán entre ellas al Operador de la Unidad que deberá presentar el Plan de Desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos comprendidos en la Unidad de Área, en un plazo de 90 días continuos contados partir de la fecha de su designación.
- 5.5 El Plan de Desarrollo referido en el Artículo 5.4 incluirá entre otros aspectos:
  - a) un programa acordado por las Partes en el que se evalúe el rendimiento del campo;
  - b) disposiciones para la estimación de los volúmenes en sitio de hidrocarburos en el yacimiento QP195;
  - c) adquisición de información para limitar las conversiones de profundidad; y
  - d) adquisición de información adicional relacionada con el yacimiento QP80.

- 5.6 El Acuerdo de Operación de la Unidad, el Plan de Desarrollo y demás acuerdos entre las Compañías de Exploración y Producción serán sometidos a la consideración de la Comisión Ministerial Conjunta.

**ARTÍCULO 6**  
**CONTINUIDAD DE LA EXPLOTACIÓN UNIFICADA**

- 6.1 En caso de expiración, renuncia, cesión, transferencia, revocación o modificación de cualquiera de las autorizaciones otorgadas a las Compañías de Exploración y Producción, las Partes asegurarán la continuidad de la explotación unificada según los términos de este Acuerdo.
- 6.2 La Parte correspondiente tomará las siguientes medidas:
- a) emitirá una nueva autorización de producción que reemplace aquella que ha expirado, que se hubiere renunciado o haya sido revocada; y
  - b) tomará cualquier acción que sea necesaria para continuar la explotación unificada de la Unidad de Área.
- 6.3 La Parte que tome alguna de las medidas mencionadas en el Artículo 6.2 asegurará que los acuerdos entre las Compañías de Exploración y Producción sean ajustados en cuanto sea procedente.

**ARTÍCULO 7**  
**ENTRADA EN VIGENCIA, DURACIÓN Y TERMINACIÓN**

- 7.1 El presente Acuerdo de Unificación entrará en vigor en la fecha de su firma.
- 7.2 Este Acuerdo permanecerá en vigencia mientras se realicen actividades relacionadas con la producción.

7.3 Cualquiera de las Partes podrá denunciar este Acuerdo mediante notificación escrita a la otra Parte por vía diplomática, la cual tendrá efecto doce (12) meses después de recibida dicha notificación.

7.4 Al momento de terminación de este Acuerdo, las Partes se comprometen a cumplir cualquier obligación asumida en virtud de su aplicación o derivada del Tratado Marco, a menos que las Partes acuerden lo contrario.

## **ARTÍCULO 8**

### **PREVALENCIA DEL TRATADO MARCO**

8.1 Cualquier disposición del presente Acuerdo que complemente o concrete una disposición general del Tratado Marco será ejecutada por las Partes de acuerdo a su redacción y sentido general, sin perjuicio de las disposiciones del Tratado Marco.

8.2 En caso de diferencias o dudas en la interpretación de las disposiciones del presente Acuerdo y las del Tratado Marco, se tomarán como referencia las disposiciones del Tratado Marco para resolver el problema.

8.3 Lo no previsto en este Acuerdo se regirá conforme a las disposiciones establecidas en el Tratado Marco.

## **ARTÍCULO 9**

### **SOLUCION DE CONTROVERSIAS**

Las dudas y controversias que pudieran surgir de la interpretación y aplicación del presente Acuerdo serán resueltas por el Comité Guía, por la Comisión Ministerial creada en el Tratado Marco o resuelta amigablemente por negociación directa entre las Partes.

**ARTÍCULO 10**  
**DOCUMENTOS DEL ACUERDO**

Los Anexos del presente Acuerdo forman parte integral del mismo.

**ARTÍCULO 11**  
**ENMIENDAS**

Este Acuerdo podrá ser modificado mediante un acuerdo escrito entre las Partes.

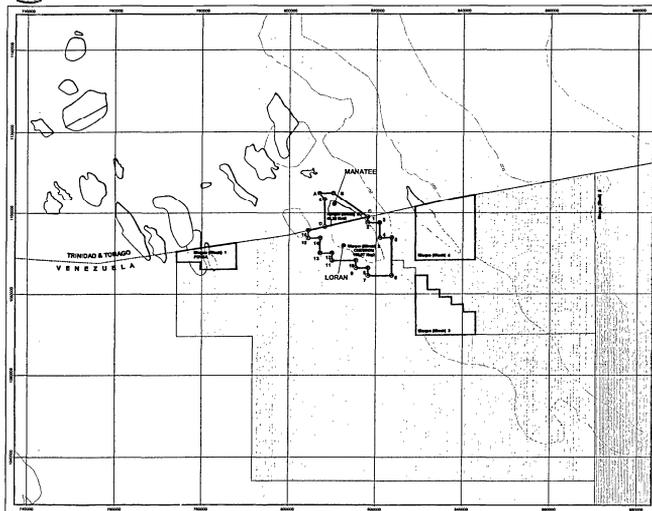
Hecho en Caracas, a los diez y seis (16) días del mes de agosto de 2010, en dos (2) originales en los idiomas castellano e inglés, siendo ambos textos igualmente auténticos.

**Por la República Bolivariana de  
Venezuela**

**Por la República de Trinidad y  
Tobago**

**/Suscrito/Rafael Ramírez  
Ministro del Poder Popular para  
la Energía y Petróleo**

**/Suscrito/Carolyn Seepersad-  
Bachan  
Ministra de Energía y Asuntos  
de Energía**



BOLIVARIAN REPUBLIC OF VENEZUELA  
 REPUBLIC OF TRINIDAD AND TOBAGO  
**CAMPO LORAN - MANATEE FIELD**  
 (Unidad de Arsa) (Unit Arsa)

**TABLA POLIGONAL**  
**BLOQUE 6D Y BLOQUE 2**  
**POLYGONAL TABLE**  
**BLOCK 6D AND BLOCK 2**

Proyección UTM 20P (Datum UN72)					
Vértice	X (Easting)	Y (Northing)	Z (Easting)	Z (Northing)	País
1	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
2	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
3	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
4	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
5	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
6	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
7	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
8	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
9	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
10	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
11	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
12	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
13	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
14	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
15	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
16	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
17	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
18	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
19	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
20	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
21	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
22	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
23	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
24	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
25	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
26	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
27	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
28	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
29	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
30	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
31	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
32	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
33	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
34	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
35	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
36	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
37	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
38	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
39	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
40	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
41	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
42	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
43	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
44	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
45	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
46	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
47	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
48	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
49	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
50	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
51	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
52	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
53	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
54	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
55	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
56	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
57	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
58	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
59	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
60	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
61	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
62	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
63	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
64	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
65	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
66	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
67	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
68	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
69	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
70	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
71	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
72	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
73	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
74	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
75	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
76	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
77	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
78	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
79	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
80	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
81	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
82	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
83	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
84	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
85	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
86	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
87	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
88	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
89	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
90	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
91	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
92	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
93	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
94	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
95	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
96	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
97	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
98	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
99	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela
100	1802000	1000000	1802000	1000000	Venezuela

Superficie Bloque 2 (Block Surface) = 1000000  
 ESCALA (SCALE) 1:100000

Vértices del 1 al 16 definen límite del Bloque 2 (Loran), al sur de la línea Fronteriza.  
 Vertices 1 to 16 define the limit of Block 2 (Loran), south of the International Border.  
 Vértices 17 al 32 definen límite del Bloque 6D (Manatee), al norte de la línea Fronteriza.  
 Vertices 17 to 32 define the limit of Block 6D (Manatee), north of the International Border.  
 Los vértices 1, 16, C y D se ubican sobre la línea Fronteriza. Los vértices 1 y C coinciden.  
 Points 1\* through 16\* define Block 2 boundary, South of the International Border. Points A\* through C\* define the Manatee Area in Sub-Block 6D, North of the International Border. Points 17\*, 16\*, C\* & D\* lie on the International Border. Points 1\* & C\* are the same.

## ANEXO 2

Tabla 1: Gas en Sitio y porciones a distribuir entre Trinidad y Tobago y la República Bolivariana de Venezuela para el Campo Lorán-Manatee usando 5 métodos diferentes.

Método ID	Resumen del método	Campo Total (MMMMPCN)	GOES T&T (MMMMPCN)	T&T %	GOES Venezuela (MMMMPCN)	Venezuela %
1	Velocidad RMS (pseudopozo corregido) + Constante TWG + Método Wharton de arena neta	10284	2696	26.2%	7587	73.8%
2	Velocidad RMS (pseudopozo corregido) + Constante TWG	10174	2719	26.7%	7455	73.3%
3	Velocidad RMS (pseudopozo corregido) + Mapa TWG	10302	2738	26.6%	7564	73.4%
4	Velocidad RMS (pseudopozo corregido) + Constante TWG	9750	2892	27.8%	7059	72.4%
5	Velocidad RMS (pseudopozo corregido) + Mapa TWG	9838	2717	27.6%	7121	72.4%
<b>Detalle del Método</b>						
Yacimientos						
Método 1	QP 180	1451	291	20.1%	1161	80.0%
	QP 160	4106	1251	30.5%	2854	69.5%
	QP 140	764	175	22.9%	589	77.1%
	QP 130	1302	330	25.3%	972	74.7%
	QP 120	2661	649	24.4%	2011	75.6%
	Total	10284	2696	26.2%	7587	73.8%
	Método 2	QP 180	1412	292	20.7%	1120
QP 160		4027	1056	26.2%	2971	73.8%
QP 140		712	201	28.2%	511	71.8%
QP 130		1421	415	29.2%	1006	70.8%
QP 120		2601	755	29.0%	1846	71.0%
Total		10174	2719	26.7%	7455	73.3%
Método 3		QP 180	1433	341	23.8%	1092
	QP 160	4062	1132	27.9%	2931	72.1%
	QP 140	550	128	23.2%	422	76.8%
	QP 130	1418	387	27.3%	1031	72.7%
	QP 120	2839	750	26.4%	2088	73.6%
	Total	10302	2738	26.6%	7564	73.4%
	Método 4	QP 180	1403	314	22.4%	1090
QP 160		3989	1110	27.8%	2879	72.2%
QP 140		840	233	27.7%	607	72.3%
QP 130		998	275	27.6%	723	72.4%
QP 120		2520	760	30.1%	1760	69.9%
Total		9750	2692	27.6%	7059	72.4%
Método 5		QP 180	1432	364	25.4%	1068
	QP 160	4021	1188	29.6%	2833	70.4%
	QP 140	646	152	23.5%	494	76.5%
	QP 130	995	256	25.8%	739	74.2%
	QP 120	2743	756	27.6%	1987	72.4%
	Total	9838	2717	27.6%	7121	72.4%