



Rama Judicial
Consejo Superior de la Judicatura
República de Colombia

**TRIBUNAL ADMINISTRATIVO
DEL META**

**Magistrada Claudia
Patricia Alonso Pérez**

Expediente Judicial

Datos de Clasificación (TRD)

Serie: 270

Subserie: 50

Datos de Contenido

No. Proceso:

50001-23-33-000-2020-00062-00

No. Cuadernos: _____

Cuaderno: 9

Folios: _____

Partes Procesales

Parte A:

ECOPETROL S.A.

Apoderado:

JAVIER ALEJANDRO MARIN BERMUDEZ

regionaljuridicaorinoquia@ecopetrol.com.co;

javieral.marin@ecopetrol.com.co

Parte B:

**CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA, INDUSTRIA DE
EXPLORACION MINERA Y PETROLERA INDEPENDENCE DRILLING S.A.**

Procurador: 48

Tipo de Proceso:

Controversia Contractual

Fecha Inicio: 24/02/2020

Ubicación: _____

2020-00062-00

1629



ADICIÓN No. 1, al Contrato No. 5226468.

Entre los Contratantes a saber,

- a) **ECOPETROL S. A.**, Sociedad de Economía Mixta autorizada por la Ley 1118 de 2006, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que actúa conforme a sus Estatutos, con NIT 899.999.068-1 y domicilio principal en Bogotá D.C., que para los efectos de este acto se denomina **ECOPETROL**, representada por **ORLANDO ANIBAL HERRERA CHAVEZ**, identificado con la cédula de ciudadanía No. 91.448.162 expedida en Barrancabermeja, quien actúa en su condición de Profesional de Abastecimiento, facultado para suscribir el presente Contrato de conformidad con el Poder Especial otorgado por el Vicepresidente de Abastecimiento y Servicios, en ejercicio de las facultades de representación conferidas mediante Poder General, contenido en la Escritura pública número 2187 del 30 de Septiembre de 2016, otorgada en la Notaría 4 del Circulo Notarial de Bogotá, y
- b) **CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA** (en adelante el **CONTRATISTA**), Sociedad constituida mediante Escritura Pública N° 5993 del 13 de noviembre de 2009, otorgada en la Notaría Sexta, con NIT 900.324.784-1, con domicilio principal en Bogotá, representada por **JUAN DAVID CARDONA CASTAÑO**, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía N° 7.555.448, quien manifiesta que no se encuentra incurso en causal de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley que impida la celebración de este contrato adicional.

Se ha acordado celebrar la presente Adición al Contrato No. 5226468, previas las siguientes,

CONSIDERACIONES:

1. **ECOPETROL** y **CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA** celebraron el día 18 de diciembre de 2015, el Contrato No. 5226468 (en adelante **EL CONTRATO**), de cuantía indeterminada y un plazo de ejecución de trescientos sesenta y cinco (365) días que se contabilizaran a partir de la fecha de suscripción del acta de inicio o de la fecha que en esta se indique.
2. Que el 01 de enero de 2016, se suscribió el acta de inicio del contrato, estimando como fecha de finalización el 30 de diciembre de 2016.
3. A la fecha el contrato se encuentra vigente hasta el 30 de Diciembre de dos mil dieciséis (2016).
4. Que se dispone de los recursos presupuestales necesarios que respaldan la presente adición, según certificados de plurianualidad.
5. Que el Administrador, responsable de la Gestión del **CONTRATO** y el Funcionario Solicitante, a la luz de lo consagrado en la normativa interna vigente de **ECOPETROL**, mediante memorandos del día 21 de Diciembre de 2016, con radicado No. 2-2016-057-10766, han analizado la viabilidad de la presente Adición, y por consiguiente, recomiendan y solicitan su suscripción al Profesional de Abastecimiento (Apoderado).
6. Que este documento fue estudiado completamente por el contratista, no existiendo inconformidad frente al mismo, en señal de lo cual, lo suscribe sin salvedades.
7. Antes de la suscripción de la presente Adición, el Administrador del contrato verificó el cumplimiento de los siguientes requisitos:
 - a. No aparece relacionado en el Boletín de Responsables Fiscales elaborado por la Contraloría General de la República.

1620



b. El CONTRATISTA está en situación de cumplimiento por concepto de giros y aportes al Sistema de Protección Social en relación con sus empleados con contrato laboral sometido a ley colombiana. Para acreditarlo, antes de suscribir el presente documento, el CONTRATISTA entregó certificación expedida el día 13 de diciembre de 2016 donde consta lo anterior, expedida por su Revisor Fiscal.

Con fundamento en lo anterior, las Partes,

ACUERDAN:

- 1. Modificar el Anexo 2. CUADRO DE OFRECIMIENTO ECONÓMICO USO DE OPCIÓN que en adelante quedará así:

USO DE OPCIÓN 2017				
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	UNIDAD	VALOR UNITARIO	CANTIDADES ESTIMADAS	VALOR TOTAL
SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE RECONDICIONAMIENTO DE POZOS.	UN	\$ 1.217.676	2.424	\$ 2.951.646.624
TRANSPORTE ENTRE POZOS	MES	\$ 9.047.087	103,00	\$ 931.819.984
TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO	DIA	\$ 377.780	899,00	\$ 339.523.918
ALIMENTACIÓN.	UN	\$ 38.640	2.966,78	\$ 114.635.311
ALOJAMIENTO	UN	\$ 89.639	1.473,78	\$ 132.108.417
SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	UN	\$ 985.646	584,78	\$ 576.386.302
TOTAL				\$ 5.046.250.557

- 2. Incluir el ítem "SERVICIO DE ASEGURAMIENTO DE INFORMACIÓN A LA SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, RECONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS", incrementando el valor del contrato en SEISCIENTOS CUARENTA Y CINCO MILLONES DOSCIENTOS SETENTA Y UN MIL NOVECIENTOS ONCE PESOS COLOMBIANOS SIN INCLUIR IVA (\$645.271.911).

CONTRATO ADICIONAL 1				
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	UNIDAD	VALOR UNITARIO	CANTIDADES ESTIMADAS	VALOR TOTAL
SERVICIO DE ASEGURAMIENTO DE INFORMACIÓN A LA SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, RECONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS	DIA	\$ 355.522	1.815,00	\$ 645.271.911
TOTAL				\$ 645.271.911

PARAGRAFO: La liquidación de la presente Adición se efectuará conjuntamente con la liquidación de EL CONTRATO, dentro de los mismos términos.

Teniendo en cuenta la presente modificación contractual realizada, el valor del contrato número 5226468 asciende a la suma de CUATRO MIL TRESCIENTOS VEINTIUN MILLONES NOVECIENTOS SETENTA Y SIETE MIL DOSCIENTOS VEINTICUATRO PESOS COLOMBIANOS (\$ 4.321.977.224), sin incluir el valor del Impuesto Agrgado IVA.

- 3. **GARANTÍAS.** EL CONTRATISTA, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la suscripción del presente acuerdo y como condición para el inicio de su ejecución, deberá:

1621



- a) Ampliar, asumiendo los costos pertinentes, las garantías y seguros pactados en EL CONTRATO.
- b) Enviar a la Aseguradora copia del presente documento debidamente firmado para que expida el correspondiente anexo aclaratorio, si la Aseguradora lo estima pertinente. Este requisito se entenderá cumplido con la presentación de la constancia de recibo por parte de aquella.

PARÁGRAFO PRIMERO. El retraso injustificado por parte del CONTRATISTA en la entrega de los documentos necesarios para la ejecución del presente acuerdo facultará a **ECOPETROL** para, a su conveniencia, extender el plazo para el aporte de los mismos, imponer la Cláusula de Descuentos como Apremio o Penalización para terminar de manera anticipada EL CONTRATO.

PARÁGRAFO SEGUNDO. El CONTRATISTA asumirá los costos que demandaren el perfeccionamiento e inicio de la ejecución del presente acto, si los hubiere.

- c) Presentar a **ECOPETROL** constancia de pago por parte del CONTRATISTA, del Impuesto de Timbre generado por la suscripción del presente documento, si ello fuere procedente.
- d) Enviar a la Aseguradora copia del presente documento debidamente firmado para que expida el correspondiente anexo aclaratorio, si la Aseguradora lo estima pertinente. Este requisito se entenderá cumplido con la presentación de la constancia de recibo por parte de aquella.

PARAGRAFO PRIMERO. El retraso injustificado por parte del CONTRATISTA en la entrega de los documentos necesarios para la ejecución del presente acuerdo facultará a **ECOPETROL** para, a su conveniencia, extender el plazo para el aporte de los mismos, imponer la Cláusula de Descuentos como Apremio o Penalización para terminar de manera anticipada EL CONTRATO.

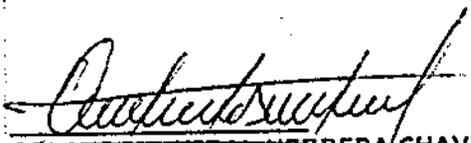
PARAGRAFO SEGUNDO. El CONTRATISTA asumirá los costos que demandaren el perfeccionamiento e inicio de la ejecución del presente acto, si los hubiere.

- 4. **PUBLICACIÓN.** Publicar la presente Adición en la herramienta que aplique conforme las disposiciones legales vigentes.
- 5. **NOVACION.** Los acuerdos consignados en este documento no constituyen novación de EL CONTRATO o de los restantes documentos suscritos con ocasión de aquel, los cuales mantienen plena vigencia en todo aquello que no haya sido modificado expresamente en este documento.
- 6. **IMPUESTOS.** Todos los impuestos que se causen por razón de la suscripción, desarrollo, ejecución y liquidación del presente acuerdo, con excepción de los que estrictamente correspondan a **ECOPETROL**, son de cargo exclusivo del CONTRATISTA. **ECOPETROL** efectuará a las cuentas del CONTRATISTA las retenciones que en materia de Impuestos tenga establecidas la Ley.
- 7. **TRANSACCIÓN.** Las partes convienen en dar a los acuerdos contenidos en el presente documento el alcance de transacción, conforme a las previsiones establecidas en la normatividad vigente, manteniéndose con ello el equilibrio contractual, económico y financiero de EL CONTRATO.

En constancia, se firma el presente documento, en Villavicencio, el día 30 de diciembre de 2016.

Por **ECOPETROL S.A.**

Por **CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA**


ORLANDO A RIBAL HERRERA CHAVEZ
 Profesional de Abastecimiento


JUAN DAVID CARDONA-CASTAÑO
 Representante Legal

1622



Villavicencio, 30 de Diciembre de 2016.

Señores
CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA
Representante Legal
Teléfono: 1-6210040
E-mail: luis.rincon@consultec.co
Bogotá D.C.

ASUNTO: ACTIVACION USO DE OPCIÓN No. 1 AL CONTRATO 5226468 CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA

Teniendo en cuenta que el objeto del contrato es **"SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACION, SUPERVISION, ASISTENCIA, INGENIERIA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTION LOGISTICA TANTO DE CAMPO COMO DE OFICINA, ENTRE OTRAS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUÍA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL CON USO DE OPCIÓN DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO."** y estando dentro de la vigencia del mismo, nos permitimos informarle que **ECOPETROL S.A.** hará uso de la opción de Prórroga No. 1 pactada en el Contrato.

De conformidad con la **CLÁUSULA SEXTA "USO DE OPCIONES"** del Contrato 5226468, se notifica el ejercicio de la Opción de Prórroga No. 1. Los valores previstos de los servicios correspondientes al Uso de Opción son los que se detallan en el Adicional N° 1 y en el anexo al presente documento.

Teniendo en cuenta la activación de este Uso de Opción de Prórroga se amplía el plazo de ejecución del contrato en trescientos sesenta y cinco (365), días calendarios, contados a partir del primero (01) de Enero de 2017, dando como nueva fecha de finalización del Contrato el día treinta y uno (31) de Diciembre de 2017.

Por lo anterior el CONTRATISTA se compromete a modificar las garantías constituidas del contrato suscrito, considerando para ello un valor del contrato de NUEVE MIL TRESCIENTOS SESENTA Y OCHO MILLONES DOSCIENTOS VEINTISIETE MIL SETECIENTOS OCHENTA Y UN PESOS COLOMBIANOS (\$9.368.227.781), sin incluir el valor del Impuesto Agregado IVA.

Atentamente,

ORLANDO ANIBAL HERRERA CHAVEZ
Profesional de Abastecimiento
Ecopetrol S.A.
Apoderado

Plantilla 034 - V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



ANEXO 01 LISTA DE PRECIOS U.O PRORROGA 1 CONTRATO NO. 5226468

USO DE OPCION 2017				
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	UNIDAD	VALOR UNITARIO	CANTIDADES ESTIMADAS	VALOR TOTAL
SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE RECONDICIONAMIENTO DE POZOS.	UN	\$ 1.217.676	2.424	\$ 2.951.646.624
TRANSPORTE ENTRE POZOS	MES	\$ 9.047.087	103,00	\$ 931.849.984
TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO	DIA	\$ 377.780	899,00	\$ 339.623.918
ALIMENTACIÓN.	UN	\$ 38.640	2.966,78	\$ 114.635.311
ALOJAMIENTO	UN	\$ 89.639	1.473,78	\$ 132.108.417
SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	UN	\$ 985.646	584,78	\$ 576.386.302
TOTAL				\$ 5.046.250.557

1623



Firma Electrónica

El código que acompaña este mensaje constituye una firma electrónica y como tal, conforme al Decreto 2364 de 2012, para Ecopetrol surte los mismos efectos que la firma manuscrita, por ser una representación gráfica de un registro electrónico que fue firmado electrónicamente en el Gestor de Contenido Empresarial xECM by OpenText, lo cual permite identificar al firmante en dicho sistema y ser utilizada exclusivamente dentro del proceso de abastecimiento de Ecopetrol S.A.

Esta página es la certificación de la firma electrónica usada de acuerdo a las políticas y procedimientos establecidos por Ecopetrol S.A., para tal fin.

UserName: Herrera Chavez, Orlando Anibal
Title: Funcionario Autorizado Yopal (casanare)
Date: Friday, 30 December 2016, 02:20 PM SA Pacific Daylight Time
Meaning: Se ha revisado y aprobado este documento, no hay observaciones.

=====



ACTA DE ADICIÓN PRESUPUESTAL No 1

CONTRATO: 5226468

OBJETO: "SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACION, SUPERVISION, ASISTENCIA, INGENIERIA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTION LOGISTICA TANTO DE CAMPO COMO DE OFICINA, ENTRE OTRAS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL CON USO DE OPCION DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DIAS CALENDARIO."

CONTRATISTA: CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA

CONSIDERACIONES:

Entre Ecopetrol S.A. y el contratista, se suscribió El 18 de diciembre de 2015 el contrato No. 5226468. La cuantía del contrato es indeterminada, pero, para efectos de las cláusulas de "Garantías y seguros", y "Penal Pecuniaria", el valor estimado del contrato es de **TRES MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SEIS MILLONES SETECIENTOS CINCO MIL TRECIENTOS TRECE PESOS COLOMBIANOS (\$3.676.705.313)** sin incluir el IVA. El plazo de ejecución se determinó en trescientos sesenta y cinco (365) días calendarios.

El 1 de enero de 2016, se suscribió el acta de inicio del contrato, dejando como fecha de finalización el 30 de diciembre de 2016.

El 30 de Diciembre de 2016 se firmó el contrato Adicional No. 01 con el fin de Modificar el anexo No 2 CUADRO DE OFRECIMIENTO ECONOMICO USO DE OPCION POR VALOR DE \$ 5.046.250.557 e incluir el ítem "Servicio de aseguramiento de información la supervisión de operaciones de completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y/o abandono de pozos" por valor de \$645.271.911, sin incluir el valor de IVA.

El día 30 de diciembre de 2016 se activó el uso de opción No 1 al contrato 5226468 por 365 desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2017 por valor de \$ 5.046.250.557.

La Adición Presupuestal No. 1, no afectará la ecuación económica y financiera del contrato, en razón a que no existen circunstancias extraordinarias que alteren las cargas del CONTRATISTA y afecten la economía del contrato imposibilitando de tal manera la ejecución del mismo, pues las actividades a prestar son de pleno conocimiento y operatividad del contratista.

En razón de lo anterior, las partes,

ACUERDAN

1. Suscribir la Adición Presupuestal No 01 al contrato No 5226468 por valor de **CINCO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y CINCO MILLONES CIENTO SESENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS SETENTA Y UN PESOS COLOMBIANOS (\$5.785.168.571)** sin incluir el valor del IVA.
2. Por lo anterior el CONTRATISTA se compromete a modificar las garantías constituidas del contrato suscrito, considerando para ello un valor del contrato de **QUINCE MIL CIENTO CINCUENTA Y**



TRES MILLONES TRESCIENTOS NOVENTA Y SEIS MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y DOS PESOS COLOMBIANOS (\$15.153.396.352), sin incluir el valor del Impuesto Agregado IVA.

3. Los Impuestos que se generen con ocasión de la suscripción de este documento serán a cargo del CONTRATISTA.
4. El CONTRATISTA renuncia a formular reclamaciones a ECOPETROL por la Adición Presupuestal autorizada, por cuanto el sistema de precios del contrato permite la variación de cantidades estimadas de acuerdo con la realidad contractual y satisfacen plenamente sus expectativas.

En constancia de lo anterior, se firma el presente documento el día 1 de septiembre de 2017, por los que en ella intervienen:

Por el CONTRATISTA

Por ECOPETROL S.A.


JUAN DAVID CARDONA CASTAÑO
REPRESENTANTE LEGAL


GUSTAVO ADOLFO RHENALS PORRAS
ADMINISTRADOR DEL CONTRATO

1625



ADICIONAL No. 2, al Contrato No. 5226468.

Entre los Contratantes a saber,

- a) **ECOPETROL S.A.** (en adelante **ECOPETROL**), Sociedad de Economía Mixta, autorizada por la Ley 1118 de 2006, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que actúa conforme a sus estatutos y tiene su domicilio principal en Bogotá D.C., con NIT 899.999.068-1, representada por **LEYLA YULIETH AMAYA AREVALO**, identificada con la cédula de ciudadanía No. 60.354.056 expedida en Cúcuta, quien actúa en su condición de **PROFESIONAL DE ABASTECIMIENTO APODERADA**, facultado para suscribir el presente **Contrato** de conformidad con el Poder Especial otorgado por el Vicepresidente de Abastecimiento y Servicios, en ejercicio de las facultades de representación conferidas mediante Poder General, contenido en la Escritura pública número 2187 del 30 de Septiembre de 2016, otorgada en la Notaría 4 del Circulo Notarial de Bogotá, y
- b) **CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA** (en adelante el **CONTRATISTA**), Sociedad constituida mediante Escritura Pública N° 5993 del 13 de noviembre de 2009, otorgada en la Notaría Sexta, con NIT 900.324.784-1, con domicilio principal en Bogotá, representada por **PAOLINI ECHEVERRI CESAR ALBERTO**, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía N° 1.127.354.525, quien manifiesta que no se encuentra incurso en causal de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley que impida la celebración de este contrato adicional.

Se ha acordado celebrar la presente Adición al Contrato No. 5226468, previas las siguientes,

CONSIDERACIONES:

1. Que **ECOPETROL** y **CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA**, con NIT **900.324.784**, celebraron el día 18 de diciembre de 2015, el Contrato No. **5226468** (en adelante **EL CONTRATO**), cuyo objeto es: **"SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN, ASISTENCIA, INGENIERÍA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTIÓN LOGÍSTICA TANTO EN CAMPO COMO EN OFICINA, ENTRE OTROS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL S.A. CON USO DE OPCIÓN DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO."**, Que el contrato se pactó de cuantía indeterminada, y se fijó para efectos de cláusulas, garantías y seguros" en un valor de referencia de **TRES MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SEIS MILLONES SETECIENTOS CINCO MIL TRESCIENTOS TRECE PESOS COLOMBIANOS (\$3.676.705.313)** sin incluir el valor del IVA.
2. Que el día primero (01) de enero de 2016, se suscribió el Acta de Inicio.
3. El día treinta (30) de diciembre de 2016 se suscribe **ADICIONAL No. 1** con el objeto de incrementar el valor del Contrato en **CINCO MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y UN MILLONES QUINIENTOS VEINTIDOS MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y OCHO PESOS COLOMBIANOS (\$5.691.522.468)**, sin incluir el valor del IVA. y ampliar el plazo del contrato hasta el 31 de diciembre de 2017.
4. Que a la fecha el contrato se encuentra vigente.
5. Que Mediante este contrato se soportan diversas actividades de supervisión de intervención de en operaciones de subsuelo, toda vez para dicha actividad es indispensable contar con control de



ejecución las 24 horas del día y para el número de taladros de workover que se tienen en cada Gerencia no se cuenta con personal directo idóneo para dicha tarea

6. Que por lo anterior se requiere prorrogar el plazo de ejecución del contrato en 180 días calendario desde el primero (01) de enero de 2018 hasta el 30 de junio de 2018 e incrementar el valor del contrato en **SEIS MIL SETECIENTOS TRES MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA Y TRES QUINIENTOS SESENTA Y UN MIL PESOS COLOMBIANOS (\$6.703.983.561)**, sin incluir el valor del IVA.
7. Que se dispone de los recursos necesarios que respaldan el presente Adicional.
8. Que el Funcionario Solicitante y Administrador mediante memorando del día 21 de diciembre de 2017, con radicado 2-2017-057-9553, analizaron la viabilidad del presente Adicional, y, por consiguiente, solicitan su suscripción al Funcionario Autorizado.
9. Que este documento fue estudiado completamente por el **CONTRATISTA**, no existiendo inconformidad frente al mismo, en señal de lo cual, lo suscribe sin salvedades.
10. Antes de la suscripción del presente Adicional se verificó el cumplimiento de los siguientes requisitos:
 - a. No aparece relacionado en el Boletín de Responsables Fiscales elaborado por la Contraloría General de la República.
 - b. El **CONTRATISTA** está en situación de cumplimiento por concepto de giros y aportes al Sistema de Protección Social en relación con sus empleados con contrato laboral sometido a ley colombiana. Para acreditarlo, antes de suscribir el presente documento, el **CONTRATISTA** entregó certificación expedida el día 30 de noviembre de 2017 donde consta lo anterior, expedida por su Revisor Fiscal.

Con fundamento en lo anterior, las Partes,

ACUERDAN:

CLÁUSULA PRIMERA. - Ampliar el plazo de ejecución del contrato en Ciento Ochenta (180) días calendario, a partir del 1 de enero de 2018 quedando como nueva fecha de finalización el 30 de junio de 2018.

CLÁUSULA SEGUNDA. - Incrementar el valor del contrato en **SEIS MIL SETECIENTOS TRES MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA Y TRES QUINIENTOS SESENTA Y UN MIL PESOS COLOMBIANOS (\$6.703.983.561)**. Sin incluir el valor de Impuesto Agregado (IVA).

El nuevo valor del contrato por causa de este adicional es de **VEINTIÚN MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y SIETE MILLONES TRESCIENTOS SETENTA Y NUEVE MIL NOVECIENTOS TRECE PESOS COLOMBIANOS (\$21.857.379.913)**, Sin incluir el valor de Impuesto Agregado (IVA).

CLÁUSULA TERCERA.- GARANTIAS E IMPUESTO DE TIMBRE. El **CONTRATISTA**, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la suscripción del presente acuerdo y como condición para el inicio de su ejecución, deberá:

- a) Ampliar, asumiendo los costos pertinentes, las garantías y seguros pactados en el **Contrato**.



- b) Enviar a la Aseguradora copia del presente documento debidamente firmado para que expida el correspondiente anexo aclaratorio, si la Aseguradora lo estima pertinente. Este requisito se entenderá cumplido con la presentación de la constancia de recibo por parte de aquella.

PARÁGRAFO PRIMERO: El retraso injustificado por parte del **CONTRATISTA** en la entrega de los documentos necesarios para la ejecución del presente acuerdo facultará a **ECOPETROL** para, a su conveniencia, extender el plazo para el aporte de los mismos, aplicar las medidas definidas por incumplimiento en el **Contrato**.

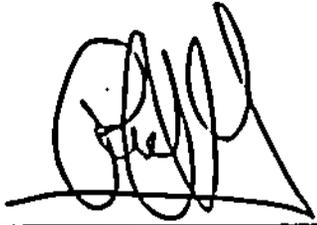
PARÁGRAFO SEGUNDO: El **CONTRATISTA** asumirá los costos que demandaren el perfeccionamiento e inicio de la ejecución del presente acto, si los hubiere.

CLÁUSULA CUARTA.-NOVACIÓN. Los acuerdos consignados en este documento no constituyen novación del **Contrato** o de los restantes documentos suscritos con ocasión de aquel, los cuales mantienen plena vigencia en todo aquello que no haya sido modificado expresamente en este documento.

CLÁUSULA QUINTA.-IMPUESTOS. Todos los impuestos que se causen por razón de la suscripción, desarrollo, ejecución y balance final del presente acuerdo, con excepción de los que estrictamente correspondan a **ECOPETROL**, son de cargo exclusivo del **CONTRATISTA**. **ECOPETROL** efectuará a las cuentas del **CONTRATISTA** las retenciones que en materia de Impuestos tenga establecidas la Ley.

- 2. **CLÁUSULA SEXTA.** Las partes convienen en desarrollo de la buena fe contractual, en dotar a los acuerdos previstos en el presente documento de los efectos propios de la transacción, conforme a las previsiones establecidas en la normatividad vigente, manteniéndose con ello la comutatividad y equilibrio económico y financiero del **Contrato**.

En constancia, se firma el presente documento, en Villavicencio, el día veintisiete (27) de diciembre de 2017.

<p>Por ECOPETROL S.A.</p> 	<p>Por El CONTRATISTA.</p> 
<p>LEYLA YULIETH AMAYA AREVALO Profesional de Abastecimiento Apoderada</p>	<p>CESAR ALBERTO PAOLINI ECHEVERRI Representante Legal</p>

ANEXO N° 1

Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Castilla:

ITEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	UNIDAD	CANTIDADES GDT			Valor Tarifa	GDT		
			CANTIDAD GDT - OpeX	CANTIDAD GDT - Capex	CANTIDAD GDT		PRESUPUESTO (COP\$) - OPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - CAPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - GDT
1	SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE MANTENIMIENTO / REACONDICIONAMIENTO / COMPLETAMIENTO / ABANDONO DE POZOS	DIA	150	600	750	\$ 1.217.676	\$ 182.651.400	\$ 730.605.600	\$ 913.257.000
2	SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACION DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	DIA	90	110	200	\$ 985.646	\$ 88.708.140	\$ 108.421.060	\$ 197.129.200
3	SERVICIO DE SOPORTE A LA SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS PARA OFICINA, CATEGORIA JUNIOR I.	DIA	200	600	800	\$ 355.522	\$ 71.104.400	\$ 213.313.200	\$ 284.417.600
4	ALIMENTACIÓN	DIA	240	1340	1550	\$ 38.640	\$ 9.273.600	\$ 50.618.400	\$ 59.892.000
5	TRANSPORTE ENTRE POZOS	MES	13	23	36	\$ 9.047.087	\$ 117.612.131	\$ 209.083.001	\$ 325.695.132
6	TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO	DIA	60	90	150	\$ 377.780	\$ 22.666.800	\$ 34.000.200	\$ 56.667.000
7	ALOJAMIENTO	DIA	0	1650	1660	\$ 89.639	\$ -	\$ 149.800.740	\$ 149.800.740
VALOR TOTAL CON IVA SIN IVA							\$ 492.016.471	\$ 1.493.842.201	\$ 1.985.858.672
IVA							\$ 93.483.129	\$ 283.830.038	\$ 377.313.148
VALOR TOTAL CON IVA CON IVA							\$ 585.499.600	\$ 1.777.672.239	\$ 2.363.171.820

Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Chichimene:

ITEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	UNIDAD	CANTIDADES GCH			Valor Tarifa	GCH		
			CANTIDAD GCH - OpeX	CANTIDAD GCH - Capex	CANTIDAD GCH		PRESUPUESTO (COP\$) - OPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - CAPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - GCH
1	SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE MANTENIMIENTO / REACONDICIONAMIENTO / COMPLETAMIENTO / ABANDONO DE POZOS	DIA	897	651	1548	\$ 1.217.676	\$ 1.092.255.372	\$ 792.707.076	\$ 1.884.962.448
2	SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACION DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	DIA	0	0	0	\$ 985.646	\$ -	\$ -	\$ -
3	SERVICIO DE SOPORTE A LA SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS PARA OFICINA, CATEGORIA JUNIOR I.	DIA	396	144	540	\$ 355.522	\$ 140.786.712	\$ 51.195.168	\$ 191.981.880
4	ALIMENTACIÓN	DIA	897	651	1548	\$ 38.640	\$ 34.660.080	\$ 25.154.640	\$ 59.814.720
5	TRANSPORTE ENTRE POZOS	MES	12	6	18	\$ 9.047.087	\$ 109.565.044	\$ 54.282.522	\$ 162.847.566
6	TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO	DIA	714	747	1461	\$ 377.780	\$ 269.734.920	\$ 282.201.660	\$ 551.936.580
7	ALOJAMIENTO	DIA	339	279	618	\$ 89.639	\$ 30.387.621	\$ 25.009.291	\$ 55.396.902
VALOR TOTAL CON IVA SIN IVA							\$ 1.676.389.749	\$ 1.230.550.347	\$ 2.906.940.096
IVA							\$ 318.514.052	\$ 233.804.566	\$ 552.318.618
VALOR TOTAL CON IVA CON IVA							\$ 1.994.903.801	\$ 1.464.354.913	\$ 3.459.258.714

1627



Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Apiay:

ITEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	UNIDAD	CANTIDADES GDA			Valor Tarifa	GDA		
			CANTIDAD GDA - OpeX	CANTIDAD GDA - Capex	CANTIDAD GDA		PRESUPUESTO (COP\$) - OPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - CAPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - GDA
1	SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE MANTENIMIENTO / REACONDICIONAMIENTO / COMPLETAMIENTO / ABANDONO DE POZOS	DIA	368	301	669	\$ 1.217.676	\$ 449.104.768	\$ 366.520.476	\$ 814.625.244
2	SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	DIA	0	0	0	\$ 985.646	\$ -	\$ -	\$ -
3	SERVICIO DE SOPORTE A LA SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS PARA OFICINA, CATEGORÍA JUNIOR I.	DIA	380	301	681	\$ 355.522	\$ 135.098.360	\$ 107.012.122	\$ 242.110.482
4	ALIMENTACIÓN	DIA	368	301	669	\$ 38.640	\$ 14.219.520	\$ 11.630.640	\$ 25.850.160
5	TRANSPORTE ENTRE POZOS	MES	3	5	8	\$ 9.047.087	\$ 27.141.261	\$ 45.235.435	\$ 72.376.696
6	TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO	DIA	72	71	143	\$ 377.780	\$ 27.200.160	\$ 26.822.380	\$ 54.022.540
7	ALOJAMIENTO	DIA	0	0	0	\$ 89.639	\$ -	\$ -	\$ -
VALOR TOTAL CON IUI SIN IVA							\$ 651.764.069	\$ 557.221.053	\$ 1.208.985.122
IVA							\$ 123.835.173	\$ 105.872.000	\$ 229.707.173
VALOR TOTAL CON IUI CON IVA							\$ 775.599.242	\$ 663.093.053	\$ 1.438.692.295

Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción CPO9:

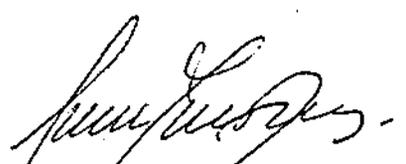
ITEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	UNIDAD	CANTIDADES GLC			Valor Tarifa	GLC		
			CANTIDAD GLC - OpeX	CANTIDAD GLC - Capex	CANTIDAD GLC		PRESUPUESTO (COP\$) - OPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - CAPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - GLC
1	SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE MANTENIMIENTO / REACONDICIONAMIENTO / COMPLETAMIENTO / ABANDONO DE POZOS	DIA	46	0	46	\$ 1.217.676	\$ 56.013.096	\$ -	\$ 56.013.096
2	SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	DIA	0	0	0	\$ 985.646	\$ -	\$ -	\$ -
3	SERVICIO DE SOPORTE A LA SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS PARA OFICINA, CATEGORÍA JUNIOR I.	DIA	0	0	0	\$ 355.522	\$ -	\$ -	\$ -
4	ALIMENTACIÓN	DIA	45	0	45	\$ 38.640	\$ 1.738.800	\$ -	\$ 1.738.800
5	TRANSPORTE ENTRE POZOS	MES	0	0	0	\$ 9.047.087	\$ -	\$ -	\$ -
6	TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO	DIA	10	0	10	\$ 377.780	\$ 3.777.800	\$ -	\$ 3.777.800
7	ALOJAMIENTO	DIA	10	0	10	\$ 89.639	\$ 896.390	\$ -	\$ 896.390
VALOR TOTAL CON IUI SIN IVA							\$ 62.426.086	\$ -	\$ 62.426.086
IVA							\$ 11.860.956	\$ -	\$ 11.860.956
VALOR TOTAL CON IUI CON IVA							\$ 74.287.042	\$ -	\$ 74.287.042

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Piedemonte:

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	UNIDAD	CANTIDAD GDP			Valor Tarifa	GDP		
			CANTIDAD GDP - Opex	CANTIDAD GDP - Capex	CANTIDAD GDP		PRESUPUESTO (COP\$) - OPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - CAPEX	PRESUPUESTO (COP\$) - GDP
1	SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE MANTENIMIENTO / REACONDICIONAMIENTO / COMPLETAMIENTO / ABANDONO DE POZOS	DIA	387	0	387	\$ 1.217.676	\$ 471.240.612	\$ -	\$ 471.240.612
2	SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	DIA	0	0	0	\$ 985.646	\$ -	\$ -	\$ -
3	SERVICIO DE SOPORTE A LA SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS PARA OFICINA, CATEGORIA JUNIOR I	DIA	0	0	0	\$ 355.522	\$ -	\$ -	\$ -
4	ALIMENTACIÓN	DIA	387	0	387	\$ 39.640	\$ 14.953.680	\$ -	\$ 14.953.680
5	TRANSPORTE ENTRE POZOS	MES	0	0	0	\$ 9.047.087	\$ -	\$ -	\$ -
6	TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO	DIA	50	0	50	\$ 377.760	\$ 18.889.000	\$ -	\$ 18.889.000
7	ALOJAMIENTO	DIA	387	0	387	\$ 89.639	\$ 34.690.293	\$ -	\$ 34.690.293
VALOR TOTAL CON IVA SIN IVA							\$ 539.773.585	\$ -	\$ 539.773.585
IVA							\$ 102.556.981	\$ -	\$ 102.556.981
VALOR TOTAL CON IVA CON IVA							\$ 642.330.566	\$ -	\$ 642.330.566

En constancia, se firma el presente documento, en Villavicencio, el día veintisiete (27) de diciembre de 2017.

<p>Por ECOPETROL S.A.</p>  <p>LEYLA YULIETH AMAYA AREVALO Profesional de Abastecimiento</p>	<p>Por EL CONTRATISTA.</p>  <p>CESAR ALBERTO PAOLINI ECHEVERRI Representante Legal</p>
--	---

1628



ADICIONAL No. 3, al Contrato No. 5226468.

Entre los Contratantes a saber,

ECOPETROL S.A. (en adelante **ECOPETROL**), Sociedad de Economía Mixta, autorizada por la Ley 1118 de 2006, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que actúa conforme a sus estatutos y tiene su domicilio principal en Bogotá D.C., con NIT 899.999.068-1, representada por **LEYLA YULIETH AMAYA AREVALO**, identificado con la cédula de ciudadanía No. 60.354.056 expedida en Cúcuta, quien actúa en su condición de **Profesional de Abastecimiento, Apoderada**, facultada para suscribir el presente **Contrato** de conformidad con el Poder Especial otorgado por Vicepresidente de Abastecimiento y Servicios, en ejercicio de las facultades de representación conferidas mediante Poder General, contenido en la Escritura pública número 2187 del 30 de Septiembre de 2016, otorgada en la Notaría 4 del Circulo Notarial de Bogotá, y

CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA, Nit: 900.324.784-1, Sociedad constituida mediante Escritura Pública N° 5993 del 13 de noviembre de 2009, otorgada en la Notaría Sexta de Bogota D.C., con domicilio principal en Bogotá D.C, que para los efectos de este acto se denomina el **CONTRATISTA**, representada por **CESAR ALBERTO PAOLINI ECHEVERRI**, como consta en el Certificado de Existencia y Representación Legal, mayor de edad, vecino de la ciudad de Bogotá, identificado con cédula de ciudadanía N° 1.127.354.525 expedida en Bogotá.

Se ha acordado celebrar el presente Orosí al Contrato No. **5226468**, previas las siguientes,

CONSIDERACIONES:

1. Que **ECOPETROL** y **CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA**, con NIT **900.324.784**, celebraron el día 18 de diciembre de 2015, el Contrato No. **5226468** (en adelante **EL CONTRATO**), cuyo objeto es: **"SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN, ASISTENCIA, INGENIERÍA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTIÓN LOGÍSTICA TANTO EN CAMPO COMO EN OFICINA, ENTRE OTROS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL S.A. CON USO DE OPCIÓN DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO."**, Que el contrato se pactó de cuantía indeterminada, y se fijó para efectos de cláusulas, garantías y seguros" en un valor de referencia de **TRES MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SEIS MILLONES SETECIENTOS CINCO MIL TRESCIENTOS TRECE PESOS COLOMBIANOS (\$3.676.705.313)** sin incluir el valor del IVA.
2. Que el día primero (01) de enero de 2016, se suscribió el **Acta de Inicio**
3. El día treinta (30) de diciembre de 2016 se suscribe **ADICIONAL No. 1** con el objeto de incrementar el valor del Contrato en **CINCO MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y UN MILLONES QUINIENTOS VEINTIDOS MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y OCHO PESOS COLOMBIANOS (\$5.691.522.468)**, sin incluir el valor del IVA. y ampliar el plazo del contrato hasta el 31 de diciembre de 2017.
4. Que el día treinta (30) de Diciembre de 2016, se notificó la activación del **Uso de Opción No. 1**, con el fin de prorrogar el contrato en 365 días calendario, hasta el 31 de Diciembre de 2017, por un valor de **CINCO MIL CUARENTA Y SEIS MILLONES DOSCIENTOS CINCUENTA MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y SIETE PESOS COLOMBIANOS (\$ 5.046.250.557)**.
5. Que el día primero (01) de Septiembre de 2017, se suscribió la **Adición Presupuestal No. 1**, al



Contrato por un valor de **CINCO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y CINCO MILLONES CIENTO SESENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS SETENTA Y UN PESOS COLOMBIANOS (\$5.785.168.571)** sin incluir IVA.

6. Que el día veintisiete (27) de Diciembre de 2017, se suscribió el **Adicional No. 2**, con el fin de ampliar el plazo de ejecución del Contrato en Ciento ochenta (180) días calendario, contados a partir del primero (1) de enero de 2018, quedando como nueva fecha de finalización el día 30 de Junio de 2018.
7. Que a la fecha el Contrato se encuentra vigente hasta el día treinta (30) de Junio de 2018.
1. Que se dispone de los recursos necesarios que respaldan el presente Adicional.
2. Que el Administrador mediante memorando del día 14 de Junio de 2018, con radicado No. 2-2018-109-495, ha analizado la viabilidad del presente Adicional, y, por consiguiente, recomienda al Funcionario Solicitante, quien a su vez justifica y solicita su suscripción al Funcionario Autorizado, de la siguiente manera:

... Actualmente se encuentra en etapa precontractual la nueva contratación. Teniendo en cuenta las solicitudes de estructuración que contempla los servicios ejecutados a través del presente contrato, fue necesario cambiar las Especificaciones Técnicas y realizar una revalidación en la planeación del futuro contrato que proveerá dichos servicios; por lo cual a la fecha de terminación del presente contrato no se alcanzaría a suscribir el nuevo contrato.

El objeto principal de la presente solicitud es dar continuidad a las actividades de supervisión de intervención en operaciones de subsuelo, toda vez que para dicha actividad es indispensable contar con control de ejecución las 24 horas del día y para el número de taladros de workover que se tienen en cada Gerencia no se cuenta con el personal directo idóneo suficiente para dicha tarea.

En la GDT, específicamente se tiene una estrategia de intervención a pozos para el año 2018, que contempla dar continuidad operativa a los siete (7) taladros con los que se cuenta actualmente, esto por los impactos negativos que se tendría para Ecopetrol al liberar dichos taladros; esta estrategia presume la continuidad de los complementos que conforman los servicios de intervención a pozos.

Para la GCH, se tiene programado realizar Intervención de pozos, haciendo uso de cinco (5) torres desde el mes de Julio de 2018 y seis (6) torres en el mes de Agosto:

- ✓ Se realizaran 8 trabajos de ON CHICHIMENE de 40 ACRES (CAPEX)
- ✓ 7 trabajos de la Incremental del CAPEX No. EDP
- ✓ 7 trabajos de la incremental No EDP por el OPEX
- ✓ 18 trabajos de WSV por la básica OPEX
- ✓ 2 trabajos de Proyecto de inyección de agua (PRNT)

Para la GDA, se tiene programado realizar la intervención de 4 pozos mes para el año 2018 como mantenimiento de la curva con un taladro con los que requiere el OPEX y tres (3) taladros para las actividades del proyecto de recobro no térmico, campañas de Workover del M5 y M6 y trabajos del Centro de Maduración de Proyectos. A partir del 1 de Julio de 2018 se tendrá 1 taladro adicional hasta finales de diciembre para un total de cinco (5) equipos.

Para la Gerencia de Operaciones CPO9, se espera en el 3Q la intervención de tres (3) pozos como mantenimiento de la curva básica y la intervención para cambio de sarta selectiva en el pozo AK-20 y AK-17.

Por su parte Piedemonte, dentro de sus planes de desarrollo a realizar en el año 2018 y específicamente en el segundo semestre, en los campos Cusiana, Cupiagua y Recetor que actualmente está operando y con el fin de garantizar el cumplimiento de la estrategia planteada por las áreas de Yacimientos e Ingeniería de subsuelo en el desarrollo de sus campos de los frentes de trabajo del mantenimiento y monitoreo de la curva básica en Well services, intervención de pozos con dos trabajadores de aislamiento selectivo con equipo coiled Tubing y 1 trabajo de cañoneo y el plan de abandono técnico en el campo Cusiana con 5 pozos programados y 2 estimulaciones a alta presión requiere el apoyo de un recurso para asegurar la supervisión y soporte técnico en las operaciones de intervención, mantenimiento y/o abandono de pozos.

Se requiere garantizar el suministro de supervisores de Workover con el fin de mantener las condiciones de atención de los mantenimientos de pozos en los campos de la Regional Orinoquia, con el fin de mantener la curva básica que sostiene la producción en la VRO.

Teniendo en cuenta las premisas anteriormente realizadas, la presente solicitud es razonable y favorable para Ecopetrol, ya que utilizarán las tarifas que se vienen aplicando, adicionalmente CONSULTEC cuenta con la experiencia que le permite soportar las necesidades de las operaciones de Subsuelo desarrolladas en la VRO.

3. Que este documento fue estudiado completamente por el **CONTRATISTA**, no existiendo inconformidad frente al mismo, en señal de lo cual, lo suscribe sin salvedades.
4. Antes de la suscripción del presente Otrosí se verificó el cumplimiento de los siguientes requisitos:
 - a. No aparece relacionado en el Boletín de Responsables Fiscales elaborado por la Contraloría General de la República.
 - b. El **CONTRATISTA** está en situación de cumplimiento por concepto de giros y aportes al Sistema de Protección Social en relación con sus empleados con contrato laboral sometido a ley colombiana. Para acreditarlo, antes de suscribir el presente documento, el **CONTRATISTA** entregó certificación expedida el día 25 de Junio de 2018 donde consta lo anterior, expedida por su Revisor Fiscal.

Con fundamento en lo anterior, las Partes,

ACUERDAN:

CLÁUSULA PRIMERA.- Ampliar el plazo de ejecución del contrato en Noventa y dos (92) días calendario, contados a partir del primero (01) de Julio de 2018, hasta el día 30 de Septiembre de 2018.

CLÁUSULA SEGUNDA.- Incrementar el valor del Contrato en la suma de **CUATRO MIL QUINIENTOS SESENTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS VEINTICUATRO MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO PESOS COLOMBIANOS (\$4.569.224.355)**, (sin incluir el IVA)., quedando como nuevo valor total del contrato la suma de **VEINTISEIS MIL CUATROCIENTOS VEINTISEIS MILLONES SEISCIENTOS CUATRO MIL DOSCIENTOS SESENTA Y OCHO MIL (\$26.426.604.268)**

CLÁUSULA TERCERA.- GARANTIAS E IMPUESTO DE TIMBRE. El **CONTRATISTA**, dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la suscripción del presente acuerdo y como condición para el inicio de su ejecución, deberá:

- a) Ampliar, asumiendo los costos pertinentes, las garantías y seguros pactados en el **Contrato**.
- b) Presentar a **ECOPETROL** constancia de pago por parte del **CONTRATISTA**, del Impuesto de Timbre generado por la suscripción del presente documento, y de los valores causados por concepto de prima o precio de la Póliza o Garantía si ello fuere procedente.



- c) Enviar a la Aseguradora copia del presente documento debidamente firmado para que expida el correspondiente anexo aclaratorio, si la Aseguradora lo estima pertinente. Este requisito se entenderá cumplido con la presentación de la constancia de recibo por parte de aquella.

PARÁGRAFO PRIMERO: El retraso injustificado por parte del **CONTRATISTA** en la entrega de los documentos necesarios para la ejecución del presente acuerdo facultará a **ECOPETROL** para, a su conveniencia, extender el plazo para el aporte de los mismos, aplicar las medidas definidas por incumplimiento en el **Contrato**.

PARÁGRAFO SEGUNDO: El **CONTRATISTA** asumirá los costos que demandaren el perfeccionamiento e inicio de la ejecución del presente acto, si los hubiere.

CLÁUSULA CUARTA.-NOVACIÓN. Los acuerdos consignados en este documento no constituyen novación del **Contrato** o de los restantes documentos suscritos con ocasión de aquel, los cuales mantienen plena vigencia en todo aquello que no haya sido modificado expresamente en este documento.

CLÁUSULA QUINTA.-IMPUESTOS. Todos los impuestos que se causen por razón de la suscripción, desarrollo, ejecución y balance final del presente acuerdo, con excepción de los que estrictamente correspondan a **ECOPETROL**, son de cargo exclusivo del **CONTRATISTA**. **ECOPETROL** efectuará a las cuentas del **CONTRATISTA** las retenciones que en materia de Impuestos tenga establecidas la Ley.

CLÁUSULA SEXTA.-. Las partes convienen en desarrollo de la buena fe contractual, en dotar a los acuerdos previstos en el presente documento de los efectos propios de la transacción, conforme a las previsiones establecidas en la normatividad vigente, manteniéndose con ello la comutatividad y equilibrio económico y financiero del **Contrato**.

En constancia, se firma el presente documento, en Villavicencio, el día Veintisiete (27) de Junio de 2018:

Por **ECOPETROL S.A.**

LEYLA YULIETH AMAYA AREVALO
Profesional de Abastecimiento
Apoderada

Por **CONSULTEC INTERNATIONAL**
SUCURSAL COLOMBIA

CESAR ALBERTO PAOLINI ECHEVERRI
Representante Legal

1630

	ACTA DE FINALIZACIÓN DEL CONTRATO	
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO	
	GAB-F-081	Elaborado 08/09/2017

ACTA DE FINALIZACIÓN DEL CONTRATO No. 5226468

CONTRATO No	5226468
OBJETO	SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN, ASISTENCIA, INGENIERÍA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTIÓN LOGÍSTICA TANTO EN CAMPO COMO EN OFICINA, ENTRE OTROS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL S.A. CON USO DE OPCIÓN DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO
VALOR INICIAL CONTRATO	TRES MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SEIS MILLONES SETECIENTOS CINCO MIL TRESCIENTOS TRECE PESOS (\$3.676.705.313) SIN INCLUIR EL IVA.
PLAZO INICIAL DEL CONTRATO	TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) DIAS
FECHA SUSCRIPCIÓN ACTA DE INICIO	01/01/2016
FECHA DE FINALIZACIÓN TOTAL DEL OBJETO CONTRACTUAL	30/09/2018
VALOR FINAL	VEINTISEIS MIL CUATROCIENTOS VEINTISEIS MILLONES SEISCIENTOS CUATRO MIL DOSCIENTOS SESENTA Y OCHO PESOS (\$26.426.604.268) SIN INCLUIR EL IVA.
PLAZO FINAL	MIL TRES (1.003) DIAS
FECHA DE SUSPENSIÓN DEL CONTRATO (si ha existido)	N/A
FECHA DE REINICIO DEL CONTRATO (si ha existido)	N/A
NUEVA FECHA DE FINALIZACIÓN DEL CONTRATO (si el mismo fue afectado por la suspensión)	N/A
ACTAS DE AMPLIACION DEL PLAZO (si han existido)	N/A
MODIFICACIONES CONTRACTUALES (si han existido)	• El 30 de Diciembre de 2016 se suscribió el Contrato Adicional No. 1 y activación del

Handwritten signature/initials

Handwritten signature

	ACTA DE FINALIZACIÓN DEL CONTRATO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-081	Elaborado 08/09/2017	Versión: 4

	<p>Uso de Opción vigencia 2017, con el fin de Incrementar el valor del contrato en CINCO MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y UN MILLONES QUINIENTOS VEINTIDOS MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y OCHO PESOS (\$5.691.522.468), sin incluir el valor de IVA y ampliar el plazo de ejecución del contrato desde el 1 de Enero de 2017 al 31 de Diciembre de 2017.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El 1 de Septiembre de 2017 se autorizó la Adición Presupuestal No.1, por valor de CINCO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y CINCO MILLONES CIENTO SESENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS SETENTA Y UN PESOS COLOMBIANOS (\$5.785.168.571) sin incluir el valor de IVA. • El 27 de Diciembre de 2017 se suscribió el Contrato Adicional No.2, con el fin de Incrementar el valor del contrato en SEIS MIL SETECIENTOS TRES MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA Y TREIS MIL QUINIENTOS SESENTA Y UN PESOS (\$6.703.983.561), sin incluir el valor de IVA y ampliar el plazo de ejecución del contrato desde el 1 de Enero de 2018 al 30 de Junio de 2018. • El 27 de Junio de 2018 se suscribió el Contrato Adicional No.3, con el fin de Incrementar el valor del contrato en CUATRO MIL QUINIENTOS SESENTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS VEINTICUATRO MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO PESOS (\$4.569.224.355), sin incluir el valor de IVA y ampliar el plazo de ejecución del contrato desde el 1 de Julio de 2018 al 30 de Septiembre de 2018.
--	---

10/09/17

En Castilla La Nueva, en las oficinas de GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN CASTILLA, se reunieron JUAN DAVID CARDONA CASTAÑO Identificado con Cédula 7.555.448 EXPEDIDA EN ARMENIA en su calidad de CONTRATISTA y por ECOPEPETROL S.A. JOHANNA BLANCO

J. Cardona

1631

	ACTA DE FINALIZACIÓN DEL CONTRATO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-081	Elaborado 08/09/2017	Versión: 4

SIMBAQUEBA identificada con Cédula 52.866.785 EXPEDIDA EN BOGOTÁ, EDUARD PABON GELVEZ identificado con Cédula 13.743.556 EXPEDIDA EN BUCARAMANGA, OSCAR GABRIEL PARRA MARTINEZ identificado con Cédula 91.481.059 EXPEDIDA EN BUCARAMANGA en su calidad de INTERVENTORES, con el fin de declarar que se dan por finalizadas las actividades correspondientes al objeto del contrato 5226468, y que las mismas fueron recibidas a satisfacción al 100% de ejecución.

Para constancia se firman dos actas con idéntico tenor literal El CUATRO DE OCTUBRE DE DOS MIL DIECIOCHO 04/10/2018.

Por el CONTRATISTA

Por el Interventor


 JUAN DAVID CARDONA CASTAÑO
 REPRESENTANTE LEGAL


 JOHANNA BLANCO SIMBAQUEBA
 INTERVENTOR GDT

Por el Interventor

Por el Interventor


 EDUARDO PABON GELVEZ
 INTERVENTOR GCH


 OSCAR GABRIEL PARRA MARTINEZ
 INTERVENTOR GDA

1632

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

CONTRATO No. 5226468 Y SUS ADICIONALES No 1, 2 y 3, SU ADICION PRESUPUESTAL No 1 Y USO DE OPCION No 1.

CONTRATISTA	: CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA
OBJETO CONTRATO PRINCIPAL	: SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN, ASISTENCIA, INGENIERÍA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTIÓN LOGÍSTICA TANTO EN CAMPO COMO EN OFICINA, ENTRE OTROS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL S.A. CON USO DE OPCION DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO
PLAZO INICIAL	: TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) DÍAS CALENDARIO QUE SE CONTABILIZARÁN A PARTIR DE LA FECHA DE SUSCRIPCIÓN DEL ACTA DE INICIO O DE LA FECHA QUE EN ESTA SE INDIQUE.
VALOR INICIAL (CONTRATO DE CUANTIA INDETERMINADA)	: CUANTIA INDETERMINADA, PARA EFECTOS DE GARANTIAS Y SEGUROS VALOR ESTIMADO DEL CONTRATO TRES MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SEIS MILLONES SETECIENTOS CINCO MIL TRESCIENTOS TRECE PESOS COLOMBIANOS (\$ 3.676.705.313) , SIN INCLUIR EL VALOR DEL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA).
ADICIONAL No 1	: (\$ 645.271.911) SEISCIENTOS CUARENTA Y CINCO MILLONES DOSCIENTOS SETENTA Y UN MIL NOVECIENTOS ONCE PESOS SIN INCLUIR EL VALOR DEL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA).
USO DE OPCION No 1	: CON EL FIN DE PRORROGAR EL CONTRATO EN 365 DIAS CALENDARIO, HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, POR UN VALOR DE (\$ 5.046.250.557) CINCO MIL CUARENTA Y SEIS MILLONES DOSCIENTOS CINCUENTA MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y SIETE PESOS SIN INCLUIR EL VALOR DEL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA).
ACTA DE ADICION PRESUPUESTAL No. 1	: (\$ 5.785.168.571) CINCO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y CINCO MILLONES CIENTO SESENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS SETENTA Y UN PESOS SIN INCLUIR EL VALOR DEL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA).
ADICIONAL No 2	: CON EL FIN DE AMPLIAR EL PLAZO DE EJECUCION DEL CONTRATO EN 180 DIAS, DESDE EL 01 DE ENERO DE 2018 HASTA EL 30 DE JUNIO DE 2018, INCREMENTANDO EL VALOR DEL CONTRATO EN (\$ 6.703.983.561) SEIS MIL SETECIENTOS TRES MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA Y TRES MIL QUINIENTOS SESENTA Y UN PESOS SIN INCLUIR EL VALOR DEL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA).
ADICIONAL No 3	: CON EL FIN DE AMPLIAR EL PLAZO DE EJECUCION DEL CONTRATO EN 92 DIAS, DESDE EL 01 DE JULIO DE DE 2018 HASTA EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018, INCREMENTANDO EL VALOR DEL CONTRATO EN (\$ 4.569.224.355) CUATRO MIL

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO	
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO	
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017

	QUINIENTOS SESENTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS VEINTICUATRO MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO PESOS SIN INCLUIR EL VALOR DEL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA).
VALOR GASTOS REEMBOLSABLES (SI SE PACTARON)	: CONTRACTUALMENTE NO SE ENCUENTRAN PACTADOS.
VALOR FINAL DEL CONTRATO	: VEINTISEIS MIL CUATROCIENTOS VEINTISEIS MILLONES SEISCIENTOS CUATRO MIL DOSCIENTOS SESENTA Y OCHO PESOS COLOMBIANOS (\$ 26.426.604.268), SIN INCLUIR EL VALOR DEL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA).
VALOR FINAL DE LOS GASTOS REEMBOLSABLES	: N/A
FECHA ACTA DE INICIACION	: 01/01/2016
FECHA ACTA DE TERMINACION	: 30/09/2018
PLAZO FINAL DE EJECUCIÓN	: MIL CUATRO (1004) DIAS CALENDARIO
INTERVENTOR	: JOHANNA BLANCO SIMBAQUEBA (GDT) OSCAR GABRIEL PARRA MARTINEZ (GDA) EDUARD PABON GELVEZ (GCH)
ADMINISTRADOR	: GUSTAVO ADOLFO RHENALS PORRRAS

En Villavicencio, a los 20 de diciembre de 2018, se reunieron en las oficinas de ECOPETROL - VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA de ECOPETROL S.A. El Señor GUSTAVO ADOLFO RHENALS PORRAS, quien obra en su carácter de Administrador del Contrato por parte de ECOPETROL S.A.; y el señor JUAN DAVID CARDONA CASTAÑO en calidad de representante legal del Contratista, con el objeto de practicar el cierre y balance final del Contrato No. 5226468 y sus ADICIONALES No. 1, 2, 3, SU ADICION PRESUPUESTAL No.1 y USO DE OPCION No. 1.

1. DESARROLLO CONTRACTUAL

- 1.1** Que ECOPETROL S.A. y el CONTRATISTA celebraron el 18/12/2015 el Contrato No. 5226468, cuyo objeto es la "SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN, ASISTENCIA, INGENIERÍA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTIÓN LOGÍSTICA TANTO EN CAMPO COMO EN OFICINA, ENTRE OTROS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL S.A. CON USO DE OPCIÓN DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO.", contrato de cuantía indeterminada, para efectos de Garantías Y Seguros el valor estimado del contrato es de TRES MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SEIS MILLONES SETECIENTOS CINCO MIL TRESCIENTOS TRECE PESOS COLOMBIANOS (\$ 3.676.705.313), sin incluir el valor del impuesto al Valor Agregado (IVA).
- 1.2** Que el plazo de ejecución del Contrato No. 5226468 se pactó en TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días calendario que se contabilizarán a partir de la fecha de suscripción del acta de inicio o de la fecha que en esta se indique.
- 1.3** El 01 de Enero de 2016 se suscribió el Acta de Inicialización del Contrato, en la cual las partes, de conformidad con lo indicado en el contrato, consignaron que el plazo de ejecución de los trabajos es TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días calendario, quedando como fecha de finalización de los mismos el 30 de Diciembre de 2016.

2/20

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

1633

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

- 1.4 El 30 de Diciembre de 2016, se suscribió el Contrato Adicional No. 1 con el fin de Incrementar el valor del contrato en **SEISCIENTOS CUARENTA Y CINCO MILLONES DOSCIENTOS SETENTA Y UN MIL NOVECIENTOS ONCE PESOS COLOMBIANOS (\$645.271.911)**, sin incluir el valor del Impuesto al Valor Agregado (IVA).
- 1.5 El 30 de Diciembre de 2016, se notificó la Activación del Uso de Opción No. 1 con el fin de prorrogar el Contrato en 365 días calendario, es decir, hasta el 30 de Diciembre de 2017 por un valor de **CINCO MIL CUARENTA Y SEIS MILLONES DOSCIENTOS CINCUENTA MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y SIETE PESOS COLOMBIANOS (\$5.046.250.557)** sin incluir el valor del Impuesto al Valor Agregado (IVA).
- 1.6 El 01 de Septiembre de 2017 se suscribió el Acta de Adición Presupuesta No.1 con el fin de Incrementar el valor del contrato en **CINCO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y CINCO MILLONES CIENTO SESENTA Y OCHO MIL QUINIENTOS SETENTA Y UN PESOS COLOMBIANOS (\$5.785.168.571)** sin incluir el valor del Impuesto al Valor Agregado (IVA).
- 1.7 El 27 de Diciembre de 2017 se suscribió el Contrato Adicional No.2 con el fin de ampliar el plazo de ejecución del contrato en ciento ochenta (180) días calendario, contados a partir del 01 de enero de 2018, quedando como nueva fecha de finalización el día 30 de Junio de 2018, , e incrementar el valor del contrato en **SEIS MIL SETECIENTOS TRES MILLONES NOVECIENTOS OCHENTA Y TRES MIL QUINIENTOS SESENTA Y UN PESOS COLOMBIANOS (\$6.703.983.561)** sin incluir el valor del Impuesto al Valor Agregado (IVA).
- 1.8 El 27 de Junio de 2018 se suscribió el Contrato Adicional No.3 con el fin de ampliar el plazo de ejecución del contrato en noventa y dos (92) días calendario, contados a partir del 01 de julio de 2018, quedando como nueva fecha de finalización el día 30 de Septiembre de 2018, e incrementar el valor del contrato en **CUATRO MIL QUINIENTOS SESENTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS VEINTICUATRO MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y CINCO PESOS COLOMBIANOS (\$4.569.224.355)** sin incluir el valor del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

2. ACTA DE TERMINACION Y RECIBO DE LOS TRABAJOS.

El día 04/10/2018 se suscribió acta de finalización dando por terminados y recibidos a satisfacción de ECOPEPETROL S.A. los trabajos objeto del contrato No. 5226468 el día 30 de septiembre de 2018.

3. GARANTÍAS Y SEGUROS

Para poder dar inicio a la ejecución del contrato y como respaldo durante el contrato principal y sus adicionales, se constituyeron las siguientes garantías y seguros:

GARANTÍA ÚNICA DE CUMPLIMIENTO No. 31 EGO02764 CERTIFICADO 3 REC0059731					
COMPAÑIA ASEGURADORA DE FIANZAS S.A.					
ITEM	TIPO DE POLIZA	VIGENCIA ASEGURADA		ASEGURADO	VALOR ASEGURADO
		DESDE	HASTA		
1	CUMPLIMIENTO	18/12/2015	28/02/2019	10%	\$2.642.660.426,80
3	PAGO DE SALARIOS	18/12/2015	28/01/2022	5%	\$1.321.330.213,40
5	CALIDAD DEL SERVICIO	18/12/2015	28-01-2020	10%	\$2.642.660.426,80

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO	
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO	
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017

POLIZA DE RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRA CONTRACTUAL No. 31-RO029755 Certificado: 31-RO065037					
COMPAÑIA ASEGURADORA DE FIANZAS S.A.					
ITEM	TIPO DE POLIZA	VICENCIA ASEGURADA		VALOR ASEGURADO	
		DESDE	HASTA	% ASEGURADO	
1	RESPONSABILIDAD C. EXTRA CONTRACTUAL	18/12/2015	30/09/2018	10%	\$2.642.660.426,80

4. PROCEDENCIA Y OPORTUNIDAD DEL CIERRE Y BALANCE

Con base en lo dispuesto en la Cláusula CLAUSULA QUINTA y CLAUSULA TRIGESIMA, del Contrato No. 5226468, se procede a efectuar el cierre y balance, dentro del término establecido para tal efecto.

5. BALANCE ECONÓMICO DEL CONTRATO.

5.1 VALOR INICIAL ESTIMADO DEL CONTRATO.

A continuación se presentan los valores del contrato principal y sus adicionales:

DESCRIPCIÓN	VALOR EN PESOS
Contrato Principal	5226468
Fecha de suscripción	18/12/2015
Valor del contrato principal (sin IVA)	\$3.676.705.313
IVA contrato principal	\$588.272.850
Valor estimado Gastos Rembolsables contrato principal	N/A
Contrato Adicional No. 1	
Fecha de suscripción	30/12/2016
Valor del Contrato Adicional No. 1 (sin IVA)	\$645.271.911
IVA Contrato Adicional No. 1	\$ 103.243.506
Uso de Opción No. 1	
Fecha de suscripción	30/12/2016
Valor del Uso de Opción No. 1 (sin IVA)	\$5.046.250.557
IVA Uso de Opción No. 1	\$ 807.400.089
Adición Presupuestal No. 1	
Fecha de suscripción	01/09/2017
Valor del Adición Presupuestal No. 1 (sin IVA)	\$5.785.168.571
IVA Adición Presupuestal No. 1	\$ 1.099.182.028
Contrato Adicional No. 2	
Fecha de suscripción	27/12/2017
Valor del Contrato Adicional No. 2 (sin IVA)	\$6.703.983.561
IVA Contrato Adicional No. 2	\$ 1.273.756.877
Contrato Adicional No. 3	
Fecha de suscripción	27/06/2018

4/20

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO	
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO	
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017

Valor del Contrato Adicional No. 3 (sin IVA)	\$4.569.224.355
IVA Contrato Adicional No. 3	\$ 868.152.627
Valor total del contrato sin IVA	\$ 26.426.604.268
IVA total del contrato	\$4.740.007.977
Valor total estimado de los gastos reembolsables	N/A

Nota: El IVA está relacionado teniendo en cuenta la tarifa del 16% vigente hasta 31 de diciembre de 2016 y tarifa del 19% vigente a partir de 1° de enero de 2017.

5.2 VALOR TOTAL FACTURADO Y PAGADO.

De acuerdo con lo establecido en la Cláusula QUINTA – FACTURACION Y FORMA DE PAGO del Contrato No. 5226468 los pagos parciales se realizaron, de acuerdo al avance de ejecución del contrato. A continuación se presenta una relación de los pagos efectuados durante el desarrollo del contrato:

MES	FACTURA No.	VALOR PAGADO
01/01/2016 al 15/01/2016	14798	143.053.166
15/01/2016 al 15/02/2016	14811	154.003.041
16/02/2016 al 15/03/2016	14823	11.216.537
16/02/2016 al 15/03/2016	14869	158.732.936
16/03/2016 al 15/04/2016	14870	211.207.329
16/04/2016 al 15/05/2016	14900	254.542.116
16/05/2016 al 15/06/2016	14909	26.994.026
16/05/2016 al 15/06/2016	14910	110.636.765
16/05/2016 al 15/06/2016	14911	36.629.301
16/06/2016 al 15/07/2016	14922	319.927.749
16/07/2016 al 15/08/2016	14958	102.676.857
16/07/2016 al 15/08/2016	14965	230.398.782
16/07/2016 al 15/08/2016	14969	24.727.139
16/07/2016 al 15/08/2016	14970	8.002.670
16/08/2016 al 15/09/2016	14972	188.395.458
16/08/2016 al 15/09/2016	14973	20.142.004
16/08/2016 al 15/09/2016	14975	30.884.626
16/08/2016 al 15/09/2016	14976	73.041.938
16/09/2016 al 15/10/2016	15046	69.946.282
16/09/2016 al 15/10/2016	15047	66.979.920
16/09/2016 al 15/10/2016	15048	329.557.469
16/10/2016 al 15/11/2016	15180	71.968.892
16/10/2016 al 15/11/2016	15182	3.293.255

**ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO****GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO
GERENCIA DE ABASTECIMIENTO**

GAB-F-083

Elaborado
04/12/2017

Versión: 4

16/10/2016 al 15/11/2016	15183	378.699.440
16/10/2016 al 15/11/2016	15184	94.750.196
16/11/2016 al 15/12/2016	15245	97.603.609
16/11/2016 al 15/12/2016	15248	87.453.167
16/11/2016 al 15/12/2016	15256	341.545.971
16/11/2016 al 15/12/2016	15266	46.126.252
16/11/2016 al 15/12/2016	15281	4.024.391
16/12/2016 al 31/12/2016	15286	68.038.345
16/12/2016 al 31/12/2016	15287	63.502.977
16/12/2016 al 31/12/2016	15288	132.265.965
16/12/2016 al 31/12/2016	15289	160.073.093
16/12/2016 al 31/12/2016	15290	50.286.931
16/12/2016 al 31/12/2016	15293	43.847.120
16/12/2016 al 31/12/2016	15320	29.099.713
16/01/2017 al 15/02/2017	15326	340.068.575
16/01/2017 al 15/02/2017	15328	122.044.087
16/01/2017 al 15/02/2017	15331	91.262.526
16/01/2017 al 15/02/2017	15332	3.910.742
16/01/2017 al 15/02/2017	15349	64.982.398
16/01/2017 al 15/02/2017	15350	22.112.928
16/02/2017 al 28/02/2017	15345	146.076.333
16/02/2017 al 28/02/2017	15348	55.059.383
16/02/2017 al 28/02/2017	15354	41.392.662
16/02/2017 al 28/02/2017	15355	10.389.668
01/03/2017 al 31/03/2017	15356	64.819.569
01/03/2017 al 31/03/2017	15357	114.350.925
01/03/2017 al 31/03/2017	15358	333.990.560
01/03/2017 al 31/03/2017	15369	134.297.152
01/04/2017 al 30/04/2017	15390	206.430.954
01/04/2017 al 30/04/2017	15392	38.647.258
01/04/2017 al 30/04/2017	15393	68.119.349
01/04/2017 al 30/04/2017	15394	79.828.425
01/04/2017 al 30/04/2017	15395	192.677.596
01/04/2017 al 30/04/2017	15397	7.757.702
01/04/2017 al 30/04/2017	15403	48.664.492
01/04/2017 al 30/04/2017	15406	44.707.845
01/05/2017 al 31/05/2017	15411	70.075.560
01/05/2017 al 31/05/2017	15433	179.794.937

6/20

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

01/05/2017 al 31/05/2017	15434	297.415.630
01/05/2017 al 31/05/2017	15435	18.721.764
01/05/2017 al 31/05/2017	15436	22.176.266
01/05/2017 al 31/05/2017	15437	92.530.390
01/05/2017 al 31/05/2017	15438	17.342.472
01/05/2017 al 31/05/2017	15439	32.878.451
01/05/2017 al 31/05/2017	15440	75.067.448
01/06/2017 al 30/06/2017	15451	120.405.835
01/06/2017 al 30/06/2017	15454	223.258.430
01/06/2017 al 30/06/2017	15455	164.039.726
01/06/2017 al 30/06/2017	15456	27.862.172
01/06/2017 al 30/06/2017	15458	212.383.302
01/06/2017 al 30/06/2017	15460	111.904.499
01/06/2017 al 30/06/2017	15461	5.257.810
01/07/2017 al 31/07/2017	15465	83.273.853
01/07/2017 al 31/07/2017	15466	167.206.906
01/07/2017 al 31/07/2017	N.15467	308.634.867
01/07/2017 al 31/07/2017	15479	101.649.966
01/07/2017 al 31/07/2017	15480	170.316.013
01/07/2017 al 31/07/2017	15482	16.907.020
01/07/2017 al 31/07/2017	N.15481	45.198.228
01/08/2017 al 31/08/2017	15492	267.966.913
01/08/2017 al 31/08/2017	15493	81.252.684
01/08/2017 al 31/08/2017	15494	94.944.445
01/08/2017 al 31/08/2017	15495	66.792.279
01/08/2017 al 31/08/2017	15497	105.286.179
01/08/2017 al 31/08/2017	15503	28.272.276
01/08/2017 al 31/08/2017	15508	4.999.566
01/08/2017 al 31/08/2017	15500	200.369.641
01/09/2017 al 30/09/2017	15510	328.187.259
01/09/2017 al 30/09/2017	15511	75.560.143
01/09/2017 al 30/09/2017	15512	134.563.012
01/09/2017 al 30/09/2017	15513	112.558.128
01/09/2017 al 30/09/2017	15518	101.459.745
01/09/2017 al 30/09/2017	15519	76.727.106
01/09/2017 al 30/09/2017	15521	10.888.862
01/09/2017 al 30/09/2017	N.15525	31.840.804
01/09/2017 al 30/09/2017	N.15532	10.305.524

**ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO****GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO
GERENCIA DE ABASTECIMIENTO**

GAB-F-083

Elaborado
04/12/2017

Versión: 4

01/09/2017 al 30/09/2017	N.15534	26.184.432
01/09/2017 al 30/09/2017	15535	104.856.046
01/10/2017 al 31/10/2017	N.15536	162.397.141
01/10/2017 al 31/10/2017	15538	132.080.743
01/10/2017 al 31/10/2017	15539	376.584.445
01/10/2017 al 31/10/2017	N.15544	72.178.180
01/10/2017 al 31/10/2017	N.15545	219.923.082
01/10/2017 al 31/10/2017	15550	25.360.530
01/10/2017 al 31/10/2017	15547	48.212.453
01/11/2017 al 30/11/2017	N.15551	351.199.181
01/11/2017 al 30/11/2017	15554	394.091.821
01/11/2017 al 30/11/2017	15557	179.246.771
01/11/2017 al 30/11/2017	F.15558	38.224.382
01/11/2017 al 30/11/2017	15559	7.107.555
01/11/2017 al 30/11/2017	N.15560	48.439.220
01/11/2017 al 30/11/2017	15565	49.086.757
01/12/2017 al 15/12/2017	N.15561	52.139.333
01/12/2017 al 15/12/2017	15571	46.832.942
01/12/2017 al 15/12/2017	15576	252.825.263
01/12/2017 al 15/12/2017	15577	68.670.827
01/12/2017 al 15/12/2017	N. 15578	18.330.326
01/12/2017 al 15/12/2017	N.15579	11.640.682
01/12/2017 al 15/12/2017	15580	71.852.070
01/12/2017 al 15/12/2017	15586	5.359.102
01/12/2017 al 15/12/2017	N.15587	80.797.889
01/12/2017 al 15/12/2017	N.15591	50.406.445
01/12/2017 al 15/12/2017	15600	193.427.669
01/12/2017 al 15/12/2017	15601	45.240.471
01/12/2017 al 15/12/2017	15602	214.705.325
01/12/2017 al 15/12/2017	N.15617	18.612.901
01/12/2017 al 15/12/2017	N.15618	32.400.068
01/12/2017 al 15/12/2017	15619	8.523.732
01/01/2018 al 31/01/2018	N.15599	291.158.404
01/01/2018 al 31/01/2018	15603	415.588.289
01/01/2018 al 31/01/2018	N.15604	62.904.455
01/01/2018 al 31/01/2018	N.15605	17.087.668
01/01/2018 al 31/01/2018	15606	123.287.943
01/01/2018 al 31/01/2018	15609	163.140.421

8/20

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

1636

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

01/01/2018 al 31/01/2018	15616	90.543.700
01/01/2018 al 31/01/2018	15626	32.993.366
01/01/2018 al 31/01/2018	N.15637	27.114.062
01/01/2018 al 31/01/2018	15687	11.523.200
01/01/2018 al 31/01/2018	15651	21.399.944
01/02/2018 al 28/02/2018	15625	233.405.322
01/02/2018 al 28/02/2018	15628	42.793.621
01/02/2018 al 28/02/2018	15629	274.819.511
01/02/2018 al 28/02/2018	15630	107.279.586
01/02/2018 al 28/02/2018	15636	71.844.431
01/02/2018 al 28/02/2018	15652	35.881.601
01/02/2018 al 28/02/2018	15655	6.732.660
01/02/2018 al 28/02/2018	15689	46.767.531
01/02/2018 al 28/02/2018	15688	23.886.296
01/03/2018 al 31/03/2018	15642	423.453.120
01/03/2018 al 31/03/2018	15643	428.672.703
01/03/2018 al 31/03/2018	15644	108.419.850
01/03/2018 al 31/03/2018	15645	76.594.066
01/03/2018 al 31/03/2018	N.15653	49.057.617
01/03/2018 al 31/03/2018	15654	19.883.139
01/03/2018 al 31/03/2018	15690	23.636.795
01/03/2018 al 31/03/2018	15691	51.311.455
01/03/2018 al 31/03/2018	15656	136.682.787
01/04/2018 al 30/04/2018	N.15669	519.982.313
01/04/2018 al 30/04/2018	N.15675	403.862.374
01/04/2018 al 30/04/2018	15686	248.721.349
01/04/2018 al 30/04/2018	15747	33.179.702
01/04/2018 al 30/04/2018	15734	37.846.780
01/04/2018 al 30/04/2018	15735	20.438.826
01/04/2018 al 30/04/2018	15694	17.858.904
01/04/2018 al 30/04/2018	15693	120.694.275
01/05/2018 al 31/05/2018	15717	344.400.270
01/05/2018 al 31/05/2018	15718	424.075.979
01/05/2018 al 31/05/2018	15725	234.196.704
01/05/2018 al 31/05/2018	15728	77.637.684
01/05/2018 al 31/05/2018	15748	52.509.221
01/05/2018 al 31/05/2018	15749	23.636.795
01/05/2018 al 31/05/2018	15754	27.030.896



ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO

**GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO
GERENCIA DE ABASTECIMIENTO**

GAB-F-083

Elaborado
04/12/2017

Versión: 4

01/05/2018 al 31/05/2018	15729	116.223.426
01/06/2018 al 30/06/2018	15746	350.907.936
01/06/2018 al 30/06/2018	15753	202.904.880
01/06/2018 al 30/06/2018	15755	122.584.114
01/06/2018 al 30/06/2018	15888	54.971.540
01/06/2018 al 30/06/2018	15889	9.421.685
01/06/2018 al 30/06/2018	15842	46.669.836
01/06/2018 al 30/06/2018	15764	473.628.310
01/07/2018 al 31/07/2018	15804	468.342.458
01/07/2018 al 31/07/2018	15811	579.530.105
01/07/2018 al 31/07/2018	15890	67.467.848
01/07/2018 al 31/07/2018	15891	14.215.110
01/07/2018 al 31/07/2018	15938	59.009.405
01/07/2018 al 31/07/2018	15919	30.576.624
01/07/2018 al 31/07/2018	15822	25.605.070
01/07/2018 al 31/07/2018	N.15821	250.865.042
01/08/2018 al 31/08/2018	N.15842	534.219.786
01/08/2018 al 31/08/2018	15843	517.393.568
01/08/2018 al 31/08/2018	15845	259.145.112
01/08/2018 al 31/08/2018	N.15872	71.407.445
01/08/2018 al 31/08/2018	15918	38.718.576
01/08/2018 al 31/08/2018	15939	44.127.184
01/08/2018 al 31/08/2018	15926	1.650.478
01/08/2018 al 31/08/2018	15943	18.336.581
01/09/2018 al 30/09/2018	15906	391.835.794
01/09/2018 al 30/09/2018	15925	223.383.958
01/09/2018 al 30/09/2018	15931	665.058.811
01/09/2018 al 30/09/2018	N.16040	25.620.020
01/09/2018 al 30/09/2018	N.16041	14.806.876
Valor Total facturado Sin IVA		25.861.643.645
Valor Total Facturado Por Gastos Reembolsables		N/A

5.3 SALDO A FAVOR DEL CONTRATISTA.

Teniendo en cuenta lo establecido en la Cláusula QUINTA-FACTURACION Y FORMA DE PAGO, está pendiente de pago el valor resultado de la liquidación final por valor de **TRESCIENTOS VEINTISEIS**

1637

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO	
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO	
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017
		Versión: 4

MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y UN MIL CIENTO VEINTICINCO PESOS COLOMBIANOS (\$326.831.125) del valor ejecutado del contrato.

El estado de cuentas del Contrato se registra en el siguiente cuadro:

CONCEPTO	VALOR (\$)
VALOR INICIAL DEL CONTRATO sin IVA	\$ 3.676.705.313
AIU	\$
IVA	\$ 588.272.850
VALOR TOTAL DEL CONTRATO	\$ 4.264.978.163
VALOR ACTUAL DEL CONTRATO	\$ 26.426.604.268
VALOR PAGADO POR ECOPETROL A LA FECHA	\$ 25.861.643.645
VALOR PENDIENTE POR PAGO	\$ 326.831.125
SUBTOTAL A FAVOR DEL CONTRATISTA	\$ 326.831.125
DESCUENTOS	\$ 0
Obligaciones laborales	\$ 0
Salarios y Liquidaciones	\$ 0
Aportes a seguridad social (salud y pensiones)	\$ 0
Retención en la fuente sobre salarios	\$ 0
Obligaciones Administrativas	\$ 0
Multas	\$ 0
TOTAL DESCUENTOS	\$ 0
Valor Final Ejecutado	\$ 26.188.474.770
Porcentaje Final Ejecutado	99,10%
TOTAL A PAGAR AL CONTRATISTA	\$ 326.831.125

5.4 VALOR FINAL DEL CONTRATO

Como resultado de las cantidades realmente ejecutadas y aprobadas por **ECOPETROL S.A.** se tiene que el valor final del contrato asciende a la suma **VEINTISEIS MIL CIENTO OCHENTA Y OCHO MILLONES CUATROCIENTOS SETENTA Y CUATRO MIL SETECIENTOS SETENTA PESOS COLOMBIANOS (\$26.188.474.770)**, sin incluir el valor del IVA.

Las cantidades, recursos y elementos empleados y pagados en la ejecución de éste contrato están plenamente verificadas por el Interventor del contrato y Administrador del mismo, por tanto lo consignado en esta acta al respecto es de la exclusiva responsabilidad de estos funcionarios.

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

5.5 ULTIMO PAGO

El último pago al contratista será, por valor de **TRESCIENTOS VEINTISEIS MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y UN MIL CIENTO VEINTICINCO PESOS COLOMBIANOS (\$326.831.125)** sin incluir el valor del Impuesto al Valor Agregado (IVA), corresponde a las siguientes partidas.

Este último pago será efectuado una vez suscrita la presente acta y sean entregados a **ECOPETROL S.A.** todos los documentos que se indican en las Cláusulas **QUINTA-FACTURACION Y FORMA DE PAGO Y CLAUSULA NOVENA, - OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA** del Contrato No. 5226468 y que se relacionan a continuación:

- a) Acta de Liquidación final debidamente suscrita por el CONTRATISTA, el Gestor del Contrato y/o el Liquidador designado por ECOPETROL.
- b) Acta de terminación del Contrato a satisfacción de ECOPETROL, debidamente suscrita por ECOPETROL y/o el Gestor del Contrato y el CONTRATISTA.
- c) Certificado de modificación a las garantías y seguros requeridos de conformidad con lo pactado contractualmente, dicho documento deberá contar con la aprobación del Gestor del Contrato y/o ECOPETROL.
- d) Paz y salvos de todos los trabajadores (o de sus beneficiarios en caso de fallecimiento) del CONTRATISTA y de sus Subcontratistas, en los cuales se haga constar, que han recibido a satisfacción los salarios, prestaciones y sus indemnizaciones derivados de sus contratos laborales.
- e) Certificación mensual de cumplimiento de obligaciones laborales de contratista (GAB-F-213 o el documento que haga sus veces) PARTE I - OBLIGACIONES LABORALES GENERALES y parte II - OBLIGACIONES SEGURIDAD SOCIAL Y PARAFISCALES, expedida por revisor fiscal si el CONTRATISTA está obligado a tenerlo, o en su defecto, por el representante legal del mismo.
- f) Paz y salvo emitido por los proveedores y subcontratistas con quienes el CONTRATISTA haya establecido relaciones comerciales necesarias para la ejecución del Contrato. ECOPETROL no estará obligada a efectuar pago alguno ni a reconocer intereses sobre la suma adeudada al CONTRATISTA, si éste no aporta los referidos paz y salvos.
- g) Comprobante de pago de impuesto de timbre nacional con el valor final del contrato, en caso de ser necesario.
- h) Paz y salvos de pago de impuestos municipales.

5.6 PAGO IMPUESTO DE TIMBRE NACIONAL

ECOPETROL S.A. no efectuó retenciones por concepto del impuesto de timbre nacional; en virtud de la aplicación de la Ley 1111 del 27 de diciembre de 2006, artículo 72 parágrafo 2, el cual expresa: la tarifa del impuesto al que se refiere el presente artículo se reducirá de la siguiente manera: al 1% en el año 2008, al 0.5% en el año 2009, y al 0% a partir del año 2010.

Lo anterior teniendo en cuenta que el contrato No.5226468, fue suscrito el día dieciocho (18) de Diciembre de 2015.

1638

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

5.7 RETENCION EN GARANTIA

En la siguiente tabla se reflejan los valores retenidos a través de la facturación y depositados en la cuenta 65256877176 Contrato de fiducia mercantil celebrado entre FIDUCIARIA BANCOLOMBIA Y CONSULTEC INTERNACIONAL SUCURSAL COLOMBIA, que corresponde a la suma de MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y SIETE MILLONES CUATROCIENTOS CINCUENTA Y UN MIL DOSCIENTOS QUINCE PESOS COLOMBIANOS (\$1.987.451.215) SIN INCLUIR EL VALOR DEL IMPUESTO AGREGADO (IVA).

El administrador del contrato 5226468 en su autonomía administrativa autorizó los siguientes desembolsos correspondientes a la retención en garantía depositados en la cuenta de fiducia:

- El día 1 de julio de 2016 aprobó un primer desembolso por valor de **VEINTE TRES MILLONES DE PESOS COLOMBIANOS (\$23.000.000) m/cte.**
- El día 7 de marzo de 2017 aprobó un segundo desembolso por valor de **CIEN MILLONES DE PESOS COLOMBIANOS (\$100.000.000) m/cte.**

MES	FACTURA No.	VALOR PAGADO EN FACTURA	% RETENCION EN GARANTIA	VALOR RETENCION EN GARANTIA
16/01/2016 al 15/02/2016	14811	154.003.041	8%	12.320.243
16/02/2016 al 15/03/2016	14869	158.732.936	8%	12.698.635
16/03/2015 al 15/04/2016	14870	211.207.329	8%	16.896.586
16/07/2016 al 15/08/2016	14958	102.676.857	8%	8.214.149
16/07/2016 al 15/08/2016	14965	230.398.782	8%	18.431.903
16/07/2016 al 15/08/2016	14969	24.727.139	8%	1.978.171
16/08/2016 al 15/09/2016	14972	188.395.458	8%	15.071.637
16/08/2016 al 15/09/2016	14973	20.142.004	8%	1.611.360
16/08/2016 al 15/09/2016	14976	73.041.938	8%	5.843.355
16/09/2016 al 15/10/2016	15046	69.946.282	8%	5.595.703
16/09/2016 al 15/10/2016	15047	66.979.920	8%	5.358.394
16/09/2016 al 15/10/2016	15048	329.557.469	8%	26.364.598
16/10/2016 al 15/11/2016	15180	71.968.892	8%	5.757.511
16/10/2016 al 15/11/2016	15182	3.293.255	8%	263.460
16/10/2016 al 15/11/2016	15183	378.699.440	8%	30.295.955
16/10/2016 al 15/11/2016	15184	94.750.196	8%	7.580.016
16/11/2016 al 15/12/2016	15248	87.453.167	8%	6.996.253
16/11/2016 al 15/12/2016	15256	341.545.971	8%	27.323.678
16/11/2016 al 15/12/2016	15266	46.126.252	8%	3.690.100
16/11/2016 al 15/12/2016	15281	4.024.391	8%	321.951
16/12/2016 al 31/12/2016	15286	68.038.345	8%	5.443.068
16/12/2016 al 31/12/2016	15287	63.502.977	8%	5.080.238
16/12/2016 al 31/12/2016	15288	132.265.965	8%	10.581.277

13/20

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO

**GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO
GERENCIA DE ABASTECIMIENTO**

GAB-F-083

**Elaborado
04/12/2017**

Versión: 4

16/12/2016 al 31/12/2016	15289	160.073.093	8%	12.805.847
16/12/2016 al 31/12/2016	15290	50.286.931	8%	4.022.954
16/12/2016 al 31/12/2016	15293	43.847.120	8%	3.507.770
16/12/2016 al 31/12/2016	15320	29.099.713	8%	2.327.977
16/01/2017 al 15/02/2017	15326	340.060.575	8%	27.205.486
16/01/2017 al 15/02/2017	15328	122.044.087	8%	9.763.527
16/01/2017 al 15/02/2017	15331	91.262.526	8%	7.301.002
16/01/2017 al 15/02/2017	15332	3.910.742	8%	312.859
16/01/2017 al 15/02/2017	15350	22.112.928	8%	1.769.035
16/02/2017 al 28/02/2017	15345	146.076.333	8%	11.685.107
16/02/2017 al 28/02/2017	15348	55.059.383	8%	4.404.751
16/02/2017 al 28/02/2017	15355	10.389.668	8%	831.173
01/03/2017 al 31/03/2017	15356	64.819.569	8%	5.185.589
01/03/2017 al 31/03/2017	15357	114.350.925	8%	9.148.074
01/03/2017 al 31/03/2017	15358	333.990.560	8%	26.719.245
01/03/2017 al 31/03/2017	15369	134.297.152	8%	10.743.772
01/04/2017 al 30/04/2017	15390	206.430.954	8%	16.514.476
01/04/2017 al 30/04/2017	15392	38.647.258	8%	3.091.781
01/04/2017 al 30/04/2017	15393	68.119.349	8%	5.449.548
01/04/2017 al 30/04/2017	15394	79.828.425	8%	6.386.274
01/04/2017 al 30/04/2017	15395	192.677.596	8%	15.414.208
01/04/2017 al 30/04/2017	15397	7.757.702	8%	620.616
01/04/2017 al 30/04/2017	15403	48.664.492	8%	3.893.159
01/04/2017 al 30/04/2017	15406	44.707.845	8%	3.576.628
01/05/2017 al 31/05/2017	15411	70.075.560	8%	5.606.045
01/05/2017 al 31/05/2017	15434	297.415.630	8%	23.793.250
01/05/2017 al 31/05/2017	15435	18.721.764	8%	1.497.741
01/05/2017 al 31/05/2017	15436	22.176.266	8%	1.774.101
01/05/2017 al 31/05/2017	15437	92.530.390	8%	7.402.431
01/05/2017 al 31/05/2017	15438	17.342.472	8%	1.387.398
01/05/2017 al 31/05/2017	15439	32.878.451	8%	2.630.276
01/05/2017 al 31/05/2017	15440	75.067.448	8%	6.005.396
01/06/2017 al 30/06/2017	15451	120.405.835	8%	9.632.467
01/06/2017 al 30/06/2017	15454	223.258.430	8%	17.860.674
01/06/2017 al 30/06/2017	15455	164.039.726	8%	13.123.178
01/06/2017 al 30/06/2017	15456	27.862.172	8%	2.228.974
01/06/2017 al 30/06/2017	15458	212.383.302	8%	16.990.664
01/06/2017 al 30/06/2017	15460	111.904.499	8%	8.952.360

14/20

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

1639

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

01/07/2017 al 31/07/2017	15465	83.273.853	8%	6.661.908
01/07/2017 al 31/07/2017	15466	167.206.906	8%	13.376.552
01/07/2017 al 31/07/2017	15467	308.634.867	8%	24.690.789
01/07/2017 al 31/07/2017	15479	101.649.966	8%	8.131.997
01/07/2017 al 31/07/2017	15480	170.316.013	8%	13.625.281
01/07/2017 al 31/07/2017	15482	16.907.020	8%	1.352.562
01/07/2017 al 31/07/2017	15481	45.198.228	8%	3.615.858
01/08/2017 al 31/08/2017	15492	267.966.913	8%	21.437.353
01/08/2017 al 31/08/2017	15493	81.252.684	8%	6.500.215
01/08/2017 al 31/08/2017	15494	94.944.445	8%	7.595.556
01/08/2017 al 31/08/2017	15495	66.792.279	8%	5.343.382
01/08/2017 al 31/08/2017	15497	105.286.179	8%	8.422.894
01/08/2017 al 31/08/2017	15503	28.272.276	8%	2.261.782
01/08/2017 al 31/08/2017	15508	4.999.566	8%	399.965
01/08/2017 al 31/08/2017	15500	200.369.641	8%	16.029.571
01/09/2017 al 30/09/2017	15510	328.187.259	8%	26.254.981
01/09/2017 al 30/09/2017	15511	75.560.143	8%	6.044.811
01/09/2017 al 30/09/2017	15512	134.563.012	8%	10.765.041
01/09/2017 al 30/09/2017	15513	112.558.128	8%	9.004.650
01/09/2017 al 30/09/2017	15518	101.459.745	8%	8.116.780
01/09/2017 al 30/09/2017	15519	76.727.106	8%	6.138.168
01/09/2017 al 30/09/2017	15521	10.888.862	8%	871.109
01/09/2017 al 30/09/2017	15525	31.840.804	8%	2.547.264
01/09/2017 al 30/09/2017	15532	10.305.524	8%	824.442
01/09/2017 al 30/09/2017	15534	26.184.432	8%	2.094.755
01/09/2017 al 30/09/2017	15535	104.856.046	8%	8.388.484
01/10/2017 al 31/10/2017	15536	162.397.141	8%	12.991.771
01/10/2017 al 31/10/2017	15538	132.080.743	8%	10.566.459
01/10/2017 al 31/10/2017	15539	376.584.445	8%	30.126.756
01/10/2017 al 31/10/2017	15544	72.178.180	8%	5.774.254
01/10/2017 al 31/10/2017	15545	219.923.082	8%	17.593.847
01/10/2017 al 31/10/2017	15550	25.360.530	8%	2.028.842
01/10/2017 al 31/10/2017	15547	48.212.453	8%	3.856.996
01/11/2017 al 30/11/2017	15551	351.199.181	8%	28.095.934
01/11/2017 al 30/11/2017	15554	394.091.821	8%	31.527.346
01/11/2017 al 30/11/2017	15557	179.246.771	8%	14.339.742
01/11/2017 al 30/11/2017	15558	38.224.382	8%	3.057.951
01/11/2017 al 30/11/2017	15559	7.107.555	8%	568.604

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO

**GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO
GERENCIA DE ABASTECIMIENTO**

GAB-F-083

**Elaborado
04/12/2017**

Versión: 4

01/11/2017 al 30/11/2017	15560	48.439.220	8%	3.875.138
01/11/2017 al 30/11/2017	15565	49.086.757	8%	3.926.941
01/12/2017 al 15/12/2017	15561	52.139.333	8%	4.171.147
01/12/2017 al 15/12/2017	15571	46.832.942	8%	3.746.635
01/12/2017 al 15/12/2017	15576	252.825.263	8%	20.226.021
01/12/2017 al 15/12/2017	15577	68.670.827	8%	5.493.666
01/12/2017 al 15/12/2017	15578	18.330.326	8%	1.466.426
01/12/2017 al 15/12/2017	15579	11.640.682	8%	931.255
01/12/2017 al 15/12/2017	15580	71.852.070	8%	5.748.166
01/12/2017 al 15/12/2017	15586	5.359.102	8%	428.728
01/12/2017 al 15/12/2017	15587	80.797.889	8%	6.463.831
01/12/2017 al 15/12/2017	15591	50.406.445	8%	4.032.516
01/12/2017 al 15/12/2017	15600	193.427.669	8%	15.474.214
01/12/2017 al 15/12/2017	15601	45.240.471	8%	3.619.238
01/12/2017 al 15/12/2017	15602	214.705.325	8%	17.176.426
01/12/2017 al 15/12/2017	15617	18.612.901	8%	1.489.032
01/12/2017 al 15/12/2017	15618	32.400.068	8%	2.592.005
01/12/2017 al 15/12/2017	15619	8.523.732	8%	681.899
01/01/2018 al 31/01/2018	15599	291.158.404	8%	23.292.672
01/01/2018 al 31/01/2018	15603	415.588.289	8%	33.247.063
01/01/2018 al 31/01/2018	15604	62.904.455	8%	5.032.356
01/01/2018 al 31/01/2018	15605	17.087.668	8%	1.367.013
01/01/2018 al 31/01/2018	15606	123.287.943	8%	9.863.035
01/01/2018 al 31/01/2018	15609	163.140.421	8%	13.051.234
01/01/2018 al 31/01/2018	15616	90.543.700	8%	7.243.496
01/01/2018 al 31/01/2018	15626	32.993.366	8%	2.639.469
01/01/2018 al 31/01/2018	15637	27.114.062	8%	2.169.125
01/01/2018 al 31/01/2018	15687	11.523.200	8%	921.856
01/01/2018 al 31/01/2018	15651	21.399.944	8%	1.711.996
01/02/2018 al 28/02/2018	15625	233.405.322	8%	18.672.426
01/02/2018 al 28/02/2018	15628	42.793.621	8%	3.423.490
01/02/2018 al 28/02/2018	15629	274.819.511	8%	21.985.561
01/02/2018 al 28/02/2018	15630	107.279.586	8%	8.582.367
01/02/2018 al 28/02/2018	15636	71.844.431	8%	5.747.554
01/02/2018 al 28/02/2018	15652	35.881.601	8%	2.870.528
01/02/2018 al 28/02/2018	15655	6.732.660	8%	538.613
01/02/2018 al 28/02/2018	15689	46.767.531	8%	3.741.402
01/02/2018 al 28/02/2018	15688	23.886.296	8%	1.910.904

16/20

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

1640

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

01/03/2018 al 31/03/2018	15642	423.453.120	8%	33.876.250
01/03/2018 al 31/03/2018	15643	428.672.703	8%	34.293.816
01/03/2018 al 31/03/2018	15644	108.419.850	8%	8.673.588
01/03/2018 al 31/03/2018	15645	76.594.066	8%	6.127.525
01/03/2018 al 31/03/2018	15653	49.057.617	8%	3.924.609
01/03/2018 al 31/03/2018	15654	19.883.139	8%	1.590.651
01/03/2018 al 31/03/2018	15690	23.636.795	8%	1.890.944
01/03/2018 al 31/03/2018	15691	51.311.455	8%	4.104.916
01/03/2018 al 31/03/2018	15656	136.682.787	8%	10.934.623
01/04/2018 al 30/04/2018	15669	519.982.313	8%	41.598.585
01/04/2018 al 30/04/2018	15675	403.862.374	8%	32.308.990
01/04/2018 al 30/04/2018	15686	248.721.349	8%	19.897.708
01/04/2018 al 30/04/2018	15747	33.179.702	8%	2.654.376
01/04/2018 al 30/04/2018	15734	37.846.780	8%	3.027.742
01/04/2018 al 30/04/2018	15735	20.438.826	8%	1.635.106
01/04/2018 al 30/04/2018	15694	17.858.904	8%	1.428.712
01/04/2018 al 30/04/2018	15693	120.694.275	8%	9.655.542
01/05/2018 al 31/05/2018	15717	344.400.270	8%	27.552.022
01/05/2018 al 31/05/2018	15718	424.075.979	8%	33.926.078
01/05/2018 al 31/05/2018	15725	234.196.704	8%	18.735.736
01/05/2018 al 31/05/2018	15728	77.637.684	8%	6.211.015
01/05/2018 al 31/05/2018	15748	52.509.221	8%	4.200.738
01/05/2018 al 31/05/2018	15749	23.636.795	8%	1.890.944
01/05/2018 al 31/05/2018	15842	18.275.324	8%	1.462.026
01/05/2018 al 31/05/2018	15754	27.030.896	8%	2.162.472
01/05/2018 al 31/05/2018	15729	116.223.426	8%	9.297.874
01/06/2018 al 30/06/2018	15746	350.907.936	8%	28.072.635
01/06/2018 al 30/06/2018	15753	202.904.880	8%	16.232.390
01/06/2018 al 30/06/2018	15755	122.584.114	8%	9.806.729
01/06/2018 al 30/06/2018	15888	54.971.540	8%	4.397.723
01/06/2018 al 30/06/2018	15889	9.421.685	8%	753.735
01/06/2018 al 30/06/2018	15842	28.394.512	8%	2.271.561
01/06/2018 al 30/06/2018	15764	473.628.310	8%	37.890.265
01/07/2018 al 31/07/2018	15804	468.342.458	8%	37.467.397
01/07/2018 al 31/07/2018	15811	579.530.105	8%	46.362.408
01/07/2018 al 31/07/2018	15890	67.467.848	8%	5.397.428
01/07/2018 al 31/07/2018	15891	14.215.110	8%	1.137.209
01/07/2018 al 31/07/2018	15938	59.009.405	8%	4.720.752

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO		
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO		
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017	Versión: 4

01/07/2018 al 31/07/2018	15919	30.576.624	8%	2.446.130
01/07/2018 al 31/07/2018	15922	25.605.070	8%	2.048.406
01/07/2018 al 31/07/2018	15821	250.865.042	8%	20.069.203
01/08/2018 al 31/08/2018	15842	534.219.786	8%	42.737.583
01/08/2018 al 31/08/2018	15843	517.393.568	8%	41.391.485
01/08/2018 al 31/08/2018	15845	259.145.112	8%	20.731.609
01/08/2018 al 31/08/2018	15872	71.407.445	8%	5.712.596
01/08/2018 al 31/08/2018	15918	38.718.576	8%	3.097.486
01/08/2018 al 31/08/2018	15939	44.127.184	8%	3.530.175
01/08/2018 al 31/08/2018	15926	1.650.478	8%	132.038
01/08/2018 al 31/08/2018	15943	18.336.581	8%	1.466.926
01/09/2018 al 30/09/2018	15906	391.835.794	8%	31.346.864
01/09/2018 al 30/09/2018	15925	223.383.958	8%	17.870.717
01/09/2018 al 30/09/2018	15931	665.058.811	8%	53.204.705
01/09/2018 al 30/09/2018	16040	25.620.020	8%	2.049.602
01/09/2018 al 30/09/2018	16041	14.806.876	8%	1.184.550
01/08/2018 al 31/08/2018	15944	81.641.947	8%	6.531.356
01/09/2018 al 30/09/2018	15956	118.753.807	8%	9.500.305
01/09/2018 al 30/09/2018	16004	81.809.605	8%	6.544.768
01/09/2018 al 30/09/2018	16005	30.209.270	8%	2.416.742

VALOR TOTAL RETENCION EN GARANTIA	1.987.451.215
--	----------------------

5.8 RECLAMACIONES DEL CONTRATISTA

No se presentaron Reclamaciones por parte del CONTRATISTA hacia ECOPEPETROL S.A. con ocasión de la suscripción, ejecución y liquidación del Contrato 5226468.

6. CONSTANCIA DE CUMPLIMIENTO EN LOS APORTES AL SISTEMA DE PROTECCIÓN SOCIAL

CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA, presentó certificación de cumplimiento de obligaciones legales de sus trabajadores de fecha 28 de noviembre del 2018, el profesional **ENRIQUE CHAVES CAMACHO**; en su calidad de revisor fiscal T.P. 27235-T acredita el cumplimiento por concepto de aportes de seguridad social de Salud, Pensión, Riesgos profesionales (ARL), y parafiscales (Cajas De Compensación Familiar, Sena e ICBF), seguridad social Integral (Fondos de Pensiones, Empresas Promotoras de Salud y Administradoras de Riesgos Laborales), según lo exige la ley 789 de 2002 en su artículo 50.

El contratista declara estar paz y salvo en relación con el cumplimiento de sus obligaciones en relación con el pago de los aportes al sistema general de seguridad social integral y parafiscales (giros y pagos a los sistemas de salud, riesgos laborales, pensiones y aportes a las cajas de compensación familiar,

18/20

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO	
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO	
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017
		Versión: 4

Instituto Colombiano De Bienestar Familiar y servicio nacional de aprendizaje, cuando aplique) salario o remuneración pactada y prestaciones sociales por concepto del personal con contrato laboral sometido a la ley colombiana que participo en el desarrollo del contrato, durante el plazo de ejecución.

7. CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES COMERCIALES A CARGO DEL CONTRATISTA

El Contratista **CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA** presentó Paz y Salvo emitido por los Proveedores con los cuales estableció relaciones comerciales necesarias para la ejecución del Contrato, conforme a lo reportado en el formato GAB-105- formato seguimiento a los compromisos comerciales del contratista con proveedores y subcontratistas.

8. INDEMNIDAD.

En consideración a lo estipulado en la CLAUSULA DECIMA OCTAVA - INDEMNIDAD del Contrato No. 5226468, **ECOPETROL S.A** deja constancia que la empresa contratista **CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA**, mantendrá indemne a **ECOPETROL** frente a cualquier reclamación, pleito, queja, demanda, sanción, condena o perjuicio fundamentados en los actos del **CONTRATISTA** respecto a las reclamaciones que puedan resultar por parte de los trabajadores, subcontratistas u proveedores, entre otros, los que se encuentran reportados por parte del **CONTRATISTA**, información en la cual aclara que las empresas citadas, fueron reportadas dentro del Informe de proveedores Internos, que tuvieron relación directa con la ejecución del contrato No. 5226468; con el fin de corroborar la información remitida por el contratista el día 19 de diciembre de 2018, se realizaron llamadas telefónicas a los siguientes contratistas:

NOMBRE DEL PROVEEDOR O SUBCONTRATISTA
TRANSPORTES CAMACHO BAYONA DEL META S.A.S
HERNANDO ANTONIO VASQUEZ RESTREPO
PORTRANS S.A.S.
LOGISTICS GRUPO EMPRESARIAL S.A.S
FALCK SERVICES LTDA
INVERSIONES OLPER - OL CASTILLA
SERVICIOS Y SUMINISTROS CARPETROL

9. DECLARACIONES MUTUAS

El **CONTRATISTA** manifiesta estar conforme con la totalidad de las sumas a que se refiere la presente acta de cierre y balance, y declara que **ECOPETROL S.A.**, no le debe ninguna suma adicional a las señaladas en este documento, con ocasión o por razón de la celebración, ejecución, terminación o cierre y balance del Contrato.

Por lo anterior, **ECOPETROL S.A.** procederá a autorizar el desembolso del pago final una vez el **CONTRATISTA** de cumplimiento a los documentos exigidos en la presente acta.

	ACTA DE CIERRE Y BALANCE DE MUTUO ACUERDO	
	GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GERENCIA DE ABASTECIMIENTO	
	GAB-F-083	Elaborado 04/12/2017

Esta declaración tiene efectos transaccionales, en concordancia con el artículo 2469 y subsiguientes del Código Civil Colombiano, y demás normas aplicables.

El presente documento no conlleva exoneración alguna de responsabilidad del **CONTRATISTA** por concepto del cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato. **ECOPETROL S. A.** se reserva el derecho de reclamar al **CONTRATISTA** los daños y perjuicios derivados del incumplimiento de las obligaciones a su cargo, que se conozcan con posterioridad a la celebración de este documento.

En constancia, se suscribe en Villavicencio, en dos ejemplares originales de idéntico tenor literal, el día 20 de diciembre de 2018.

Por el Contratista:

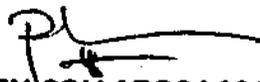

JUAN DAVID CARDONA CASTAÑO
 Representante Legal
 CONSULTEC INTERNATIONAL SUCURSAL
 COLOMBIA

Por ECOPETROL:


GUSTAVO ADOLFO RHENALS PORRAS
 Administrador del Contrato
 ECOPETROL S.A.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

"SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN, ASISTENCIA, INGENIERÍA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTIÓN LOGÍSTICA TANTO EN CAMPO COMO EN OFICINA, ENTRE OTROS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL S.A. CON USO DE OPCIÓN DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO"



RUBEN COLLAZOS LAMILLA
Funcionario Solicitante GDT
Jefe Departamento Producción GDT

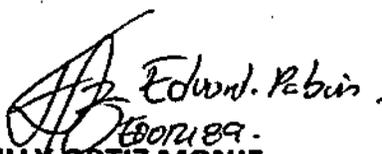


1-00316

JOHANNA BLANCO SIMBAQUEBA
Planeadora GDT



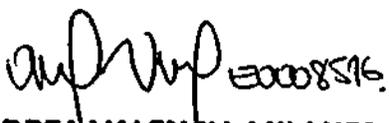
MARLONG MEZA PEÑARANDA
Funcionario Solicitante GCH
Jefe Departamento Producción GCH



ZHULLY ORTIZ MONJE
Planeadora GCH



LUIS ENRIQUE SARMIENTO TIRADO
Funcionario Solicitante GDA
Jefe Departamento Producción GDA



ANDREA VALENCIA MILANES
Planeadora GDA

1. OBJETO

"SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN, ASISTENCIA, INGENIERÍA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTIÓN LOGÍSTICA TANTO EN CAMPO COMO EN OFICINA, ENTRE OTROS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL S.A. CON USO DE OPCIÓN DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO"

2. ALCANCE DE LOS TRABAJOS

El alcance de las actividades a desarrollar por el CONTRATISTA cubre la supervisión de operaciones de completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y abandono de pozos, gestión logística tanto en campo como en oficina, entre otros, para pozos de la Vicepresidencia Regional Orinoquia (VRO) y sus campos asociados de ECOPETROL S.A. Los trabajos a cargo del CONTRATISTA incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

- a) Supervisar el completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y abandono de los pozos en la Vicepresidencia Regional Orinoquia y sus campos asociados de ECOPETROL S.A., dentro de los tiempos y costos presupuestados, aportando información de calidad que conlleve al mejoramiento continuo de la operación.
- b) Revisar y analizar la información de operaciones en la herramienta OpenWells®, consistentes en tiempos planeados o no planeados por causa o no de la compañía contratista, lecciones aprendidas y mejores prácticas relacionadas con su especialidad, para preservar la memoria corporativa y aplicarla en todos los proyectos de producción de ECOPETROL S.A. a nivel nacional.
- c) Proponer ideas y planes de acción, siguiendo criterios de independencia y solidez técnica, que enriquezcan el proceso de toma de decisiones, para realizar las diferentes operaciones que se requieran para cumplir con el objeto contractual.
- d) Diseñar planes de reducción de los costos de completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y abandono de Pozos.
- e) Estar en permanente comunicación con los líderes de las Coordinaciones de Subsuelo y el personal CONTRATISTA para la toma de decisiones relacionadas con su función.
- f) Indicar los pendientes a solucionar o que estén afectando el avance de las operaciones desarrolladas.

- g) Preservar el carácter confidencial de la información que maneje, para este fin, es obligación del Contratista suscribir acuerdos de confidencialidad con el personal que preste los servicios del presente documento y asegurar la entrega oportuna y completa de la información a su cargo, cuando sea requerida por ECOPETROL S.A.
- h) Acompañar, asesorar, soportar e intervenir en planeación y ejecución de los trabajos de completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y abandono de pozos de la Vicepresidencia Regional Orinoquía (VRO) y sus campos asociados.
- i) Velar por el cumplimiento estricto de los principios y normativa HSEQ en ECOPETROL S.A. para las labores de completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y abandono de pozos de la Vicepresidencia Regional Orinoquía (VRO) y sus campos asociados.
- j) Entregar en forma oportuna toda la documentación relacionada con las actividades de completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y abandono de pozos de la Vicepresidencia Regional Orinoquía (VRO) y sus campos asociados; así como también la información que sobre actividades de sistemas de levantamiento correspondan al desempeño de sus funciones.
- k) Acatar la disciplina organizacional y operativa de ECOPETROL S.A.
- l) Liderar las investigaciones de incidentes y fallas de control en las operaciones, de acuerdo con el Procedimiento de Gestión de Incidentes y Fallas de Control GHS-P-002 o el documento que lo modifique o derogue, identificando las causas raíces y básicas que las generaron, divulgando las lecciones aprendidas dentro de la organización.
- m) Garantizar la correcta selección de los equipos de fondo y aplicaciones en general de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, tales como bombeo electro sumergible, mecánico, plunger, jet pump, bombeo hidráulico y bombeo de cavidades progresivas a instalar en los pozos de su campo de acción.
- n) Prestar el soporte técnico necesario que permita implementar acciones para mantener en operación óptima los Sistemas de levantamiento artificial instalados.

El CONTRATISTA deberá cumplir con el documento GEC-CSC-I-011 Instructivo para las funciones del COMPANY MAN y las descritas en el capítulo 3 del presente documento el que lo modifique o derogue.

3. ACTIVIDADES Y PERSONAL DEL CONTRATISTA

El CONTRATISTA es responsable del desarrollo de las actividades y funciones encomendadas a su personal conforme la descripción hecha en este documento, así como de disponer de los recursos necesarios para adelantar su gestión HSE y dar cumplimiento al Plan HSE específico del Contrato; así como, de garantizar la integridad de las personas, el medio ambiente y la Infraestructura operativa, durante la ejecución del Contrato.

En virtud de los principios de autonomía técnica, administrativa y financiera del CONTRATISTA, será responsabilidad de éste durante la ejecución del contrato y en su condición de empleador, determinar la jornada laboral, turnos, horario de trabajo, y transporte entre campos y estaciones de la VRO del personal vinculado a la ejecución del presente contrato. Para tal efecto, deberá tener en cuenta la normativa laboral colombiana, así como las directrices internas de ECOPETROL en material salarial y prestacional que se deben reconocer a los trabajadores de contratistas.

El CONTRATISTA deberá disponer durante toda la ejecución del Contrato del número suficiente de personal idóneo de acuerdo a lo solicitado por ECOPETROL S.A; los cuales deben contar con disponibilidad las 24 horas del día en campo de lunes a domingo.

El CONTRATISTA deberá garantizar que todo el personal con dedicación exclusiva al contrato cuente con equipos de cómputo, que cumpla con los requerimientos técnicos establecidos en el numeral 9 del presente documento; además debe garantizar el suministro de un equipo de comunicación intrínsecamente seguro por cada uno de los trabajadores que se encuentren en servicio, de acuerdo a la especificación del numeral 9.

El CONTRATISTA deberá cumplir y acreditar los siguientes requerimientos de profesión y experiencia:

3.1. SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS.

Este servicio se cancelará por el ítem de SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

El perfil requerido para el suministro de este servicio es:

Ingeniero con Registro Profesional, con experiencia mínima de cinco (5) años en el área de completamiento, reacondicionamiento (Workover), mantenimiento y/o abandono de pozos.

Debe cumplir con los cursos y capacitaciones estipuladas en la tabla No. 1 del presente documento.

Debe estar en capacidad de presentar sus recomendaciones y dar soporte en la toma de decisiones para realizar las diferentes operaciones que se requieran para cumplir con el objetivo propuesto por ECOPETROL S.A., y de ejecutar y supervisar el reacondicionamiento y completamiento de pozos, racionalizando el uso de los recursos físicos, tecnológicos y/o presupuestales; vigilando el cumplimiento de las obligaciones ambientales y compromisos de gestión social adquiridos en el área de influencia.

El servicio comprende:

- a) Realizar la revisión de la locación del pozo a intervenir de acuerdo a la ruta de equipos establecida con antelación por la Coordinación de Subsuelo, asegurando la gestión que corresponda para solucionar las novedades locativas encontradas, tales como adecuaciones civiles, rocería, prueba de anclajes y todas las especificadas en los formatos VPR-VRP-F-010 y VPR-VRP-F-009, o los que los modifiquen o deroguen.
- b) Supervisión durante las etapas de planeación, ejecución y evaluación de los trabajos de completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y/o abandono de pozos, dentro de la cual se incluye, entre otros:
 - ✓ Conocer el área donde se va a trabajar para mejorar la toma de decisiones con base a la información disponible, ejecución de los programas operativos de intervención, de los diferentes ensambles de fondo (BHA), de cementación, de cañoneo, de estimulación, si a ello hubiese lugar.
 - ✓ Ajustar el programa de operaciones, previa aprobación del coordinador del área de subsuelo de la Gerencia.
 - ✓ Revisar y validar los programas enviados por las diferentes empresas contratistas que realizarán actividades durante la intervención del pozo.
 - ✓ Reporte y control diario de los costos de operación, revisar y analizar la información histórica en OpenWells®, tiempos planeados o no planeados, lecciones aprendidas y mejores prácticas del trabajo a su cargo.
 - ✓ Realizar el cargue de la información en OpenWells®, elaboración del informe final del pozo (General Work), generación y registro de informes sobre análisis de fallas, interpretación básica de información del pozo.
 - ✓ Recepción, verificación y aceptación de materiales y equipos para la ejecución de las operaciones.
 - ✓ Participar activamente en el seguimiento operacional y la toma de decisiones en Tiempo Real de ECOPETROL S.A. sobre la actividad que se está realizando.
- c) Realizar la logística necesaria para recibo y despacho de equipos y materiales de contratistas al inicio y finalización de las operaciones.

Coordinar los ingresos del personal que desarrollará las actividades en los pozos a intervenir.

- d) Conocer y aplicar el contenido de los contratos de servicios suscritos por ECOPETROL S.A. o su asociado para las operaciones de completamiento, reacondicionamiento, mantenimiento y abandono de pozos, que incluye la confrontación física del equipo o servicio a recibir con lo estipulado en el contrato.
- e) Controlar que el programa de operaciones sea cumplido estrictamente por cada uno de los contratistas involucrados.
- f) Generar el informe final del pozo (según modelo de la coordinación de subsuelo, con la información diaria de cada supervisor de operaciones), y los demás informes que se requieran. Realizar un análisis crítico de la desviación de tiempos y costos asociados a la intervención, real versus planeado.
- g) Informar a Ecopetrol S.A. cualquier evento que genere una desviación a nivel operacional que pueda traer consigo cambios en los costos y tiempos definidos en el programa de trabajo inicial. En caso de presentarse los eventos mencionados previamente debe diligenciar el formato Control de Cambios PCG-F-017 o el modifique o derogue.
- h) Controlar el tiempo de alquiler de las herramientas en el pozo, con el objeto de no incurrir en costos adicionales por servicios.
- i) Realizar la verificación de los cálculos requeridos para las diferentes operaciones especiales en los pozos (Cementaciones - cañoneos - control de pozo - Estimulaciones - entre otros) y analizarlos con el coordinador del área o quien él designe.
- j) Coordinar el movimiento de tuberías y materiales de las bodegas de Ecopetrol S.A., responsabilizándose para que los sobrantes de la operación retornen con la debida anticipación al sitio de origen en forma organizada y sin residuos líquidos y sólidos que puedan ocasionar contaminación.
- k) Llevar los inventarios de materiales, equipos y herramientas que entran y salen del pozo, por cada contrato y de los materiales de ECOPETROL S.A.
- l) Conocer, aplicar y divulgar los procedimientos, estándares, prácticas y directrices de ECOPETROL S.A. que apliquen a su cargo.
- m) Acatar la disciplina Operativa de ECOPETROL S.A.

- n) Optimizar los programas de operaciones en función del costo y tiempo, sin detrimento de la operación según curva de aprendizaje.
- o) Reportar o asegurarse de que sea reportado cada incidente o falla de control tan pronto como ocurra de acuerdo al procedimiento GHS-P-002 establecido por Ecopetrol S.A. o el que lo modifique o derogue.
- p) Asegurar la guardia y custodia de las evidencias que puedan ser objeto dentro de la investigación de los incidentes ocurridos durante las operaciones y demás actividades encomendadas, en tal medida, es directamente responsable de la preservación de dichos elementos en las condiciones exactas del momento del incidente, para posteriores estudios, análisis y definición de causa raíz por parte de Ecopetrol S.A. esta actividad también supone el registro e identificación del elemento o elementos, con el fin de asegurar que corresponde al evento presentado.

3.2. SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, TALES COMO BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE, MECÁNICO, PLUNGER, JET PUMP, BOMBEO HIDRÁULICO Y BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.

Este servicio se cancelará por el ítem de SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

El perfil requerido para el suministro de este servicio es:

Profesional con más de ocho (8) años de experiencia específica en los proceso de diseño, selección, armado, instalación, operación y monitoreo, optimización, desinstalación y análisis de falla de sistemas de levantamiento artificial, tales como bombeo electro sumergible, mecánico, plunger, jet pump, bombeo hidráulico y bombeo de cavidades progresivas, que le permita a Ecopetrol S.A. cumplir las metas definidas de producción y optimización de costos.

Debe contar con los cursos descritos en la tabla No. 1 del presente documento.

Las funciones específicas se describen a continuación:

- a) Garantizar la correcta selección de los equipos de fondo y aplicaciones en general de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, tales como bombeo electro sumergible, mecánico, plunger, jet pump, bombeo hidráulico y bombeo de cavidades progresivas a instalar en los pozos de su campo de acción.

- b) Prestar el soporte técnico necesario que permita implementar acciones para mantener en operación óptima los Sistemas de levantamiento artificial instalados.
- c) Brindar el soporte técnico especializada en las operaciones de corrida, extracción, desarme y análisis de la causa raíz de las fallas presentadas en los Sistemas de Levantamiento Artificial, con el fin de generar e implementar las acciones necesarias que permita reducir el índice de falla del sistema.
- d) Gestionar la calidad y manejo de la información necesaria para cada una de las operaciones de corrida, extracción, desarme y análisis de la causa raíz de las fallas presentadas en los Sistemas de Levantamiento Artificial; así como la trazabilidad de la gestión del proceso ALS (Artificial Lift System) de cada uno de los campos.
- e) Soportar el desarrollo de los planes de acción orientados a la mejora continua de la operación de los Sistemas de Levantamiento Artificial. Lo anterior incluye la implementación de nuevas tecnologías, optimización en el consumo de energía, reducción de los costos del sistema, documentación de lecciones aprendidas, transferencia de conocimiento y todo lo requerido para cumplir las metas. (Índice de Falla e Índice de Severidad).
- f) Recopilar toda la información correspondiente de los bienes y servicios prestados por parte de las compañías aliadas, quienes suministran los Sistemas de Levantamiento Artificial. Entregar dicha información a la Gestoría Técnica de Ecopetrol S.A. que corresponda.
- g) Conocer, aplicar y divulgar los procedimientos, estándares, prácticas y directrices de ECOPETROL S.A. que apliquen a su cargo.
- h) Acatar la disciplina Operativa de ECOPETROL S.A.
- i) Optimizar los programas de operaciones en función del costo y tiempo, sin detrimento de la operación según curva de aprendizaje.
- j) Reportar o asegurarse de que sea reportado cada incidente o falla de control tan pronto como ocurra de acuerdo al procedimiento GHS-P-002 establecido por Ecopetrol S.A. o el que lo modifique o derogue.
- k) Asegurar la guardia y custodia de las evidencias que puedan ser objeto dentro de la investigación de los incidentes ocurridos durante las actividades encomendadas; en tal medida, es directamente responsable de la preservación de dichos elementos en las condiciones exactas del momento del incidente, para posteriores estudios, análisis y definición de causa raíz por parte de Ecopetrol S.A. esta actividad también supone

el registro e identificación del elemento o elementos, con el fin de asegurar que corresponde al evento presentado.

4. COMPROBACIÓN DE LA EXPERIENCIA GENERAL Y ESPECÍFICA

Para acreditar la experiencia profesional general y específica del personal vinculado para la ejecución del presente Contrato, el CONTRATISTA deberá diligenciar el formato GAB-F-214 adjuntando la información relacionada del personal, el gestor de Ecopetrol S.A. verificará el cumplimiento de esta obligación.

- ✓ Hojas de vida.
- ✓ Certificaciones laborales de entidades contratantes.
- ✓ Copia del diploma o acta de grado en cada especialidad.
- ✓ Copia del diploma o acta de grado de los cursos, especializaciones o estudios de postgrado realizados, si los hubiere.
- ✓ Copia de la matrícula profesional.

5. CONOCIMIENTOS DE SOFTWARE Y CURSOS CERTIFICADOS

El personal vinculado por el CONTRATISTA durante la ejecución de los servicios profesionales deberá contar con los cursos especificados en la TABLA No. 1:

CURSO	CONOCIMIENTOS DE SOFTWARE EN														CURSOS CERTIFICADOS EN													
	OPEN WELLS	WELLPLAN	DATA ANALYZER	COMPAS	PROFILE	STRESSCHECK	DRIILLWORKS	PREDICT	CASINGCAT	WELLCAT	Wellfile	Abracus	SAP	Office 2010 o posterior	Autograph	Subopump	Roadstar	Wellflow	Configuración y Operación de Visadores	Lewis	Well Control MDX o IWCF	Stack Pipe	Trabajo en Alturas Básico	Rig Pass	Fomento de Trabajo Seguro, Empleo y Saludable en Ecopetrol	Manual de Control de Trabajo de Ecopetrol	OFF SHORE BOP Stack	Huet
SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO E POZOS.	X		X		X								X	X							X	X	X	X	X	X		
SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, TALES COMO BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE, MECÁNICO, PLUNGER, JET PUMP, BOMBEO HIDRÁULICO Y BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.	X												X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X		

Tabla 1. Conocimientos de software y cursos certificados

Los cursos relacionados deben ser realizados por compañías reconocidas en la industria de los hidrocarburos, estas deben contar con acreditación para expedir las certificaciones correspondientes.

6. ENTREGABLES DEL CONTRATISTA

El supervisor debe garantizar el recibo y entrega de las localizaciones donde se ejecutan las tareas estando presente y conforme con las observaciones que se determinen durante este procedimiento. Además el supervisor debe garantizar el diligenciamiento de los siguientes entregables:

a) Diariamente:

- ✓ Reporte diario de operaciones a la 05:00 am, en el formato establecido por ECOPETROL S.A (incluyendo resumen ejecutivo de operaciones y costos).
- ✓ Carga de información en el OpenWells del registro de operaciones establecido por ECOPETROL S.A.
- ✓ Control del tiempo de uso de herramientas de pesca o de otros equipos empleados en el trabajo de workover.
- ✓ Reporte y registro del formato de velocidad de sarta, evaluación de desempeño del equipo de workover asignado y los formatos a que en su momento aplique su uso en las coordinaciones de subsuelo de la VRO.

b) Al finalizar la operación en cada pozo:

- ✓ Los entregables corresponden a los enunciados en la tabla No. 2 del presente documento.
- ✓ Cualquier otra información requerida por la Coordinación de Subsuelo en la que presta el servicio.

Actividad Macro	Entregable
CARGUE DE INFORMACIÓN A OPEN WELLS	Reporte de Operaciones diario
	Reporte de Costos diario
	Reporte de HSE diario
	Pipe Tally
	WellBore Equipment (EBEs: check valve hasta Sensor) / (PCP o VSHz o RF: Varilla + Rotor / Varilla + Bomba)
	WellBore Equipment (desde hanguer hasta entry guide) / (PCP o VSHz o RF: Tubería / ancla - empaque)
	General Work de la Intervención
	General Work de EBEs o BM o VSHz o RF
	Reporte de SLA
	Well Head (cuando aplique)
	DOCUMENTAL
Well planning firmado (formato open Wells)	
General Work (formato open wells)	
Justificación	
Reporte de operaciones de Independence.	
Take off Sheet	
Balance de materiales (original + copia) con soportes (remisiones).	
Evaluacion de Independence y empresas de Servicio	
GEC-CSC-F-007 / Lista de Chequeo para inspección de vías, locaciones y cabezal de producción	
Acta de Handover	
VPR-VPR-F-009 / Formato de Handover	
VPR-VPR-F-010 / Formato de Visita previa de Locaciones	
GEC-CSC-F-005 / Formato Lista de Chequeo para Inspección HSEQ de Operaciones de Subsuelo	
GEC-CSC-F-006 / Formato para el reporte y prueba de capacidad de cierre del acumulador.	
GEC-CSC-F-008 / Formato para el Reporte de Inspección y prueba de preventoras	
FOP-PP-001 / Prueba de Anclajes	
Layout de pozo.	
VEP-VEP-F-004 / Formato para Movilización de Equipos en las operaciones	
GEC-CSC-F-004 / Lista de chequeo Inspección especializada HSEQ para Operaciones de subsuelo	
Entrega de turno company	
Reporte de Slick Line	
Remision de inhibicion	
Programa de Pulling A.LS	
Reporte de Pulling A.LS	
Programa de Running A.LS	
Reporte de Running A.LS	
Actas de Pérdidas de tiempo	
MAGNÉTICO	Carpeta de Reportes (Em, WP, Justificación, Reportes Diarios, Reportes de Costos, Balance de Materiales, Evaluación de los contratistas, Tally, Entrega de Turno)
	Carpeta de Empresa de Servicio (Programas y reportes de Servicio)
	Carpeta de Registro Fotográfico (Locación de antes y despues de la Intervención, Sistema de Levantamiento)
	Carpeta de Tiquetes (Tiquetes firmados y escaneados)

Tabla No. 2 Entregables de Pozo para operaciones de intervención de pozo

7. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DEL CONTRATISTA

El Gestor Técnico del Contrato y el ingeniero de operaciones de ECOPETROL, evaluará al Supervisor, Consultor o Company Man y los demás profesionales mediante el formato de Ecopetrol S.A. al finalizar cada finalización de turno realizado, esta calificación complementará la evaluación de desempeño en el ítem de cumplimiento de las especificaciones técnicas del CONTRATISTA, dicha calificación tiene en cuenta los siguientes ítems (Los porcentajes y aspectos de evaluación pueden ser cambiados de común acuerdo entre las partes):

Factor de Evaluación Puntaje	Puntaje
B1. CUMPLIMIENTO DE ESPECIFICACIONES TECNICAS	100
<p>B.1.1. Indicador de calidad y oportunidad en el cargue de Información a Open Wells</p> <p>Corresponde a una medida determinada por cada Coordinación de Subsuelo, donde se busca contar con calidad, oportunidad en la información reportada por los consultores suministrados en el presente Contrato.</p> <p>La información es reportada diariamente y se obtendrá un valor determinado por consultor a la salida, luego de haber finalizado su turno correspondiente.</p> <p>El valor de calificación se dará entre 0 y 100 puntos, y para este caso corresponde a un cuarenta (40) por ciento (%) del valor total de la evaluación de desempeño a nivel técnico.</p>	40 %
<p>B.1.1.1. Eficiencia de Intervención (EDI): Corresponde a la relación entre los tiempos planeados y los tiempos reales de una Intervención a pozo, donde se ha definido previamente los tiempos estándar de cada una de las actividades envueltas dentro del desarrollo de la intervención.</p> <p>La eficiencia de la Intervención se calcula de la siguiente manera:</p> $EDI = \left(1 + \frac{T_{plan} - T_{real}}{T_{plan}}\right) * 100$ <p>Tplan: Tiempo planeado total de la intervención.</p> <p>Treal: Tiempo real total de la intervención.</p> <p>El valor de calificación se dará entre 0 y 100 puntos, y para este caso corresponde a un cuarenta (40) por ciento (%) del valor total de la evaluación de desempeño a nivel técnico.</p>	40 %
B.1.1.2. Manejo y Administración de la Información.	10 %

<p>Corresponde a una medida de la información entregada durante el desarrollo de la Supervisión en pozo y a la finalización de cada intervención, así como la administración de recursos que sean entregados a su cargo, tiempo y costos operacionales.</p> <p>El valor de calificación se dará entre 0 y 100 puntos, y para este caso corresponde a un diez (10) por ciento (%) del valor total de la evaluación de desempeño a nivel técnico.</p>	
<p>B.1.1.3. Componentes HSE Operacionales.</p> <p>Es el porcentaje de cumplimiento y calidad de los servicios ejecutados dentro del contrato, mensualmente se realizará al Supervisor, Company man o Consultor una evaluación, de acuerdo a los ítems Incluidos en el anexo de Ecopetrol S.A., ECP-DHS-F-090 Matriz de Evaluación, Control y Seguimiento de la Gestión HSE de Contratista, o el documento que lo derogue o modifique.</p> <p>El valor de calificación se dará entre 0 y 100 puntos, y para este caso corresponde a un diez (10) por ciento (%) del valor total de la evaluación de desempeño a nivel técnico.</p>	10 %

Los valores calculados son acumulables durante el año de evaluación y cubre las evaluaciones periódicas que se realicen durante cada vigencia. Cada trabajo ejecutado para la intervención de pozo, será evaluado por el representante de ECOPETROL S.A.

Además, cuando el Supervisor, Consultor o Company Man obtenga en su calificación un promedio mensual inferior a ochenta por ciento (80 %) en todas las intervenciones que participó, ECOPETROL S.A. podrá solicitar su reemplazo, al constituirse un deficiente rendimiento.

8. TARIFAS DEL CONTRATO

8.1. ÍTEM 1. SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

UNIDAD: UN

Este ítem se cancelará al contratista por el SERVICIO DE SUPERVISIÓN DE OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y/O ABANDONO DE POZOS prestado por Un (1) Supervisor, Consultor o Company man durante 24 horas, conforme las actividades que hacen parte del objeto del contrato.

El día de cambio de turno, se cancelará al Contratista el valor proporcional de la unidad del ítem de acuerdo al tiempo destinado a la prestación del servicio,

desde Villavicencio hasta el área operativa de ejecución de las actividades y viceversa, según la hora de reportada al Gestor Técnico del Contrato de llegada a la ciudad de Villavicencio.

En el valor del ítem se incluye el costo de los honorarios profesionales o emolumentos, prestaciones sociales y pagos al sistema de seguridad social integral, dotación, equipos de cómputo, equipo de comunicación intrínsecamente seguro, de acuerdo a lo descrito en el Numeral 9 de este documento, transporte desde la ciudad de Villavicencio hasta las áreas operativas y en general todos los costos directos e indirectos en que pueda incurrir el contratista para la óptima y oportuna prestación del servicio.

La sede de los profesionales que presten el servicio será Villavicencio, o lo municipios más cercanos al área donde el trabajador presta sus servicios

Este ítem se cancelará previa aprobación del Gestor Técnico de Ecopetrol S.A.

8.2. ÍTEM 2. SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

UNIDAD: UN

Este ítem se cancelará al contratista por el SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, TALES COMO BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE, MECÁNICO, PLUNGER, JET PUMP, BOMBEO HIDRÁULICO Y BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS prestado por Un (1) Supervisor o Consultor durante 24 horas, conforme las actividades que hacen parte del objeto del contrato.

El día de cambio de turno, se cancelará al Contratista el valor proporcional de la unidad del ítem de acuerdo al tiempo destinado a la prestación del servicio, desde Villavicencio hasta el área operativa de ejecución de las actividades y viceversa, según la hora de reportada al Gestor Técnico del Contrato de llegada a la ciudad de Villavicencio.

En el valor del ítem se incluye el costo de los honorarios profesionales o emolumentos, prestaciones sociales y pagos al sistema de seguridad social integral, dotación, equipos de cómputo, equipo de comunicación intrínsecamente seguro, de acuerdo a lo descrito en el Numeral 8 de este documento, transporte desde la ciudad de Villavicencio hasta las áreas operativas y en general todos los costos directos e indirectos en que pueda incurrir el contratista para la óptima y oportuna prestación del servicio.

La sede de los profesionales que presten el servicio será Villavicencio, o lo municipios más cercanos al área donde el trabajador presta sus servicios.

Este ítem se cancelará previa aprobación del Gestor Técnico de Ecopetrol S.A.

1651

8.3. ITEM 3. ALIMENTACIÓN.

UNIDAD: UN

Este ítem se cancelará al contratista por el suministro de alimentación al Supervisor, Consultor o Company man, durante el desarrollo de las actividades del alcance de estas Especificaciones.

En el valor del ítem se incluye el suministro durante el día de un desayuno, un almuerzo, una cena y un refrigerio (lonche o merienda convencional) en horas de la tarde y el transporte de los mismos, advirtiéndose que deberán ser entregados en los pozos o sitio donde se desarrollan las operaciones en medios adecuados e higiénicos y en general todos los costos directos e indirectos en que pueda incurrir el contratista para el suministro oportuno y con calidad del servicio.

Este ítem se cancelará previa aprobación del Gestor Técnico de Ecopetrol S.A.

8.4. ITEM 4. TRANSPORTE ENTRE POZOS.

UNIDAD: MES

Este ítem se cancelará al contratista por el servicio de transporte con conductor de los Supervisores, Consultores o Company man requerido para el desarrollo de las actividades del alcance de estas Especificaciones en las áreas de operación, durante doce (12) horas al día, a través de un (1) vehículo automotor con motor diésel tipo campero como mínimo 4X2, de modelo inferior a dos años de antigüedad.

Todos los vehículos deben cumplir los lineamientos y protocolos de seguridad (HSE) vigentes de ECOPETROL S.A., ver (Manual para el uso y operaciones de vehículos en Ecopetrol GHS-M-002) o el documento que lo modifique o derogue. Este servicio es requerido durante todos los días de la semana, incluidos sábados, domingos y festivos.

Esta tarifa incluye todos los costos asociados al servicio, como son salarios y prestaciones sociales del conductor, lo cual incluye conductor de relevo, dotación, alquiler de vehículo, combustibles, consumibles, mantenimientos, lavado, mínimo dos peajes diarios, curso de manejo defensivo de conductores y en general, todos los costos directos e indirectos en que pueda incurrir el contratista para el suministro oportuno y con calidad del servicio.

Este ítem se cancelará previa solicitud y aprobación del Gestor Técnico de Ecopetrol S.A.

8.5. ITEM 5. TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO.

UNIDAD: DÍA

Este ítem se cancelará al contratista por el servicio de transporte de los Supervisores, Consultores o Company man desde la ciudad de Villavicencio hasta el área operativa donde se desarrollaran las actividades y viceversa, cuando se requiera el cambio de turno.

Esta tarifa incluye todos los costos asociados al servicio como alquiler de vehículo, conductor, combustibles, consumibles, mantenimiento, lavado, curso de manejo defensivo de conductores, mínimo dos peajes diarios y en general, todos los costos directos e indirectos en que pueda incurrir el contratista para el suministro oportuno y con calidad del servicio.

Este ítem se cancelará previa solicitud y aprobación del Gestor Técnico de Ecopetrol S.A.

8.6. ITEM 6. ALOJAMIENTO

UNIDAD: UN

Este ítem se cancelará al contratista por el suministro estadía para el Supervisor, Consultor o Company man, durante el desarrollo de las actividades del alcance de estas Especificaciones y cuando se requiera su servicio fuera de pozo en intervención.

En el valor del ítem se incluye el alojamiento diario, el servicio de camarería y lavado de ropas, durante los días que se preste el servicio y en general todos los costos directos e indirectos en que pueda incurrir el contratista para el suministro oportuno y con calidad del servicio.

El sitio de alojamiento debe corresponder al lugar donde se ubiquen las oficinas principales del campo donde se vayan a prestar los servicios.

Este ítem se prestará previa solicitud del Gestor Técnico de Ecopetrol S.A.

Sólo se pagará este ítem en lugares diferentes al área urbana de la ciudad de Villavicencio y siempre y cuando en dicho lugar no tenga residencia el trabajador.

ECOPETROL S.A. no reconoce el tiempo del personal que el CONTRATISTA dedique a los acuerdos, negociaciones previas al proceso de contratación del personal para el contrato.

9. EQUIPOS DE CÓMPUTO Y COMUNICACIÓN:

El CONTRATISTA como parte de la tarifa cotizada para el trabajador, Consultor, Supervisor o Company man de los ítem 8.1 y 8.2 del presente documento, debe proveer todos los equipos de cómputo, software, comunicaciones y demás que requiera el personal para el desarrollo de las actividades del contrato, conforme la siguiente descripción:

9.1. EQUIPO DE CÓMPUTO

El Equipo de cómputo a proveer deberá contar como mínimo, con:

- ✓ Un computador portátil, con mínimo las siguientes especificaciones: doble procesador, velocidad de procesamiento igual o superior a 2.0 GHz, sistema operativo de 64 Bits, memoria RAM igual o superior a 8 Gb, disco duro igual o superior a 500 Gb, quemador de DVD y CD, conexión de red inalámbrica y tipo 10/100/1000 Ethernet LAN, con puertos USB; el computador deberá ser actualizado o cambiado cada año del CONTRATO. Los computadores deben tener sistema operacional Windows 7 Professional, Enterprise o Ultimate, Microsoft Office 2007 o superior (Word, Excel, Power Point, Outlook), software antivirus; todo el software instalado en el portátil debe tener licencia legal.
- ✓ Maletín para el portátil.
- ✓ Mouse.
- ✓ Guaya de seguridad.

9.2. EQUIPO DE COMUNICACIONES

Suministro de un (1) equipo intrínsecamente seguro para comunicación con el personal de Ecopetrol S.A. y demás contratista con un plan que incluya minutos que garanticen la disponibilidad permanente de tiempo al aire, el tiempo al aire debe ser mínimo de 1600 minutos mensuales a cualquier destino nacional para cada equipo de comunicación.

Este suministro exige como mínimo que cada trabajador, Consultor, Supervisor o Company man tenga un equipo de cómputo y comunicación mientras se encuentre en desarrollo de sus actividades, conforme las necesidades y riesgos operativos presentes en la prestación del servicio, caso en el cual, deberán ser equipos intrínsecamente seguros o a prueba de explosiones (explosión proof).

1654

"SERVICIOS PROFESIONALES: ESPECIALIZADOS, COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN, ASISTENCIA, INGENIERÍA, OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO, REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS, GESTIÓN LOGÍSTICA TANTO EN CAMPO COMO EN OFICINA, ENTRE OTROS, PARA POZOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA Y SUS CAMPOS ASOCIADOS DE ECOPETROL S.A. CON USO DE OPCIÓN DE PRORROGA POR UN PERIODO DE 365 DÍAS CALENDARIO"

CODIGO	ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD TOTAL	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
6023317	1	SERVICIO DE SUPERVISION DE OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.	UN	1857	\$ 1.400.000	\$ 2.599.800.000
6061493	2	SERVICIO DE ASEGURAMIENTO Y VERIFICACIÓN DE CALIDAD EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	UN	735	\$ 1.112.798	\$ 817.906.530
6035821	3	ALIMENTACIÓN.	UN	1028	\$ 35.000	\$ 35.980.000
6035275	4	TRANSPORTE ENTRE POZOS.	MES	35	\$ 11.069.273	\$ 387.424.545
6075125	5	TRANSPORTE DESDE Y HASTA VILLAVICENCIO.	DÍA	231	\$ 431.459	\$ 99.667.050
6016223	6	ALOJAMIENTO	UN	1070	\$ 135.000	\$ 144.450.000
SUBTOTAL						\$ 4.085.228.125
IVA (16%)						\$ 653.636.500
TOTAL						\$ 4.738.864.626

1655

PERFIL DE CARGO FR-01	Pág. 1 de 3 Revisión: 2 Fecha de Emisión: 03/01/2018	
--	---	---

I. IDENTIFICACION DE CARGO O SERVICIO		
NOMBRE DEL CARGO O SERVICIO CONSULTOR ECOPEPETROL		CONSECUTIVO 19
PROCESO AL QUE PERTENECE: Suministro de Servicios Especializados		
CARGO A QUIEN REPORTA Gerente de Contratos y/o Coordinador Administrativo y Técnico		PERSONAL A CARGO DIRECTO : Depende del Servicio INDIRECTO: Depende del Servicio
II. OBJETO O FINALIDAD DEL CARGO O SERVICIO		
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Asesorar en las cuestiones sobre las que posee un conocimiento especializado. ✓ Desarrollar las funciones o roles de la especificación técnica de acuerdo a los requisitos de manera oportuna. ✓ Lograr el desempeño del cargo asegurando la integridad propia, la de sus compañeros y la preservación del ambiente siendo participe activo del Sistema de Gestión HSEQ de la compañía y del Cliente. 		
III. COMPETENCIAS		
EDUCACIÓN (Exigible: Indispensable para ingresar a menos que tenga aprobación por Gerencia - Deseable: es lo que la organización estipula como deseable pero no limita el ingreso)		
EXIGIBLE	HOMOLOGACION	DESEABLE
Profesional, Ingeniero, Geólogo o no Profesional según lo establecido por el cliente.	La establecida por el Cliente	La requerida por el Cliente
FORMACION Y ENTRENAMIENTO (Exigible: la inducción HSEQ se genera posterior a la selección del candidato, los demás requerimientos exigibles deben estar soportados en la carpeta del empleado - Deseable: No indispensable. Es lo que la organización espera que los candidatos tengan previamente a la contratación, o que se pueda generar a través del tiempo posterior a la contratación)		
EXIGIBLE	DESEABLE	
Inducción sistema HSEQ Curso Fomento de Trabajo Seguro, Limpio y Saludable Si tiene vehículo asignado: Licencia de conducción de acuerdo al tipo de vehículo a conducir, los cuales pueden ser servicio particular o público, para lo cual las licencias de conducción son B1 o C1. Curso de Manejo Defensivo o Preventivo en el cual deben realizar prueba teórico-práctica.	Identificación de peligros, Plan de Emergencias, Reporte de incidentes, accidentes y enfermedades laborales, Riesgos Laborales y Manejo Ambiental, Estilos de vida Saludables, Salud Pública, Riesgo Psicosocial, Requisitos legales y otros. Seguridad Vial, Y las requeridas por el Cliente.	
EXPERIENCIA (Indispensable para ingresar a menos que tenga aprobación por Gerencia)		
EXPERIENCIA GENERAL	EXPERIENCIA ESPECÍFICA	
Definida por el cliente	Definida por el cliente Si tiene vehículo asignado: experiencia en manejo de vehículo liviano de 1 año lo cual debe validarse con la licencia de conducción.	
HABILIDADES (Se realiza seguimiento a las habilidades por medio de las evaluaciones de Competencias y Desempeño en el periodo de prueba y semestralmente)		
ORGANIZACIONALES	PROPIAS DEL CARGO	
Trabajo en equipo, Planeación y Organización del trabajo, Enfoque en resultados y Compromiso HSEQ, Orientación al cliente, Comunicación Asertiva, Expresión Verbal y Escrita.	Liderazgo Facilitador - Enfoque en la solución - Las demás requeridas por el cliente	
Aptitud médica para el cargo: de acuerdo a los exámenes médicos de ingreso los cuales establecen la aptitud y las recomendaciones pertinentes emitidas por médico con licencia vigente en Seguridad y Salud en el Trabajo, si tienen vehículo asignado, además de los exámenes de requisito legal para el cargo se realizarán exámenes psicosenométricos que evalúen la aptitud para conducir. (Los exámenes ocupacionales se realizan como pre ingreso y de manera periódica cada año).		
IV. DIRECTRICES Y RESPONSABILIDADES		
✓ Asegurar el cumplimiento de los requisitos del cliente según las funciones definidas por éste de acuerdo a		

PERFIL DE CARGO
FR-01

Pág. 2 de 3
Revisión: 2
Fecha de Emisión:
03/01/2018



<p>las especificaciones técnicas.</p> <ul style="list-style-type: none">✓ Presentar los informes y la documentación requerida por CONSULTTEC y/o el Cliente✓ Garantizar la confidencialidad en la información de CONSULTTEC y del Cliente✓ Utilizar toda su experiencia y capacidad técnica en el cumplimiento de objetivos del cliente✓ Ejecutar las labores de acuerdo a lo requerido en Manual Control Trabajo y demás procedimientos que integran la disciplina operativa.✓ Propender por la buena imagen de la compañía antes sus compañeros y el cliente.✓ Supervisar operaciones de acuerdo a las especificaciones del Cliente cuando aplique para el Cargo.✓ Para los Consultores que tengan roles de supervisión, y que sus decisiones puedan generar una falla operacional o ambiental, es su responsabilidad siempre remitirse a los procedimientos operativos de trabajo seguro establecidos por el Cliente o a la norma aplicable con el fin de prevenir dichos eventos.✓ Si tiene vehículo asignado, este debe ser usado únicamente en el horario laboral o de prestación de servicios y exclusivamente para la actividad laboral, teniendo en cuenta la obligación de la inspección pre operacional diaria y el cumplimiento de normas de tránsito.✓ Reportar de manera inmediata al Cliente y a Consulttec las fallas de control e incidentes presentados en la operación.✓ Para servicios de Supervisión a pozos y/o Company Man:➤ Son emisores de permisos de trabajo y como autoridad de área debe cumplir con el sistema definido por el cliente como Manual Control Trabajo y los demás lineamientos asociados al sistema.➤ Verificar y validar el correcto diligenciamiento de los Permisos de Trabajo, Análisis de Riesgos, Certificados de apoyo, entre otros documentos que soporten las actividades críticas a realizar dentro de la operación.➤ Revisar, emitir, revalidar, cerrar los permisos de trabajo y suspender cuando las condiciones del área no sean seguras.➤ Revisar y firmar los análisis de riesgos y certificados de apoyo.➤ Verificar que los controles y precauciones establecidos en un permiso hayan sido tomados antes de iniciar el trabajo y asegurar que se haya realizado y divulgado el análisis de riesgo antes de iniciar la tarea.➤ Revisar la planeación de las movilizaciones y verificar el desarrollo seguro de las mismas.➤ Si en la operación se generan cambios eventuales en los procedimientos o en el diseño del trabajo, esto se debe oficializar por escrito.➤ Generar el aval de las actividades realizadas en pozo cuando sea requerido por el Cliente.
<p>V. ROLES Y RESPONSABILIDADES EN HSEQ – TANTO CONSULTTEC COMO EL CLIENTE</p> <ul style="list-style-type: none">✓ Procurar el cuidado integral de su salud.✓ Suministrar información clara, veraz y completa sobre su estado de salud✓ Cumplir con las normas, reglamentos e instrucciones del Sistema de Gestión HSEQ de Consulttec y del Cliente✓ Informar oportunamente al empleador o contratante acerca de los peligros y riesgos latentes en su sitio de trabajo✓ Participar en las actividades de capacitación en seguridad y salud en el trabajo definido por Consulttec y el Cliente en sus planes y/o programas de capacitación HSEQ✓ Participar y contribuir al cumplimiento de los objetivos del Sistema de Gestión HSEQ.✓ Conocer y velar por el cumplimiento de las normas, reglamentos, políticas, objetivos y las metas de HSEQ de Consulttec y del Cliente✓ Dar estricto cumplimiento a las normas de tránsito y de seguridad vial✓ Cumplir con las reglas que salvan vidas y demás directrices de HSE establecidas por el Cliente✓ Participar en las actividades del sistema HSEQ✓ Reportar, informarse y tomar acciones sobre incidentes, accidentes y enfermedades de trabajo✓ Colaborar en Auditorías al sistema HSEQ✓ Usar adecuadamente y mantener la ropa distintiva y los equipos de protección personal asignados cuando aplique✓ Mantener actitud de autocuidado, cuidado por los demás, las instalaciones y el medio ambiente✓ Reportar actos y condiciones inseguros y asegurar el cierre de los mismos✓ Ejecutar las operaciones de acuerdo al cumplimiento de los requisitos de HSEQ según lo establecido en las especificaciones del Cliente para el Cargo o servicio contratado.
<p>AUTORIDAD HSEQ</p>
<p>Toda la autoridad para exigir cumplimiento al personal a cargo en temas asociados a HSEQ</p>
<p>RENDICION DE CUENTAS</p>

1656

PERFIL DE CARGO FR-01	Pág. 3 de 3 Revisión: 2 Fecha de Emisión: 03/01/2018	
--	---	---

RENDICION DE CUENTAS EN HSEQ: Rendir cuentas por el cumplimiento de las normas políticas y reglamentos en HSEQ así como Informar acerca de actos y condiciones inseguros y su participación en el sistema.
Rinde cuentas al Cliente, Gerente HSEQ de CONSULTEC y Gerente General de CONSULTEC. A TRAVES DE REUNIONES, EN LAS TARJETAS RAC Y EVALUACION DE DESEMPEÑO O SERVICIO.

RENDICION DE CUENTAS POR SU DESEMPEÑO: Gerencia de Contratos, Coordinación Administrativa y Técnica y al Cliente.

AMBIENTALES	FACTORES DE RIESGO
Condiciones de iluminación y confort térmico	Biomecánicos, Físicos, Condiciones de Seguridad, Biológicos, Químico, Psicosociales, Locativos, Incendio/Explosión-Eléctrico, Salud Pública, Radiaciones no ionizantes, Fenómenos Naturales.

VII. PLAN DE CARRERA
Recategorización según las especificaciones técnicas del Cliente.

VIII. HISTORIAL DE ACTUALIZACION DEL CONTENIDO Y REGISTRO DE ENTREGA

REALIZADO POR: Coordinador Administrativo y de Personas – Gerente HSEQ REVISADO POR: Gerente HSEQ APROBADO POR: Gerente General	FECHA DE REALIZACION: 09-Abr-19
RECIBIDO POR:	FECHA:

Observaciones: En el contrato de trabajo o prestación de servicios se encuentran definidas las funciones o directrices del servicio establecidas por el Cliente en las especificaciones técnicas.

Radicado Nro: 2-2017-057-2580 Para responder citelo
Ecopetrol - ECOPETROL S.A - VILLAVICENCIO
Fecha: Apr 17 2017 1:40PM
Dependencia: INDEPENDENCE DRILLING SA
Destino: ROSE MARIE SAAB FAOUR
Original Folios: 19 Anexos: 1



1657



Castilla La Nueva, 17 de abril de 2017

Señor:

INDEPENDENCE DRILLING S.A.

Atn: Rose Marie Saab Faour

Representante legal

Calle 100 No 7-33 Piso 19 Torre 1

Bogotá D.C.

Asunto: Reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol S.A en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la empresa INDEPENDENCE DRILLING S.A.

En mi calidad de Administrador del contrato MA-0009346 cuyo objeto es "MANTENIMIENTO, RECONDICIONAMIENTO Y TERMINACION DE POZOS PARA LA GERENCIA CENTRAL DE ECO PETROL S.A. DURANTE LAS VIGENCIAS 2012, 2013 Y 2014 CON OPCION 2015-2016", designado por ECO PETROL S.A., y conforme a lo reglado en la Guía de Lineamientos Generales Gestión Contractual y demás normativa que regula mis funciones, por medio del presente comunicado, se exponen los análisis y conclusiones para que la empresa contratista INDEPENDENCE DRILLING S.A, responda bajo su responsabilidad y todo costo a ECO PETROL S.A, en adelante ECO PETROL, por los daños ocasionados en el pozo Chichimene 94, conforme a lo regulado en la cláusula DÉCIMA SÉPTIMA: DAÑOS A PERSONAS, EQUIPOS, DATOS Y PROGRAMAS del contrato mencionado en el asunto de acuerdo a las siguientes consideraciones:

1. OBJETO DE LA RECLAMACIÓN.

1. Realizar el cobro por concepto de los costos incurridos por Ecopetrol en las operaciones desarrolladas en el campo Chichimene, pozo Chichimene-94, en atención a los daños ocasionados por INDEPENDENCE DRILLING S.A que dieron lugar a dos intervenciones (la primera del 8 al 13 de septiembre y la segunda del 19 al 22 de septiembre de 2016) del pozo Chichimene 94 por valor de **Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA.,** en cuyo caso se cuenta con la justificación correspondiente.
2. Realizar bajo su responsabilidad y todo costo la reparación del pozo Chichimene-94 de Ecopetrol, mediante una tercera (3) operación de intervención al pozo (operación de pesca) donde dicha operación inicie a más tardar dentro de los quince (15) días calendario siguientes al recibo del presente escrito. En caso de no obtener respuesta positiva, Ecopetrol procederá a efectuar los trabajos necesarios para reparar el pozo y descontará al contratista la totalidad de los costos más el diez por ciento (10%) por gastos de administración.

Como consecuencia de lo anterior es necesario que la firma Independence Drilling S.A. realice las acciones mencionadas anteriormente en el pozo Chichimene-94, para que al ser reparado vuelva a tener la producción estimada de 200 barriles de petróleo día, el cual se encuentra inactivo por un pescado (herramientas atrapadas dentro en el pozo), daños ocasionados por personal del contratista INDEPENDENCE DRILLING S.A, por la inobservancia de procedimientos técnicos identificado en el resultado de la investigación del incidente operacional adelantada por el Instituto Colombiano del Petróleo - ICP efectuada de común acuerdo con el



contratista Independence Drilling S.A., la cual fue presentada y entregada al contratista el día 1 de marzo de 2017 .

2. ANTECEDENTES.

Entre ECOPETROL y el Contratista INDEPENDENCE DRILLING S.A se suscribió el catorce (14) de Mayo de 2012 el Contrato No. MA-0009346 cuyo objeto es: **"MANTENIMIENTO, REACONDICIONAMIENTO Y TERMINACION DE POZOS PARA LA GERENCIA CENTRAL DE ECOPETROL DURANTE LAS VIGENCIAS 2012, 2013 Y 2014 CON OPCION 2015-2016"**.

El valor estimado del Contrato se fijó en **CIENTO VEINTIDOS MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y UN MILLONES NOVECIENTOS CUARENTA Y SIETE MIL NOVECIENTOS SESENTA PESOS COLOMBIANOS (\$122.351.947.960)** sin incluir el valor del IVA, de cuantía estimada y con precios unitarios, con un plazo de ejecución de mil cinco (1005) días calendario o hasta el 31 de diciembre de 2014, lo que primero ocurra con opción de las vigencias 2015 y 2016 que se contabilizaron a partir de la fecha de suscripción del acta de Inicio.

El día nueve (09) de Junio de dos mil doce (2012), el Gestor Administrativo del Contrato y el Contratista suscribieron el acta de Inicio, quedando como fecha de finalización el 31 de Diciembre de 2014.

El 13 de julio de 2012 se suscribió el Acta de Mayores Cantidades No.01 con el fin de incrementar el valor del Contrato en la suma de **CINCO MIL NOVECIENTOS CINCUENTA Y SIETE MILLONES CINCUENTA Y TRES MIL DOSCIENTOS OCHENTA PESOS COLOMBIANOS (\$5.957.053.280)** sin incluir el valor del IVA con el fin de realizar 6 fracturamientos.

El 15 de Agosto de 2012 se suscribió el Acta de Mayores Cantidades No.02 con el fin de incrementar el valor de Contrato en la suma de **CUATRO MIL CUARENTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS DIECISIETE MIL TRESCIENTOS VEINTE PESOS COLOMBIANOS (\$4.049.217.320)** sin incluir el valor del IVA con el fin de realizar 23 trabajos de Workover y adelantar el proyecto de "Piloto de Inyección de Aire en el campo Chichimene" en 4 pozos.

El 02 de octubre de 2012 se suscribió el Acta de Mayores Cantidades No.03 con el fin de incrementar el valor del Contrato en la suma de **OCHO MIL CINCO MILLONES SETECIENTOS NOVENTA MIL QUINIENTOS OCHENTA PESOS COLOMBIANOS (\$ 8.005.790.580)** sin incluir el valor del IVA para atender el estimado de 38 pozos que según el incremento de fallas de equipos de levantamiento artificial sería necesario realizar para adicionar los presupuestados inicialmente.

El 28 de Noviembre de 2012 se suscribió el Acta de Mayores Cantidades No.04 con el fin de incrementar el valor del Contrato en la suma de **TRES MIL SEISCIENTOS SETENTA MILLONES NOVECIENTOS CINCUENTA Y CINCO MIL TRESCIENTOS VEINTE PESOS COLOMBIANOS (\$3.670.955.320)** sin incluir el valor del IVA con el objetivo de realizar trabajos adicionales de Workover, aislamiento en los pozos CH-77, CH-162, fractura hidráulica del CH-66 y prueba de Inyectividad del CH-29.

El 11 de Junio de 2013 se suscribió el Otrosí No.01 con el fin de crear un nuevo pedido abierto al sistema SAP en el módulo de Multisociedades (en la sociedad ASOC) únicamente para efectos de realizar facturación y reducir el valor del Contrato en la suma **DOSCIENTOS SETENTA Y DOS MILLONES SEISCIENTOS CUARENTA Y NUEVE MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y TRES PESOS COLOMBIANOS (\$ 272.649.553)** sin incluir el valor del IVA, únicamente para efectos de realizar facturación y cubrir los trabajos correspondientes al bloque CP0-9. Los recursos son de la reducción realizada en el Ajuste de Cantidades No.3, (que se tramita simultáneamente), con lo cual no se aumenta ni disminuye el valor del Contrato.



El 17 de febrero de 2014 se suscribió el Acta de Suspensión Parcial al Contrato MA-0009346 por un periodo de 15 días calendario comprendido desde el 11 de febrero hasta el 25 de febrero de 2014 con ocasión de la situación de orden público presentado en las zonas de influencia de los trabajos con los equipos de Workover.

El 31 de Marzo de 2014 se suscribió el Acta de Mayores Cantidades No. 05 con el fin de Incrementar el valor del Contrato en la suma de **TREINTA Y OCHO MIL SEISCIENTOS SETENTA Y OCHO MILLONES CUATROCIENTOS CINCUENTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS SETENTA Y DOS PESOS COLOMBIANOS (\$ 38.678.458.372)** sin incluir el valor del IVA, con la finalidad de cumplir la campaña de Workover 2014 para los campos Castilla y Chichimene.

El 27 de Agosto de 2014 se suscribió el contrato Adicional No. 01 con el fin de modificar y/o aclarar las especificaciones Técnicas y Anexos, relacionados con la fórmula de reajuste de tarifas e incluir nuevos recursos para continuar realizando los mantenimientos a los pozos, ejecutar abandono de pozos y conversión de pozos de productor a inyector. Incrementando el valor del Contrato en la suma de **DIECINUEVE MIL SETECIENTOS SETENTA Y DOS MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA Y UN MIL VEINTISEIS PESOS COLOMBIANOS (\$ 19.772.651.026)** sin incluir el valor del IVA.

El 28 de Noviembre de 2014 se activó el Uso de Opción de Prórroga para la Vigencia 2015, con el fin de incrementar el valor del Contrato en la suma de **TREINTA MIL OCHOCIENTOS CUARENTA MILLONES DE PESOS MCTE (\$ 30.840.000.000,00)** sin incluir IVA, y ampliar el plazo de ejecución en (365) días calendario desde el 01 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015.

El 26 de diciembre de 2014 se suscribió el Acta de Mayores Cantidades No.06 con el fin de incrementar el valor del Contrato en la suma de **DOCE MIL QUINIENTOS OCHO MILLONES SETECIENTOS VEINTICUATRO MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS MCTE (\$ 12.508.724.834,00)** sin incluir el valor del IVA.

El 17 de Abril de 2015 se firmó el contrato Adicional No 2 con el fin de incluir nuevos ítems al contrato sin cambiar el valor del mismo, realizando optimización de personal y obteniendo un descuento por parte de Independence Drilling S.A.

El 5 de Mayo de 2015 se suscribió el Acta de Mayores Cantidades No. 07 con el fin de Incrementar el valor del Contrato en la suma de **TREINTA Y UN MIL VEINTIDÓS MILLONES QUINIENTOS SETENTA MIL QUINIENTOS VEINTIDÓS PESOS MCTE (\$ 31.022.570.522)**, sin incluir el valor del IVA, con el fin de iniciar campaña de Workover y Well services para la GDT y GCH y Well services para la GLC.

El 27 de Julio de 2015 se suscribió el acta de Mayores Cantidades No. 08 con el fin de incrementar el valor el contrato en la suma de **TREINTA Y SEIS MIL TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO MILLONES DOS MIL DIECISIETE PESOS MCTE (\$36.365.002.017)** con el fin de atender el mantenimiento a pozos, Campaña de Workover fase 2 y Abandono de pozos en la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Chichimene.

El 25 de Septiembre de 2015 se suscribió el acta de Mayores Cantidades No. 09 con el fin de Incrementar el valor del contrato en la suma de **NUEVE MIL SETECIENTOS VEINTE UN MILLONES CIENTO VEINTE MIL CUARENTA Y SIETE PESOS CON OCHENTA Y CINCO CENTAVOS MCTE (\$ 9.721.120.047,85)** con el fin de atender el mantenimiento a pozos, Campaña de Workover fase 2 2015, Piloto de Inyección en la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Castilla y mantenimiento a pozos y Campaña de Workover en la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción CPO-09.



El 21 de Diciembre de 2015 se suscribió el contrato Adicional No. 03 con el fin de Incrementar el valor del contrato en la suma de **VEINTIDÓS MIL MILLONES DOSCIENTOS TREINTA Y CUATRO MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y TRES DOSCIENTOS DIECISÉIS PESOS (\$ 22.234.853.216)** para atender los mantenimientos a pozos, incluir recursos para continuar con la campaña de workover y continuar con los pilotos de inyección de agua y completamientos de pozos para disposición, extender el plazo contrato por noventa y un (91) días desde el 1 de Enero de 2016 a 31 de Marzo de 2016, modificar el costo del ítem 3.17 Técnico Integral 1 para pasar de \$ 9.000.000 a \$ 7.500.000 por mes, aclarar la cláusula de descuento por días de stand-by y modificar los valores de tarifas operativas debido a negociación con el contratista.

El día 30 de Marzo de 2016 se suscribió el contrato Adicional No. 04 con el fin de Incrementar el valor del contrato en **DOCE MIL CINCO MILLONES SETESCIENTOS SETENTA Y DOS MIL OCHOCIENTOS TREINTA PESOS (COP 12.005.772.830,00)** sin incluir el IVA, con el fin de ampliar el plazo del contrato desde el 1 de Abril de 2016 al 31 de Julio de 2016 en 122 días, para atender las intervenciones a pozo que sostienen la curva básica de producción en cada Campo, realizar abandono de pozos y completamiento dentro de la campaña 2016.

El primero (1) de Junio de 2016 se firmó el acta de suspensión del contrato por un término de 7 días calendario contados a partir del 27 de Mayo de 2016, con fecha de reinicio de actividades del 3 de Junio de 2016; esto en razón de los bloqueos realizados por parte de la comunidad del área de Influencia del contrato los cuales impidieron la libre movilización y acceso del personal del CONTRATISTA, así como la realización de servicios y actividades objeto del contrato suscrito con ECOPETROL.

El día 6 de Agosto de 2016 se suscribió el contrato Adicional No. 05 con el fin de Incrementar el valor del contrato en la suma de **VEINTISÉIS MIL VEINTITRÉS MILLONES OCHOCIENTOS MIL CIENTO CUARENTA Y TRES PESOS (\$ 26.023.800.143,00)** sin incluir el IVA, esto debido a la extensión del plazo del contrato desde el 6 de Agosto de 2016 al 31 de Diciembre de 2016. Dicha novedad se motivó con el fin de atender las intervenciones a pozo que sostienen la curva básica de producción en cada Campo, realizar trabajos de Workover, abandono de pozos y completamiento dentro de la campaña 2016.

El día 21 de Octubre de 2016 se suscribió el acta de Mayores Cantidades No. 10 con el fin de Incrementar el valor del contrato en **OCHO MIL QUINIENTOS VEINTIOCHO MILLONES TRESCIENTOS DIECIOCHO MIL SEISCIENTOS SESENTA Y CINCO PESOS (\$ 8.528.318.665)** sin incluir el IVA, esto con el fin de alcanzar el plan 25K (Incrementar en 25000 BOPD la producción en la VDP), esta inclusión asegura lograr la meta de incrementar los 25.000 barriles incrementales para la VRO, así mismo se garantiza la Reactivación de producción del bloque CPO09, para el campo Akacías perteneciente al Contrato E&P CPO-9, para un escenario de operaciones de 5000 BOPD.

El día 30 de Diciembre de 2016 se suscribió el contrato Adicional No. 06 con el fin de Incrementar el valor del contrato en **TRECE MIL CUATROCIENTOS VEINTINUEVE MILLONES DOSCIENTOS VEINTE MIL QUINIENTOS DIECISEIS PESOS (COP\$ 13.429.220.516)** sin incluir el valor del IVA, esto debido a la extensión del plazo del contrato desde el 01 de Enero al 30 de Abril de 2017. Dicha novedad se motivó para atender las intervenciones a pozo que sostienen la curva básica de producción en cada Campo, realizar trabajos de Workover, abandono de pozos y completamiento dentro de la campaña 2017.

A la fecha el Contrato se encuentra vigente hasta el 30 de Abril de dos mil diecisiete (2017).

3. CONCEPTO Y JUSTIFICACIÓN TÉCNICO

A continuación se realiza el análisis técnico objeto de la reclamación realizada por Ecopetrol hacia el contratista INDEPENDENCE DRILLING S.A

1659



Como parte de la planeación de los trabajos de Intervención a pozos de la Gerencia Chichimene se realizó un programa de intervención (Well Planning) para las actividades a desarrollar en el pozo Chichimene-94 (Anexo 1) ejecutadas entre el 08 y el 13 de Septiembre de 2016 por personal de la torre-124, en el cual se puede constatar las recomendaciones dadas para el manejo de tubería, y cuya finalidad de la Intervención era reactivar el pozo con un rediseño de bomba electrosumergible nueva, adicional el pozo se encontraba con tubería de 5-1/2" LTC 15.5 lb/ft J-55 y se debía cambiar por tubería de 4 1/2" EUE, N-80, 12.75 lbs/ple nueva; actividad que se realizó en las fechas indicadas. El estado mecánico del pozo después de la intervención es el siguiente:

SARTA DE PRODUCCIÓN			
Descripción	Longitud (ft)	Desde	Hasta
Tubing Hanger 11" x 4 1/2" con camisa adaptable a 5 1/2", S/N: 16-003721	1,10	26,70	27,80
01 LANDING JOINT 4 1/2" EUE, N-80, 12.75 lbs/ple, RII, (New), Sencillo (Correda #1)	30,35	27,80	58,15
255 Tubería 4 1/2" EUE, N-80, 12.75 lbs/ple, (New), Sencillo (Correda #1)	7.646,13	58,15	7.704,28
X-Over 4 1/2" LTC BOX "3 1/2" EU P/N, S/N: 15-013031 (New)	0,80	7.704,28	7.705,08
Tubing 3-1/2" EU, N-80, 9.3 #/ft, (Re-run)	30,15	7.705,08	7.735,23
Y-Tool 3 1/2" EUE, S/N: P751939582REVA; FEPCO (Re-run) + blanking S/N: 15-012241 (New)	5,00	7.735,23	7.740,23
Check Valve, Serie: 3 1/2"; MOD: EUE API TUBING WS 181, P/N: 2004550, (New)	0,66	7.740,23	7.740,79
Tubing 3-1/2" EU, N-80, 9.3 #/ft, (Re-run)	30,40	7.740,79	7.771,19
Descarga Dual, Serie: 3-1/2" MOD: EUE VALVE SS; P/N: 1320541 (New)	0,85	7.771,19	7.772,04
Descarga Convencional, Serie: 513/538; MOD: BOLT ONDISCHARGE HEAD ESP 538 8RD EUE, P/N: 1180099 (New)	0,59	7.772,04	7.772,63
Bomba Upper Serie 538, MOD/TIPO: ESP 538-1500 CP CT HSS TAMI, 60 STG, S/N: BCP0731, P/N: 393135 (New)	13,17	7.772,63	7.785,80
Bomba Medium Serie 538, MOD/TIPO: ESP 538-1500 CP CT HSS TAMI, 89 STG, S/N: BCP0732, P/N: 405824 (New)	18,67	7.785,80	7.804,47
Bomba Lower Vapro Serie 400, MOD/TIPO: XV40 CP CT HSS TAMI, 21 STG, S/N: BCP0735, P/N: 1230398 (New)	6,22	7.804,47	7.812,69
Separador de Gas Serie 538, MOD: ESP 538 UT VGS HSS SS, S/N: BCG0342, P/N: 878288 (New)	3,45	7.812,69	7.816,24
Intake Serie 538, MOD: ESP 538 VGS HSS SS XP, S/N: 4HS15F18861 P/N: 2035706 (New)	7,61	7.816,24	7.819,69
Sello Upper Serie 538, MOD: ESP PB136 LSPBP HL HT MT, S/N: M151009310, P/N: 2027410 (New)	6,14	7.819,69	7.827,30
Sello Lower Serie 513, MOD: ESP 513 BPBSL HL HT MT, S/N: BCS 0914, P/N: 907900 (New)	29,97	7.827,30	7.835,44
Motor Upper Serie 582, MOD: 2200P UT MT HTS, 390HP, 1835VOLT, 128 AMP, S/N: BCM0425, P/N: 2015731, (New)	0,67	7.835,44	7.865,41
Adapter 562/450, MOD: UMB R. 200, S/N: M151100234, P/N: 2015485, (New)	2,81	7.865,41	7.868,08
Sensor Serie 450, E7 Zenith, S/N: TB11535, P/N: 1324334 (New)			7.868,08
COMPLEMENTO SARTA DE PRODUCCIÓN (SARTA LARGA INSTRUMENTOS)			
Extension joint, 2-3/8" ACME, S/N: 14-021568, (New)	3,30	7740,23	7743,53
7 secciones de Instrumento 2-3/8", 19.69'+9.90'+19.57'+19.59'+19.64'+19.56'+19.62'	127,59	7743,53	7871,12
Re-entry Guide 2-3/8" (New) - Cola= 0.85'	0,85	7871,12	7871,77
Cola:			2,88
<p>Accesorios instalados (BHA-BES): 60 superbandas en el BHA distribuidas así: 3 en el sensor, 1 en el adapter, 10 en el motor, 5 super bandas en el sello lower, 5 super bandas en el sello upper, 1 banda en el intake separador, 2 en el separador upper, 3 en la bomba vapro, 9 bandas en la bomba lower, 5 en la bomba upper, 2 en la descarga, y 14 en el conjunto de Pop Joint y la Y-Tool. 20 Guardacables así: 10 Convencionales y 10 térmicos</p> <p>Accesorios instalados en Tubería: 210 Over Coupling 4 1/2" #2 C.C, adicional se instalaron 300 superbandas en la tubería mas 5 adicionales (1 en la primera junta, 2 en el empalme cable-cable y 2 en el landing joint), para un total de 365 (Tubería + BHA). Se instaló capilar de 1/4" desde el sensor hasta la sub descarga y capilar de 3/8" con válvula check capilar desde el extremo del sensor hasta el empalme del MLE al cable de potencia.</p>			
Peso de Sarta: 120k lbs + bloque 1	Ultimo fondo reportado: Landing collar @ 9117.28' MD, completamente inicial Junio 02 - 2014		

Tabla 1. Detalle estado mecánico del pozo CH94 Intervención del 08 al 13 de septiembre de 2016.

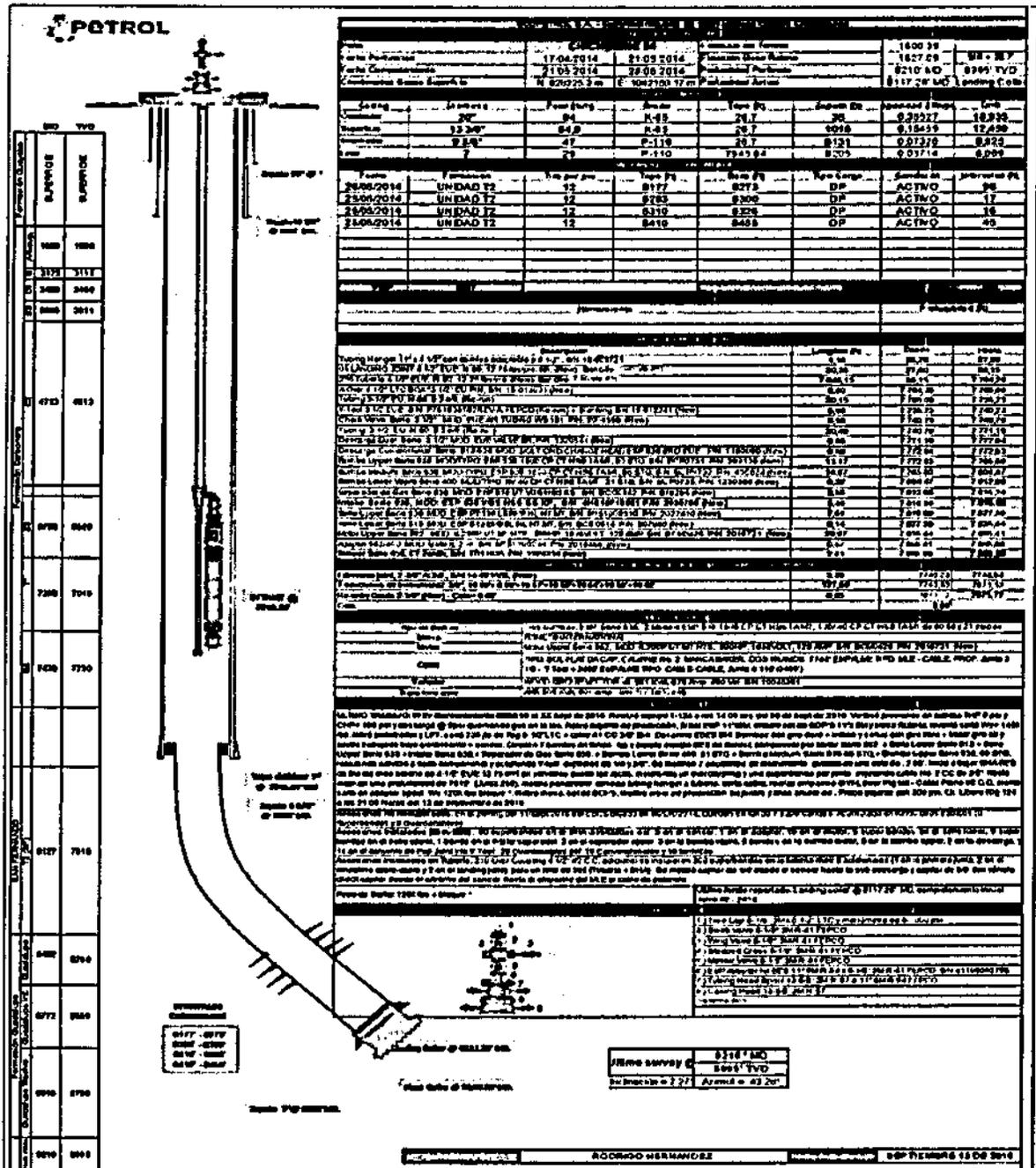


Figura 1. Estado mecánico del pozo Chichimene-94 al finalizar Intervención del 08 al 13 de septiembre de 2016.

Debido a que el pozo Chichimene-94 deja de aportar fluido, a continuación se presenta una relación de las actividades operativas que debió realizar Ecopetrol, con el fin de reactivar la producción del pozo CH94, como



consecuencia de la intervención del contratista Independence Drilling S.A. del 08 al 13 de septiembre de 2016 antes mencionada:

3.1. Primera Operación Intervención Pozo CH-94 (del 19 al 22 de Septiembre de 2016):

Las actividades operacionales ocurridas desde el día 19 al 22 de septiembre de 2016 fueron las siguientes:

1. Por parte de Ecopetrol se liberó torre-123 el 19 de septiembre de 2016 a las 22:00 hrs en el pozo CH86 S.A. El mismo día la compañía INDEPENDENCE DRILLING S.A inició desarme de la torre para movilizar al pozo CH94.
2. Independence Drilling S.A. movilizó equipo e inició operaciones el 20 de septiembre a las 22:00 hrs. Registró presiones THP: 380 PSI, CHP 280 PSI y descargó pozo.
3. El 21 de septiembre de 2016 Independence Drilling S.A retiró bajante de producción y arbolito. Instaló BPV y retiró camisa de 4 1/2" x 5 1/8". Observó que la rosca 4-1/2" EU del tope del tubing hanger tiene varios hilos dañados. Intentó reparar sin éxito. Instaló set de BOP 11 x 5000 psi doble ariete y preventor anular. Instaló mesa rotaria y herramientas de manejo para tubería de 4-1/2" EUE.
4. Independence Drilling S.A. esperó 2.5 horas spear para pescar tubing hanger.
5. Independence Drilling S.A. bajó spear suministrado por la Compañía Baker y realizó operación de pesca, registró peso de la sarta de 14.000 lbs, peso completo de la sarta en Intervención del 08 al 13 de septiembre fue de 120.000 lbs.
6. El 22 de septiembre de 2016 Independence Drilling S.A. terminó de sacar a superficie el tubing hanger 11" x 4-1/2" EUE, más (+) 20 juntas de tubería de 4-1/2" EU 12.75# N-80 (longitud de 600.73 ft de tubería) con 34 superbandas, quedando en fondo:
 - 236 juntas de tubería de 4-1/2" EU N-80 12.75 lbs/pie NUEVAS (Long: 7075.75 ft) con 331 superbandas y 210 overcoupling, más:
 - Equipo electrosumergible completo marca Borest representado en:
 X-Over 4 1/2" LTC BOX *3 1/2" EU PIN, S/N: 15-013031 (New) + Tubing 3-1/2" EU, N-80, 9.3 #/ft, (Re-run) + Y-Tool 3 1/2 EUE, S/N: P751939582REV-A; FEPCO (Re-run) + blanking S/N:15-012241 (New) + Check Valve, Serie: 3 1/2" ; MOD: EUE API TUBING WS 181, P/N: 2004550, (New) + 1 Tubo de 3-1/2" EU, N-80, 9.3 #/ft, (Re-run) + Descarga Dual; Serie: 3-1/2" MOD: EUE VALVE SS; P/N: 1320541 (New) + Descarga Convencional, Serie: 513/538; MOD: BOLT ONDICHARGE HEAD ESP 538 8RD EUE, P/N: 1180099 (New) + Bomba Upper Serie 538, MOD/TIPO: ESP 538-1500 CP CT HSS TA MT, 60 STG, S/N: BCP0731, P/N: 393135 (New) + Bomba Medium Serie 538, MOD/TIPO: ESP 538-1500 CP CT HSS TA MT, 88 STG, S/N: BCP0732, P/N: 405824 (New) + Bomba Lower Vapro Serie 400, MOD/TIPO: XV-40 CP CT HSS TA MT, 21 STG, S/N: BCP0735, P/N: 1230398 (New) + Separador de Gas Serie 538, MOD: ESP 538 UT VGS HSS SS, S/N: BCG0342, P/N: 878286 (New) + Intake Serie 538, MOD: ESP 538 VGS HSS SS XP, S/N: 4HS15F18861 P/N: 2035706 (New) + Sello Upper Serie 538, MOD: ESP PB136 LSBPB HL HT MT, S/N: M151008310, P/N: 2027410 (New) + Sello Lower Serie 513, MOD: ESP 513 BPBSL HL HT MT, S/N: BCS 0914, P/N: 907980 (New) + Motor Upper Serie 562, MOD: IL200P UT MT HTS, 390HP, 1835VOLT, 128 AMP, S/N: BCM0425, P/N: 2015731, (New) + Adapter S/N: M151100234 MOD: UMB 562/450 IL 200P SS HTS, P/N: 2015485, (New) + Sensor Serie 450, E7 Zenith, S/N: TB11535, P/N: 1324334 (New). 465.90 ft de cable plano N° 2. recuperados.; quedo 134 ft de cable sobre el tope del pescado. tope teorico del pescado 705 ft.



7. Independence Drilling S.A. instaló tubing hanger con penetrador ciego. Retiró set de BOP'S, instaló arbolito y bajante de producción. Liberó equipo de la Torre-123 a las 07:00 horas del 22 de septiembre de 2016.

Para este momento, la condición del pozo era la que se observa en la figura No. 2.

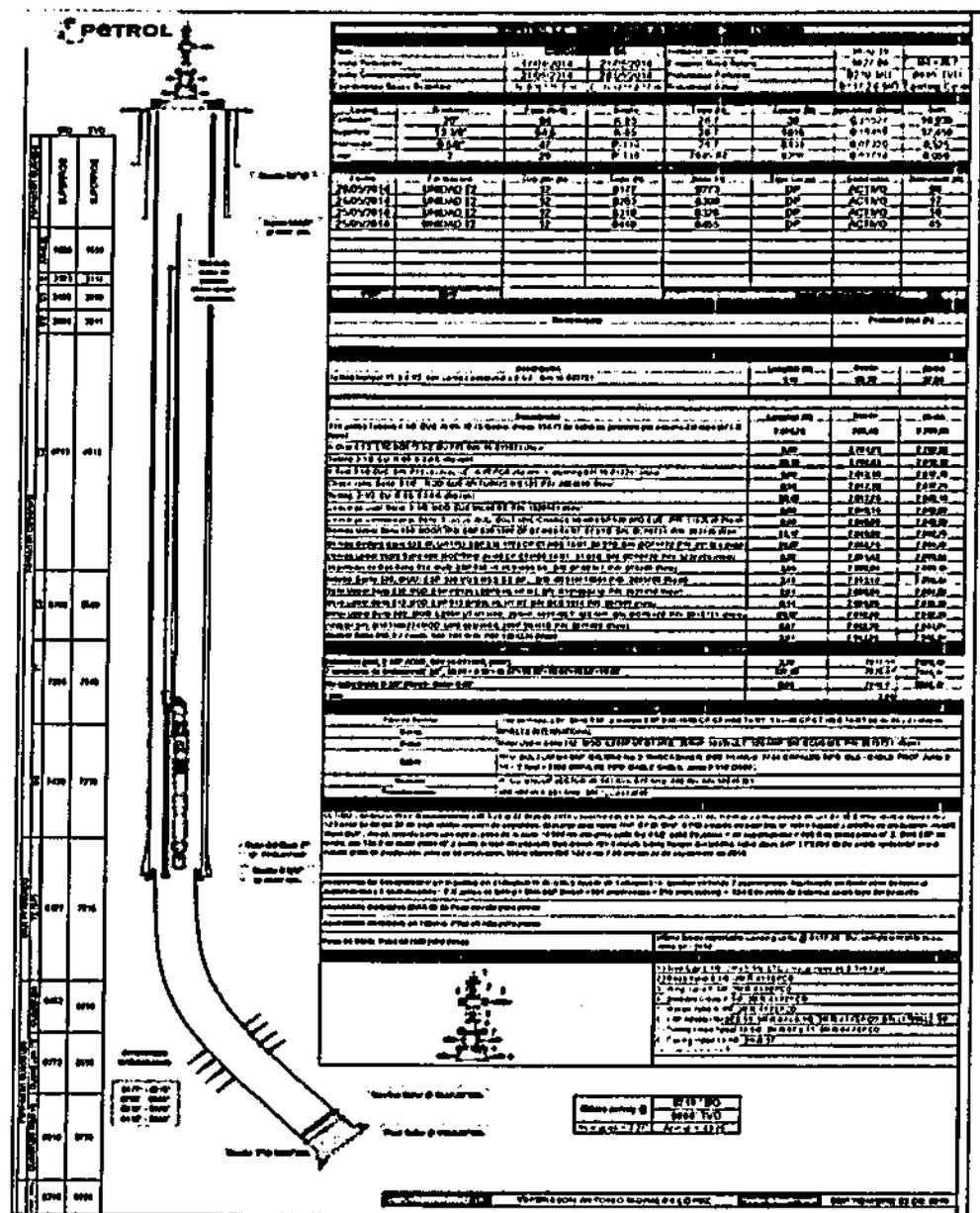


Figura 2. Estado mecánico del pozo Chichimene-94 luego de la identificación de desconexión de tubería.



Ecopetrol Identifica que el pozo se debe intervenir mediante operación de pesca. Por parte de Ecopetrol se reporta el incidente operacional con la siguiente descripción: "El día 19 de Septiembre de 2016 luego de 7 días de operación posterior a corrida de sarta del pozo CH94, deja de aportar fluido en cabeza de pozo, se realizan labores de verificación concluyendo desconexión de tubería de producción.", por parte de Ecopetrol se designa al grupo investigador del incidente, para lo cual es importante indicar que dentro del equipo investigador hubo un integrante designado por la firma INDEPENDENCE DRILLING S.A. La investigación finalizó el 30 de diciembre de 2016. (Ver anexo 1)

3.2. Segunda Operación de Pesca Pozo CH-94 (del 23 de Noviembre al 14 de Diciembre de 2016):

Teniendo en cuenta la importancia del pozo para el proyecto del piloto de inyección de agua, por los volúmenes de petróleo recobrados y el monitoreo al patrón de inyección, se decide adelantar la primera intervención de pesca desde el 23 de noviembre de 2016 al 14 de diciembre de 2016, desarrollada así:

1. Se liberó la torre-124 el 23 de noviembre de 2016 a las 00:30 hrs en el pozo CHSW23 por parte de Ecopetrol, Independence Drilling S.A inició desarme de torre para movillar al pozo CH94.
2. Independence Drilling S.A. movilizó equipo e inició operaciones el 23 de noviembre de 2016 a las 19:00 hrs, realizó registro presiones THP: 20 PSI, CHP 0 PSI y descargó pozo. Adicionalmente retiró bajante de producción y arbolito. Instaló set de BOP's 11"x5K.
3. Del 24 al 25 de noviembre de 2016: Independence Drilling S.A. instaló mesa rotaria, realizó 6 viajes con arpón de 6" OD recuperó 184.2 ft de cable N 2 con capilar, 127.8 ft de capilar de 3/8" y 3 superbandas, corrió BHA # 1 al 6. Bajo BHA # 7 con bloque de impresión 8-1/4" NC-38 box hasta 796 ft, tomó impresión y sacó a superficie, el bloque muestra marcas de chatarra sobre el coupling del tubo de 4-1/2" EU. Armó y bajó BHA # 8 Rotary shoe x 7-7/8", trabajo con 1000 lbs de peso sobre el tope de pesca avanzando 2 ft desde 796 ft hasta 798 ft. Sacó rotary shoe hasta superficie.
4. El 26 de noviembre de 2016 Independence Drilling S.A. Bajó BHA # 9 con overshot de 8-1/8" x 4-1/2" EUE box con grapa 5-1/2" con tubería de 4-1/2" EU N-80 12,75 lb/ft nueva, enganchó pescado, circuló en reversa a la estación Chichimene 1250 barriles de agua hasta obtener retornos limpios, dejó sarta en peso neutro. Con unidad de wireline realizó dummy run, logrando bajar hasta 7840 ft. Armó y bajó herramientas para corte RCT de tubería con registro GR-CCL dentro de la tubería de 4-1/2" EU, realizó corte en tubería de 4-1/2" EU 10 ft arriba del cross Over de 4 1/2" x 3 1/2" @ 7840 FT (medida de cable). Sacó herramientas a superficie y retiró unidad de wireline.
5. Del 27 al 28 de noviembre de 2016 Independence Drilling S.A. tensionó sarta con 170K lbs (45K lbs de Overpull), tensión cayó a 115K lbs, quedando sarta libre. Sacó en sencillos 26 Juntas de 4 1/2" EU utilizadas en la pesca, retiró Overshot. Sacó parte del pescado: 235 Juntas de 4-1/2" EU N-80 12,75 lb/ft + 19.2 ft del tubo de 4-1/2" donde se realizó el corte de tubería, junto con cable N2 con capilar, salieron 10' de cable con capilar por debajo del corte. NOTA: Tubería sale doblada lo que dificulta el desenrosque, además de la tubería sucia y se debe limpiar. En punta del pescado recuperado, se encuentra el corte limpio, excepto una pequeña salida externa. En el overcoupling inferior (Juntas 235 y 236) salieron 14.2 de cable enrollados (este cable enrollado no se sabe si es de la parte de arriba del cable o de la parte de abajo del cable, se debe tener en cuenta para la suma de lo que falta hasta el pot head). Se recuperó 271 superbandas y todos los overcouplings (210). Según el estado mecánico durante el pulling del 22 de Septiembre de 2016 se quedaron 7 Superbandas y se recuperaron 3 durante la pesca de cable, quedan en el pozo 4 Superbandas.



6. Independence Drilling S.A. del 29 de noviembre de 2016 al 14 de noviembre de 2016 se corren del BHA #10 al #22 (Acondicionamiento, Impresión y molienda) avanzó moliendo 32 ft de pescado desde 7822' hasta 7854', tope de pescado supuesto: Y-Tool 3-1/2", es decir se supone que los 32 ft molidos corresponden a la Junta 3-1/2" EUE por encima de la Y-Tool y los 10 ft faltante de la Junta #236 de 4-1/2" EUE que debieron molerse paralelamente a la Junta 3-1/2'. Retiro mesa rotaria, set de BOP'S. Aseguró pozo con tubing Hanger 11" x 4-1/2" EUE y arbolito de producción. Liberó Torre-124 a las 08:30 horas del 14 de diciembre de 2016.

Ecopetrol luego de analizar la situación, decide replantear el trabajo de pesca de EBES por los costos que implica este tipo de operación y la disponibilidad de recursos. La condición del pozo para ese momento es la que se observa en la figura No. 3.

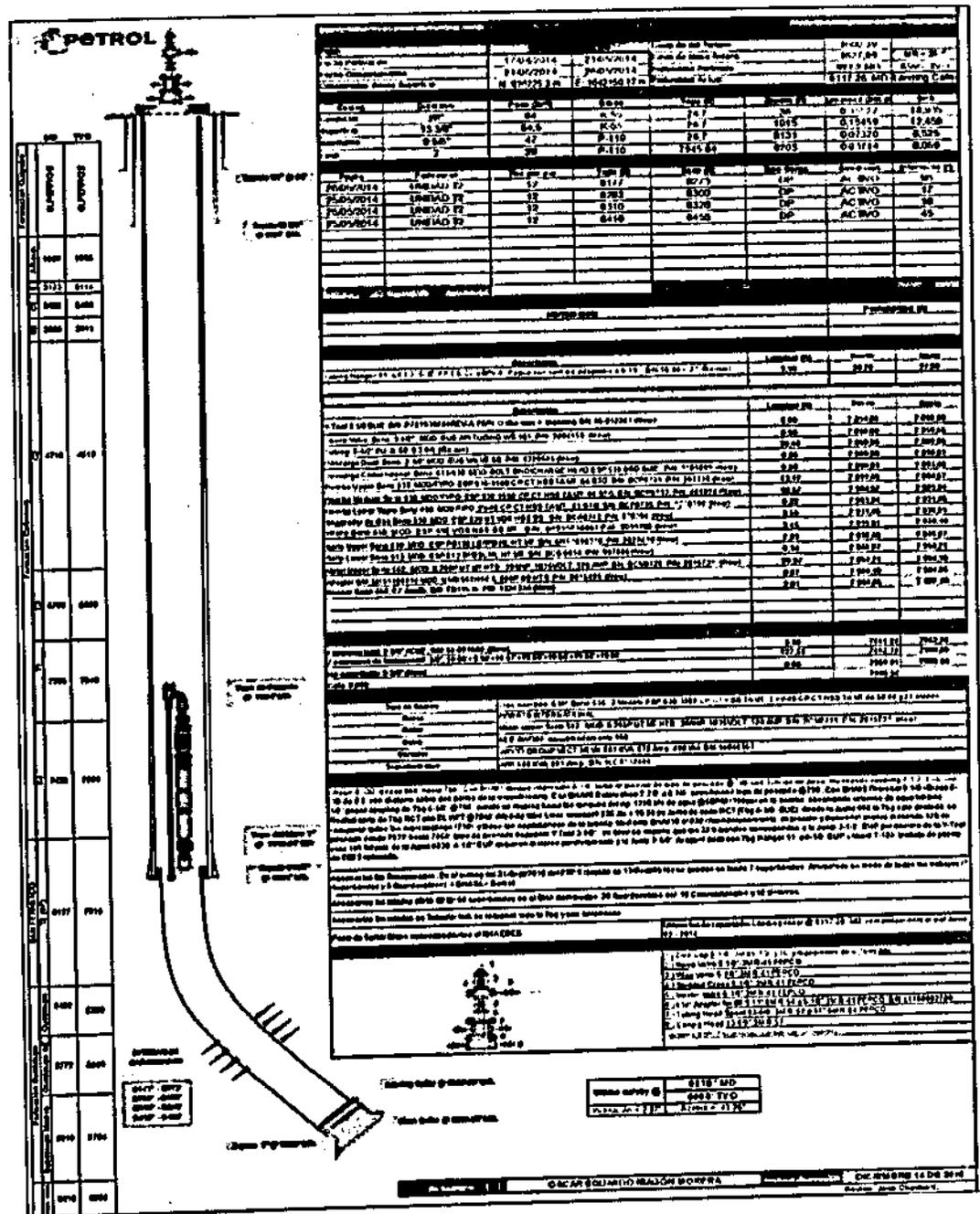


Figura 3. Estado mecánico del pozo Chichimene-94 luego de la primera operación de pesca, en la cual se recuperó tubería de 4-1/2" y quedó en fondo el equipo electro sumergible.



3.3. Resultado investigación incidente operacional pozo CH-94 (30 de Diciembre de 2016):

Como resultado entregado el 30 de diciembre de 2016 de la investigación del incidente operacional reportado en el mes de septiembre de 2016 anteriormente mencionado, en la cual participó Independence Drilling S.A. cuyo Informe de resultado fue divulgado y entregado el día 1 de marzo de 2017 al representante de la compañía INDEPENDENCE DRILLING S.A., se encontró lo siguiente:

Sistema	Efecto primario	Deficiencia	Causa raíz	Soluciones	Entregable
Sistema de levantamiento artificial del pozo CH94	Caída de sarta pozo CH94	Reducir la tasa de falla de desprendimientos de sargas de producción en el campo Chichimene	Enrosque Inapropiado	Incluir en los well planning de los trabajos de subsuelo el paso a paso y la forma correcta de apretar las uniones de tubería.	Paso a paso para anexar a well planning
				Desarrollo de charlas con personal operativo de torres socializando el procedimiento correcto de make and brake de tubería	Evidencia socialización
			Alineación Inadecuada	Incluir en los well planning de los trabajos de subsuelo el paso a paso y la forma correcta de apretar las uniones de tubería.	Well planning con paso a paso para próximo well service a realizar
				Desarrollo de charlas con personal operativo de torres socializando el procedimiento correcto de make and brake de tubería	Evidencia socialización
			Incumplimiento del procedimiento recomendado por la norma API 5C1	Modificar el procedimiento I-EN-EEE-245 de INDEPENDENCE DRILLING S.A donde se incluyan los pasos para un ajuste geométrico apropiado.	Procedimiento modificado con firma de representante legal del contratista
				Modificar el instructivo VRP-VPR-I-038 "Baja y sacada de tubería en paradas" donde incluya el paso a paso del ajuste geométrico adecuado.	Procedimiento actualizado en sistema de gestión

Tabla 2. Causa raíz del incidente operacional pozo CH-94, entregado el 30-diciembre-2016.

Teniendo en cuenta lo anterior se evidencia que la causa raíz del daño prematuro ocasionado al pozo Chichimene-94, por la desconexión del pin del tubo # 20 con el coupling del tubo # 21 de superficie a fondo, en tubería nueva de 4-1/2" EU N-80 12.75 lbs/pie fue causado por un enrosque Inapropiado, alineación



inadecuada a la tubería por parte del personal que operó la torre-124 en la intervención al pozo realizada del 08 al 13 de septiembre de 2016 y adicionalmente el incumplimiento del procedimiento recomendado por la norma API 5C1.

Lo anterior implicó realizar dos (2) intervenciones posteriores y la inversión de dinero adicional no contemplado en el presupuesto inicial del pozo, en su momento por las consideraciones expresadas anteriormente y por la necesidad de identificar la causa real de falla prematura del pozo, dicha carga económica no debe ser asumida por Ecopetrol sino por quien ocasionó dicho daño, haciendo énfasis en lo señalado en la cláusula DÉCIMA SÉPTIMA: DAÑOS A PERSONAS, EQUIPOS, DATOS Y PROGRAMAS, donde se cita:

"El CONTRATISTA será el único responsable por los daños que su personal, sus subcontratistas (éstos últimos, en el evento en que los DPS admitan expresamente la subcontratación o que ECOPETROL la autorice, también de manera expresa, por escrito) o proveedores le ocasionen a los equipos, datos y/o programas de propiedad de ECOPETROL y/o a cargo de la Sociedad".

"Se obliga a responder y a asumir los costos de reparación de los daños ocasionados a personas y/o bienes de particulares, de servicio público o de ECOPETROL, por culpa, por la inobservancia de las políticas, normas procedimientos establecidos, dentro o fuera de las áreas donde se ha de ejecutar total o parcialmente el objeto del Contrato, derivados de su actividad, de la de sus trabajadores, de la de sus proveedores o de la de sus subcontratistas(éstos últimos, en el evento en que los DPS admitan expresamente la subcontratación o que ECOPETROL la autorice, también de manera expresa, por escrito)".

3.4. Argumentos Contractuales

Para dar sustento jurídico a la solicitud de Ecopetrol es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones de acuerdo a lo pactado en el Contrato en mención:

- a. El Sistema de levantamiento artificial compuesto por tubería nueva de 4-1/2" EU N-80 12.75 lbs/ple y un equipo electrosumergible nuevo son equipos y herramientas instalados de propiedad de Ecopetrol adquiridos mediante procesos de compra y contratos.
- b. Los equipos dentro del pozo pueden ser considerados gramaticalmente como instalaciones, pues según la Real Academia Española, la instalación es un "recinto provisto de los medios necesarios para llevar a cabo una actividad profesional", que para el caso concreto sería la producción de hidrocarburos.
- c. Reparar: Según la Real Academia Española, es "remediar o precaver un daño o perjuicio".
- d. La bajada de la sarta del sistema de levantamiento realizada del 08 al 13 de septiembre de 2016 fue adelantada por personal de INDEPENDENCE DRILLING S.A.
- e. Los daños causados demandan la reparación por parte del CONTRATISTA, como resultado de la investigación del incidente operacional entregado el 1 marzo de 2017 a INDEPENDENCE DRILLING S.A.

Entendidos los anteriores elementos, a la luz del Contrato MA-0009346 Ecopetrol se permite aplicar la cláusula Décima Séptima (Daños a personas, equipos, datos, programas) numerales del 1 al 5 así:

"CLÁUSULA DÉCIMA SÉPTIMA: DAÑOS A PERSONAS, EQUIPOS, DATOS, PROGRAMAS



Sin perjuicio de lo expresamente estipulado en otras cláusulas de este Contrato, el CONTRATISTA:

1. El **CONTRATISTA** será el único responsable por los daños que su personal, sus subcontratistas (éstos últimos, en el evento en que los DPS admitan expresamente la subcontratación o que ECOPETROL la autorice, también de manera expresa, por escrito) o proveedores le ocasionen a los equipos, datos y/o programas de propiedad de ECOPETROL y/o a cargo de la Sociedad.
2. Se obliga a responder y a asumir los costos de reparación de los daños ocasionados a personas y/o bienes de particulares, de servicio público o de ECOPETROL, por culpa, por la inobservancia de las políticas, normas o procedimientos establecidos, dentro o fuera de las áreas donde se ha de ejecutar total o parcialmente el objeto del Contrato, derivados de su actividad, de la de sus trabajadores, de la de sus proveedores o de la de sus subcontratistas (éstos últimos, en el evento en que los DPS admitan expresamente la subcontratación o que ECOPETROL la autorice, también de manera expresa, por escrito).
3. Sin perjuicio de lo pactado expresamente en otras cláusulas de este Contrato, el **CONTRATISTA** se obliga a responder y a asumir el riesgo, los daños o pérdida de las máquinas y equipos de su propiedad, que se llegaren a utilizar o instalar en las diferentes dependencias de ECOPETROL.
4. En el evento que cause algún daño a ECOPETROL, a su personal o contratistas de la misma, o a terceros, por acción u omisión del personal del **CONTRATISTA** o de sus proveedores o subcontratistas, el **CONTRATISTA** se obliga, a su costa, a:
 - a) Responder por los daños que se ocasionen a las personas o bienes de ECOPETROL y/o de tercero
 - b) Reparar o reponer las máquinas o los equipos dañados o averiados por otros de igual especificaciones técnicas.
 - c) Recuperar los datos y/o programas dañados o averiados.
 - d) Realizar las acciones pertinentes para subsanar los daños causados, en forma oportuna, asumiendo los costos a que haya lugar.El **CONTRATISTA** se obliga a reparar, dentro de los quince (15) días calendarios siguientes a la fecha de su causación, los daños ocasionados a bienes de propiedad de ECOPETROL, de servicio público o de particulares. Si los daños se causan a instalaciones o a edificaciones de ECOPETROL que demanden su inmediata reparación y si el **CONTRATISTA** no acomete las reparaciones oportunamente de conformidad con la situación, ECOPETROL procederá a efectuar los trabajos necesarios y descontará al **CONTRATISTA** la totalidad de los costos más el diez por ciento (10%) por gastos de administración. Lo anterior, sin perjuicio de que ECOPETROL adopte las medidas correctivas o sancionatorias consagradas en el presente Contrato.
5. Los valores correspondientes a daños causados a bienes de propiedad de ECOPETROL, no reparados oportunamente por el **CONTRATISTA**, podrán ser descontados de los saldos pendientes de pago a favor del **CONTRATISTA**, y en el evento que no existieren dichos saldos ECOPETROL podrá proceder, para el cobro de los valores mencionados, por la vía ejecutiva, para lo cual este Contrato junto con los documentos en los que se consignen tales valores, prestan el mérito de título ejecutivo."

En aplicación de la cláusula antes enunciada, Ecopetrol a continuación resume los valores a cobrar por costos de los equipos del sistema de levantamiento artificial instalados y los servicios realizados en las dos intervenciones realizadas por ECOPETROL para la identificación de la causa raíz de falla del pozo:

4. COSTOS A SER COBRADOS A INDEPENDENCE DRILLING S.A. EN INTERVENCIONES AL POZO CH94, MATERIALES Y SERVICIOS UTILIZADOS:

A continuación se realiza la descripción acerca de los saldos a cobrar a favor de Ecopetrol según los resultados de la investigación realizada:



- a. **"HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO"**. Se refiere a las herramientas y equipos del sistema de levantamiento artificial electro sumergible.
- b. **"RENTAL HERRAMIENTAS DE PESCA"**. Detalla los costos de las herramientas requeridas para la operación de pesca, en la primera y segunda Intervención del pozo. Servicio suministrado por la empresa Baker y Weatherford respectivamente.
- c. **"SERVICIO TECNICO BES"**. Personal especializado requerido para la bajada y sacada del cable junto con la tubería de 4-1/2" durante la intervención del 08 al 13 de septiembre de 206 y segunda Intervención del 23 de noviembre al 14 de diciembre de 2016. Servicio suministrado por la empresa BORETS.
- d. **"SERVICIO EQUIPO DE WORKOVER"**. Disponibilidad del equipo de workover y personal para las dos (2) intervenciones: del 19 al 22 de septiembre de 206 y del 23 de noviembre al 14 de diciembre de 2016. Servicio suministrado por la empresa INDEPENDENCE DRILLING S.A.
- e. **"SERVICIO COMPANY MAN"**. Personal especializado requerido para la supervisión en representación de ECOJETROL durante las intervenciones del 19 al 22 de septiembre de 2016 y del 23 de noviembre al 14 de diciembre de 2016. Servicio suministrado por la empresa CONSULTEC.

En las siguientes tablas se resume uno a uno los ítems que originan el presente cobro, se aclara que toda la información fue informada al contratista y se dio respuesta a sus respectivas aclaraciones:

4.1. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO:

El precio unitario de las herramientas se encuentra en dólares y se utilizó la TRM con la que se pagó al proveedor con hoja de entrada relacionada en la siguiente tabla en pesos por dólar americano.

Los materiales reutilizados se cobran un valor de 75% del valor nuevo de material de acuerdo con instructivo de ECOJETROL. El detalle a cobrar por esta línea es:

Descripción	Proveedor	Cantidad	Valor Unitario (USD)	Valor Total (USD)	Valor Total (COP)	Valor Total (COP)	Valor Total (COP)
Tubing Hanger 3 1/2" SK x 4-1/2" EUE (Nuevo)	FEPZO ZONA FRANCA S.A.S	1			\$ 9.389.066	\$ 9.389.066	13749
Cross Over 3-1/2" x 4-1/2" EUE (Nuevo)	FEPZO ZONA FRANCA S.A.S	1			\$ 1.789.669	\$ 1.789.669	13750
Y-tool (Re-Run) + 6 Secciones de Instrument 2-3/8" x 20 ft (Re-Run) + 1 Sección de Instrument 2-3/8" x 10 ft (Re-Run) + Entry slide 2-3/8" (Re-Run)	FEPZO ZONA FRANCA S.A.S	1			\$ 12.758.767	\$ 9.569.075	13748
Blanking Plug (Nuevo)	FEPZO ZONA FRANCA S.A.S	1			\$ 3.691.954	\$ 3.691.954	13599
Equipo de fondo BES (Nuevo)	BORETS	1	USD 104.599,51	USD 104.590		\$ 310.100.576	695
Cable N 2 Con Capilar BES (Nuevo)	BAKER	7811	USD 12,48	USD 97.481	USD 2.964,93	\$ 289.025.172	ACTA 49.1 Transferencia
256 juntas de Tubería 4- 1/2" EUE (Nuevo)	TENARIS HYDRIL	7676,48	USD 7,65	USD 58.725	USD 2.882,63	\$ 169.286.178	FT00018089
2 juntas de Tubería 3-1/2" EUE (Re-Run)	TENARIS HYDRIL	60,55	USD 7,07	USD 428	USD 3.073,21	\$ 986,71	FT00014921
					TOTAL	\$ 793.838.400	

Tabla 3. Resumen de Cobros por materiales y equipo Electro sumergible, pozo CH-94.

4.2. Servicios de RENTAL HERRAMIENTAS DE PESCA:

El precio unitario de las herramientas se encuentra en dólares y se utilizó la TRM con la que se pagó al proveedor con hoja de entrada relacionada en la siguiente tabla en pesos por dólar americano:



Descripción del Cobro	Proveedor	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total	Valor Total	Valor Total	Valor Total	Valor Total
Alquiler spear TIQUETE # NEI-457-16 (19 al 22 septie)	BAKER HUGHES DE COLOMB	1	USD 2.520,10	USD 2.520,10	USD 2.494,90	\$ 3.061,04	\$ 7.636.989	6HC 26447
Alquiler Herramienta de pesca TIQUETE # 12199302	WEATHERFORD	1	USD 38.008,05	USD 38.008,05	USD 35.370,29	\$ 3.164,31	\$ 111.922.562	63218
Cortador de tubería con Wireline TIQUETE # 12205463 (Nov 2016)	WEATHERFORD	2	USD 26.804,20	USD 26.804,20	USD 24.943,99	\$ 3.164,31	\$ 78.930.517	63218
Alquiler Herramienta de pesca TIQUETE # 12199302	WEATHERFORD	3	USD 90.751,50	USD 90.751,50	USD 82.656,47	\$ 3.016,46	\$ 249.329.935	63360
TOTAL							\$ 447.820.004	

Tabla 4. Resumen de Cobros por Servicios de herramientas de pesca Baker y Weatherford en CH94.

4.3. Servicio Técnico BES:

El precio unitario de las herramientas se encuentra en dólares y se utilizó la TRM con la que se pagó al proveedor con hoja de entrada relacionada en la siguiente tabla en pesos por dólar americano:

Descripción del Cobro	Proveedor	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total	Valor Total	Valor Total	Valor Total	
Servicio acople con spooler equipo BES (08 al 13 Sep)	BORETS	1	USD 8.820,00	USD 8.820,00	\$ 2.964,93	\$ 27.342.000	695	
Desacople equipo BES con spooler (Nov a Dic 2016)	BORETS	1	USD 3.969,00	USD 3.969,00	\$ 2.930,17	\$ 12.303.900	743	
TOTAL							\$ 39.645.900	

Tabla 5. Resumen de Cobros por Servicios de running y pulling por parte de BORETS CH94

4.4. SERVICIO EQUIPO DE WORKOVER:

Descripción del Cobro	Proveedor	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total	Valor Total	Valor Total
Equipo WO (19 al 22 Septiembre 2016)	INDEPENDENCE S.A.	1	\$ 66.491.722	\$ 66.491.722		6714
Equipo WO (Nov a Dic 2016)	INDEPENDENCE S.A.	1	\$ 459.012.828	\$ 459.012.828		6816, 6837, 6844
TOTAL					\$ 525.504.550	

Tabla 6. Resumen de Cobros por Servicios de equipo de workover por parte de INDEPENDENCE S.A CH94

4.5. SERVICIO DE COMPANY MAN:

Descripción del Cobro	Proveedor	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total	Valor Total	Valor Total
Company (19 al 22 septiembre 2016)	CONSULTEC INTERNACIONA	1	\$ 3.930.900	\$ 3.930.900		15048
Company (Nov a Dic 2016)	CONSULTEC INTERNACIONA	1	\$ 33.111.213	\$ 33.111.213		15183
TOTAL					\$ 37.042.113	

Tabla 7. Resumen de Cobros por Servicios de Company Man por parte de CONSULTEC CH94



De acuerdo con las consideraciones y justificaciones efectuadas anteriormente y conforme al resultado de la investigación realizada entre Ecopetrol e Independence Drilling S.A., permiten a Ecopetrol concluir que el cobro de la suma de **Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA** es procedentes conforme a las cláusulas DECIMA SEPTIMA : DAÑOS A PERSONAS, EQUIPOS, DATOS, PROGRAMAS del contrato MA-0009346 en razón de la responsabilidad que Independence Drilling S.A tiene en los daños ocasionados en la Intervención del pozo Chlchimene-94.

Por otra parte, para que el pozo vuelva a su producción estimada de 200 barriles de petróleo día, que a la fecha se encuentra inactivo, de conformidad con la situación, en la cual es importante señalar que en aplicación al debido proceso, Ecopetrol estaba a la espera del Informe del resultado de la Investigación mencionada ampliamente en este escrito; aunado a que se trata de un pozo de producción petrolera que por su naturaleza requiere de un manejo especializado de servicio a pozo y en consideración a que las partes pactaron en la cláusula decimoséptima del contrato la cual estipula que el contratista respondería por los daños ocasionados a Ecopetrol, se solicita a la firma contratista Independence Drilling S.A. que bajo su responsabilidad y todo costo proceda a reparar el pozo Chlchimene-94, mediante una tercera (3) operación de intervención al pozo, mediante una actividad de pesca con el fin de recuperar el resto de herramientas que se encuentran dentro del pozo y así sea posible reestablecer la producción del mismo; dicha operación debe iniciar a más tardar dentro de los quince (15) días calendario siguientes al recibo del presente escrito. En caso de no obtener respuesta positiva, Ecopetrol procederá a efectuar los trabajos necesarios para reparar el pozo y descontará al contratista la totalidad de los costos más el diez por ciento (10%) por gastos de administración, conforme a lo regulado en la cláusula decimoséptima del contrato, así:

.....EL CONTRATISTA se obliga a reparar, dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha de su causación, los daños ocasionados a bienes de propiedad de ECOPETROL, de servicio público o de particulares. Si los daños se causan a instalaciones o a edificaciones de ECOPETROL que demanden su inmediata reparación y si el CONTRATISTA no acomete las reparaciones oportunamente de conformidad con la situación, ECOPETROL procederá a efectuar los trabajos necesarios y descontará al CONTRATISTA la totalidad de los costos más el diez por ciento (10%) por gastos de administración.....

Así mismo, se generaran notas de crédito, por concepto de los costos incurridos por ECOPETROL en las dos (2) operaciones de Intervención del pozo, que se detallan a continuación:

SERVICIO PRESTADO	COSTO ASOCIADO (\$) Peso Colombiano
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	\$ 793.838.400
RENTAL HERRAMIENTAS DE PESCA	\$ 447.820.004
SERVICIO TECNICO BES	\$ 39.645.900
SERVICIO EQUIPO DE WORKOVER	\$ 525.504.550
SERVICIO DE COMPANY MAN	\$ 37.042.113
TOTAL	\$ 1.843.850.967

1666



Los servicios del equipo del Workover fueron cancelados por Ecopetrol a Independece Drilling S.A, en las actas de recibo de cantidades No. 59.2, 61.1 y 62.1 radicadas en fechas 06-oct-2016, 09-dic-2016 y 21-dic-2016. Tabla 8. Servicios en pozo durante dos (2) intervenciones al pozo CH94, para identificar causa de falla prematura del pozo.

De acuerdo con lo estipulado en las hojas de entrada que se utilizaron para el pago de los servicios y herramientas descritos anteriormente, donde se especifica que los valores pagados se cancelaron según la tasa del pago realizado a los proveedores en dichas fechas en la se realizaron los trabajos, entonces la suma en pesos Colombianos es de **Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA.**

5. RECLAMACIÓN DE LOS COSTOS INCURRIDOS POR ECOPETROL

De acuerdo a los puntos tratados previamente en los capítulos 3 y 4 del presente documento, el Contratista INDEPENDENCE DRILLING S.A., deberá responder a ECOPETROL por el valor de **Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA.**, por los eventos ocurridos en el pozo Chichimene-94; dicho valor hace referencia al cobro de los siguientes servicios:

SERVICIO PRESTADO	VALOR PAGADO EN Pesos Colombianos
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	\$ 793.838.400
RENTAL HERRAMIENTAS DE PESCA	\$ 447.820.004
SERVICIO TECNICO BES	\$ 39.645.900
SERVICIO EQUIPO DE WORKOVER	\$ 525.504.550
SERVICIO DE COMPANY MAN	\$ 37.042.113
TOTAL	\$ 1.843.850.967

6. SOLICITUD

En consecuencia y de acuerdo a lo establecido en la cláusula decimoséptima del Contrato MA.0009346 se solicita a la compañía INDEPENDENCE DRILLING S.A. a favor de ECOPETROL, lo siguiente:

1. Realizar el pago por concepto de los costos incurridos por Ecopetrol en las operaciones desarrolladas en el campo Chichimene, pozo Chichimene-94, en atención a los daños ocasionados por INDEPENDENCE DRILLING S.A que dieron lugar a dos intervenciones (8 al 13 de septiembre y del 19 al 22 de septiembre de 2016) del pozo Chichimene 94 por valor de **Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA.**, en cuyo caso se cuenta con la justificación correspondiente.



2. Realizar bajo su responsabilidad y todo costo la reparación del pozo Chichimene-94 de Ecopetrol, mediante una tercera (3) operación de Intervención al pozo ,mediante una actividad de pesca con el fin de recuperar el resto de herramientas que se encuentran dentro del pozo y así sea posible reestablecer la producción del mismo, dicha operación Inicie a más tardar dentro de los quince (15) días calendarios siguientes al recibo del presente escrito. En caso de no obtener respuesta positiva, Ecopetrol procederá a efectuar los trabajos necesarios para reparar el pozo y descontará al contratista la totalidad de los costos más el diez por ciento (10%) por gastos de administración.

Lo anterior no significa que Ecopetrol renuncie a formular reclamación ante instancias jurisdiccionales en caso de que se demuestre que ha sufrido daños o perjuicios adicionales.

Atentamente,

Juan Carlos Chavez Martinez
Administrador Contrato MA-0009346

Anexos

- ANEXO 1.** Informe de Investigación evento pozo Chichimene 94
- ANEXO 2.** Fact. 13749. Tubing Hanger 11" 5k x 4 1/2" EUE (nuevo). FEPCO ZONA FRANCA S.A.S
- ANEXO 3.** Fact. 13750. cross over 3 1/2" x 4 1/2" EUE (nuevo). FEPCO ZONA FRANCA S.A.S
- ANEXO 4.** Fact. 13748. Y tool (re -run)+ 6 secciones de Instrument 2 3/8" x20 ft (re- run) + 1 sección de Instrument 2 3/8" x 10 ft (re-run) + Entry Guide 2 3/8" (re - run). FEPCO ZONA FRANCA S.A.S
- ANEXO 5.** Fact. 13599. Blanking Plug (Nuevo). FEPCO ZONA FRANCA S.A.S
- ANEXO 6.** Fact. 695 Equipo de fondo BES (Nuevo). BORETS. Acta 50 Contrato MA-0012950
- ANEXO 7.** Cable N2 con capilar BES (Nuevo). Baker Hughes de Colombia. Acta recibo de cantidades de obra y/o servicios 49.1; transferencia tecnológica.
- ANEXO 8.** Fact. 00018089. 256 juntas de tubería 4 1/2" EUE (Nuevo). TENARIS.
- ANEXO 9.** Fact. 00014921. 2 juntas de tubería de 3 1/2" EUE (Re - Run). TENARIS.
- ANEXO 10.** Service ticket No. NEI-457-16. Alquiler de Spear y grapa (19 al 22 de septiembre de 2016). BAKER HUGHES.
- ANEXO 11.** Service ticket No. 12199302. Alquiler de herramientas de pesca. WEATHERFORD.
- ANEXO 12.** Service ticket No. 12205463. Cortador de tubería con Wireline. WEATHERFORD
- ANEXO 13.** Fact. 695 Servicio de acople con spooler equipo BES (8 al 13 de sept 2016). BORETS
- ANEXO 14.** Fact. 743 Desacople equipo BES con spooler (Nov a Dic 2016). BORETS.
- ANEXO 15.** Fact. 6714 Equipo de WO (19 al 22 de septiembre de 2016). INDEPENDENCE DRILLING S.A.
- ANEXO 16.** Facts. 6816,6837,6844 Equipo de WO (Nov a Dic 2016). INDEPENDENCE DRILLING S.A.
- ANEXO 17.** Fact. 15048. Company (19 al 22 de septiembre de 2016). CONSULTEC INTERNATIONAL
- ANEXO 18.** Fact. 15183. Company (Nov a Dic 2016). CONSULTEC INTERNATIONAL

1667



Villavicencio, 15 de agosto de 2017

Señor:

INDEPENDENCE DRILLING S.A.

Atn: Jose Miguel Saab Faour

Representante legal

cc Jorge Orlando Parra

Calle 100 No 7-33 Piso 19 Torre 1

Bogotá D.C.

Radicado Nro: 2-2017-057-5615 Para responder citelo

Ecopetrol - ECOPEPETROL S.A - VILLAVICENCIO

Fecha: Aug 15 2017 1:02PM

Dependencia: INDEPENDENCE DRILLING SA

Destino: JOSE MIGUEL SAAB FAOUR

Original Folios: 12 Anexos: 0



2-2017-057-5615

ASUNTO: Respuesta ha radicado Nro.1-2017-057-3354, Ref.: Respuesta Reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol S.A en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la empresa INDEPENDENCE DRILLING S.A. del día 28 de abril de 2017.

En mi calidad de Administrador del contrato MA-0009346 cuyo objeto es "MANTENIMIENTO, RECONDICIONAMIENTO Y TERMINACION DE POZOS PARA LA GERENCIA CENTRAL DE ECOPEPETROL S.A. DURANTE LAS VIGENCIAS 2012, 2013 Y 2014 CON OPCION 2015-2016", designado por ECOPEPETROL S.A., y conforme a lo reglado en la Guía de Lineamientos Generales Gestión Contractual y demás normativa que regula mis funciones, por medio del presente comunicado, se da respuesta al comunicado radicado Nro.1-2017-057-3354 que la empresa contratista INDEPENDENCE DRILLING S.A, entregó a ECOPEPETROL S.A, en adelante Ecopetrol una vez comunicada la reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol S.A en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la empresa INDEPENDENCE, conforme a lo regulado en la cláusula DÉCIMA SÉPTIMA: DAÑOS A PERSONAS, EQUIPOS, DATOS Y PROGRAMAS del contrato mencionado, las respuesta a comunicado recibido el día 2 de mayo de 2017 por INDEPENDENCE DRILLING S.A son las siguientes:

1. INDEPENDENCE DRILLING S.A. fue participe en todo momento del proceso de investigación desde la primer reunión el día 05 de octubre de 2016 hasta la última donde se finalizó el proceso de investigación el 06 de diciembre de 2016, se analizó por todas las partes involucradas: INDEPENDENCE DRILLING S.A., Tenaris y Ecopetrol, el informe de investigación de la pieza fallada entregado por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), con participación del representante de INDEPENDENCE DRILLING S.A. ante el contrato MA-0009346, el Ing. Jorge Orlando Parra, como se evidencia en las siguientes lista de asistencia, adicionalmente la normativa de Ecopetrol establece la designación de los grupos de investigación y metodología utilizada para realizar investigaciones en Ecopetrol GHS-P-002 el cual es conocimiento de las empresas aliadas y deben dar cumplimiento según manual de contratación establecido, listas de asistencias durante el proceso de investigación:



FORMATO REGISTRO DE ASISTENCIA				
PLANEACION E IMPLEMENTACION DEL DESARROLLO Y ALINEACION ORGANIZACIONAL				
DIRECCIÓN DE TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN				
PDO-F-106		Elaborado: 09/04/2016		Versión: 1
Tema o Nombre del Evento:	Investigación Evento CH94			
Responsable del Evento:	Eduard Pabon Belver	Área: GCH	Empresa: ECP	
Ubicación Evento:	Edificio / Lugar: Sala #12	Piso/Oficina: Castilla	Fecha: (dd/mm/aaaa): 05/10/2016	Hora de Inicio: 8:30
Tipo de Evento:	Charla <input type="checkbox"/>	Inducción <input type="checkbox"/>	Curso-Taller <input type="checkbox"/>	Reunión <input checked="" type="checkbox"/> Otro <input type="checkbox"/>
Nombre del Asistente	Registro / Cédula	Área / Empresa	Firma	
ARMANDO SARRIENTO	8630096	Subsuelo Chido.		
EDUARD PABON BELVER	8001189	GCH/ECP		
José Chaves Ubalba	CP239550	Subsuelo/Castilla		
Diego M. Ferrer de	80011871	GCH/ECP		
Diego J. Molina V	1140577	OCIX/Independia		
Gutierrez Alame G.	86042335	Independencia		
Juan Carlos Diaz V.	86071945	Independencia		
Marcelo Esteban Rojas C.	17591944	HSE/Control		



FORMATO REGISTRO DE ASISTENCIA					
PLANEACION E IMPLEMENTACION DEL DESARROLLO Y ALINEACION ORGANIZACIONAL					
DIRECCIÓN DE TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN					
PDO-F-106		Elaborado: 09/04/2016		Versión: 1	
Tema o Nombre del Evento:	Investigación evento C1174				
Responsable del Evento:	Diego Parra Tolosa	Area:	CIENCIA	Empresa:	ECF
Ubicación Evento:	Edificio /Lugar: Facultad de Ingeniería	Piso/Oficina: 603	Fecha: (dd/mm/aaaa): 12-10-16	Hora de Inicio: 07:00	
Tipo de Evento:	Charla <input type="checkbox"/>	Inducción <input type="checkbox"/>	Curso-Taller <input type="checkbox"/>	Reunión <input checked="" type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/>
Nombre del Asistente	Registro /Cédula	Area / Empresa	Firma		
Eduard Pizarro	17010007	ECF/ECF			
Jorge O. Parra S	9111272	Tadep			
Angela C. Escobar Bohio	1099160116	Independencia			
Donny J. Mouna V	11917587	Independencia			
Camilo D. Baez R	C1122122	IMC/CFP			
Armando Sarmiento	18630696	Comitac			
Carolina Benich	15900657	Telamfis			
Soy Leonor Mehi	1018115061	TNS			
Jayael Jara Luas	77915477	Independencia			
Ricardo Polido Ramirez	71521378	TENACIN			
Luis Alfonso Herrera	E000703	ECOPETROL/SA			
Diego M. Valle	EC011871	ECF/ECF			

1670



2. Ecopetrol S.A agradece la participación activa durante todo este proceso de investigación a INDEPENDENCE DRILLING S.A.
3. Efectivamente estos informes fueron recibidos y tenidos en cuenta durante el proceso de investigación donde INDEPENDENCE DRILLING S.A. fue parte activa del proceso.
4. INDEPENDENCE DRILLING S.A. como empresa aliada de Ecopetrol, para los trabajos de Intervención a pozo debe garantizar dentro de sus cuadrillas de trabajo, personal Idóneo y garantizar que cumplan con los estándares y normas de la Industria petrolera, es responsabilidad del supervisor de workover contratado por INDEPENDENCE DRILLING S.A., verificar, Inspeccionar visualmente y calibrar toda herramienta o equipo que se baja en un pozo, garantizando el buen estado de esta, en caso de encontrar una no conformidad en los materiales, se debe reportar y rechazar su utilización, cosa que no ocurrió, en lo manifestado en este punto por INDEPENDENCE DRILLING S.A. en el pozo CHSW67, bajando la tubería que "supuestamente" se encontraba fuera de especificaciones, la cual a este momento se encuentra en el pozo y continua en operación y servicio de producción, por lo que esta analogía no es válida.
5. Lo que se midió para la fecha del 14 de octubre de 2016, está dentro de los parámetros y tolerancias establecidos por norma API Spec 5B, según la siguiente IMAGEN 1, lo cual demuestra que la tubería del lote y/o coladas mencionadas están dentro de parámetros que dicta la norma API Spec 5B de fabricación de tubería; el paralelismo, el perfil y el ID no son variable a tener en cuenta según norma:

Variable	Dimensiones			API Spec 5B	
	Inspección Dimensional			Dimens	Tolerancia
	1	2	3		
Díametro Nominal	12774	5164	12774	4.500"	+7/64-0.75 % del OD
Díametro Mayor (Upset)				4.750"	+0.0625
Díametro Menor				4.618"	NA
Díametro Interno				3.958"	-6.5 % +3.5%
Número de Hilos / Pig				8	NA
L1 Extremo del Pin al plano E1 del HIT				1.841	NA
L2 Long Efectiva de Roscas				2.390	NA
L4 Long Total Extremo del Pin al V.P.	2,659	2,676	2,628	2.625	+1.5% -34P ±0.125
h Altura del Hilo (+0.002)	0,071	0,070	0,070	0.07125	+0.002 -0.004
Tipor (TPF=3/4") - (Cono)	0,064	0,063	0,063	0.0625	+0.0052 -0.0026
Lead (Paso)	0,065	0,065	0,065	0.065"	+/- 0.003
Díametro de Receso del Acople				4.813	+0.031 -0.000
Longitud del Receso del Acople				3/8"	+0.031 -0.000
HT Stand Off	OK	OK	OK	2p	NA
Díametro del Acople				5.503	NA
Min Long roscas con Full Crestas desde el extremo				1.625	NA
Díametro de las esferas				0.072	+/- 0.002
Torque N-60 (3.020/4.020/5.030)					
LC	2,521	2,461	2,628		1625 mínimo
Paralelismo	0,118 0,196	OK	1,068 - 1,090 = 0,022 1,072 - 1,096 = 0,024		
Perfil	OK	OK	OK		
ID	4,118	4,108	4,108		4.118

IMAGEN 1. Verificación muestra de tubo nuevo del lote y/o colada de la tubería utilizada en CH94, se evidencia cumplimiento de la norma API Spec 5B.

- El 13 de octubre de 2016 el personal de la torre decide suspender la bajada de tubería de 4-1/2" en el pozo CHSW67, aprovechando la presencia de un representante de Tenaris, uno de INDEPENDENCE DRILLING S.A. y uno de Ecopetrol, donde se realizó el procedimiento de conexión y desconexión de tubería de acuerdo con recomendaciones del fabricante, evidenciando que el procedimiento de enrosque de tubería se realizó correctamente.
- Efectivamente el pin de la junta numero 20 fue enviado para análisis del ICP, con el consentimiento de INDEPENDENCE DRILLING S.A., que se encuentra en la siguiente IMAGEN 2:



Castilla la nueva (Meta), Noviembre 01 de 2016

Coordinación de Subsuolo Chichimeno

Asunto: Aprobación envió al ICP de muestra "pin de la junta # 20 pozo CH-94" en custodia de Ecopetrol.

En las instalaciones de las oficinas de Castilla la nueva Meta, se reunieron los ingenieros Jorge Orlando Parra, por parte de la compañía Independence; Carolina Romero, por parte de la compañía Tenaris y Diego Alexander Parra, por parte de la compañía Ecopetrol; para firmar el acta de autorización del envío al ICP de la muestra "pin de la junta # 20 pozo CH-94" que está en custodia de Ecopetrol. Esta autorización es con el fin de analizar la muestra y poder recibir un informe del ICP de las posibles causas de falta de la junta y determinar si el material cumple con las especificaciones técnicas que el fabricante manifiesta y que según la norma API deben tener en este tipo de tubería y de roscas.

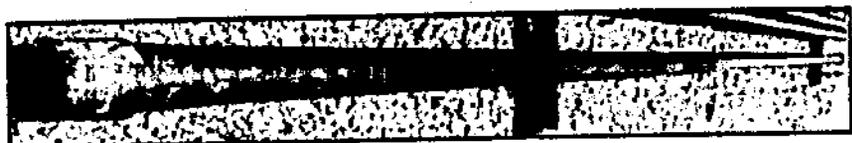


Figura 1. Junta # 20 fallada

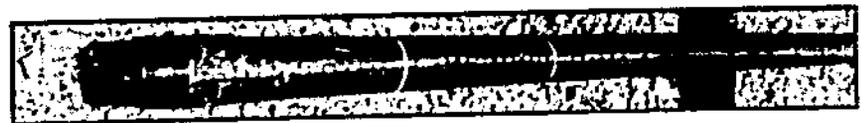


Figura 2. Junta # 20 previo al corte.

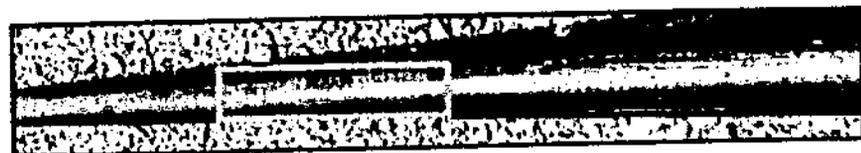


Figura 3. Junta # 20. En recuadro número de colada: 12777.

IMAGEN 2. Consentimiento de Independence de envío de muestra al ICP.

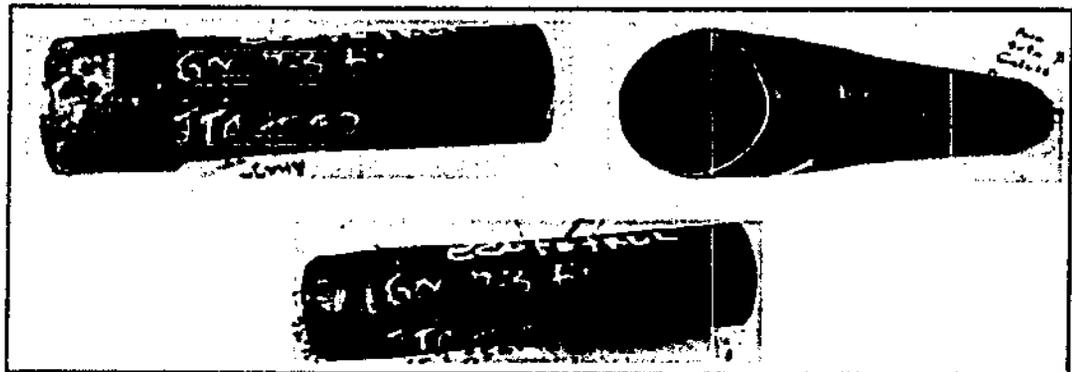
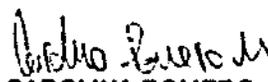


Figura 4. Junta # 20 cortada y lista para ser enviada al ICP


JORGE ORLANDO PARRA
Independence Drilling


CAROLINA ROMERO
Tenaris


DIEGO ALEXANDER PARRA
Ecopetrol S.A

IMAGEN 2. Consentimiento de Independence de envío de muestra al ICP.

1672



8. Respuesta a las observaciones:

- a. La normativa de Ecopetrol establece la designación de los grupos de Investigación en el instructivo GHS-P-002, el cual es de conocimiento de las empresas aliadas y deben dar cumplimiento según manual de contratación establecido.
 - i. Según la Imagen 1. Las medidas tomadas en presencia de INDEPENDENCE DRILLING S.A., Tenaris y Ecopetrol están dentro de los rangos de la norma API Spec 5B, establecidos para fabricación de tubería y el paralelismo al que se hace referencia no es medible según estas normas. Cuando se presenta Jump Out los hilos presentan deformación elástica mas no plástica, ni deformación, como lo muestran el informe de investigación entregado por el ICP y las imágenes tomadas a la muestra que aparecen en dicho informe, por tanto se descarta esta probabilidad de ocurrencia mencionada. Adicional si la teoría del paralelismo aplicara a toda la tubería de 4-1/2" de esos lotes y/o coladas, los 3 tubos corridos en el pozo CHSW67 por Independence deberían haber presentado falla, situación que a la fecha no ha ocurrido.
 - ii. Según documento de Imagen 1. Las medidas tomadas en presencia de INDEPENDENCE DRILLING S.A., Tenaris y Ecopetrol, están dentro de los rangos de la norma API Spec 5B establecidos para fabricación de tubería.
 - iii. Si bien es cierto que Ecopetrol verifica que el personal cumpla con los requisitos mínimos exigidos contractualmente, dentro del contrato MA-0009346, INDEPENDENCE DRILLING S.A., debe garantizar el entrenamiento y aplicación correcta de los procedimientos y normas establecidas para trabajos de intervención a pozo, ya que este es el espíritu del contrato, esto incluye actividad como enrosque y desenrosque de tubería y asegurar una operación con los más altos estándares de calidad.
- b. Según documento de Imagen 1. Las medidas tomadas en presencia de INDEPENDENCE DRILLING S.A., Tenaris y Ecopetrol están dentro de los rangos de la norma API Spec 5B establecidos para fabricación de tubería, lo cual desvirtúa lo mencionado en los puntos 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3, 8.2.4, 8.2.5 y 8.2.6. La tubería enviada al pozo evidentemente no fue inspeccionada por Ecopetrol ya que esta era nueva, respecto a la sugerencia de INDEPENDENCE DRILLING S.A. a Ecopetrol de realizar inspección visual después de ser recibida la tubería en pozo para ser bajada, es responsabilidad de INDEPENDENCE DRILLING S.A. mediante el supervisor de workover, quien es el último filtro y asegura la bajada en el pozo de la misma, independientemente si la tubería es nueva, inspeccionada o reutilizada sin inspeccionar, lo cual hace parte de la calidad de servicio prestada, por otra parte la tubería enviada al pozo fue nueva recibida a conformidad en el mes de agosto. Por otro lado INDEPENDENCE DRILLING S.A. en ningún momento presentó los informes y argumentos expuestos durante el documento de respuesta con radicado Nro. 1-2017-057-3354 por personal certificado en conocimiento de normas API Spec 5B.
- c. Remítase al informe entregado por el ICP.

9. Agradecemos el compromiso de INDEPENDENCE DRILLING S.A. durante el desarrollo del contrato MA-0009346, sin embargo, a pesar de disponer de toda su capacidad financiera, administrativa y técnica se presentó este problema operacional en el pozo CH94 atribuible como responsable a INDEPENDENCE DRILLING S.A. y expuesta en el documento donde se expone la reclamación.

Las causa(s) raíz del incidente operacional si están demostradas en el informe entregado por el ICP, en el informe de investigación entregado por el grupo investigador y por el documento cuyo radicado es 2-2017-057-2580 del 17 de abril de 2017 cuyo asunto es: Reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol S.A en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la empresa INDEPENDENCE DRILLING S.A; documentos suficientes para concluir que INDEPENDENCE DRILLING S.A fue responsable de los daños ocasionados al pozo CH94 en el mes de Septiembre de 2016, quien debe realizar



el reembolso a Ecopetrol de **Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967)** sin incluir el valor del IVA., y debe realizar bajo su responsabilidad y todo costo la reparación del pozo Chichimene-94 de Ecopetrol S.A, mediante una tercera (3) operación de intervención al pozo (operación de pesca), dicha operación debe iniciar a más tardar dentro de los quince (15) días calendarios siguientes al recibo del presente escrito. En caso de no obtener respuesta positiva, Ecopetrol procederá a efectuar los trabajos necesarios para reparar el pozo y descontará al contratista la totalidad de los costos más el diez por ciento (10%) por gastos de administración.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Juan Carlos Chávez Martínez", written over a horizontal line.

Juan Carlos Chávez Martínez
Administrador Contrato MA-0009346

1673



Villavicencio, 02 de Octubre de 2017

Radicado Nro: 2-2017-057-7693 Para responder citelo
Ecopetrol - ECOPETROL S.A - VILLAVICENCIO
Fecha: Oct 19 2017 4:34PM
Dependencia: INDEPENDENCE DRILLING
Destino: JOSE SAAB
Original Folios: 4 Anexos: 0

Señor:
INDEPENDENCE DRILLING S.A.
Atn: Jose Miguel Saab Faour
Representante legal
cc Jorge Orlando Parra
Calle 100 No 7-33 Piso 19 Torre 1
Bogotá D.C.



ASUNTO: Respuesta ha radicado Nro. 1-2017-057-6520 de 24 de Agosto de 2017, Ref.: Respuesta al radicado N° 2-2017-057-5615: "Reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol S.A en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la empresa INDEPENDENCE DRILLING S.A. del día 28 de abril de 2017".

En mi calidad de administrador del contrato MA-0009346 cuyo objeto es "MANTENIMIENTO, REACONDICIONAMIENTO Y TERMINACION DE POZOS PARA LA GERENCIA CENTRAL DE ECOPETROL S.A. DURANTE LAS VIGENCIAS 2012, 2013 Y 2014 CON OPCION 2015-2016", designado por ECOPETROL S.A., y conforme a lo reglado en la Guía de Lineamientos Generales Gestión Contractual y demás normativa que regula mis funciones, por medio del presente comunicado, se da respuesta al comunicado radicado Nro. 1-2017-057-6520 del 24 de Agosto de 2017 que la empresa contratista INDEPENDENCE DRILLING S.A, en adelante Independence, entregó a ECOPETROL S.A, en adelante Ecopetrol, por la reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol S.A; teniendo en cuenta lo estipulado en el contrato MA0009346, se da respuesta de la siguiente manera:

1. Teniendo en cuenta que en los comunicados enviados por ECOPETROL S.A el 17 de abril 2017 con radicado 2-2017-057-2580 y el 15 de agosto 2017 con radicado 2-2017-057-5615, se solicitó a Independence realizar bajo su responsabilidad y todo costo la reparación del pozo Chichimene-94 de Ecopetrol S.A, mediante una tercera (3) operación de intervención al pozo (operación de pesca) y se comunicó lo determinado por ECOPETROL S.A. quien identificó que las causa(s) raíz del incidente operacional si están demostradas en el Informe de Investigación entregado por el grupo investigador del cual Independence hizo parte activa del proceso y determinó que la falla prematura en la desconexión de la tubería de producción del pozo, fueran causadas por: *un enrosque inapropiado, alineación inadecuada a la tubería por parte del personal de Independence que operó la torre-124 en la intervención al pozo del 08 al 13 de septiembre de 2016 y adicionalmente el incumplimiento del procedimiento recomendado por la norma API 5C1.*

Siendo Independence responsable de la desconexión prematura de la tubería, ya que el sistema electrosumergible de fondo para poner en producción el pozo fue energizado e iniciado el 14 de septiembre de 2016 y diagnosticado fallado el 18 de septiembre de 2016; y por medio de una intervención al pozo del 19 al 22 de septiembre de 2016 se identificó la desconexión en la tubería nueva torqueada y bajada en el pozo el mismo mes por personal de Independence; trayendo consecuencias que a la fecha han representado para ECOPETROL S.A pérdidas en producción acumulada de petróleo de 75.000 BOPD, y pérdidas económicas por USD 3.750.000, adicionalmente



de perder monitoreo en el piloto de inyección de agua del yacimiento ya que este pozo es clave para completar el patrón de inyección; así las cosas de acuerdo con la **CLÁUSULA DÉCIMA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA SOBRE ACTIVIDADES Y PRODUCTO** que dice: *"La responsabilidad por la calidad de los trabajos o servicios y productos objeto del Contrato corresponde única y exclusivamente al CONTRATISTA, y cualquier supervisión, revisión, comprobación o inspección que realicen ECOPETROL o sus representantes sobre las actividades, procesos, productos, actualizaciones, migraciones y demás elementos propios del Contrato, a ser implementados, desarrollados, realizados o entregados por el CONTRATISTA, no eximirá a éste de su responsabilidad por el debido cumplimiento de las obligaciones que emanen del Contrato.*

En consecuencia, el CONTRATISTA deberá rehacer a su costa los trabajos o servicios mal ejecutados o los productos entregables a los que el Gestor Técnico del Contrato les formule observaciones en el término que éste le indique, sin que ello implique modificación al plazo del Contrato o al programa de trabajo, salvo que se acuerde algo diferente en documento escrito firmado por las partes.

De acuerdo con las comunicaciones de respuesta emitidas por Independence a los radicados 2-2017-057-2580 y 2-2017-057-5615 emitidos por ECOPETROL, donde no se hace mención alguna en relación a ejecutar la tercer intervención al pozo por cuenta de Independence, entendiéndose así que no realizará lo solicitado por ECOPETROL; ECOPETROL dará a partir de notificada la presente comunicación un plazo no mayor a tres (3) días hábiles para saber si Independence acepta realizar la tercera intervención al pozo CHICHIMENE 94 (operación de pesca) bajo su costo.

De obtener respuesta negativa se notifica que ECOPETROL S.A aplicará lo estipulado en la **CLÁUSULA DÉCIMA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA SOBRE ACTIVIDADES Y PRODUCTO** que dice: *"Si el CONTRATISTA no adopta las medidas correctivas dentro del término señalado por el Gestor Técnico del Contrato, o no atiende las observaciones formuladas por éste, ECOPETROL podrá proceder a imponerle las sanciones previstas en el Contrato".* Por tanto podría conllevar la aplicación de la cláusula VIGÉSIMA SEGUNDA: **CLAUSULA PENAL DE APREMIO.**

Adicionalmente procederá a realizar la intervención al pozo CHICHIMENE 94 mediante un tercero aplicará lo estipulado en la **CLÁUSULA DÉCIMA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA SOBRE ACTIVIDADES Y PRODUCTO** que dice: *"Cuando el CONTRATISTA se negare a rehacer los trabajos o servicios mal ejecutados, o a corregir los productos entregables a los cuales ECOPETROL hubiere formulado observaciones, o no rehiciere los trabajos o servicios o entregare los productos en forma aceptable para ECOPETROL en el término concedido para ello, ECOPETROL los podrá realizar u obtener directamente o contratando a terceros. En este evento ECOPETROL cobrará al CONTRATISTA el costo de los trabajos o servicios que tuvo que efectuar o de los productos que tuvo que obtener directamente o a través de terceros, más un diez por ciento (10%) sobre su valor total, por concepto de gastos de administración. Ello no implica que ECOPETROL releve al CONTRATISTA de su obligación y de la responsabilidad por la correcta ejecución del objeto contratado.*

2. Por otra parte Teniendo en cuenta que Independence no ha manifestado que va a realizar el reembolso a Ecopetrol S.A de Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA, correspondiente a dos intervenciones al pozo CHICHIMENE 94 realizadas una del 19 al 22 de

1674



septiembre de 2016 y la otra del 23 de Noviembre al 14 de Diciembre 2016 originadas por la falla prematura del pozo, donde Independence es responsable de los daños ocasionados al pozo CHICHIMENE 94, ECOPETROL S.A procederá a utilizar la **CLÁUSULA DÉCIMA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA SOBRE ACTIVIDADES Y PRODUCTO** que dice: "Los valores que de conformidad con esta cláusula el **CONTRATISTA** adeude a ECOPETROL, se podrán imputar a la garantía respectiva o cobrar por la vía ejecutiva, para lo cual el Contrato junto con el documento en el que se liquiden dichos valores prestará el mérito de título ejecutivo.

Lo anterior, sin perjuicio de que ECOPETROL pueda hacer efectivos los amparos de calidad de los servicios o estabilidad de los trabajos de la garantía aportada por el CONTRATISTA".

Aunado a lo anterior es necesario señalar que ECOPETROL S.A. tuvo perjuicios económicos derivados de la afectación al Pozo Chichimene 94 , que se mencionan en este documento, los cuales se estiman en **Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA**, por concepto de correspondiente a dos intervenciones al pozo CHICHIMENE 94 realizadas una del 19 al 22 de septiembre de 2016 y la otra del 23 de Noviembre al 14 de Diciembre 2016 originadas por la falla prematura del pozo, donde Independence es responsable de los daños ocasionados al pozo y en ese orden es necesario que el Contratista entre a responder por los mismos.

Así mismo, en caso de requerirse aplicará la **CLÁUSULA TRIGÉSIMA QUINTA: SOLUCIÓN DE CONFLICTOS** que dice: "En caso de diferencias, conflictos o disputas relacionados con la interpretación, ejecución y aplicación de este Contrato, las partes procurarán acudir a los mecanismos alternativos de solución de conflictos regulados legalmente"; no obstante se invita a Independence a realizar un arreglo directo, para lo cual se da un plazo de 3 días hábiles para manifestar la intención de realizar el arreglo directo.

3. Respecto al punto 5 del radicado 1-2017-057-6520 del 24 de agosto de 2017 enviado por Independence, donde se recomienda a Ecopetrol S.A realizar un análisis metalográfico del material para determinar la posible presencia de inclusiones no metálicas que podrían afectar el desempeño del mismo, se está adjuntando los certificado de las pruebas en fabrica respectivas realizadas por la empresa TENARIS TUBO CARIBE LTDA ; sin embargo de antemano se comunica que esta causa es descarta ya que para el mismo campo se ha utilizado tubería del mismo lote y no se han presentado fallas prematuras de este tipo como se ha expuesto en los dos comunidades anteriores enviados por ECOPETROL 2-2017-057-2580 y 2-2017-057-5615, y específicamente el único problema presentado con la tubería de 4-1/2" EU suministrada por TENARIS CARIBE LTDA se ha presentado en el pozo CHICHIMENE 94 y la causa de falla ya se ha expuesto en los comunicados enviados a Independence quien es el responsable de los daños causados al pozo CHICHIMENE 94 en el mes de septiembre de 2016.
4. Respecto al punto 6 del radicado 1-2017-057-6520 del 24 de agosto de 2017 enviado por Independence, donde dice que una de las causas de problemas en tuberías, es la Insuficiente Inspección, tanto en la fábrica como en el patio y que la tubería no fue Inspeccionada por Ecopetrol antes de su despacho, se aclara que la tubería enviada era nueva y cuenta con sus respectivos



certificados de calidad en cumplimiento de normas API emitidos por el fabricante; y que el transporte al pozo se realizó mediante vehículos al servicio de Independence y pagados mediante el contrato MA0009346, al igual que el cargue y descargue del mismo. Estos certificados y soportes son entregados por la empresa TENARIS TUBO CARIBE LTDA. Y se están adjuntando al presente comunicado.

Atentamente

JUAN CARLOS CHAVEZ MARTINEZ
Administrador Contrato MA-0009346

Copia: Aseguradora
Anexo 1. Documentos técnicos Tenaris

1675



Villavicencio, 23 de agosto de 2018

Señor:
INDEPENDENCE DRILLING S.A.
Atn: Jose Miguel Saab Faour
Representante legal
cc Jorge Orlando Parra
Calle 100 No 7-33 Piso 19 Torre 1
Bogotá D.C.

Radicado Nro: 2-2018-057-6763 Para responder ciclo
Ecopetrol - ECOPETROL S.A - VILLAVICENCIO
Fecha: Aug 23 2018 2:55PM
Dependencia: INDEPENDENCE
Destino: JOSE MIGUEL SAAB FAOUR
Original Folios: 5 Anexos: 1



ASUNTO: Actualización Respuesta a radicados Nro. 1-2017-057-8309 del 24 de Octubre de 2017, Ref.: Respuesta a su comunicado N° 2-2017-057-7693: "Reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol S.A en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la empresa INDEPENDENCE DRILLING S.A."

En mi calidad de administrador del contrato MA-0009346 cuyo objeto es "MANTENIMIENTO, RECONDICIONAMIENTO Y TERMINACION DE POZOS PARA LA GERENCIA CENTRAL DE ECOPELROL S.A. DURANTE LAS VIGENCIAS 2012, 2013 Y 2014 CON OPCION 2015-2016" en estado actual de liquidación, designado por ECOPELROL S.A., y conforme a lo reglado en la Guía de Lineamientos Generales Gestión Contractual y demás normativa que regula mis funciones, por medio del presente comunicado, con fundamento en las consideraciones que se expondrán más adelante se da respuesta al comunicado con radicado Nro. 1-2017-057-8309 del 24 de Octubre de 2017 y se actualiza la reclamación hacia la empresa contratista INDEPENDENCE DRILLING S.A, en adelante Independence, por los daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol S.A; teniendo en cuenta lo estipulado en el contrato MA-0009346,

1. Teniendo en cuenta que en los tres comunicados enviados por ECOPELROL S.A el 17 de abril 2017 con radicado N. 2-2017-057-2580, el 15 de agosto 2017 con radicado N. 2-2017-057-5615 y el 19 de octubre de 2017 con radicado N. 2-2017-057-7693, en los cuales conforme a lo consagrado en la cláusula décima del contrato "RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA SOBRE LAS ACTIVIDADES O PRODUCTOS" se solicitó a Independence realizar bajo su responsabilidad y todo costo la reparación del pozo Chichimene-94 de Ecopetrol S.A, mediante una tercera (3) operación de Intervención al pozo (operación de pesca) y se comunicó las causa(s) raíz del incidente operacional ocurrido en el pozo, las cuales están demostradas en el Informe de Investigación entregado por el grupo Investigador, del cual Independence hizo parte activa del proceso y permitió identificar como responsable a Independence de la desconexión prematura de la tubería.

Independence respondió mediante comunicado con radicado 1-2017-057-8309 de octubre 24 de 2017 a los mismos con la no aceptación de responsabilidad sobre los daños ocasionados en el pozo y en consecuencia no aceptó realizar bajo su responsabilidad y costo la tercera intervención del pozo e informó en su último comunicado lo siguiente:



"INDEPENDENCE se sostiene en que no tiene responsabilidad alguna sobre el daño al pozo Chichimene 94, y en que a la fecha hemos demostrado técnicamente cuál fue la causa raíz del daño y, por lo tanto, no acepta los resultados del Informe del ICP el cual no resulta concluyente. Por esta razón INDEPENDENCE se ha negado a llevar a cabo, a su costo, la nueva Intervención del pozo y a realizar el reembolso de las Intervenciones anteriores que demanda ECOPETROL, pues rechaza de manera tajante -y con base en evidencia técnica- que el daño al pozo pueda ser, en manera alguna, adjudicable a hechos o a responsabilidad de la empresa. De la misma manera, está convencida que el servicio fue ejecutado de manera correcta, sin deficiencias y por lo tanto no le aplica la obligación de realizar las medidas correctivas, ni la cláusula penal de apremio, ni la afectación de las garantías, ni el cobro vía ejecutiva que usted plantea"

Adicional a la Intervención anteriormente expuesta, Ecopetrol incurrió en costos por Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA, con detalle de costos en el radicado N. 2-2017-057-2580 del 17 de abril 2017 emitido por Ecopetrol, correspondiente a materiales y accesorios como tubería y bomba Electrosumergible bajados en el pozo durante la Intervención del 08 al 13 de septiembre de 2016, junto con los servicios de dos Intervenciones que realizó Ecopetrol al pozo CHICHIMENE 94 una del 19 al 22 de septiembre de 2016 y la otra del 23 de Noviembre al 14 de Diciembre 2016, originadas por la falla prematura del pozo, donde Independence es responsable de los daños ocasionados al pozo como se ha expresado en los tres comunicados emitidos por Ecopetrol, donde el Informe del ICP fue parte de las pruebas recopiladas por el equipo Investigador del daño presentado en el pozo CH94, equipo Investigador conformado por Independence, Tenaris y Ecopetrol, las tres empresas implicadas, quienes concluyeron en el informe de investigación con las causas probadas que Independence es el responsable de los daños causados en septiembre de 2016 al pozo CH94.

Con el fin de corroborar el Informe anteriormente expuesto, ECOPETROL S.A realizó un análisis proveniente del Departamento de Ingeniería de la VRO, el cual coincide con el Informe de la Investigación mencionada.

Atendiendo su petición de fecha 9 de mayo de 2018 y a la reunión efectuada en la ciudad de Bogotá el 16 de mayo de 2018 en la cual se acordó analizar técnicamente nuevamente el tema, se llevó a cabo una reunión el 31 de mayo de 2018 para realizar un análisis entre personal de ECOPETROL S.A, INDEPENDENCE DRILLING S.A, QUALITY (Soporte técnico de INDEPENDENCE DRILLING S.A), personal del ICP y del Departamento de Ingeniería de ECOPETROL S.A. En esta el Ingeniero Uribe Montaña de la empresa QUALITY (soporte técnico de Independence) llevó a la reunión una presentación sobre el análisis de las causas del incidente operacional, El Ingeniero Montaña inició su exposición tomando como base los hallazgos encontrados en la Investigación realizada por el ICP. De acuerdo con esta investigación el Ingeniero Montaña manifiesta que todos las conclusiones presentados por el ICP son posibles, pero que no se tuvo en cuenta lo presentado por Independence en reuniones anteriores; según su punto de vista la causa de la falla se debió a que la rosca estaba mal diseñada, fundamentado en las norma API 5CT y 5B. Con base en las normas, establece que por no tener el pin las dimensiones apropiadas no fue posible construir la rosca de acuerdo a la norma; y que esto genere el fenómeno de desalineación que fue la causa para que se dañara el pin de la Junta No 20.

1676



Al respecto, Ecopetrol manifestó que las medidas hechas en el patio de tubería de Chichimene en conjunto con Independence Drilling S.A y Tenaris, si están dentro de parámetros y cumple con las normas API 5CT y 5B.

El Ing. Ludwing Lopez del Instituto Colombiano del Petróleo sustentó los hallazgos de la investigación realizada por el ICP, explicando que el grupo del ICP hace énfasis en el procedimiento al hacer el enrosque y basado en la evidencia física del pin de la Junta No. 20 donde la longitud real roscada fue mínima, la longitud real de enrosque (1.750 in) fue menor que la longitud especificada para un apriete con llave de potencia (L2, aprox. 2.340 in) y también menor que la longitud para enrosque a mano (hand-tight); (L1, 1.841 in).

Análisis dimensional



INFORME 15 11-042
DARO EN PIN DE TUBING 4-1 2
POZO CHICHIMENE 094



Las figuras muestran las longitudes L_1 y L_2 , adicionalmente la longitud de la rosca dañada.

Esta longitud de rosca dañada es menor que la longitud mínima efectiva de enrosque a mano (L_1).

Mediante el presente documento se le comunica a la empresa Independence que ECOPETROL S.A está aplicando lo estipulado en la **CLÁUSULA DÉCIMA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA SOBRE LAS ACTIVIDADES O PRODUCTOS** que dice: "Cuando el CONTRATISTA se negare a rehacer los trabajos o servicios mal ejecutados, o a corregir los productos entregables a los cuales ECOPETROL hubiere formulado observaciones, o no rehiciere los trabajos o servicios o entregare los productos en forma aceptable para ECOPETROL en el término concedido para ello, ECOPETROL los podrá realizar u obtener directamente o contratando a terceros. En este evento ECOPETROL cobrará al CONTRATISTA el costo de los trabajos o servicios que tuvo que efectuar o de los productos que tuvo que obtener



directamente o a través de terceros, más un diez por ciento (10%) sobre su valor total, por concepto de gastos de administración. Ello no implica que ECOPETROL releve al CONTRATISTA de su obligación y de la responsabilidad por la correcta ejecución del objeto contratado." Por tanto Ecopetrol realizó mediante la contratación de un tercero, la tercera (3) operación de intervención al pozo (operación de pesca),.

Teniendo en cuenta que el contratista mediante comunicado radicado 1-2017-057-8309 de fecha 24 de octubre de 2017 negó su responsabilidad y por consiguiente no accedió a la referida solicitud efectuada por Ecopetrol de dar cumplimiento de la cláusula **DÉCIMA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA SOBRE LAS ACTIVIDADES O PRODUCTOS** del Contrato; Ecopetrol mediante intervención al pozo Chichimene 94 que consistió en la ejecución de actividades con el fin de realizar la reparación del mismo, las cuales se realizaron durante los meses de noviembre, diciembre de 2017, enero, febrero y marzo de 2018, lo cual representó para Ecopetrol un costo por Cuatro Mil Seiscientos Cincuenta Millones Doscientos cuarenta y Siete Mil Setecientos Cincuenta y Siete Pesos (COP 4.650.247.757) sin incluir el valor del IVA, detallado de la siguiente manera:

SERVICIOS PRESTADOS	Descripción del Costo	Compañía	Costo Tiquete (USD) *Sin IVA	Costo Factura con Descuento (USD) *Sin IVA	TIM Factura	Costo Unitario FACTURA (\$) Peso Colombiano	Costo Total (\$) Peso Colombiano	Nº FACTURAS
RENTAL HERRAMIENTAS DE PESCA	HERRAMIENTA DE PESCA CH94 TIQ 12872892	WEATHERFORD	USD 132.048,93	USD 117.655,60	\$ 3.005,24	N/A	\$ 353.583.315	68039
	HERRAMIENTA DE PESCA CH94 TIQ 12939388	WEATHERFORD	USD 314.090,19	USD 279.854,36	\$ 2.950,44	N/A	\$ 825.693.498	68557 pag.2
	PESCA/MOLIENDA EBES CH94 TIQ 12983069	WEATHERFORD	USD 267.041,75	USD 237.934,20	\$ 2.849,57	N/A	\$ 678.010.158	68832
	BOMBEO DE FLUIDOS CH94 MLI 101636	HALLIBURTON	USD 122.324,06	USD 108.990,74	\$ 2.852,48	N/A	\$ 310.893.906	75170
	TRAT. QUIMICO FLUIDOS CH94 TIQ ECP-MWVP-1821	SCHLUMBERGER	USD 30.520,01	USD 28.099,77	\$ 2.849,57	N/A	\$ 80.072.262	4227
	ALQUILER HERRAMIENTAS CH94 TIQ MWVP-1823	SCHLUMBERGER	USD 14.240,00	USD 13.110,76	\$ 2.849,57	N/A	\$ 37.360.028	4237
	SERVICIOS DE FLUIDOS CH94 TIQ MWVP-1822	SCHLUMBERGER	USD 12.177,57	USD 11.211,88	\$ 2.849,57	N/A	\$ 31.929.037	4235
SERVICIO COMPANYY	Company (Nov, Dic 2017, Ene, Feb y Mar 2018)	CONSULTEC INTE	1	N/A	N/A	\$ 151.310.128	\$ 151.310.128	Acta 24.1, 25.1, 26.1, 27.1, 28.1
SERVICIO RIG	Equipo WO (Nov, Dic 2017, Ene, Feb y Mar 2018)	VARISUR.S.A.S	1	N/A	N/A	\$ 2.181.375.425	\$ 2.181.375.425	Acta 1.1, 2.1, 3.1 y
SUBTOTAL							\$ 4.650.247.757	

Adicional a la intervención anteriormente expuesta, Ecopetrol incurrió en costos por Mil Ochocientos Cuarenta y Tres Millones Ochocientos Cincuenta Mil Novecientos Sesenta y Siete Pesos (COP 1.843.850.967) sin incluir el valor del IVA, con detalle de costos según el radicado N. 2-2017-057-2580 del 17 de abril 2017 emitido por Ecopetrol, correspondiente a materiales y accesorios como tubería y bomba Electrosumergible bajados en el pozo durante la intervención del 08 al 13 de septiembre del 2016, junto con los servicios de dos intervenciones que realizó Ecopetrol al pozo CHICHIMENE 94: una del 19 al 22 de septiembre de 2016 y la otra del 23 de Noviembre al 14 de Diciembre 2016, originadas por la falla prematura del pozo, se considera técnicamente por parte de

1677



Ecopetrol que Independence es responsable de los daños ocasionados al pozo como se ha expresado en los tres comunicados emitidos por Ecopetrol, donde el Informe del ICP fue parte de las pruebas recopiladas por el equipo investigador del daño presentado en el pozo CH94, equipo investigador conformado por Independence, Tenaris y Ecopetrol, las tres empresas implicadas, quienes concluyeron en el informe de investigación con las causas probadas que Independence es el responsable de los daños causados en septiembre de 2016 al pozo CH94.

Teniendo en cuenta las tres intervenciones al pozo para su recuperación, el 10% por gastos de administración en los que incurrió Ecopetrol al realizar las mismas, el total de los costos en los que incurrió Ecopetrol es el siguiente:

CONSOLIDADO INTERVENCIONES POZO CH94	VALOR RECLAMACIÓN
Dos intervenciones 2016 (Septiembre y Noviembre-Diciembre)	\$ 1.843.850.967
Intervención final 2017-2018	\$ 4.650.247.757
Subtotal Intervenciones reparación pozo CH94	\$ 6.494.098.724
10%Administración Intervenciones 2016, 2017 y 2018	\$ 649.409.872
TOTAL	\$ 7.143.508.597

Así las cosas, el valor total de la reparación del pozo corresponde a la suma de **Siete mil ciento cuarenta y tres millones quinientos ocho mil quinientos noventa y siete Pesos (COP 7.143.508.597) sin incluir el valor del IVA**, por tanto le reitero lo expresado en el comunicado con radicado 2-2017-057-7693 de octubre 19 de 2017 según el cual **ECOPETROL S.A** procederá a utilizar la **CLÁUSULA DÉCIMA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA SOBRE ACTIVIDADES Y PRODUCTO** que dice: *"Los valores que de conformidad con esta cláusula el CONTRATISTA adeude a ECOPETROL, se podrán imputar a la garantía respectiva o cobrar por la vía ejecutiva, para lo cual el Contrato junto con el documento en el que se liquiden dichos valores prestará el mérito de título ejecutivo. Lo anterior, sin perjuicio de que ECOPETROL pueda hacer efectivos los amparos de calidad de los servicios o estabilidad de los trabajos de la garantía aportada por el CONTRATISTA"*.

2. Ahora bien el contratista manifiesta en comunicación según radicado No 1-2017-057-8309 de octubre 24 de 2017:

"No obstante, y sin que esto implique de ninguna manera aceptación de responsabilidad en los hechos, INDEPENDENCE acepta su propuesta de recurrir al mecanismo de Arreglo directo, en aras de llegar a un acuerdo para resolver esta controversia. Lo anterior, sin perjuicio de la posibilidad de recurrir a mecanismos alternativos de resolución de conflictos, tal como lo establece la Cláusula Trigésima Quinta del contrato, en caso de no llegar a un acuerdo en la etapa de Arreglo directo."

Sobre el particular es necesario manifestar que Ecopetrol realizó con personal técnico especializado en operaciones de subsuelo de un área diferente a la Gerencia de Desarrollo de Operaciones y Producción



Chichimene nuevamente la revisión del caso, por medio de especialistas de subsuelo del Departamento de Ingeniería de ECOPETROL S.A. y atendiendo su solicitud se llevaron a cabo reuniones el pasado 16 y 31 de mayo de 2018 analizando conjuntamente el caso y ante lo evidente de las pruebas encontradas, la conclusión expuesta por Personal de ECOPETROL S.A. y del ICP fue que hubo responsabilidad de Independence en los daños ocasionados al pozo CHICHIMENE-94, por tanto Ecopetrol invita a Independence a realizar en esta etapa de arreglo directo, el pago de **Siete mil ciento cuarenta y tres millones quinientos ocho mil quinientos noventa y siete Pesos (COP 7.143.508.597) sin incluir el valor del IVA**, para lo cual se da un plazo de 15 días hábiles para que dé respuesta formal a Ecopetrol.

Ahora bien, en caso de recibir respuesta negativa en esta etapa de arreglo directo, solicitamos al contratista que nos informe de manera concreta cuál es el mecanismo alternativo de solución de conflictos que propondría y si asumiría los costos del mismo, sin perjuicio que Ecopetrol proceda a acudir a la(s) aseguradora(s) e Instancia extrajudicial ante la autoridad competente.

Se remiten los soportes documentales que sustentan la presente reclamación económica, los cuales se relacionan como Anexos al final de este escrito.

Atentamente,

JUAN CARLOS CHAVEZ MARTINEZ
Administrador Contrato MA-0009346
Copia: Aseguradora

- Anexo 1: Informe técnico realizado personal técnico especializado en operaciones de subsuelo – Caso CH-94.
- Anexo 2: Service ticket No 12872892 Weatherford por US\$ 132.048,93
- Anexo 3. Factura 68039 Weatherford.
- Anexo 4. Service ticket No 12939388 Weatherford por US\$ 314.090,19.
- Anexo 5:. Factura 68557 Weatherford
- Anexo 6. Service ticket No 12983069 Weatherford por US\$ 267.041,75.
- Anexo 7. Factura 68832 Weatherford.
- Anexo 8. Service ticket No 101636 Halliburton por US\$ 122.324,06.
- Anexo 9: Factura 75170 Halliburton
- Anexo 10. Service ticket No ECP –MIWP-1821 Schlumberger por US\$ 30.520,01.
- Anexo 11. Factura 4227 Schlumberger.
- Anexo 12. Service ticket No. MIWP- 1822 Schlumberger por US\$12.177,57.
- Anexo 13. Factura 4236 Schlumberger
- Anexo 14. Service ticket No. MIWP- 1823 Schlumberger por US\$14.240.
- Anexo 15. Factura 4237 Schlumberger.



- Anexo 16. Acta 24.1 nov 2017 Consultec
- Anexo 17. Acta 25.1 dic 2017 Consultec
- Anexo 18. Acta 26.1 enero 2018. Consultec
- Anexo 19. Acta 27.1 febrero 2018 Consultec
- Anexo 20. Acta 28.1 Marzo 2018 Consultec
- Anexo 21. Acta 1.1 nov 2017 Varisur
- Anexo 22 . Fact 734 del acta 1.1 Varisur
- Anexo 23. Acta 2 dic 2017 Varisur
- Anexo 24. Fact 756 del acta 2 Varisur
- Anexo 25. Acta 3 enero 2018 Varisur
- Anexo 26. Fact 758 del acta 3 Varisur
- Anexo 27. Acta 4 febrero 2018 Varisur
- Anexo 28. Fact 775 del acta 4 Varisur
- Anexo 29. Acta 5 marzo 2018 Varisur
- Anexo 30. Fact 780 del acta 5 Varisur



Independence

Bogotá D.C., 28 de abril de 2017

1679

Radicado Nro: 1-2017-057-3354 Para responder citelo
Ecopetrol - ECOPETROL S.A - VILLAVICENCIO
Fecha: May 2 2017 3:52PM
Dependencia: COORDINACIÓN DE COMPRAS Y
CONTRATACIÓN ORINOQUIA CRQ
Destino: JUAN CARLOS CHAVEZ MARTINEZ
Original Folios: 6 Anexos: 0



Ingeniero

JUAN CARLOS CHÁVEZ MARTINEZ

Administrador Contrato MA-0009346

EMPRESA DE COLOMBIANA DE PETROLEOS – ECOPETROL S.A.

Calle 15 No. 40 – 01 Torre Circular del Edificio Primavera Urbana

Centro Comercial y Empresarial Piso 6

Conmutador (8) 6616366 Ext. 36558

Villavicencio – Meta

Ref.: Respuesta Reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de **ECOPETROL S.A.** en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la Empresa **INDEPENDENCE DRILLING S.A.**

Estimado Ingeniero Chávez,

Una vez revisado el documento de la referencia, nos permitimos dar respuesta al mencionado en los siguientes términos:

1. La decisión tomada por **ECOPETROL S.A.** en atribuir responsabilidad a **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** respecto del daño prematuro ocasionado al pozo Chichimene -94 como consecuencia directa de un supuesto enrosque inapropiado, alineación inadecuada a la tubería por parte del personal que operó la torre No. 124 e incumplimiento respecto del procedimiento recomendado por la norma API 5CI NO corresponde a un resultado(s) proveniente del grupo investigador integrado por **ECOPETROL S.A.**, **TENARIS S.A.** e **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** Por el contrario, la decisión tomada por **ECOPETROL S.A.** resulta ser unilateral y en ningún momento tiene en cuenta los elementos que se exponen en el presente documento, los cuales permiten identificar la causa raíz determinante del daño presentado.
2. **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** dentro de sus políticas para la prestación de un servicio de calidad, que responda a las expectativas de **ECOPETROL S.A.**, reconoce la importancia y desde un comienzo manifestó su compromiso de investigar y encontrar las causas raíz de las desviaciones que dieron lugar a las fallas presentadas durante la prestación de los servicios suministrados en el Pozo CH 94, con las cuales permitiesen proponer e implementar planes de acción para evitar la ocurrencia de dichos eventos, razón por la cual **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** es parte activa pero no necesariamente culpable de dichas fallas.
3. **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** presentó a **ECOPETROL S.A.** dos (2) informes con fechas de 18 de octubre de 2016 y 8 de noviembre de 2016, donde se hizo un análisis de las posibles causas raíz que pudieron dar origen a la desconexión de la Junta de Tubing 4 ½ EU No. 20 de la sarta corrida en el pozo Chichimene No. 94 con la Torre No. 124.
4. Por la diversidad de criterios presentados y que no condujeron a un consenso sobre la(s) probable(s) causa(s) raíz, se cita y se lleva a cabo reunión el día 01 de Noviembre de 2016 con el propósito de aclarar criterios y confirmar en campo sobre la metodología, las mediciones realizadas, y los instrumentos utilizados en la inspección que se llevó a cabo por parte de **INDEPENDENCE DRILLING**

PBX: (571) 587 5333

FAX: (571) 587 53 33 ExL1006-1007

Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19

Bogotá D.C., Colombia.

www.independence.com.co



Independence

S.A. el día 14 de octubre de 2016 a una muestra de tres (3) juntas de Tubing que se encontraban listas para ser utilizadas en el Pozo Chichimene SW 67 de las cuales dos (2) presentaban algunas desviaciones y a la junta que estaba lista para ser enroscada y corrida en el pozo. Se argumentó que las mediciones anteriores no tenían validez porque las juntas de tubería se utilizaron y no era posible constatar dichas mediciones.

5. En presencia de los representantes de las partes se toma una nueva muestra de tres (3) juntas nuevas que se encontraban en el patio de **ECOPETROL S.A.** y que corresponden a coladas (lotes) similares a la muestra inspeccionada el día 14 de octubre de 2016, de las cuales dos (2) presentaban las mismas desviaciones de las tres (3) anteriores.
6. Vale la pena resaltar que el día 13 de octubre de 2016 el personal de la Torre decide suspender la operación de correr Tubing de 4 ½" O.D, EU Pin en el Pozo Chichimene SW 67 debido a que la conexión Pin llegaba hasta el punto de desvanecimiento de los hilos de la rosca con el apriete a mano. Ante tal situación se hicieron presentes representantes de **ECOPETROL S.A.** y **TENARIS S.A.** donde se concluye aplicar un torque máximo de 3000 Lb - Pie, donde se evidenció que con dicho torque la conexión Pin del acople también se giró.
7. Para tener mejores criterios sobre el modo y las fuentes de la falla que permitiesen llegar a identificar la causa raíz más probable, se propone enviar al I.C.P. el Pin de la Junta No. 20 que presentó la falla, para el respectivo análisis.
8. En el mencionado análisis se afirma que los daños ocasionados por personal de **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** obedecen a Enrosque Inapropiado, Alineación Inadecuada, e Incumplimiento del Procedimiento Recomendado por la Norma API 5C1, hechos que a criterio de esa entidad son identificados en el resultado de la investigación del incidente operacional adelantada por el Instituto Colombiano del Petróleo - ICP y que se reafirman en el comunicado con fecha 17 de Abril del 2017, Radicado 2-2017-057-2580 "Numeral 3.3 Resultado Investigación Incidente Operacional pozo CH 94 (30 de Diciembre 2016)". Reconocemos lo importante de la información que contiene, pero desafortunadamente el enfoque que se le dio a la investigación a pesar de estos resultados, nos llevan a hacer las siguientes observaciones:
 - 8.1 El resultado de la Investigación hecha por el I.C.P. tenía el propósito de disponer de criterios técnicos que permitiesen hacer un análisis para identificar la(s) causa(s) raíz más probable (s) que dieron origen a la falla. Desafortunadamente estos resultados que son un análisis del modo y fuente de la falla, no la causa raíz de la misma, al momento de ser presentados se tomaron como concluyentes. A lo cual **INDEPENDENCE DRILLING S.A. NO ACEPTA** dicha decisión y solicita que se continúe con la investigación que permita profundizar más, apoyados en los criterios expuestos por el I.C.P.
 - 8.1.1. **Enrosque Inapropiado:** Esta probable causa fue considerada por **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** en el árbol de falla que hace parte del informe presentado a **ECOPETROL S.A.**, y está asociada a la supuesta falta de cuidado al inicio del roscado, dando origen al daño o desgaste en los hilos de la rosca y por consiguiente, obliga a realizar un mayor esfuerzo al enroscar, con la consecuencia inmediata de rasgar los hilos de la misma. Esta probable causa fue descartada por **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** teniendo en cuenta que el daño presentado obedece a un daño de tipo mecánico ocasionado al momento de hacer el

PBX: (571) 587 5333
FAX: (571) 587 53 33 Ext.1006-1007
Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
Bogotá D.C., Colombia.

Independence

"Stabbing" y como lo corrobora el informe del I.C.P. se presenta una deformación longitudinal que puede obedecer a Jump Out.

La probabilidad de presentarse el Jump Out es bastante alta por las razones que entraremos a analizar más adelante. Pero esa deformación longitudinal se pudo presentar al inicio del roscado ocasionando desprendimiento de material que se acumula y por consiguiente daña los hilos de la rosca como se puede observar y es lo que se debe analizar.

En la inspección visual y dimensional que se realizó en las Seis (6) Juntas de *Tubing de 4 1/2" OD Nueva*, se puede evidenciar que a pesar de que las conexiones fueron fabricadas bajo los requisitos de API Spec 5B, se observa una variación en el paralelismo de la conexión respecto a la cara plana del Working Gage, lo cual indica una desalineación entre un 39% a 77% respecto a la desalineación permitida. Esto puede obedecer a la falta de alineación durante el proceso de fabricación, desviación que de acuerdo a la magnitud que presente podría afectar el desempeño de la conexión una vez se realice el proceso de roscado. Además, el desprendimiento de material se presenta solo en una parte de la conexión tomando como referencia los 360 grados de la circunferencia.

8.1.2. Alineación Inadecuada: Los daños que se pueden presentar en una conexión asociados a Alineación deben ser considerados desde el equipo y la conexión misma.

La alineación del equipo hace parte del armado del mismo y es un requisito esencial para su aceptación antes de iniciar la operación en el pozo asignado para trabajar. El equipo involucrado en el presente asunto fue revisado y aceptado por el Company Man de **ECOPETROL S.A.**, situación que permite señalar que el equipo se encontraba alineado desde el momento de inicio de la operación.

Es por esta razón que una posible alineación inadecuada por parte de **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** no es viable. Además, una vez revisados los distintos componentes tales como cables, polea de la corona, polea del bloque entre otros no se evidenció desgaste alguno que indique una posible desalineación del equipo.

Por otro lado, si la conexión presenta desviaciones respecto al eje axial de la misma, al momento de hacer el "Stabbing" los flancos de los hilos de la rosca Pin se descargan en los flancos de la conexión Caja y en el área de contacto que se genera inicialmente según la inclinación que esté presentando. Por esta razón el API considera la desalineación de las conexiones como una opción de rechazo por parte de quien compra tubería. Como se expresó en el numeral 5.1.1 esta desviación se presentó en Dos (2) de las Tres (3) Juntas Analizadas.

Adicionalmente en la revisión que se hizo al Pin en la sala de reuniones el día 01 de noviembre de 2016, se pudo evidenciar que la nariz estaba achatada en el mismo costado del daño y la cara plana de la nariz presenta una leve excentricidad.

8.1.3. Incumplimiento del Procedimiento Recomendado por la Norma API 5C1: **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** cuenta con el respectivo procedimiento I-EN-EE-004 para sacada y bajada de tubería donde se contemplan recomendaciones de seguridad,

PBX: (571) 587 5333
 FAX: (571) 587 53 33 ExL 1006-1007
 Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
 Bogotá D.C., Colombia.

Independence

terminología utilizada en el proceso y el paso a paso correspondiente que cumple con lo recomendado en API RP 5C1.

Además, el personal que opera en campo tiene la competencia, experiencia e idoneidad requerida en las actividades contratadas, la cual es avalada por **ECOPETROL S.A.** al momento de la selección de dicho personal. Sin esto, no pueden ingresar a operación. Es por esta razón, argumentar una inapropiada operación resulta en una afirmación inviable, ya que el personal involucrado en el incidente no carecía de experiencia y por el contrario tenían el conocimiento técnico suficiente para una correcta operación.

8.2. Además de lo expuesto en el numeral 8.1.1 a 8.1.3 **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** en su análisis inicial contempló otros aspectos que pueden contribuir a la falla lo cual fue desestimado al igual que lo expuesto por el I.C.P.

8.2.1. En la inspección visual y dimensional que se realizó en las Seis (6) Juntas de Tubing de 4 1/2" OD Nuevo, se puede evidenciar que a pesar que las conexiones fueron fabricadas bajo los requisitos de API Spec 5B, se presentan las siguientes desviaciones que podrían afectar el desempeño de la conexión una vez se realice el proceso de roscado de la misma y sea sometida a las cargas propias de la operación:

- 1) Hilos de la rosca con profundidad completa con una longitud entre un 93% al 100% de la longitud total.
- 2) Diámetro menor del cono medido en el punto donde termina el bisel e inicia el primer hilo de la rosca presenta una disminución diámetro entre 0.077" a 0.166" lo cual es bastante considerable.
- 3) El Perfil de los hilos no es uniforme en los 360 Grados, según inspección realizada el día 14 de octubre de 2016.
- 4) Se observa que el diámetro interno está 0.014" a 0.022" por encima del máximo permitido." Lo expresado en el los numerales 2) y 4) puede ser una de las razones por la cual se presentó el Jump Out considerado por el I.C.P. debido a que el esfuerzo que se genera en la unión hace que falle por salto o desenchufe del hilo de la rosca. Esto es considerado por el API y sucede cuando el área seccional bajo el último hilo perfecto de la rosca de la conexión se reduce de tal manera que se reduce el límite de fluencia del material.

8.2.2. Vale la pena considerar que durante la segunda inspección se utilizaron los mismos instrumentos utilizados en la inspección anterior y que son apropiados para tal fin.

8.2.3. En el pozo *Chichimene SW 67* se verificó el proceso de enroscar las Juntas Nos. 114 y 115. Se levantó la tubería desde los Racks a la mesa con un Pick Up Machine. Antes de iniciar el proceso, las conexiones estaban completamente limpias, no presentaban ningún tipo de daño y durante el arrastre de la Junta con el elevador tampoco se presentó daño. Se realizó limpieza del Pin, se aplica Thread Compound uniformemente en la Conexión, se procede a enroscar el pin dentro del acople, gira libremente observándose que el Hand Tight (apretado a mano) se produce cuando los hilos de la Conexión están totalmente roscados en su longitud total. Además, antes de proceder al roscado se evidenció un área maquinada

PBX: (571) 587 5333
FAX: (571) 587 53 33 ExL 1006-1007
Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
Bogotá D.C., Colombia.

www.independence.com.co

Independence

mostrando marca de inicio de roscado en un costado del Upset lo cual es un indicio de desalineación al momento de fabricar la conexión.

8.2.4. Se utilizó llave hidráulica McCoy, brazo de 28" con indicador de torque de 40.000 Lb-Pie, celda de 12" (Área efectiva), Escala Min. 800 Lb-ple. En presencia de representantes de **ECOPETROL S.A., TENARIS S.A. e INDEPENDENCE DRILLING S.A.**, se verificó el estado de la llave y la calibración del indicador de torque con un manómetro patrón evidenciando una presión en el sistema de 1429 PSI, para el torque de 3000 Lb-Pie que se estaba aplicando en el momento de la prueba.

8.2.5. Factores Operacionales: En su investigación, **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** consideró aquellos factores operacionales que API tiene en cuenta y que pueden generar esfuerzos que muchas veces no son considerados pero que si afectan el desempeño de las conexiones atribuibles a:

8.2.5.1. Ovalidad: Una ovalidad de 1 a 2% puede producir una reducción en la resistencia al colapso del orden del 25 %.

8.2.5.2. Presión de Colapso en conformidad a esfuerzo axial por Tensión: La presencia de un esfuerzo axial por tensión modifica el límite de fluencia de la tubería. La energía que se genera distorsiona la fluencia del material hasta alcanzar su deformación. Los estudios han demostrado que existe la probabilidad de un 95% que la presión de colapso supera el mínimo establecido.

8.2.5.3. Esfuerzo de la Unión 8 Rd (EU): Esfuerzo que se genera en la unión que hace que falle la unión por salto o desenchufe del hilo de la rosca (Jumpout o Pullout).

8.2.5.4. Reducción del Taper del Pin: Pines de diámetro reducido puede afectar la resistencia de la unión, y en casos extremos el pin termina cerca del centro del acople.

8.2.6. Dentro de nuestros informes se recomendó a Ecopetrol como acción preventiva:

8.2.6.1 Realizar análisis metalográfico del material para determinar la posible presencia de inclusiones no metálicas que podrían afectar el desempeño del mismo

8.2.6.2 Tomar medidas de excentricidad tanto de la junta que presentó la falla como de una junta de 4 1/2" O.D que no haya entrado en operación.

8.2.6.3 Realizar un análisis de cargas en todos los elementos de la sarta teniendo en cuenta aquellos esfuerzos no controlados y que pueden dar origen a fallas en los mismos.

Esta recomendación no fue considerada como se puede evidenciar en el resultado de la investigación del I.C.P. API RP 5C1 también considera que una de las causas de problemas en el Tubing es la insuficiente inspección tanto en la fábrica como en el patio. La tubería que se recibe en el equipo no evidencia que haya sido inspeccionada por **ECOPETROL S.A.** antes de su despacho al pozo.¹

¹ 5.5. CAUSES OF TUBING TROUBLES

(-)

5.5.2 Insufficient inspection of finished product at the mill and in the yard.*

PBX: (571) 587 5333
FAX: (571) 587 53 33 Ext.1006-1007
Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
Bogotá D.C., Colombia.

Independence

INDEPENDENCE DRILLING S.A. sugiere que **ECOPETROL S.A.** realice una inspección visual después de ser recibida la tubería en el pozo para detectar daños que pudiesen ocasionarse en el transporte. Esta actividad se viene realizando por personal del equipo, pero considerando la criticidad de la operación por la carga que se genera por el peso considerable de la tubería, sería conveniente que esta inspección sea realizada por personal especializado en esta actividad.

8.3 Según los criterios expuestos se determinó que las causas raíz más probable de la falla presentada en la Conexión 4 ½ EU Pln de la Junta de Tubing de 4 ½" OD No. 20 puede ser atribuible a uno o la combinación de algunos de los siguientes factores:

- 1) Conexión fuera de especificaciones por disminución en el diámetro menor del cono durante el proceso de fabricación.
- 2) Conexión fuera de especificaciones por desviación que presenta la conexión respecto al eje axial durante el proceso de fabricación.
- 3) Conexión fuera de especificaciones debido a que el Perfil de los hilos no es uniforme en los 360 Grados
- 4) Diámetro interno por encima del máximo permitido.

9. Vale la pena señalar que INDEPENDENCE DRILLING S.A. dentro de su compromiso en la ejecución del contrato, ha dispuesto para **ECOPETROL S.A.** de toda su capacidad administrativa, financiera y técnica para el desarrollo de los proyectos donde ha participado, lo cual le ha permitido cumplir satisfactoriamente durante la vigencia inicial correspondiente a los años 2012, 2013, 2014 y las dos (2) opciones de prórroga desde su inicio en Junio 9 del 2012 hasta la fecha, periodo en el cual se firmaron 10 actas por mayores cantidades.

Teniendo en cuenta lo anterior, manifestamos no estar de acuerdo con los términos señalados en el documento de la referencia y nos permitimos señalar que no está(n) demostrada(s) la(s) probable(s) causa(s) raíz de los daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94, por lo tanto no es viable atribuir responsabilidad alguna a **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** respecto de los daños causados.

Cordialmente,



JOSE MIGUEL SAAB FAOUR
Primer Suplente Presidente
INDEPENDENCE DRILLING S.A.

Durante las reuniones sostenidas para determinar la(s) probable(s) causa(s) raíz del incidente, en ningún momento se evidenció acta o soporte en la cual se diera cabal cumplimiento de la norma técnica API 5C1 respecto de la verificación del estado de la tubería en el lugar de almacenamiento previa a su utilización.

PBX: (571) 587 5333
FAX: (571) 587 53 33 Ext. 1006-1007
Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
Bogotá D.C., Colombia.

www.independence.com.co





Bogotá D.C., 23 de Agosto de 2017

Ingeniero
JUAN CARLOS CHÁVEZ MARTINEZ
Administrador Contrato MA-0009346
EMPRESA DE COLOMBIANA DE PETROLEOS – ECOPETROL S.A.
Calle 15 No. 40 – 01 Torre Circular del Edificio Primavera Urbana
Centro Comercial y Empresarial Piso 6
Conmutador (8) 6616366 Ext. 36558
Villavicencio – Meta

1682

Radicado Nro: 1-2017-057-6520 Para responder citelo
Ecopetrol - ECOPETROL S.A - VILLAVICENCIO
Fecha: Aug 24 2017 8:47AM
Dependencia: COORDINACIÓN DE COMPRAS Y
CONTRATACIÓN ORINOQUIA CRQ
Destino: JUAN CARLOS CHAVEZ MARTINEZ
Original Folios: 4 Anexos: 0



Ref.: Respuesta al radicado N° 2-2017-057-5615: "Reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de ECOPETROL S.A. en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la Empresa INDEPENDENCE DRILLING S.A." Su comunicación de 15 de agosto de 2017.-

Estimado Ingeniero Chávez:

Sobre su comunicación de la referencia, atentamente le informamos que no está probado que **INDEPENDENCE DRILLING S.A.**, sea el responsable de la desconexión de la tubería en el pozo CH94. Por el contrario, está probado que la desconexión se ocasiono como consecuencia de la falla en las medidas de la tubería de producción en la parte del Pin, así:

1.- En las mediciones que se llevaron a cabo en las seis (6) juntas de Tubing, tres (3) en el Pozo Chichimene SW 67 y tres (3) en el pozo de ECOPETROL S.A. las cuales quedaron bajo custodia de ECOPETROL S.A., y correspondían al mismo lote, se encontró que cuatro (4) presentaban las mismas desviaciones, las cuales claramente contribuyeron a una falla en las conexiones. Estas fallas se evidenciaron el 13 de octubre de 2016, cuando el personal de la Torre decidió suspender la operación de correr Tubing de 4 1/2" O.D, EU Pin en el Pozo Chichimene SW 67, debido a que la conexión Pin, llegaba hasta el punto de desvanecimiento de los hilos de la rosca con el apriete a mano, lo cual no es normal. El 14 de octubre del 2016, se presentó la misma situación de falla en la tubería, al conectar las juntas Nos. 114 y 115, presento rotación en el acople sin poder llegar al torque recomendado en la norma, la operación sub estándar la advertimos oportunamente y no fue corregida por ECOPETROL S.A. y sin embargo por orden del representante de ECOPETROL S.A., la corrida de tubería continuó como si todo estuviese dentro de lo normal.

2.- **INDEPENDENCE DRILLING S.A.**, en aras de establecer la causa raíz, estuvo totalmente de acuerdo que se enviase al ICP el Pin que presentó la falla. Los resultados del informe del ICP no establecieron la causa raíz y por tanto le refferamos que no lo aceptamos las conclusiones de dicho informe, por las siguientes razones que pasamos a exponer:

2.1.- Sobre el enrosque inapropiado **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** lo consideró en el árbol de falla que hace parte del informe presentado a ECOPETROL S.A., teniendo en cuenta que un daño o desgaste en los hilos de la rosca implica un mayor esfuerzo al enroscar, con la consecuencia inmediata de rasgar los hilos de la misma. Esta causa probable, fue descartada por **INDEPENDENCE DRILLING S.A.** teniendo en cuenta que el daño presentado obedece a daño de tipo mecánico ocasionado al momento de hacer el "Stabbing" y como lo corrobora el Informe del ICP se presenta una deformación longitudinal que también puede obedecer a Jump Out.

PBX: (571) 587 5333
FAX: (571) 587 53 33 Ext.1006-1007
Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
Bogotá D.C., Colombia.

www.independence.com.co

Independence ENERGY

2.2.- La consideración hecha en el numeral anterior (2.1.) sobre el tipo de daño que se evidenció en el Pin que presentó la falla, reafirma lo dicho por INDEPENDENCE DRILLING S.A, ECOPETROL S.A., y el ICP, como resultado de una desalineación al momento de iniciar el enroscado de la conexión, o Jump Out o Pull Out, una vez realizado el enrosque y sometida a los esfuerzos de carga sobre la misma, según los siguientes criterios que han sido expuestos en repetidas ocasiones:

2.2.1.- La probabilidad de presentarse el Jump Out o Pull Out es bastante alta, debido al esfuerzo que se genera en la unión, cuyo riesgo de ocurrencia puede incrementarse teniendo en cuenta los siguientes aspectos evidenciados en las juntas analizadas:

2.2.1.1.- Hilos de la rosca con profundidad completa con una longitud entre un 93% al 100% de la longitud total, lo cual no es normal en este tipo de conexiones, que según la Especificación API 5B, Abril 2015, Tabla 13, permite una longitud efectiva de la rosca de 2.390" muy inferior a las medidas encontradas, cercanas a 2.625 que corresponde a la longitud total.

2.2.1.2.- Diámetro menor del cono medido en el punto donde termina el bisel e inicia el primer hilo de la rosca que presenta una disminución del diámetro entre 0.077" a 0.166", lo cual es bastante considerable. Esta medición se tuvo en cuenta para determinar si se mantenía el diámetro Pith de 4.66395", lo cual permite la simetría entre la cresta y el valle de los hilos de la conexión. Este valor es considerado por la Especificación API 5B, Abril 2015, Tabla 13, API RP 5B1, Mayo 2015, numerales 3.37 y 3.38, que aunque es imposible medido, es la referencia de todas las dimensiones que se deben tomar al medir una conexión.

2.2.1.3.- El Perfil de los hilos no es uniforme en los 360 Grados, según Inspección realizada el 14 de octubre de 2016.

2.2.1.4.- El diámetro interno está 0.014" a 0.022" por encima del máximo permitido que según los criterios de la Especificación API 5CT, Enero 2012, numerales 8.4, 8.11.3, 8.11.4 y Tabla E2 es de 3.958" y se encontraron medidas de 4.108" y 4.118".

Nota: El Jump Out o Pull Out es considerado por el API y sucede cuando el área seccional bajo el último hilo perfecto de la rosca de la conexión se reduce de tal manera que no se haya presentado deformación plástica no significa que no se haya producido deformación dentro del rango donde se presenta la deformación elástica, lo cual una vez ocurrida, el material puede alcanzar su forma original.

Se evidencia una disminución del espesor de pared en este punto desde 0.334" (valor requerido por norma) a 0.252", lo cual reduce considerablemente el área seccional y por consiguiente la resistencia a la fluencia del material

2.3.- La deformación longitudinal que se evidencia en la conexión Pin que falló, pudo originarse al inicio del roscado, ocasionando desprendimiento de material que se acumula y por consiguiente el daño en los hilos de la rosca, o al presentarse el Jump Out o Pull Out.

2.3.1.- Si es al inicio del roscado, el daño que se puede presentar está asociado a desalineación, la cual debe ser considerada desde el equipo o la conexión misma.

PBX: (571) 587 5333
FAX: (571) 587 53 33 Ext 1006-1007
Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
Bogotá D.C., Colombia.

www.independencia.com.co

colapso del orden del 25%. En la revisión que se hizo al Pin, el 1 de noviembre de

PBX: (571) 587 5333
FAX: (571) 587 53 33 Ext 1006-1007
Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
Bogotá D.C., Colombia.

www.independencia.com.co



Independence ENERGY

2.3.2.- Como lo hemos manifestado, la alineación del equipo hace parte del armado del mismo y es un requisito esencial para su aceptación antes de iniciar la operación en el pozo asignado para trabajar. Está probado que el equipo se encontraba alineado desde el momento de inicio de la operación.

2.3.3.- Es por esta razón que una posible inadecuada alineación por parte del equipo de INDEPENDENCE DRILLING S.A., NO es viable. Además, una vez revisados los distintos componentes tales como cables, polea de la corona, polea del bloque entre otros, no se evidenció desgaste alguno.

2.3.4.- Por otro lado, si es la conexión que presenta alguna desviación respecto al eje axial de la misma, al momento de hacer el "Stabbing", los flancos de los hilos de la rosca Pin, se descargan en los flancos de la conexión Caja y en el área de contacto se presenta desgaste de los hilos, cuya magnitud depende de la inclinación o desalineación que esté presentando. Es por esta razón, que el API en la especificación API 5B Abril 2015; numeral 4.1.12 considera la desalineación de las conexiones como una opción de rechazo por parte de quien adquiere la tubería, en este caso Ecopetrol S.A.

2.3.5.- Como se expresó en el numeral 1, esta desviación se presentó en cuatro (4) de las seis (6) juntas analizadas a pesar que las conexiones fueron fabricadas bajo los requisitos de API Spec 5B. No obstante, se evidenció una variación en el paralelismo de la conexión respecto a la cara plana del Working Gage, lo cual indica una desalineación entre un 39% a 77% respecto a la desalineación permitida de 0.031".

2.3.6.- La razón por la cual se determinó hacer esta medición, obedece a que el Pin que presentó la falla, tuvo un daño mecánico de manera longitudinal producto de una desalineación de la conexión al inicio del roscado. Además, el equipo no presentaba desviaciones en la vertical al centro del pozo, hecho que se evidenció al momento de iniciar el proceso de roscado que se estaba llevando a cabo en el pozo SW 63, donde adicionalmente se observó, un área maquinada mostrando marca de inicio de roscado en un costado del Upset, lo cual es clara muestra de la desalineación al momento de fabricar la conexión.

3.- Sobre el incumplimiento del procedimiento recomendado por la Norma API RP 5C1: INDEPENDENCE DRILLING S.A. cuenta con el respectivo procedimiento I-EN-EE-004 para sacada y bajada de tubería, donde se contemplan recomendaciones de seguridad, terminología utilizada en el proceso y el paso correspondiente que cumple con lo recomendado en API RP 5C1. Esto sumado a la competencia, e idoneidad de nuestro personal en la ejecución de las actividades encomendadas.

4.- Además, INDEPENDENCE DRILLING S.A., en su análisis inicial contempló aquellos factores operacionales que API tiene en cuenta y que pueden generar esfuerzos que muchas veces no son considerados pero que si afectan el desempeño de las conexiones, lo cual ha sido desestimado por ECOPETROL S.A, al igual que lo expuesto por el ICP. Dentro de estos factores operacionales tenemos algunos que pudieron influenciar en la falla presentada como:

4.1.- Ovalidad: Una ovalidad de 1 a 2% puede producir una reducción en la resistencia al colapso del orden del 25%. En la revisión que se hizo al Pin, el 1 de noviembre de





Independence ENERGY

2016, se observó que la nariz estaba achatada en el mismo costado donde se presentó el arrastre de material en forma longitudinal y la cara plana de la nariz presentó una leve excentricidad.

4.2.- Esfuerzo de la Unión 8 Rd (EU): Este factor ya fue expuesto en el numeral 2.2.1 (Jumpout o Pullout).

4.3.- Reducción del Taper del Pin: Pines de diámetro reducido puede afectar la resistencia de la unión, y en casos extremos el pin termina cerca del centro del acople. Aspecto analizado en el numeral 2.3.

5.- En adición a todo lo expuesto, **INDEPENDENCE DRILLING S.A.**, dentro de los informes presentados recomendó a **ECOPETROL S.A.**, realizar análisis metalográfico del material para determinar la posible presencia de inclusiones no metálicas que podrían afectar el desempeño del mismo; tomar medidas de excentricidad tanto de la junta que presentó la falla como de una junta de 4 ½" O.D que no haya entrado en operación, todo en concordancia con las evidencias que se encontraron. Esta recomendación no fue considerada de acuerdo con el resultado de la investigación del ICP

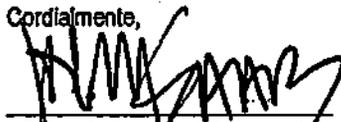
6.- En nuestra comunicación de abril 28 del 2017, hicimos notar que la norma API RP 5C1, mayo 2015, Numeral 5.5, prevé como una de las causas de problemas en el Tubing, la insuficiente inspección, tanto en la fábrica como en el patio. La tubería que se recibió en el equipo, no fue inspeccionada por **ECOPETROL S.A.** antes de su despacho al pozo.

Por lo anteriormente expuesto, es claro que la causa raíz de la falla presentada en la *Conexión 4 ½ EU Pin* de la Junta de *Tubing de 4 ½" OD No. 20* puede ser atribuible a uno o la combinación de algunos de los siguientes factores que no son imputables a **INDEPENDENCE DRILLING S.A.**:

- 1) Conexión fuera de especificaciones por disminución en el diámetro menor del cono durante el proceso de fabricación.
- 2) Conexión fuera de especificaciones por desviación que presenta la conexión respecto al eje axial durante el proceso de fabricación.
- 3) Diámetro interno por encima del máximo permitido.

En suma, no está probado que **INDEPENDENCE DRILLING S.A.**, sea el responsable de la desconexión de la tubería en el pozo CH94. Por el contrario, está probado que la desconexión se ocasiono como consecuencia de la falla en las medidas de la tubería de producción en la parte del Pin. Tenemos la disposición para soportar técnicamente a **ECOPETROL S.A.** para que esta situación con tubería defectuosa no se presente nuevamente en las operaciones de los servicios a pozos.

Cordialmente,



JOSE MIGUEL SAAB FAOUR
Representante Legal (E)
INDEPENDENCE DRILLING S.A.

PBX: (571) 587 5333
FAX: (571) 587 53 33 Ext 1006-1007
Calle 100 No. 7-33, Torre 1- Piso 19
Bogotá D.C., Colombia.

www.independencce.com.co

1684

Independence

Bogotá D.C., 24 de octubre de 2017

Radicado Nro: 1-2017-057-8309 Para responder ctele
Ecopetrol - ECOPETROL S.A - VILLAVICENCIO
Fecha: Oct 24 2017 3:18PM
Dependencia: COORDINACIÓN DE COMPRAS Y
CONTRATACIÓN ORINOQUIA CRQ
Destino: JUAN CARLOS CHAVEZ MARTINEZ
Original Folios: 1 Anexos: 0

Ingeniero
JUAN CARLOS CHÁVEZ MARTINEZ
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS – ECOPETROL S.A.
Calle 15 No. 40 – 01 Torre Circular
Edificio Primavera Urbana Centro Comercial y Empresarial, Piso 6
Villavicencio – Meta



Ref.: Respuesta a su comunicación No. 2-2017-057-7693 - "Reclamación por daños efectuados en los trabajos en el pozo Chichimene 94 de ECOPETROL S.A. en ejecución del Contrato MA-0009346 suscrito con la Empresa INDEPENDENCE DRILLING S.A."

Estimado Ingeniero Chávez:

Acusamos recibo de su comunicación de la referencia en nuestras oficinas, el pasado 19 de octubre de 2017 y, al respecto, nos permitimos responder en el término otorgado.

INDEPENDENCE se sostiene en que no tiene responsabilidad alguna sobre el daño al pozo Chichimene 94, y en que a la fecha hemos demostrado técnicamente cuál fue la causa raíz del daño y, por lo tanto, no acepta los resultados del informe del ICP el cual no resulta concluyente.

Por esta razón INDEPENDENCE se ha negado a llevar a cabo, a su costo, la nueva intervención del pozo y a realizar el reembolso de las intervenciones anteriores que demanda ECOPETROL, pues rechaza de manera tajante – y con base en evidencia técnica - que el daño al pozo pueda ser, en manera alguna, adjudicable a hechos o a responsabilidad de la empresa. De la misma manera, está convencida que el servicio fue ejecutado de manera correcta, sin deficiencias y por lo tanto no le aplica la obligación de realizar medidas correctivas, ni la Cláusula Penal de Apremio, ni la afectación de las garantías, ni el cobro vía ejecutiva que usted plantea.

No obstante, y sin que esto implique de ninguna manera aceptación de responsabilidad en los hechos, INDEPENDENCE acepta su propuesta de recurrir al mecanismo de Arreglo Directo, en aras de llegar a un acuerdo para resolver esta controversia. Lo anterior, sin perjuicio de la posibilidad de recurrir a mecanismos alternativos de resolución de conflictos, tal como lo establece la Cláusula Trigésima Quinta del Contrato, en caso de no llegar a un acuerdo en la etapa de Arreglo Directo.

Quedamos, entonces, pendientes de que nos informe el procedimiento a seguir y las personas que integrarán la mesa de trabajo por parte de ECOPETROL, en esta etapa.

Cordialmente,

MARIA MERCEDES ROZO G.
Gerente Legal

PPA 15715875444
PPA 15715875444 (10/10/17)
Calle 15 No. 40 - Torre 1, Piso 6
Bogotá D.C. Colombia

Distribución

Electronic Distribution

Creado por

Carolina Romero
Technical Sales Engineer

Revisado por

Patricia Barragán
Technical Sales Manager
Amílcar Julio
Verification and Control
Coordinator

Autorizado por

Patricia Barragán
Technical Sales Manager



Análisis de desprendimiento de Tubing Pozo Chichimene 94 operado por Ecopetrol

Report RT-046-151016
Rev 00
Date 15/11/2016
Pages 9

Tenaris has produced this report for general information only, and the information in this report is not intended to constitute professional or any other type of advice and is provided on an "as is" basis. No warranty is given. Tenaris has not independently verified any information –if any- provided to Tenaris in connection with, or for the purpose of, the information contained hereunder. The use of the information is at user's own risk and Tenaris does not assume any responsibility or liability of any kind for any loss, damage or injury resulting from, or in connection with any information provided hereunder or the use thereof. Tenaris products and services are subject to the Company's standard terms and conditions or otherwise to the terms resulting from the respective contracts of sale, services or license, as the case may be. Unless specifically agreed under such contract of sale, services or license, if Tenaris is required to provide any warranty or assume any liability in connection with the information provided hereunder, any such warranty or liability shall be subject to the execution of a separate written agreement between petitioner and Tenaris. This report is confidential and no part of this report may be reproduced or disclosed in any form or by any means whatsoever, without prior permission from Tenaris. For more complete information please contact a Tenaris' representative or visit our website at www.tenaris.com. ©Tenaris 2015. All rights reserved.

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	2
1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. OBJETIVO DEL INFORME	4
3. CARACTERÍSTICAS DEL TUBING:	4
4. CONCLUSIONES	5
5. OBSERVACIONES QUE DAN LUGAR A RECOMENDACIONES	6
6. RECOMENDACIONES	7
7. ANÁLISIS DE MUESTRAS	8
8. ANÁLISIS DE LABORATORIO	10
8.1 ALCANCE	10
8.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA	10
8.3 CONDICIONES DE REFERENCIA	11
8.4 DESARROLLO DE ENSAYOS	11
8.4.1 Medición de Espesores por Ultrasonido	11
8.4.2 Análisis de Composición Química	12
8.4.3 Ensayo de Tensión	12
8.4.4 Metalografía	13
8.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS	13
9. TRAZABILIDAD DE LA TUBERÍA	13
10. ANEXOS	15
ANEXO 1. MILL TEST CERTIFICATE HT: 12774, 51642, 12779 Y 12777	15
11. BIBLIOGRAFÍA	15

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

Figura 1. Pin recuperado de la junta #20 – Pozo Chichimene 94.	8
Figura 2. Pin de la junta #20 – Pozo Chichimene 94.	8
Figura 3. Imagen transversal del pin de la junta #20 – Pozo Chichimene 94.....	9
Figura 4. Cuerpo del tubo Junta #20- Pozo Chichimene 94.....	10
Tabla 1. Datos de la tubería.	4
Tabla 2. Resultados Medición de Espesores por Ultrasonido (pulgadas).....	11

Tabla 3. Resultados de la prueba de espectrometría para la muestra.....	12
Tabla 4. Propiedades mecánicas de tubería.....	12
Tabla 5. Resultados de la prueba de metalografía.....	13
Tabla 6. Verificación de dimensiones de rosca según API spec 5B.....	14

1. Resumen ejecutivo

Ecopetrol solicitó a Tenaris asistencia técnica en el análisis de falla de la junta número 20 con conexión API EU 4 1/2" 12.75# N80, correspondiente al pozo Chichimene 94, en donde se evidenció un desprendimiento del Tubing en menos de 10 días de haber sido instalado.

El completamiento del pozo Chichimene 94 se realizó en Mayo del 2014 con un sistema de levantamiento PCP, dejando el *intake* a 6351 pies MD con tubería de 5 1/2" LTC. En Diciembre de 2014 debido al mal desempeño del sistema de levantamiento PCP, se cambiaron los equipos de superficie y fondo, pasando dicho pozo a equipos de bombeo electro-sumergible.

El 27 de Enero de 2016 se reportó falla eléctrica del EBES quedando fuera de servicio. El 9 septiembre de 2016 se realizó servicio al pozo, bajando un sistema EBES y cambiando tubería de producción de 5 1/2" LTC 15.5# por tubería de 4-1/2" EUE 12.75#, dejando el *intake* 7819'.

El 19 de Septiembre, se reporta pozo apagado por evento de sobrecarga. El 21 de Septiembre se ingresa al pozo para realizar el reemplazo del penetrador en el cabezal del pozo por falla eléctrica a nivel inferior de penetrador-empalme. Al iniciar el trabajo se observa *Tubing hanger* con varios hilos en mal estado en el tope de la rosca por lo cual se decide hacer uso de *spear* y *grapple* para levantar sarta, encontrando peso de la sarta en 14MLbs, siendo que el peso debería ser 120MLbs, se presume desconexión de sarta.

Se decide continuar, sacando 20 juntas de 4 1/2" EU N-80 + 465 ft de cable+ 34 superbandas, encontrando punta de desconexión. Quedaron en fondo: 236 juntas de Tubing + BHA BES+ 331 superbandas + 210 *overcoupling* + 134 ft de cable de potencia.

2. Objetivo del informe

El objetivo de este informe es presentar un análisis preliminar sobre la falla en muestra de Tubing 4 1/2" 12.75# N80 EU con el fin de encontrar las causas del desenchufe en el pozo Chichimene 94 de Ecopetrol. Con este propósito se realizará:

1. Control visual de rosca y pin.
2. Ensayo metalográfico del material remitido (pendiente recibir muestra de tubo número 20).

3. Características del Tubing:

Tabla 1. Datos de la tubería.

Datos del tubo	Datos de la conexión
Diámetro nominal (in): 4.500	Diámetro del acople (in): 5.563
Espesor (in): 0.271	Torque óptimo (lb-ft): 4020
Peso lineal (lb/ft): 12.75	Tipo de rosca: 8RD
Acero: Grado API N80Q	Resistencia a la tracción (x1000 lb): 288
Diámetro <i>Drift</i> (in): 3.833	Presión interna (psi): 3430
Tracción (x1000 lb): 288	Esténcil de la tubería: TENARIS TC 5CT 0289 <api> 607 4-1/2" 12, 75# N80 EP 7700 PSI EU D 29, 73 FT 372,5 LBS HT 12777 OP 1836201 / 1775 MADE IN COLOMBIA.
Presión interna (psi): 8430	
Presión colapso (psi): 7500	

RESUMEN

4. Conclusiones

- Como resultado de la inspección visual del pin recuperado, se observó acumulación de material y desgaste excesivo sobre la rosca, producto de un engrane severo.
- De acuerdo a la morfología observada, el aspecto resultante de la rosca es típica de un apriete con pin cruzado en el interior del box, cuya indicación más relevante es el deterioro predominante de los hilos medios de la longitud roscada.
- Esta morfología de falla puede ser agravada por el uso de una grasa inadecuada, una mala limpieza de la conexión, un acople brusco o golpe entre pin y box, uso del factor de torque inadecuado o bien una llave de enrosque inapropiada o en malas condiciones.
- La causa más común de entrecruzamiento de rosca es la falta de alineación entre el pin y el box en el momento del emboque. Usualmente la falta de alineación entre aparejo y la boca de pozo ocasiona este problema.
- Producto de este problema, la distribución desigual de tensiones en los filetes, genera esfuerzos de contacto concentrados en algunos hilos, teniendo como consecuencia el engrane de los mismos, produciendo daños severos que evitan que la conexión se enrosque adecuadamente y alcance su posición final requerida con los torques recomendados por API.
- Como consecuencia del engrane, los valores de torque crecen rápidamente debido a la intensa fricción entre filetes, alcanzando los valores "objetivo" de apriete, sin que el pin llegue a una posición final adecuada dentro del box. En este punto quedan aún hilos por introducir y por supuesto, se debilita la capacidad de resistir carga axial de las conexiones.
- Teniendo en cuenta que se observaron más de tres (3) hilos del pin que no hicieron contacto con el box, se puede concluir que no se siguió la recomendación práctica especificada en la API RP 5C1 numeral 4.4.1, en donde se indica que si tres (3) hilos del pin permanecen expuestos al haber alcanzado 125% del torque óptimo recomendado, la junta debe ser cuestionada¹.
- En el caso hipotético de que la junta hubiera presentado alguna irregularidad de fabricación, esta irregularidad se pudo haber detectado en el momento del enrosque y, siguiendo la recomendación de la API RP 5C1, esta junta debió haberse retirado, inspeccionado y, en caso de detectarse el engrane (u otra anomalía), no debió ser bajada al pozo.
- Después de realizar las pruebas de laboratorio de metalografía, medición de espesor por ultrasonido, análisis de composición química y ensayo de tensión se puede concluir que el material cumple con las especificaciones del material 4 1/2" 12.75# N80 EU, el cual fue el solicitado por el cliente en la orden de compra 2501180.
- Después de realizar la inspección visual de tres pines correspondientes a las coladas 12774, 12779 y 51642, se concluye que estos cumplen con los requerimientos señalados en la especificación API 5B.

¹ La descripción de juntas cuestionadas se encuentra en el numeral 4.4.3 de la recomendación práctica API RP 5C1.

5. Observaciones que dan lugar a recomendaciones

La conexión API EU tiene una capacidad limitada de tolerar repetidos enrosques y desenrosques, adicionalmente, al no contar con sello metal-metal, su capacidad sellante depende del tipo de grasa que se utilice y en una elevada presión de contacto entre filetes, este último factor hace que la conexión sea muy proclive a tener engranes de rosca. Una conexión Premium o Semi-Premium genera menor interferencia mecánica y podría evaluarse para su uso.

Si bien se recomienda analizar un cambio en el tipo de conexión (rosca 8RD) empleada en este Tubing de Producción, a continuación, se mencionan algunas recomendaciones sobre el manejo de tubería. Estas recomendaciones deben ser complementadas con la aplicación del manual de *running* de Tenaris y la aplicación de la RP API 5C1.

- i) Limpie las conexiones empleando alguno de los siguientes métodos:
 - (1) Un cepillo no metálico y un solvente para limpieza.
 - (2) Limpieza a vapor, con agua y solvente para limpieza.
 - (3) Un cepillo rotativo de cerdas con agua a presión y solventes para la limpieza.
 - (4) Agua a alta presión.
- ii) El diésel es difícil de remover de las roscas y no se recomienda como elemento de limpieza.
- iii) Secar muy bien con un trapo, o con aire comprimido, los solventes y/o agua de las raíces de la rosca y del fondo del Box.
- iv) Inspeccione todas las conexiones para detectar problemas tales como ovalidad, abolladuras, áreas golpeadas u óxido. En las conexiones Premium, las áreas de los sellos deben estar libres de cortes longitudinales o transversales, rayas, picaduras por corrosión, y óxido.
- v) Separe e identifique adecuadamente todos los tubos con sospecha de daños en las conexiones.
- vi) Maneje todos los tubos con los protectores de rosca colocados.
- vii) Coloque protectores de rosca secos, limpios y en buenas condiciones en todas las conexiones.
- viii) Es conveniente siempre efectuar la limpieza de las conexiones unos pocos días antes de la operación de corrida. Si los tubos han de permanecer almacenados por un tiempo prolongado antes de la bajada, aplique un compuesto apropiado a la rosca y área de sellos.
- ix) Cualquier manejo inadecuado de los tubos requiere posteriormente una re-inspección de las conexiones. Para evitar daños debidos a manejos fuera de procedimiento, o bien golpes accidentales, el protector de rosca del Box no debe retirarse hasta que la conexión esté lista para ser apretada.
- x) Mientras el extremo Pin cuelga del bloque viajero y el extremo Box está suspendido en la mesa rotaria, retire el protector del Pin y el tapón de manejo del Box. Limpie y re-inspeccione las conexiones si lo considera necesario.
- xi) Verifique que el Pin suspendido sobre el Box esté centrado, realizando ajustes si es necesario. La falta de alineación entre Pin y Box causa daño en los filetes de las conexiones.
- xii) Verifique que la cantidad y distribución de grasa de enrosque (asegurándose que la grasa sea la que corresponda) sea adecuada. Asegúrese que dicho compuesto se mantenga libre de contaminantes; el exceso de grasa debe ser eliminado de los filetes.
- xiii) Se recomienda el empleo de una guía de emboque en el extremo Box.
- xiv) Asegurarse que el Pin sea enchufado verticalmente, y baje la conexión con cuidado para evitar dañar a los filetes.
- xv) Si se produce un error durante el enchufe o el tubo se inclina hacia un costado luego del mismo, levante y limpie las conexiones y luego inspeccione y repare según necesidad. No intente enroscar el Pin en el Box si se produjo un error durante el enchufe.

- xvi) Durante el inicio de la operación de enrosque deberá observarse cualquier irregularidad de apriete o en la velocidad del apriete, ya que esto podría ser indicativo de roscas cruzadas, roscas sucias o dañadas u otra condición desfavorable. Una forma de prevenir problemas de engrane cuando se realiza el apriete es utilizar una velocidad de enrosque adecuada, recomendándose una velocidad no mayor a 25 rpm.
- xvii) Continúe el enrosque observando el indicador de torque y la posición del acople con respecto al punto de desvanecimiento de la rosca. Aplique el torque recomendado en la norma API 5C1 pero siempre verifique la posición final del Pin dentro del Box. (Remítase a la sección 4.4.1 de la API 5C1).

6. Recomendaciones

La resistencia a tensión de las conexiones con perfil de rosca 8RD (8tpi redonda) según la norma API 5CS se debe calcular teniendo en cuenta dos fórmulas:

- 1. Resistencia a la fractura

$$P_j = 0.95A_{jp} U_p$$

- 2. Resistencia al Jump Out:

$$P_j = 0.95A_{jp} L \left[\frac{0.74D^{-0.59}U_p}{0.5L + 0.14D} + \frac{Y_p}{L + 0.14D} \right]$$

Donde:

- P_j = resistencia mínima de la conexión, libras.
- A_{jp} = Área transversal de la pared de la tubería debajo del último hilo, pulgadas cuadradas.
- D = diámetro nominal externo de la tubería, pulgadas.
- d = diámetro nominal interno de la tubería, pulgadas.
- L = longitud de hilos enroscados = L_t - M para el Make Up nominal, API Specification 5B.
- Y_p = resistencia de fluencia mínima de la tubería, libras por pulgada cuadrada.
- U_p = carga mínima de rotura de la tubería, libras por pulgada cuadrada.

En la segunda ecuación, la resistencia a la tensión es directamente proporcional a la longitud de hilos enroscados. Esto claramente indica el impacto de no enroskar la cantidad mínima de hilos requerida por API.

En la Figura 1 observan los últimos hilos de la conexión en buen estado y los del medio e inicio de la conexión con evidente contacto con el box, lo cual sugiere que la posición final del enrosque no se alcanzó en esta conexión. Teniendo en cuenta que la tensión de toda la sarta no se estaba ejerciendo en el 100% de los hilos de esta conexión, la resistencia a la tensión de esta junta se vio comprometida, generando la desconexión de la sarta.

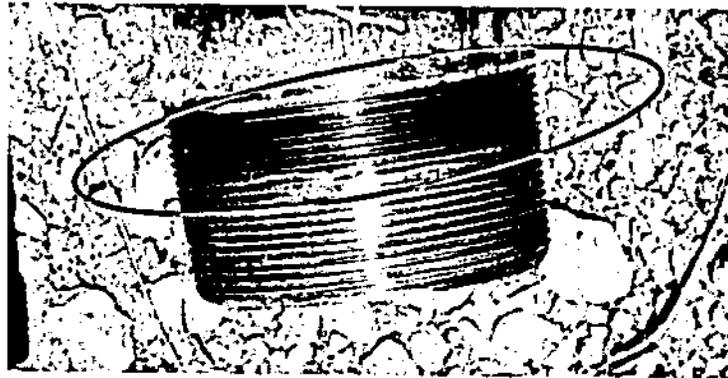


Figura 1. Pin recuperado de la junta #20 – Pozo Chichimene 94.

7. Análisis de muestras

A partir de la inspección visual que se realizó el día 13 de Octubre de 2016 en la bodega del campo Chichimene de la junta número 20 recuperada del pozo Chichimene 94 se puede observar lo siguiente:

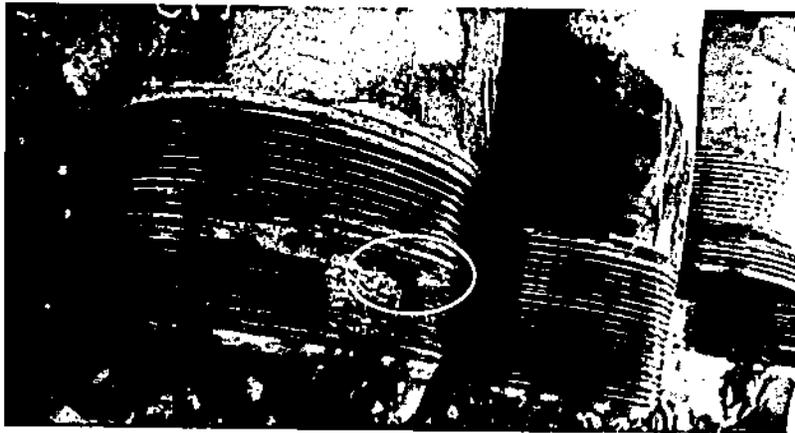


Figura 2. Pin de la junta #20 – Pozo Chichimene 94.

En Figura 2 se observa la acumulación de material sobre los hilos de la conexión, la cual se pudo haber generado durante el enrosque. En esta imagen también se observa un arrastre de material hacia el inicio de la tubería, lo cual se pudo haber generado durante el desprendimiento de la sarta.

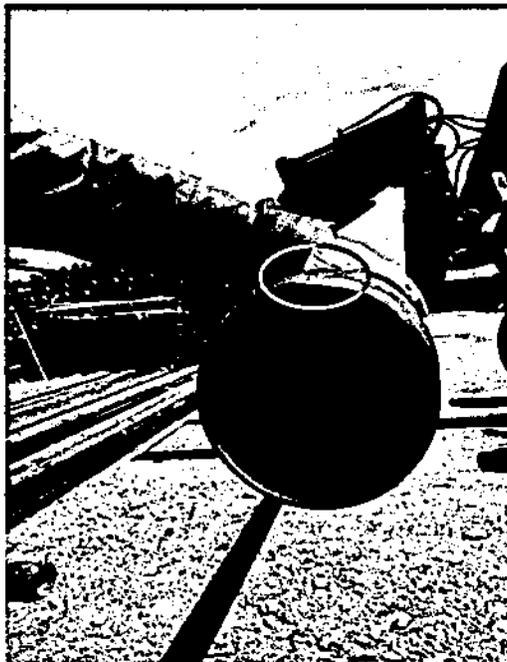


Figura 3. Imagen transversal del pin de la junta #20 - Pozo Chichimene 94.

En la Figura 3 se observa una disminución en el diámetro interno de la conexión, las posibles causas pueden ser:

1. Una mala operación durante el emboque, previo al apriete de la conexión.
2. Resultado del arrastre de material durante el proceso de desenchufe.
3. Golpe durante la manipulación de la tubería, no obstante un daño de las características observadas en la Figura 3 debería ser fácilmente identificable durante la inspección previa a la instalación.

Comparando el estado de los hilos en la Figura 1, en donde se observan los hilos en buenas condiciones de la conexión en un extremo de la tubería y en la Figura 2 en donde se evidencia el daño severo en los hilos medios de la conexión, se puede inferir que en el momento del enrosque la tubería estaba desalineada y durante el emboque el pin se apoyó sobre uno de los extremos del box, dañando los hilos de la rosca en un solo extremo y evitando que la conexión llegará hasta la posición final.



Figura 4. Cuerpo del tubo Junta #20- Pozo Chichimene 94.

Por otro lado, en la Figura 4 se observan las marcas dejadas por la llave hidráulica en el momento del apriete, incluyendo la región del recalque. Para este tipo de conexiones se recomienda ubicar la llave en el cuerpo del tubo y no sobre el recalque. Adicionalmente, las marcas sobre la tubería indican un sobre-esfuerzo de la llave sobre la tubería, lo que debilita la pared del tubo y genera un concentrador de esfuerzos, disminuyendo las prestaciones del producto, además de ser un indicativo de un posible daño de la conexión durante el enrosque.

Estas marcas también son una posible indicación de que el proceso de enrosque debió haber requerido de un torque elevado producto del cruzamiento de las roscas. Se recomienda realizar una calibración de la llave hidráulica periódicamente, verificar que los insertos sean curvos y abstenerse de instalar tubería con marcas pronunciadas en el cuerpo del tubo.

8. Análisis de laboratorio

A continuación se encuentran los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas a la muestra recibida el día 22 de Octubre de 2016:

- Medición de espesor por ultrasonido
- Análisis de composición química
- Ensayo de tensión
- Metalografía

8.1 Alcance

Caracterización de un (1) segmento de tubería que presentó evento de falla por desprendimiento de sarta, mediante pruebas Destructivas y No Destructivas de Medición de espesores por ultrasonido, tensión y metalografía.

8.2 Documentos de Referencia.

- PRD00058. Prueba de Tracción a Temperatura Ambiente (Método ASTM).
- PRD00047 Examinación metalográfica por microscopio

- PRD02952. Determinación de Composición Química por Espectrometría.
- API 5CT Ed. 9. Specification for Casing and Tubing.

8.3 Condiciones de Referencia

Se recibe un (1) segmento de tubería, identificado como: TENARIS TC 5CT 0289 <api> 607 4-1/2" 12, 75# N80 EP 7700 PSI EU D 29, 73 FT 372,5 LBS HT 12777 OP 1836201 / 1775 MADE IN COLOMBIA.

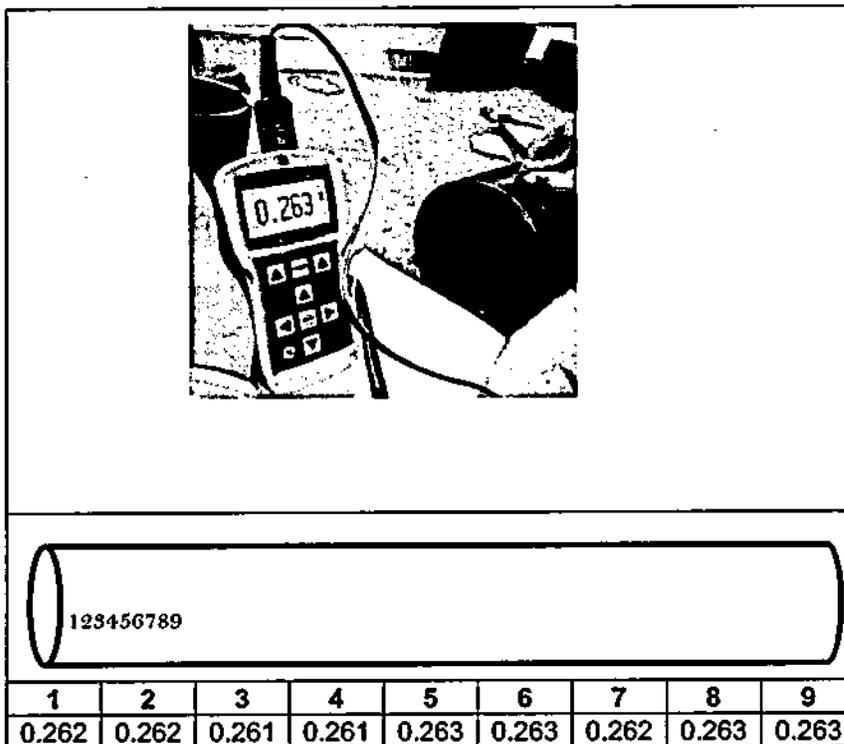
Mediante inspección visual macro, se determina que no presenta daño aparente por pérdida de material en la superficie interna y/o externa.

8.4 Desarrollo de Ensayos

8.4.1 Medición de Espesores por Ultrasonido

Se realiza perfil longitudinal de espesores por medio de ultrasonido y los resultados se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 2. Resultados Medición de Espesores por Ultrasonido (pulgadas)



De acuerdo con lo anterior el espesor de tubería se encuentra dentro de tolerancias según API 5CT para la especificación 4 1/2" X 0.271" N80Q.

8.4.2 Análisis de Composición Química

Los valores de composición química determinados mediante la prueba de espectrometría de emisión óptica para una muestra del material de interés y la especificación para la referencia API 5CT N80Q, se encuentran reportados en la Tabla 3.

Tabla 3. Resultados de la prueba de espectrometría para la muestra

Elemento	Muestra	API 5CT Grado N80Q
C	0.2464	-
Si	0.2708	-
Mn	1.2317	-
P	0.0123	0,030 Máx
S	0.0021	0,030 Máx
Cr	0.0240	-
Mo	0.0006	-
Ni	0.0057	-
V	0.0048	-
Al	0.0353	-
Cu	0.0065	-
Ti	0.0218	-
Nb	0.0005	-
Co	0.0019	-
Pb	0.0007	-
B	0.0019	-
Ta	0.0017	-
Zr	0.0015	-
Bi	0.0009	-
Ca	0.0015	-
Zn	0.0005	-
%Fe	98.1271	-

La composición química de las muestras recibidas, fueron comparadas con la norma API 5CT 9th, para el grado N80Q, estableciendo que cumple con los requerimientos.

8.4.3 Ensayo de Tensión

Mediante la prueba de tensión se determinaron las propiedades mecánicas del segmento de tubería, los resultados se reportan en la tabla a continuación. En se presenta el detalle de los resultados.

Tabla 4. Propiedades mecánicas de tubería

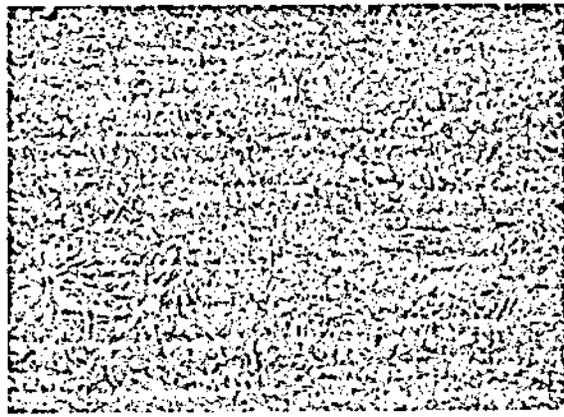
Identificación	Esfuerzo de Fluencia (YS) (Psi)	Esfuerzo último a la tensión UTS (Psi)
Muestra de Tubo	94900	108300
API 5CT Grado N80Q	80000-110000	100000 Mín

Las propiedades mecánicas de las muestras recibidas, fueron comparadas con la norma API 5CT 9th, para el grado N80Q, estableciendo que cumple con los requerimientos.

8.4.4 Metalografía

Se realiza ensayo de metalografía a la muestra, los resultados se muestran a continuación.

Tabla 5. Resultados de la prueba de metalografía

Microestructura Tubo	
	
Magnificación 100X	Magnificación 500X
Se observa una estructura ferrítico-perlítica sin discontinuidades evidentes a nivel microestructural. Se evidencian marcas longitudinales del proceso de conformado del tubo, congruente con el proceso de fabricación.	

8.5 Análisis de resultados

- No se presenta deterioro por desgaste de tipo químico y/o mecánico en el segmento de tubería analizado. La muestra recibida de tubería de 4 1/2" X 0,271 cumple con los requerimientos de espesor determinados bajo la norma API 5CT 9ed, para el grado N80Q.
- La muestra recibida de tubería de 4 1/2" X 0,271 cumple con los requerimientos de la norma API 5CT 9ed, para el grado N80Q en composición química, propiedades mecánicas y microestructura.

9. Trazabilidad de la tubería

Se rastreó la tubería bajo la orden de compra 2501180 con el fin de registrar las pruebas realizadas al lote de tubería despachada a la bodega de Chichimene y posteriormente enviada al pozo Chichimene 94.

En el Anexo 1 se encuentra la información relacionada al Certificado de Pruebas en Fábrica.

Por otro lado, el día 1º de Noviembre de 2016 se realizó la verificación dimensional de tres pines aleatorios que se encontraban en el patio de la bodega de Chichimene, con base en lo detallado en la especificación API Specification Standard 5B, catorceava edición. Los tres pines corresponden a las

siguientes coladas: 12774, 12779 y 51642. En la Tabla 6 se muestran los valores de las dimensiones revisadas durante la inspección. Esta inspección se llevó a cabo porque previamente se inspeccionaron tres tubos por parte de la empresa de corrida de la tubería, los cuales supuestamente no cumplían con los requerimientos señalados en la especificación API 5B y sin embargo se instalaron en el pozo Chichimene SW 67, sin dar espacio a realizar una inspección posterior a esta tubería y poniendo en riesgo la integridad del pozo.

Tabla 6. Verificación de dimensiones de rosca según API spec 5B.

Parámetro/ # colada del pin	12774	51642	12779	Tolerancia	Cumple (Sí o No)
Lc (min)	2.521	2.461	2.628	Mínimo: 1.625	sí
L4 (in)	2.659	2.676	2.628	2.625±0.125	Sí
h (in)	0.071	0.070	0.070	0.0712 ⁺² ₄	Sí
Taper	0.064-0.065	0.063	0.063	0.0625 ^{+0.0052} _{-0.0026}	Sí
Paso	0	+0.0005	+0.001	±0.003	Sí
Stand Off	Ok Flush	Ok Flush	Ok	2 hilos Flush: ±0.125	Sí
Perfil	Ok	Ok	Ok	Sí o no	sí

Otras mediciones adicionales que se realizaron el día de la investigación es la desalineación de la conexión y el diámetro interno, sin embargo la especificación API spec 5B esclarece en el alcance que se deben realizar las mediciones de la conicidad, el paso, la altura y el ángulo de la rosca para conexiones con 11 ½ o menos vueltas por pulgada. Adicionalmente, todas las dimensiones que se muestren sin tolerancias están relacionadas con las bases de diseño de la conexión y no están sujetas a mediciones para determinar la aceptación o rechazo del producto.

Medición de desalineación: en la especificación API 5B no se define este parámetro. En el párrafo 4.1.11 se describe las causas de rechazo (como opción del comprador) por desalineación de la conexión. El comprador debe tener el derecho de rechazar una tubería que considere en que los hilos del pin estén fuera de alineación a un punto que pueda afectar el desempeño de la tubería. El criterio de rechazo debe ser alguna demostración que la desalineación axial excede 0.091 in, o que el ángulo de desalineación excede ¼" en 20 ft de eje proyectado o por un chequeo de si la longitud mínima de hilos con cresta completa (Lc) está presente. Este último parámetro fue medido para los tres pines y excedió la medida mínima requerida de 1.625 in, con lo cual se establece que ninguno de los pines presentaba desalineación.

Diámetro interno: en ninguna parte de la especificación API 5B se define el diámetro interno. Sin embargo, en la norma API 5CT define que el diámetro interno está gobernado por el diámetro externo y por la tolerancia en las masas. Teniendo en cuenta que las mediciones en donde no se presenten tolerancias no es mandatorio que el fabricante las mida.

Con base en lo anterior, se puede concluir que la tubería inspeccionada cumple con las especificaciones requeridas por la norma API 5CT.

10. Anexos

Anexo 1. Mill Test Certificate HT: 12774, 51642, 12779 y 12777

11. Bibliografía

ANSI/API Technical Report 5C3. (December 2008). *Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing and Line Pipe used as Casing or Tubing; and performance Properties Tables for Casing and Tubing.*

API Recommended Practice 5C1. (May, 1999. Reaffirmed August 2010). *Recommended practice for Care and use of Casing and Tubing". 18th Edition.*

API Specification 5CT. (July, 2011, effective date: January 1, 2012). *API Specification 5CT, ninth Edition.*



MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Tenaris TuboCarbón Ltda
Parque Industrial
Calle 1 Via Turbaco
Turbaco, Bolívar
Colombia
(57) 8653 5400 Int
(57) 8653 5400 Ext 4179 Int

Number / Número: **16000688**
Page / Página: **1 / 6**

Date / Día: **September 17, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4"X12.75N80	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01875401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL- EXT. RVC	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.37 KG/M	
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Quantity / Cantidad: 160 PCS/Pz 60635.990 LB 27504.000 KG	

TENSILE TEST / ENSAYO DE TENSION

Heat N° Coboda N°	Sample N° Muestra N°	Specimen condition Condición de la probeta	Specimen dimensions Dimensiones de la probeta	Test Temp Temp. ensayo	Y.S.		U.T.S.		Elongation / Alargamiento	
					Req.	Min:	Req.	Min:	Lo	Min.
1276	3523	B	25.33 X 06.68	RT	94.90	108.700	0.87	2	15.1	27.2
1277	3520	B	25.5 X 06.68	RT	93.100	107.300	0.87	2	15.1	24.5

AM: As manufactured / Según proceso de fabricación
 B: Body / Cuerpo
 L: Longitudinal / Longitudinal
 Loc: Initial length / Longitud inicial

LS: Location of sample / Ubicación de la muestra
 Max: Maximum / Máximo
 Min: Minimum / Mínimo
 Obt: Obtained / Obtenido

Ori: Orientation / Orientación
 Req. Max: Required maximum / Máximo requerido
 Req: Required / Requerido
 RT: Room temperature / Temperatura ambiente

SC: Specimen condition / Condición de la probeta
 SS: Strip specimen / Muestra rectangular
 U.T.S: Ultimate tensile strength / Resistencia
 Y.S: Yield strength / Fluencia

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICIÓN QUIMICA

Heat N° Coboda N°	Sample N° Muestra N°	Composition % / Composición %																		
		x 100							x 1000											
Max	Min	C	Mn	Si	Mo	Cr	P	S	V	Nb	W	Cu	Sn	Al	Ti	As	B	Ca	N	
1276	0001	H	25	130	26	0.1	3	10	1.2	2	2	0	9	0	33	19	0	21	30	39

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or fabrication will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo "Tenaris" color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegal o indebido. Cualquier alteración y/o fabricación estará sujeta a la ley.

Tenaris TuboCaribe Ltda.
 Parque Industrial
 Carlos Vialat Porcayo
 Km 1 Via Turbaco
 Turbaco, Bolivar
 Colombia
 (57) 5653 5400 Int.
 (57) 5653 5600 ext. 4179 fax



**MILL TEST CERTIFICATE
 CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA**

Number / Número: **16000688**
 Page / Páginas: **2 / 6**
 Date / Día: **Septem ber 17, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2901180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4" #12.75N80	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01875401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB REGAL. EXT. RYC
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: NB80Q PSL1	Quantity / Cantidad: 160 Pcs/Pz	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICIÓN QUIMICA

Heat N° Cobada N°	Sample N° Muestra N°	H Max Min	Composition % / Composición %																	
			x 20											x 1000						
C	Mn	Si	Mo	Cr	P	S	V	Nb	Ni	Cu	Sn	Al	Ti	As	B	Ca	N			
12776	3256	P	24	124	24	0.1	3	11	3.2	4	0	10	8	0	32	19	0	19	19	45
12776	3259	P	23	125	25	0.1	3	11	3.1	4	0	10	8	0	32	20	0	12	17	56
12777	00001	H	25	128	28	0.1	2	11	2.4	2	2	0	7	0	38	21	0	21	27	37
12777	32785	P	25	123	27	0.1	2	12	2.9	4	0	0	6	0	35	21	0	20	18	37
12777	32794	P	25	123	27	0.1	2	13	3	4	0	0	6	0	35	22	0	20	17	37

Heat / Cobada: **12776** Mac: Maximum / Máximo
 Mic: Minimum / Mínimo
 P: Product / Producto

THROUGH WALL HARDNESS / DUREZA EN EL ESPESOR

Heat N° Cobada N°	Sample N° Muestra N°	Specimen condition	Average / Promedio			Hardness type/Tipo de dureza: HRC - Hardness test as quenched / Martensita Mínima: (%) 50.0			Formula applied / Formula aplicada										
			Max	Min	Var	1	2	3	1	2	3								
12776	3256	U	34.0	34.0	34.0	HRC	45.9	45.4	45.4	45.8	45.3	46.0	45.7	45.5	45.3	43.0	44.6	1.1	
12776	32763	U	34.0	34.0	34.0	HRC	46.3	46.6	46.3	46.4	45.8	46.6	44.8	45.1	45.7	45.6	44.7	45.3	1.3
12776	32503	U	34.0	34.0	34.0	HRC	45.7	45.6	46.3	45.9	45.6	45.6	44.5	45.0	45.6	44.5	45.4	45.4	0.9

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark, green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo "Tenaris" en color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegal o indebido. Cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.



Tenaris TuboCaribe Ltda
Parque Industrial
Carrón Velez Purobo
Km 1 Via Turbaco
Turbaco, Bolívar
Colombia
(57) 8653 5400 Int.
(57) 8653 5400 ext.4179 fax

**MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA**

Number / Número: **16000688**
Page / Páginas: **4 / 6**
Date / Día: **September 17, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: A. CHECHIMENE TBG 4" #12.75N90	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01875401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: NB80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cables: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M	
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Quantity / Cantidad: 160 Pcs/Pzs 60633.990 LB 27504.000 KG	

HYDROSTATIC TEST / PRUEBA HIDRAULICA

Pressure / Presión	Time / Tiempo	Results / Resultado
Unit / Unidad:	Seconds / Segundos	
psi	5	Satisfactory / Satisfactorio

HEAT TREATMENT / TRATAMIENTO TÉRMICO

Heat treatment / Tratamiento térmico: Seam / Costura	
Quench media of heat treatment process / Medio de enfriamiento del tratamiento térmico: Water / Agua	
Temperature Scale / Escala de Temperatura: °C	
Type / Tipo	
Quenched / Templado	
Tempered / Revenido	

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Supplementary Information / Información Suplementaria	
Satisfactory Non-destructive testing according to API 5CT: Pruebas de Mandril	
Draft Test: Prueba de Mandril en Punta	
End Drift Test: Inspección Visual	

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.



MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000688**
Page / Páginas: **5 / 6**
Date / Día: **September 17, 2016**

Tenaris TuboCarbo Ltda.
Parque Industrial
Carlos Velez Pardo
Km 1 Via Turbaco
Turbo, Bolivar
Colombia
(57) 5653 5400 Int
(57) 5653 5400 ext 4179 Int

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: A. CHICHIMENE TBG 4"X12.75N80 801675401	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta:
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API SCT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	TUB RECAL. EXT. RYC	
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 19.97 KG/M	
	Quantity / Cantidad: 160 Pcs/Pz		
	4851.837 FT		
	1478.840 MTS		
	60635.990 LB		
	27304.000 KG		

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Supplementary Information / Información Suplementaria
 The Samples of Chemical Composition Refer to Raw Material.
 Para copias ver anexo Certificados de Pruebas en Fábrica 6006497X de Tenaris Tubas (México).

MARKING / MARCACION

PIPE STENCIL: TENARIS TC SCT-0289 / #FEJ 4-1/2 12.75 N Q E P 7700 PSI EU D #P*** FT #L*** LBS HT #C*** O P 160681 / #N***** MADE IN COLOMBIA	Marking / Marcación MASCARELLA DE TUBO ESTARCIDO: TENARIS TC SCT-0289 / #FEJ 4-1/2 12.75 N Q E P 7700 PSI EU D #P*** FT #L*** LBS HT #C*** O P 160681 / #N***** MADE IN COLOMBIA
WHERE: Heat number #C***; Manufacturing Date #FEJ; Net weight of pipe in Lbs #L***; Pipe number #N***; Pipe length in Ft #P***; API Monogram #:	WHERE: Número de cédula #C***; Fecha de Fabricación #FEJ; Net weight of pipe in Lbs #L***; Número de secuencia #N***; Longitud de tubo en Ft #P***; Monogramas: API #:

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

FOR03171

1695



**MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA**

Number / Número: **16000688**
Date / Día: **September 17, 2016**
Page / Páginas: **6 / 6**

Tenaris TuboCaribe Ltda.
Parque Industrial
Carlos Vides Porro
Km 1 Via Turbaco
Turbaco, Bolívar
Colombia
(97) 6653 5400 Int
(97) 6653 6400 ext.4179 fax

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A.	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CIBICHIMENE TBG 4" #12.75N80	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01875401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M	
Quantity / Cantidad: 1478.840 MTS	Quantity / Cantidad: 160 Pcs/Pz		
Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Quantity / Cantidad: 60635.990 LB 27504.000 KG		

SUMMARY REPORT / REPORTE RESUMEN

Heat N° Cofada N°	Quantity Cantidad (Pieces)	Length Longitud (ft)	Weight Peso (Tons)
12777	7	214.34	65.33
			1.208

Average length per pipe Longitud promedio por tubo (ft)	Weight Peso (Tons)
30.324	26.256

This is to certify that the product described here has been manufactured, sampled, tested, and inspected in accordance with purchaser order requirements. This certificate is not a declaration of origin nor may it be used as a declaration of origin.

Por el presente certificamos que el material aquí descrito ha sido fabricado, muestreado, ensayado e inspeccionado de acuerdo a los requisitos de su orden de compra. Este certificado no es, ni puede ser usado, como una declaración de origen.

CUSTOMER - THIRD PARTY INSPECTION COMPANY COMPAÑIA DE INSPECCIÓN NO APLICA Employee Name: N/A	 QUALITY CERTIFICATION DEPT. DEPTO. DE CERTIFICACIÓN DE CALIDAD GONZALEZ S. Fabio A. TENARIS	TENARIS QUALITY DEPARTMENT SIGNATURE  CHIEF OF QUALITY CERTIFICATION DEPT. RESPONSABLE DEL DEPTO. DE CERTIFICACIÓN DE CALIDAD SANZ L. Juan Carlos TENARIS
--	---	---

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or fabrication will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo "Tenaris" color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegal o indebido. Cualquier alteración y/o fabricación estará sujeta a la ley.

1696

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 3300220062 ITEM 2	Customer's Reference / Ref. de Cliente: N/A	Manufacture's Order N° / Confirmation de Vente: 23978401
Product Type / Tipo de Producto: SEAMLESS HOT ROLLED COUPLING SEAMLESS	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Substrate / Substrato: EXTERNAL PAINTED
Standard or Specification / Norma o Especificaciones: LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	Standard or Specification / Norma o Especificaciones: COPL SIN COSTURA	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/Pz	Finish / Acabado: PINTADO EXTERNO
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Length / Longitud: N/A	Other / Otro: TUB EXT. UPSET T&C
Dimensions / Dimensiones: 141.3 X N/A MM	Dimensions / Dimensiones: 141.3 X N/A MM	Length / Longitud: N/A	Other / Otro: TUB RECAL. EXT. NYC
			Other / Otro: N/A

TENSILE TEST / ENSAYO DE TENSION

Heat N° / Colada N°	Sample N° / Muestra N°	Zone / Zona	Pipe N° / Tubo N°	Specimen condition / Condición de la muestra	Specimen dimensions / Dimensiones de la muestra	Temp / Temp	Y.S. / Y.S.		Y.S. 0.1% / Y.S. 0.1%		Elongation / Alargamiento	
							Est. 50%	Req	Min	Max	Lo	Min
9765	40882	E2	30025	B	AM	RT	101.012	113.912	0.89	2	18.1	35.0
9797	40884	E1	30105	B	AM	RT	99.732	113.343	0.88	2	16.1	35.0
9792	41793	E1	30105	B	AM	RT	106.032	118.847	0.89	2	17.8	33.0
14174	49118	E1	50002	B	AM	RT	99.163	112.973	0.86	2	18.0	33.0
93047	49139	E2	50105	B	AM	RT	101.837	114.438	0.89	2	18.1	34.0

AM: As manufactured / Según proceso de fabricación
 B: Body / Cuerpo
 E1/E2: Ends of Sample / Extremos de Muestra
 L: Longitudinal / Longitudinal
 U: Upset / Rebaldado
 L: Location of sample / Ubicación de la muestra
 Max: Maximum / Máximo
 Min: Minimum / Mínimo
 Obs: Observed / Observado
 Ori: Orientation / Orientación
 Req: Req. Required maximum / Máximo requerido
 Req: Required / Requerido
 RT: Room temperature / Temperatura ambiente
 S: Specimen condition / Condición de la muestra
 S: Sample specimen / Muestra rectangular

This certificate is issued by a computerized system and is valid only for the original certificate. The original certificate will remain a copy of it. In case the original certificate is altered, the original certificate will be stamped. Any alteration (handwritten) will be subject to the original certificate.

Este certificado es emitido por un sistema automatizado y es válido solo para el original. El original permanecerá como copia. En caso de que el original sea alterado, el original será marcado con el original. Cualquier alteración (manuscrita) será sujeta al original.

FOR03171

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: N/A	Number / Número: 16006439X	Page / Página: 2 / 6
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED COUPLING SEAMLESS LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS COUPLE SIN COSTURA	Date / Día: February 22, 2016	Manufacturer's Works Order N° / Certificación de Venta: 23978401
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N800 PSL1	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED PINTADO EXTERNO
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH 114.3 X N/A MM	Length / Longitud: N/A	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/Plz	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. NYC
	Schedule / Cédula: N/A		Normal Weight / Peso Normal: N/A

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICION QUIMICA

Heat N° / Sample N° / Aleación N°	H	Mn	Si	Mo	Cu	P	S	V	Nb	Ni	Cu	Sn	Al	Ti	As	B	Ca	N
9765	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021
9765	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022	0.0022
9765	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023
9767	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024
9767	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025
9767	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026
9762	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027
9792	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028
14174	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029
14174	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030
14174	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031
14174	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032
14174	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033	0.0033
14174	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034
80047	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035
80047	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036
80047	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037
80047	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038	0.0038
80047	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039
80047	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040	0.0040

This certificate is issued by a certified system and it is valid only for the material specified. On the original certificate the manufacturer's name and the product name are indicated. In case of any doubt the original certificate should be consulted. This certificate is issued for the material specified. Any alteration or modification will be subject to the law.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Number / Número: 16006439X	Page / Pagina: 3 / 6	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 2397B401
Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 3500220062 ITEM 2	Date / Día: February 22, 2016	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	
Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS COUPLE SIN COSTURA	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED PINTADO EXTERNO		
Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPS ET T&C TUB RECAL. EXT. RYC		
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH 141.3 X N/A MM	Nominal Weight / Peso Nominal: N/A		
Length / Longitud: N/A	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/Plz		

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICION QUIMICA

Min. Maximum / Mínimo Máximo: **N/A** P. Product / Producto: **N/A**

IMPACT TEST / ENSAYO DE IMPACTO

Temp. °C	T.T	S.C	Unit / Unidad: ft/lb			Shear area / Área corte, %		
			10 x 10	10 x 7.5	10 x 5	Req. Min. Req. 10	Req. Min. Req. 14	Req. Min. Avg. -
0	0	0	117	113	117	100	100	100
0	0	0	118	119	119	100	100	100
0	0	0	75	74	75	100	100	100
0	0	0	120	124	124	100	100	100
0	0	0	75	70	73	100	100	100

Unit / Unidad: **ft/lb** Location of sample / Ubicación de la muestra: **T. Transversal / Transversal**

Req. Min. Req. Individual Minimum Required / **Req. Min. Avg. Required minimum average / Promedio mínimo requerido**

Req. Min. Req. Individual Minimum Required / **Req. Min. Req. Individual Minimum Required / Promedio mínimo requerido**

Specimen condition / Condición de la probeta: **Sc**

As manufactured / Según proceso de fabricación Test Temperature / Temperatura de ensayo: **T. Transversal / Transversal**

Avg. Average / Promedio Temp. Temperature / Temperatura: **Temp. Temperature / Temperatura**

Body / Cuerpo Ends of Sampling / Extremos de Muestra: **E1 / E2**

API: As manufactured / Según proceso de fabricación T.T: Test Temperature / Temperatura de ensayo

Avg. Average / Promedio T: Transversal / Transversal

Body / Cuerpo Temp. Temperature / Temperatura

E1 / E2: Ends of Sampling / Extremos de Muestra

Sc: Specimen condition / Condición de la probeta

See also: **FORD3171**

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Number / Número: **16006439X**
 Page / Página: **4 / 6**

Date / Día: **February 22, 2016**

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: N/A	Customer Reference / Ref. del Cliente: N/A	Manufacturer's Order No. / Continuación de Venta: 23978401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED	Finish / Acabado: PINTADO EXTERNO
Laminado en caliente sin costura	Coupling without seam	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C
Standard of Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT EDJULY 2011	Length / Longitud: N/A	Quench / Tratamiento: 4200 Pcs/Pz	Heat Treatment / Tratamiento: TUB RECAL. EXT. RYC
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Screening / Codo: N/A	Country / País: USA	Weight / Peso: N/A
141.3 X N/A MM			

HEAT TREATMENT / TRATAMIENTO TERMICO

Final treatment / Tratamiento térmico: Coupling / Cople	Type / Tipo: Tempered / Revenido
Quench media of heat treatment process / Medio de enfriamiento del tratamiento térmico: Water / Agua	Quench / Temp. / Revenido: Tempered / Revenido
Temperature Scale / Escala de Temperatura: °C	

THREADING / ROSCADO

Threading / Roscado: **ROSCADO**

THE PRODUCT HAS BEEN THREADED ACCORDING TO LICENSEE AND TENARIS/TAMSA INTERNAL PROCEDURES. EL PRODUCTO HA SIDO ROSCADO DE ACUERDO A LICENCIA Y LOS PROCEDIMIENTOS INTERNOS DE TENARIS/TAMSA.

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Manufacturer / Fabricante: Electric Arc Furnace-Ltda Ferrate-Continuous Casting Machine.	Supplementary Information / Información Suplementaria: Fabricación por Tratamiento Térmico
Heat treating process: Only X80 Steel	Fabricación del acero: Horno de Arco Eléctrico-Horno de Almacido-Máquina de Colada Continua.
Material has no Mercury contamination	Acero laminado con aluminio
Not repaired by welding	Marcado libre de contaminación de Mercurio
	No reparado por soldadura

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signature. The original certificate and this print are valid. In case the original certificate is not available, the user must verify the original one being responsible for the responsibility for any use, reuse or not allowed use. Any alteration in this information will be subject to the law.

Este certificado es emitido por un sistema electrónico con firma electrónica. El certificado original y esta impresión son válidos. En caso de que el certificado original no esté disponible, el usuario debe verificar la autenticidad del original asumiendo la responsabilidad por cualquier uso, reuso o no autorizado de la ley.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order / Orden: ITEM 2	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Manufacturer's Works Order N° / Contratación de Venta: 231784/01
Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS COUPLE SIN COSTURA	Steel Grade / Grado de acero: MS00 PSL1	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/1Pz	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED PINTADO EXTERNO
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH 114.3 X N/A MM	Schedule / Calibre: N/A	Length / Longitud: N/A	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA		Nominal Weight / Peso Nominal: N/A	
Standard or Specification / Norma o Especificación: API 5CT ED9/JULY 2011			

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Supplementary Information / Información Suplementaria

Control no destructivo: **Satisfactorio**

Muestra de inspección: **N/A**

WPM COUPLING, O.D. & I.D., LONG.

MARKING / MARCACION

Marking / Marcación

DIE STAMPED COUPLING
 COUPLE PUNZONADO: **AC**

COUPLING STENCIL
 COUPLE ESTARCIDO: **TENARIS TM API 5CT-3124 7 4FEZ X Q EU O.P. 211783 / AC**

WHERE:
 DONDE: **TENARIS TM API 5CT-3124 7 4FEZ X Q EU O.P. 211783 / AC**

Coupling Stock Number T-XXX
 Número de stock para couple T-XXX: **TENARIS TM API 5CT-3124 7 4FEZ X Q EU O.P. 211783 / AC**

Heat number AC
 Número de colada AC: **TENARIS TM API 5CT-3124 7 4FEZ X Q EU O.P. 211783 / AC**

Year/Manufacturing Date 6F22
 Fecha de Fabricación AFEEZ: **TENARIS TM API 5CT-3124 7 4FEZ X Q EU O.P. 211783 / AC**

Year/Manufacturing Date 6F22
 Fecha de Fabricación AFEEZ: **TENARIS TM API 5CT-3124 7 4FEZ X Q EU O.P. 211783 / AC**

Year/Manufacturing Date 6F22
 Fecha de Fabricación AFEEZ: **TENARIS TM API 5CT-3124 7 4FEZ X Q EU O.P. 211783 / AC**

THIS CERTIFICATE IS ISSUED BY A CONTRACTING OFFICE AND IS VALID WITH RESPECT TO THE INFORMATION CONTAINED HEREIN. ON THE OTHER CERTIFICATE THE UNDERSIGNED'S SIGNATURE AND SEAL ARE REQUIRED. THIS CERTIFICATE IS VALID FOR THE ORIGINAL COPY ONLY. IN CASE OF A COPY, THE UNDERSIGNED'S SIGNATURE AND SEAL ARE NOT REQUIRED. ANY ALTERATION, ADDITION OR DELETION OF INFORMATION WILL BE SUBJECT TO THE LAW.

ESTE CERTIFICADO ES EMITIDO POR UN OFICINA CONTRATADA Y ES VÁLIDO CON RESPECTO A LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL MISMO. EN EL OTRO CERTIFICADO SE REQUIERE LA FIRMA Y SELLO DEL EMITENTE. ESTE CERTIFICADO ES VÁLIDO PARA LA COPIA ORIGINAL. EN CASO DE UNA COPIA, NO SE REQUIERE LA FIRMA Y SELLO DEL EMITENTE. CUALQUIER ADICIÓN, SUPRESIÓN O MODIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN SERÁ SUJETA A LA LEY.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Number / Número: **16006439X**
 Page / Página: **6 / 6**

Date / Día: **February 22, 2018**

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 3500220082 ITEM 2	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 235784J01
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED	
LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	COUPLE SIN COSTURA	PINTADO EXTERNO	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT EDS JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N890 PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C	
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Schedule / Schedule: N/A	TUB RECAL. EXT. RYC	
141.3 X N/A MM	Length / Longitud: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: N/A	
	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/Plz		

TRACKING / RASTREABILIDAD

Heat N° / Coche N°	Pipe N° / Tubo N°	Sample N° / Muestra N°	Tracking Pipe Number / Número de Rastreabilidad de Tubo
9763	30255	40862	FROM 30001 TO 30278
9755	30273	40983	FROM 30001 TO 30278
9787	30105	40984	FROM 30101 TO 30128
9767	30123	42883	FROM 30101 TO 30128
9792	30103	14783	FROM 30101 TO 30220
8792	30280	14825	FROM 30201 TO 30280

Type / Tipo: SR 1&3	Heat N° / Coche N°	Pipe N° / Tubo N°	Sample N° / Muestra N°	Tracking Pipe Number / Número de Rastreabilidad de Tubo
	14174	50002	49118	FROM 50001 TO 50040
	80247	50040	49133	FROM 50001 TO 50040
	70612	50102	49139	FROM 50101 TO 50152
		30005	49148	FROM 50101 TO 50152
			01804	FROM 50001 TO 50102

This is to certify that the product described here has been manufactured, sampled, tested, and inspected in accordance with purchaser order requirements. This certificate is not a declaration of origin nor may it be used as a declaration of origin.

Por el presente certificamos que el material aquí descrito ha sido fabricado, muestreado, ensayado e inspeccionado de acuerdo a los requisitos de su orden de compra. Este certificado no es, ni puede ser usado, como una declaración de origen.

CUSTOMER - THIRD PARTY

INSPECTION COMPANY
 COMPAÑIA DE INSPECCIÓN
 NO APLICA
 Employee Number: N/A

TENARIS QUALITY DEPARTMENT SIGNATURE

[Signature]

QUALITY CERTIFICATION DEPT.
 DEPTO. DE CERTIFICACION DE CALIDAD
 Yael García Hernández

[Signature]

CHIEF OF QUALITY CERTIFICATION DEPT
 RESPONSABLE DEL DEPTO. DE CERTIFICACION DE CALIDAD
 Angel César Alcántara Gil

This certificate is issued by a source which is not a member of the Institute of Standards and Practices. It is not intended to be used as a declaration of origin nor may it be used as a declaration of origin. The manufacturer is not responsible for the accuracy of the information provided in this certificate. The manufacturer's name and address are provided for information only. The manufacturer's name and address are provided for information only. The manufacturer's name and address are provided for information only.

Este certificado es emitido por una fuente que no es miembro del Instituto de Normas y Prácticas. No está destinado a ser usado como una declaración de origen, ni puede ser usado como una declaración de origen. El fabricante no es responsable de la exactitud de la información proporcionada en este certificado. El fabricante no es responsable de la exactitud de la información proporcionada en este certificado. El fabricante no es responsable de la exactitud de la información proporcionada en este certificado.

Tenaris TuboCarbo Ltda
 Parque Industrial
 Carbo Vialar Pombó
 Km 1 Vía Turbaco
 Turbaco, Bolívar
 Colombia
 (57) 8653 5409 M
 (57) 8653 5400 ext.4179 fax



MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000750**
 Page / Página: **1 / 7**

Date / Día: **September 29, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4"X12.75N80	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 101875401
Manufacturing Process / Proceso de Manufacture: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Schedule / Cédula: N/A	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT	Ends / Extremos: TUB RECAL. EXT. RYC	
114.3 X 6.88 MM	8.53 / 9.75 MTS	Ends / Extremos: TUB RECAL. EXT. RYC	
		Quantity / Cantidad: 87 Pcs/Pz	
		Quantity / Cantidad: 33177.393 LB	
		Quantity / Cantidad: 2657.021 FT	
		Quantity / Cantidad: 809.860 MTS	
		Quantity / Cantidad: 15049.000 KG	

TENSILE TEST / ENSAYO DE TENSION

Heat N° Código N°	Sample N° Muestra N°	Specimen condition Condición de la probeta		Specimen dimensions Dimensiones de la probeta		Test temp Temp. ensayo	U.T.S. Req.	Y.S. / U.T.S.		Elongation / Alargamiento			
		LS	SC	Type	Ort			Size	Area	Section	Req. Max.	Obt.	Lo
12703	29338	U	AM	Cs	L	31.42	RT	98100	10700	0.50	2	10.7	22.0
12774	33301	B	AM	Sc	L	173.84	RT	98300	10700	0.50	2	15.2	26.0
12778	35499	B	AM	Sc	L	175.55	RT	98300	10700	0.50	2	15.2	24.4
12779	35998	B	AM	Sc	L	170.67	RT	99200	111400	0.50	2	15.1	25.5

AM: As manufactured / Según proceso de fabricación
 B: Body / Cuerpo
 Cs: Cylindrical specimen / Muestra cilíndrica
 L: Longitudinal / Longitudinal
 Lo: Initial length / Longitud inicial
 LS: Location of sample / Ubicación de la muestra
 Mac: Maximum / Máximo
 Min: Minimum / Mínimo
 Obt: Obtained / Obtenido
 Ort: Orientation / Orientación
 Req: Max: Required maximum / Máximo requerido
 Req: Required / Requerido
 RT: Room temperature / Temperatura ambiente
 Sc: Specimen condition / Condición de la probeta
 Sc: Strip specimen / Muestra rectangular
 U.T.S: Ultimate tensile strength / Resistencia
 U: Upset / Recalque
 Y.S: Yield strength / Fluencia

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark given colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema automatizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee marcado el logo "Tenaris" en color. En caso de que el poseedor del certificado otorgue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegal o indebido. Cualquier alteración y/o falsificación será sujeta a la ley.

FOR03171

1899



Tenaris TuboCarros Ltda.
Parque Industrial
Carlos Velez Ponce
Km 1 Via Turbaco
Turbaco, Bolívar
Colombia
(57) 3053 5400 Ext
(57) 3053 5400 ext 4179 fax

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000750**

Page / Página: **2/7**

Date / Día: **September 29, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501180 ITEM 5 ITEM	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01875401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: BW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cebulis: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.73 MTS	Quantity / Cantidad 87 Pcs/Pz 33177.393 LB 15049.000 KG

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICION QUIMICA

Heat N° Caldado N°	Sample N° Muestra N°	Composition % / Composición %														Misc. Maximum / Máximo		Misc. Minimum / Mínimo	
		C	Mn	Si	Mo	Cr	P	S	V	Nb	Ni	Cu	Sr	Al	Ti	As	B	Ca	N
12703	0001	26	140	24	0	0	2	0	0	0	0	0	0	28	22	0	14	0	40
12703	29023	24	142	24	0.1	1	0.9	6	3	10	9	1	30	22	0	19	14	40	
12703	29024	24	141	24	0.3	3	1.4	6	5	10	9	1	27	22	0	20	16	40	
12774	00001	23	127	28	0.1	2	1.3	2	2	0	7	0	33	23	0	22	23	33	
12774	34545	22	121	27	0.1	2	2.2	4	0	10	6	0	34	24	0	20	17	38	
12774	34548	21	122	28	0.1	2	1.9	4	0	10	6	0	34	25	0	14	13	34	
12778	00001	24	127	28	0.1	2	1.9	3	1	0	6	0	40	22	0	16	27	34	
12778	33499	24	122	28	0.1	2	1.4	4	1	0	5	0	43	23	0	19	14	34	
12778	33504	25	125	29	0.1	2	1.2	4	1	0	6	0	42	23	0	20	13	34	
12779	00001	24	124	28	0.1	2	1.3	2	3	1	0	6	46	22	0	17	26	31	
12779	33508	24	119	27	0.1	2	1.7	4	1	10	5	0	49	24	0	17	14	31	
12779	33526	23	118	27	0.1	2	1.6	4	0	10	5	0	48	23	0	17	14	31	

H: Heat / Caldado

Misc. Maximum / Máximo

Misc. Minimum / Mínimo

P: Product / Producto

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signature. On the original certificate the track-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any untruthful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo Tenaris color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregue una copia, deberá garantizar su conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso feald o no autorizado. Cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.



MILL TEST CERTIFICATE CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Tenaris TuboCarbas Ltda.
Parque Industrial
Carretera Villavieja-Puerto
Los 11/16 Turbaco
Turaco, Bolívar
Colombia
(57) 9653 5400 M
(57) 9653 5400 ext. 4179 fax

Number / Número: **16000750**
Page / Página: **3 / 7**
Date / Día: September 29, 2016

Customer / Cliente: ECO PETROL S.A.	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4"X12.75N90 101875401	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venza: 101875401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	TUB REC. EXT. RYC	
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M	

THROUGH WALL HARDNESS / DUREZA EN EL ESPESOR

Heat N° Cofada N°	Sample N° Muestra N°	Individuals / Individuales		Average / Promedio		Hardness type / Tipo de dureza: HRC, Hardness test as quenched / Martenita Máxima: (%): 50,0		Formula applied / Fórmula aplicada										
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max									
12703	29354	U	U	34.5	HRC	48.1	48.4	47.2	47.9	49.6	49.2	49.1	48.1	48.6	47.9	48.2	1.0	
12703	29354	U	U	34.5	HRC	47.5	48.3	49.0	48.3	49.0	48.5	48.3	48.6	47.4	48.5	48.9	47.6	1.0
12703	29354	U	U	34.5	HRC	49.9	49.9	50.0	49.9	47.1	48.3	48.4	47.9	49.5	49.6	48.7	49.3	1.0
12774	33303	U	U	34.5	HRC	49.0	49.3	49.6	49.3	49.7	49.3	49.4	48.4	48.7	49.4	48.8	1.0	
12774	33303	U	U	33.0	HRC	44.9	43.4	44.7	44.3	44.9	45.1	45.0	44.3	44.0	43.9	44.0	44.5	1.0
12774	33303	U	U	33.0	HRC	45.0	44.8	44.8	44.9	43.3	43.7	43.4	44.1	44.6	44.5	44.5	44.5	1.0
12774	33303	U	U	33.0	HRC	44.7	45.7	45.3	45.2	44.3	43.7	43.0	44.8	44.9	45.3	45.3	45.3	1.0
12778	35498	U	U	33.5	HRC	45.2	44.6	45.4	45.1	45.2	45.3	45.1	45.2	45.1	45.3	45.1	45.2	1.0
12778	35498	U	U	33.5	HRC	45.3	44.8	45.1	45.1	45.9	44.8	44.8	45.6	45.4	45.7	45.9	45.7	1.0
12778	35498	U	U	33.5	HRC	46.9	45.6	45.2	45.9	44.0	44.8	44.2	44.3	45.6	46.0	45.1	45.6	1.0
12779	35307	U	U	33.5	HRC	44.8	44.0	43.9	43.3	43.4	43.0	43.0	43.6	43.0	44.3	43.3	44.9	1.0
12779	35307	U	U	33.5	HRC	48.6	48.7	48.3	48.5	48.1	47.4	48.3	47.4	47.6	47.6	47.6	47.3	1.0
12779	35307	U	U	33.5	HRC	47.3	46.8	47.4	47.2	48.4	48.1	47.9	48.1	47.6	46.9	47.4	47.3	1.0
12779	35307	U	U	33.5	HRC	46.5	46.6	47.5	46.9	45.7	46.1	46.3	46.0	46.6	45.8	45.4	45.9	1.0
12779	35307	U	U	33.5	HRC	48.8	48.5	47.9	48.4	47.5	47.3	47.8	47.5	48.5	47.9	48.0	48.1	1.0

Avg. Min: Average Minimum / Promedio Mínimo	Max: Maximum / Máximo	Q: Quenched / Templada	Var: Variation / Variación
Avg: Average / Promedio	Min: Minimum / Mínimo	Quant: Quadrant / Cuadrante	
ID: Internal diameter / Diámetro interno	MM: Middle wall / Centro	Sc: Specimen condition / Condición de la probeta	
Is: Location of sample / Ubicación de la muestra	OD: Outside diameter / Diámetro externo	U: Upset / Recalque	

This certificate is valid only if it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest to conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

FOR03171

1700



Tenaris TuboCorbe Ltda.
 Parque Industrial
 Carlos Vélaz Páez
 Km 1 Vía Turbaco
 Turbaco, Bolívar
 Colombia
 (57) 0553 5400 Int.
 (57) 0553 5400 Ext. 4179 Int.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000750**
 Page / Página: **4 / 7**

Date / Día: **September 29, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A.	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG-4*#1275N80	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01675401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cebujá: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 130.45.000 KG	
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Quantity / Cantidad 87 Pcs/Pz 2657.021 FT 809.860 MTS	

FLATTENING TEST / ENSAYO DE APLASTAMIENTO

Heat N° / Colada N°	LS	Test Frequency / Frecuencia de Prueba	Result / Resultado
1279	B.W.	1 muestra(s) por 100 pieza(s)	Good / Bueno

Standard / Norma:	AR 5CT ED9
Heat N° / Colada N°	LS
1279	B.W.
Test Frequency / Frecuencia de Prueba	1 muestra(s) por 100 pieza(s)
Result / Resultado	Good / Bueno

LS: Location of sample / Ubicación de la muestra

HYDROSTATIC TEST / PRUEBA HIDRAULICA

Pressure / Presión	Time / Tiempo	Results / Resultados
psi	Seconds / Segundos	Satisfactory / Satisfactorio
7,200	5	

HEAT TREATMENT / TRATAMIENTO TÉRMICO

Heat treatment / Tratamiento térmico: Soam / Costura
Quench media of heat treatment process / Medio de enfriamiento del tratamiento térmico: Water / Agua
Temperature Scale / Escala de Temperatura: °C
Type / Tipo
Quenched / Templado

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would require a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not otherwise. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema automatizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo Tenaris color verde. En caso de que el poseedor del certificado requiera una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegítimo o indebido. Cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.



Tenaris TuboCarbas Ltda.
Parque Industrial
Caribe Viales Porcelo
Km 1 Vía Turbaco
Turbaco, Bolívar
Colombia
(57) 8453 5400 Int.
(57) 8453 5400 ext. 4179 Int.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000750**
Page / Páginas: **5 / 7**
Date / Día: **September 29, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2801180 ITEM 5 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4" #12-75N80	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01675401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED	BARNIZADO
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C	TUB RECAL. EXT. RYC
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Quantity / Cantidad: 67 Pcs/Pz	33177.393 LB 15049.000 KG
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Nominal Weight / Peso Nominal:	12.75 LB/FT 18.97 KG/M

HEAT TREATMENT / TRATAMIENTO TÉRMICO

Heat treatment / Tratamiento térmico: Seam / Costura	Quench media of heat treatment process / Medio de enfriamiento del tratamiento térmico: Water / Agua
Temperature Scale / Escala de Temperatura: °C	Type / Tipo: Tempered / Recocido

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Supplementary Information / Información Suplementaria	Supplementary Information / Información Suplementaria
Satisfactory Non-destructive testing according to API 5CT. Drift Test End Drift Test Visual Inspection For complete see attached Mill Test Certificate 16006439X from Tenaris Tubos (Mexico).	Satisfactory Non-destructive testing according to API 5CT. Prueba de Mandril Prueba de Mandril en Punta Inspección Visual Las Muestras de Composición Química Corresponden a Materia Prima. Para samples ver anexo Certificados de Pruebas en Fábrcas 16006439X de Tenaris Tubos (México).

MARKING / MARCACION

Marking / Marcación	Marking / Marcación
API 5CT ENCL: TENARIS TC SCT-0289 / #FE3 4-1/2 12.75 N Q E 9.700 PSI EUD #P*** FT #L*** LBS HT #C*** O.P	MASCARILLA DE TUBO ESTARCIDO TENARIS TC SCT-0289 / #FE3 4-1/2 12.75 N Q E 9.700 PSI EUD #P*** FT #L*** LBS HT #C*** O.P

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trademark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.



Tenaris TuboCarbo Ltda.
Parque Industrial
Calle 1 Vía Turbaco
Turaco, Boyacá
Colombia
(57) 853 5400 int
(57) 853 5400 ext 4179 fax

MILL TEST CERTIFICATE CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000750**
Date / Día: **September 29, 2016**
Page / Páginas: **6 / 7**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A		Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venas: 01875401	
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW		Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4"X12.75N80	
Product Type / Tipo de Producto: TUBING		Surface / Superficie: BARNISHED	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011		Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C	
Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1		TUB RECAL. EXT. RYC	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH		Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT	
Schedule / Cebilla: N/A		18.97 KG/M	
Length / Longitud: 37.59 / 31.99 FT			
Quantity / Cantidad: 67 Pcs/71			
Weight / Peso: 809.860 MTS			
Quantity / Cantidad: 33177.393 LB			
Weight / Peso: 15049.000 KG			

MARKING / MARCACION

Marking / Marcación: 1841501 / #N***** MADE IN COLOMBIA	
WHERE: MADE IN COLOMBIA	
Heat number #C****: 12778	
Manufacturing Date #FE: 12779	
Net weight of pipe in Lbs #L****: 33177.393	
Pipe number #N****: 15049.000	
Pipe length in Ft #F****: 37.59	
API Monogram #:	

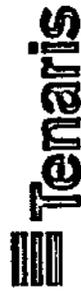
SUMMARY REPORT / REPORTE RESUMEN

Heat N° Cofada N°	Quantity Cantidad (Pieces)	Length Longitud (ft)	Weight Peso (Tons)
12778	6	38.14	56.0
12779	76	2.322.9	708.02
Average length per pipe Longitud promedio por tubo (ft)		56.0	1044
Nominal weight per pipe Peso nominal por tubo (kg/m)		18.97	13147

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark given colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not otherwise. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

FOR03171

Tenaris TuboCarbo Ltda.
Parque Industrial
Carbo Viales Ponce
Km. 1 Vía Turcaso
Turcaso, Bolívar
Cuba
(57) 9653 5400 Int
(57) 9653 5400 ext 4179 Int



MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000750**
Date / Día: **September 29, 2016**

Page / Página: **7 / 7**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2901180 ITEM 5 ITEM	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 101875401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: EW	Product Type / Tipo de Producto: TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9 JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Finish / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Ceduz: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M
	Length / Longitud: 27.99 / 91.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	
	Quantity / Cantidad: 33177.393 LB 809.860 MTS	

This is to certify that the product described here has been manufactured, sampled, tested, and inspected in accordance with purchaser order requirements. This certificate is not a declaration of origin nor may it be used as a declaration of origin.

<p>CUSTOMER - THIRD PARTY</p> <p>INSPECTION COMPANY COMPAÑIA DE INSPECCIÓN</p> <p>NO APLICA Employee Name: N/A</p>	<p>TENARIS QUALITY DEPARTMENT SIGNATURE</p>  <p>QUALITY CERTIFICATION DEPT. DEPTO. DE CERTIFICACIÓN DE CALIDAD GONZALEZ S. Fabio A. TENARIS</p>	<p>TENARIS QUALITY DEPARTMENT SIGNATURE</p>  <p>CHIEF OF QUALITY CERTIFICATION DEPT. RESPONSABLE DEL DEPTO. DE CERTIFICACIÓN DE CALIDAD SANZ L. Juan Carlos TENARIS</p>

This certificate is based on a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark (green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any alteration or not otherwise. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impresa el logo Tenaris color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso legal o indebido. Cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.

FOR03171

1702

**MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15**

Number / Número: **16006439X**
Date / Día: February 22, 2016

Page / Página: **1 / 6**

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 3590220082 ITEM 2	Manufacturer's Order No. / Fabricación de Venta: 23975401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS COPE SIN COSTURA	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED PINTADO EXTERNO
Standard or Specification / Norma o Especificación: API 5CT ED01 JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: NB80 PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH 114.3 X N/A MM	Length / Longitud: N/A	Net Weight / Peso Neto: N/A

TENSILE TEST / ENSAYO DE TENSION

Mat. No. Mat. No.	Sample No. Muestra No.	Zone Zona	Pipe No. Tubo No.	Specimen condition Condición de la muestra	Dimensions of specimen Dimensiones de la muestra	Temp. Temperatura	Y.S. Ext 0.50 % Min 80 000 Max 110 000	U.T.S. Req. Max	Y.S./U.T.S. Req. Max	Elongation / Alargamiento	Lo	Min	Max	Dil
9785	40662	E2	30025	B AM	25.67 X 18.09	RT	101 012	0.89	113 812	2	18.1	35.0		
9787	40884	E1	30105	B AM	25.58 X 18.31	RT	99 732	0.89	113 343	2	18.1	35.0		
9792	14720	E1	30105	B AM	25.56 X 18.12	RT	100 032	0.89	118 847	2	17.8	33.0		
14174	49118	E1	50002	B AM	25.53 X 18.85	RT	99 163	0.86	112 973	2	18.0	33.0		
85047	49139	E2	50105	B AM	25.5 X 18.12	RT	101 837	0.89	114 438	2	18.1	34.0		

Req. Max: Required maximum / Máximo requerido
 Req: Required / Requerido
 RT: Room temperature / Temperatura ambiente
 Sc: Specimen condition / Condición de la muestra
 Ss: Strip specimen / Muestra rectangular

Loc: Location of sample / Ubicación de la muestra
 Max: Maximum / Máximo
 Min: Minimum / Mínimo
 Ori: Orientation / Orientación

As: As manufactured / Según proceso de fabricación
 B: Body / Cuerpo
 E1 / E2: Ends of Sample / Extremos de Muestra
 L: Longitudinal / Longitudinal
 Lo: Initial length / Longitud inicial

U.T.S: Ultimate tensile strength / Resistencia
 Y.S: Yield strength / Fuerza

This certificate is issued by a computerized system and is valid only as a reference. On the original certificate the words "copy" shall be stamped. In case of any discrepancy between a copy of this certificate and the original certificate, the original certificate shall prevail. Any alteration, addition or deletion shall be subject to the law.
 Este certificado es emitido por un sistema automatizado y es válido únicamente como referencia. En el original del certificado, las palabras "copia" deben estar selladas. En caso de que exista discrepancia entre una copia y el original del certificado, el original del certificado prevalecerá. Cualquier modificación, adición o eliminación será sujeta a la ley.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TEJARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 3500220062 ITEM 2	Number / Número: 16006439X	Page / Pagina: 3 / 6
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED COUPLING SEAMLESS	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Date / Dia: February 22, 2016	Manufacturer's Work Order N° / Confirmación de Venz: 23978401
Standard or Specification / Norma o Especificaciones: LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	Steel Grade / Grado de acero: N80G PSL1	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED
API 5CT ED9/JULY 2011	Length / Longitud: N/A	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C	PINTADO EXTERNO
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Weight / Peso: N/A	TUB RECAL. EXT. RYC	N/A
141.3 X N/A MM	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/Plz	Nominal Weight / Peso Nominal: N/A	

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICION QUIMICA

Min. Maximum / Mínimo Máximo
 Min. Minimum / Mínimo

IMPACT TEST / ENSAYO DE IMPACTO

Heat N° / Colada N°	Sample N° / Zona / Muestra N° / Zona	Pipe N° / Tubo N°	Temp. °C	Y.T. Size / Tamaño	Units / Unidades			Req. Min. Avg. / Req. Mín. Prom.	Spec. Area / Área Esq. N°
					1	2	3		
9765	40662	E2 30025	B	10 x 10	120	117	113	100	100
9767	40664	E1 30025	B	10 x 10	121	118	119	100	100
14174	49118	E1 30022	B	10 x 7.5	75	75	74	100	100
79512	01854	E1 30005	B	10 x 10	120	120	121	100	100
80247	49139	E2 30103	B	10 x 7.5	75	75	73	100	100

AP: As manufactured / Según proceso de fabricación
 Avg. Average / Promedio
 B: Body / Cuerpo
 E1/E2: Ends of Sample / Extremos de Muestra

Ind. Min. Req. Individual Minimum Required / Requerido Mínimo Individual
 Ind. Min. Req. Individual Minimum Required / Requerido Mínimo Individual

Loc. Location of sample / Ubicación de la muestra
 Req. Min. Avg. Required minimum average / Promedio mínimo requerido
 Sc: Specimen condition / Condición de la probeta

This certificate is issued by a recognized system and is valid only with reference to the sample. On the original certificate the test results are given in the units specified. In case the owner of the sample would require a copy of this report, the original test report must be submitted. Any situation involving this certificate will be subject to the law.

Este certificado es emitido por un sistema reconocido y es válido con referencia a la muestra. En el caso de que el propietario del certificado requiera una copia, deberá presentarse la original. Cualquier situación que involucre este certificado será sujeta a la ley.

1704

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Number / Número: **16006439X**
 Page / Página: **4 / 6**

Date / Día: **February 22, 2016**

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Form / Orden Cliente - Item: 3500220062 ITEM 2	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Manufacturer's Work Order N° / Continuación de Venta: 23978403
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS COUPLE SIN COSTURA	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED PINTADO EXTERNO	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED3 JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB RECAL. EXT. RYC	Nominal Weight / Peso Nominal: N/A
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH 141.3 X N/A MM	Schedule / Calibre: N/A	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/2	

HEAT TREATMENT / TRATAMIENTO TERMICO

Heat treatment / Tratamiento Térmico: Water / Agua	Type / Tipo: Quenched / Tempered
Quenching media / Medio de enfriamiento del tratamiento térmico: Water / Agua	Tempered / Revenido: Tempered / Revenido

THREADING / ROSCADO

Threading / Roscado: **THE PRODUCT HAS BEEN THREADED ACCORDING TO LICENSEE AND TENARIS/TAMSA INTERNAL PROCEDURES**

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Manufactured by / Fabricado por: Tenaris	Supplementary Information / Información Suplementaria: Fabricado por Tenaris Tenis
Steel making process: Electric Arc Furnace-Ladle Furnace-Continuous Casting Machine.	Fabricación del acero: Horno de Arco Eléctrico-Horno de Alameado-Máquina de Colada Continua.
Material base from: Manufacture	Acero calinado con alameado
Not repeated by welding	Material base de conformación de Varacha
	No repetido por soldadura

This certificate is issued by a contracted system and is a valid with no other signature. Use the original certificate as reference. If the original certificate is lost, a copy of it, in which the original certificate was released, is acceptable. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, the release of the original certificate will be subject to the law. Upon receipt the responsibility for any further use, any alteration, modification or not allowed use.

FOR03171

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TEMARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order / Orden Cliente: 3590220062 ITEM 2	Number / Número: 16006439X	Page / Página: 5 / 6
Manufacturer's Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Date / Día: February 22, 2016	Manufacturer's Works Order N° / Ordenación de Venta: 23978401
Laminado en caliente sin costura	COUPLE SIN COSTURA	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED
Standard or Specification / Norma o Especificación: API 5CT ED9 JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1		PINTADO EXTERNO
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Length / Longitud: N/A		Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C
141.3 X N/A MM	Schedule / Calibre: N/A	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/ Pz	TUB RECAL. EXT. NYC
			Nominal Weight / Peso Nominal: N/A

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Non destructive test. Satisfactory	Supplementary information / Información Suplementaria
Inspección en frío	Control no destructivo Satisfactorio
WMP/COUPLING, O.D. & L.D., LONG	Método de Inspección
	WMP/COUPLING, O.D. & L.D., LONG

MARKING / MARCACION

DIE STAMPED COUPLING	Marking / Marcación
COUPLING BT ENCL	COUPLE PUNZONADO:
TEMARIS TM API 5CT-9124 9 PFEZ N Q EU Q P 211763 / #C**** T-XX	#C****
WMPRE:	COUPLE ESTAMPADO:
	TEMARIS TM API 5CT-9124 9 PFEZ N Q EU Q P 211763 / #C**** T-XX
Heat number #C****	CONJUNTO:
Manufacturing Date #FEZ:	Número de tubo para código T-XX:
API Monogram ?	Número de soldadura #C****:
	Fecha de Fabricación #FEZ:
	Monogram API ?

The certificate is issued by a computerized system and is valid only with electronic signature. Usando copia certificada en computadora. Este certificado original posee impresión al tipo "Temaris" is stamped. In case the content of the original certificate would change in any way, the user must sign it accordingly to the original data entry upon receipt of responsibility for any alteration or modification. Cualquier alteración o modificación en este certificado será válida a la ley.

1705

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 3500220082 ITEM 2	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 23978401
Material / Fabricación Process / Proceso de Manufacture: SEAMLESS HOT ROLLED LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS COPL SIN COSTURA	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED PINTADO EXTERNO
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED1 JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80QPSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET Y&C TUB RECAL. EXT. RYC
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH 141.3 X N/A MM	Schedule / Declar: N/A	Normal Weight / Peso Normal: N/A
	Length / Longitud: N/A	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/Pz

TRACKING / RASTREABILIDAD

Heat N°	Pipe N°	Sample N°	Tracking Pipe Number
9785	30035	40862	FROM 30001 TO 30078
9783	30073	40863	FROM 30001 TO 30078
9787	30105	40864	FROM 30101 TO 30128
9767	30128	40882	FROM 30101 TO 30128
9792	30125	14793	FROM 30101 TO 30030
9792	30099	14855	FROM 30001 TO 30060

Heat N°	Pipe N°	Sample N°	Tracking Pipe Number
14776	50002	49118	FROM 50001 TO 50040
14174	50040	49139	FROM 50001 TO 50040
80047	50105	49138	FROM 50101 TO 50152
80047	50148	49145	FROM 50101 TO 50152
79812	30005	01804	FROM 30001 TO 30102

<p>This is to certify that the product described here has been manufactured, sampled, tested, and inspected in accordance with purchaser order requirements. This certificate is not a declaration of origin nor may it be used as a declaration of origin.</p>	<p>Por el presente certificamos que el material aquí descrito ha sido fabricado, muestreado, ensayado e inspeccionado de acuerdo a los requisitos de su orden de compra. Esta certificación no es, ni puede ser usada, como una declaración de origen.</p>
<p>CUSTOMER - THIRD PARTY</p> <p>INSPECTION COMPANY COMPAÑIA DE INSPECCIÓN</p> <p>NO APLICA Employee Name: N/A</p>	<p>TENARIS QUALITY DEPARTMENT SIGNATURE</p> <p><i>[Signature]</i> Yael García Hernández QUALITY CERTIFICATION DEPT. DEPTO. DE CERTIFICACION DE CALIDAD</p>
<p>CUSTOMER - THIRD PARTY</p> <p>INSPECTION COMPANY COMPAÑIA DE INSPECCIÓN</p> <p>NO APLICA Employee Name: N/A</p>	<p>TENARIS QUALITY DEPARTMENT SIGNATURE</p> <p><i>[Signature]</i> Ángel César Alemán Gil CHIEF OF QUALITY CERTIFICATION DEPT RESPONSABLE DEL DEPTO. DE CERTIFICACION DE CALIDAD</p>

This certificate is issued by a computerized system and is to be used with electronic signature. On the original certificate the name of the person who has signed the certificate is stamped. In the case of the original certificate, a copy of the certificate must be submitted to the original manufacturer. Any alteration, modification or falsification will be subject to the law.

Este certificado se emite mediante sistema de computador y se valida con firma electrónica. El certificado original posee impresa el nombre de quien emite. En caso de que el proveedor del certificado envíe una copia, deberá garantizar la conformidad con el original. Cualquier modificación o falsificación será sancionada de acuerdo a la ley.

FOR03171

Tenaris TuboCaribe Ltda.
 Parque Industrial
 Carlos Velez Ponce
 Km. 1 Vía Turisaco
 Turisaco, Bolívar
 Colombia
 (57) 9853 5400 M
 (57) 9853 5400 ext. 4179 fax



MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000763**
 Page / Páginas: **1 / 8**

Date / Día: **September 29, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A.	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501495 ITEM 2 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4*12.75N90	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Ventas: 01898701
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS PROCESS	Product Type / Tipo de Producto: TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API SCT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB RECAL. EXT. RYC	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Catálogo: N/A	Quantity / Cantidad: 178 Pcs/Pz	18.57 KG/M
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Quantity / Cantidad: 71149.944 LB 32273.000 KG	

TENSILE TEST / ENSAYO DE TENSION

Heat N° Colada N°	Sample N° Muestra N°	Specimen condition Condición de la probeta	Specimen dimensions Dimensiones de la probeta		Test Temp. Temp. ensayo	Y.S. E80.050 % Min: 80 000 Max: 110 000	U.T.S. Req. Min: 100 000 Max: -	Y.S.0.15	Elongation / Alargamiento		
			Size Tamaño	Section Sección					Lo	Min. %	Max. %
51475	3069	U AM C4 L	6.40	3.18	RT	99700	113 900	0.88	2	30.8	25.5
51635	3443	B AM S4 L	25.35 X 06.78	173.55	RT	105 400	117 900	0.90	2	15.2	24.2
51642	3547	B AM S4 L	25.76 X 06.44	186.30	RT	102 200	114 400	0.89	2	15.4	25.0
51643	3741	B AM S4 L	25.43 X 06.88	174.70	RT	101 400	112 800	0.90	2	15.3	26.8
51645	3570	B AM S4 L	25.53 X 06.88	177.60	RT	103 500	116 700	0.89	2	15.3	24.5
51647	3578	B AM S4 L	25.43 X 06.88	173.21	RT	103 000	115 400	0.89	2	15.2	24.3
51648	3587	B AM S4 L	25.53 X 06.78	174.90	RT	99 700	112 000	0.88	2	15.2	26.0
51650	3649	B AM S4 L	25.43 X 06.68	171.30	RT	101 600	113 200	0.90	2	15.1	23.6

AME: As manufactured / Según proceso de fabricación
 B: Body / Cuerpo
 C: Cylindrical specimen / Muestra cilíndrica
 L: Longitudinal / Longitudinal
 Lo: Initial length / Longitud inicial

LS: Location of sample / Ubicación de la muestra
 Mac: Maximum / Máximo
 Min: Minimum / Mínimo
 Obt: Obtained / Obtenido
 Ori: Orientation / Orientación

Req. Max: Required maximum / Máximo requerido
 Req. Required / Requerido
 RT: Room temperature / Temperatura ambiente
 SC: Specimen condition / Condición de la probeta
 SS: Strip specimen / Muestra rectangular

U.T.S: Ultimate tensile strength / Resistencia
 U: Upset / Recalque
 Y.S: Yield strength / Fluencia

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest to conformity to the original one taking himself the responsibility for any alteration or not. Otherwise, any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee un sello en color verde "Tenaris" con firma. En caso de que el poseedor del certificado, entregue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso legítimo o no. De lo contrario, cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.

FOR03171

1706



MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Tenaris TuboCargas Ltda.
Parque Industrial
Calle 1 Via Turbaco
Turbaco, Bolívar
Colombia
(57) 8053 5400 M
(57) 8053 5400 ext.4178 Ext.

Number / Número:
16000763

Date / Día: September 29, 2016

Page / Página:
2 / 8

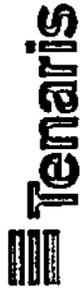
Customer / Cliente: ECOPEPETROL S.A.	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2301498 ITEM 2 ITEM	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01899701
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS PROCESS	Product Type / Tipo de Producto: TUBING	Surface / Superficie: BARNIZADO
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED-9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Quantity / Cantidad: 178 Pcs/Pz 5636.352 FT 1717.960 MTS
		71149.844 LB 32273.000 KG

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICIÓN QUÍMICA

Heat N° Caldas N°	Sample N° Muestra N°	H	Max	Min	Composition % / Composición %																		
					X 100							X 1000											
					C	Mn	Si	Mo	G	P	S	V	Nb	Ni	Cu	Sn	Al	Ti	As	B	Ca	N	
51673	0001	H	26	130	27	2.5	2.4	6	18	1.3	6	0	0	50	179	8	27	21	0	21	18	30	
51673	30542	P	25	130	29	1.8	6	6	12	1.4	6	2	2	60	220	11	25	23	0	17	10	48	
51673	30944	P	26	130	29	1.8	6	6	11	1.2	6	2	2	60	218	11	26	23	0	21	11	31	
51633	0001	H	25	126	29	4.6	12	14	14	1.5	0	0	0	110	173	10	34	33	0	19	18	39	
51633	34136	P	25	124	30	3.7	13	13	12	4.7	6	0	0	100	156	12	37	36	0	14	10	39	
51633	34138	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
51642	0001	H	26	130	33	2.4	6	6	18	1.6	8	1	1	80	251	15	26	26	0	22	14	40	
51642	33367	P	26	123	32	2.9	7	18	18	1	7	1	1	80	258	15	25	26	0	21	11	60	
51642	33457	P	26	123	32	2.9	7	18	18	1	7	1	1	80	258	15	25	26	0	22	9	60	
51643	0001	H	26	128	33	2.4	6	6	18	1.6	8	1	1	70	208	14	28	24	0	21	12	66	
51643	33333	P	26	127	32	2.9	6	6	18	0.9	6	1	1	70	211	14	28	26	0	16	7	66	
51643	33341	P	25	127	32	2.9	6	6	18	0.9	6	1	1	70	211	14	28	26	0	14	8	66	
51645	0001	H	25	128	31	2.1	6	6	12	2.8	5	1	1	50	133	10	29	23	0	23	14	73	
51645	35468	P	27	126	29	2.7	6	6	13	2.2	5	1	1	50	177	10	28	27	0	24	9	73	
51645	35470	P	27	125	29	2.7	6	6	13	2.7	5	1	1	50	177	10	28	27	0	19	10	73	
51667	0001	H	26	128	33	2.8	8	8	13	2	0	0	0	50	27	9	26	23	0	21	12	60	
51667	35672	P	27	123	29	3.5	9	9	14	2	5	1	1	60	194	8	24	27	0	22	8	60	

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would require a copy of it, he must attest to conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or net falsification. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo Tenaris color verde. En caso de que el poseedor del certificado requiera una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegítimo o falsificación. Cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.



MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Tenaris TuboCaribe Ltda.
Proceso Industrial
Calle 14 de Febrero
Km 11/8 Turaco
Turaco, Bolívar
Colombia
(97) 8653 5400 Int
(97) 8653 5400 ext 4179 Int

Number / Número: **16000763**
Date / Día: **September 29, 2016**
Page / Páginas: **3 / 8**

Customer / Cliente: **ECOPETROL S.A**
Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: **2501495 ITEM 2 ITEM**
Customer's Reference / Ref. del Cliente: **B. CHICHIMENE TBG 4"X12.75IN**
Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: **018997/01**

Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: **SEAMLESS PROCESS**
Product Type / Tipo de Producto: **TUBING**
Surface / Superficie: **VARNISHED BARNIZADO**

Standard or Specification / Normas o Especificaciones: **API SCT ED9/JULY 2011**
Steel Grade / Grado de acero: **N80Q PSL1**
Ends / Extremos: **TUB EXT. UPSET T&C TUB REC. EXT. RYC**

Dimensions / Dimensiones: **4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.89 MM**
Schedule / Cebuliz: **N/A**
Length / Longitud: **27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS**
Quantity / Cantidad: **178 Pcs/Pz 71149.844 LB 32273.000 KG**
Nominal Weight / Peso Nominal: **12.75 LB/FT 18.97 KG/M**

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICION QUIMICA

Heat N° Colada N°	Sample N° Muestra N°	Composition % / Composición %																	
		X 100											X 10000						
H Max	H Min	C	Mn	Si	Mo	Cr	P	S	V	Nb	Ni	Cu	Sn	Al	Ti	As	B	Ca	N
51667	P 3593	25	126	29	3.6	8	14	1.9	6	1	60	195	9	24	27	0	13	8	60
51648	H 0001	25	129	30	3.2	8	14	2	0	0	90	13	11	26	26	0	22	14	64
51648	P 35484	27	125	28	3.8	9	14	1.5	5	1	60	214	10	25	29	0	25	12	64
51600	H 00001	27	125	29	3.8	9	14	1.5	5	1	60	214	10	26	29	0	23	12	64
51600	P 35496	25	126	30	3.9	7	17	0.9	0	0	90	166	8	28	26	0	21	11	71
51600	P 36387	0	0	0	0	0	0	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51600	P 36387	26	128	30	3.5	9	15	2.5	6	1	60	197	10	25	27	0	12	9	71

H: Heat / Colada
Max: Maximum / Máximo
Min: Minimum / Mínimo
P: Product / Producto

THROUGH WALL HARDNESS / DUREZA EN EL ESPESOR

Heat N° Colada N°	Sample N° Muestra N°	Requered values Valores requeridos	Individuals / Individuales		Average / Promedio		Hardness type/Tipo de dureza: HRC, Hardness test as quenched / Minimum mantenido / Martenita Mínima: (%) 50.0		Formula applied / Fórmula aplicada 52*(%C)+21												
			Max	Min	Max	Min	Var	Specimen condition	Scale Escala	Avg. Min.	Scale Escala	Avg.	Var.								
51673	30564																				

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the back-print green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration proper fabrication will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo "Tenaris" en color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregase una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegal o inbuido. Cualquier alteración o fabricación extraña sujeta a la ley.

FOR03171



Tenaris TuboCaribe Ltda.
Parque Industrial
Carretera Viales Pinaro
Km 1 Via Turucos
Turucos, Bolívar
Cuzcocha
(97) 9653 5400 Int. 4179 fax

MILL TEST CERTIFICATE CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número:
1600763

Page / Página:
4 / 8

Date / Día: September 29, 2016

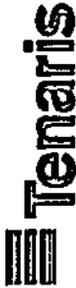
Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501495 ITEM 2 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4" #12.75N90	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 018997/01
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS PROCESS	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M	
	Quantity / Cantidad: 178 Pcs/Pz		
	\$636.352 FT 1717.960 MTS		
	71149.844 LB 32273.000 KG		

THROUGH WALL HARDNESS / DUREZA EN EL ESPESOR

Heat N° Caldera N°	Sample N° Muestra N°	Specimen condition	Average / Promedio		Hardness type/ Tipo de dureza: HRC, Hardness test as quenched / Mínimum martensite / Martensita Mínima: (%) 50.0		Formula applied / Fórmula aplicada 52*(%Mn)-21									
			Min - Max		Min - Max		OD		MW		D		Var.			
			Min	Max	Min	Max	1	2	3	Avg.	1	2		3	Avg.	
51075	30544	U	34.5	48.2	30.6	48.6	49.1	51.5	50.6	49.9	50.7	48.2	49.3	49.5	49.0	1.0
51473	30544	U	34.5	47.9	46.9	47.6	47.5	47.3	47.3	46.4	47.2	47.3	47.0	47.6	47.5	1.0
51635	34126	U	34.5	48.6	49.4	50.6	49.5	50.4	50.6	50.1	50.4	45.9	46.4	47.1	46.5	1.0
51635	34126	U	34.0	43.5	42.6	44.2	43.4	45.3	45.4	45.3	45.3	45.0	46.0	45.8	45.6	1.0
51635	34126	U	34.0	43.3	42.9	42.8	43.0	43.1	43.3	43.7	43.7	44.7	46.5	46.4	46.2	1.0
51635	34126	U	34.0	43.6	44.2	43.4	44.5	44.5	46.1	46.2	45.4	45.9	47.4	47.4	47.4	1.0
51642	35458	U	34.5	45.3	46.5	47.4	46.4	46.6	46.4	46.4	46.5	45.9	46.7	46.5	46.4	1.0
51642	35458	U	34.5	49.3	49.5	50.5	49.8	51.0	50.8	50.5	50.8	49.6	50.0	50.2	49.9	1.0
51642	35458	U	34.5	50.3	49.5	50.3	50.0	47.1	48.5	49.2	48.3	50.0	49.0	49.6	49.5	1.0
51643	35232	U	34.5	51.2	50.8	50.7	50.9	50.1	49.9	49.8	49.9	50.8	51.1	50.3	50.7	1.0
51643	35232	U	34.5	49.8	50.2	48.8	49.6	46.7	46.4	47.0	46.7	50.4	50.3	49.7	50.1	1.0
51643	35232	U	34.5	49.6	49.8	49.8	49.7	49.3	49.3	48.2	48.9	48.9	49.5	49.7	49.4	1.0
51643	35232	U	34.5	48.7	48.3	49.0	48.7	48.8	48.8	49.1	48.9	48.4	48.5	48.5	48.5	1.0
51643	35232	U	34.5	49.1	48.9	48.3	48.8	48.1	48.4	48.2	48.1	48.3	48.5	48.5	48.5	1.0
51645	35467	U	34.0	49.1	49.0	48.3	48.8	47.7	48.7	48.4	48.3	48.3	48.5	48.5	48.3	1.0
51645	35467	U	34.0	47.0	46.4	46.9	46.8	46.5	47.3	47.2	47.0	47.3	47.2	47.0	47.2	0.4
51645	35467	U	34.0	48.0	48.2	48.8	48.3	48.8	49.3	49.0	49.0	46.8	47.8	48.0	47.5	1.0
51645	35467	U	34.0	47.9	48.0	47.3	47.7	47.2	48.1	48.5	47.9	47.0	47.3	47.6	47.3	1.0
51647	35472	U	34.0	47.0	46.4	46.9	46.8	46.5	47.3	47.2	47.0	47.3	47.2	47.0	47.3	1.0
51647	35472	U	34.5	49.3	49.4	47.3	48.7	46.9	48.9	49.2	48.3	49.0	48.9	48.9	48.4	1.0
51647	35472	U	34.5	49.1	49.1	48.8	49.0	49.1	46.6	49.2	49.0	48.7	48.9	49.3	49.0	1.0

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signature. On the original certificate the Trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unbalance or rectification. Any alteration and/or falsification will be subjected to the Law.

Este certificado se emite mediante sistema automatizado y es validado con firma electrónica. El certificado original posee un sello de color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegal o indebido. Cualquier alteración por falsificación estará sujeta a la ley.



MILL TEST CERTIFICATE CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Tenaris TuboCarbón Ltda
Parque Industrial
Carra Viala Porrobo
Km 1 Via Turbaco
Turbaco, Bolívar
Colombia
(57) 9653 5400 IM
(57) 9653 5400 IVA 4179 IM

Number / Número: **16000763**
Page / Página: **5 / 8**

Date / Dia: **September 29, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501495 ITEM 2 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4"X12.75MM S 0189701	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 0189701
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS PROCESS	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB REC. EXT. RYC	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M	
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Quantity / Cantidad: 178 Pcs/Pz 71149.844 LB 32273.000 KG	

THROUGH WALL HARDNESS / DUREZA EN EL ESPESOR

Heat N° Colada N°	Sample N° Muestra N°	Individuals / Individuales		Average / Promedio		Hardness type/Tipo de dureza: HRC, Hardness test as quenched / Martenita Mínima: (%): 50.0												Formula applied / Fórmula aplicada S ₂ -CNC9-Z1															
		Min -	Max -	Var. -	Specimen condition	Min -	Max -	Var. -	Scale			CO			MW				D			Var.											
51647	35472	U	U	3	Q	34.5	HRC	49.9	50.4	50.2	50.4	50.0	48.8	49.7	50.4	50.8	50.3	50.6	50.6	48.8	49.3	49.5	48.4	1.0									
51648	35474	U	U	4	Q	34.5	HRC	50.4	49.9	49.4	49.9	49.3	50.1	49.9	51.3	48.4	49.4	48.3	48.7	51.3	48.4	49.4	48.3	48.7	1.0								
51648	35484	U	U	2	Q	34.0	HRC	48.8	48.8	50.0	49.2	51.3	51.3	49.4	49.4	48.4	49.4	48.3	48.7	49.4	48.4	49.4	48.3	48.7	1.0								
51648	35484	U	U	3	Q	34.0	HRC	48.6	48.9	50.4	49.3	48.5	48.3	47.3	48.0	48.2	48.6	49.8	48.9	48.9	48.4	48.6	48.1	48.9	1.0								
51648	35484	U	U	4	Q	34.0	HRC	48.3	50.1	50.0	49.4	51.2	50.6	50.2	50.7	47.4	48.4	48.6	48.1	48.1	48.6	48.1	48.1	48.1	1.0								
51650	35244	U	U	1	Q	34.0	HRC	49.3	49.3	48.7	49.1	49.0	49.4	48.8	49.1	49.3	48.1	48.6	48.1	48.1	49.1	49.1	49.3	48.1	1.0								
51650	35244	U	U	2	Q	34.0	HRC	49.2	49.1	48.9	49.1	48.9	48.9	49.1	49.3	48.1	48.6	48.1	48.1	48.1	48.1	48.1	48.1	48.1	1.0								
51650	35244	U	U	3	Q	34.0	HRC	49.3	49.3	48.8	49.1	49.9	49.8	48.8	49.3	48.1	48.6	48.1	48.1	48.1	48.1	48.1	48.1	48.1	1.0								
51650	35244	U	U	4	Q	34.0	HRC	51.2	51.4	49.2	50.6	49.0	49.5	48.7	49.1	51.3	49.2	49.5	49.2	49.2	49.2	49.2	49.2	49.2	1.0								

Avg. Min: Average Minimum / Promedio Mínimo	Max: Maximum / Máximo	Q: Quenched / Templado	Var: Variation / Variación
Avg: Average / Promedio	Min: Minimum / Mínimo	Quad: Quadrant / Cuadrante	
ID: Internal diameter / Diámetro interno	MW: Middle wall / Centro	Sc: Specimen condition / Condición de la probeta	
Ls: Location of sample / Ubicación de la muestra	OD: Outside diameter / Diámetro externo	U: Upset / Recoque	

This certificate is based by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest by conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo "Tenaris" color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegal o inbuido. Cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.

FOR03171

1708



Tenaris TuboCarbo Ltda.
 Parque Industrial
 Carrera Vialáez Porcibe
 Km 1 Via Turbaco
 Turbaco, Bolívar
 Colombia
 (57) 9653 3400 ml
 (57) 9653 3400 ext 4179 fax

**MILL TEST CERTIFICATE
 CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA**

Number / Número:
16000763

Date / Día: September 29, 2016

Page / Página:
6 / 8

Customer / Cliente: ECO PETROL S.A.	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501495 ITEM 2 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMBENE TBG 4" #12.75N90 S	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 018967M1
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS PROCESS	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Quantity / Cantidad: 178 Pcs/Pz 5636.352 FT 1717.960 MTS	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	

HYDROSTATIC TEST / PRUEBA HIDRAULICA

Pressure / Presion	Time / Tiempo	Results / Resultado
Unit / Unidad:	Seconds / Segundos	
psi	5	Satisfactory / Satisfactorio

HEAT TREATMENT / TRATAMIENTO TÉRMICO

Heat treatment / Tratamiento térmico: Pipe / Tubo	Type / Tipo
Quench media of heat treatment process / Medio de enfriamiento del tratamiento térmico: Water / Agua	
Temperature Scale / Escala de Temperatura: °C	
Quenched / Templado	
Tempered / Revenido	

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Satisfactory Non-destructive testing according to API 5CT.	Supplementary Information / Información Suplementaria
Drift Test	Satisfactory Non-destructive testing according to API 5CT.
Visual Inspection	Prueba de Mandril en Punta Inspección Visual

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate the trade-mark when colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed uses. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.



Tenaris TuboCarbo Ltda.
 Pangea Industrial
 Carlos Vélaz Pando
 Km 1 Vía Turbaco
 Turbaco, Bolívar
 Colombia
 (57) 9653 5400 Int
 (57) 9653 5400 ext.4178 fax

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000763**
 Page / Páginas: **7 / 8**

Date / Día: **September 29, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2501495 ITEM 2 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4"X12.75N80	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Ventas: 01897701
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS PROCESS	Product Type / Tipo de Producto: TUBING TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED BARNIZADO	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Quantity / Cantidad: 178 Pcs/Pz	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	Weight / Peso: 5636.352 FT 1717.960 MTS	
Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS			

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Supplementary Information / Información Suplementaria
 The Samples of Chemical Composition Belong to Raw Material. / Los Muestras de Composición Química Corresponden a Materia Prima.
 For couplings see attached Mill Test Certificates 16006437X from Tenaris Times (Centro). / Para acoples ver anexo Certificados de Pruebas en Fábrica 16006437X de Tenaris Times (Oficina).

MARKING / MARCACION

PIPE STENCIL: TENARIS TC SCT-0289 1#FE3 4-1/2 12.75 N Q S P 7700 PSI EUD #P**** FT #L**** LBS HT #C**** O.P	MASKING / MARCACION: MASCARELLA DE TUBO ESTARCIDO: TENARIS TC SCT-0289 1#FE3 4-1/2 12.75 N Q S P 7700 PSI EUD #P**** FT #L**** LBS HT #C**** O.P
WHERE: 1834017 #N**** MADE IN COLOMBIA	WHERE: 1834017 #N**** MADE IN COLOMBIA
Heat number #C****:	Numero de cada #C****:
Manufacturing Date #FE3:	Fecha de fabricación #FE3:
Net weight of pipe in Lbs #L****:	Net weight of pipe in Lbs #L****:
Pipe number #N****:	Numero de secuencia #N****:
Pipe length in Pcs #P****:	Longitud de tubo en Pcs #P****:
API Monogram ?	Monogram API ?

This certificate is issued by a computerized system and it is valid with electronic signature. On the original certificate, the trade-mark, green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one being upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo "Tenaris" en color verde. En caso de que el poseedor del certificado emita una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso legal o indebido. Cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.

FOR03171

1709

Tenaris TuboCaribe Ltda.
Parque Industrial
Calle 4 Vías Porrobo
Km 1 Vía Turbaco
Turbaco, Bolívar
Colombia
(57) 6633 5400 Mt
(57) 6633 8400 and 4178 Fax



MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA

Number / Número: **16000763**

Page / Páginas: **8 / 8**

Date / Día: **September 29, 2016**

Customer / Cliente: ECOPETROL S.A	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 2901695 ITEM 2 ITEM	Customer's Reference / Ref. del Cliente: B. CHICHIMENE TBG 4" #12.75N80	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 01898701
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS PROCESS	Product Type / Tipo de Producto: TUBING	Surface / Superficie: VARNISHED	
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB. EXT. UPSET T&C	
Dimensions / Dimensiones: 4-1/2 X 0.271 INCH 114.3 X 6.88 MM	Schedule / Cédula: N/A	TUB. RECAL. EXT. RYC	
	Length / Longitud: 27.99 / 31.99 FT 8.53 / 9.75 MTS	Nominal Weight / Peso Nominal: 12.75 LB/FT 18.97 KG/M	
	Quantity / Cantidad: 1712.960 MTS		

SUMMARY REPORT / REPORTE RESUMEN

Heat N° Colada N°	Quantity Cantidad (Pieces)	Length Longitud (ft)	Weight Peso (Tons)
51645	1	31.92	0.183
51647	3	94.85	0.540
51648	3	95.87	0.547
51650	1	31.69	0.182

Average length per pipe Longitud promedio por tubo	Nominal weight per pipe Peso nominal por tubo
(ft)	(kg/m)
31.65	18.796

This is to certify that the product described here has been manufactured, sampled, tested, and inspected in accordance with purchaser order requirements. This certificate is not a declaration of origin nor may it be used as a declaration of origin.

Por el presente certificamos que el material aquí descrito ha sido fabricado, muestreado, ensayado e inspeccionado de acuerdo a los requisitos de su orden de compra. Este certificado no es, ni puede ser usado, como una declaración de origen.

CUSTOMER - THIRD PARTY	TENARIS QUALITY DEPARTMENT SIGNATURE
INSPECTION COMPANY COMPAÑIA DE INSPECCION	
NO APLICA Employee Name: N/A	QUALITY CERTIFICATION DEPT. DEPT. DE CERTIFICACION DE CALIDAD
	RESPONSABLE DEL DEPTO. DE CERTIFICACION DE CALIDAD SANZ L. Juan Carlos TENARIS

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signatures. On the original certificate, the trade-mark green colored "Tenaris" is stamped. In case the owner of the original certificate would release a copy of it, he must attest its conformity to the original one taking upon himself the responsibility for any unlawful or not allowed use. Any alteration and/or falsification will be subjected to the law.

Este certificado se emite mediante sistema computarizado y es válido con firma electrónica. El certificado original posee impreso el logo Tenaris color verde. En caso de que el poseedor del certificado entregue una copia, deberá garantizar la conformidad con el original haciéndose responsable por cualquier uso ilegal o indebido. Cualquier alteración y/o falsificación estará sujeta a la ley.

1710

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - ítem: 3500210662 ITEM 2	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Manufacturer's Voucher Order N° / Confirmación de Venta: 23978401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED COUPLING SEAMLESS LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS COUPLE SIN COSTURA	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED PINTADO EXTERNO	Grades / Grados: TUB EXT. UPSET T&C TUB RECAL. EXT. RYC
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/Pz	Nominal Weight / Peso Nominal: N/A
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH 141.3 X N/A MM	Length / Longitud: N/A		

TENSILE TEST / ENSAYO DE TENSION

Mat. No / Mat. No	Sample No / Muestra No	Zone / Zona	Pipe No / Tubo No	Specimen condition / Condición de la probeta	Temp. / Temp.	Y.S. / Y.S.	U.T.S. / U.T.S.	Elongation / Alargamiento	Yield strength / Resistencia							
									Req. / Req.	Min. / Min.						
9785	40862	E2	30005	B	AM	51	L	25.67 X 16.09	414.39	101.012	113.912	0.89	2	18.1	35.0	
9787	40884	E1	30105	B	AM	51	L	25.68 X 16.31	420.23	RT	99.782	113.343	0.89	2	18.1	35.0
9792	41790	E1	30105	B	AM	51	L	25.56 X 15.12	399.15	RT	108.032	118.847	0.89	2	17.8	33.0
14174	49118	E1	50002	B	AM	51	L	25.53 X 15.85	407.55	RT	99.163	112.973	0.89	2	18.0	33.0
93047	49139	E2	50105	B	AM	51	L	25.5 X 16.12	414.01	RT	101.837	114.438	0.89	2	18.1	34.0

Req. Max. Required maximum / Máximo requerido
 RT: Room temperature / Temperatura ambiente
 Se: Specimen condition / Condición de la probeta
 St: Sub specimen / Muestra rectangular

U.T.S.: Ultimate tensile strength / Resistencia
 Y.S.: Yield strength / Tensile

This certificate is issued by a computerized system and is valid with electronic signature. On the other hand, the original certificate is issued only when the "Print" is stamped. In case the stamp of the original certificate would release a copy of it, the user must be responsible for the original certificate. The user must be responsible for the original certificate. The user must be responsible for the original certificate. The user must be responsible for the original certificate.

FOR03171

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Number / Número: **16006439X**
 Date / Día: **February 22, 2016**
 Page / Página: **2 / 6**

Customer / Cliente: TEMARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: N/A	Manufacturer's Work Order N° / Certificación de Venta: 238784/01
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED
LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	COUPLE SIN COSTURA	PINTADO EXTERNO
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET TAC
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Length / Longitud: N/A	TUB RECAL. EXT. RYC
141.3 X N/A MM	Schedule / Espesor: N/A	Normal Weight / Peso Normal: N/A
	Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/Pz	

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICION QUIMICA

Item N° / Muestra N°	C	Mn	Si	Mo	Cr	P	S	V	Nb	Ti	Composition % / Composición %		x 1000						
											Al	As	B	N					
9765	24	124	30	8	53	11	2.6	4	1	30	84	6	24	18	18	51			
9765	P	22	120	28	9	52	10	2.1	6	0	30	73	5	24	16	15	19	45	
9765	P	22	120	28	9	52	11	2.1	6	0	25	64	4	24	16	3	16	11	54
9767	H	23	124	31	8.7	53	10	1.8	4	1	30	82	6	21	17	3	20	10	53
9767	P	22	120	27	8.6	52	10	2	6	0	30	87	5	20	17	2	15	13	49
9767	P	22	120	29	9	53	10	2.4	6	0	30	88	5	22	18	2	16	15	53
9762	H	24	127	32	9.1	54	8	1.7	4	1	20	37	3	25	23	1	18	14	74
9762	P	22	121	29	8.8	53	8	1.6	6	0	20	30	2	24	23	1	16	12	78
14174	H	23	109	28	26	27	14	0.8	5	3	110	100	11	31	33	8	16	13	69
14174	P	23	109	28	28	30	14	1.4	0	110	151	10	31	34	6	16	10	10	86
79612	H	25	19	70.1	101	7	2	42	26	70	63	7	34	21	3	18	16	62	84
80047	H	23	108	28	25.8	27	9	0.8	5	0	102	8	26	26	4	17	14	64	64
80047	P	23	105	28	25.7	29	9	1	0	0	50	97	7	28	27	3	17	12	80
80047	P	23	103	28	25.7	29	9	1	0	0	50	98	7	28	27	3	18	12	80

This certificate is issued by a computerized system and is not subject to signature. Do the original certificate and issue every green copy of this "Copy" is deleted. In case the original certificate would be necessary a copy of it, the most recent copy of the original one shall be submitted to the lab. For further information, contact the lab. This certificate is issued by a computerized system and is not subject to signature. El certificado original no es impreso al tipo "Temple" es eliminado. En caso de que el certificado original fuera necesario una copia de él, deberá presentarse la copia más reciente del original. Para obtener más información, contactar al laboratorio. Este certificado es emitido por un sistema automatizado y no está sujeto a firma. El certificado original no es impreso al tipo "Temple" es eliminado. En caso de que el certificado original fuera necesario una copia de él, deberá presentarse la copia más reciente del original. Para obtener más información, contactar al laboratorio. Este certificado es emitido por un sistema automatizado y no está sujeto a firma.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: 3500220063 ITEM 2	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Number / Número: 16006439X	Page / Pagina: 3 / 6
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Customer's Works Order N° / Orden de Trabajo: 23978401	Date / Día: February 22, 2016	
Laminado en caliente sin costura	COPLE SIN COSTURA	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED		
Standard or Specification / Norma o Especificaciones: API 5CT ED9/JULY 2011		Paintado externo		
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Schedule / Calibre: N/A	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1		
141.3 X N/A MM	Length / Longitud: N/A	TUB EXT. UPSET T&C		
		TUB RECAL. EXT. NYC		
		Nominal Weight / Peso Nominal: N/A		
		Quantity / Cantidad: 4200 Pcs/PIZ		

CHEMICAL COMPOSITION / COMPOSICION QUIMICA

H: Heat / Calor
M: Max. Minimum / Máximo
P: Product / Producto

IMPACT TEST / ENSAYO DE IMPACTO

Type / Tipo: CHARPY V	Position / Posición: N/A	Orientation / Orientación: T	Temp. °C	Uch / Unidad: R/LB			Shear Area / Área Cruz: %
				10	14	18	
Heat N°	Sample N° / Zona	Prob N°	Upr / Unid: °C	Req. Min. Avg. 14	Req. Min. Avg. 14	Req. Min. Avg. 14	Req. Min. Avg. -
9765	40862	E2	30025	170	117	117	100
9767	40864	E1	32105	121	118	119	100
14174	49118	E1	80002	75	75	75	100
79612	01804	E1	30005	123	124	121	100
80047	49129	E2	50105	75	76	73	100

As manufactured / Según proceso de fabricación
Avg. Average / Promedio
B: Body / Cuerpo
E1/E2: Ends of Sampling / Extremos de Muestra

Location of sample / Ubicación de la muestra
Req. Min. Avg. Required minimum average / Promedio mínimo requerido
Specimen restriction / Condición de la probeta

Este certificado es válido para el control de calidad de los productos. En caso de que el cliente requiera una copia de este certificado, deberá contactarse con el personal de atención al cliente. Este certificado es válido para el control de calidad de los productos. En caso de que el cliente requiera una copia de este certificado, deberá contactarse con el personal de atención al cliente.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Number / Número: **16006439X**
 Page / Página: **4 / 6**
 Date / Día: **February 22, 2016**

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order form / Orden Cliente - Item: N/A	Manufacturer's Work Order N° / Continuación de Venta: 23976401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED
LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	COUPLE SIN COSTURA	PINTADO EXTERNO
Standard or Specification / Norma o Especificación: API 5CT ED3/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Length / Longitud: N/A	TUB RECAL. EXT. RYC
141.3 X N/A MM	Schedule / Calibre: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: N/A

HEAT TREATMENT / TRATAMIENTO TERMICO

Heat treatment / Tratamiento térmico: Coiling / Cople	Quench media of heat treatment process / Medio de enfriamiento del tratamiento térmico: Water / Agua
Temperature Scale / Escala de Temperatura: °C	Type / Tipo: Tempered / Revenido

THREADING / ROSCADO

Threading / Roscado: **EL PRODUCTO HA SIDO ROSCADO DE ACUERDO A LICENCIA Y LOS PROCEDIMIENTOS INTERNOS DE TENARIS/TAMSA**

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Manufactured by / Fabricado por: Tenaris Tenaris	Supplementary Information / Información Suplementaria: Fabricación por Tenaris Tenaris
Steel making process: Electric Arc Furnace- Ladle Furnace-Continuous Casting Machine.	Fabricación del acero: Horno de Arco Eléctrico-Horno de Aluminio-Moldeo de Colada Continua.
Material base form: Hot Rolled	Acero laminado con aluminio
Not repaired by welding	Material base de laminación de Mercado

This document is issued by a computerized system and is valid only as long as it appears on the original system. It is not valid if it is reproduced or if it is altered in any way. In the event of any dispute, the original document shall prevail. The manufacturer shall not be held responsible for any damage or loss of data caused by the use of this document.

Este documento es emitido por un sistema automatizado y es válido solo en la medida en que aparece en el sistema original. No es válido si se reproduce o si se altera de alguna manera. En caso de cualquier disputa, el documento original prevalecerá. El fabricante no será responsable por cualquier daño o pérdida de datos causados por el uso de este documento.

MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA
API 5CT SR15

Number / Número: **16008439X**
 Page / Página: **5 / 6**
 Date / Dia: **February 24, 2016**

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order / Orden: ITEM 2	Customer's Reference / Ref. del Cliente: N/A	Manufacturer's Works Order N° / Confirmación de Venta: 23878401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SEAMLESS	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED	
Laminado en caliente sin costura	COUPLE SIN COSTURA	PINTADO EXTERNO	
Standard or Specification / Norma o Especificación: API 5CT ED9/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N800 PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C	
		TUB RECAL. EXT. RYC	
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Schedule / Clase: N/A	Weight / Peso: N/A	
141.3 X N/A MM	Length / Longitud: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: N/A	

SUPPLEMENTARY INFORMATION / INFORMACION SUPLEMENTARIA

Supplementary Information / Información Suplementaria
Control no destructivo / Sanitización: N/A
Método de inspección: WMP1 COUPLING, O.D. & I.D., LONG.

MARKING / MARCACION

Marking / Marcación
COUPLE PUNZONADO: 8C
COUPLE ESTARCIDO: TENARIS TM API 5CT-9124 9 PFEZ N Q EU O.P. 271703 / FC
COUPLE: WMPRE
Numero de tubo para cod. & T.A.X.: N/A
Numero de codado FC: N/A
Fecha de Fabricación PFEZ: N/A
Monogramas API T: N/A

This certificate is valid only if accompanied by the original certificate of analysis and the original test report. In case the number of the original certificate would appear on any other document, the original certificate must be presented. Any alteration or modification will be subjected to the law.

2171

**MILL TEST CERTIFICATE
CERTIFICADO DE PRUEBAS EN FABRICA**

API 5CT SR15

Number / Número: **15006439X**
Date / Dia: February 22, 2018

Page / Página: **6 / 6**

Customer / Cliente: TENARIS TUBOCARIBE LTDA	Customer's Order Item / Orden Cliente - Item: N/A	Manufacturer's Works Order N° / Contratación de Venta: 23978401
Manufacturing Process / Proceso de Manufactura: SEAMLESS HOT ROLLED	Product Type / Tipo de Producto: COUPLING SCARLESS	Surface / Superficie: EXTERNAL PAINTED
LAMINADO EN CALIENTE SIN COSTURA	COUPLE SIN COSTURA	PINTADO EXTERNO
Standard or Specification / Normas o Especificaciones: API 5CT EDR/JULY 2011	Steel Grade / Grado de acero: N80Q PSL1	Ends / Extremos: TUB EXT. UPSET T&C
Dimensions / Dimensiones: 4 1/2 X N/A INCH	Schedule / Calcular: N/A	TUB RECAL. EXT. RYC
141.3 X N/A MM	Length / Longitud: N/A	Nominal Weight / Peso Nominal: N/A

TRACKING / RASTREABILIDAD

Heat N° / Tipo SR 15.2	Pipe N° / Tubo N°	Sample N° / Muestra N°	Tracking Pipe Number / Número de Rastreabilidad de Tubo
9785	30235	4882	FROM 30101 TO 30278
9785	30273	47893	FROM 30051 TO 30279
9787	30105	47864	FROM 30101 TO 30128
9787	30123	48882	FROM 30101 TO 30128
9792	30105	14793	FROM 30101 TO 30230
9792	30235	14853	FROM 30201 TO 30260

Heat N° / Tipo SR 15.2	Pipe N° / Tubo N°	Sample N° / Muestra N°	Tracking Pipe Number / Número de Rastreabilidad de Tubo
14174	50032	49118	FROM 50001 TO 50040
60347	5004C	49133	FROM 50001 TO 50040
80347	501C2	49139	FROM 50101 TO 50152
78612	5014E	49145	FROM 50101 TO 50152
	3302E	01804	FROM 30001 TO 30100

This is to certify that the product described here has been manufactured, sampled, tested, and inspected in accordance with purchaser order requirements. This certificate is not a declaration of origin nor may it be used as a declaration of origin.

Por el presente certificamos que el material aquí descrito ha sido fabricado, muestreado, ensayado e inspeccionado de acuerdo a los requisitos de su orden de compra. Este certificado no es, ni puede ser usado, como una declaración de origen.

CUSTOMER - THIRD PARTY	TENARIS QUALITY DEPARTMENT SIGNATURE
INSPECTION COMPANY COMPANIA DE INSPECCION	QUALITY CERTIFICATION DEPT. DEPTO. DE CERTIFICACION DE CALIDAD
NO APLICA Employee Name: N/A	<i>[Signature]</i> RESPONSABLE DEL DEPTO DE CERTIFICACION DE CALIDAD Angel César Almirán GJ

This certificate is issued by a recognized authority and is valid only as presented. On the original certificate the manufacturer's name and address is stamped. In case the name of the original manufacturer is stamped on the original certificate, the manufacturer's name and address is stamped on the original certificate. Any alteration to the original certificate is void.

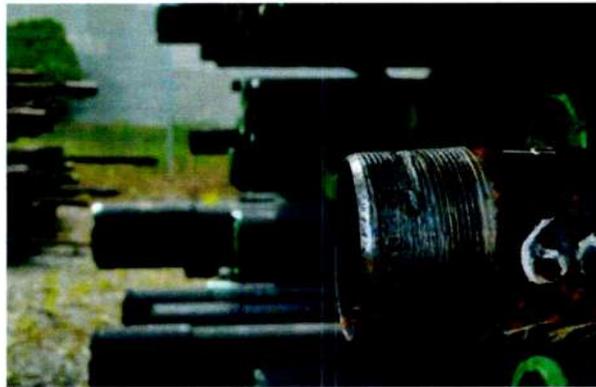
Este certificado se emite por una autoridad reconocida y es válido solo como se presenta. En el original del certificado se imprime el nombre y la dirección del fabricante. En caso de que el nombre del fabricante y la dirección se imprimen en el original del certificado, cualquier alteración a la información en el original del certificado es nula.



ICP

Informe 16 11-062

Análisis de falla de daño en rosca de pin Junta 20, Tubing 4-1/2 Pozo Chichimene 94



INFORME 16 11-062
DAÑO EN PIN DE TUBING 4-1/2
POZO CHICHIMENE 094

Informe 16 11-062

Análisis de falla de daño en rosca de pin Junta 20, Tubing 4-1/2, Pozo Chichimene 94

Solicitantes:

Ing Diego Alexander Parra
Ing. Marcelino Triana
Gerencia Chichimene

Elaboró: Alexander Martinez R
Centro de Innovación
y Tecnología - ICP

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



1714

Antecedentes

- Se esta realizando investigación para determinar causa raíz y evitar su repetición, debido a los altos costos que representa una intervención de este tipo.

SUBSUELO CHICHIMENE	
<p>Equipo de trabajo Ing. Luis Almeida (Coordinador de Operaciones), Ing. Zhully Ortiz, Ing. Javier Leal, Ing. Andres Medina, Ing. Diego Parra, Ing. Luis Herrera, Ing. Eduard Pabon Tec. Oscar Cespedes (Logistica)</p>	<p>Problema:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se presenta perdida de sarta con EBES de Borets por desconexión en la junta numero 20 de tubería de 4 1/2" EUE. • Por otro lado se cambio en el ultimo servicio sarta de producción de 5 1/2" LTC 15.5 #FT @ tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #FT. Primera desconexión con esta tubería. • Por ultimo, dado que este pozo fallo después de haber realizado la mayor cantidad numero 10, no se contemplaron los costos para la intervención de pesca. • Valor de la pesca aproximado: 2.3 Millardos (800 Millones en equipo de W/C)
<p>Falla presentada: CH94 (Cluster 33) Falla eléctrica 19 de Septiembre, potencial del pozo 200 BOPD</p>	<p>Implementación de la mejora (solución):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se realizara investigación para determinar causa raíz y evitar repetición • Se deben buscar recursos para poder realizar este trabajo y recuperar el pozo
<p>Definición de la oportunidad/problema:</p> <p>El completamiento del pozo fue en Mayo del 2014 con un sistema de levantamiento PCP, el intake se dejo a 6351 pies MD con tubería de 5 1/2" LTC. En Diciembre de 2014 debido al mal desempeño del sistema de levantamiento PCP se cambiaron equipos de superficie y fondo, pasando dicho pozo a equipos de bombeo electro sumergible. El 27 de Enero de 2016 se reportó falla eléctrica del EBES quedando fuera de servicio. El 9 septiembre de 2016 se realizó servicio al pozo con Torre 124 de Independence, bajando EBES de Borets y cambiando tubería de producción de 5 1/2" LTC 15.5 #FT @ tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #FT, intake @ 7819'.</p> <p>El 19 de Septiembre, se reporta pozo apagado por evento de sobrecarga. El 21 de Septiembre con Torre 123 de Independence se ingresa al pozo para realizar el reemplazo del penetrador en el cabezal del pozo por falla eléctrica a nivel inferior de penetrador, empalme BIW. Al iniciar trabajo se observa tubing Hanger con varios hilos en mal estado en el tope de la rosca por lo cual se decide hacer uso de Spear y grapple para levantar sarta, encontrando peso de la sarta en 14MLbs, el peso debería ser 120MLbs, se presume desconexión de sarta, se decide continuar, saliendo 20 juntas de 4 1/2" EU N-80 + 465 ft de cable + 34 superbandas, encontrando punta de desconexión, como se aprecia en las imágenes.</p> <p>Se quedó en fondo: 236 juntas de tubing + BHA BES Borets + 331 superbandas + 210 overcoupling + 134 lb de cable de potencia.</p>	<p>Daño en el tubing hanger: hilos en mal estado. Peso de la sarta según reporte de servicio anterior 120,000 lbs. Por este daño se solicita herramienta de pesca spear.</p>    <p>Pin donde se soltó la sarta. Se observa desprendimiento de hilos, rosca desgarrada</p> <p>Se observa hilos mellados y desprendidos</p>



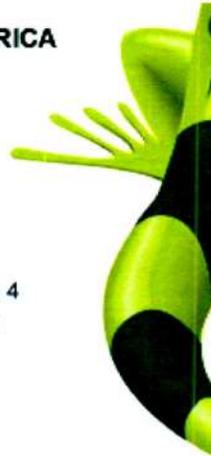
Observaciones adicionales

DESARROLLO DEL SERVICIO POR FALLA ELÉCTRICA SARTA EBES

Registro presiones THP: 80 PSI, CHP 180 PSI.
Descargó pozo por el poor boy hasta THP: 0 PSI, CHP,0 PSI,
verifico pozo balanceado ok.
Retiró bajante de producción.
Retiró árbol de producción.
Instaló BPV y retiró camisa de 4 1/2 * 5 1/8". Observó la rosca 4
1/2" EU del tope tiene varios hilos dañados. Intento reparar sin
éxito.



Daño en el tubing hanger
primeros hilos en buen estado.
Peso de la sarta según reporte de
servicio anterior 120,000 lbs. Por
este daño se solicita herramienta
de pesca spear.



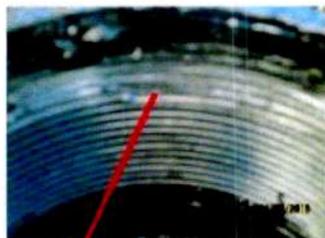
Se reporta el daño de los
primeros hilos de la rosca
del tubing hanger



Observaciones adicionales

DESARROLLO DEL SERVICIO POR FALLA ELÉCTRICA SARTA EBES

Las tres primeras juntas salieron con rosca mellada, posiblemente por el desprendimiento de la sarta; O al soltarlas en superficie se pudo dañar.



Rosca en malas condiciones en las 3 primeras juntas..

Se reporta el daño de los primeros hilos de la rosca de las primeras juntas



Registro de recepción de muestras

Tramo de tubería de producción de 4-1/2 de la junta 20 recibido para análisis.

Tubería 4 1/2" EUE, N-80, 12.75 lbs/pie, nueva
Fecha de intervención en pozo Septiembre 19 de 2016.



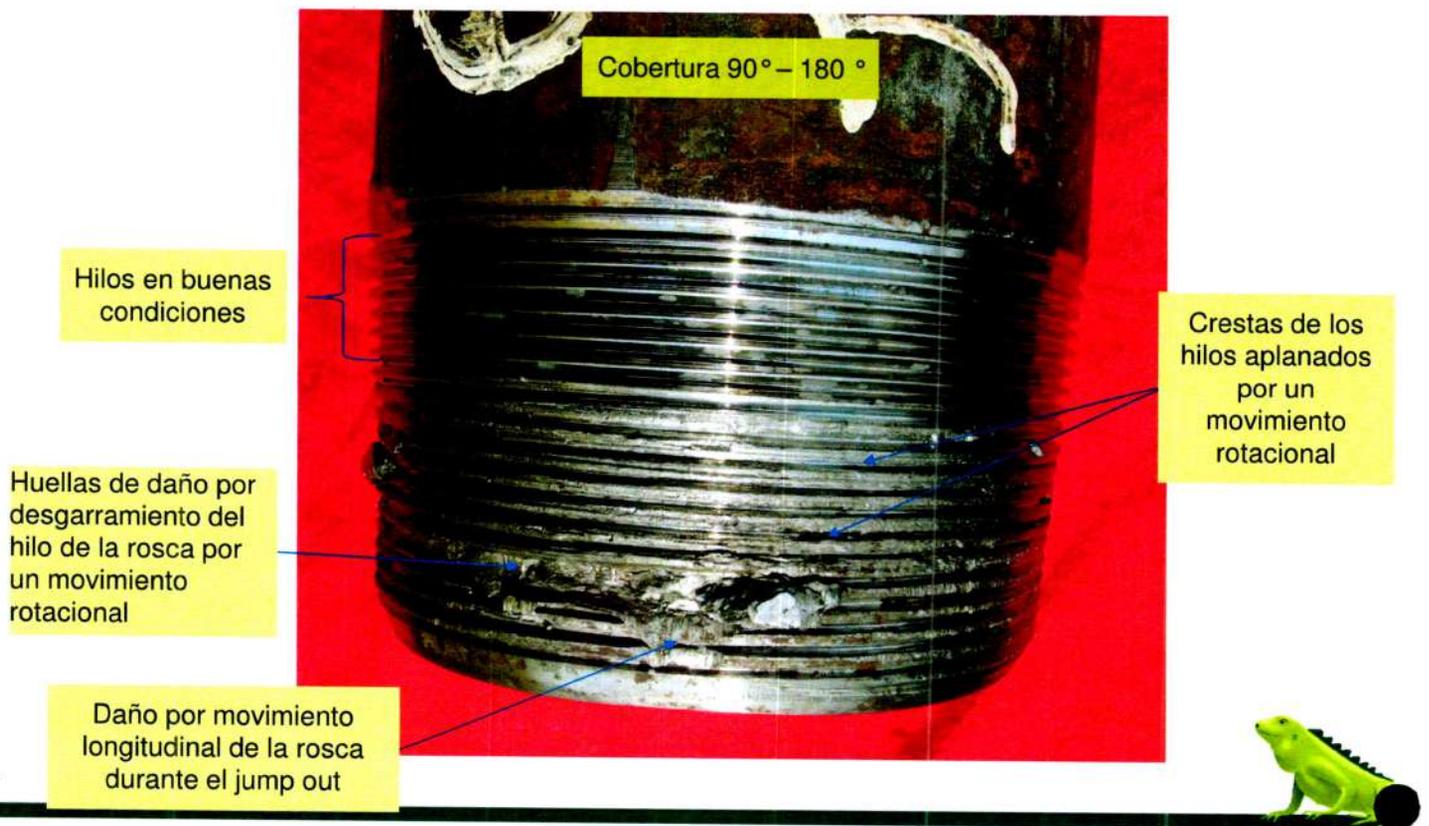
El extremo roscado presenta
daño severo en la rosca



Inspección visual



Inspección visual



Inspección visual



Crestas de los hilos aplanados por un movimiento rotacional y posterior deformación longitudinal durante el jump out



Inspección visual

Crestas de los hilos aplanados por un movimiento rotacional y posterior deformación longitudinal durante el jump out



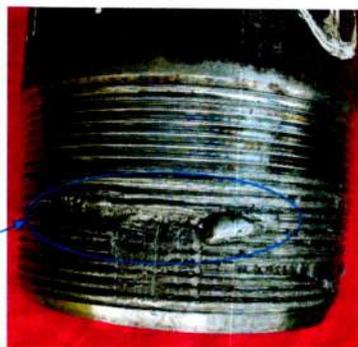
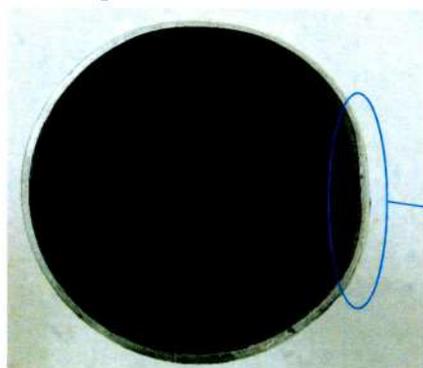
Inspección visual



Crestas de los hilos aplanados por un movimiento rotacional y posterior deformación longitudinal durante el jump out



Inspección visual



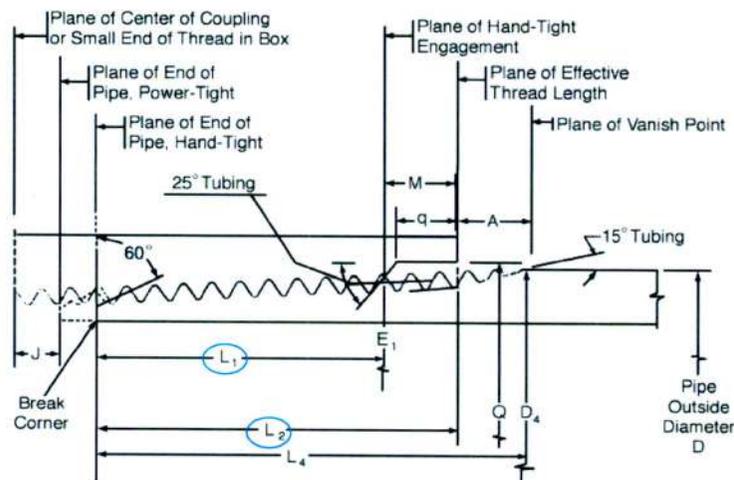
En la superficie interna del pin se identifican dos abolladuras, las cuales coinciden con la zona donde se acumuló el material desgarrado durante el apriete y el posterior desplazamiento durante el jump out



Inspección visual



Análisis de la longitud roscada



Notes:

1. The vanish cone angle is optional for round threads on downhole tools.
2. The vanish cone angle applies to the roots of the incomplete threads produced by either multiple point or single point tools.
3. For basic power-tight make-up, the face of coupling or box advances to plane of vanish point.

Figure 8—Basic Dimensions of Tubing Round Threads Hand-Tight Make-Up

Fuente: API 5B, 2008

De acuerdo con esta figura y la tabla siguiente, para un tubing 4-1/2;

L₁: 1.841 in
 Longitud enroscada apretada a mano

La **longitud efectiva** de enrosque con la llave de potencia debe ser equivalente a L₁ + dos vueltas: **2.341 in**

L₂: 2.390 in
 Plano de la longitud de rosca efectiva.



Análisis de la longitud roscada

Table 13—External-Upset Tubing Thread Dimensions
 All dimensions in inches, except as indicated. See Figure 8.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Size Designation	Major Diameter D_4	No. of Threads per in.	Length: End of Pipe to Hand-Tight Plane L_1	Length: Effective Threads L_2	Total Length: End of Pipe to Vanish Point L_4	Pitch Diameter at Hand-Tight Plane E_1	End of Pipe to Center of Coupling, Power-Tight Make-Up J	Length Face of Coupling, to Hand-Tight Plane M	Diameter of Coupling Recess Q	Depth of Coupling Recess q	Hand-Tight Standoff Thread Turns A	Minimum Length, Full Crest Threads from End of Pipe L_c^*
1.050	1.315	10	0.479	0.956	1.125	1.25328	0.500	0.446	1.378	$5/16$	2	0.300
1.315	1.469	10	0.604	1.081	1.250	1.40706	0.500	0.446	1.531	$5/16$	2	0.350
1.660	1.812	10	0.729	1.206	1.375	1.75079	0.500	0.446	1.875	$5/16$	2	0.475
1.900	2.094	10	0.792	1.269	1.438	2.03206	0.500	0.446	2.156	$5/16$	2	0.538
2 $3/8$	2.594	8	1.154	1.703	1.938	2.50775	0.500	0.534	2.656	$3/8$	2	0.938
2 $7/8$	3.094	8	1.341	1.890	2.125	3.00775	0.500	0.534	3.156	$3/8$	2	1.125
3 $1/2$	3.750	8	1.591	2.140	2.375	3.66395	0.500	0.534	3.813	$3/8$	2	1.375
4	4.250	8	1.716	2.265	2.500	4.16395	0.500	0.534	4.313	$3/8$	2	1.500
4 $1/2$	4.750	8	1.841	2.390	2.625	4.66395	0.500	0.534	4.813	$3/8$	2	1.625

Included taper on diameter, all sizes, 0.0625 in. per in.

Note: Hand-tight standoff "A" is the basic allowance for basic power make-up of the joint as shown in Figure 8.

* $L_c = L_4 - 0.900$ in. for 10 thread tubing, but not less than 0.300.

$L_c = L_4 - 1.000$ for 8 thread tubing.

Fuente: API 5B, 2008

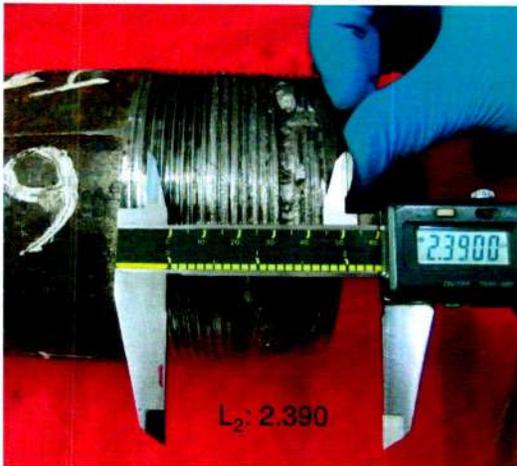
L_1 : longitud del plano de enrosque manual

L_2 : longitud del plano de rosca efectiva



Análisis dimensional

INFORME 16 11-062
DAÑO EN PIN DE TUBING 4-1/2
POZO CHICHIMENE 094

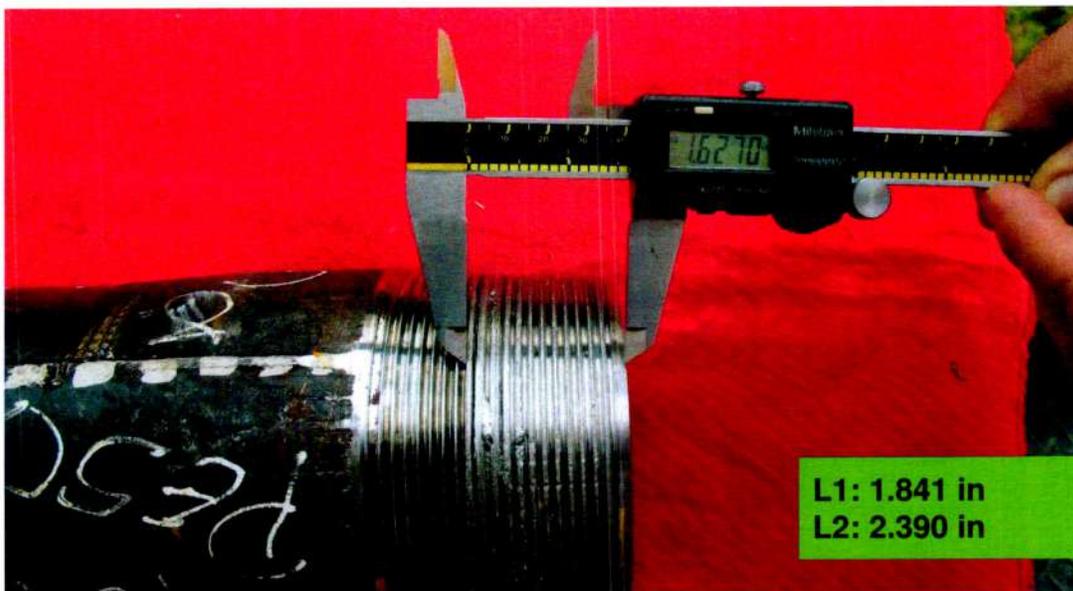


Las figuras muestran las longitudes L_1 y L_2 , adicionalmente la longitud de la rosca dañada.

Esta longitud de rosca dañada es menor que la longitud mínima efectiva de enrosque a mano (L_1).



Análisis de la longitud roscada



En la figura, el calibrador muestra la longitud de la rosca dañada en otro sector de la rosca. Esta longitud de rosca dañada es menor que la longitud mínima efectiva de enrosque a mano (L_1).



Análisis de torque aplicado

INFORME 16 11-062
DAÑO EN PIN DE TUBING 4-1/2
POZO CHICHIMENE 094

28

API RECOMMENDED PRACTICE 5C1

Table 3—Tubing Makeup Torque Guidelines—Round Thread Tubing (Continued)

(1)		(2)	(3)	(4)	(5)	
Size, Outside Diameter		Nominal Weight, Threads and Coupling	Grade	Thread	Torque	
in.	mm	(lb/ft)			ft-lb	N • m
4.000	101.6	9.50	C75	NU	1620	2200
4.000	101.6	9.50	L80	NU	1680	2280
4.000	101.6	9.50	N80	NU	1720	2330
4.000	101.6	9.50	C90	NU	1950	2500
4.000	101.6	11.00	H40	EUE	1940	2630
4.000	101.6	11.00	J55	EUE	2560	3470
4.000	101.6	11.00	C75	EUE	3390	4600
4.000	101.6	11.00	L80	EUE	3530	4780
4.000	101.6	11.00	N80	EUE	3600	4880
4.000	101.6	11.00	C90	EUE	3870	5250
4.500	114.3	12.60	H40	NU	1320	1780
4.500	114.3	12.60	J55	NU	1740	2360
4.500	114.3	12.60	C75	NU	2300	3120
4.500	114.3	12.60	L80	NU	2400	3250
4.500	114.3	12.60	N80	NU	2440	3310
4.500	114.3	12.60	C90	NU	2630	3570
4.500	114.3	12.75	H40	EUE	2160	2930
4.500	114.3	12.75	J55	EUE	2860	3870
4.500	114.3	12.75	C75	EUE	3780	5130
4.500	114.3	12.75	L80	EUE	3940	5340
4.500	114.3	12.75	N80	EUE	4020	5450
4.500	114.3	12.75	C90	EUE	4330	5870

Tubería 4 1/2" EUE, N-80,
12.75 lbs/pie

Torque make-up de la tabla:
4020 ft-lb mínimo.

El reporte de campo indica
que se torqueó entre 3800 y
4020 ft-lb.

El torque de apriete del API
depende también del tipo de
grasa utilizada.

Notes:

1. It is recommended that the makeup target be based on position, not torque. See 5.2.4 and 5.3.1.
2. Under normal circumstances, variations in the listed torque values of ± 25 % should be considered acceptable.

Fuente: API REC 5C1



Inspección visual preliminar de la caja



La caja presenta daño en los primeros hilos de la rosca, donde se aprecia preliminarmente una morfología de daño similar al observado en el pin. También se observa que los últimos hilos no presentan daño.



DELUCO
TRANSCRIBIR

INFORME 16 11-062
DAÑO EN PIN DE TUBING 4-1/2
POZO CHICHIMENE 094

Conclusiones y recomendaciones

- La rosca del pin de la tubería presenta un daño severo por engarrotamiento entre los hilos de la rosca (galling ó ludimiento), la morfología del daño indica que este se presentó durante el proceso de apriete de la rosca (make up). La tubería era nueva, lo cual indica que este daño solo se pudo generar durante el apriete, ya que posteriormente se presentó un jump-out de la conexión.
- El daño excesivo de la rosca incluyó el desgarramiento apreciable de algunos hilos, generando altas cargas de torque que pudieron compensar el torque aplicado por la llave hidráulica. Sin embargo, la longitud real roscada fue mínima.
 - La longitud real de enrosque (**1.750 in**) fue menor que la longitud especificada para un apriete con llave de potencia (L_2 , aprox. 2.340 in) y también menor que la longitud para enrosque a mano (hand-tight); (L_1 , **1.841 in**).
- Debido a la baja longitud real de enrosque y el daño severo que se generó en los hilos de las roscas, la integridad mecánica de la conexión debió ser muy baja, lo cual facilitó que esta conexión se desprendiera (jump-out) generando el pescado.



Conclusiones y recomendaciones

- Los hilos en buen estado de la rosca del pin y de la caja no presentan ningún tipo de huellas de desgarramiento longitudinal que pudieron ser ocasionados durante el jump out, lo cual es un indicativo que estos elementos no estaban enroscados en este sector.
- Dentro de las posibles causas que pueden ocasionar el daño en la rosca se encuentra:
 - Estado de las roscas con presencia de daño mecánico por manipulación y/o transporte.
 - Presencia de contaminantes o partículas entre las superficies en contacto de las roscas.
 - Lubricación deficiente, lubricante inapropiado ó contaminado.
 - Procesos inadecuados de apretado de la conexión.
 - Las roscas nuevas son más sensibles a daño por galling, requieren un mejor manejo y cuidado durante el make up.
 - Dimensiones de las roscas fuera de tolerancia, lo cual genera interferencia entre las superficies.



Conclusiones y recomendaciones

- La gran mayoría de los posibles causas están relacionados con el procedimiento de corrida de la tubería. Se debe verificar el procedimiento utilizado, la experiencia del personal en su aplicación y la diligencia en la ejecución del mismo, aun más considerando que se estaba trabajando con tubería nueva.
- Una de las posibles causas puede estar relacionada con las dimensiones de las roscas fuera de tolerancia, debido a que la rosca esta altamente deformada este factor no se puede valorar, así mismo el pin presenta deformación en su cuerpo ocasionado durante el jump-out, lo cual pudo alterar las dimensiones del pin.
- Se recomienda que personal del campo realice una visita a la planta donde se maquinó la rosca de estas tuberías con el fin de conocer y verificar el proceso de calidad utilizado en dicha fabricación.
 - Basados en los registro y evidencias encontrados en esta visita se puede determinar que acciones se deben hacer con la tubería nueva existente en campo, con el fin de valorar si realmente existe un defecto de maquinado en la rosca.
 - De ser posible se recomienda realizar un muestreo dimensional de conexiones en tubos del mismo lote de fabricación de la junta en cuestión.



BIBLIOGRAFIA

- API Spec 5B, Threading, Gauging, and Thread Inspection of casing, tubing and line pipe threads, Fifteenth edition, October 2008, American Petroleum Institute, USA.
- API RP 5B1, Gauging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads, Fifth edition, October 1999, American Petroleum Institute, USA
- API RP 5C1, Recommended practice for care and use of casing and tubing, eighteenth edition, May 1999, American Petroleum Institute, USA.





ecopetrol
ENERGÍA PARA EL FUTURO

Para uso restringido en Ecopetrol S.A. Todos los derechos reservados. Ninguna parte de esta presentación puede ser reproducida o utilizada en ninguna forma o por ningún medio sin permiso explícito de Ecopetrol S.A.



	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

INDICE

1	DESCRIPCIÓN DEL EVENTO.....	2
2	FIRMA CONTRATISTA.....	2
3	ANTECEDENTES.....	2
4	DEPENDENCIA Y SITIO DEL EVENTO	2
5	DESCRIPCION DE CONSECUENCIAS, COSTOS Y PÉRDIDAS – RAM.....	2
6	INTEGRANTES DEL EQUIPO DE INVESTIGACION	3
7	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	3
7.1	RECOPIILACION DE EVIDENCIAS	3
7.1.1	PERSONAS	3
7.1.2	PAPEL.....	4
7.1.3	POSICIÓN	4
7.1.4	PARTES.....	4
7.2	ELABORACIÓN DE LA LINEA DE TIEMPO	4
7.3	PLANTEAMIENTO DEL PROBELMA	5
8	ANALISIS DE CAUSAS.....	5
8.1	ANALISIS DE CAUSAS POSIBLES	5
8.2	ANALISIS DE CAUSAS PROBADAS.....	10
8.3	VERIFICACION DE CAUSAS PROBADAS - CAUSAS RAICES	12
8.4	ALINEACION DE CAUSAS AL MODELO DE GESTION HSE.....	12
9	DESARROLLO DE LA SOLUCION	13
9.1	PLANTEAMIENTO DE LA DECISION	13
9.2	PLAN DE ACCION	14
10	LECCION POR APRENDER	15
11	RECOMENDACIONES.....	16
12	ANEXOS.....	16

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

1 DESCRIPCIÓN DEL EVENTO

El día 19 de Septiembre de 2016 luego de 7 días de operación posterior a corrida de sarta del pozo CH94 deja de aportar fluido en cabeza de pozo, se realizan labores de verificación concluyendo desconexión de tubería de producción.

2 FIRMA CONTRATISTA

Independence Drilling

3 ANTECEDENTES

- Pozo CH106 - 21/11/2015, se presenta desprendimiento de sarta por mal procedimiento de roscado luego de 18 horas de operación posterior a corrida de sarta.
- Pozo CH SW-14 - 15/07/2015, se presenta desprendimiento de sarta por mal procedimiento de roscado luego de 10 días de operación posterior a corrida de sarta.
- Pozo CH SW-16 - 25/08/2014, caída de sarta de producción con tiempo de corrida de 8 días luego de trabajo de pozo.

4 DEPENDENCIA Y SITIO DEL EVENTO

Pozo Chichimene-94, Departamento de producción, Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Chichimene.

5 DESCRIPCIÓN DE CONSECUENCIAS, COSTOS Y PÉRDIDAS – RAM

¿IMPACTO EN PERSONAS?	N/A
¿IMPACTO AMBIENTAL?	N/A
¿IMPACTO ECONÓMICO?	Grave (E4C=M), USD\$800.000 a USD\$1.000.000 en pesca de sarta y recuperación del pozo, y >15.000 BIs de pérdidas de producción (a 07 de Diciembre)
¿IMPACTO IMAGEN?	N/A
¿IMPACTO CLIENTES?	N/A

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

CONSECUENCIAS					No lo ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa o en la industria	Ha ocurrido en la Empresa en los últimos 10 años	Secede varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años	Secede varias veces al año en el Departamento. Puede ocurrir en el transcurso del año	
CATEGORÍAS					PROBABILIDAD					
PERSONAS	ECONÓMIC A (USDS)	AMBIENTAL	CLIENTES	REPUTACIÓ N	GRA V E D A D	A	B	C	D	E
Una o Más Fatalidades de trabajadores ó incapacidades permanentes a personal de la comunidad	Mayor a 10 Millones	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	5	M	M	H	H	W
Incapacidad Permanente (Total o Parcial) de trabajadores ó incapacidad temporal de personal de la comunidad	Mayor a 1 Millon y Menor o igual a 10 Millones	Importante	Pérdida de cliente de mercado con alta prioridad	Nacional con rechazo de un grupo de interés	4	L	M	M	H	H
Incapacidad Temporal (Mayor o igual a 1 Día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad	Mayor a 100,000 y Menor o igual a 1 Millon	Localizada	Derabatecimiento o pérdida de Cliente	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	3	M	L	M	M	H
Lesión Menor (Sin Incapacidad) en trabajadores ó Primeros Auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad	Mayor a 10,000 y Menor o igual a 100.000	Menor	Quejar y/o Reclamos	Nacional y bajo importancia	2	M	M	L	M	M
Lesión Leve de trabajadores (Primeros Auxilios)	Menor a 10.000	Leve	Incumplimiento de Especificaciones solucionado	Local y baja importancia	1	M	M	M	L	L
Sin Lesión	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	0	M	M	M	M	M

6 INTEGRANTES DEL EQUIPO DE INVESTIGACION

EQUIPO INVESTIGADOR	ROL	
FACILITADOR	Camilo Baez	Facilitador
PARTICIPANTE	Diego Parra	Especialista Subsuelo
PARTICIPANTE	Eduard Pabon	Especialista Subsuelo
RESPONSABLE	Juan Carlos Nieto	Líder Investigación

7 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Perdidas económicas de USD\$800.000 a USD\$1.000.000 por pesca y recuperación del equipo BES con pérdidas de producción asociadas >15.000 Bls.

7.1 RECOPIACION DE EVIDENCIAS

7.1.1 PERSONAS

- Versiones libres del personal de la torre

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

7.1.2 PAPEL

- Certificado de calidad de la sarta
- Procedimiento de corrida de la tubería
- Certificado de calibración de los equipo de la torre
- Historial de mantenimiento de la llave hidráulica de la torre
- Certificado de competencias del instrumentista
- HV y competencias del personal de la torre (validación de experiencia)
- Informe de hallazgos de visitas de personal de Consultec a equipos

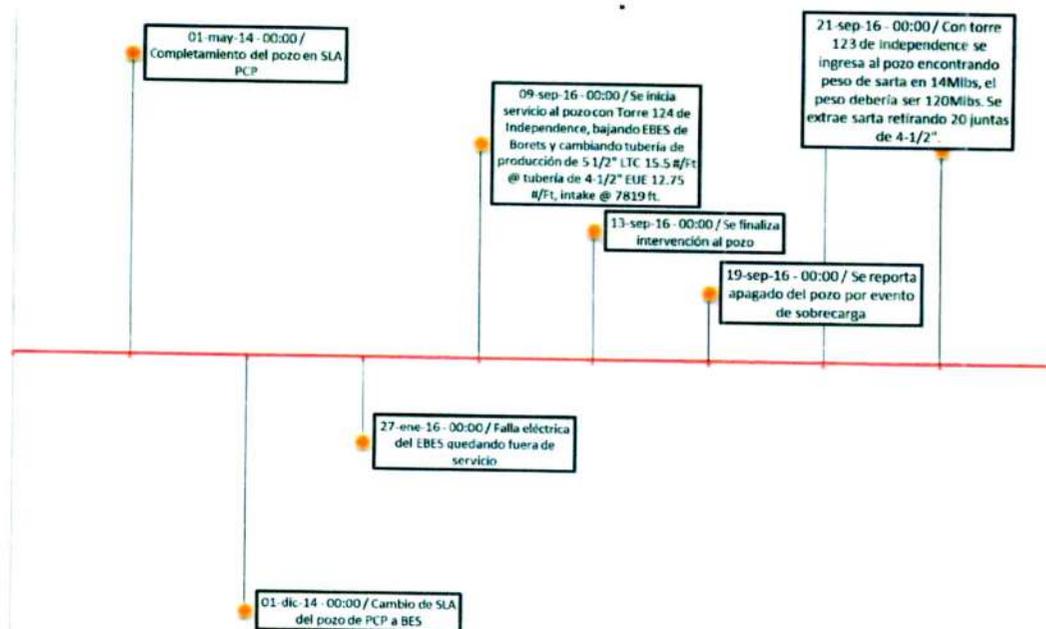
7.1.3 POSICIÓN

- Registro fotográfico de la junta fallada
- Análisis de falla a la rosca en ICP

7.1.4 PARTES

- Ubicación de la rosca fallada (Junta No. 20 de la sarta de producción)

7.2 ELABORACIÓN DE LA LINEA DE TIEMPO



	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

7.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBELMA

OBJETO	Sarta de producción del pozo CH 94
DEFECTO	presenta desconexión a la altura de la junta #20
IMPACTO	causando pescado con costos estimados de recuperación de USD\$800.000 a USD\$1.000.000 y una producción diferida de >USD\$500.000
ENUNCIADO DEL PROBLEMA	Sarta de producción del pozo CH 94 presenta desconexión a la altura de la junta #20 causando pescado con costos estimados de recuperación de USD\$800.000 a USD\$1.000.000 y una producción diferida de >USD\$500.000

8 ANALISIS DE CAUSAS

8.1 ANALISIS DE CAUSAS POSIBLES

Ítem	Problema	Ideas - Causas posibles
Caída de sarta pozo CH94	Defecto en fabricación de la conexión	Defecto de material
		Defecto constructivo de la rosca
	Operación inapropiada	Procedimiento inapropiado
		Herramienta inadecuada
		Factores operacionales
	Tiempos cortos para labores de bajado de sarta	
Arranque inadecuado del pozo	Arranque inadecuado del pozo	

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

Resultados de inspección visual al pin fallado (Estudio Realizado por ICP)

Tramo de tubería de producción de 4-1/2 de la junta 20 recibido para análisis.

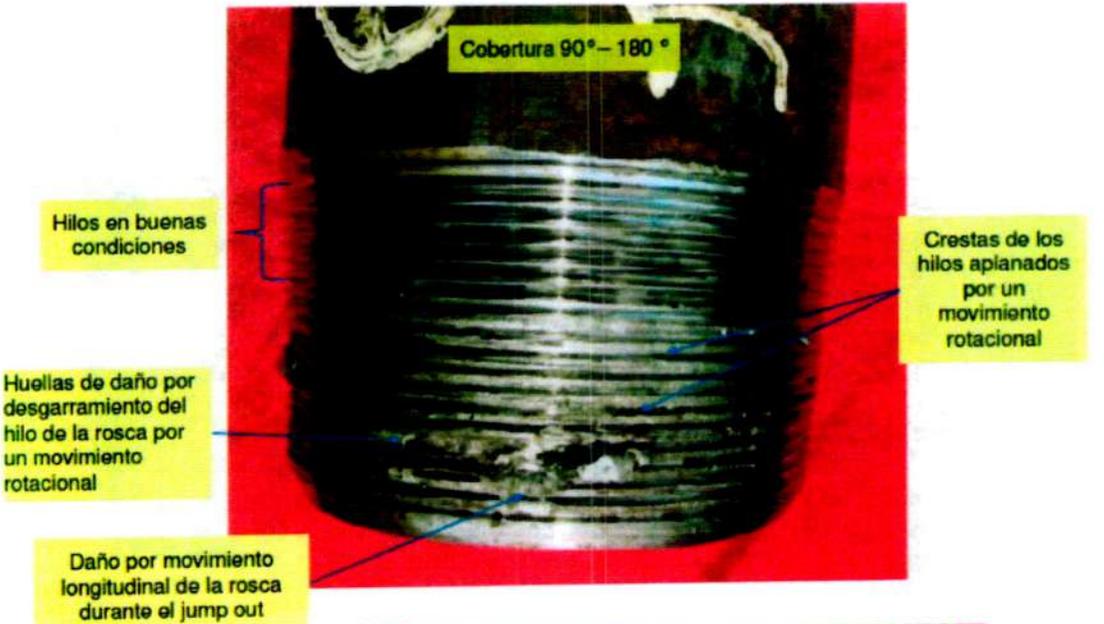
Tubería 4 1/2" EUE, N-80, 12.75 lbs/pie, nueva Fecha de intervención en pozo Septiembre 19 de 2016.



El extremo roscado presenta daño severo en la rosca



	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1





INFORME DE INVESTIGACIÓN

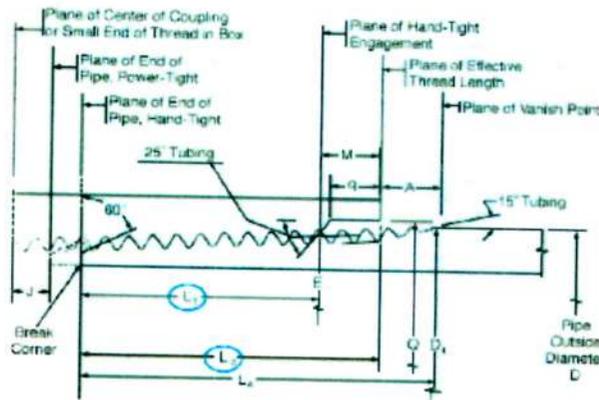
GESTIÓN HSE
DIRECCIÓN HSE

CODIGO:
GHS-F-036

Elaborado:
25/11/2014

VERSION:
1

Crestas de los hilos aplanados por un movimiento rotacional y posterior deformación longitudinal durante el jump out



Notes:

1. The vanish cone angle is optional for round threads on downhole tools.
2. The vanish cone angle applies to the roots of the incomplete threads produced by either multiple point or single point tools.
3. If of basic power-tight make-up, the face of coupling or box advances to plane of vanish point.

Figure 8—Basic Dimensions of Tubing Round Threads Hand-Tight Make-Up

Fuente: API 5B, 2008

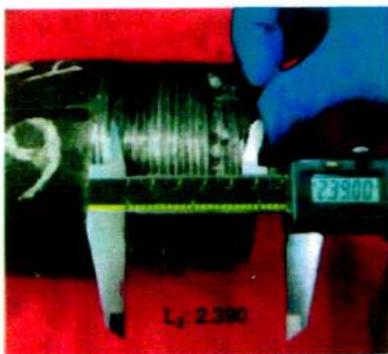
De acuerdo con esta figura y la tabla siguiente, para un tubing 4-1/2;

L₁: 1.841 in
Longitud enroscada
apretada a mano

La longitud efectiva de enrosque con la llave de potencia debe ser equivalente a L₁ + dos vueltas: 2.341 in

L₂: 2.390 in
Plano de la longitud de rosca efectiva.

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1



Las figuras muestran las longitudes L_1 y L_2 , adicionalmente la longitud de la rosca dañada.

Esta longitud de rosca dañada es menor que la longitud mínima efectiva de enrosque a mano (L_1).

✓ Conclusiones y recomendaciones del estudio

- La rosca del pin de la tubería presenta un daño severo por engarrotamiento entre los hilos de la rosca (galling ó ludimiento), la morfología del daño indica que este se presentó durante el proceso de apriete de la rosca (make up). La tubería era nueva, lo cual indica que este daño solo se pudo generar durante el apriete, ya que posteriormente se presentó un jump-out de la conexión.
- El daño excesivo de la rosca incluyó el desgarramiento apreciable de algunos hilos, generando altas cargas de torque que pudieron compensar el torque aplicado por la llave hidráulica. Sin embargo, la longitud real roscada fue mínima.
 - La longitud real de enrosque (1.750 in) fue menor que la longitud especificada para un apriete con llave de potencia (L_2 , aprox. 2.340 in) y también menor que la longitud para enrosque a mano (hand-tight); (L_1 , 1.841 in).
- Debido a la baja longitud real de enrosque y el daño severo que se generó en los hilos de las roscas, la integridad mecánica de la conexión debió ser muy baja, lo cual facilitó que esta conexión se desprendiera (jump-out) generando el pescado.

Los hilos en buen estado de la rosca del pin y de la caja no presentan ningún tipo de huellas de desgarramiento longitudinal que pudieron ser ocasionados durante el jump out, lo cual es un indicativo que estos elementos no estaban enroscados en este sector.

INFORME DE INVESTIGACIÓN	
GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE	
CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014
	VERSION: 1



8.2 ANALISIS DE CAUSAS PROBADAS

CAUSA	TIPO	VALIDACIÓN (EVIDENCIA)	ANEXO #	METODO DE ANALISIS
Defecto de material	Descartada	Durante inspección se evidenció que la tubería Tenaris 4 ½" 12.75# N80 EU sí cumple con cada uno de los requerimientos citados en la norma API 5CT referentes al material y su composición y propiedades.	Registro de asistencia e Informe de inspección dimensional a tubería nueva.	Revisión que se realizó a 3 juntas al azar por solicitud de Ecopetrol e Independence; Análisis dimensional.
Defectos de los hilos	Descartada	Evidencia Fotográfica de estado de la rosca de la junta # 20.	Informe del ICP.	Inspección visual y dimensional.
Conexión fuera de especificaciones	Descartada	Durante inspección se evidenció que la tubería Tenaris 4 ½" 12.75# N80 EU sí cumple con cada uno de los requerimientos citados en la norma API 5CT.	Registro de asistencia e Informe de inspección dimensional a tubería nueva.	Revisión que se realizó a 3 juntas al azar por solicitud de Ecopetrol e Independence; Análisis dimensional.
Sobretorque	Descartada	Certificado de tubería que cumple con las especificaciones requeridas.	Informe del ICP.	Inspección visual y dimensional.
Enrosque inapropiado	Causa Raíz	Análisis del torque aplicado	Informe del ICP.	Inspección visual y análisis de longitud de rosca.
Alineación inadecuada	Causa Raíz	Evidencia Fotográfica de estado de la rosca de la junta # 20.	Informe del ICP.	Inspección visual y análisis de longitud de rosca.
Incumplimiento del procedimiento o recomendación o por la norma API 5CI	Causa Raíz	Evidencia Fotográfica del análisis de las muestras, se encontraron deficiencias.	Informe del ICP.	Revisión de la normal API y recepción y análisis de muestras de pozos.



INFORME DE INVESTIGACIÓN

GESTIÓN HSE
DIRECCIÓN HSE

CODIGO:
GHS-F-036

Elaborado:
25/11/2014

VERSION:
1

CAUSA	TIPO	VALIDACIÓN (EVIDENCIA)	ANEXO #	METODO DE ANALISIS
Daño mecánico	Descartada	Durante inspección se evidenció que la tubería Tenaris 4 1/2" 12.75# N80 EU sí cumple con cada uno de los requerimientos citados en la norma API 5CT referentes al material y su composición y propiedades.	Registro de asistencia e Registro de inspección dimensional a muestras o evidencias. (Junta #20).	Revisión que se realizó a 3 juntas al azar por solicitud de Ecopetrol e Independence; Análisis dimensional.
No se identifica defectos en la rosca durante posicionamiento	Descartada	Durante inspección se evidenció que la tubería Tenaris 4 1/2" 12.75# N80 EU no sufrió ningún golpe durante posicionamiento del tubo para la respectiva aplicación del torque.	Registro de asistencia e Registro de inspección dimensional a tubería nueva.	Revisión que se realizó a 3 juntas al azar por solicitud de Ecopetrol e Independence; Análisis dimensional.
Herramienta inadecuada	Descartada	Se revisaron las herramientas y la calibración de ellas.	Registro de calibración de herramientas.	Inspección en campo y registro documental.
Esfuerzos subestimados	Descartada	Análisis en campo de las muestras, donde se descarta daño, por esfuerzos subestimados, se tiene registro fotográfico.	Registro fotográfico y de calibración de herramientas.	Inspección en campo y registro documental.
Tiempos cortos para labores de bajado de sarta	Descartada	Durante la revisión del reporte y revisión del procedimiento de running los tiempos estaban acorde a las recomendaciones de la empresa asignada para el running y teniendo en cuentas las características del pozo.	Anexo de Open Wells.	Revisión de Open Wells y documentos.
Arranque inadecuado del pozo	Descartada	Se revisa procedimiento de arranque de pozos, donde se especifica el arranque de pozos haciendo uso de la frecuencia de manera gradual.	Justificación del pozo.	Revisión de información y documentos.

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

8.3 VERIFICACION DE CAUSAS PROBADAS - CAUSAS RAICES



8.4 ALINEACION DE CAUSAS AL MODELO DE GESTION HSE

CAUSA PROBADA Y RAIZ	DESVIACIÓN	CONTROL/COMPONENTE	ELEMENTO MGHSE
Enrosque inapropiado	Actos subestándar no identificados o no intervenido/realimentado	Cultura y Liderazgo	Gente
Alineación inadecuada	Actos subestándar no identificados o no intervenido/realimentado	Cultura y Liderazgo	Gente
Incumplimiento del procedimiento recomendado por la norma API 5C1	No se incorpora/aplica Estándares sectores Oil & Gas (API, ASME)	Tecnología del proceso	Información y Conocimiento

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

9 DESARROLLO DE LA SOLUCION
9.1 PLANTEAMIENTO DE LA DECISION

SISTEMA	EFFECTO PRIMARIO	DECISION	CAUSA RAIZ	SOLUCIONES	ENTREGABLE
Sistema de levantamiento artificial del pozo CH94	Caída de sarta pozo CH94	Reducir la tasa de falla de desprendimientos de sargas de producción en el campo Chichimene	Enrosque inapropiado	Incluir en los well planning de los trabajos de subsuelo el paso a paso y la forma correcta de apretar las uniones de tubería.	Paso a paso para anexar a well planning
				Desarrollo de charlas con personal operativo de torres socializando el procedimiento correcto de make and brake de tubería	Evidencia socialización
			Alineación inadecuada	Incluir en los well planning de los trabajos de subsuelo el paso a paso y la forma correcta de apretar las uniones de tubería.	Well planning con paso a paso para próximo well service a realizar
				Desarrollo de charlas con personal operativo de torres socializando el procedimiento correcto de make and brake de tubería	Evidencia socialización
			Incumplimiento del procedimiento recomendado por la norma API 5C1	Modificar el procedimiento I-EN-EEE-245 de independence Drilling donde se incluyan los pasos para un ajuste geométrico apropiado.	Procedimiento modificado con firma de representant e legal del contratista
				Modificar el instructivo VRP-VPR-I-038 "Baja y sacada de tubería en paradas" donde incluya el paso a paso del ajuste geométrico adecuado.	Procedimiento actualizado en sistema de gestión

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

9.2 PLAN DE ACCION

	Tareas	Responsable (cargo)		Fecha inicio	Fecha final	Duración	Al día	Peso %
1	Incluir en los well planning de los trabajos de subsuelo el paso a paso y la forma correcta de apretar las uniones de tubería.	Eduard Pabon -profesional de subsuelo	PLAN	01-ene-17	01-ene-17	1		25%
			REAL	01-ene-17	01-ene-17			
2	Desarrollo de charlas con personal operativo de torres socializando el procedimiento correcto de make and brake de tubería	Eduard Pabon-profesional de subsuelo	PLAN	15-nov-16	31-dic-16	46		25%
			REAL	15-nov-16	31-dic-16			
5	Modificar el procedimiento I-EN-EEE-245 de independence Drilling donde se incluyan los pasos para un ajuste geometrico apropiado.	Angela Escaño -Coordinadora HSE /Jorge Parra Superintendente de operaciones	PLAN	01-ene-17	31-ene-17	30		25%
			REAL	01-ene-17	31-ene-17			
6	Modificar el instructivo VRP-VPR-I-038 "Baja y sacada de tubía en paradas" donde incluya el paso a paso del ajuste geometrico adecuado.	Diego Parra-Profesional de subsuelo	PLAN	01-ene-17	28-feb-17	58		25%
			REAL	01-ene-17	28-feb-17			

	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

10 LECCION POR APRENDER

<p style="font-size: 24px; margin: 0;">NO MÁS ACCIDENTES EN ECOPETROL</p> <p style="font-size: 24px; margin: 0; text-align: right;">LECCIONES POR APRENDER</p>	
<p>Descripción corta o Título del incidente: Sarta de producción del pozo CH 94 presenta desconexión a la altura de la junta #20 causando pescado</p>	
<p>Fecha de ocurrencia: 19 de Septiembre de 2016</p>	
<p>Valoración Real de lo sucedido según RAM: E4E = H</p>	
<p>Valoración Potencial de lo sucedido según RAM: ESE = H</p>	
<p>Describa la consecuencia real de lo sucedido: Costos estimados de recuperación de USD\$800.000 a USD\$1.000.000 y una producción diferida de >USD\$500.000</p>	
<p>Codigo GRI del incidente: 245594290</p>	
<p>Tipo de Evento: Seguridad Industrial</p>	
<p>➡ DESCRIPCION DE LOS HECHOS SEGÚN LA INVESTIGACIÓN</p> <p>El 9 septiembre de 2016 se realizó servicio al pozo con Torre 124 de Independence, bajando EBES de Borets y cambiando tubería de producción de 5 1/2" LTC 15.5 #/Ft @ tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/Ft, intake @ 7819 ft. El 19 de Septiembre, se reporta pozo apagado por evento de sobrecarga. El 21 de Septiembre con Torre 123 de Independence se ingresa al pozo para realizar el reemplazo del penetrador en el cabezal del pozo por falla eléctrica a nivel inferior de penetrador-empalme BIW. Al iniciar trabajo se observa tubing Hanger con varios hilos en mal estado en el tope de la rosca por lo cual se decide hacer uso de Spear y grapple para levantar sarta, encontrando peso de la sarta en 14MLbs, el peso debería ser 120MLbs, se presume desconexión de sarta, se decide continuar, saliendo 20 juntas de 4 1/2" EU N-80 + 465 ft de cable+ 34 superbandas, encontrando punta de desconexión, como se aprecia en las imágenes. Se quedó en fondo: 236 juntas de tubing + BHA BES Borest + 331 superbandas + 210 overcoupling + 134 ft de cable de potencia.</p>	
<p>➡ CAUSAS INMEDIATAS</p> <p>El desprendimiento de la sarta de producción del pozo CH94 se presenta por enrosque inadecuado de la junta # 20, de acuerdo a la evidencia física, se evidencia arrastre de material producto de un inadecuado procedimiento de roscado que pudo ser detectado durante la operación de bajado de sarta.</p>	
<p>➡ CAUSAS BASICAS</p> <p>Incumplimiento del procedimiento recomendado por la norma API 5C1</p>	
<p>LECCIÓN POR APRENDER</p>	
<p>Desarrollar las actividades de bajado de sarta de producción de acuerdo a las recomendaciones y estándares API.</p>	
<p>Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.</p>	

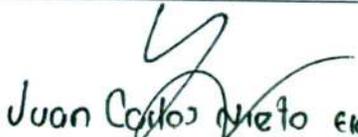
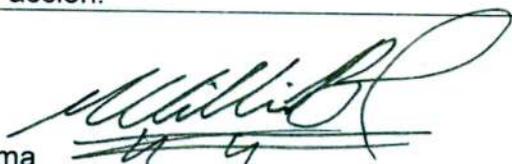
	INFORME DE INVESTIGACIÓN		
	GESTIÓN HSE DIRECCIÓN HSE		
	CODIGO: GHS-F-036	Elaborado: 25/11/2014	VERSION: 1

11 RECOMENDACIONES

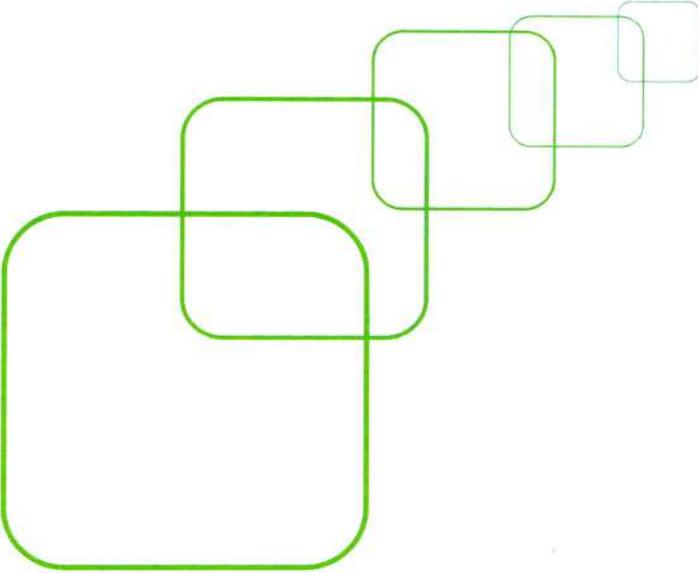
Divulgar lección aprendida a cada una de las gerencias de producción.

12 ANEXOS

1. Registros de asistencia reuniones Ecopetrol, Independence y Teranis.
2. Registro de inspección dimensional a muestra de tubería nueva (Conjunta Ecopetrol, Tenaris e Independence).
3. Informe análisis de falla ICP.
4. Soporte de envío de muestra a ICP.
5. Registro de calibración de herramientas (Llave hidráulica).
6. Manual llave hidráulica.
7. Versiones libres trabajadores de la torre.
8. Instructivo I-EN-EE-004 Instructivo bajada de tubería en sencillos.
9. VPR-VPR-I-011 Bajada y sacada de tubería en sencillos
10. Registro fotográfico pulling.
11. Registro fotográfico junta #20.
12. Registro Open Wells intervención 12 de Septiembre de 2016.
13. Remito de tubería desde planta Tenaris.
14. Certificados de calidad de la tubería.
15. Survey del pozo CH94.

Entregado por: Lider de la Investigación	 Juan Carlos Nieto Meo E1045033 Firma JUAN CARLOS NIETO MELO
Después de evaluar el análisis de la investigación del Incidente y conforme con su resultado, apruebo y entrego copia a todas las partes involucradas para la implementación del plan de acción:	
Aprobado por: Realizó el nombramiento del Equipo Investigador	 Firma WILLIAM BARBOSA VALBUENA

1733

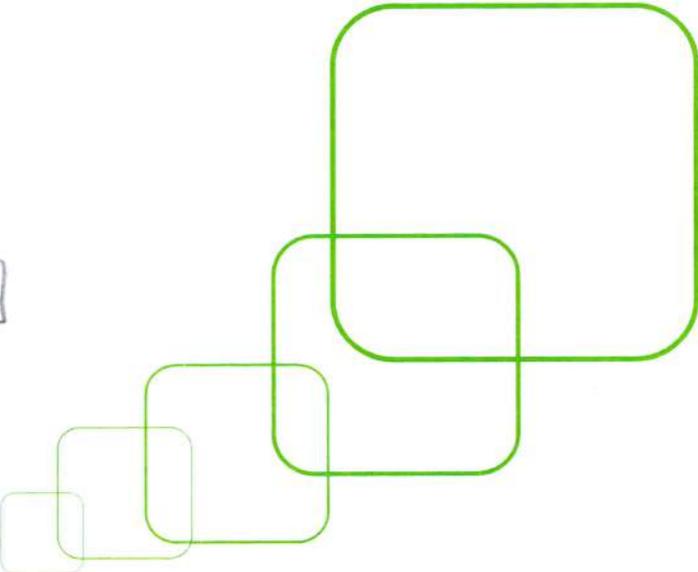


**ANÁLISIS DE LA FALLA QUE GENERÓ LA
DESCONEXIÓN DE LA TUBERÍA DE
PRODUCCIÓN EN EL POZO
CHICHIMENE-94**

Informe Técnico 090819

Presentado a:

ECOPETROL S.A



**Oficina de Extensión
Escuela de Ingeniería Metalúrgica y
Ciencia de Materiales
Universidad Industrial de Santander
Campus Central**
proyectos.imetalu@uis.edu.co
compraservimetalu@uis.edu.co
Tel: (+57) 7-6344000 ext. 2430
Bucaramanga - Santander, Colombia

Agosto de 2019

Bucaramanga, Colombia

GLOSARIO

Chaflán: Cara, por lo común larga y estrecha, que resulta, en un sólido, de cortar por un plano una esquina o ángulo diedro. Se refiere en el texto a la sección no roscada del *coupling* desde su cara plana.

Martensita: Fase que se forma en los aceros a partir de la transformación de la fase austenita por un enfriamiento rápido desde la temperatura de austenización. Se caracteriza por ser dura y frágil en estado de temple.

Martensita Revenida: Martensita que ha sido sometida a un tratamiento térmico para disminuir su dureza y aumentar su ductilidad.

Refino de grano: Proceso metalúrgico que tiene como objetivo la disminución del tamaño de grano de la fase austenita.

Afinadores de grano: Elementos de aleación que promueven el refino del grano en los aceros.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1 INTRODUCCIÓN	4
✓ 2 OBJETIVOS.....	6
✓ 2.1 OBJETIVO GENERAL.....	6
✓ 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
3 RECEPCIÓN DE MUESTRAS	7
4 CORTE DE MUESTRAS	7
5 RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	10
5.1 INSPECCIÓN VISUAL.....	10
5.2 ANÁLISIS FRACTOGRÁFICO	12
5.3 CARACTERIZACIÓN DEL MATERIAL	14
5.4 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES EN SERVICIO DE LA TUBERÍA.....	19
5.5 SIMULACIÓN DE ESFUERZOS.....	19
5.6 ANÁLISIS DEL INSTRUCTIVO OPERACIONAL DE INSTALACIÓN Y RETIRO DE SARTAS CON TUBERÍA EN PRODUCCIÓN DE POZOS.....	34
5.7 ANÁLISIS CONJUNTO DE LOS RESULTADOS.....	36
✓ 6 CONCLUSIONES	39
✓ 7 RECOMENDACIONES.....	39
✓ 8 RESPUESTA A LAS PREGUNTAS FORMULADAS	41
9 REFERENCIAS.....	43

I INTRODUCCIÓN

Ecopetrol S.A está interesada en conocer las causas de la falla que ocasionaron la desconexión de la tubería de producción del Pozo Chichimene-94 a partir del análisis del componente denominado coupling. De acuerdo con la información suministrada por el cliente, el pozo fue intervenido del 8 al 13 de septiembre de 2016 por personal adscrito a la empresa Independence Drilling S.A. La intervención tuvo como finalidad la reactivación del pozo cambiando la tubería de 5-1/2" LTC 15.5 lb/pie J-55 por tubería 4-1/2" EUE, N-80, 12.75 lb/pie nueva, suministrada por la empresa Tenaris. Adicionalmente, el pozo fue rediseñado para trabajar usando una bomba electrosumergible nueva marca Borets International. Posterior a la intervención del pozo, se iniciaron las actividades de operación de la bomba electrosumergible el 18 de septiembre de 2016 usando una frecuencia de 45Hz, con una rampa de aceleración hasta 50Hz que se alcanzó en 13 horas aproximadamente. Después de 4,5 horas operando a esta frecuencia, se observó un descenso en la presión de entrada a la bomba (PIP) por lo que se redujo la frecuencia a 49Hz, trabajando en estas condiciones por un periodo aproximado de 3 horas, momento en el cual se pierde el acceso a los datos por desconexión del sensor, es decir, la desconexión de la tubería de producción se produjo, aproximadamente, 20 horas después de haber dado el arranque de la bomba electrosumergible. Los datos registrados antes de la desconexión fueron: PIP=541,8 psi, temperatura del motor: 240,8F y corriente 350A. Después de la desconexión, la empresa Independence Drilling S.A procedió a realizar la pesca de los elementos que quedaron dentro del pozo, inicialmente se levantó sarta con peso de 14000 lbs, se recuperaron 20 juntas 4-1/2" EUE N-80 12,75 lb/ft (nuevas) saliendo como punta de la sarta el pin 4-1/2" EUE, adicionalmente, se recuperaron 34 superbandas y 465 ft de cable plano N° 2. En una operación posterior se pescó el coupling 4-1/2" EUE con OD 5-1/2", se realizó corte RCT y recuperaron las 236 juntas 4-1/2" EUE faltantes. La inspección realizada en campo a la junta desconectada, recuperada durante la pesca (pin y coupling), permitió evidenciar daño en la rosca de ambos elementos como se aprecia en la figura 1.



Figura 1. Estado del pin (izq) y el coupling (der) recuperados. Fotos tomadas en campo después de la pesca. Se observa deformación de la rosca en ambos componentes. Fuente Ecopetrol.

Toda vez que el objeto del análisis de falla es identificar las causas que ocasionaron la desconexión de la tubería de producción del pozo y, después de analizar el completo material fotográfico suministrado por el cliente, se hace evidente que el material del coupling sufrió una deformación concordante con la deformación sufrida por el pin como puede observarse en la figura 1. Teniendo en cuenta que los dos elementos trabajan en conjunto, están sometidos a las mismas condiciones de servicio, se conoce la procedencia del material y se tiene la respectiva trazabilidad del fabricante de los componentes fallados, es posible determinar las causas que ocasionaron la desconexión entre los tubos 20 y 21 de la sarta de producción del pozo Chichimine-94 a partir del análisis de la superficie de falla del coupling mediante la caracterización del material (fallado y nuevo), el análisis de las condiciones de montaje y operación en servicio, la determinación de los esfuerzos necesarios para causar la deformación observada en el coupling usando software de simulación y comparando estos resultados con las especificaciones técnicas. Es importante señalar, que la falla de la que se trata este estudio se relaciona con la desconexión de las tuberías, es decir, los tubos 20 (pin) y 21 (box), los cuales estaban unidos por medio del coupling (elemento recuperado y con el que se cuenta para este estudio). El análisis de las causas de la falla del coupling permitirá determinar lo que ocasionó la desconexión de los tubos, aunque no se cuente con el pin para el análisis de falla pues, como se mencionó anteriormente, este elemento era parte de un conjunto y para su operación en servicio es necesario que se encuentre ligado por medio del coupling a otros tubos de la misma naturaleza. Para efectos comparativos se realizó la caracterización del material correspondiente a un tubo pin y tubo box nuevos suministrados por el mismo fabricante del componente fallado.

2 OBJETIVOS

El servicio de análisis de falla se plantea los siguientes objetivos:

2.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la causa de la falla presentada en el componente denominado *Coupling* que generó la desconexión de la tubería de producción en el pozo Chichimene-94 perteneciente a la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Chichimene de Ecopetrol S.A.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar la información suministrada por el cliente con relación al componente, la operación en servicio y el evento de la falla.
- Revisar y analizar la información disponible en la literatura sobre este tipo de componente, su fabricación y casos de falla relacionados.
- Realizar ensayos no destructivos de inspección visual y determinación de espesores por ultrasonido en la pieza recibida en el laboratorio.
- Realizar la simulación por análisis numérico de los esfuerzos a los que fue sometido el componente para generar la deformación observada en la inspección visual.
- Calcular la longitud de rosca teórica.
- Caracterizar el material desde el punto de vista metalúrgico para determinar su composición química, microestructura y propiedades mecánicas.

3 RECEPCIÓN DE MUESTRAS

Se recibieron en el laboratorio, tres secciones de tubería con una longitud aproximada de 2,5m marcadas como pin nuevo, coupling nuevo y coupling fallado. En las que se evidencian marcas correspondientes a corte por oxiacetileno en el extremo posterior al área de interés. Debido a la longitud de los tubos, es posible obtener muestras para análisis lejos del extremo cortado, evitando las posibles modificaciones del material en la zona afectada por el calor durante el corte. En la figura 2 se muestra el estado de las piezas recibidas en el laboratorio.



Figura 2. Piezas recibidas en el laboratorio para análisis. De arriba a abajo, tubo box nuevo, tubo box pescado (coupling para este estudio), pin tubo nuevo. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

4 CORTE DE MUESTRAS

Para facilitar la inspección del material en estado de entrega se procedió a realizar un corte con sierra, usando taladrina como lubricante para evitar la modificación de las propiedades mecánicas y metalúrgicas de los componentes a estudiar, en la figura 3 se presenta una fotografía del corte realizado.



Figura 3. Corte de piezas con sierra usando como lubricante taladrina. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

A partir del corte mostrado anteriormente se obtuvieron muestras de cada tubo de aproximadamente 85 cm de longitud. La sección más próxima a la región de interés se denominó como I y el área más

alejada se identificó como 2, así pues, las muestras para estudio se identificaron de acuerdo con la zona de obtención. En la figura 4 se muestra una fotografía de las muestras obtenidas.



Figura 4. Secciones obtenidas para estudio. De arriba abajo: pin nuevo y tubo box nuevo.
Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

La determinación de composición química, dureza y microestructura se realizó en la zona 2. Las probetas de tracción fueron obtenidas del resto de tramo, para la obtención de dichas probetas fue necesario realizar un corte por agua seguido de mecanizado. La figura 5 ilustra el seccionamiento de las muestras.



Figura 5. Secciones obtenidas para estudio en el tubo box fallado. El rectángulo marcado como T fue usado para la obtención de probetas de tracción. De la sección CF2, se obtuvieron las muestras para determinación de composición química, dureza y microestructura.
Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

Posteriormente, para acceder a la superficie dañada de la rosca del *coupling* del tubo box fallado, se realizaron dos cortes tomando los cuidados necesarios para preservar las características metalúrgicas y mecánicas del componente fallado y sin afectar la superficie deformada de la rosca. En la figura 6 se presenta la secuencia de cortes realizados en el *coupling* fallado, los cortes se realizaron por las líneas indicadas.



Figura 6. Secuencia de cortes realizados en el coupling fallado. En la fotografía superior central se observa la secuencia del corte de acuerdo con las líneas, en la fotografía inferior izquierda se presenta la vista frontal del coupling antes de ser cortado. La fotografía inferior derecha muestra la sección retirada del coupling para análisis de la superficie deformada durante la falla. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

5 RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación, se presentan los resultados y el análisis realizado en todas las etapas del proceso para la determinación de la causa raíz de la falla que generó la desconexión de las tuberías 20 y 21 del Pozo Chichimene:

5.1 INSPECCIÓN VISUAL

La inspección visual se realizó de forma directa, bajo luz artificial con un nivel de iluminancia de 1000 luxes, de acuerdo con las recomendaciones para la práctica de este ensayo [1]. En los componentes nuevos (pin y tubo box) se verificó la sanidad de la rosca, no se observaron evidencias de golpes ni ningún tipo de deformación. En estos componentes, las secciones roscadas estaban protegidas con un protector plástico (ver figura 2) y estaban debidamente lubricadas con grasa, como lo recomienda la Norma API RP 5C1 [2], esto es importante puesto que de acuerdo con el Manual de Uso de Casing y Tubing de Tenaris, fabricante de los componentes estudiados, todo el material tubular, en particular las roscas, está fabricado con niveles de tolerancia estrecha y requiere, por lo tanto, un manipuleo especial. Ya se trate de material tubular y/o de roscas nuevas, usadas o reacondicionadas, siempre deben manipularse con los protectores de rosca colocados y ajustados [3]. La figura 7 muestra el estado de la rosca del pin nuevo recibido en el laboratorio.



Figura 7. Estado de la rosca del pin nuevo. La inspección visual permitió verificar que la rosca se encontraba en buen estado, sin presencia de ningún tipo de deformación.

Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

La inspección visual del tubo box permitió identificar marcas en el sentido transversal al tubo, como puede apreciarse en la figura 8. Estas marcas se encuentran lejos de la zona de interés y muy probablemente fueron ocasionadas durante el proceso de recuperación de la sarta después de la desconexión.

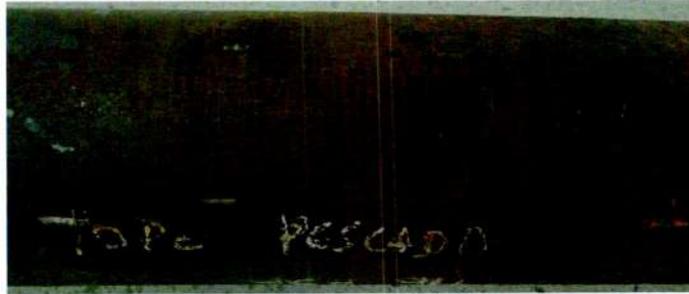


Figura 8. Marcas en sentido transversal del tubo correspondiente a la caja.
Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

La inspección visual del coupling permitió identificar zonas de desgaste adhesivo, como se muestra en la figura 9. El desgaste adhesivo se define como el desgaste por transferencia de material de una superficie a otra durante el movimiento relativo, debido a un proceso de soldadura en fase sólida [4]. Este tipo de desgaste se caracteriza por la presencia localizada de grandes protuberancias en las superficies [5]; el proceso de desgaste adhesivo conlleva una deformación plástica de las superficies en rozamiento, lo que consecuentemente produce una pérdida de ductilidad que puede provocar la eventual fractura del material [6]. Se observó, adicionalmente, que el diseño del componente incluye un chaflán en su extremo antes del inicio de la zona roscada. De acuerdo con la literatura consultada, este tipo de geometría es la más adecuada para reducir el riesgo de desgaste adhesivo [7].

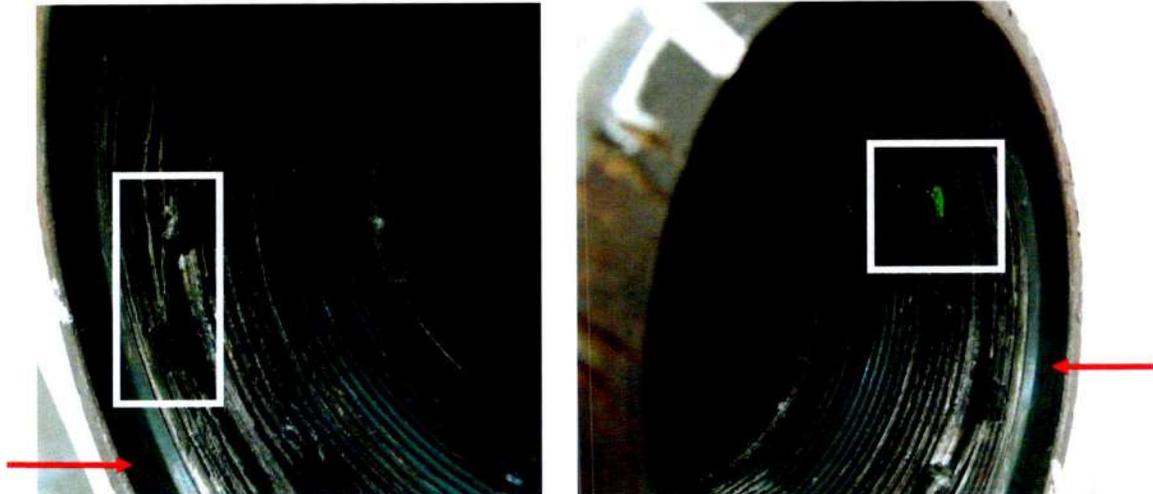


Figura 9. Marcas de desgaste adhesivo en el coupling.

Se observan protuberancias de gran tamaño (recuadros blancos). Puede verse que la geometría del coupling incluye un chaflán antes del inicio de la zona roscada (indicado por la flecha). Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

El examen visual realizado en el coupling fallado permitió la identificación de dos zonas claramente diferenciables en la región roscada. Una zona no deformada y otra zona deformada con longitud promedio de 45,36mm que se extiende desde la cara del coupling. Esta longitud es similar a la longitud

promedio deformada del pin de 44,96mm, valor obtenido de la información suministrada por el cliente. En la figura 10 se presentan las fotografías del coupling y del pin fallados donde se observan las dos zonas mencionadas anteriormente.



Figura 10. Zonas de daño comparables entre el pin y el coupling fallados.

Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

La inspección visual de la parte del coupling que fue cortada, permitió evidenciar la presencia de daño en la interfaz entre el chaflán y el primer hilo de la zona roscada, como puede verse en la figura 11.

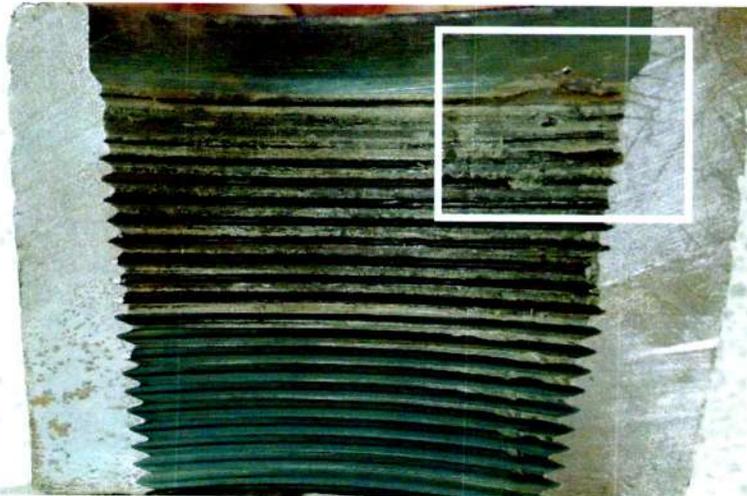


Figura 11. Presencia de daño en la interfaz entre el chaflán y el primer hilo de la zona roscada.

Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

5.2 ANÁLISIS FRACTOGRÁFICO

El análisis fractográfico se centró en la región de interfaz entre el primer hilo de la rosca del coupling fallado y el chaflán referenciado en el numeral anterior y se realizó tomando como referencia el ASM

Handbook VI2 *Fractography* [8]. Para el análisis se utilizó un microscopio estereoscópico marca Olympus, referencia SZ61. En la figura 12 se muestra un mosaico de fotografías que permite recorrer de un extremo a otro la superficie de falla, en el área de interés. Se encontraron evidencias de deformación plástica en el primer hilo de la rosca causando pérdida de la integridad geométrica del hilo.

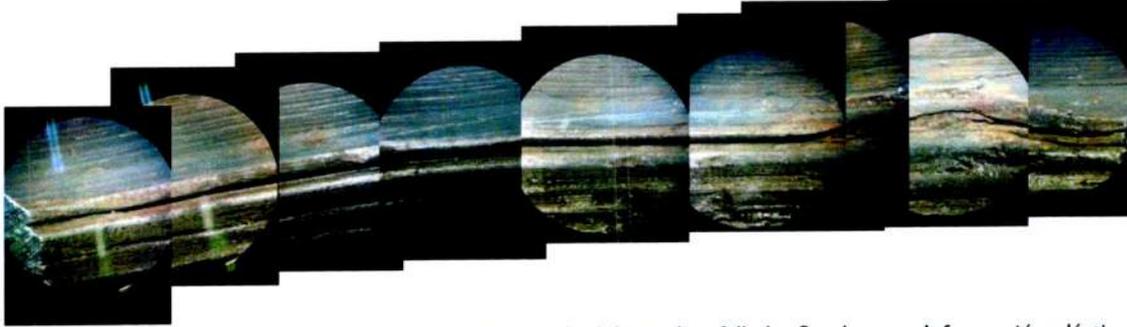


Figura 12. Interfaz chaflán-rosca en la sección cortada del coupling fallado. Se observa deformación plástica en un extremo de la sección en el primer hilo del coupling. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

Para realizar una observación detallada de la superficie en la interfaz chaflán - rosca, se procedió al análisis en el área de interés usando un Microscopio Electrónico de Barrido (SEM por sus siglas en inglés), marca Tescan MIRA 3 FEG-SEM, con Detector de Electrones Secundarios (DSE por sus siglas en inglés), marca Tescan A65c SED y Detector de Electrones de Rayos X, marca Bruker XFlash 5010. El análisis permitió corroborar la deformación sufrida por el primer hilo de la rosca del coupling y la presencia de desgaste adhesivo, caracterizado por la superposición de capas de metal transferido [9], como puede observarse en las figuras 13 y 14 respectivamente.



Figura 13. Micrografía obtenida por SEM. Se observa la deformación plástica sufrida por el primer hilo de la rosca del coupling. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

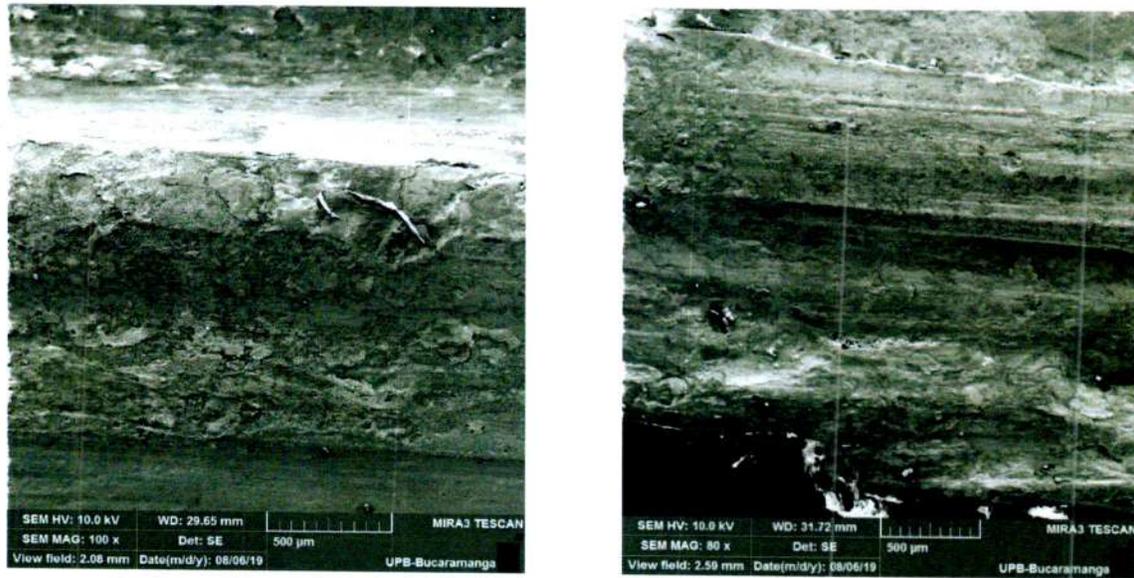


Figura 14. Micrografías obtenidas por SEM. Se observa desgaste adhesivo desde el primer hilo de la rosca del coupling. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

Como se mencionó anteriormente, el desgaste adhesivo se produce por la transferencia de metal entre dos superficies que se encuentran en contacto, debido a la fricción generada por el movimiento relativo de las superficies produciéndose un proceso de soldadura por fricción localizado. Se considera que no es posible ocasionar el daño observado en la interfaz entre el chaflán y el primer hilo de la rosca (desgaste adhesivo) en las operaciones de pesca para recuperación de los componentes que quedaron en el pozo después del evento que causó la desconexión de la tubería.

5.3 CARACTERIZACIÓN DEL MATERIAL

5.3.1 DETERMINACIÓN DE LA COMPOSICIÓN QUÍMICA

La composición elemental fue determinada mediante Espectroscopía de Emisión Óptica (OES, por sus siglas en inglés), empleando para ello un equipo marca Bruker, modelo X bajo el método Fe100. El ensayo se realizó siguiendo las especificaciones técnicas de la Norma ASTM E-415 [10]. Se realizaron cuatro (4) mediciones ubicadas aleatoriamente sobre la superficie expuesta y pulida, en la sección longitudinal de las muestras. El valor reportado para cada elemento corresponde al valor medio de cada composición elemental. En todos los casos se midió la composición química de los tubos, sin embargo, teniendo en cuenta que se trata de un sistema unitario coupling – box y que el certificado de calidad suministrado por el fabricante de los componentes indica que el acero en todos los casos es N80 tipo Q, se estima que la composición química del coupling está en concordancia con la de los tubos que conforman el sistema (box y pin). Los resultados obtenidos se relacionan en la tabla I.

Tabla 1. Composición química determinada según lineamientos de la Norma ASTM E-415 [10].

Elemento	Coupling - box fallada		Coupling - box nueva		Pin nuevo	
	Composición [%]	Desviación Estándar	Composición [%]	Desviación Estándar	Composición [%]	Desviación Estándar
C	0,228	0,0064	0,166	0,028	0,238	0,0089
Si	0,259	0,0009	0,230	0,0018	0,235	0,0019
Mn	1,329	0,0089	1,368	0,011	1,366	0,015
P	0,011	0,0004	0,015	0,0	0,015	0,0004
S	0,0055	0,0002	0,0054	0,0001	0,0053	0,0001
Cr	0,025	0,0	0,051	0,0	0,051	0,0005
Mo	0,0018	0,00008	0,0028	0,0001	0,0029	0,0002
Ni	0,0074	0,0001	0,015	0,0004	0,015	0,0004
Cu	0,0085	0,0036	0,016	0,0005	0,020	0,0058
Al	0,054	0,0015	0,056	0,0004	0,058	0,0036
Nb	0,0006	0,00005	0,0006	0,00005	0,0007	0,00005
V	0,0013	0,0	0,0018	0,0	0,0017	0,00005
Ti	0,023	0,0012	0,022	0,0005	0,022	0,0016

No se encontraron diferencias considerables en la composición química de los materiales estudiados. Todos los elementos de aleación están en concordancia con lo indicado en el certificado de calidad del fabricante. La especificación API 5CT no define la composición química de las aleaciones usadas para casing y tubing, excepto los contenidos de P y S que para el acero N80Q están especificados en máximo 0,03%. El material de todos los componentes analizados cumple con el contenido de azufre y fósforo especificado. La Norma API 5CT menciona como práctica obligatoria la adición de elementos como aluminio, niobio, vanadio y titanio para el refinamiento del tamaño de grano austenítico [11]. El material analizado presenta trazas de aluminio y titanio, cumpliendo con lo estipulado por la especificación.

5.3.2 ANÁLISIS METALOGRAFICO

El análisis metalográfico se realizó de acuerdo con el procedimiento establecido en la Norma ASTM E-3 [12] usando un microscopio marca Olympus. La microestructura del acero de todos los componentes estudiados está constituida por martensita revenida. La presencia de martensita revenida está en concordancia con lo especificado por el fabricante, puesto que el material está identificado como N80Q, lo que de acuerdo con los lineamientos de la Norma API 5CT sección 7 corresponde a grado N80 tipo Q (templado) [11]. Se encontró un tamaño de grano austenítico previo número 8, lo que era de esperarse por la presencia de elementos refinadores del tamaño de grano. Se encontraron diferencias menores en la distribución de precipitados de segundas fases, los cuales muy probablemente corresponden a carburos. El material del tubo pin tiene precipitados de mayor tamaño que los encontrados en los materiales correspondientes al ensamble coupling-box tanto nuevo como fallado. En las figuras 15, 16 y 17 se muestran las micrografías del material estudiado para el

tubo del ensamble coupling – box fallado, y los componentes nuevos (coupling – box y el tubo del pin), respectivamente.

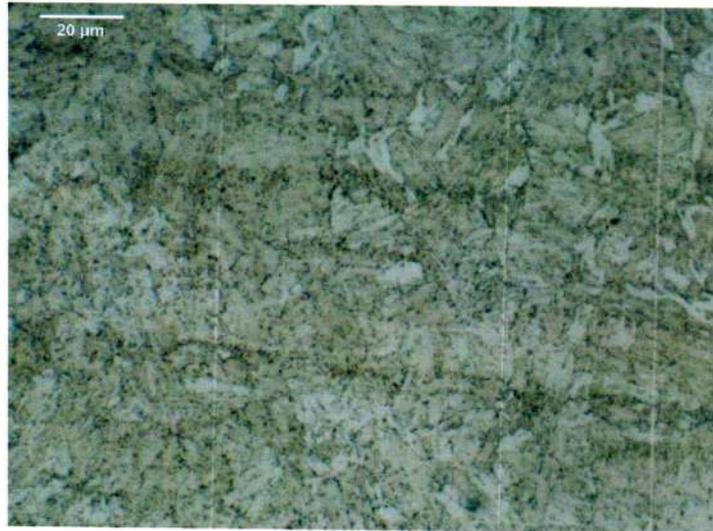


Figura 15. Micrografía correspondiente al material del tubo del ensamble coupling-box fallado. Atacado con Nital 2%. Se observa la presencia de martensita revenida y precipitados de segundas fases distribuidos homogéneamente en la matriz. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

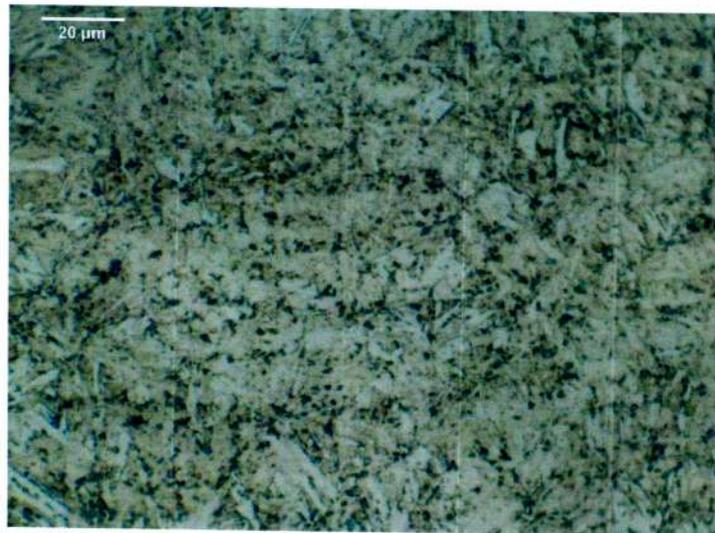


Figura 16. Micrografía correspondiente al material del tubo del pin nuevo. Atacado con Nital 2%. Se observa la presencia de martensita revenida y la distribución homogénea de precipitados de segundas fases. El tamaño de los precipitados observados es mayor que en el material del ensamble coupling – box fallado y nuevo. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

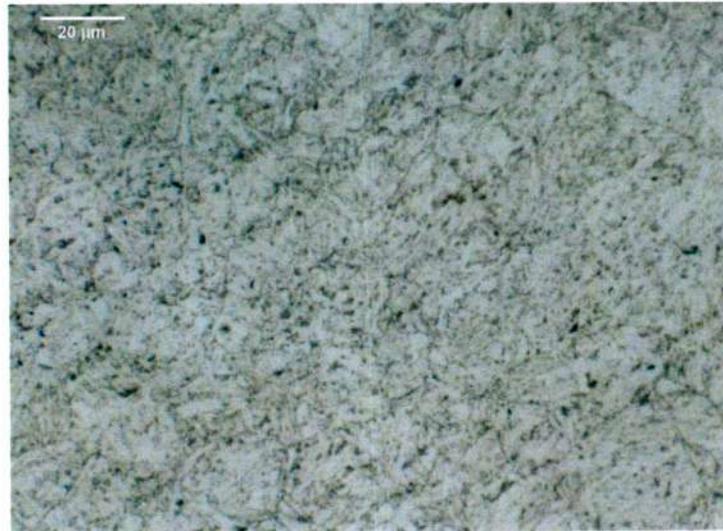


Figura 17. Micrografía correspondiente al material del tubo del ensamble coupling-box nuevo. Atacado con Nital 2%. Se observa la presencia de martensita revenida y precipitados de segundas fases distribuidos homogéneamente en la matriz. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

Se realizó un análisis en el SEM de la microestructura del material del tubo del ensamble coupling-box que presentó la falla, este análisis permitió corroborar la presencia de martensita revenida con precipitados de segundas fases. Los precipitados se encuentran homogéneamente distribuidos sobre la matriz. No fue posible determinar la composición química de los precipitados, sin embargo, a partir de la composición química del material, lo más probable es que se trate de carburos. En la figura 18 se presentan las micrografías tomadas a mayores aumentos.

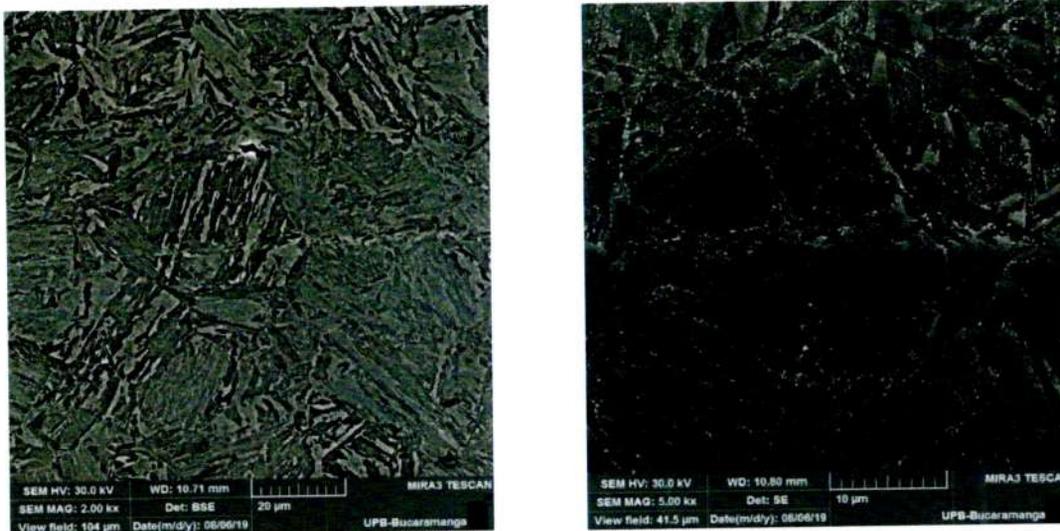


Figura 18. Micrografía SEM del material del tubo del ensamble coupling-box fallado. Atacado con Nital 2%. Se observa la presencia de martensita revenida y precipitados de segundas fases distribuidos homogéneamente en la matriz. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

5.3.3 ENSAYO DE DUREZA

La medición de dureza se realizó según los lineamientos de la Norma ASTM E-18 [13] empleando un durómetro de banco marca Wilson. La dureza fue medida sobre la sección longitudinal de la tubería. Los resultados encontrados se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Dureza del material estudiado determinada según lineamientos de la Norma ASTM E-18 [13].

Componente	Coupling – box fallado	Pin nuevo	Coupling – box nuevo
Dureza HRB	81	78,6	85,6

La Norma API 5CT no especifica un valor de dureza determinado. La dureza encontrada no presenta desviaciones representativas entre las zonas estudiadas, de igual manera no se observa una desviación significativa en el valor de dicha propiedad entre las muestras analizadas. El menor valor de dureza encontrado en el pin puede estar explicado en función del tamaño de los precipitados pues, está bien establecido las propiedades mecánicas de los materiales metálicos aumentan con la disminución del tamaño de los precipitados [14].

5.3.4 ENSAYO DE TRACCIÓN

Los ensayos de tracción se realizaron de acuerdo a los lineamientos de la Norma ASTM E-8 [15] en una máquina universal de ensayos mecánicos marca SHIMADZU, modelo AG-X plus de 250 kN. Se realizaron ensayos en dos probetas de cada componente, extraídos en la sección longitudinal de los tubos. A partir de la curva tensión – deformación se determinó de forma aproximada la resistencia a la fluencia del material en el 0,2% de deformación. En la tabla 3 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 3. Propiedades mecánicas del material en estudio según lineamientos de la Norma ASTM E-8 [13].

Componente	Coupling – box fallado [MPa/ksi]	Pin nuevo [MPa/ksi]	Coupling – box nuevo [MPa/ksi]
Resistencia a la fluencia en el 0,2% de deformación (valor aproximado)	610 / 88 ksi	659 / 95,5	655 / 95
Resistencia a la tensión	689,7 / 100	741 / 107,5	749 / 108,6

Los valores encontrados en las propiedades del material están en concordancia con las especificaciones dadas por la Norma API 5CT [11] que establece para el acero N80 tipo Q, una tensión de fluencia entre 80 y 110 ksi y una resistencia a la tensión de mínimo 100 ksi. El material de todos los componentes estudiados cumple con las especificaciones requeridas y los valores encontrados experimentalmente son similares a los reportados por el fabricante en el certificado de calidad. Los valores menores encontrados en el material del tubo perteneciente al ensamble coupling – box fallado podrían explicarse en función de la deformación sufrida por este durante la falla del componente.

5.4 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES EN SERVICIO DE LA TUBERÍA

Las propiedades del material de todos los componentes estudiados cumplen con las especificaciones dadas tanto, por el fabricante en sus certificados de calidad, como en las Normas API aplicables para el servicio en las condiciones descritas por el cliente. No hay evidencias que lleven a considerar que el material del conjunto coupling – box fallado no estaba apto para el encendido y operación de la bomba electrosumergible toda vez que, inclusive después de la falla, el material conserva sus propiedades tanto metalúrgicas como mecánicas. El material cumple con las especificaciones en cuanto a composición química, microestructura y propiedades mecánicas para desempeñarse en servicio según sus condiciones de diseño. No se encontraron evidencias de fallas relacionadas con el proceso de fabricación ni del coupling ni de los tubos. De acuerdo, con el certificado de calidad del fabricante, el coupling fue fabricado sin costura y por un proceso de deformación en caliente, este proceso de fabricación cumple con lo estipulado por la Norma API 5CT para este tipo de componentes. La Norma mencionada describe que los tubos del pin y box pueden ser fabricados con y sin costura. En el caso de los tubos con costura, como los analizados en este estudio, es obligatoria la realización de un tratamiento térmico con el fin de garantizar que no haya martensita en estado de temple sin revenir, la Norma sugiere que el revenido sea realice a una temperatura igual o mayor a 580°C [11]. Las características encontradas en la microestructura permiten determinar que el procedimiento fue realizado adecuadamente.

5.5 SIMULACIÓN DE ESFUERZOS

5.5.1 METODOLOGÍA

La metodología utilizada para el desarrollo del análisis comprendió las siguientes etapas:

A. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Se seleccionó y organizó la información relevante en cuanto a las condiciones de operación de la tubería y parámetros de diseño, esto permitió conocer condiciones específicas de la pieza y su función mecánica en el ensamble.

B. LEVANTAMIENTO METROLÓGICO Y RECONSTRUCCIÓN TRIDIMENSIONAL

El levantamiento metrológico se realizó mediante el uso de instrumentos de medición como galgas, calibrador digital y equipo de medición de espesores por ultrasonido, marca General Electric, modelo DM4. Se obtuvo un compendio de información cuantitativa en cuanto a dimensiones micro-macro, geometría, discontinuidades y medición de discontinuidades presentes en la tubería, para posteriormente desarrollar una reconstrucción tridimensional mediante el diseño asistido. El modelo geométrico fue realizado en función de los parámetros de diseño, con la sección roscada hasta el final del área de cada pin. Este diseño fue realizado en el software Solidworks, utilizando

diseño asistido de piezas y posteriormente el diseño de ensamble de piezas, logrando el alineamiento de las partes construidas.

C. FUNDAMENTACIÓN MATEMÁTICA DE LA RELACIÓN ESFUERZO-DEFORMACIÓN

Se plantearon las ecuaciones matemáticas que describen los vectores de esfuerzos aplicados y las deformaciones elásticas y plásticas sufridas en el material. Para ello se utilizó lo propuesto por la ecuación de Von Mises y los fundamentos descritos por Navier, considerando los fenómenos físicos que tienen lugar en la pieza y las propiedades del material. Con base en el criterio de fluencia de Von Mises, se define como esfuerzo efectivo $\bar{\sigma}$.

$$\bar{\sigma} = 1/\sqrt{2} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]^{1/2}$$

Donde σ_1 , σ_2 y σ_3 son los esfuerzos principales del estado general de esfuerzo.

La deformación efectiva se define tal que un incremento de trabajo de deformación por unidad de volumen está dado por:

$$dw = \bar{\sigma} d\bar{\epsilon} = \sigma_1 d\epsilon_1 + \sigma_2 d\epsilon_2 + \sigma_3 d\epsilon_3$$

Donde $\bar{\epsilon}$ es la deformación efectiva y ϵ_1 , ϵ_2 y ϵ_3 son las deformaciones principales, correspondiente a los esfuerzos principales aplicados en el material.

Considerando las ecuaciones de flujo plástico tenemos:

$$d\epsilon_1 = \frac{d\bar{\epsilon}}{\bar{\sigma}} [\sigma_1 - 1/2 (\sigma_2 + \sigma_3)]$$

$$d\epsilon_2 = \frac{d\bar{\epsilon}}{\bar{\sigma}} [\sigma_2 - 1/2 (\sigma_1 + \sigma_3)]$$

$$d\epsilon_3 = \frac{d\bar{\epsilon}}{\bar{\sigma}} [\sigma_3 - 1/2 (\sigma_1 + \sigma_2)]$$

Por consiguiente, cualquier esfuerzo o carga aplicada en la sarta de tubería, tiene una respuesta en deformación, ya sea elástica o plástica.

D. MÉTODO DE SOLUCIÓN DE ECUACIONES Y CONDICIONES DE FRONTERA

Para el cálculo de la distribución de esfuerzos de Von Mises y la deformación del material, se utilizó el método de elementos finitos (FEM por sus siglas en inglés) que permite generar una aproximación de la solución de las ecuaciones involucradas. Para este sistema se plantearon dos volúmenes de control: El primero consiste en el estado inicial de esfuerzos sometidos en la sarta, donde involucra

la combinación pin-coupling-box; y el segundo corresponde al modelo inverso de esfuerzos, partiendo de las deformaciones observadas en el coupling. Las condiciones de borde para el primer sistema (pin-coupling-box) obedece a las cargas debidas al peso de un equivalente de estructura y para el segundo sistema (coupling-deformaciones) se partió de los esfuerzos iniciales y se llevó a las deformaciones encontradas en el material en el levantamiento metrológico, sección de zonas de daño. Se usó una Workstation de 64 bits /4 cores, procesador Intel core i5 y 64 GB de RAM. El tiempo de cada corrida vario entre 19min, 32s y 86min, 28s. En la figura 19 puede observarse la malla correspondiente y el histograma propio de la simulación realizada.

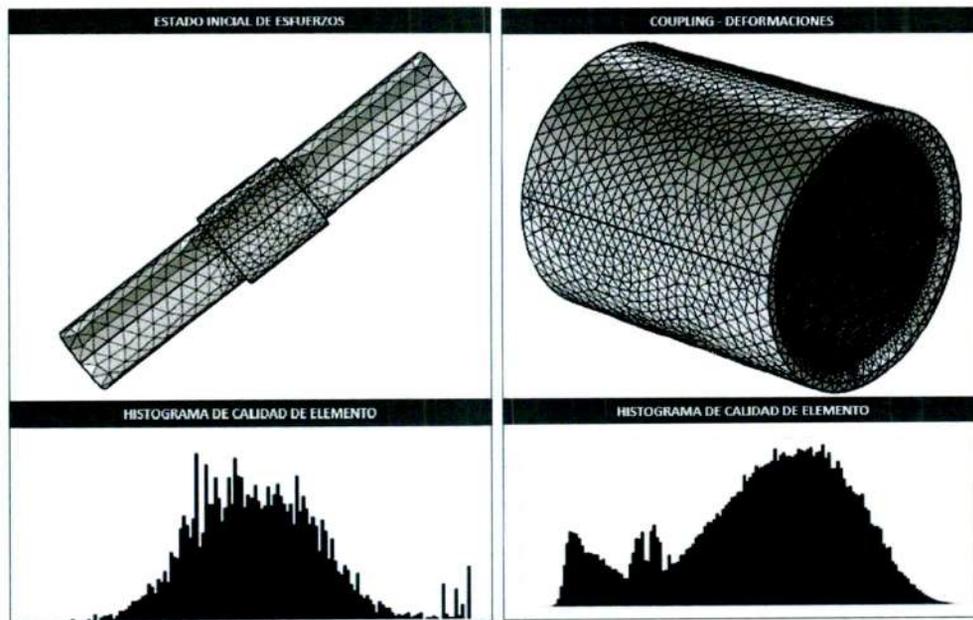


Figura 19. Elementos finitos e histograma usados para simular los sistemas propuestos.
Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

La solución de las ecuaciones se realizó bajo los principios de un modelo matemático no lineal y estacionario, con una tolerancia de convergencia relativa de 0.0001

ESTADO INICIAL DE ESFUERZOS: Los elementos de la malla están definidos por la física (mecánica de sólidos) con un tamaño de elemento "Normal" (máximo de 0,006452 mm³). Un total de elementos de 19545 con calidad media de 0,587.

COUPLING-DEFORMACIONES: Los elementos de la malla están definidos manualmente con un tamaño máximo de 1,123 E-4 mm³. Un total de elementos de 210356 con calidad media de 0,6137.

E. LONGITUD DE ROSCA DE TUBERÍA

Para determinar la longitud de rosca en diseño para el pin de la sarta unitaria, se parte de los principios de conservación de cargas, determinados por el esfuerzo de tracción y el área de aplicación de la carga. En donde la longitud de rosca mínima para el pin está dada por:

$$L_{RD} = \delta * \frac{A_t}{Ac1} * \frac{Rmm}{Rmh}$$

En donde, δ es el inverso de la relación de esfuerzos, A_t es la sección de tensión a la tracción, Ac_1 es la sección unitaria, Rmm es la resistencia a la tracción del material del pin y Rmh es la resistencia a la tracción del material del coupling. Y a su vez Ac_1 y A_t se derivan matemáticamente como:

$$Ac = \pi * d_{int} * \frac{L}{P} * \left(\frac{P}{2} + (d_{int} - D_{2m\acute{a}x}) * \tan(\alpha) \right)$$

$$A_t = \frac{\pi}{4} * (d - 0.938194 * P)^2$$

En donde, d_{int} corresponde al diámetro interno del pin, P es el paso de rosca, $D_{2m\acute{a}x}$ es el diámetro primitivo máximo del coupling, α es el ángulo de rosca y d es el diámetro nominal de la rosca del pin.

5.5.2 ANÁLISIS METROLÓGICO Y RECONSTRUCCIÓN TRIDIMENSIONAL DEL SISTEMA

5.5.2.1 Levantamiento metrológico de los segmentos de tubería

La identificación y descripción del segmento de tubería se presenta a continuación, las piezas estudiadas corresponden al conjunto pin sin servicio, coupling-box sin servicio y coupling-box fallado. El levantamiento metrológico del pin sin servicio se realizó en cuatro anillos. Para el ensamble coupling- box sin servicio se tomaron medidas en seis anillos, tres correspondientes al coupling y tres que corresponden al tubo. El levantamiento metrológico para el ensamble coupling- box fallado se realizó en seis anillos, tres correspondientes al coupling y tres que corresponden al tubo. En las tablas 4, 5 y 6 se presentan los valores encontrados en cada posición tomando como referencia el sentido horario para cada componente estudiado.

Tabla 4. Identificación y condiciones de referencia de la tubería o pin de conexión en condición inicial.

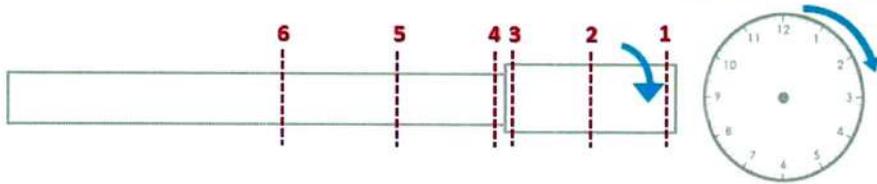
PIN DE CONEXIÓN SIN SERVICIO									
Inicio en coupling	Long. Línea [mm]	Diámetros [mm]		Espesores [mm]					
		3 a 9	6 a 12	12	2	4	6	8	10
Anillo 1	0	116,38	116,48	5	5,2	5,28	5,1	5,08	5,4
Anillo 2	75	122,02	122,06	9,05	9,02	9,16	8,97	9,28	9,12
Anillo 3	170	114,64	114,62	7,74	7,61	7,62	7,52	7,7	7,72
Anillo 4	270	114,42	114,78	7,36	7,05	7,1	7,03	7,02	7,26
ROSCA DEL PIN [mm]									
Longitud rosca									66,68
Hilos (1 y 21 poco definido)									21
Paso de rosca									3
Posición de inicio de hilo									4h
Longitud del flanco									1,24
Altura de filete									2
Distancia de enganche									4,5
Distancia de inclinación									0

Tabla 5. Identificación y condiciones de referencia del box – coupling en condición inicial.

BOX - COUPLING SIN SERVICIO									
Longitud de la conexión: 160,8 mm; 141 mm Dext; 123,12 mm Dint; Color: roja Tubería: 115 mm Dext; 98 mm Dint; Franja roja y verde a 533 mm									
Inicio en coupling	Long. línea [mm]	Diámetros [mm]		Espesores [mm]					
		3 a 9	6 a 12	12	2	4	6	8	10
Anillo 1	5	141,38	141,39	9,68	9,8	9,89	9,73	9,81	9,73

Anillo 2	75	141,48	141,44	12,96	13,23	13,56	13,63	13,64	13,83
Anillo 3	155	141,28	141,32	10,81	9,72	9,67	9,51	9,51	9,22
Anillo 4	170	121,18	121,34	9,92	9,36	9,16	9,78	9,17	8,83
Anillo 5	360	114,52	114,58	7,34	7,12	7,1	6,96	6,99	7,07
Anillo 6	570	114,48	114,38	7,47	7,06	7,12	7,21	6,98	7,05
ROSCA DEL COUPLING [mm]									
Longitud libre para roscar (23 crestas)									90
Paso de rosca									3
Posición de inicio de hilo									4h
Longitud del flanco									1,24
Altura del filete									2
Distancia de enganche									14,8
Distancia de inclinación inicial									4,8

Tabla 6. Identificación y condiciones de referencia del box – coupling fallado.

BOX - COUPLING FALLADO									
									
Longitud de la conexión: 160,76; Dext 141,92; Dint 122,38; Color: roja franja verde Tubería: 115 mm Dext; 98 mm Dint; Franja roja y verde a 533 mm									
Inicio en coupling	Long. Línea [mm]	Diámetros [mm]				Espesores [mm]			
		3 a 9	6 a 12	12	2	4	6	8	10
Anillo 1	5	140,7	139,9	12,6	10,65	9,29	8,82	9,02	10,04
Anillo 2	75	141,24	140,06	15,32	15,37	13,12	12,58	12,35	13,52
Anillo 3	155	141,48	141,08	10,28	10,32	9,44	9,12	9,08	9,72
Anillo 4	170	121,58	122,4	9,77	8,92	9,11	9,07	9,09	9,63
Anillo 5	360	114,82	114,16	6,99	6,98	6,98	7,12	7,02	7,14
Anillo 6	570	115,1	114,56	7,11	7,31	6,95	7,04	6,87	6,86
ROSCA DEL COUPLING [mm]									
Longitud libre para roscar (23 crestas)									89,1
Paso de rosca									3
Posición de inicio de hilo									4h
Longitud del flanco									1,24
Altura del filete									2
Distancia de enganche									14,8
Distancia de inclinación inicial									4,8

5.5.2.2 Levantamiento metrológico en las zonas de daño del coupling

En el coupling fallado se identificaron 6 zonas de daño prominente. Los resultados del levantamiento metrológico en las zonas dañadas del coupling fallado se presentan en la tabla 7 tomando como referencia el sentido horario. Las zonas de daño 1 y 2 corresponden a las regiones donde fueron observadas protuberancias generadas por desgaste adhesivo.

Tabla 7. Medición de las zonas dañadas del coupling fallado.

ZONA DAÑO 1	
Posición horaria del daño [h]	5 a 12
Distancia a la zona de daño [mm]	23,85
Ancho del daño [mm]	202,16
Longitud del daño [mm]	7,45
Profundidad del daño [mm]	3
Hilos afectados	5, 6 y 7
ACUMULACIÓN DE MATERIAL	
Diámetro 1 [mm]	7,55
Diámetro 2 [mm]	14,5
Altura desde cresta [mm]	2
ZONA DE DAÑO 2	
Posición horaria del daño [h]	8 a 12
Distancia a la zona de daño [mm]	36,35
Ancho del daño [mm]	107,66
Longitud del daño [mm]	6,95
Profundidad del daño [mm]	2,5
Hilos afectados	7, 8 y 9
ACUMULACIÓN DE MATERIAL	
Diámetro 1 [mm]	6,95
Diámetro 2 [mm]	16,6
Altura desde cresta [mm]	1
ZONA DE DAÑO 3	
Posición horaria del daño [h]	6:15 a 6:20
Distancia a la zona de daño [mm]	16,2
Ancho del daño [mm]	10,1
Longitud del daño [mm]	14,95
Profundidad del daño [mm]	0,5
Hilos afectados	4, 5, 6, 7 y 8

ZONA DE DAÑO 4	
Posición horaria del daño [h]	8:20 a 8:30
Distancia a la zona de daño [mm]	18,45
Ancho del daño [mm]	6,55
Longitud del daño [mm]	15,7
Profundidad del daño [mm]	0,3
Hilos afectados	4, 5 y 6
ZONA DE DAÑO 5	
Posición horaria del daño [h]	11:50
Distancia a la zona de daño [mm]	37,95
Ancho del daño [mm]	3,15
Longitud del daño [mm]	32,65
Profundidad del daño [mm]	0,5
Hilos afectados	7 a 18
ZONA DE DAÑO 6	
Posición horaria del daño [h]	11:55
Distancia a la zona de daño [mm]	10,95
Ancho del daño [mm]	10,45
Longitud del daño [mm]	1
Profundidad del daño [mm]	2
Hilos afectados	1

5.5.2.3 Reconstrucción tridimensional del sistema

Para la reconstrucción tridimensional se dispuso de un segmento de la sarta, correspondiente a la sección box, coupling y pin, de acuerdo con el levantamiento metrológico descrito anteriormente. En la figura 20 se presenta un esquema de la reconstrucción del sistema unitario de la sarta considerado.

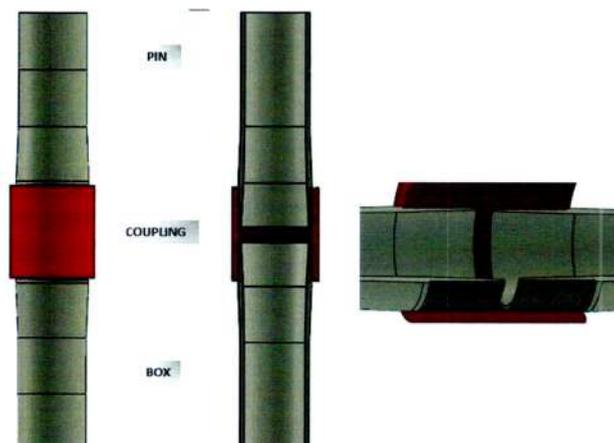


Figura 20. Reconstrucción del sistema unitario de sarta. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

Para el segundo sistema de simulación, se utilizó el diseño geométrico del *coupling* con las dimensiones y características enunciadas en el levantamiento metrológico para el elemento sin servicio, en la figura 21 se muestra el esquema de reconstrucción tridimensional del *coupling*.

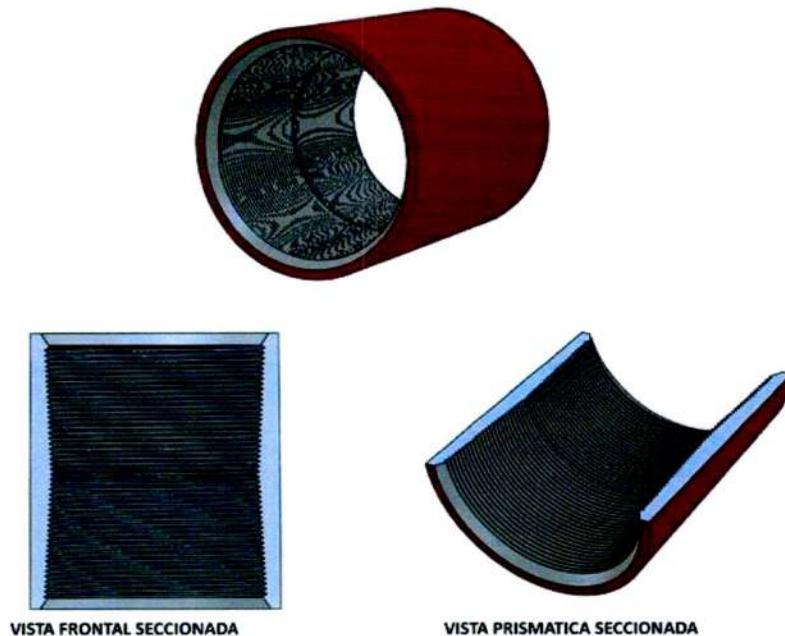


Figura 21. Reconstrucción tridimensional del *coupling*. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

El modelo obtenido es una aproximación a la pieza real, por lo cual, es posible que las dimensiones no se ajusten totalmente con el sistema en operación, adicionalmente, es importante mencionar que solo son tenidas en cuenta dimensiones macro sin entrar en detalle en temas de rugosidad e imperfecciones menores a 1 mm. Posterior al diseño CAD, se exporta la geometría correspondiente para proceder con la ejecución del planteamiento matemático y numérico en el volumen de control establecido por cada uno de los modelos. El modelo obtenido es una representación gráfica del sistema o pieza inicial.

5.5.3 SOLUCIÓN DEL MODELADO Y LA SIMULACIÓN

5.5.3.1 Estimación de los parámetros geométricos

A continuación, se presentan los parámetros geométricos calculados a partir del análisis metrológico realizado para cada uno de los sistemas estudiados. Los espesores y diámetros nominales fueron tomados de la información suministrada por la empresa fabricante de los componentes.

PIN DE CONEXIÓN SIN SERVICIO



$$\delta = \frac{D_{\text{máx}} - D_{\text{mín}}}{D_{\text{nominal}}}$$

$$\varepsilon = \frac{E_{\text{máx}} - E_{\text{mín}}}{E_{\text{nominal}}}$$

OVALIDAD (δ)

EXCENTRICIDAD (ε)

0,112 %

3,780%

BOX - COUPLING SIN SERVICIO



$$\delta = \frac{D_{\text{máx}} - D_{\text{mín}}}{D_{\text{nominal}}}$$

$$\varepsilon = \frac{E_{\text{máx}} - E_{\text{mín}}}{E_{\text{nominal}}}$$

OVALIDAD (δ)

EXCENTRICIDAD

(ε)

0,057%

7,195%

BOX - COUPLING FALLADO



$$\delta = \frac{D_{\text{máx}} - D_{\text{mín}}}{D_{\text{nominal}}}$$

$$\varepsilon = \frac{E_{\text{máx}} - E_{\text{mín}}}{E_{\text{nominal}}}$$

OVALIDAD (δ)

EXCENTRICIDAD (ε)

0,578%

12,851%

A partir de los valores encontrados para los parámetros geométricos, se puede evidenciar que tanto la ovalidad como la excentricidad del *coupling* fallado presentan valores mayores que los calculados para los componentes que no han estado en servicio. La variación geométrica de los componentes nuevos cumple con lo estipulado en la Norma API 5CT tanto para la ovalidad como para la excentricidad (para tubería de 4-1/2" el diámetro exterior tiene una tolerancia entre $+1\%D - 0,5\%D$ y la variación del espesor aceptada es de $\sim 12,5\%$). El tubo correspondiente al sistema box - *coupling* fallado tiene un valor de excentricidad ligeramente mayor que el estipulado por la Norma [11].

5.5.3.2 Esfuerzos en sistema unitario Pin - *Coupling* - Box nuevo con condiciones de diseño

Para la aplicación de cargas, se plantea el caso de mayor exigencia para la estructura teniendo en cuenta el peso del sistema unitario, las distancias a las cuales se ubicaron las fuerzas están calculadas teóricamente a partir del tipo de operación y el material. El valor de las fuerzas externas (FEXT) se asume a partir de las demás cargas de la estructura, tomando un sistema unitario Pin - *Coupling* - Box. En la figura 22 se observa la simulación del nivel de esfuerzos a los que está sometido el sistema en condiciones de diseño. El perfil de esfuerzos es representado mediante la barra de colores, donde el azul representa las zonas de menor esfuerzo, el amarillo las zonas sometidas a esfuerzos intermedios y el rojo las regiones que presentan altos esfuerzos.

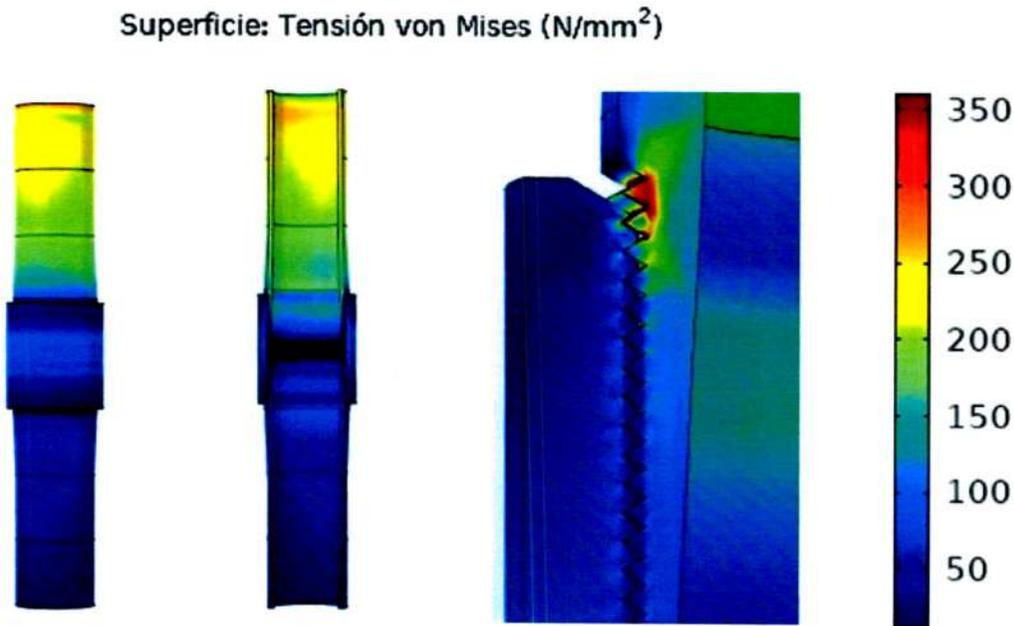


Figura 22. Estado de tensiones del sistema Pin - *Coupling* - Box nuevo en condiciones de diseño. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

Las cargas inherentes al sistema generan una zona de concentración de esfuerzos estáticos situada en las cercanías del punto de conexión entre el pin y el coupling. En esta región el nivel de esfuerzos máximo tiene un valor aproximado de 350 N/mm^2 , teniendo en cuenta que el esfuerzo de fluencia del material es 80 ksi ($551,58 \text{ N/mm}^2$) el nivel máximo de esfuerzos al que estaría sometido el sistema es inferior, lo que permite concluir que, aunque se manifiesta una leve variación de tonalidad en el área de mayores esfuerzos, el pseudocoloreado evidenciado no corresponde a un nivel crítico de esfuerzos [16]. El estado de deformaciones para el sistema en carga, por diseño, se observa mayoritariamente en el pin, involucrando las fuerzas que causan su mayor efecto tensor, evidenciándose un desplazamiento mayor en este componente, sin embargo, dicho desplazamiento esta por el orden de las décimas de milímetro, desplazamiento tolerable para una pieza de dicha magnitud. Los resultados obtenidos en la simulación muestran una zona de concentración de esfuerzos cercana a la zona de los últimos hilos de rosca del pin, con niveles de esfuerzos bajos en comparación con el esfuerzo de fluencia del material. Las dimensiones del desplazamiento ocasionado por estos niveles de esfuerzo evidencian bajas tasas de deformación del material, ubicándose en la zona de recuperación elástica. Lo anterior establece que los últimos hilos de la rosca del pin corresponden al área más propensa a sufrir una falla por tensión o sobrecarga, sin embargo, para las condiciones más críticas de diseño tanto el componente como el material están en condiciones de recuperarse normalmente una vez cese la tensión.

5.5.3.3 Esfuerzos en el Coupling con condiciones de deformación

A partir de las deformaciones halladas en el levantamiento metrológico del coupling, se realizó modelado a la inversa del esfuerzo en función de la deformación, partiendo de las condiciones y diseño del coupling nuevo sin servicio. Las zonas de daño simuladas corresponden a seis (6) áreas en donde, a partir del código de colores, se puede determinar el esfuerzo en tensión de Von Mises que se tuvo que ejercer en el material para generar la deformación observada en el componente, como se muestra en la figura 23.

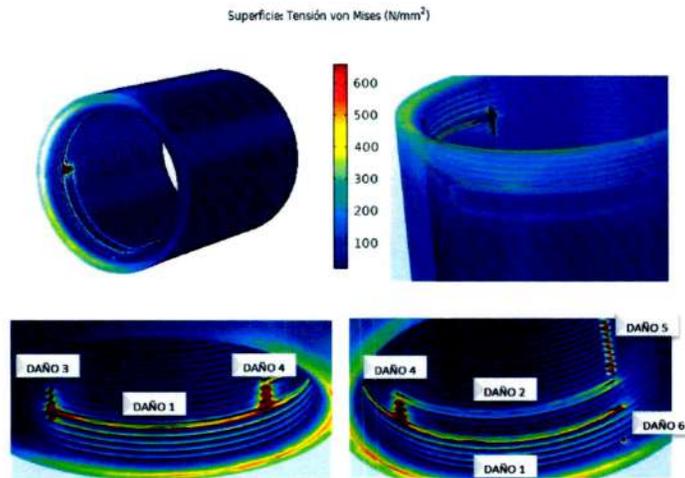


Figura 23. Estado de tensiones del coupling necesario para generar la deformación encontrada en la superficie. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

El perfil de esfuerzos es representado mediante la barra de colores, donde el azul representa las zonas de menor esfuerzo, el amarillo las zonas sometidas a esfuerzos intermedios y el rojo las regiones que presentan altos esfuerzos. Teniendo en cuenta esta consideración y referenciándose en los principios de esfuerzos de carga, los resultados indican que para producir la deformación final encontrada en el coupling se debió aplicar un esfuerzo máximo de 643 N/mm^2 . Este valor es mayor que la tensión de fluencia del material 80 ksi ($551,58 \text{ N/mm}^2$), es decir los esfuerzos aplicados corresponden a la zona plástica, lo que generó deformaciones permanentes en el material. Cabe resaltar que, de las 6 áreas de daño observadas en el coupling, las áreas 3 y 4 corresponden a los lugares de mayor concentración de esfuerzos, lo que está en concordancia con las protuberancias observadas en la inspección visual del componente fallado. Adicionalmente, se evidenció que la deformación plástica y los esfuerzos que conllevaron al daño se presentan en los primeros hilos de la longitud roscada del coupling. Los vectores de campo de desplazamiento permiten determinar el punto de aplicación, dirección y sentido del esfuerzo aplicado, además, estos vectores son proporcionales a la magnitud del esfuerzo [17]. Para el estado de deformación encontrado en el coupling, la simulación muestra que los vectores describen una aplicación de carga en dirección radial, en el área interna de uno de los laterales de la pieza, que corresponde a la zona de conexión con el pin 20 de la sarta de tubería, como se puede observar en la figura 24. El sistema pin – coupling – box está sometido a esfuerzos radiales durante la aplicación del torque, estos esfuerzos son de la misma naturaleza que los descritos por la simulación como los esfuerzos que serían necesarios para causar el daño evidenciado en la superficie del coupling.

Vectores de campo de desplazamiento $|\vec{\sigma}|$

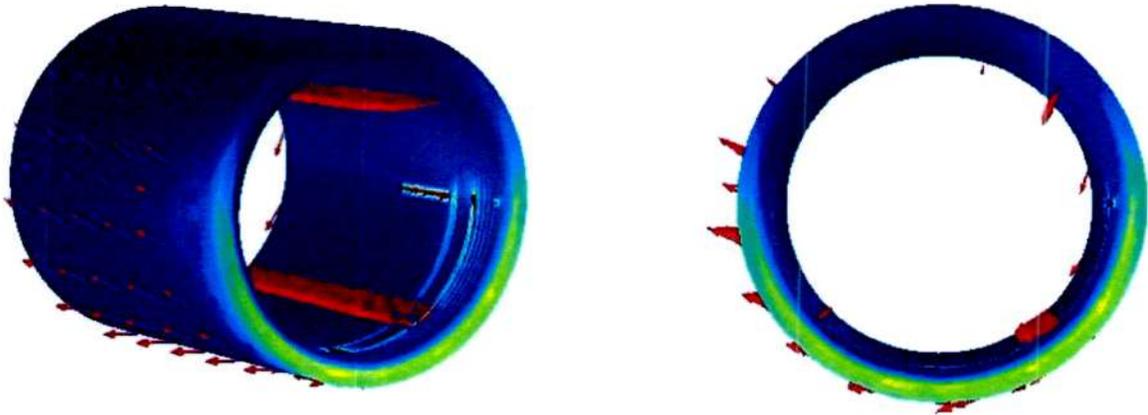


Figura 24. Vectores de campo de desplazamiento para generar el daño evidenciado en el coupling. La deformación plástica observada en el coupling se produjo por la aplicación de esfuerzos radiales. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

5.5.3.4 Esfuerzos en condición especial de roscado incompleto

Las condiciones en esta simulación corresponden a las mismas que en el numeral 5.4.3.2., sin embargo, se evaluó el caso hipotético de roscado incompleto. Se tomó una longitud de roscado pin-coupling de 45,36mm analizando, de esta manera, una condición de torque incompleto en la conexión. En la figura 25 se muestra el esquema de la simulación realizada suponiendo roscado incompleto del pin.

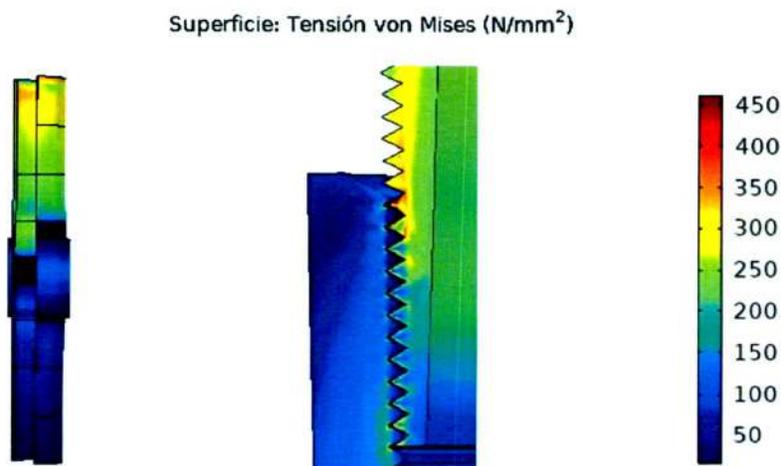


Figura 25. Estado de tensiones del sistema Pin - Coupling - Box nuevo en condiciones de diseño con roscado incompleto del pin, asumiendo una longitud de roscado de 45,36mm. Fuente: OFEX-EIMCM-UIS

Para estas condiciones podemos observar como los esfuerzos, en la zona de los últimos hilos roscados, aumentan a aproximadamente a 450 N/mm^2 , y expone una mayor área de altos esfuerzos, correspondiendo a condiciones más propensas de falla. Sin embargo, la magnitud de estos esfuerzos aún se encuentra en la zona elástica del material (tensión de fluencia del material $80 \text{ ksi} \approx 551,58 \text{ N/mm}^2$), lo que le permitirá regresar a un estado de deformación inicial cuando la aplicación de la carga finalice. Este resultado permite deducir un diseño óptimo en cuanto al esfuerzo permisible aún en condiciones de roscado incompleto, sin embargo, el factor de seguridad bajo estas condiciones disminuye. Es importante resaltar que, las condiciones simuladas de longitud de rosca incompleta suponen una integridad completa de la rosca, es decir, cualquier daño prematuro de la superficie roscada que afecte las condiciones metalúrgicas y mecánicas de la rosca supone un aumento en la probabilidad de falla durante el servicio.

5.5.4 LONGITUD DE ROSCA DE TUBERÍA

La longitud de rosca de la tubería fue calculada a partir del levantamiento metrológico, el resultado obtenido se muestra a continuación:

$$L_R = \text{Longitud de rosca completa} - \text{Longitud de enganche}$$

$$L_R = 66,68 - 4,5 = 62,18 \text{ mm}$$

Teniendo en cuenta la tensión de fluencia del material $80 \text{ ksi} \approx 551,58 \text{ N/mm}^2$ es posible calcular la longitud de rosca mínima en diseño (L_{RD}), cuyo valor es de $26,95 \text{ mm}$. A partir de este valor, se calcula el factor de seguridad con el que está fabricado el pin, usando la siguiente ecuación:

$$FS = \frac{L_R}{L_{RD}}$$

Se considera que un factor de seguridad mayor que 2 reduce la probabilidad de falla a casi cero [18]. El factor de seguridad de fabricación del pin en condiciones de roscado completo es de 2,3. Esto indica que en condiciones normales de servicio y considerando la tensión de fluencia del material, la probabilidad de falla del pin es casi nula, toda vez que su longitud roscada es más del doble de la mínima necesaria para soportar los esfuerzos a los que está sometido. Ahora bien, si se considera un caso hipotético en el que el pin no se rosque completamente en el coupling, como el simulado en el numeral 5.4.3.4, se tendría:

$$L_R = \text{Longitud de rosca completa} - \text{Longitud de enganche}$$

$$L_R = 45,36 - 4,5 = 40,86 \text{ mm}$$

En estas condiciones el factor de seguridad del pin se reduce a 1,5 lo que, de acuerdo a la literatura consultada, aumenta la probabilidad de falla en hasta un 30% [18]. En el caso de que la superficie roscada presente daño prematuro de tal forma que la integridad de la rosca se vea afectada, la probabilidad de falla aumenta por encima del valor referenciado anteriormente.

5.6 ANÁLISIS DEL INSTRUCTIVO OPERACIONAL DE INSTALACIÓN Y RETIRO DE SARTAS CON TUBERÍA EN PRODUCCIÓN DE POZOS

Ecopetrol suministró para el análisis los instructivos operacionales para instalación y retiro de sartas con tubería en producción de pozos incluidos dentro del *Well Planning Report*. De igual manera se tuvo acceso al instructivo propio de la Empresa Independence Drilling S.A. identificado con el Código I-EN-EE-004 de 2014. Estos instructivos se compararon con lo especificado por el fabricante de la tubería en el Manual de Uso de Casing y Tubing de Tenaris [3] y con la Norma API 5C1 *Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing* [2]. Del análisis de la información suministrada se extraen los puntos que se consideran de mayor relevancia para el evento de la falla analizado.

- El instructivo incluido en el *Well Planning Report* de Ecopetrol especifica que es responsabilidad del contratista garantizar la correcta aplicación del procedimiento de enrosque de la tubería, aplicar una película de grasa en cada conexión e iniciar el torque de forma manual en los primeros hilos, continuando con la llave hidráulica en baja para finalmente aplicar el torque óptimo en cada conexión (para la tubería N80, diámetro 4-1/2", 12,75 lb/pie es de 4020 lb/pie). En este apartado se deja explícito que es necesario que el equipo (torre) esté alineado (centrado) respecto a la boca del pozo.
- El procedimiento de la empresa contratista identificado con el Código I-EN-EE-004 de 2014, denominado "Instructivo operacional sacada y bajada de tubería en sencillos" describe las operaciones paso a paso y los responsables de cada acción que debe ser desarrollada durante la operación. En este procedimiento se incluyen las indicaciones explícitas dadas por Ecopetrol mencionadas anteriormente, de la siguiente manera:
 - Guía del tubo hacia el centro del pozo: En esta operación intervienen tanto el maquinista quien, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento, levanta el bloque viajero a una velocidad moderada y lo desplaza hasta la altura en la que se encuentre el coupling, como un cuñero que debe guiar el tubo hacia el centro del pozo,
 - Retiro de protectores, inspección, limpieza y adición de grasa para lubricar la tubería, esta operación es realizada por un cuñero,

- El maquinista baja el bloque viajero para introducir el pin en el coupling y asegurarse que esté vertical y quede sentado,
 - Un cuñero enrosca el tubo y el coupling utilizando la llave de cadena de acuerdo con el tamaño de la tubería,
 - Dos cuñeros acercan la llave hidráulica por encima del coupling del tubo con el fin de dar el torque a la tubería,
 - Finalmente, un cuñero ajusta la llave hidráulica a la tubería y aplica el torque necesario de acuerdo con las especificaciones del tubo.
-
- Tanto el Manual de Uso de Casing y Tubing [3] como la Norma API 5CI *Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing* [2] recomiendan aplicar una capa delgada y uniforme, rellenando las raíces de la rosca y cubriendo la superficie de sello y el hombro de torque. La forma de la rosca tiene que quedar visible después de haber sido lubricada. El instructivo del contratista no especifica las características que debe tener la película de grasa aplicada. El Manual de Uso de Casing y Tubing [3] recomienda para un diámetro externo de 4-1/2", 45 gramos de grasa repartidos entre box y coupling (peso del lubricante igual a 10 veces el diámetro del tubo).
 - El procedimiento de acople descrito por el contratista en el instructivo I-EN-EE-004 de 2014 tiene las consideraciones recomendadas por el Manual de Uso de Casing y Tubing [3] en cuanto a inspección de roscas antes de aplicar la grasa, bajada lenta del tubo y verificación de alineación en posición vertical y enroscado para ajuste manual antes del torque.
 - El proceso de roscado inicial es de suma importancia y de acuerdo Manual de Uso de Casing y Tubing [3], es necesario controlar que el tubo no oscile. Si el tubo se inclina después del enrosque inicial, es necesario levantarlo, limpiar y corregir cualquier filete dañado o bien retirarlo para luego inspeccionarlo y repararlo o, en su defecto, para descartarlo [3]. El instructivo analizado no menciona el riesgo que representa la inclinación de un tubo durante el roscado inicial ni las acciones que deben llevarse a cabo en caso de dicho evento.
 - La tabla de torque óptimo para conexiones de tubing de la Norma API 5CI y del fabricante de la tubería [2, 3], coincide con el valor especificado por el contratista en el Instructivo. Sin embargo, con relación a la aplicación del torque final el Instructivo es muy poco detallado en comparación con las recomendaciones dadas por las referencias

consultadas, puesto que solo hace referencia al valor de torque que debe ser aplicado. La literatura menciona datos que se consideran relevantes como [3]:

- Durante el roscado final, el torque debe monitorearse continuamente. Si se advierte un torque excesivo en el comienzo del roscado, hay que detener el proceso y verificar la alineación vertical. Desenroscar la unión e inspeccionar que no se hayan producido daños en el pin o box.
- Para conexiones API utilizar un máximo de 25 rpm y de 5 rpm para las últimas vueltas.
- Los valores de torque mínimo son el 75% del valor del torque óptimo, mientras que el torque máximo es el 125% del valor del torque óptimo. El valor del torque óptimo se ha seleccionado para dar un valor óptimo recomendado de torque en condiciones normales de roscado y puede considerarse satisfactorio si la cara de la cupla llega hasta el punto de desvanecimiento de los filetes más o menos dos vueltas de rosca. Si no se llegara a esta posición con los valores de torque dados, la unión debe ser desenroscada e inspeccionada. De persistir el problema, deberán desecharse ambos tubos. La figura 26 ilustra el ajuste que deben tener el coupling y el pin una vez se haya realizado la aplicación del torque óptimo.



Figura 26. Ilustración del acople que debe observarse después de la aplicación del torque óptimo. No deben quedar visibles más de 2 hilos de rosca. Fuente: API 8 *round connections*. Tenaris, 2018.

5.7 ANÁLISIS CONJUNTO DE LOS RESULTADOS

Los resultados obtenidos permitieron establecer que el material de todos los componentes estudiados cumple con las especificaciones técnicas de la Norma API 5CT [11] y están en condiciones óptimas para el uso en servicio bajo las condiciones descritas por Ecopetrol.

1751

La deformación plástica observada en el *coupling* fallado se caracteriza por la presencia de grandes protuberancias, característica típica del desgaste adhesivo. El desgaste adhesivo es un proceso que involucra deformación plástica por rozamiento y se produce por la transferencia de metal entre dos superficies durante el movimiento relativo de éstas, debido a un proceso de soldadura en fase sólida.

La inspección visual permitió establecer zonas de daño desde el primer hilo de la rosca del *coupling* en la interfaz con la longitud de enganche, esto a pesar de que el diseño del *coupling* contempla el chaflán que reduce la posibilidad de desgaste adhesivo. Puede descartarse que el daño observado en el primer hilo de la rosca haya sido ocasionado durante la pesca para recuperación de los componentes del fondo del pozo puesto que, de acuerdo con los resultados de la simulación, los esfuerzos que generaron el daño fueron esfuerzos radiales y en el proceso de pesca los esfuerzos actuantes son principalmente axiales.

Adicionalmente, se observaron dos zonas claramente identificables en la zona roscada del *coupling*, una que presenta deformación plástica y otra sin ningún tipo de daño. La longitud de la región deformada que sufrió daño coincide con la encontrada en el pin, de acuerdo con las fotografías suministradas por el cliente. En este último componente también se observaron protuberancias propias del desgaste adhesivo. Esta observación permite establecer que, entre los dos componentes hubo un proceso de soldadura en fase sólida en regiones localizadas, que causó la adhesión de las dos superficies. El desgaste adhesivo en elementos roscados puede ser promovido por varios factores como desalineamiento, alta velocidad de instalación, contaminantes en la superficie de las roscas, falta de lubricación y variaciones geométricas [19, 20].

Teniendo en cuenta, que el análisis metrológico permitió establecer que no existen variaciones geométricas considerables en el componente fallado, y que desde el punto de vista operativo se trata de un sistema unitario pin – *coupling* – box que precisa tener similitud en la excentricidad y ovalidad de los componentes constituyentes del sistema pues de otra forma no podría establecerse ni el ensamble ni el ajuste y, dadas las características de la superficie de falla, es posible entonces establecer que el desgaste adhesivo se produjo por un factor relacionado con la manipulación de los elementos constitutivos del ensamble pin 20 – *coupling* – box 21 durante la operación de bajada de la sarta.

Debido a que se encontró daño desde el primer hilo de la rosca, se considera que la causa de la deformación fue el desalineamiento de los componentes durante el proceso de acople. Se estima que, debido a la deformación plástica generada en las zonas roscadas de ambos componentes, el pin no descendió para ajustarse apropiadamente en el *coupling*, es decir, considerando que se aplicó el torque óptimo (de acuerdo con el testimonio de los operarios

integrantes de la cuadrilla a cargo el día del evento) este no fue suficiente para que el pin bajara de tal forma que quedaran expuestas solo dos vueltas de rosca como lo recomienda la Norma API 5CI y el Manual del fabricante.

En presencia de deformación plástica se produce un desgaste de la rosca que, junto con el arrastre y adhesión de material en la zona roscada, exige la aplicación de un esfuerzo mayor para continuar la operación de ajuste por torque. Es decir, el torque aplicado pudo haber sido el recomendado por las especificaciones del fabricante, de la Norma y de Ecopetrol, pero este no fue suficiente para que el pin encontrara la cara del coupling, condición necesaria para asegurar la longitud roscada apropiada para soportar los esfuerzos a los que está sometido el sistema durante el servicio.

Teniendo en cuenta que la simulación mostró que el ensamble pin – coupling – box, en condiciones mecánicas y metalúrgicas normales de diseño, tiene un factor de seguridad tal que le permitiría soportar los esfuerzos, inclusive en el caso de que hubiese una reducción en la longitud roscada, puede determinarse que el daño en la zona roscada del coupling fue ocasionado antes de la puesta en operación de la bomba electrosumergible. La resistencia mecánica del sistema pin – coupling – box disminuyó como consecuencia de la deformación plástica que sufrió durante la aplicación del torque, de tal forma que perdió sus características de diseño para asegurar la operación en servicio.

6 CONCLUSIONES

- El material de los componentes estudiados cumple con los requisitos de la Norma API 5CT en cuanto a composición química, microestructura y propiedades mecánicas y es apto para la aplicación especificada por Ecopetrol.
- La causa raíz de la falla es el desgaste adhesivo generado por transferencia de metal entre las dos superficies durante el movimiento relativo, ocasionado por un proceso de soldadura por fricción localizada entre los componentes. El desgaste adhesivo conlleva un proceso de deformación plástica localizada, es decir, en las regiones deformadas se aplicaron esfuerzos por encima de la tensión de fluencia del material, lo que fue constatado por la simulación por elementos finitos. La deformación plástica sufrida por el material de la zona roscada disminuyó la resistencia mecánica del sistema unitario pin – coupling – box.
- El desgaste adhesivo caracterizado por la presencia de protuberancias evidenciado durante la inspección visual fue simulado por elementos finitos. Los resultados muestran que la deformación sufrida por la zona roscada del coupling se produjo por la acción de esfuerzos radiales como los generados durante la aplicación del torque para el ajuste del sistema unitario pin – coupling – box. La naturaleza radial de los esfuerzos permite descartar que el daño haya sido generado durante la operación de pesca de los componentes recuperados del pozo, puesto que en esa operación la naturaleza de los esfuerzos involucrados es básicamente axial.
- La deformación de la zona roscada del coupling se produjo antes del arranque en operación de la bomba electrosumergible.
- Puede considerarse que la causa de la falla es de carácter circunstancial y que fue originada por errores de procedimiento.

Todos los ensayos y análisis aquí relatados son aplicables única y exclusivamente para el sistema estudiado y no pueden relacionarse con fallas en componentes similares que hayan pasado o tengan lugar a futuro.

7 RECOMENDACIONES

Dada la importancia de la operación de roscado para el funcionamiento adecuado del sistema pin – coupling – box se considera necesario incluir en los instructivos de trabajo aspectos relevantes a los que la Norma API 5CI hace referencia, como, por ejemplo:

- El proceso de roscado inicial es de suma importancia por lo que se hace necesario controlar que el tubo no oscile. Si el tubo se inclina después del enrosque inicial, es necesario levantarlo, limpiar y corregir cualquier filete dañado o bien retirarlo para luego inspeccionarlo y repararlo o, en su defecto, para descartarlo [3].
- Durante el roscado final, el torque debe monitorearse continuamente. Si se advierte un torque excesivo en el comienzo del roscado, hay que detener el proceso y verificar la alineación vertical. Desenroscar la unión e inspeccionar que no se hayan producido daños en el pin o box.
- Para conexiones API utilizar un máximo de 25 rpm y de 5 rpm para las últimas vueltas.
- Los valores de torque mínimo son el 75% del valor del torque óptimo, mientras que el torque máximo es el 125% del valor del torque óptimo. El valor del torque óptimo se ha seleccionado para dar un valor óptimo recomendado de torque en condiciones normales de roscado y puede considerarse satisfactorio si la cara de la cupla llega hasta el punto de desvanecimiento de los filetes más o menos dos vueltas de rosca. Si no se llegara a esta posición con los valores de torque dados, la unión debe ser desenroscada e inspeccionada. De persistir el problema, deberán desecharse ambos tubos.

8 RESPUESTA A LAS PREGUNTAS FORMULADAS

- a) ¿De acuerdo con el manual de funciones (descripciones de cargos) del personal y contratistas de equipos de intervención a pozo (equipos de workover), existe responsabilidad de los integrantes de la cuadrilla del contratista Independence Drilling S.A, en la desconexión del tubo #20 al tubo #21?.

Se considera que existe responsabilidad de los integrantes de la cuadrilla puesto que está definido en el "Instructivo operacional sacada y bajada de tubería en sencillos" Código I-EN-EE-004 de 2014 que debe verificarse que el pin está en posición vertical y quede adecuadamente sentado sobre el coupling.

- b) ¿De acuerdo con el manual de funciones (descripciones de cargos) del personal y contratistas de equipos de intervención a pozo (equipos de workover), existe responsabilidad de integrantes de la cuadrilla del contratista en validar mediante inspección visual el correcto estado de los tubos #20 y #21 bajados en el pozo Chichiemen-94?.

Los integrantes de la cuadrilla deben verificar el estado de los tubos mediante inspección visual.

- c) ¿De acuerdo con el manual de funciones, existe responsabilidad del Supervisor del Pozo (Company man) de la empresa Consultec International (Representante de Ecopetrol en el pozo), en la desconexión del tubo #20 al tubo #21?.

Se considera que existe responsabilidad del Supervisor del Pozo puesto que debe velar con lo establecido por Ecopetrol en el *Well Planning Report* en relación con el proceso de verificación de tuberías y procedimiento de acople.

- d) ¿De acuerdo con el manual de funciones, existe responsabilidad del Supervisor del Pozo (Company man) de la empresa Consultec International (Representante de Ecopetrol en el pozo), en validar mediante inspección visual el correcto estado de los tubos #20 y #21 bajados en el pozo Chichiemen-94?.

No se considera que sea labor del Supervisor de Pozo la inspección visual de los tubos en cuestión.

- e) De acuerdo con la información entregada por la empresa proveedora y fabricante de la tubería TENARIS, ¿Se puede descartar un posible problema en la fabricación y calidad de la tubería y de sus conexiones (pin y coupling)?.

El material de los componentes estudiados cumple con todas las especificaciones de acuerdo con el diseño para el servicio. No se encontraron evidencias de problemas de fabricación o de calidad en la tubería ni sus conexiones.

f) ¿El arranque del equipo BES pudo ocasionar desconexión de la tubería?

El arranque de la bomba electrosumergible no fue la causa primaria de la falla, el componente estaba fallado antes del arranque y por lo tanto no tenía condiciones ni metalúrgicas ni mecánicas de soportar las condiciones en servicio.



Ana María Pérez Ceballos
Doctora en Ingeniería
Escuela de Ingeniería Metalúrgica y
Ciencia de Materiales
Universidad Industrial de Santander

1754

9 REFERENCIAS

- [1] M.W. Allgaier, R.E. Cameron, P.O. Moore, *The Nondestructive Testing Handbook: Volume 9, Visual Testing*, American Society for Nondestructive Testing (2010).
- [2] R.P. Api, 5CI, *Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing*. (1999).
- [3] J.A. Simini, *Manual de Uso de Casing y Tubing*, in: T. S.A (Ed.) 2007.
- [4] G. Stachowiak, A.W. Batchelor, *Engineering tribology*, Butterworth-Heinemann 2013.
- [5] K.G. Budinski, S.T. Budinski, *Interpretation of galling tests*, *Wear* 332-333 (2015) 1185-1192.
- [6] C.O. Producers, *Review of the Wear and Galling Characteristics of Stainless Steel*, American Iron and Steel Institute (1978) 2-19.
- [7] T. Galle, W. De Waele, P. De Baets, J. Van Wittenberghe, *Influence of design features on the structural integrity of threaded pipe connections*, Ghent University, Laboratory Soete, pp. 237-245.
- [8] *Fractography*, ASM International, 1987.
- [9] B. Podgornik, S. Hogmark, J. Pezdirnik, *Comparison between different test methods for evaluation of galling properties of surface engineered tool surfaces*, *Wear* 257(7) (2004) 843-851.
- [10] E. Astm, E 415-2014. *Standard test method for Analysis of carbon and low alloy steel by spark atomic emission spectrometry*, ASTM annual book of standards (2014).
- [11] I. American Petroleum, *Standard API Spec-5CT-2005: Specification for Casing and Tubing*, American Petroleum Institute 2005.
- [12] E. Astm, *Standard guide for preparation of metallographic specimens*, ASTM Copyright (2011) 1-12.
- [13] A. Astm, ASTM E18-03: *Standard Test Methods for Rockwell Hardness and Rockwell Superficial Hardness of Metallic Materials*, Annual book of ASTM standards (2003).
- [14] R.E. Smallman, A.H.W. Ngan, *Physical metallurgy and advanced materials*, Elsevier 2011.
- [15] E. Astm, *Standard test methods for tension testing of metallic materials*, Annual book of ASTM standards. ASTM (2001).
- [16] M. Elgueta, P. Kittl, *Probabilistic control of materials by a simulation method*, *Materials & design* 28(6) (2007) 1919-1922.
- [17] G. N, J. Kumar T, *Design and Optimization of Screwed Fasteners to Reduce Stress Concentration Factor*, *Journal of Applied Mechanical Engineering* 04 (2015).
- [18] M. Sánchez-Silva, *Introducción a la confiabilidad y evaluación de riesgos: teoría y aplicaciones en ingeniería*, Ediciones Uniandes, Bogotá (2010).
- [19] S. Yu, P. Yuan, L. Wei, X. Liu, J. Gao, S. Lv, *Cause analysis of drill pipe joint thread galling* [J], *Oil Drilling & Production Technology* 1 (2011).
- [20] R. Komanduri, M.C. Shaw, *Galling wear of materials at high speed sliding contact*, *Wear* 33(2) (1975) 283-292.

DATOS DEL PERITO

Ana María Pérez Ceballos
CC 43.587.500

Doctora en Ingeniería, Universidad de Antioquia, Colombia
Magíster en Ciencia y Tecnología de Materiales, Instituto Sabato, UNSAM-CNEA, Argentina
Ingeniera Metalúrgica, Universidad de Antioquia, Colombia

Matrícula Profesional: AN231-47839 del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines.

Ocupación: Servidora Pública, Profesora de Planta de la Universidad Industrial de Santander

Contacto: Calle 66 # 45-33 Apto 503, Bucaramanga
3187355559
(7) 634 40 00 Ext 2435, Ext 2419
amperezc@uis.edu.co
anampece@gmail.com

Para detalles relacionados con mi experiencia profesional consultar el CVLac de Colciencias con mi nombre completo o siguiendo el siguiente enlace:

https://scienti.colciencias.gov.co/cvlac/visualizador/generarCurriculoCv.do?cod_rh=0000932116

JURAMENTO

Bajo juramento certifico que el informe de perito que elaboré es independiente y corresponde a mi real convicción profesional. De la misma forma declaro que toda la información personal que adjunto es verdadera y coincide con mi experiencia profesional. Así mismo, manifiesto que una vez revisadas las causales de impedimento para actuar como perito contempladas en el Artículo 219 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo no me encuentro impedida para actuar como perito en el caso asignado.

1755

DECLARACIÓN

Declaro que todos los ensayos y análisis realizados en el estudio del que hace parte este informe han sido realizados de acuerdo con los estándares y procedimientos usados regularmente en el ejercicio de mi profesión.

RELACIÓN DE DOCUMENTOS ADJUNTOS

A continuación, se relacionan los siguientes documentos que dan fe de mi idoneidad para la tarea pericial asignada y los documentos usados para la realización de este estudio:

Diploma de Ingeniera Metalúrgica

Diploma de Magíster en Ciencia y Tecnología de Materiales

Diploma de Doctora en Ingeniería

Tarjeta Profesional

RELACIÓN DE MATERIAL BIBLIOGRÁFICO CONSULTADO

El material bibliográfico usado para la realización de este trabajo, remitirse al numeral 9 del Informe Técnico 090819: Análisis de falla en *coupling* – Ecopetrol está regido por Derechos Autorales y es de acceso propio de la Universidad Industrial de Santander. El mismo se entrega por solicitud expresa del cliente y no podrá ser usado para fines diferentes a los concernientes con este trabajo en particular.

1756



**Consejo Profesional
Nacional de Ingenierías
Eléctrica, Mecánica
y Profesionales Afines**



Titular **ANA MARÍA
PÉREZ CEBALLOS**

D.I **43.587.500**

Ingeniero **METALÚRGICO**

Matricula **AN231-47839**

Resol. C.P.N. **32/2006**

1757

 		PROCESO TALENTO HUMANO FORMATO HOJA DE VIDA PERSONAL DOCENTE		Código: FTH.150 Versión: 01				
					ESPACIO PARA LA FOTO (Reciente)			
I. DATOS PERSONALES								
PRIMER APELLIDO Pérez		SEGUNDO APELLIDO Ceballos		NOMBRES Ana María				
DOCUMENTO DE IDENTIDAD C.C. <input checked="" type="checkbox"/> C.E. <input type="checkbox"/> T.I. <input type="checkbox"/>		NÚMERO 43587500		NACIONALIDAD COL. <input checked="" type="checkbox"/> DOBLE NAL. <input type="checkbox"/> EXTRANJERA <input type="checkbox"/>				
SEXO F. <input checked="" type="checkbox"/> M. <input type="checkbox"/>		LIBRETA MILITAR CLASE <input type="checkbox"/> 1 <input checked="" type="checkbox"/> 2		PAÍS DE NACIMIENTO Colombia				
DEPARTAMENTO Antioquia		MUNICIPIO Medellín		FECHA DE NACIMIENTO DÍA 1 MES 10 AÑO 1974				
PAÍS DE RESIDENCIA Brasil		DEPARTAMENTO Minas Gerais		MUNICIPIO Cataguases				
DIRECCIÓN RESIDENCIA Av. Melo Viana #129 Apto 302		BARRIO Centro		TELÉFONOS 55(21)979861551				
DIRECCIÓN ELECTRÓNICA anampece@gmail.com		ESTADO CIVIL SOLTERO <input type="checkbox"/> 1 CASADO <input checked="" type="checkbox"/> OTRO <input type="checkbox"/> 3		PERSONAS A CARGO 1				
II. DATOS FAMILIARES								
NOMBRE DEL CONYUGE Felipe Burrowes Cámara			PROFESION DEL CONYUGE Administrador de Empresas					
NOMBRE DE LOS HIJOS N.A			FECHA DE NACIMIENTO N.A					
III. INFORMACIÓN ACADÉMICA								
1. EDUCACIÓN SUPERIOR (PREGRADO Y POSGRADO) DILIGENCIE ESTE PUNTO EN ESTRICTO ORDEN CRONOLÓGICO. EN MODALIDAD ACADÉMICA ESCRIBA: "TC" (TÉCNICA), "TL" (TECNOLÓGICA), "TE" (TECNOLÓGICA ESPECIALIZADA), "UN" (UNIVERSITARIA), "ES" (ESPECIALIZACIÓN), "MG" (MAESTRÍA O MAGISTER), "DC" (DOCTORADO O PhD)								
MODALIDAD ACADÉMICA	SEMESTRES TERMINADOS	GRADUADOS		NOMBRE DE LOS ESTUDIOS O TÍTULOS OBTENIDOS	INSTITUCION QUE OTORGA EL TÍTULO	PAÍS	FECHA OBTENCIÓN TÍTULO	
		SI	NO				MES	AÑO
DC	10	X		Doctora en Ingeniería	Universidad de Antioquia	Colombia	3	2017
MG	4	X		Magíster en Ciencia y Tecnología de los Materiales	Instituto Sabato, UNSAM	Argentina	10	2006
UM	10	X		Ingeniera Metalúrgica	Universidad de Antioquia	Colombia	3	2001
* EN CASO QUE SUS ESTUDIOS SEAN POR MÓDULOS, CRÉDITOS O AÑOS CONVIÉRTALOS A SEMESTRES								
SI SU PROFESION O PROFESIONES ESTÁN REGLAMENTADAS, DILIGENCIE ESTE CUADRO								
PROFESIÓN O TÍTULO Ingeniera Metalúrgica					N° DE MATRÍCULO O TARJETA PROFESIONAL AN231-47839			
IV. CURSOS DE ACTUALIZACIÓN								
NOMBRE CURSO REALIZADO	TOTAL HORAS CURSADAS	FECHA FINALIZACIÓN						
		DÍA	MES	AÑO				

 	PROCESO TALENTO HUMANO	Código: FTH.150
	FORMATO HOJA DE VIDA PERSONAL DOCENTE	Versión: 01

V. TIEMPO DE EXPERIENCIA Y SITUACIÓN LABORAL

OCUPACIÓN		TIEMPO DE EXPERIENCIA			VINCULADO		INDIQUE EL NOMBRE DE LA ÚLTIMA ENTIDAD PÚBLICA (ESTATAL U OFICIAL EN LA QUE LABORÓ O LABORA COMO SERVIDOR PÚBLICO O CONTRATISTA DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS)
		AÑOS	MESES	DÍAS	SI	NO	
SERVIDOR PÚBLICO	DOCENTE	3	5			X	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;"> Universidad de Antioquia </div>
	NO DOCENTE						
EMPLEADO DEL SECTOR PRIVADO	DOCENTE						
	NO DOCENTE	6			X		
TRABAJADOR INDEPENDIENTE O POR CUENTA PROPIA	DOCENTE						
	NO DOCENTE						
TOTAL TIEMPO DE EXPERIENCIA	DOCENTE	3	4				
	NO DOCENTE	6					

VI. EXPERIENCIA LABORAL

TENGA EN CUENTA LAS SIGUIENTES INSTRUCCIONES

A) RELACIONE SU EXPERIENCIA LABORAL O DE SERVICIOS EN ESTRICTO ORDEN CRONOLÓGICO COMENZANDO POR EL ACTUAL O ÚLTIMO EMPLEO O SERVICIO PRESTADO

B) PARA DEDICACIÓN: TC = TIEMPO COMPLETO, MT = MEDIO TIEMPO, TO = TIEMPO PARCIAL, OD = OTRA DEDICACIÓN (EN ESTE CASO INDIQUE CUAL)

C) PARA CAUSA DEL RETIRO, (CR) ESCRIBA EL NÚMERO CORRESPONDIENTE DE ACUERDO CON LAS SIGUIENTES CAUSAS:

01 TERMINACIÓN DE LA OBRA, O DEL PLAZO DEL CONTRATO, O VENCIMIENTO DEL PERIODO 02 JUSTA CAUSA POR PARTE DEL EMPLEADOR O INCUMPLIMIENTO DEL CONTRATISTA 03 JUSTA CAUSA POR PARTE DEL TRABAJADOR O INCUMPLIMIENTO DEL CONTRATANTE 04 CLAUSURA DEFINITIVA DEL ESTABLECIMIENTO O SUPRESIÓN DEL CARGO 05 CESE DE ACTIVIDADES DEL EMPLEADOR POR MÁS DE 120 DÍAS	06 ABANDONO DEL CARGO 07 DECISIÓN UNILATERAL O DECLARACIÓN DE INSUBSISTENCIA 08 SENTENCIA EJECUTORIA O REVOCATORIA O NULIDAD DEL NOMBRAMIENTO 09 JUBILACIÓN Y/O PENSIÓN DE INVALIDEZ 10 RENUNCIA VOLUNTARIA O MUTUO ACUERDO
---	---

EMPLEOS ACTUALES O CONTRATOS VIGENTES

EMPRESA O ENTIDAD		PÚBLICA	PRIVADA	PAÍS
Friatec do Brasil		1	X	Brasil
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DIRECCIÓN		
Minas Gerais	Cataguases	Av. Manoel Inácio Peixoto, 2150		
TELÉFONOS	FECHA DE INGRESO	TIEMPO DE SERVICIO	DEDICACIÓN	ESPECIFIQUE
55(32)3429-3373	DÍA MES AÑO	DÍAS MESES AÑOS	TC <input checked="" type="checkbox"/> MT <input type="checkbox"/> TP <input type="checkbox"/> OD <input type="checkbox"/>	
	4 11 2013	16 1 4		
DEPENDENCIA	CARGO O CONTRATO ACTUAL			DOCENTE
Gerencia Industrial	Ingeniera Metalúrgica			X

EMPLEOS O CONTRATOS ANTERIORES

EMPRESA O ENTIDAD		PÚBLICA	PRIVADA	PAÍS
Universidad de Antioquia		X	2	Colombia
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DIRECCIÓN		
Antioquia	Medellín	Calle 67 # 53-108		
TELÉFONOS	FECHA DE INGRESO	FECHA DE RETIRO	TIEMPO DE SERVICIO	DEDICACIÓN
57(4)2195540	DÍA MES AÑO	DÍA MES AÑO	DÍAS MESES AÑOS	TC <input checked="" type="checkbox"/> MT <input type="checkbox"/> TP <input type="checkbox"/> OD <input type="checkbox"/>
	21 8 2009	16 3 2012	20 5 2	
ÚLTIMO CARGO O CONTRATO	DOCENTE	X	DEPENDENCIA	CR
Docente en el Departamento de Ingeniería de Materiales	NO DOCENTE		Facultad de Ingeniería	1

EMPRESA O ENTIDAD		PÚBLICA	PRIVADA	PAÍS
Universidad de Antioquia		X	2	Colombia
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DIRECCIÓN		
Antioquia	Medellín	Calle 67 # 53-108		
TELÉFONOS	FECHA DE INGRESO	FECHA DE RETIRO	TIEMPO DE SERVICIO	DEDICACIÓN
57(4)2195540	DÍA MES AÑO	DÍA MES AÑO	DÍAS MESES AÑOS	TC <input checked="" type="checkbox"/> MT <input type="checkbox"/> TP <input type="checkbox"/> OD <input type="checkbox"/>
	24 5 2006	4 6 2007	17 11 0	
ÚLTIMO CARGO O CONTRATO	DOCENTE	X	DEPENDENCIA	CR
Docente en el Departamento de Ingeniería de Materiales	NO DOCENTE		Facultad de Ingeniería	1

EMPRESA O ENTIDAD		PÚBLICA	PRIVADA	PAÍS
Labtesa Laboratorios Termoionic S.A		1	X	Argentina
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DIRECCIÓN		
Buenos Aires	Buenos Aires	Brandsen, 2933		
TELÉFONOS	FECHA DE INGRESO	FECHA DE RETIRO	TIEMPO DE SERVICIO	DEDICACIÓN
54(11)47125484	DÍA MES AÑO	DÍA MES AÑO	DÍAS MESES AÑOS	TC <input checked="" type="checkbox"/> MT <input type="checkbox"/> TP <input type="checkbox"/> OD <input type="checkbox"/>
	1 1 2009	24 7 2009	23 6 0	
ÚLTIMO CARGO O CONTRATO	DOCENTE	X	DEPENDENCIA	CR
Asesor Técnico	NO DOCENTE		Grupo de estudio de causas de falla de piezas y componentes estructurales	10

1758

 	PROCESO TALENTO HUMANO FORMATO HOJA DE VIDA PERSONAL DOCENTE	Código: FTH.150 Versión: 01
---	---	--

VI. EXPERIENCIA LABORAL (CONTINUACIÓN)
EMPLEOS O CONTRATOS ANTERIORES

EMPRESA O ENTIDAD Fundiciones IMA		PÚBLICA 1	PRIVADA X	PAÍS Colombia
DEPARTAMENTO Antioquia	MUNICIPIO La Estrella	DIRECCIÓN Calle 100 D Sur # 50-96		
TELÉFONOS 57(4)3031788	FECHA DE INGRESO DÍA: 10 MES: 3 AÑO: 2003	FECHA DE RETIRO DÍA: 10 MES: 12 AÑO: 2003	TIEMPO DE SERVICIO DÍAS: 0 MESES: 9 AÑOS: 0	DEDICACIÓN TC: <input checked="" type="checkbox"/> MT: <input type="checkbox"/> TP: <input type="checkbox"/> OD: <input type="checkbox"/>
ÚLTIMO CARGO O CONTRATO Directora de Producción	DOCENTE NO DOCENTE: <input checked="" type="checkbox"/>	DEPENDENCIA Gerencia Industrial		CR 1

EMPRESA O ENTIDAD K.W.S.A		PÚBLICA 1	PRIVADA X	PAÍS Colombia
DEPARTAMENTO Antioquia	MUNICIPIO Medellín	DIRECCIÓN Carrera 52 # 7 Sur-85		
TELÉFONOS 57(4)2852637	FECHA DE INGRESO DÍA: 3 MES: 6 AÑO: 2001	FECHA DE RETIRO DÍA: 1 MES: 2 AÑO: 2003	TIEMPO DE SERVICIO DÍAS: 0 MESES: 7 AÑOS: 1	DEDICACIÓN TC: <input checked="" type="checkbox"/> MT: <input type="checkbox"/> TP: <input type="checkbox"/> OD: <input type="checkbox"/>
ÚLTIMO CARGO O CONTRATO Asistente de Gerencia	DOCENTE NO DOCENTE: <input checked="" type="checkbox"/>	DEPENDENCIA Gerencia Industrial		CR 1

VII. DISTINCIONES, PREMIOS E IDIOMAS

1. DISTINCIONES Y PREMIOS			
NOMBRE DE LA DISTINCIÓN O PREMIO	INSTITUCIÓN QUE LO OTORGA	FECHA	LUGAR
Distinción Cum Laude a la Tesis de Doctorado	Universidad de Antioquia	19/11/2015	Medellín, Colombia
Best Paper Award 2014	Melting Methods & Materials Division of the American Foundry Society	13/12/2013	Schaumburg, IL, USA

2. ESPECIFIQUE LOS IDIOMAS DIFERENTES AL ESPAÑOL QUE: HABLA, LEE Y ESCRIBE DE FORMA REGULAR (R), BIEN (B) O MUY BIEN (MB)

IDIOMA	HABLA			LEE			ESCRIBE			OBSERVACIONES
	R	B	MB	R	B	MB	R	B	MB	
Portugués			X			X			X	6 años viviendo en Brasil
Inglés	X				X			X		74/120 TOEFL 2006 - Suficiente UdeA 2010

VIII. PRODUCTIVIDAD ACADÉMICA

1. ARTÍCULOS EN REVISTAS INTERNACIONALES

Título del artículo: Studies of a Quenches Cupola Part IV: Coke Behavior
Autor (es): R. E. Aristizábal, P. A. Pérez, H.D. Machado, A.M. Pérez, S. Katz
Nombre de la revista: AFS Proceedings
Volumen: Panel 13-1449 Página: 1-11 Año: 2013

2. ARTÍCULOS EN REVISTAS NACIONALES

Título del artículo: Effect of an electrolyte flow on electrochemical hydrogen permeation.
Autor (es): A. M. Pérez Ceballos, J. A. Calderón Gutiérrez, O. Rosa Matos
Nombre de la revista: Revista DYNA
Volumen: 81 (187) Página: 152-157 Año: 2014

3. LIBROS

Título:		
Autor (es):		
Editorial:	Ciudad:	Año:

4. CAPÍTULOS DE LIBROS

Título:		
Editor (es):		
Título del capítulo:		
Editorial:	Ciudad:	Año:

VIII. PRODUCTIVIDAD ACADÉMICA (CONTINUACIÓN)

5. PONENCIAS NACIONALES E INTERNACIONALES

Título de la ponencia: Determinación de los parámetros de permeación de hidrógeno en un acero inoxidable súper dúplex.		
Autores: A. M. Pérez Ceballos, J. A. Calderón Gutiérrez, O. Rosa Matos		
Evento: I Congreso Colombiano de Electroquímica		
Tipo de evento: Congreso	Ciudad: Cajicá	Fecha: Octubre 2014

Título de la ponencia: Influence of the application of an electrolyte impinging jet over detection side on electrochemical permeation of hydrogen.		
Autores: A. M. Pérez Ceballos, J. A. Calderón Gutiérrez, O. Rosa Matos		
Evento: XII Congreso Nacional de Corrosión y III Congreso Internacional de Integridad		
Tipo de evento: Congreso	Ciudad: Pereira	Fecha: Mayo 2013

Título de la ponencia: Efecto de la inoculación en cuchara con SiC y FeSi sobre las propiedades mecánicas y microestructurales de hierros grises fundidos en horno de cubilote		
Autores: P. A. Pérez Espitia, A. M. Pérez Ceballos, R. E. Aristizábal		
Evento: CIM 2011 – VI Congreso Internacional de Materiales		
Tipo de evento: Congreso	Ciudad: Bogotá	Fecha: Noviembre 2011

Título de la ponencia: Evaluación de la estructura de solidificación en función del sobrecalentamiento y el contenido de cobre en lingotes de aleaciones hipoeutécticas aluminio-cobre.		
Autores: N. Barrientos, A. M. Pérez Ceballos, M. Rojas		
Evento: 6 Encuentro Nacional de Materiales: Módulo Metales.		
Tipo de evento: Encuentro	Ciudad: Medellín	Fecha: Octubre 2010

Título de la ponencia: Influence of electrolyte flow on iron hydrogen permeation		
Autores: A. M. Pérez Ceballos, O. Rosa Matos, S. Modiano		
Evento: 59th Annual Meeting of the International Society of Electrochemistry		
Tipo de evento: Congreso	Ciudad: Sevilla (España)	Fecha: Septiembre 2008

Título de la ponencia: Influencia de la microestructura sobre la difusión del hidrógeno en un acero alto carbono		
Autores: A. M. Pérez Ceballos, Pablo Bruzzoni, José Ovejero-García		
Evento: II Encuentro Nacional de Materiales: Módulo Metales.		
Tipo de evento: Congreso	Ciudad: Medellín	Fecha: Noviembre 2006

Título de la ponencia: Influencia de la microestructura sobre la difusión del hidrógeno en un acero alto carbono		
Autores: A. M. Pérez Ceballos, Pablo Bruzzoni, José Ovejero-García		
Evento: Congreso Binacional SAM/CONAMET 2005		
Tipo de evento: Congreso	Ciudad: Mar del Plata, Argentina	Fecha: Octubre 2005

6. OTROS PRODUCTIVIDAD ACADÉMICA

Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla de un rodamiento del motor de tracción del Metro Cable Línea Arví, Colombia	Fecha	2012

Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla de un rodamiento del motor de tracción del Metro Cable Línea J, Colombia	Fecha	2012

Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de la falla de una placa pivote del Metro de Medellín, Colombia	Fecha	2011

Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla de un eje abocado para la empresa Metro de Medellín, Colombia	Fecha	2011

Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla de una copela "soporte resortes" para el Metro de Medellín, Colombia	Fecha	2010

Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla en ventilador de motor del Metro de Medellín, Colombia	Fecha	2010

Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Estudio de caracterización de material de piezas para estufa eficiente para la Empresa Agrotterroneras,	Fecha	2010

1759

 		PROCESO TALENTO HUMANO		Código: FTH.150		
FORMATO HOJA DE VIDA PERSONAL DOCENTE				Versión: 01		
VIII. PRODUCTIVIDAD ACADÉMICA (CONTINUACIÓN)						
6. OTROS PRODUCTIVIDAD ACADÉMICA						
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Estudio de caracterización de material de dos placas metálicas para la Empresa Agroterroneras, Colombia				Fecha	2010
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Estudio de prefactibilidad para el aumento en las eficiencias de placa de los productos de aluminio fundidos de la Empresa IMUSA S.A., Colombia				Fecha	2010
Producto	Producción técnica Cursos de corta duración dictados Extensión extracurricular					
Título:	Curso de Tratamiento Térmicos para la Empresa Forjas Bolívar, Colombia				Fecha	2010
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla en caja de grasa del Metro de Medellín, Colombia				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla de la barra de perforación del equipo 113, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla del eje perteneciente al ensamble de una bomba, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla de un juego de varillas de bombeo, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Estudio de defectos en barras de latón C37700 fundidas y extruidas, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla en tubería de acero inoxidable, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla en filtro de vapor, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla de eslabón de cadena #4, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla de eslabón de cadena #5, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla de un eje de motor, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla de un eje de rodillo, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de corrosión en tubería de acero inoxidable, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Estudio de defectos en latas de aluminio obtenidas por embutido profundo, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Estudio de la causa de corrosión en latas de aluminio, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla en espárragos de diámetro 5.2 mm, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla en soldadura de tanque de caldera, Argentina				Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico					
Título:	Análisis de falla en eje de bomba, Argentina				Fecha	2009

 	PROCESO TALENTO HUMANO	Código: FTH.150
	FORMATO HOJA DE VIDA PERSONAL DOCENTE	Versión: 01

VIII. PRODUCTIVIDAD ACADÉMICA (CONTINUACION)

6. OTROS PRODUCTIVIDAD ACADÉMICA

Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla en tubos de latón roscados, Argentina	Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla en espárragos de diámetro 5.2 mm, Argentina	Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla en soldadura de tanque de caldera, Argentina	Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla en eje de bomba, Argentina	Fecha	2009
Producto	Producción técnica Consultoría Científico Tecnológica e Informe Técnico		
Título:	Análisis de falla en tubos de latón roscados, Argentina	Fecha	2009

7. OTROS TESIS Y TRABAJOS DE GRADO ASESORADOS

Producto	Tesis de Maestría en Ingeniería, Estudiante Asesorado: Paula Andrea Pérez Espitia		
Título:	Efecto de la utilización de SiC como agente inoculante en las propiedades microestructurales y mecánicas de los hierros grises. Universidad de Antioquia.	Fecha	2009-2011
Producto	Trabajo de grado en Ingeniería de Materiales, Estudiante Asesorado: Natalia Barrientos Arroyo		
Título:	Evaluación de la estructura de solidificación en función del sobrecalentamiento y el contenido de cobre en lingotes de aleaciones hipoeutécticas aluminio-cobre. Universidad de Antioquia.	Fecha	2010
Producto	Trabajo de grado en Ingeniería de Materiales, Estudiante Asesorado: Harold David Machado González		
Título:	Simulación de las condiciones de proceso para la fundición en molde permanente de un caldero de aluminio de la Empresa Imusa S.A. Universidad de Antioquia	Fecha	2009

IX. FIRMA DEL ASPIRANTE

MANIFIESTO, BAJO LA GRAVEDAD DEL JURAMENTO, QUE NO ME ENCUENTRO EN CURSO EN CAUSALES DE INHABILIDAD O INCOMPATIBILIDAD DEL ORDEN CONSTITUCIONAL O LEGAL PARA OCUPAR UN EMPLEO PÚBLICO COMO DOCENTE UNIVERSITARIO.

PARA TODOS LOS EFECTOS LEGALES, CERTIFICO QUE TODOS LOS DATOS POR MI ANOTADOS, EN EL PRESENTE FORMATO DE HOJA DE VIDA, SON VERACES

FIRMA

REPÚBLICA



ARGENTINA

Universidad Nacional de General San Martín
Instituto de Tecnología "Prof. Jorge A. Sabato"

El Rector de la Universidad Nacional de General San Martín
y el Director del Instituto de Tecnología "Prof. Jorge A. Sabato"

Por cuanto *la Ingeniera Ana María Pérez Soballos*

PAS 43.587.500, ha terminado el 06 de marzo de 2006 los estudios correspondientes a la Carrera de
Maestría en Ciencia y Tecnología de Materiales.
Por tanto: de acuerdo a lo dispuesto en las normas vigentes en esta Universidad, le expedimos el presente
título de

Magister en Ciencia y Tecnología de Materiales

San Martín, Provincia de Buenos Aires, 13 de octubre de 2006.

LUIS A. GUESADA
SECRETARIO GENERAL
INSTITUTO DE TECNOLOGÍA

JOSE R. GALVELE
DIRECTOR
INSTITUTO DE TECNOLOGÍA

Firma del Representante

Lic. NORBERTO G. FERRÉ
SECRETARIO GENERAL
UNIV. NAC. DE GEN. SAN MARTÍN

CARLOS R. RUTA
RECTOR
Univ. Nac. de Gen. San Martín

2145-

1761



LA UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA

PERSONERÍA JURÍDICA LEY 71 DE 1878 DEL ESTADO SOBERANO DE ANTIOQUIA Y LEY 153 DE 1887

1803

EN ATENCIÓN A QUE

ANA MARÍA PÉREZ CEBALLOS

Identificada con cédula de ciudadanía 43587500

HA COMPLETADO TODOS LOS REQUISITOS QUE LOS ESTATUTOS UNIVERSITARIOS
EXIGEN PARA OPTAR AL TÍTULO DE

DOCTORA EN INGENIERÍA

SE CONCEDE DISTINCIÓN CUM LAUDE A LA TESIS DOCTORAL

LE EXPIDE EL PRESENTE DIPLOMA, EN TESTIMONIO DE ELLO, SE FIRMA EN MEDELLÍN
REPÚBLICA DE COLOMBIA, EL 09 DE MARZO DE 2017

Libro 85 Folio 25-294 del 09 de marzo de 2017

Mauricio Alviar R
MAURICIO ALVIAR RAMÍREZ

Rector

David Hernández G
DAVID HERNÁNDEZ GARCÍA

Secretario General

Jesús Francisco Vargas B
JESÚS FRANCISCO VARGAS BONILLA

Decano

92448

ISSUES 2017 - 2018

1762



1803

LA UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA

PERSONERÍA JURÍDICA LEY 71 DE 1878 DEL ESTADO SOBERANO DE ANTIOQUIA Y LEY 153 DE 1887

EN ATENCIÓN A QUE

Ana María Pérez Ceballos

Identificada con cédula de ciudadanía 43567500

HA COMPLETADO TODOS LOS REQUISITOS QUE LOS ESTATUTOS UNIVERSITARIOS

EXIGEN PARA OPTAR AL TÍTULO DE

INGENIERA METALÚRGICA

LE EXPIDE EL PRESENTE DIPLOMA. EN TESTIMONIO DE ELLO, SE FIRMA EN MEDELLÍN

REPÚBLICA DE COLOMBIA, EL 23 DE MARZO DE 2001


JAIME RESTREPO CUATRECASAS
RECTOR


MARÍA NORA VALACISO ESCOBAR
RECTORA GENERAL


JORGE HUMBERTO SIERRA CARRÓN
DECANO

14781



MINISTERIO DE EDUCACIÓN NACIONAL

RESOLUCIÓN NÚMERO 1610

30 MAR. 2007

Por medio de la cual se resuelve una solicitud de convalidación

LA DIRECTORA DE CALIDAD PARA LA EDUCACIÓN SUPERIOR (E)
 en ejercicio de sus atribuciones legales y en especial las que le confiere el Decreto 4675 de 2006 y las Resoluciones No.2763 del 13 noviembre de 2003 y No. 7899 de 6 de diciembre de 2006.

CONSIDERANDO:

Que ANA MARÍA PÉREZ CEBALLOS, ciudadana colombiana, identificada con cédula de ciudadanía No. 43.587.500, presentó para su convalidación el título de **MAGÍSTER EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA DE MATERIALES**, otorgado el 13 de octubre de 2006 por la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE GENERAL SAN MARTÍN**, Argentina, mediante solicitud radicada en el Ministerio de Educación Nacional con el No. 2006ER75347-26000/06.

Que de conformidad con lo dispuesto en el Decreto 4675 de 2006, corresponde al Ministerio de Educación Nacional convalidar los títulos de educación superior otorgados por instituciones de educación superior extranjeras de acuerdo con las normas vigentes.

Que en virtud del artículo 3° de la Resolución 5547 del 1° de diciembre de 2005, uno de los criterios aplicables para efectos de la convalidación de títulos de educación superior otorgados por instituciones extranjeras, es el de *Evaluación Académica*, el cual establece que *"Si el título que se somete a convalidación no se enmarca en ninguno de los criterios señalados anteriormente o si no existe certeza sobre el nivel académico de los estudios que se están convalidando, o su denominación, se someterá la documentación a proceso de evaluación académica."*

Que los estudios fueron evaluados por la Comisión Nacional Intersectorial para el Aseguramiento de la Calidad de la Educación Superior -CONACES-, la cual emitió concepto favorable el 23 de marzo de 2007, señalando que el título obtenido es equivalente al de **MAGÍSTER EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA DE MATERIALES**.

Que con fundamento en las anteriores consideraciones y después de haber estudiado la documentación presentada, se concluye que es procedente la convalidación solicitada.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO.- Convalidar y reconocer para todos los efectos académicos y legales en Colombia, el título de **MAGÍSTER EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA DE MATERIALES**, otorgado el 13 de octubre de 2006 por la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE GENERAL SAN MARTÍN**, Argentina, a **ANA MARÍA PÉREZ CEBALLOS**, ciudadana colombiana, identificada con cédula de ciudadanía No. 43.587.500, como equivalente al título de **MAGÍSTER EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA DE MATERIALES**, que otorgan las instituciones de educación superior colombianas de acuerdo con la Ley 30 de 1992.

PARÁGRAFO.- La convalidación que se hace por el presente acto administrativo no exime al profesional beneficiario del cumplimiento de los requisitos exigidos por las normas que regulan el ejercicio de la respectiva profesión.

ARTÍCULO SEGUNDO.- La presente Resolución rige a partir de la fecha de su expedición y contra la misma procede el recurso de reposición, que debe ser presentado dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación de conformidad con el Código Contencioso Administrativo.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D. C., a los **30 MAR. 2007**

LA DIRECTORA DE CALIDAD PARA LA EDUCACIÓN SUPERIOR (E),

1764

Radicado Nro: 2-2018-001-136 Para responder citelo

Ecopetrol - APIAY

Fecha: Feb 5 2018 4:33PM

Dependencia: COORDINACIÓN DE COMPRAS Y
CONTRATACIÓN ORINOQUIA CRQ

Destino: JUAN CARLOS CHAVEZ MARTINEZ

Original con Copias Folios: 1 Anexos: 1



Departamento de Ingeniería Vicepresidencia Regional Orinoquia



2-2018-001-136

MEMORANDO

Apiay, 05 de Febrero de 2017

Para: JUAN CARLOS CHAVEZ MARTINEZ
Administrador Contrato de Workover Gerencias Castilla y Chichimene.

De: MAURICIO ORLANDO HERRERA POLANÍA
Jefe de departamento de Ingeniería VRO

Asunto: Entrega Análisis incidente por falla en rosca de la sarta de tubería del pozo Chichimene 94.

Cordial Saludo,

Dentro de la gestión adelantada por el departamento de Ingeniería Orinoquia en el mes de enero de 2018, se remite el siguiente Informe:

- Análisis incidente por falla en rosca de la sarta de tubería del pozo Chichimene 94.

Quedamos atentos a resolver cualquier duda adicional.

Cordialmente,

MAURICIO ORLANDO HERRERA POLANÍA
Jefe de departamento de Ingeniería VRO.

Anexo: Análisis incidente por falla en rosca de la sarta de tubería del pozo Chichimene 94.

Copia: Edward Alfonso Ribero – Gerente de Desarrollo y Producción Chichimene.

Ivan Antonio Fedullo – Jefe de Departamento de Producción Chichimene.

	FORMATO PARA LA EMISIÓN DE CONCEPTOS TÉCNICOS/INGENIERÍA		
	PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS		
	GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN CASTILLA		
	PCG-F-230	Elaborado 21/10/2015	Versión 1

1. IDENTIFICACIÓN DE LA SOLICITUD

ÁREA/DEPENDENCIA SOLICITANTE	FECHA DE RECEPCIÓN SOLICITUD
COORDINACIÓN DE COMPRAS Y CONTRATACIÓN VRO	02/11/2017
FUNCIONARIO QUE SOLICITA EL CONCEPTO	REGISTRO
JUAN CARLOS CHAVEZ	E1003932

2. DESCRIPCIÓN DE LA SOLICITUD

Analizar los resultados de la Investigación del incidente ocurrido en el pozo chichimene 94 y verificar si existen elementos de juicio que justifiquen que ECOPETROL acuda a un panel de expertos externo que dirima el desacuerdo con el proveedor de servicios de reacondicionamiento de pozos respecto del citado evento.

3. ANTECEDENTES

Chichimene 94:

- El día 19 de septiembre de 2016 el pozo dejó de aportar fluido en cabeza, por lo que se realizaron labores de verificación y se concluyó la desconexión de la tubería de producción. El pozo estuvo en producción durante 7 días después de un servicio de mantenimiento al equipo BES realizado el mismo mes.
- Entre los días 23 de nov y 14 de diciembre de 2016, se realizaron operaciones de pesca para recuperar la sarta de tubería y el equipo BES sin éxito.
- En noviembre de 2016 se recibe el análisis de falla del daño en la rosca del pin de la Junta 20, Tubing 4-1/2 del pozo, concluyendo lo siguiente:
- Los hilos en buen estado de la rosca del pin y de la caja no presentan ningún tipo de huellas de desgarramiento longitudinal que pudieron ser ocasionados durante el jump-out, lo cual es un indicativo que estos elementos no estaban enroscados en este sector.
- Dentro de las posibles causas que pueden ocasionar el daño en la rosca se encuentra:
 - Estado de las roscas con presencia de daño mecánico por manipulación y/transporte.
 - Presencia de contaminantes o partículas entre las superficies en contacto de las roscas.
 - Lubricación deficiente, lubricante inapropiado ó contaminado.
 - Procesos inadecuados de apretado de la conexión.
 - Las roscas nuevas son más sensibles a daño por galling, requieren un mejor manejo y cuidado durante el make up.
 - Dimensiones de las roscas fuera de tolerancia, lo cual genera interferencia entre las superficies.

	FORMATO PARA LA EMISIÓN DE CONCEPTOS TÉCNICOS/INGENIERÍA	
	PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN CASTILLA	
	PCG-F-230	Elaborado 21/10/2015

- La gran mayoría de las posibles causas están relacionadas con el procedimiento de corrida de la tubería. Se debe verificar el procedimiento utilizado, la experiencia del personal en su aplicación y la diligencia en la ejecución del mismo, aún más considerando que se estaba trabajando con tubería nueva.
- Otra de las posibles causas puede estar relacionada con las dimensiones de las roscas fuera de tolerancia. Debido a que la rosca está altamente deformada, este factor no se puede valorar, así mismo el pin presenta deformación en su cuerpo ocasionado durante el jump-out, lo cual pudo alterar las dimensiones del pin. Sería recomendable que personal del campo realice una visita a la planta donde se maquinó la rosca de estas tuberías, con el fin de conocer y verificar el proceso de calidad utilizado en dicha fabricación.
- Basados en los registros y evidencias encontrados en este análisis, se puede determinar qué acciones se deben hacer con la tubería nueva existente en campo, con el fin de valorar si realmente existe un defecto de maquinado en la rosca.
- De ser posible, se recomienda realizar un muestreo dimensional de conexiones en tubos del mismo lote de fabricación de la junta en cuestión.
- El 3 de Marzo de 2017 el comité investigador del incidente socializó ante la GCH los resultados plasmados en el informe de investigación de este evento. Adicionalmente, se tuvo en cuenta el informe técnico de laboratorio emitido por el ICP y el desarrollo propio de la investigación definiendo como causas raíz las siguientes:
 - Enrosque inapropiado.
 - Alineación inadecuada.
 - Incumplimiento de la norma API 5C y 5C1.
- Desde el pasado 17 de noviembre de 2017 hasta la fecha, se han desarrollado dos operaciones de pesca tratando de recuperar el pozo.
- Ecopetrol S.A. solicitó a Independence en comunicaciones escritas de los días 17 de abril y 15 de agosto de 2017, realizar la reparación del pozo bajo su responsabilidad y a todo costo, a las que Independence Drilling contestó de manera negativa.
- El 2 de Octubre de 2017, Ecopetrol remitió nueva comunicación a Independence, solicitando dar respuesta a la solicitud inicial e indicando que de no tener respuesta en tres días o indicando la negativa a la solicitud, procederá a aplicar lo estipulado en cláusula 10 del contrato "Responsabilidad del contratista sobre actividades y producto". Además, que en caso de requerirse, aplicará lo estipulado en la Cláusula 35, "Solución de conflictos", donde se establece la posibilidad de recurrir a mecanismos alternativos de resolución de conflictos.
- El 24 de Agosto, Independence remitió comunicación a Ecopetrol, en la que solicitó una análisis metalográfico de la junta afectada. Ecopetrol respondió enviando las pruebas de fábrica realizadas al lote por Tubocaribe y recalando que con las juntas de dicho lote no ha habido inconveniente alguno.

	FORMATO PARA LA EMISIÓN DE CONCEPTOS TÉCNICOS/INGENIERÍA		
	PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN CASTILLA		
	PCG-F-230	Elaborado 21/10/2015	Versión 1

4. METODOLOGÍAS, NORMAS Y/O ESTANDARES APLICADOS

Para la generación de este concepto se revisaron las evidencias recopiladas durante la etapa de investigación del evento, las comunicaciones enviadas entre Ecopetrol e Independence, especificaciones técnicas del contrato y las normas técnicas descritas a continuación:

- API Spec 5B, Threading, Gauging, and Thread Inspection of casing, tubing and line pipe threads, Fifteenth edition, October 2008, American Petroleum Institute, USA.
- API RP 5B1, Gauging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads, Fifteenth edition, October 1999, American Petroleum Institute, USA
- API RP 5C1, Recommended practice for care and use of casing and tubing, eighteenth edition, May 1999, American Petroleum Institute, USA.

5. DESARROLLO DEL CONCEPTO

Revisadas las evidencias recopiladas en la investigación tales como:

- Versiones libres del personal involucrado.
- Certificado de calidad de la sarta.
- Procedimiento de corrida de tubería.
- Certificado de calibración de la torre.
- Historial de mantenimiento de la llave hidráulica.
- Certificado de competencias del instrumentista.
- Hojas de vida del personal de la torre.
- Informe de hallazgos de visitas de Consultec a las torres.
- Registro fotográfico de la junta fallada.
- Informe del análisis de falla de la rosca emitido por el ICP.
- Informe de la investigación del evento (metodología empleada, árbol de causas).

Los abajo firmantes de encuentran de acuerdo con el equipo investigador en cuanto a las causas raíz definidas y las conclusiones encontradas en su informe.

La descripción que se hace en el informe del ICP es claro y contundente en cuanto a la evidencia de que tan solo ingresó la mitad de los hilos del pin, incumpliendo la norma API 5C1, condición que es identificada a simple vista.

Finalmente e independientemente de cuál fuese la causa raíz que originó este evento, el Supervisor, Maquinista y cuñeros de la cuadrilla, dada su experiencia, debieron haber identificado que la junta había quedado mal roscada y no debía haberse bajado de esa manera al pozo o en su defecto haber avisado al jefe de pozo sobre la condición sub estándar.

6. COSTO BENEFICIO

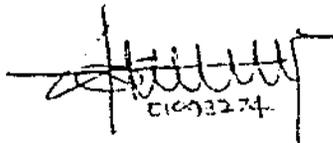
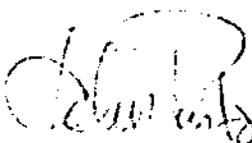
N/A.

1766

	FORMATO PARA LA EMISIÓN DE CONCEPTOS TÉCNICOS/INGENIERÍA	
	PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN CASTILLA	
	PCG-F-230	Elaborado 21/10/2015

7. RECOMENDACIÓN

De acuerdo con el análisis de la información suministrada, se considera que existen los suficientes soportes y las evidencias técnicas son lo suficientemente contundentes para llevar este caso a la siguiente instancia que permita dirimir esta situación.

Elaboró	Revisó	Aprobó
 01093274 CARLOS HERNANDO BECERRA Coordinador de Producción CPO09	 JOHN ALEXANDER PINTO Coordinación de Ingeniería Subsuelo VRO	 MAURICIO HERRERA P. Jefe de Departamento Ingeniería VRO
 RICARDO ANDRÉS ROJAS Profesional Ingeniería de subsuelo PIO		
 LEONARDO RUIZ ALZATE Profesional Ingeniería de subsuelo PIO		

Acción: Es un título que le permite a cualquier persona (natural o jurídica), ser propietario de una parte de la empresa emisora del título, convirtiéndolo en accionista de la misma y dándole participación en las utilidades que la compañía genere. Además se obtienen beneficios por la valorización del precio de la acción en las Bolsas y le otorga derechos políticos y económicos en las asambleas de accionistas.

Acción con dividendo preferencial y sin derecho a voto: Acción que da a su poseedor prioridad en el pago de dividendos y/o en caso de disolución de la empresa, el reembolso del capital. Tiene prerrogativas de carácter económico que pueden ser acumulativas, según los estatutos. No da derecho a voto en las asambleas de los accionistas, excepto cuando se especifica este derecho o cuando ocurren eventos especiales como la falta de declaración de dividendos preferenciales.

Acción ordinaria: Acción que tiene la característica de conceder a su titular ciertos derechos de participación en la sociedad emisora, entre los cuales está el de percibir dividendos y el derecho a voto en la asamblea.

Acción privilegiada: Esta clase de acciones otorga a su titular, además de los derechos consagrados para las acciones ordinarias, los siguientes privilegios: a- Un derecho preferencial para su reembolso en caso de liquidación. b- Un derecho a que de las utilidades se les destine, en primer término, una cuota determinable o no. La acumulación no podrá extenderse a un período superior a 5 años. c- Cualquier otra prerrogativa de carácter exclusivamente económico.

Accionista: Persona natural o jurídica propietaria de una o varias acciones en una compañía comercial, industrial o de otra índole.

Aceite in situ: (OIP Oil in place) La estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

Aceite lubricante: Aceite lubricante usado para facilitar el trabajo de las uniones mecánicas y partes móviles.

Acuífero: Una zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de

roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

Aditivo: Una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.

Afloramiento superficial: Hidrocarburos líquidos o gaseosos que al surgir a la superficie dejan trazas que permiten presumir la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

Agregado: La materia mineral utilizada junto con el bitumen para elaborar asfalto para construcción de caminos.

Alcoholes: Un tipo de compuestos, de los cuales el etanol (el alcohol de la cerveza y del vino) es el más conocido. Estos reaccionan con ácidos para formar ésteres. Son ampliamente usados como solventes.

Arbol de Navidad: El arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de aceite y gas y previenen reventones.

Arenas alquitranosas: (Tar sands) Mezcla de arena, agua e hidrocarburos pesados; fuente alterna potencial de hidrocarburos.

Arenas Petrolíferas: (Oil Sands) Es una mezcla no definida de arena y arcilla que contiene un bitumen semi-sólido.

ARPEL: Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe.

API: The American Petroleum Institute.

Banca de inversión: Actividad desarrollada por un intermediario del mercado financiero que puede incluir el diagnóstico de empresas, la organización de potenciales compradores, la asesoría de inversionistas en la creación de nuevas empresas e inclusive la consecución de recursos para tales operaciones.

- Barril (Petróleo):** Unidad de volumen igual a 42 galones US.
- Barril equivalente:** (boe) Un término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5.8 trillones de pies³ (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de boe.
- Barriles por día:** (bpd o b/d) En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).
- Benceno:** El compuesto aromático más simple con un anillo de átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno; una de las materias primas más importantes para la industria química.
- Biodegradable:** Material que puede ser descompuesto o sujeto a putrefacción por bacterias u otros agentes naturales.
- Bítumen:** Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos.
- Bloque:** La subdivisión en acres dedicada a la exploración y producción.
- Bolsa de valores:**
1. Establecimiento privado autorizado por el Gobierno Nacional donde se reúnen los miembros que la conforman con el fin de realizar las operaciones de compraventa de títulos valores, por cuenta de sus clientes.
 2. Sitio público donde se realizan las reuniones de la Bolsa o se efectúan las operaciones de la misma. La idea moderna de "sitio" puede asociarse con "lugar

virtual" donde se encuentra la oferta y la demanda de valores.

3. Son los lugares físicos organizados que facilitan el encuentro entre empresas o instituciones que necesitan recursos financieros y aquellas entidades o personas que tienen excedentes y están dispuestas a invertir.

Bombeo neumático:

(Gas lift) Uno de varios métodos de elevación artificial. Un proceso mecánico que utiliza la inyección continua o intermitente de un gas dentro de la tubería de producción (tubind or casing) para aligerar o desplazar los fluidos producidos. Esto crea una reducción de presión en el fondo del pozo, incrementando o sustentando el flujo del pozo.

BPC o BN PC:

Billón (109)pies cúbicos (pc), unidad de medida.

BPD:

Barriles por día calendario, representan la cantidad de crudo que una refinería puede destilar bajo condiciones normales de operación. Esta cantidad se expresa en términos de capacidad durante un periodo de 24 horas en procesos continuos. Este término no tiene en cuenta cuando existen problemas en la operación.

BTU:

British Thermal Unit. Unidad Británica de Calor. Unidad de medida estándar que mide la cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de una cantidad de agua equivalente a una libra, a un grado Fahrenheit o cercano a 39.2 °F. La unidad BTU es una medida conveniente la cual compara el contenido energético de varios combustibles.

Brent:

Marcador de Crudo para cotización en la bolsa, usado para el crudo del Mar del Norte.

Butano:

Un hidrocarburo que consiste de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licúa fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar. Véase también LPG.

Cabeza de pozo:

Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Ver también Arboles de navidad.

- Campo de gas:** Un campo o grupo de yacimientos de hidrocarburos que contienen gas natural y cantidades insignificantes de aceite.
- Campo de gas condensado:** Un yacimiento que contiene gas natural y aceite, con una mayor proporción de gas. El condensado aparece cuando el gas es extraído del pozo, y su temperatura y presión cambian lo suficiente para que parte del mismo se convierta en petróleo líquido.
- Campo de gas seco:** Un yacimiento que producirá gas seco/pobre y cantidades muy pequeñas de condensado; típicamente menos de 10 barriles por millón de pies cúbicos.
- Capacidad de ducto:** El volumen de aceite o gas que se requiere para mantener el ducto lleno, o el volumen que se puede hacer pasar a través del ducto en un determinado período.
- Capacidad disponible:** Espacio no ocupado de un tanque. Se emplea como medida de capacidad aún disponible
- Capitalización:** Aumento del capital social de una empresa mediante la emisión de nuevas acciones en el mercado.
- Capitalización bursátil:** Pretende reflejar el comportamiento de los precios de las acciones del índice, ponderando cada especie dentro de este de acuerdo con el tamaño de la compañía en términos de capitalización:
- Capitalización Bursátil: Corresponde al valor patrimonial de la empresa, según el precio al que se cotizan sus acciones.
 - Capitalización Ajustada: Proporción de la compañía que se encuentra en poder de inversionistas sin interés de control (Flotante).
- Carga pico:** (Peak load) La carga máxima producida o consumida por una unidad durante un determinado período.
- Catalizador (Catalyst):** Una substancia que ayuda o promueve una reacción química sin formar parte del producto final. Hace que la reacción tenga lugar más rápidamente o a menor temperatura, y permanece

sin cambio al final de la reacción. En procesos industriales, sin embargo, el catalizador debe ser cambiado periódicamente para mantener una producción económica.

Celda de Combustible:

(Fuel cell) Una celda eléctrica utilizada para generar energía eléctrica a partir de la reacción de un número de sustancias químicas, sin necesidad de combustión y sin producir ruido o contaminación. Puede utilizarse gas natural como carga de alimentación.

CIER:

Comisión de Integración Energética Regional.

Circulación de gas:

B(Recirculación) Un proceso en el cual el gas producido es reinyectado al yacimiento después de haberle quitado el condensado. Esto es para mantener la presión del yacimiento y para impedir que el condensado se "condense" dentro del yacimiento y después se dificulte recuperarlo. Esta es llamada condensación retrógrada.

COLCAP:

Es un indicador dónde el valor de capitalización bursátil ajustada de cada compañía determina su nivel de ponderación.

COL20:

Es un indicador donde el nivel de liquidez de cada compañía determina su ponderación.

Colocación primaria:

Es la oferta de nuevos títulos por parte de una entidad para captar recursos con el fin de desarrollar su objeto social.

Combustible diesel:

(Diesel fuel) Un término general que cubre aceite combustible ligero proveniente del gasóleo, utilizado en motores diesel. Algunas veces es llamado combustible diesel para máquinas de vehículos rodantes (Diesel Engine Road Vehicle - Derv).

Combustóleos:

(Fuel oils) Aceites pesados provenientes del proceso de refinación; utilizados como combustibles en plantas de generación de energía, en la industria, en barcos, etc. Futuros (aceites): La venta y compra de aceite a un precio acorde con una fecha de entrega a futuro. El vendedor puede no tener aún el aceite, y ambos comprador y vendedor están especulando sobre como cambiarán los precios en el futuro.

Compra o venta de valores: Aquella transacción en la cual el título valor pasa de un propietario a otro en forma definitiva y con todos los derechos que otorga.

Compuesto: Término químico que se refiere a una sustancia de dos o más elementos químicos unidos en proporciones fijas, por peso.

Contango: Estructura de precios en el mercado petrolero internacional de futuros, la cual consiste en que los contratos futuros de mayor plazo, se venden a un precio mayor, que los contratos a menor plazo, es decir que para entregas futuras, los precios son progresivamente más altos.

Contrato de Concesión: Una determinada área concedida a una compañía para la exploración de crudo y/o gas bajo términos y condiciones específicas y por un período de tiempo fijo.

Contrato de Asociación: Tipo de contrato en que el riesgo, en la etapa exploratoria, lo asume totalmente la compañía asociada y en la etapa de explotación, se conforma una operación conjunta y la inversión, dirección y producción son compartidas.

Condensado: Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales. Tendrán alguna cantidad de propano y butano disueltos en el condensado. A diferencia del aceite crudo, tienen poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados de los que constituyen el combustible pesado. Hay tres fuentes principales de condensado. a).- Los hidrocarburos líquidos que se separan cuando el gas crudo es tratado. Este condensado típicamente consiste de C5 a C8 .b).- Los hidrocarburos líquidos provenientes del gas no asociado que son recuperados en la superficie. c).- Los hidrocarburos líquidos que provienen de los yacimientos de gas/condensado. Estos pueden ser apenas distinguibles de un crudo ligero estabilizado.

Coquización: (Coking) Un proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo.

Corriente - abajo: (Downstream) Aquellas actividades que tienen lugar entre la carga de aceite crudo en la terminal de transportación y la

utilización del aceite por el usuario final. Esto comprende la transportación de aceite crudo a través del océano, el abastecimiento y la comercialización, la refinación, la distribución y el mercadeo de los productos derivados del aceite.

- Corriente arriba:** (Upstream) Las actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo.
- Crudo:** Mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanece a presión atmosférica después de ser recuperado del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.
- Crudo de activo:** (Equity crude) La proporción de aceite crudo a la cual una compañía productora tiene derecho como resultado de su contribución financiera al proyecto.
- Crudo ligero:** (Light crude) Aceite crudo con proporciones relativamente altas de fracciones ligeras, y baja gravedad específica.
- CIF:** Costo, seguro y flete.
- Desagregación:** La separación de las funciones de transporte, almacenamiento y comercialización de gas.
- Desarrollo sustentable:** (Sustainable development) La satisfacción de necesidades actuales sin comprometer la habilidad de futuras generaciones para satisfacer las suyas propias.
- Desfogue:** Un método de producción de gas/condensado del yacimiento permitiendo la depresión del mismo sin reinyectar gas. Con este método de producción algunos condensados pueden condensarse dentro del yacimiento donde su recuperación deja de ser operación práctica.
- Desintegración:** (Cracking) El proceso de rompimiento de moléculas grandes de aceite en otras más pequeñas. Cuando este proceso se alcanza por la aplicación de calor únicamente, se conoce como desintegración térmica. Si se utiliza un catalizador se conoce como desintegración catalítica; si se realiza en una atmósfera de hidrógeno se conoce como un proceso de hidrodésintegración.

- Destilación:** (Destilación fraccionada), un proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse. Mediante vaporización y condensación sucesiva del aceite crudo en una columna de fraccionamiento, se separarán los productos ligeros dejando un residuo de aceite combustible o bitumen. La destilación se lleva a cabo en forma tal que se evite cualquier desintegración. Es el proceso básico que tiene lugar en una refinería.
- Destilado:** Los productos de condensación obtenidos durante el proceso de destilación fraccionada (combustibles gaseosos, nafta, gasolina, querosina y gasóleos).
- Detector de gas:** Un instrumento para detectar la presencia de varios gases, a menudo como medida de seguridad contra flama o gases tóxicos.
- Diablo (Pig):** Artefacto empleado para limpiar un ducto o para separar dos líquidos transportados a lo largo del ducto. Se le inserta en el ducto y es arrastrado por el flujo de aceite o gas. Un "diablo inteligente" está adaptado con sensores que pueden detectar corrosión o defectos en el ducto.
- Distribución:** Después que el gas ha sido procesado, es transportado a través de gasoductos hasta centros de distribución local, para ser medido y entregado a los clientes.
- Dividendo:** Valor pagado o decretado a favor de los accionistas, en dinero o en acciones, como retribución por su inversión; se otorga en proporción a la cantidad de acciones poseídas y con recursos originados en las utilidades generadas por la empresa en un determinado período.
- Ducto (Pipeline):** Tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.
- Ducto de transmisión:** (Transmission pipeline) Red de ductos que distribuye gas natural de una estación terrestre, vía estaciones de compresión, a centros de almacenamiento o puntos de distribución.
- DOE:** Department of Energy of United States.

GLOSARIO Ecopetrol S.A.

- Dry Gas Natural:** Gas Natural seco, también conocido como Gas natural grado-consumidor. Los parámetros para medirlo son los pies cúbicos a 60 ° F y 14.7 lbf/pulg².
- EIA:** Agencia Información de Energía (www.eia.doe.gov). Organización del Departamento de Energía de los Estados Unidos.
- Emisor:** Institución que pone en circulación títulos valor, bien sean representativos de deuda, de propiedad, de tradición o de participación.
- Emulsión:** Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.
- Energía renovable:** Recursos energéticos continuamente disponibles o renovables (p.ej.:solar, eólica, marea, biomasa, hidroeléctrico, geotérmico).
- Esquisto de petróleo:** (Oil Shale) Roca sedimentaria compacta impregnada de materiales orgánicos (principalmente querógeno) que rinde aceite al ser calentada.
- Estación de compresión:** Utilizada durante el transporte de gas. El gas pierde presión al recorrer grandes distancias; para asegurar un flujo uniforme debe ser recomprimido en estaciones localizadas cada 60 a 80 Km. a lo largo de la ruta.
- Estación de recompresión:** (Booster station) Una plataforma sobre una sección de un gasoducto submarino diseñada para incrementar el flujo de gas.
- Etano:** Un hidrocarburo que consiste de dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Normalmente este gas está presente en la mayor parte de los casos referentes al gas natural.
- Etanol:** (Ethanol -ethyl alcohol-) Un compuesto químico formado por fermentación o síntesis; utilizado como una materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.
- Etileno:** (Ethylene -ethene-) Una olefina consistente de dos átomos de carbono y cuatro átomos de hidrógeno; es un químico básico muy importante en las industrias química y de plásticos.

Factor de carga: La relación de la carga promedio a la carga pico durante un período en particular.

Fahrenheit: Escala de temperatura en la cual la temperatura de ebullición del agua es de 212 grados por encima de cero en la escala y cuyo punto de congelación es de 32 grados por encima de cero a presión atmosférica estándar.

Fraccionamiento: Nombre genérico del proceso de separación de una mezcla en sus componentes o fracciones. Ver también: absorción, adsorción, destilación.

Gas asociado: Gas natural encontrado en asociación con aceite en un yacimiento, ya sea disuelto en el aceite o como una capa arriba del aceite.

Gas Combustible: Se refiere a combustibles gaseosos, capaces de ser distribuidos mediante tubería, tales como gas natural, gas líquido de petróleo, gas de hulla y gas de refinería.

Gas de carbón: Gas elaborado mediante la destilación destructiva de carbón bituminoso. Los principales componentes son metano (20 a 30%) e hidrógeno (alrededor de 50%).

Gas licuado de petróleo: (LPG-GLP) Está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. El LPG puede utilizarse para cocinar, para calefacción o como combustible automotriz.

Gas Natural:

- a). Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.
- b). El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.

Gas natural licuado: (Liquefied Natural Gas - LNG) Gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado.

GLOSARIO Ecopetrol S.A.

- Gas pobre o gas seco:** Gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de 1,000 Btu/pié cúbico estándar, a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.
- Gas rico:** Gas predominantemente con metano, pero con una proporción relativamente alta de otros hidrocarburos. Muchos de estos hidrocarburos normalmente se separan como líquidos del gas natural.
- Gas seco (Dry gas):** a). Lo mismo que gas pobre, o sea que no contiene hidrocarburos que se licuarán a temperatura y presión ambiente.
b). Gas que no contiene vapor de agua, o sea gas "sin agua".
- Gas sintético:** Gas rico en metano producido a partir de aceite o carbón que tiene las mismas características básicas y composición química que el gas natural. Después de tratamiento para eliminar bióxido de carbono es adecuado para servicio doméstico, como gas de bajo poder calorífico.
- Gasificación:** La producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.
- Gasificación de aceite:** La conversión del petróleo en gas para usarse como combustible.
- Gasóleo:** (Gas oil) El aceite intermedio procedente del proceso de refinación; utilizado como combustible en motores diesel, quemado en sistemas de calefacción central y como carga de alimentación para la industria química.
- Gasolina:** El combustible usado en automóviles y motocicletas, etc. (también conocido como petrol). La gasolina que se encuentra en forma natural se conoce como condensado.
- Giga:** Equivalente a un billon: 1×10^9 .
- Gigajoule:** (GJ) Equivalente a un billón (10⁹)joules.
- Gigawatt:** Miles de megawatts.

Gravedad API: Escala arbitraria que expresa la gravedad o densidad de los hidrocarburos líquidos, establecida por la API. La escala de medida se calibra en términos de grados API. El valor más alto en grados API corresponde a un compuesto ligero. Los crudos livianos generalmente exceden los 38 grados API y los crudos pesados se denominan como casi todos los crudos con una densidad de 22 grados API o más bajos. Los crudos intermedios se encuentra entre el rango de los 22 - 38 grados API.

Gravedad específica: La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

Hidrocarburo: Compuesto químico orgánico formado por hidrógeno y carbono en cualquiera de sus fases, líquida, sólida o gaseosa. La estructura molecular de un hidrocarburo varía desde la más simple, como por ejemplo el metano - que forma el gas natural ? hasta estructuras muy pesadas y complejas.

Hidrógeno: Elemento incoloro, inodoro, insaboro y altamente inflamable. Es el más ligero de los todos los gases y el elemento más abundante en el universo. Se encuentra corrientemente asociado con el oxígeno formando agua, pero también está presente en ácidos, bases, alcoholes, petróleo y otros hidrocarburos.

Hidrodesintegración: (Hydrocracking) Ver Craqueo.

Hidrotratamiento: Usualmente se refiere al proceso de hidrosulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.

IAP: Instituto Argentino del Petróleo.

IBP: Instituto Brasileiro del Petróleo.

IFP: Instituto Francés del Petróleo.

- IEA:** Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency IEA). Establecida en 1974 para monitorear la situación mundial de la energía, promover buenas relaciones entre los países productores y consumidores y desarrollar estrategias para abastecer energía durante situaciones de emergencia.
- IGBC (Índice General De La Bolsa):** El IGBC representa el comportamiento de las acciones más líquidas de la Bolsa de Valores de Colombia.
- Índice de precios:** Los Índices de precios reflejan el promedio aritmético de los precios de las acciones que componen la canasta.
- Índice de viscosidad:** Medida de la relación entre la temperatura y la viscosidad de un aceite.
- Índice wobbe:** Definido como el valor calorífico dividido por la raíz cuadrada de la gravedad específica. Se controla este índice para asegurar la combustión satisfactoria del gas en el quemador. Si no se cumple esta especificación, la cantidad de aire que se mezcla con el gas será la incorrecta.
- Instalaciones de almacenamiento:** Para gas natural estas son de dos categorías de acuerdo a la IEA. La primera la constituyen sitios estacionales de almacenamiento que comprenden acuíferos (incluyendo campos agotados de aceite y gas); cavernas de sal; cavernas excavadas; y minas en desuso. Para almacenamiento pico se emplean gasómetros en desuso y empaçado de ductos. Adicionalmente, existen tanques de almacenamiento de GNL para servicio de carga normal o de emergencia, dependiendo del mercado.
- IPIECA:** (International Petroleum Industry Environmental and Conservation Association) Asociación Internacional de la Industria Petrolera para la Conservación del medio ambiente.
- IPE:** International Petroleum Exchange.
- Joule:** Unidad de trabajo o energía, expresada en metros-kilogramos-segundos, que es igual al trabajo hecho por una fuerza de un newton cuando su punto de aplicación se desplaza una distancia de un metro en la dirección de la fuerza; equivale a 107 ergios y a 1 watt-seg.

Kerosene: Un aceite medio ligero procedente de la refinación del petróleo, intermedio entre el gasóleo y la gasolina; utilizado para alumbrado y calefacción y también como combustible para los motores de los aviones a chorro y los de turbo-hélice.

Kyoto, Protocolo: Documento resultante de las negociaciones de la tercera Conferencia de los Partidos celebrada en la ciudad de Kyoto, Japón en diciembre de 1997. El Protocolo establece cuotas obligatorias para la emisión de gases de invernadero para los países que firmen y ratifiquen el acuerdo.

Levantamiento sísmico: Método para establecer la estructura detallada subterránea de roca mediante la detección y medición de ondas acústicas reflejas de impacto sobre los diferentes estratos de roca. Se le emplea para localizar estructuras potencialmente contenedores de aceite o gas antes de perforar. El procesamiento de datos moderno permite la generación de imágenes de tres dimensiones de estas estructuras subterráneas.

Licuefacción del gas: El proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de -162°C, con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600, convirtiéndose en líquido. El gas natural licuado resultante es entonces transportable en buques diseñados para tal propósito, o puede ser almacenado en tanques.

Liquidez o rentabilidad: Representa el comportamiento de los precios de las acciones, dándole un peso de participación a cada especie de acuerdo con sus niveles de liquidez.

LNG: Liquefied Natural Gas. Gas Natural, principalmente metano, que se licua reduciendo su temperatura a -260 ° F a presión atmosférica.

LPG: Liquefied Petroleum Gases. Grupo de gases con base en hidrógeno derivados de crudo refinado o gas natural fraccionado. Incluye etano, etileno, propano, propileno normal-butano, butileno, isobutano e isobutileno. Por conveniencia en su transporte, estos gases se licuan por presurización.

Lodo de perforación: Una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la barrena, para elevar hasta la superficie el material que va cortando la barrena, para evitar el colapso de las paredes del pozo y para mantener bajo control

- el flujo ascendente del aceite ó del gas. Es circulado en forma continua hacia abajo por la tubería de perforación y hacia arriba hasta la superficie por el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo.
- Lluvia ácida:** Se produce cuando los óxidos de azufre (SOx) y los óxidos de nitrógeno (NOx), son liberados en la combustión de combustibles fósiles (particularmente carbón), y se combinan con la humedad de la atmósfera para formar ácidos sulfuroso, sulfúrico, nitroso y nítrico. Los SOx y los NOx son gases que dan lugar a la formación de lluvia ácida, y los daños que ocasiona esta lluvia, a menudo ocurren lejos de la fuente del problema.
- MDL:** Mecanismos de Desarrollo Limpio.
- Mercado de capitales :** Es el conjunto de mecanismos a disposición de una economía para cumplir la función básica de la asignación y distribución, en el tiempo y en el espacio, de los recursos de capital (aquellos de mediano y largo plazo destinados a financiar la inversión, por oposición a los recursos de corto plazo que constituyen el objeto del mercado monetario), los riesgos, el control y la información asociados con el proceso de transferencia del ahorro a la inversión. Es el mercado en el cual se negocian valores emitidos mediano y largo plazo.
- Mercado Spot:** Mercado internacional en el que aceite o derivados se intercambian para entrega inmediata al precio vigente (el "precio spot").
- MERCOSUR:** Mercado Común del Sur
- Metano:** (CH₄) La mas pequeña de las moléculas de los hidrocarburos, con un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. Es el componente principal del gas natural, pero también está presente en las capas de carbón, y es producido por animales y por la descomposición de los vegetales. Es un gas ligero, sin color, sin olor y flamable bajo condiciones normales. El metano es el primer miembro en la serie de alcanos (parafinas). A presión atmosférica se licúa a -162°C.
- Metanol:** Un alcohol utilizado como materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

- Mezcla Brent:** (Brent blend) Una mezcla de crudos del Mar del Norte usada como marcador para precio internacional del crudo.
- Monómero:** Una molécula sencilla que puede ser químicamente unida para formar cadenas largas conocidas como polímeros.
- Nafta:** Un rango de destilados más ligeros que la querosina utilizada como carga para la producción de gasolina para motores y para la industria química (p. ej. : para elaboración de etileno). /// Término genérico aplicado a una fracción del petróleo que hierve en un rango aproximado entre 122-400 ° F.
- Negro de Humo:** (Carbon black) Un producto de carbono obtenido de la carga líquida que contiene carbono, y es utilizado principalmente en la industria hulera (por ejemplo llantera).
- Netback:** El valor del gas vendido al cliente puesto en boquilla de quemador, menos el costo del transporte a través del sistema de tuberías y menos el costo de producción.
- NYSE:** New York Stock Exchange.
- Natural Gas:** Gas Natural. Mezcla de hidrocarburos, siendo el principal metano. La EIA mide el gas natural húmedo -wet- en sus dos fuentes de producción, como gas natural asociado (disuelto) y gas natural no-asociado y gas natural seco, el cual se produce del gas natural húmedo.
- NYMEX:** New York Merchantile Exchange
- Número de cetano:** Una medida de la calidad de ignición de los combustibles diesel. Véase también número de octano.
- Número de octano:** Una medida de la resistencia a la pre-ignición (que conduce al golpeteo) de una gasolina.
- OAPEC:** (Organización of Arab Petroleum Exporting Countries) Organización de Países Arabes Exportadores de Petróleo.

GLOSARIO Ecopetrol S.A.

- Odorización:** Proceso mediante el cual, por razones de seguridad, se odORIZA el gas natural inyectándole pequeñas cantidades de compuestos orgánicos de azufre, típicamente a razón de 30 ppm. Ver también odorizante.
- OECD (OCDE):** Organization for Economic Cooperation and Development.
- Odorizante:** Sustancia tal como el mercaptano, con olor característico, que se añade al gas natural inodoro o a líquidos del gas natural cuando se les emplea como combustibles, a efecto de permitir su detección.
- OECD:** (Organization for Economic Cooperation and Development) Organización para Cooperación y Desarrollo Económico con base en París.
- Off-Shore:** Costa afuera. En el mar.
- OGP:** Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas.
- Oil Pits:** Hoyos de desperdicio de aceite. Retienen sedimentos contaminados de los pozos petroleros.
- OLADE:** Organización Latinoamericana de Energía.
- Olefinas:** Grupo de hidrocarburos, incluyendo etileno y propileno, de especial importancia como insumo a la industria química. Ver también propileno.
- ONG:** Organización No Gubernamental.
- On-Shore:** En la tierra.
- ONU:** Organización de las Naciones Unidas.
- OPEP:** Organización de países exportadores de petróleo fundada en 1960 con el objeto de unificar las políticas petroleras de los países miembros para asegurar a los productores petroleros precios estables y justos. Está conformada por Arabia Saudita, Irán, Irak, Emiratos Arabes Unidos, Venezuela, Nigeria, Kuwait, Indonesia, Libia y Algeria.
- OPRC:** Convenio Internacional sobre preparación, respuesta y cooperación ante la contaminación por Hidrocarburos.

Parafina: (Wax) Material sólido o semi sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

Petróleo: Literalmente significa "aceite de piedra"; se forma del latín "petra" (piedra) y "oleum" (aceite). Su conocimiento se remonta a la antigüedad y era conocido porque afloraba en pequeñas cantidades a la superficie.

Petroquímico: Producto químico derivado del petróleo o gas natural (p. ej. : benceno, etileno).

PIW: Petroleum Intelligence Weekly.

Plataforma: Estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.

PNUMA: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.

Poder calorífico: La cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido seco o saturado con vapor de agua; y neto o bruto. ("Bruto" significa que el agua producida durante la combustión ha sido condensada en líquido, liberando así su calor latente; "Neto" significa que el agua permanece como vapor). La convención general es llamarle seco ó bruto.

Polietileno: Polímero formado por la unión de moléculas de etileno; uno de los plásticos más importantes.

Polímero: Compuesto complejo en el cual moléculas individuales (monómeros) se unen químicamente en cadenas largas (p. ej. : plásticos).

Polipropileno: Polímero formado uniendo moléculas de propileno. Ver también: olefinas.

Pozo: Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

Pozo desviado: Un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

GLOSARIO Ecopetrol S.A.

Pozo de aforo:	(Appraisal well) Un pozo que se perfora como parte de un programa para determinar el tamaño y la producción de un campo de aceite o de gas.
Pozo de exploración o de prueba:	(Wildcat well) Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.
Pozo de gas:	Un agujero hecho en la tierra con el objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.
Pozo seco (dry hole):	Un pozo que no tuvo éxito, perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o de gas.
ppm (PPM):	Partes por millón.
PPP:	Reservas Probadas, Probables y Posibles.
Precio de mercado:	Precio al cual se cotiza una acción en las bolsas de valores. Está determinado por la oferta y la demanda del título valor y depende de la manera como el mercado evalúe el desempeño del emisor y del entorno.
Prospecto de colocación:	Documento en el cual se establecen las características de los títulos, las condiciones de la emisión y la información relevante sobre la empresa emisora. Es requerido por la Superintendencia de Valores para autorizar una oferta pública de valores (entre otros documentos).
Procesamiento del gas:	La separación del aceite y el gas, y la remoción de impurezas y líquidos del gas natural.
Producto de destilación (Straight-run):	Descripción aplicada a un producto obtenido del petróleo crudo mediante destilación y sin conversión química.
Productos blancos:	Gasolina, nafta, kerosina y gasóleo, es decir, productos del extremo alto del proceso de destilación. Ver también: Productos negros, fracciones ligeras.

Productos negros: Aceites diesel y aceites combustibles, tales como productos del extremo bajo (o pesado) del proceso de destilación.

Propano: (C₃ H₈ - C₃) Hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, consistente de tres átomos de carbono y ocho de hidrógeno ; gaseoso en condiciones normales. Se le emplea como combustible automotriz, para cocinar y para calefacción. A presión atmosférica el propano se licúa a -42°C.

Propileno: Olefina consistente de una cadena corta de tres átomos de carbono y seis de hidrógeno; producto químico básico muy importante para las industrias química y de plásticos.

Protección catódica: Un método empleado para minimizar la corrosión electroquímica de estructuras tales como las plataformas de perforación, tuberías y tanques de almacenamiento.

Punto de escurrimiento: (Pour point) Temperatura abajo de la cual un aceite tiende a solidificarse y a no fluir libremente.

Punto de toma: (Offtake) El punto en un sistema de distribución donde el gas es derivado en tubería de suministro a un consumidor mayor.

Quemador de campo: (Flaring) El quemado controlado y seguro del gas que no está siendo utilizado por razones comerciales o técnicas.

Químicos básicos: Compuestos básicos para la industria química, los cuales son convertidos a otros productos químicos (ejemplo: aromáticos y olefinas que son convertidos en polímeros).

Rasurado de pico: (Peak shaving) Incremento del suministro normal de gas de otra fuente durante períodos de emergencia o de pico.

Recuperación mejorada: EOR (Enhanced Oil Recovery) La recuperación de aceite de un yacimiento utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento. Esto puede ser incrementando la presión (recuperación secundaria), o por calentamiento, o incrementando el tamaño de los poros en el yacimiento (recuperación terciaria). Ver también: acidificación.

GLOSARIO Ecopetrol S.A.

- Recuperación primaria:** La recuperación de aceite y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas. Ver también recuperación secundaria y terciaria.
- Recuperación secundaria:** La recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.
- Recuperación terciaria:** Recuperación de hidrocarburos de un yacimiento por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos.
- Red de gas:** (Gas grid) Término usado para la red de transmisión de gas y de tuberías de distribución en una región o país, a través de las cuales se transporta el gas hasta los usuarios industriales, comerciales y domésticos.
- Refinería:** Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechable o insumos.
- Refinería con Hydroskimming:** Una refinería con una configuración que incluye solamente destilación, reformación y algún hidrot ratamiento.
- Reformado:** (Reforming) Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de gasolina modificando su estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica, y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.
- REP:** Reserva Estratégica de Petróleo.
- Reinyección:** Se le denomina a la inyección de gases a presión para recuperar el petróleo de una fuente.
- Relación gas / condensado:** a). Para un yacimiento de gas / condensado esta es la relación del condensado al gas. En cuanto al aceite, la

	<p>relación puede medirse en pies cúbicos estándar/barril. Alternativamente se utiliza la inversa y las unidades típicas son barriles/millón de pies cúbicos estándar.</p> <p>b). Para campos de gas seco solo se usa la inversa normalmente. Las unidades típicas son otra vez barriles/millón de pies cúbicos estándar, pero puede usarse gramos/metro cúbico.</p>
Relación reservas a producción:	<p>Para un determinado pozo, campo o país. El período durante el cual alcanzan las reservas si la producción se mantiene a su ritmo actual y bajo el actual nivel de tecnología.</p>
Represurización:	<p>Inyección de fluidos presurizados- gas, agua o aire - dentro de un pozo para efectuar su recuperación.</p>
Reservas posibles:	<p>Estimado de reservas de crudo o gas con base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.</p>
Reservas probables:	<p>Estimado de las reservas de crudo y/o gas con base a estructuras exploradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.</p>
Reservas probadas:	<p>Cantidad de crudo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.</p>
Reservas recuperables:	<p>Proporción de hidrocarburos que se pueden recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.</p>
Resina:	<p>Mezcla sólida o semi sólida de sustancias complejas que no tienen punto de fusión definido.</p>
Roca del yacimiento:	<p>Roca porosa que contiene poros interconectados o fisuras en los cuales se encuentra aceite o gas.</p>
Rocas ígneas:	<p>Rocas formadas a partir de la solidificación de magma fundido.</p>

GLOSARIO Ecopetrol S.A.

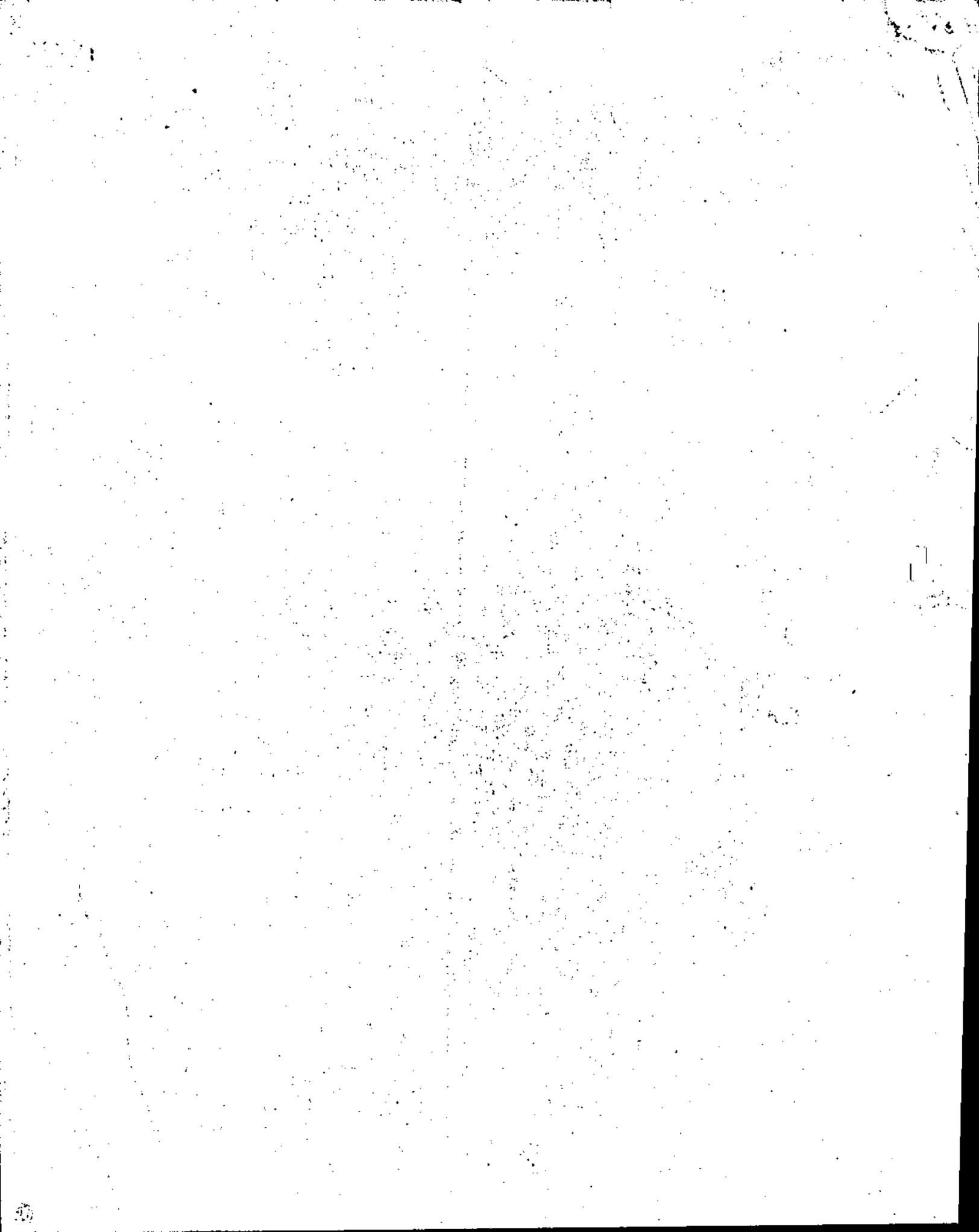
Rocas metamórficas:	Rocas que han cambiado considerablemente su forma y estructura original, por la acción del calor y/o la presión.
Rocas sedimentarias:	Rocas formadas por la acumulación de sedimentos en el fondo de un mar, lago o pantano durante millones de años.
Sarta de perforación:	(Drill string) Tuberías de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación.
Sinclinal:	(Syncline) Plegamiento en la roca estratificada en la forma de palangana. Ver también: anticlinal.
Solvente:	Nombre genérico de un líquido capaz de disolver o dispersar otras sustancias.
SPE:	Sociedad de Ingenieros de Petróleo.
Spot Price:	Cotización de un activo financiero en el mercado al contado o "spot".
Stocks:	Provisión de combustible o cualquier otra clase de fuente energética almacenada para su utilización futura. Se reportan como inventarios al final del periodo.
SPR:	Strategic Petroleum Reserve. Inventarios de petróleo mantenidos por los gobiernos para ser usados en periodos de interrupción del suministro.
Sector del "downstream":	Término utilizado en el sector petrolero que se refiere al aprovechamiento del Petróleo y Gas Natural, procesándolo y convirtiéndolo en productos comerciales
Sector del "upstream":	Se refiere a la exploración y explotación del petróleo.
Terminal:	Instalación marítima que recibe y almacena petróleo crudo y productos de producción costa afuera vía ductos y/o buques tanque.
Terminal de gas natural licuado (LNG terminal):	Una estación para recibir embarques de LNG, típicamente con instalaciones para almacenamiento y regasificación.

- Tonelada:** Una tonelada métrica equivale a 1000 kg (2205 libras), una tonelada larga a 2240 libras, una tonelada corta a 2000 libras.
- Toneladas de aceite equivalente (TOE):** Método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de aceite.
- Toneladas de carbón equivalente (TCE):** Método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de carbón.
- Torre de perforación:** (Derrick) Estructura de acero montada sobre la boca del pozo para soportar la tubería de perforación y otros equipos que son descendidos y elevados durante las operaciones de perforación.
- Trampa:** (Trap) Estructura geológica en la cual se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas. Ver también: Trampa estructural.
- Trampa de líquido:** (Slug catcher) Planta instalada en un sistema de gasoductos para atrapar líquidos.
- Trampa estratigráfica:** (Stratigraphic trap) Trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.
- Trampa estructural:** (Structural trap) Trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.
- Transportador de LNG:** (LNG carrier) Un buque tanque especialmente diseñado para transportar gas natural licuado, dotado con recipientes para presión, con aislamiento, fabricados con acero inoxidable o con aluminio. La carga es refrigerada a -162°C .
- Transportador muy grande de crudo (VLCC Very large crude carrier):** Buque tanque de gran tamaño, arriba de 200,000 toneladas métricas de peso muerto que se emplea para el transporte de petróleo crudo.

GLOSARIO Ecopetrol S.A.

Transportador ultra grande de crudo (ULCC Ultra-large crude carrier):	Buque tanque extremadamente grande, arriba de 300,000 toneladas de peso muerto, que se emplea para transportar petróleo crudo.
Tratamiento del gas:	Remoción de impurezas, condensado, ácido sulfhídrico y cualesquier otros líquidos provenientes del gas natural crudo, contenidos en el campo de gas.
Tren de LNG:	Planta para LNG que comprende uno o más trenes de LNG, cada uno de los cuales es una unidad independiente para licuefacción del gas. Es más costeable adicionar un tren a una planta existente de LNG que construir una nueva instalación de LNG (conocida como un proyecto de campo verde), en virtud de que no tiene que construirse terminal de embarque para el nuevo tren.
Trillón de pies cúbicos:	(TPC)Trillion of cubic feet (TCF) 1012 pies cúbicos.
Tubería de producción marina (Marine riser):	Un tubo que conecta una plataforma costa afuera a la cabeza de un pozo submarino o tubería para perforación o producción.
Turbina a gas:	Una turbina impulsada por los gases de combustión de una mezcla comprimida de gas natural y aire, utilizada para generación de energía.
Turbina a gas ciclo combinado:	La generación de potencia eléctrica mediante una combinación de un ciclo de turbina a gas y un ciclo de turbina a vapor.
Unidad flotante de almacenamiento:	Un depósito grande en el cual se almacena el aceite proveniente de una plataforma de producción costa afuera, antes de ser transferido a un buque tanque. Ver también: Boya individual anclada (SBM-Single Buoy Mooring).
Unidad térmica británica (British thermal unit (BTU)):	La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.
Valoración de la empresa:	El valor de la compañía está dado por los activos, recursos y derechos que posee y por la capacidad que tiene para generar riqueza con estos. Para determinar ese valor se pueden aplicar

- diferentes metodologías dependiendo de las particularidades del sector.
- Valoración de un campo:** (Field appraisal) El proceso de cuantificación de los niveles de reservas y de potencial de producción de un nuevo yacimiento de petróleo descubierto, usualmente mediante perforación de un pozo de delimitación.
- Viscosidad:** Pegajoso, esto es: la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.
- Volátil:** Término que describe sustancias de bajo peso molecular que se evaporan a temperaturas y presiones atmosféricas normales.
- Vulcanización:** El encadenamiento cruzado de cadenas de polímeros con azufre para mejorar las características de materiales elásticas.
- Wet Natural Gas:** Gas Natural Húmedo. Mezcla de hidrocarburos y pequeñas cantidades de otros compuestos no-orgánicos que existen en fase gaseosa o en solución con el crudo en formación rocosa a condiciones de reservorio. Los principales hidrocarburos normalmente contenidos en la mezcla son metano, etano, propano, butano y pentano. Los gases no hidrocarbonados típicos que pueden estar presentes en el reservorio son vapor de agua, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno y trazas de helio.
- WTI:** West Texas Intermediate. Marcador de crudo para cotización en la bolsa.
- Yacimiento:** (Reservoir) Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.



1781

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012	Versión 1

1. OBJETIVO

Estandarizar las actividades para bajar y sacar tubería en paradas en todas las Gerencias de la Vicepresidencia de Producción.

2. GLOSARIO

Achicar: Retirar fluido de la sarta de producción con la barra de swabbing.

Back-off: Operación para desenroscar tubería.

BHA: Bottom hole assembly; conjunto de herramientas que se bajan en la punta de la sarta de tubería.

Botella: Drill collar; herramienta utilizada para dar peso a las brocas de perforación.

Calibradores internos de tubería: Herramienta construida en diferentes tamaños de diámetro exterior y que al ser introducida en un tubo permite verificar el diámetro interno del mismo.

Cauchos "wiper pipe": Elemento sintético que se coloca en la tubería cuando esta se está sacando o bajando en un pozo. El caucho limpia la tubería y previene la caída de objetos dentro del pozo.

Crown - o - matic: Dispositivo que detiene al bloque viajero en su carrera ascendente con el fin de que no golpee la corona de la torre del taladro.

Cuña manual o neumática: Herramienta utilizada para agarrar la tubería y suspenderla sobre la mesa de trabajo o mesa rotaria.

Elevador: Mecanismo que es cerrado alrededor de tubería u otros componentes de la sarta de tubería para facilitar que estos sean bajados o sacados del pozo.

Grasa para rosca de tubería: Derivado petroquímico que se aplica a la rosca de las tuberías y que permite su lubricación cuando el tubo es roscado o desenroscado.

Lifting sub: Herramienta utilizada para levantar botellas o tubería non upset.

Llave de potencia: Llave de gran capacidad usada para agarrar los componentes de la sarta de perforación y aplicar torque.

Llave expansiva o ajustable: Herramienta manual diseñada para apretar y aflojar tornillos, con la particularidad de que puede variar la apertura de sus quijadas en función del tamaño de la tuerca.

Llave hidráulica para tubería: Mecanismo utilizado para conectar o desconectar tubería; accionado por un sistema hidráulico de potencia.

Llave manual para tubería: Herramienta usada para suministrar agarre y ventaja mecánica en la aplicación de torque para girar tubería y/o conexiones con superficies redondeadas o para evitar que estas giren.

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012	Versión 1

Mud bucket: También llamado borracho; dispositivo utilizado para direccionar el fluido que escurre de una tubería que está siendo desconectada sobre la mesa de trabajo.

Non upset: Hace referencia a la tubería que a lo largo de su cuerpo conserva el mismo OD.

OD: Diámetro externo.

Parada: Conjunto de dos o tres tubos conectados.

Pega: Conexión de un tubo con otro.

Pulling: Sacar tubería.

Tally: Lista que contiene los detalles de la tubería; cada tubo es enumerado consignando su respectiva longitud y otros detalles.

Twin stop: Dispositivo que detiene al bloque viajero en su carrera ascendente o descendente con el fin de que no golpee la corona de la torre del taladro.

Well planning: Programa de trabajo del pozo.

3. CONDICIONES GENERALES

Durante la ejecución de los trabajos de reacondicionamiento o mantenimiento de pozos petroleros es necesario realizar diferentes movimientos de sartas para bajar o sacar empaques, pescadores, brocas, bloques de impresión, casing roller, raspador, herramientas de lavado, bombas de subsuelo; lo cual obliga a maniobrar la tubería desde o hacia la torre en paradas. Dicha maniobra debe ser ejecutada de la manera adecuada con el fin de proteger la integridad de las personas, la tubería y sus roscas y el medio ambiente.

Para el desarrollo de esta actividad se debe dar cumplimiento a la guía VPR-DHS-G-016 "ESPECIFICACIONES HSE PARA CONTRATACIÓN DE EQUIPOS PARA SERVICIOS DE SUBSUELO".

Todos los trabajos en Ecopetrol deben ser controlados mediante el Manual de Control de Trabajo ECP-DHS-M-001.

3.1 DOCUMENTOS DEROGADOS

El presente Instructivo deroga los siguientes documentos:

- ANEXO 12 EXT-M-017, EXT-I-031 Instructivo para la operación de sacada de tubería en dobles
- ANEXO 13 EXT-M-017, EXT-I-032 Instructivo para la operación de bajada de tubería en dobles
- GEC-CSC-I-007 Instructivo para sacar o meter tubería
- GCO-GCO-I-003 Instructivo para la operación de bajada de tubería en dobles
- GCO-GCO-I-007 Instructivo para la operación de sacada de tubería en dobles

1782

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012	Versión 1

3.2 RESPONSABLES Y ROLES

Jefe de pozo:

- Asegurar que la operación se ejecute bajo los más altos estándares de HSE y calidad.
- Definir la conformación del BHA, así como la cantidad y profundidad de la tubería de producción o de trabajo que se va a bajar o sacar del pozo.
- Verificar el control del pozo, el Tally de tubería y definir los parámetros de trabajo (velocidad de sacada o bajada de la sarta de tubería).
- Establecer parámetros para el control del pozo.

Jefe de equipo y supervisor de operaciones:

- Establecer parámetros para el control del pozo.
- Asegurar que todos los integrantes de la cuadrilla y demás participantes de la operación estén enterados de la conformación del BHA que se está bajando o sacando en el pozo.
- Verificar que se apliquen los torques adecuados a los tipos de rosca que se estén manejando en la tubería.
- Garantizar que haya suficiente fluido de trabajo en los tanques y que se calibren y midan los componentes de la sarta de tubería (tally).
- Garantizar el cumplimiento de los parámetros de trabajo.

3.3 RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA

- Cuadrilla de personal entrenado para la operación
- Elementos de protección personal y contra incendio
- Estado mecánico del pozo
- Elevadores para tubería, según diámetro y tipo de la misma
- Llaves manuales para tubería
- Llaves expansivas
- Llave hidráulica para tubería con todos sus accesorios
- Llaves de potencia
- Cuñas manuales o de acción neumática, según el diámetro y tipo de tubería requerido
- Calibrador interno y externo
- Calibradores internos de tubería, según el diámetro requerido
- Bandejas para tubería
- Cauchos "wiper pipe"
- Borrachos (o similar)
- Collarín
- Cinta para medir tubería
- Tally
- Registro de torque tipo Barton (si se requiere).

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012	Versión 1

3.4 INCIDENTES RELACIONADOS CON LA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN PARADAS

- Mientras se sacaba tubería 3-1/2" EUE, un coupling se atascó en la llave hidráulica y al levantarla se torció el gato y el brazo aguantador que la sostenía; el tubo también sufrió daños.
- Mientras se bajaba al pozo una sarta de tubería de producción 2-7/8" EUE J55 en dobles, el operador de torre cogió un doble corto de los trinchos del trabajador y lo acercó a la polea viajera, al tratar de cerrar el elevador, por encontrarse tan abajo, este no sujetó el doble y la tubería se recostó contra la torre ocasionando daño en una lámpara de 110 V; rompiendo el acrílico y los fluorescentes.
- Mientras se sacaba tubería en paradas, la polea perdió velocidad y cayó contra la llave hidráulica de tubería; el peso de la misma dobló la plataforma de trabajo.
- Bajando una sarta de tubería, el elevador de tubería golpeó el trabajador de varilla, cuando el operador de torre enganchó una parada para conectarla a la sarta; ocasionando que este se torciera.
- Mientras un encuellador subía al trabajador de tubería para continuar bajando una sarta de producción de 2-7/8", falló el seguro del gancho que va de la cadena del avión al arnés; la contrapesa (avión) cayó por debajo del viento de carga, no hubo lesionados.
- En la operación de sacar tubería de producción en paradas, se realizó el engrase de la corona y el mecánico aprovechó para revisar los tensores del freno del malacate. Estando en esta operación de rutina, el mecánico le manifestó al maquinista que le "diera arriba" y el maquinista interpretó que enganchara la sarta que pesaba 65.000 lb y la levantara. Cuando la sarta había alcanzado aproximadamente 5 pies de altura (1,5 m), el malacate se quedó sin frenos y la polea con la sarta de tubería se descolgó; golpeando la llave hidráulica y estrellándose con la cuña. Como consecuencia se afectó el cable, se desprendieron dos barandas de la mesa, se dobló la junta de 3-1/2" EUE que se encontraba enganchada en el elevador, se torció el puente de la válvula crown-o-matic, no se presentaron lesiones al personal que se encontraba en la mesa de trabajo
- Realizando la operación de bajada de tubería de drill pipe de 5-1/2", mientras se enganchaba la parada de tubería, un trabajador colocó su mano izquierda en el punto de agarre del elevador y con la mano derecha movilizó la tubería con la ayuda de una manila hacia el centro del mismo. En el instante del lanzamiento de la parada esta se desvía de su trayectoria golpeando el dedo pulgar de la mano izquierda contra el mango del elevador.

Lecciones por aprender

- Siempre que se esté realizando la actividad de sacada de tubería en dobles o en triples, se debe disminuir la velocidad de viaje al instante de que el coupling de la tubería pasa por la llave hidráulica
- Antes de iniciar cualquier labor, por rutinaria y/o repetitiva que sea, se debe realizar la valoración de los riesgos

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012

- Antes de iniciar la operación de sacada de tubería se debe verificar la cantidad de tubería que hay dentro del pozo y levantar con un cambio de fuerza (de primera a tercera), para que soporte el peso de la misma
- En todas las operaciones de subsuelo, debe permanecer un supervisor a cargo de todas actividades que se realizan en el pozo.
- Antes de cualquier actividad de trabajo en alturas se deben revisar los mecanismos e implementos de seguridad. También se debe verificar que cumplan con el programa de inspecciones periódicas.
- Los trabajadores deben concentrarse en sus actividades y mantener alerta, identificar permanentemente peligros y riesgos de las tareas.

4. DESARROLLO

El presente Instructivo parte del hecho de que el equipo de control de pozo (BOP, separador, línea de tea) ha sido instalado y probado y que el pozo está controlado.

4.1 BAJADA DE TUBERÍA EN PARADAS

1. Realizar la reunión preoperacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad, de acuerdo al instructivo ECP-DHS-I-024 Análisis de Riesgos, y verificar el cumplimiento de los controles establecidos. Asegurarse de que cada persona comprende su rol dentro de la operación y el objetivo de la labor. Distribuir funciones al personal de cuadrilla y exponer el plan de contingencia.

Puesto que esta es una operación en equipo, debe existir total coordinación entre los participantes, ya que el descuido de uno de ellos puede comprometer la integridad física de los demás.

2. Alistar e instalar las herramientas de levante y manejo de tubería (cuñas, elevadores, llave hidráulica de tubería, llaves de potencia, etc.). Se deben implementar los siguientes controles:
 - Todas las herramientas de levante deben tener un certificado vigente de inspección luz negra o NDT.
 - Las herramientas de levante y manejo deben haber sido objeto de los mantenimientos de rutina.
 - Inspeccionar las partes críticas del elevador (pasadores, tornillos de las orejas, resorte) y las partes de la mesa de cuñas (pasadores, chavetas, mordazas e insertos).
 - Asegurar que las cuñas y elevadores que se vayan a utilizar sean los adecuados para los diámetros y el tipo de tubería con la que se va a trabajar; ya que debido a errores de procedimiento y otras causas, puede presentarse la caída de la tubería dentro del pozo.
 - Se debe conocer el peso total de la sarta con el fin de seleccionar las herramientas adecuadas en función de su resistencia.
3. Revisar el nivel del tanque de agua de enfriamiento de bandas y adicionar fluido si es necesario. Verificar que el freno hidromático este en óptimas condiciones para operar.

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012

4. Realizar una prueba de funcionamiento al (los) sistema(s) de frenado de emergencia (crown-o-matic o twin stop). Calibrar dichos sistemas.
5. Instalar la llave hidráulica de tubería con su brazo aguantador y un estrobo (segundo seguro), verificando el buen estado de todo el conjunto. Si en lugar de llave hidráulica se van a utilizar llaves de potencia, estas deben ser instaladas a una altura adecuada y con la correspondiente línea de torque. No se deben colocar las extremidades en los puntos de atrapamiento de dichas llaves.

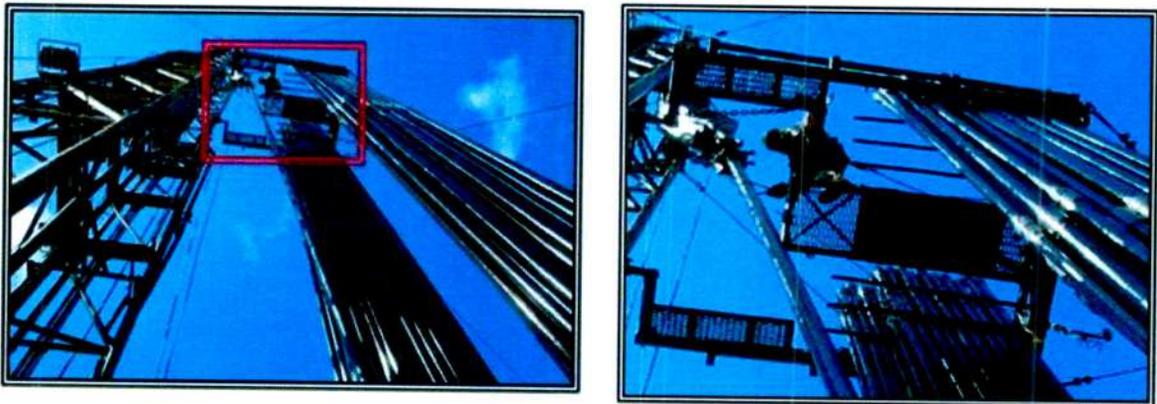
Puede suceder que se vayan al pozo objetos como llaves manuales, tornillos y/o mordazas de la llave de potencia o hidráulica; para evitar esto se debe realizar una buena inspección de la llave hidráulica, verificando que los tornillos estén bien ajustados, que los insertos de las mordazas estén en buen estado y que la tapa superior esté asegurada (atornillada).

6. Armar el BHA según el well plannig, torquarlo de acuerdo a los tipos de rosca de sus componentes. El arme del BHA debe hacerse fuera de la boca del pozo.

Cualquier herramienta o accesorio que se baje con la tubería, debe ser medido, calibrado y registrado en la minuta del supervisor de operaciones y en la base de datos corporativa.

7. Enganchar la primera parada. El encuellador debe avisar inmediatamente al maquinista, en caso de que falle la operación normal de enganche del elevador.

Figura 1. Enganchar la primera parada



8. Subir el doble con precaución hasta que su extremo inferior quede por encima del tronco de la tubería o de la llave hidráulica o de potencia; dicho extremo inferior se debe sostener con una cuerda para mitigar el efecto de péndulo.
9. Limpiar el pin del tubo y agregarle grasa. La grasa debe ser seleccionada según las recomendaciones del fabricante de la tubería y de las características de la misma.
10. Conectar la primera parada al BHA y aplicarle el torque recomendado por el fabricante de la tubería, con la llave de potencia o hidráulica. Se deben tener en cuenta los siguientes controles:

1784

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012	Versión 1

- Dependiendo de la longitud de la parada se debe iniciar el enroscado a mano, con llave de cadena o la llave tipo petrol
 - Los arietes ciegos deben estar cerrados durante la operación de conexión de la primera parada con el BHA.
 - El personal sobre la mesa de trabajo debe retirarse de la línea de peligro de las llaves de potencia o llave hidráulica.
11. Si se está usando tubería de trabajo, los cuñeros deben colocar la llave de potencia izquierda o aguantadora en el coupling del tubo de abajo, luego la llave de potencia derecha o superior en el coupling del tubo superior, luego el maquinista debe aplicar el torque indicado al tubo accionando la válvula de control de las llaves de potencia.
12. Continuar bajando la sarta de tubería hasta la profundidad definida en el well planning. se deben tener en cuenta los siguientes controles:
- En caso de que previamente se haya realizado un back-off con la sarta de tubería, esta se debe bajar torqueando pega por pega.
 - Dependiendo de la longitud de la parada se debe iniciar el enroscado a mano, con llave de cadena o la llave tipo petrol.
 - Al bajar la sarta y cuando esta alcance un peso superior a 30.000 lb, se debe bajar accionando el freno hidromático, teniendo la precaución de no desactivarlo hasta que la sarta no se encuentre totalmente estática.
 - Se debe bajar la parada al pozo evitando que los cuellos de la tubería de producción (tool joints) golpeen la llave hidráulica (si aplica), al igual que el elevador al llegar al fin de su carrera.
 - Se debe utilizar el wiper pipe.
 - Se debe tener especial cuidado cuando se realicen cambios de elevador y cuñas, para no dejar ir objetos dentro del pozo y/o la sarta de tubería.

4.2 SACADA DE TUBERÍA EN PARADAS

El presente Instructivo parte del hecho de que el equipo de control de pozo (BOP, separador, línea de tea) ha sido instalado y probado y que el pozo está controlado.

1. Realizar la reunión preoperacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad, de acuerdo al instructivo ECP-DHS-I-024 Análisis de Riesgos, y verificar el cumplimiento de los controles establecidos. Asegurarse de que cada persona comprende su rol dentro de la operación y el objetivo de la labor. Distribuir funciones al personal de cuadrilla y exponer el plan de contingencia.
2. Puesto que esta es una operación en equipo, debe existir total coordinación entre los participantes, ya que el descuido de uno de ellos puede comprometer la integridad física de los demás.
3. Alistar e instalar las herramientas de levante y manejo de tubería (cuñas, elevadores, llave hidráulica de tubería, llaves de potencia, etc.). Se deben implementar los siguientes controles:
 - Todas las herramientas de levante deben tener un certificado vigente de inspección luz negra o NDT.
 - Las herramientas de levante y manejo deben haber sido objeto de los mantenimientos de rutina.

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012

- Inspeccionar las partes críticas del elevador (pasadores, tornillos de las orejas, resorte) y las partes de la mesa de cuñas (pasadores, chavetas, mordazas e insertos).
 - Asegurar que las cuñas y elevadores que se vayan a utilizar sean los adecuados para los diámetros y el tipo de tubería con la que se va a trabajar; ya que debido a errores de procedimiento y otras causas, puede presentarse la caída de la tubería dentro del pozo.
 - Se debe conocer el peso total de la sarta con el fin de seleccionar las herramientas adecuadas en función de su resistencia.
4. Revisar el nivel del tanque de agua de enfriamiento de bandas y adicionar fluido si es necesario. Verificar que el freno hidromático este en óptimas condiciones para operar.
 5. Realizar una prueba de funcionamiento al (los) sistema(s) de frenado de emergencia (crown-omatic o twin stop). Calibrar dichos sistemas.
 6. Instalar la llave hidráulica de tubería con su brazo aguantador y un estrobo (segundo seguro), verificando el buen estado de todo el conjunto. Si en lugar de llave hidráulica se van a utilizar llaves de potencia, estas deben ser instaladas a una altura adecuada y con la correspondiente línea de torque. No se deben colocar las extremidades en los puntos de atrapamiento de dichas llaves.

Puede suceder que se vayan al pozo objetos como llaves manuales, tornillos y/o mordazas de la llave de potencia o hidráulica; para evitar esto se debe realizar una buena inspección de la llave hidráulica, verificando que los tornillos estén bien ajustados, que los insertos de las mordazas estén en buen estado y que la tapa superior esté asegurada (atornillada).
 7. Se debe tener cuidado con la presencia de gases antes de comenzar las operaciones en el pozo, se debe verificar que este haya sido descargado por la tubería y el anular.
 8. Verificar que el preventor esté abierto y que los arietes de tubería instalados sean los adecuados para la tubería que se va a sacar.
 9. Revisar que el indicador de peso esté calibrado.
 10. Levantar la sarta de tubería muy despacio, hasta que quede en su peso libre, y sentarla lentamente sobre las cuñas hasta dejar libre de peso al bloque viajero. Si la tubería es de producción, ubicar la llave hidráulica de tal manera que la tubería quede dentro de la misma.

Se debe tener especial cuidado al subir el primer tubo, pues en ocasiones uno de los arietes de la preventora no abre totalmente, y es golpeado con el cuello de la tubería al pasar en su carrera ascendente. Para evitar esto, el primer tubo se debe subir muy lentamente, vigilando constantemente el indicador de peso del equipo.

Durante el levantamiento de los primeros dos o tres tubos es posible que se presenten situaciones que puedan comprometer la estabilidad de la torre del equipo, por lo cual es recomendable que el operador de torre, suba al trabajadero solo después de que se haya sacado la primera parada y se haya comprobado que la sarta avanza sin restricciones ni contratiempos.
 11. Desconectar tubería con llave hidráulica o de potencia según sea el caso.

1785

	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012	Versión 1

El personal sobre la mesa de trabajo debe retirarse de la línea de peligro de las llaves de potencia o llave hidráulica.

12. Levantar la parada y guiarla hasta descargarla en la bandeja, posteriormente desconectar el elevador. Ubicar la parada en los trincheros del trabajadero de tubería, asegurándola con manila. La tubería ubicada en el trabajadero de tubería se debe acomodar de tal manera que se evite cargar demasiado peso al trabajadero; se debe verificar la verticalidad de la primera parada y el encuellador debe sujetar las paradas con un amarre que garantice la estabilidad de la torre.
13. Continuar sacando la sarta hasta la salida del BHA, teniendo la precaución de disminuir la velocidad de sacada faltando 10 paradas para tener en superficie dichas herramientas. Durante el pulling de la sarta de tubería se deben aplicar los siguientes controles:
 - Al comenzar a sacar la tubería, se deben colocar los cauchos wiper pipe para limpiarla.
 - Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, inmediatamente se debe apagar la unidad y luego cerrar la válvula de suministro de aceite hidráulico que queda entre el tanque de suministro y la bomba hidráulica debajo de la cabina de la equipo.
 - Si se sospecha o se tienen antecedentes de disparo en el pozo, se debe tener cuidado con el nivel de líquido. Si es necesario al sacar tubería se debe ir llenando el pozo con fluido, cada 20 o 30 tubos para mantener el nivel, o según determine el jefe de pozo en base a cálculos de control de pozo.
 - En caso de que la tubería salga con fluido, éste se debe "achicar" (ver Instructivo VPR-VPR-I-010). Si es necesario, se debe utilizar el mud bucket.
 - Usar bandejas para parar la tubería dentro de ellas y de esta manera recoger el fluido que escurre de las paradas. Cuando se cuente con mesa rotaria, esta se debe acondicionar con un recolector de crudo debajo de la plataforma.
14. Desconectar el BHA; los arietes ciegos deben estar cerrados y en lo posible el anular alineado con la tea para evitar la presurización del pozo.

5. CONTINGENCIAS

1. Durante las operaciones puede presentarse el disparo incontrolado del pozo, provocando la emanación en superficie, sin control, de los fluidos del pozo (gas, agua y/o aceite), contaminación de la locación, zonas aledañas y espejos de agua circundantes. En este caso se debe tener en cuenta seguir los procedimientos para prevenir y controlar reventón de pozo. En caso presencia de gas en el plano no se debe operar ningún interruptor eléctrico, apagar los equipos que generen puntos caliente. Siempre se deben aplicar los procedimientos de control de pozo.
2. Se puede presentar que los hábitos inadecuados de procedimiento al ejecutar la tarea, generen derrames de aceite en el plano del pozo, contribuyendo a la contaminación del suelo, cuerpos de agua y vegetación de los alrededores del pozo. En caso extremo, en el cual se presente derrames, se debe rodear con una barrera de tierra, arena o de tela absorbente, para que el fluido pueda ser recogido con la bomba, con el vénturi, con el camión de vacío, o con cualquier otro método. Si es necesario se deben realizar cunetas para canalizar el fluido y evitar que salga de la localización. La tea del equipo debe contar como mínimo una barrera para contener derrames de fluidos en el caso tal que llegaren a presentarse.

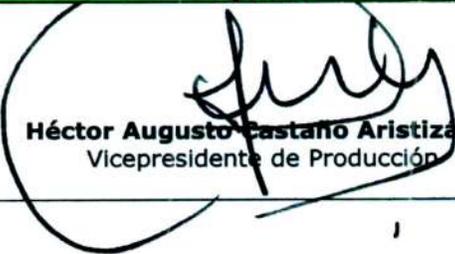
	INSTRUCTIVO PARA BAJAR Y SACAR TUBERÍA EN PARADAS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-038	Elaborado 31/08/2012

RELACIÓN DE VERSIONES

Versión	Fecha	Cambios
1	31/08/2012	Elaboración del Documento con la participación de todas las Coordinaciones de Subsuelo de las Gerencias de Producción - VPR

Para mayor información sobre este documento dirigirse a quien lo elaboró, en nombre de la dependencia responsable:

Elaboró: Luis José Almeida
 Teléfono: (1) 2344000 Ext. 38289 ó (7)6238289
 Buzón: Luis.Almeida@ecopetrol.com.co
 Dependencia: Coordinación de Subsuelo Del Rio - SOR- GRM

Revisó	Aprobó
 Otoniel Acevedo Muñoz Coordinador de Subsuelo del Rio - SOR- GRM	 Héctor Augusto Castaño Aristizabal Vicepresidente de Producción

1786

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011	Versión 1

TABLA DE CONTENIDO

1.	OBJETIVO	2
2.	GLOSARIO	2
3.	CONDICIONES GENERALES	3
3.1	DOCUMENTOS DEROGADOS.....	3
3.2	RESPONSABLES Y ROLES.....	4
3.3	RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA	4
3.4	TIPOS DE LOCACIÓN.....	5
3.5	INCIDENTES RELACIONADOS CON LA OPERACIÓN DE SWABBING.....	6
4.	DESARROLLO	7
4.1	SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS.....	8
4.2	CORRIDA DE TUBERÍA EN SENCILLOS - LOCACIÓN ESTÁNDAR.....	11
5.	CONTINGENCIAS	14
5.1	SACADA Y CORRIDA DE TUBERÍA EN SENCILLOS EN LOCACIÓN SUBESTANDAR.....	14

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

1. OBJETIVO

Estandarizar las actividades necesarias para la operación de bajar y sacar tubería en sencillos en todas las Gerencias de la Vicepresidencia de Producción.

2. GLOSARIO

API: Instituto Americano del Petróleo.

Barrera protectora (stop pipe): Barrera instalada al final de la rampa de un equipo de workover y que no permite que la tubería caiga y además de esto amortigua impactos.

Borrachos: Dispositivo utilizado para direccionar el flujo de una tubería que está siendo desconectada sobre la mesa de trabajo.

Calibradores internos de tubería: Herramienta construida en diferentes tamaños de diámetro exterior, y que al ser introducida en un tubo, garantiza que en este se pueden introducir herramientas con diámetro exterior menor o igual que el del calibrador.

Cauchos "wiper pipe": Elemento sintético que se coloca en la tubería cuando esta se está sacando o bajando en el pozo, para limpiarla y ayudar a que no caigan objetos dentro del pozo

CBE: Casabe.

Cuña manual o neumática: Un aparato utilizado para agarrar la tubería de una manera relativamente no dañina y suspenderla sobre la mesa de trabajo o mesa rotaria.

Elevador: Mecanismo que puede ser cerrado alrededor de tubería o otros componentes de la sarta de tubería para facilitar que estos sean bajados o sacados del pozo.

Gancho para correr tubería: Herramienta utilizada para facilitar el manejo de tubería en la planchada.

Grasa para rosca de tubería: Derivado petroquímico que se aplica a la rosca de las tuberías y que permite la lubricación de la rosca cuando el tubo es roscado o desenroscado.

IADC: Asociación Internacional de Contratistas de Perforación.

Lifting plug: También llamado "ayatola"; dispositivo que conectado a un tubo permite levantarlo o bajarlo.

Llave manual para tubería: Herramienta usada para suministrar agarre y ventaja mecánica en la aplicación de torque para girar tubería y/o conexiones con superficies redondeadas o para evitar que estas giren.

Llave de potencia: Llave de gran capacidad usada para agarrar los componentes de la sarta de perforación y aplicar torque.

1787

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011	Versión 1

Llave expansiva o ajustable: Herramienta manual diseñada para apretar y aflojar tornillos, con la particularidad de que puede variar la apertura de sus quijadas en función del tamaño de la tuerca.

Llave hidráulica para tubería: Mecanismo utilizado para conectar o desconectar tubería; accionado por un sistema hidráulico de potencia.

Lower kelly valve: Válvula de apertura complete que se instala debajo de la Kelly, con diámetro exterior igual al diámetro del tool joint.

Plataformas (racks) de tubería: Dos estructuras elevadas con secciones triangulares que soportan la tubería arriba del piso.

Protector de rosca: Aditamento de plástico o metal que se coloca en las rosca del tubo para evitar su deterioro durante la manipulación de este.

Quebrar: Sacar tubería en sencillos.

Well planning: Programa de trabajo del pozo.

Winche hidráulico: Rodillo con un cable que sirve para arrastrar o desplazar objetos y cuya potencia es suministrada por medio de una bomba hidráulica.

3. CONDICIONES GENERALES

Este es un instructivo genérico de prácticas recomendadas para llevar a cabo los trabajos que se realizan en los equipos de completamiento, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos.

La operación de corrida y sacada de tubería en sencillos, aunque se efectúa con menos frecuencia que la corrida y sacada en paradas a la torre, se considera más riesgoso y requiere de mayor coordinación y comunicación entre las personas involucradas en la actividad, por lo tanto, es necesario mantener el área y línea de recorrido del tubo despejada, además de seguir los pasos que a continuación se describen. Para el desarrollo de esta actividad se debe dar cumplimiento a la guía VPR-DHS-G-016 "ESPECIFICACIONES HSE PARA CONTRATACIÓN DE EQUIPOS PARA SERVICIOS DE SUBSUELO".

Todos los trabajos en Ecopetrol S.A. deben ser regulados mediante el Manual de Control de Trabajo ECP-DHS-M-001.

3.1 DOCUMENTOS DEROGADOS

El presente Instructivo deroga los siguientes documentos:

- GCO-GCO-I-010 Instructivo para la operación de sacada de tubería en sencillos
- GCO-GCO-I-004 Instructivo para la operación de bajada de tubería en sencillos
- EXT-I-030 Instructivo para la operación de sacada de tubería en sencillos, Anexo 11 EXT-M-017
- EXT-I-033 Instructivo para la operación de bajada de tubería en sencillos, Anexo 14 EXT-M-017
- GEC-CSC-I-007 Instructivo para sacar o meter tubería

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

3.2 RESPONSABLES Y ROLES

Esta operación es coordinada por el representante de la compañía operadora (jefe de pozo), el jefe de equipo, supervisor y maquinista.

Supervisor de Operaciones:

- Liderar la charla preoperacional y asegurarse de que el personal conoce la actividad que se va a realizar.
- Elaborar el tally de tubería. Debe verificar el estado de la tubería que entra y sale del pozo e informar de su estado al jefe de equipo y jefe de pozo.
- Asegurar que se le aplica el torque adecuado a la tubería y que esta es manejada adecuadamente
- Vigilar la seguridad de todo el personal durante la actividad.

Maquinista:

- Operar el equipo de una manera segura.
- Bajar o sacar la tubería con una velocidad adecuada (determinada por el well planning), de tal manera que permita la manipulación de esta de una forma segura.

Encuellador:

- Dar el manejo adecuado a la tubería, de acuerdo a las características de la misma y a la evaluación del riesgo correspondiente
- Colaborar con el supervisor de operaciones para la elaboración del tally de tubería
- Revisar la tubería e informar al Supervisor sobre su estado.
- No permitir el paso de personal por las líneas de peligro.

Cuñeros:

- Manipular la tubería de una forma segura.
- Aplicar el torque adecuado a las roscas.
- Revisar la tubería a medida que se baja o saca e informar de sus estado al supervisor de operaciones

3.3 RECURSOS E INFORMACIÓN NECESARIA

- Cuadrilla de personal entrenado de la operación.
- Elementos de protección personal y contra incendio.
- Información técnica del pozo (estado mecánico y datos de producción).
- Elevadores para tubería, según su diámetro y tipo.
- Llaves manuales para tubería.
- Llaves expansivas.
- Llave hidráulica para tubería con todos sus accesorios.
- Llaves de potencia.
- Cuñas manuales o de acción neumática, según el diámetro de tubería requerido.
- Calibradores internos de tubería (conejo) según el diámetro requerido.
- Ayatola (lifting plug) según diámetro y tipo de rosca.
- Plataformas (racks) para acomodar la tubería.

1788

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

- Cauchos "wiper pipe".
- Borrachos (o similar).
- Protectores de rosca.
- Gancho para correr tubería.
- Manila.
- Cargador o grúa telescópica.
- Winche hidráulico.
- Barrera protectora (stop pipe).
- Registro de torque tipo Barton.
- Well planning.
- Permiso de trabajo, si aplica

3.4 TIPOS DE LOCACIÓN

3.3.1 Locaciones ajustadas al API RP 4G

Las locaciones estándar son un cuadrado de aproximadamente 50 metros por lado. Cuentan con sistema de canales de drenaje (de toda el área) y trampa de aceite. El área de soporte de carga debe ser de arena compactada o grava y requiere una base con una capacidad de carga segura deseada (mínima de 8000 psf), nivel y drenado. El área de locación del equipo puede escalonarse desde el pozo a lo largo de la línea central II con un desnivel máximo de 1:20. Debe nivelarse a través de grados paralelo a la línea central I. Capacidad de carga segura mínima de 6000 psf. Debe permitir maniobras de ingreso o retroceso.

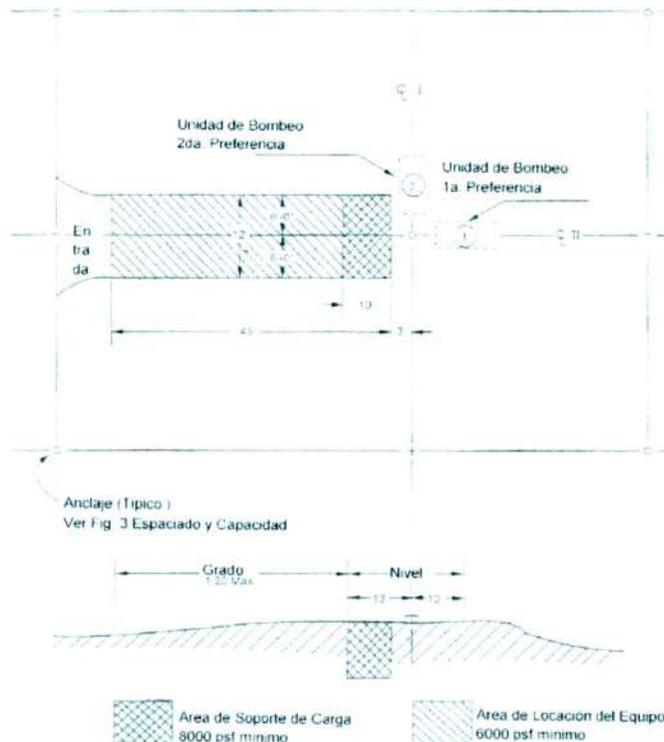
Tabla 1. Capacidad de Carga Segura del Suelo (lb/pies²)

Borde sólido de rocas duras, como granito, trampa, etc.	50,000
Lutitas firmes y otras rocas medias que requieren remoción por voladura	20.000
Capa endurecida, arena cementada y grava difícil de remover con pico	16.000
Rocas blandas, bordes desintegrados; en borde natural, difícil de remover con pico	10.000
Grava y arena compacta que requiere remoción con pico	8.000
Arcilla dura que requiere remoción con pico	8.000
Arena, arena gruesa; en estrados gruesos naturales	8.000
Arena suelta, media, y gruesa, arena fina compacta	3.000
Arcilla media, dura pero que puede removerse con pala	4.000
Arena suelta fina	2.000
Arcilla blanda	< 2.000

* Valores tomados a partir del manual Marks 'Mechanical Engineers' Handbook.

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

Figura 1. Locaciones ajustadas al API RP 4G



*Extractado del API RP 4G

3.3.2 Locaciones subestándar

Toda aquella locación que no cumpla las condiciones antes establecidas en algún aspecto se considerará como una locación subestándar.

3.5 INCIDENTES RELACIONADOS CON LA OPERACIÓN DE SWABBING

- Mientras se realizaba la operación de bajada de tubería de trabajo en sencillos, se sacó un tubo de la canasta con el winche y se procedió a llevarlo hacia la mesa de trabajo; cuando este se encontraba aproximadamente a 4 metros sobre la plataforma de trabajo, el gancho del winche se soltó y el tubo cayó. No se presentaron daños a las personas ni a las herramientas.
- Sacando la tubería de producción del pozo CBE-1094, un coupling de 3-1/2" EUE 8rd se atascó mientras pasaba a través de la llave hidráulica; como consecuencia se torció el gato hidráulico y el pasador del brazo de dicha llave.
- Mientras se procedía a desconectar un tubo de la sarta, la llave hidráulica de tubería se vino abajo. No hubo afectación a las personas

1789

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011	Versión 1

- Después de una fuerte lluvia el personal continuó con la operación de sacar tubería en sencillos; un funcionario conectó el ventilador de la mesa de trabajo y colocó su mano en la carcasa de dicho aparato, recibiendo una descarga eléctrica.

LECCIÓN POR APRENDER

- El personal debe tener el entrenamiento adecuado para realizar los amarres del winche; los cuales deben ser verificados por el supervisor de operaciones.
- El maquinista y los cuñeros deben estar atentos a la tubería a medida que esta desciende o asciende hacia y desde el pozo, con el fin de detectar cualquier tipo de anomalía que pueda llegar a afectar las personas y/o los equipos. Por otra parte, la velocidad con que se mueve la tubería debe ser lo suficientemente baja de tal manera que permita detener el movimiento de la sarta en caso de que se presente una obstrucción al movimiento de la misma.
- Antes de realizar las operaciones se debe verificar las condiciones óptimas de los equipos a utilizar para evitar condiciones inseguras al ejecutar las labores.

A continuación se presentan, entre otras, algunas de las consecuencias que se pueden tener cuando se desarrolla la operación de bajada y sacada de tubería en sencillos en una manera inadecuada y/o sin aplicar los controles respectivos:

- Daño al gato hidráulico de la llave hidráulica por golpes con el elevador.
- Atrapamiento de manos cuando se va a manipular la tubería en los racks.
- Atrapamiento cuando se va a manipular la tubería en las canastas.
- Caída de BHA al pozo por descoordinación entre los cuñeros.
- Caída del calibrado de ID (Conejo) por falta de comunicación entre los integrantes de la cuadrilla.
- Colapso de la tubería, por usar herramientas para un diámetro menor al de la tubería.
- Expulsión de tubo al bajarlo por la planchada por no colocar el stop pipe.

4. DESARROLLO

Este Instructivo será aplicado en los equipos convencionales, si existen otras tecnologías deberá aplicar el procedimiento aprobado y adecuado por el área operativa de subsuelo.

En el desarrollo de esta operación debe existir total coordinación entre los participantes, ya que el descuido de uno de ellos puede comprometer la integridad física de los demás. Está prohibido realizar operaciones simultáneas en la mesa de trabajo y el contrapozo. Antes de comenzar la operación es necesario:

1. Diligenciar y emitir el permiso de trabajo, si este es necesario.

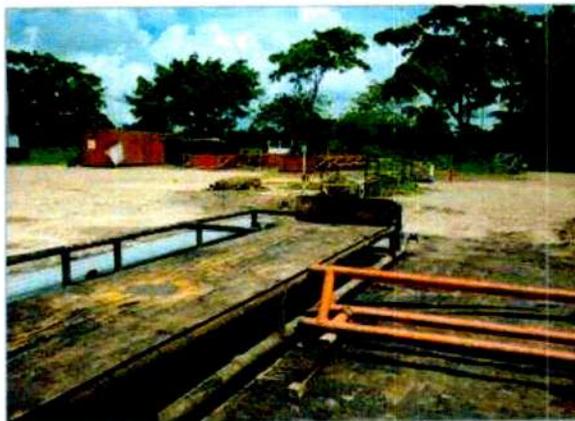
	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

2. Realizar la reunión preoperacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad y verificar el cumplimiento de los controles establecidos, de acuerdo al instructivo ECP-DHS-I-024 Análisis de Riesgos. Esta revisión y divulgación debe realizarse antes de iniciar la operación de sacada o corrida de tubería en sencillos. Realizar el permiso de trabajo.
3. Definir como está conformado el BHA que se está corriendo o sacando y que todos los participantes de la operación conozcan la configuración del mismo, así como los torques óptimos del tipo de rosca que se esté manejando.
4. Realizar el mantenimiento correspondiente al elevador, la llave hidráulica y la mesa de cuñas.
5. Verificar que el preventor y las conexiones de superficie hayan sido probadas. El acumulador debe estar cargado con la presión adecuada, funcionar correctamente y estar conectado con sus mangueras al preventor.
6. Verificar que el pozo haya sido descargado, tanto por el tubing y anular, antes de comenzar la operación.

4.1 SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS

1. Realizar la reunión preoperacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad y verificar el cumplimiento de los controles establecidos, de acuerdo al instructivo ECP-DHS-I-024 Análisis de Riesgos
2. Inspeccionar las llaves de potencia o llave hidráulica y cuñas, observando que estas tengan debidamente instalados todos los pasadores y chavetas de seguridad y que el desgaste de las superficies de agarre permita su óptimo funcionamiento. Los elevadores deben tener sus tornillos y tuercas de seguridad en buen estado. Las herramientas de levante y manejo deben ser las adecuadas para el tipo de tubería que se va a sacar.
3. Inspeccionar visualmente los diferentes "ayatolas" a utilizar.
4. Instalar la barrera protectora (stop pipe) en la planchada del equipo (catwalk).

Figura 2. Planchada



	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

5. Arreglar y preparar los "burros" (racks) para el almacenamiento de la tubería. Deben estar completamente nivelados, en su área y alrededor no debe haber objetos que generen riesgo de caída.
6. Instalar el elevador de tubería, de acuerdo al diámetro que se va a quebrar, en los brazos (links) para empezar a sacar la sarta del pozo. Se deben usar los elevadores de acuerdo a la clase de tubería que se esté manipulando teniendo presente su capacidad y el peso de la sarta. Las compuertas y mecanismos de los elevadores deben ser revisados y chequeados permanentemente durante la ejecución de la actividad para garantizar que estos no se abrirán durante la operación.
7. Verificar que los arietes de tubería y el preventor anular se encuentren abiertos. Si se va a desasentar el colgador de tubería se debe revisar que los prisioneros estén liberados antes de levantar la sarta.
8. Enganchar y sacar la primera junta de tubería a la mesa rotaria y sentarla sobre las cuñas, se debe verificar que el elevador este cerrado. Esta junta debe ser lavada o limpiada al salir del pozo, debido a que en este momento aún no se ha instalado el limpiador de tubería (wiper pipe). Durante toda la operación el operador del equipo debe estar atento al peso registrado en el indicador de peso con el fin de detectar lecturas anormales de peso y tensión. Se debe contar con la válvula de seguridad del pozo (lower kelly valve), acorde con la conexión de la tubería que se esté manejando

Figura 3. Enganche de un tubo

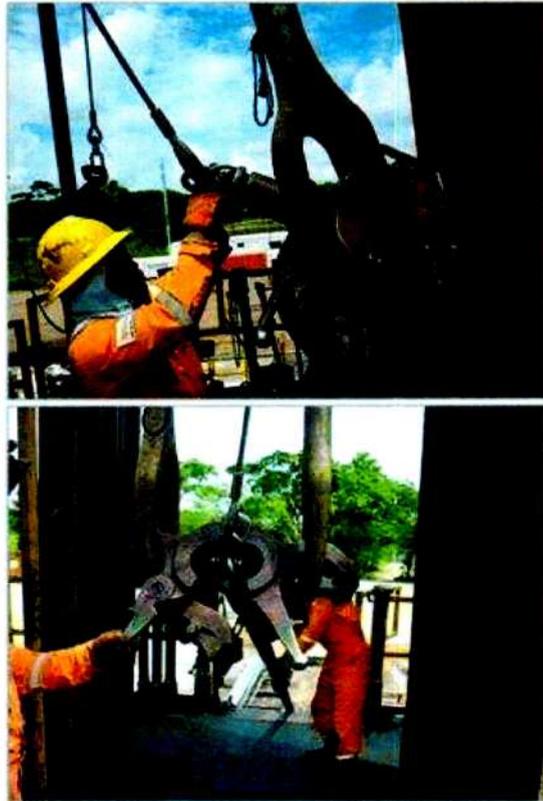


9. Aflojar y soltar la conexión de la junta de tubería con las llaves de potencia o con la llave hidráulica, según la clase de tubería que se esté manipulando. Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica o las llaves de potencia, provocando entre otros, la desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de los dedos en las mordazas de la llave. Para evitar accidentes hay que tener en cuenta:
 - Utilizar la llave aguantadora de la llave hidráulica para tubería.
 - Evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.
 - No colocar las manos en los puntos de atrapamiento de las llaves de potencia o hidráulica.
10. Levantar el tubo y bajarlo por la rampa hasta la planchada hasta que la parte superior del tubo quede en el piso de la rotaria a una altura adecuada para instalar el "ayatola".

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

11. Instalar el ayatola (lifting plug) en la caja del tubo y bajarlo con el winche totalmente a la planchada. Toda junta que baje por la rampa debe tener instalados sus respectivos protectores en la caja y en el pin.

Figura 4. Utilización del ayatola



12. Liberar el ayatola y arrumar el tubo en los racks de tubería (es necesario contar con los pines de seguridad al final de los racks). Una vez la junta se encuentre en la planchada, moverla hacia los burros de tuberías ó racks; cuando el espacio en la locación lo permita este movimiento debe hacerse con grúa o cargador

Si no se pueden utilizar las ayudas mecánicas antes mencionadas, rodar la junta manualmente hacia los racks de tubería. El movimiento de la tubería sobre los burros debe hacerse con las palmas de las manos abiertas con mucha precaución porque puede ocasionar atrapamientos en las manos del personal al momento de realizar la actividad. En los burros de tubería aplicar un ligero torque a los protectores para evitar su pérdida en el transporte.

Durante el movimiento de las tuberías en la rampa y la planchada del equipo, el personal involucrado debe estar pendiente y retirado del movimiento de los tubos, para evitar incidentes con su manejo. Ninguna persona debe estar en la línea de peligro (alrededores de la rampa y planchada del equipo) al bajar los tubos a la planchada. El área de trabajo debe ser acordonada con su respectiva cinta reflectiva y se debe instalar aviso de área restringida.

1791

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

Figura 5. Liberación del ayatola



13. Continuar con el mismo proceso cíclico de sacar la tubería del pozo con el elevador del equipo. Se deben ejecutar los siguientes controles:

- Mantener instalado un limpiador de tubería (wiper pipe) en la sarta.
- Achicar la tubería, en caso de que salga con fluido, es decir, desocuparla utilizando la barra de suabeo. Si por alguna razón no se puede achicar el fluido de la tubería, se deberá utilizar el "borracho" o herramientas similares, verificando que este lleve los sellos correspondientes al diámetro de la tubería con que se trabaja.
- Instalar los amortiguadores (llantas) en la canasta para mitigar el impacto de la caída del tubo, al momento de pasar la tubería a la misma.
- Monitorear constantemente la llenada del pozo y su comportamiento. Se debe ir llenando el pozo con fluido para mantener el nivel. Durante las operaciones puede presentarse el disparo incontrolado del pozo, provocando la emanación en superficie, sin control, de los fluidos del pozo (gas, agua y/o aceite), contaminación de la locación, zonas aledañas y espejos de agua circundantes. En este caso se debe tener en cuenta los métodos de control de pozos avalados por el IADC y el API.
- Colocar una protección en la boca del pozo cuando la tubería se encuentre completamente afuera, para evitar la caída de objetos no deseados dentro de él.

4.2 CORRIDA DE TUBERÍA EN SENCILLOS – LOCACIÓN ESTÁNDAR

De igual forma que en la sacada de tubería en sencillo se deben inspeccionar las herramientas de levante que se utilizan en esta operación, desde los ayatolas (lifting plugs) hasta los elevadores y llaves de potencia (tubería de trabajo) o hidráulica (tubería de producción), según la tubería que se esté maniobrando.

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

Es necesario conocer el BHA que se está bajando al pozo, ya que dependiendo de éste se deberán tener algunos precauciones, por lo cual el jefe de pozo, supervisor de operaciones y jefe de equipo serán los responsables de exponerles a los integrantes de la cuadrilla los cuidados especiales requeridos en la corrida de los diferentes BHA´s que se requieran en la intervención del pozo.

1. Realizar la reunión preoperacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos correspondiente a la actividad y verificar el cumplimiento de los controles establecidos, de acuerdo al instructivo ECP-DHS-I-024 Análisis de Riesgos
2. Instalar la barrera protectora (stop pipe) en la planchada del equipo (catwalk).
3. Arreglar y preparar los burros (racks) para el desplazamiento de la tubería hacia la planchada. Deben estar completamente nivelados y sin objetos en el piso, para que permitan transitar sin riesgo de caída.

Figura 6. Racks de tubería y planchada



4. Calibrar la tubería en los racks con los calibradores API (se recomienda utilizar calibradores de teflón), dependiendo del diámetro que se esté manejando. En pozos de bombeo mecánico se recomienda realizar una recalibrada con sand line y hold down dependiendo del diámetro de la tubería que se esté manejando.

Siempre que se esté bajando tubería se debe generar lista de medidas de tubería (tally), se deben marcar los tubos con numeración en forma ascendente y en el orden que se tiene en el tally.

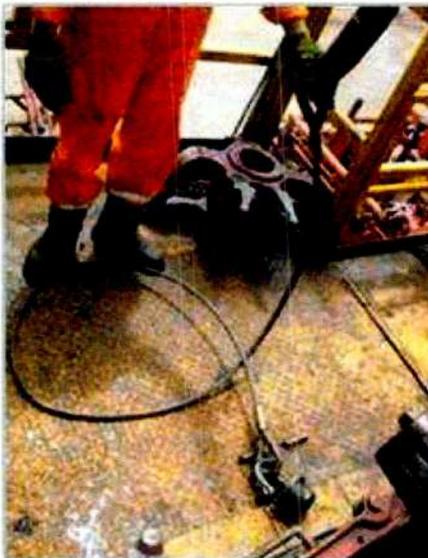
5. Instalar el elevador de tubería, de acuerdo al diámetro que se va a correr, en los brazos (links) para empezar a sacar la sarta del pozo. Se deben usar los elevadores de acuerdo a la clase de tubería que se esté manipulando teniendo presente su capacidad y el peso de la sarta.
6. Revisar y chequear permanentemente la integridad de las compuertas de los elevadores durante la ejecución de la actividad para garantizar que estos no se abrirán durante la operación.

1792

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

7. Instalar el ayatola (lifting plug) en la caja del tubo y levantar este con el winche totalmente hasta tenerlo de tal forma que permita instalar el elevador sobre él.

Figura 7. Ayatola (lifting plug)



8. Enganchar el tubo, soltar el ayatola y levantar la primera junta de tubería a la mesa rotaria para roscaarla al BHA que se encuentra colgado de las cuñas. Limpiar y aplicar grasa a los pines (según el tipo de rosca que se esté manipulando). La grasa se debe aplicar según recomendaciones del fabricante de la tubería; el tipo de grasa también debe ser la recomendada por el fabricante de la tubería.

Figura 8. Desinstalación del ayatola



	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011	Versión 1

9. Roscar los primeros cinco hilos (tubería de producción) o todos los hilos (tubería de trabajo) con llave de cadena. Dar el torque requerido según las recomendaciones del jefe de pozo y dependiendo del tipo de tubería que se esté manipulando.
10. Levantar la sarta, abrir la cuña y bajarla hasta sentar la junta que se conectó sobre las cuñas.
11. Continuar con el mismo proceso cíclico de correr BHA con la tubería del pozo con el elevador del equipo. En todo momento la sarta debe tener instalado un limpiador de tubería (wiper pipe).

5. CONTINGENCIAS

Se puede presentar que los hábitos inadecuados al ejecutar la tarea, generen derrames de aceite en el plano del pozo, contribuyendo a la contaminación del suelo, cuerpos de agua y vegetación de los alrededores del pozo. Para contrarrestar esto se debe tener en cuenta:

- En caso extremo, en el cual se presente derrames, se debe rodear con una barrera de tierra, arena o de tela absorbente, para que el fluido pueda ser recogido con la bomba, con el vénturi, con el camión de vacío, o con cualquier otro método. Si es necesario se deben realizar cunetas para canalizar el fluido y evitar que salga de la localización.
- Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, primero se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite.

5.1 SACADA Y CORRIDA DE TUBERÍA EN SENCILLOS EN LOCALIÓN SUBESTANDAR

Figura 11. Canastas de tubería y planchada en una locación subestándar



Se aplica el mismo paso a paso descritos en los numerales 4.1 y 4.2 del presente instructivo, sin embargo se requiere tener en cuenta los siguientes controles:

1793

	INSTRUCTIVO PARA BAJADA Y SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN	
	VPR-VPR-I-011	Elaborado 19/12/2011

- Al trabajar con parrilla y no con mesa rotaria, se tiene espacio restringido para maniobras con el elevador y el ayatola con winche al momento de bajar o levantar la tubería hacia o desde la planchada, por lo que se requiere tener mayor coordinación entre los cuñeros.
- El ángulo de la rampa es mucho menor comparado al que se tiene cuando se trabaja con mesa rotaria, por lo que al sacar tubería se requiere un carrito que permita rodar los tubos y ubicarlos en la planchada.
- El espacio entre el centro del pozo y la rampa normalmente es tan pequeño que al bajar o al levantar el tubo se golpea el elevador con la llave hidráulica, por lo cual se requiere que uno de los cuñeros hale la llave hidráulica por el lado contrario al que baja la tubería.
- Al no contar con racks de tubería se deberá ubicar la tubería directamente en las canastas. Al estar sacando tubería no debe haber personal dentro de las canastas al momento de dejar caer las juntas dentro de éstas.

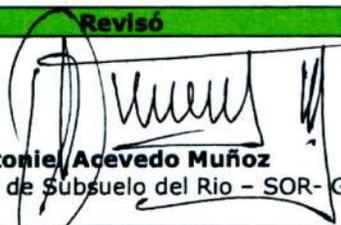
En el caso de corrida de tubería el encuellador debe roscar y ajustar el ayatola en la junta, salirse de la canasta y con una manila de ½" sostener el tubo cuando este sale de la canasta, con el objetivo de evitar la inercia que se presenta al salir de la misma.

RELACIÓN DE VERSIONES

Versión	Fecha	Cambios
01	19/12/2011	Elaboración del Documento con la participación de todas las Coordinaciones de Subsuelo de las Gerencias de Producción - VPR

Para mayor información sobre este documento dirigirse a quien lo elaboró, en nombre de la dependencia responsable:

Elaboró: Luis José Almeida
 Teléfono: (1) 2344000 Ext. 38289 ó (7)6238289
 Buzón: Luis.Almeida@ecopetrol.com.co
 Dependencia: Coordinación de Subsuelo Del Rio – SOR- GRM

Revisó	Aprobó
 Otoniel Acevedo Muñoz Coordinador de Subsuelo del Rio – SOR- GRM	 Héctor Augusto Castaño Aristizábal Vicepresidente de Producción

1794

1 General

1.1 Customer Information

Company	ECOPETROL S.A.
Representative	
Address	

1.2 Well Information

Well	CHICHIMENE 94		
Project	CHICHIMENE	Site	CHICHIMENE CLUSTER 43
Rig Name/No.	INDEPENDENCE 124/124	Nombre del Evento	SERVICIO A POZO
Fecha de Inicio*	9/8/2016	Fecha de Finalización	9/13/2016
Fecha del Inicio de la Perforación	4/17/2014	UWI	CHIC094
Active datum	ROTARY TABLE @1,627.09ft (above Mean Sea Level)		
Afe No./Description	PR6550 / WSV POR FALLA ELECTRICA EBES		

2 Summary

2.1 Operation Summary

Date	Time Start-End	Duración (hr) (hr)	Fase*	Códig o*	Subcódigo*	P/N*	MD From (ft)	Operación*
9/8/2016	17:30 19:00	1.50	0015	3000	3005	P		Rig Down Torre 124 en el pozo CH-101
	19:00 21:00	2.00	0015	3000	3003	P		Alisto cargas para movilizar de CH-101 @ CH-94 (5.5 kms)
	21:00 0:00	3.00	0015	3000	3014	NNPr		Rig Stand By de 0 A 3 días
9/9/2016	0:00 7:30	7.50	0015	3000	3014	NNPr		Rig Stand By de 0 A 3 días
	7:30 11:00	3.50	0015	3000	3004	P		Movilizó equipo T-124 desde CH-101 @ CH-94 (5.5 kms) e inició arme de equipo.
	11:00 14:00	3.00	0015	3000	3004	P		Ubicó unidad básica en pozo, izó torre, templó vientos y finalizó arme 100%.
	14:00 14:30	0.50	0015	1600	1602	P		Recibió equipo T-124 @ las 14:00 hrs del 09/Sept/2016 Realizó divulgación de Well Planning y charla preoperacional y de seguridad para inicio de operaciones de WSV "Mantenimiento BES", con personal de Consultec e Independence. Divulgó instructivo, analizó los riesgos, definió controles, roles y responsabilidades.
	14:30 15:00	0.50	0015	2900	2905	P		Verificó presiones THP= 0 psi, CHP=100 psi. Y achico contrapozo
	15:00 18:00	1.00	0015	2900	2908	P		Descargó pozo quemando gas a la tea a través del separador CHP=0 psi y THP=0 psi
	16:00 18:00	2.00	0015	1000	1005	P		Realizó charla pre-operacional para desinstalación de Arbol y bajante de producción. E instalación de BOP'S y Mesa de trabajo Desconectó bajante de producción. y retiró desmontó ESP Adapter 11" 5M * 5 1/8" 3M Feppo y arbolito con válvulas 5 1/8" 3M Feppo.Marcó para orientación Tubing Hanger
	16:00 20:00	2.00	0015	1000	1007	P		R/U set de BOP'S así: preventor 11" X 5000 psi con arletes 5 1/2" + Hy Drill 11 X 5000 psi..Realizó pruebas cierre y apertura, OK
	20:00 21:00	1.00	0015	1100	1121	P		Instaló subestructura y mesa de trabajo
	21:00 22:00	1.00	0015	1100	1129	P		Instaló herramientas: llave hidráulica, plato y cuñas para manejo de tubería 4 1/2" EU. Posicionó Pipe Handler.
	22:00 22:30	0.50	0015	1600	1602	P		Charla preoperacional pulling EBES BHI por parte del personal de BHI a Independence, Mamut y Consultec Instaló spooler y Rell #HD78-58082
	22:30 23:30	1.00	0015	1900	1905	P		Instalo Spooler con rell XGKR012 y h/ta para pulling de BHI
23:30 0:00	0.50	0015	1100	1144	P		Conectó junta de manejo 5 1/2" LT&C, levantó hanger a la altura de la mesa. Ws:145k lbs. Retiró BPV en Hanger 11" * 5 1/2" LT&C F.F:2.4 ? (Balanceado). FT:0.01K ? (aterrizado)	
9/10/2016	0:00 0:30	0.50	0015	1900	1905	P		Cortó cable por debajo del hanger sentó sarta en cuñas recupero penetrador y LPT.

2.1 Operation Summary (Continued)

Date	Time Start-End	Duración (hr) (hr)	Fase*	Código*	Subcódigo*	P/N*	MD From (R)	Operación*
	0:30 1:30	1.00	0015	1900	1905	P		Instalo rueda guía y enhebro cable Acomodó, herramientas BES. Mego cable con motor acoplado FF:2.4 ? (Balanceado) FT:A:13.83 ? B:12.78 ? C:16.00 ? Penetrador: FF:0.0 ? (Balanceado) FT:A:15.8 ? B:14.7 ? C:16.0 ? . (Se cambia por presenstar sulfato en conexión) LPT: FF:0.0 ? (Balanceado) FTA:30.5G ? B:31.8G ? C:30.0G ? . (Cambio) ULPT: FF:1.0 ? (Balanceado) FTA:18.6G ? B:20.09G ? C:14.5G ? . (Se cambia por presenstar sulfato en conexión)
	1:30 6:00	4.50	0015	1900	1909	P		Continuo POOH EBES BHI + 45/236 jts 5 1/2" LTC en sencillos desde 7340.29 hasta 5977.85'. Ws:100k lbs. Av:19% Empalme en jta 27 de ? hacia ?
	6:00 6:30	0.50	0015	1200	1201	P		Bombeo en directa 5 gls de ACPM + 30 bis de agua de agua caliente @ 4.5 bis/min. 90 STK/min Pbomba:100 psi, Plinea: 0 psi.
	6:30 11:30	5.00	0015	1900	1909	P		Continuo POOH EBES BHI + 55 para un total de 100/236 jts 5 1/2" LTC en sencillos desde 5977.85 hasta 4013'. Ws:80k lbs. Av:42% Empalme en jta 27 de ? hacia ?
	11:30 12:00	0.50	0015	1200	1201	P		Bombeo en directa 5 gls de ACPM + 30 bis de agua de agua caliente @ 4.5 bis/min. 90 STK/min Pbomba:100 psi, Plinea: 0 psi.
	12:00 0:00	12.00	0015	1900	1909	P		Termino POOH EBES BHI + 136 para un total de 236/236 jts 5 1/2" LTC en sencillos desde 4013' hasta superficie. Empalme en jta 27 de ? hacia ?
9/11/2016	0:00 0:30	0.50	0015	1100	1131	P		Realizo housekeeping a la mesa de trabajo.
	0:30 1:00	0.50	0015	1600	1602	P		Charla preoperacional por parte del personal de BHI para R/D EBES BHI con personal de Consultec, Independence y mamut.
	1:00 2:00	1.00	0015	1900	1905	P		Limpio y retiré Y-Tool, guardacables e instrument tube y superbandas Bajó rueda guía, cortó cable plano #1.
	2:00 8:00	6.00	0015	1900	1906	P		R/D EBES BHI así: Equipo completo giro atascado. Bomba Upper serie 400 Modelo PMHYBH6, Tipo Flex10, 55 Etapas, S/N 13544492, P/N C322231, giro duro + Bomba Medium serie 400 Modelo PMHYBH6, Tipo Flex10, 119 Etapas, S/N 13623115, P/N C322231, giro duro + Bomba Lower serie 400 Modelo PMHYBH6, Tipo Flex10, 119 Etapas, S/N 13642912, P/N C322231 giro duro + Separador gas/intake serie 400 Modelo GSTEVXH6, S/N 13613611, P/N C4250001302, giro libre + Kit Adapter (513 @ serie 400) + Sello Upper serie 513 Modelo GSB3GDBHLASPPFSH6, S/N 13684382, P/N C314014457 + Sello Lower serie 513 Modelo GSB3GDBLTH6, S/N 13684381, P/N C314017005, no se revisan camaras, eje roto aceite trabajado + Motor serie 562 MSP1, 180HP/1300V/83AMP, S/N 13218665, P/N C314383, aceite trabajado bajo aislamiento + Sensor Westift, serie 450, S/N:205-05937, P/N: 379700. Cable de potencia#1: FF: 0.87, (Balanceado) FT:A:14.2G?, B:13.2G?, C:13.7G?.(Aislamineto FF) MLE: FF: 0.3 ?, (Bajanceado) FT:A:30.5G?, B:40.2G?, C:45.8G?. Motor Lower: FF: 0.2 ? (Balanceado), FT:0.01K?. (Bajo Aislamiento) Accesorios en Tubería: Salen (235/235 Over Coupling #1 Con Capilar) + (236/236 Mid Joint#1 Con Capilar) + (5/5 superbandas) Accesorios en EBES: Salen: (16/16 Guardacables convencionales) + (73/80) superbandas. Quedan en fondo 7 Superbandas)
	8:00 9:00	1.00	0015	1900	1905	P		Desinstalo equipos de Pulling de BHI: H/tas de mano, retiro carro de spoler, retiro spoler
	9:00 9:30	0.50	0015	1600	1602	P		Charla preoperacional por parte del personal de ALK. para Running EBES ALK con personal de Consultec, Independence y mamut.
	9:30 10:30	1.00	0015	1900	1905	P		Bajo equipos Instalo equipos de running de BTS: H/tas de mano, retiro carro de spoler, retiro spoler
	10:30 11:00	0.50	0015	1900	1905	P		Acondiciona spooler

1795

2.1 Operation Summary (Continued)

Date	Time Start-End	Duración (hr) (hr)	Fase*	Código o*	Subcódigo*	P/N*	MD From (ft)	Operación*
	11:00 12:30	1.50	0015	1900	1906	P		Iza Motor Upper Serie 562, MOD: ESP B 562 IL 200P UT MT HT, 390HP, 1835VOLT, 128 AMP, S/N: BCM0425, (New), realiza servicio
	12:30 13:30	1.00	0015	1900	1906	P		Iza Sello Lower Serie 513, MOD:BPBSL HL HT MT, S/N: BCS0914, (New) + Sello Upper Serie 538, MOD:LSBPB HL MT HT, S/N:M151008310, (New), realiza servicio
	13:30 14:30	1.00	0015	1900	1906	P		Acopla Intake Serie 538, MOD: ESP 538 VGS HSS SS XP, S/N: 4HS15F18861 (New) + Separador de Gas Serie 538, MOD: ESP 538 UT VGS HSS SS, S/N: BCG0342, (New) + Bomba Lower Serie 400, MOD/TIPO: Vapro XV-40 50 HSG CP CT HSS TA, 21 STG, S/N: BCP0735
	14:30 16:00	1.50	0015	1900	1906	P		Acopla capilares de 1/4" y 3/8" al sensor y acondiciona primera seccion de instruments. Se prueba Y-tool con accesorios con 1000 psi.OK
	16:00 17:00	1.00	0015	1900	1906	P		Realiza conexión del MLE al motor
	17:00 17:30	0.50	0015	1900	1906	P		Acopla seccion de instruments
	17:30 18:00	0.50	0015	1900	1906	P		Acopla Bomba Medium Serie 538, MOD/TIPO: ESP B 538 1500 CP CT HSS TA MT, 88 STG, S/N: BCP0732, + Bomba Upper Serie 538, MOD/TIPO: ESP B 538 1500 CP CT HSS TA MT, 60 STG, S/N: BCP07315, (New)
	18:00 19:00	1.00	0015	1900	1906	P		Acopla Y-tool, realiza conexiones de capilar a la descarga
	19:00 20:00	1.00	0015	1900	1906	P		Conecto primera junta de 4-1/2" EUE 12.75 #/ft, torque, bajo y sento en cuñas, tomo medidas electricas y probo integridad. FF: 2.9 ?; FT: 3.40 G ?; PIP: 14.9 psi; PD: 51.20 psi; TI: 86.8 °F; TM: 90.1 °F. Se instalaron los siguientes accesorios: 60 superbandas en el BHA + 10 guardacables termicos + 10 guardacables convencionales.NOTA: El empalme MLE al cable plano No. 2 CC quedo en la junta de 3-1/2" por debajo de la Y-tool
	20:00 20:30	0.50	0015	1900	1905	P		R/D herramientas de Borest
	20:30 21:00	0.50	0015	1900	1905	P		Iza rueda guia al trabajador
	21:00 21:30	0.50	0015	1600	1602	P		Charla preoperacional y de seguridad. Tema: Running equipo BES, se asignan roles y responsabilidades
	21:30 0:00	2.50	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 211.71' hasta 641.77'. Van 17 juntas en fondo Ws: 18K #s
9/12/2016	0:00 2:30	2.50	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 641.77' hasta 1034.47'.
	2:30 3:00	0.50	0015	1900	1908	P		Realiza prueba de integridad con 1000 psi x 10 minutos y toma medidas electricas asi: FF: 2.9 ?; FT: 2.10 G ?; PIP: 15.40 psi; PD: 51.90 psi; TI: 83.3 °F; TM: 86.7 °F
	3:00 8:30	5.50	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 1034.47' hasta 1916.72' (Junta 60).
	8:30 9:00	0.50	0015	1900	1908	P		Realiza prueba de integridad con 1000 psi x 10 minutos y toma medidas electricas asi: FF: 2.9 ?; FT: 2.20 G ?; PIP: 192.10 psi; PD: 186.10 psi; TI: 93.70 °F; TM: 96 °F
	9:00 13:00	4.00	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 1916.72' hasta 2811' .93 (Junta 90).
	13:00 13:30	0.50	0015	1900	1908	P		Realiza prueba de integridad con 1000 psi x 10 minutos y toma medidas electricas asi: FF: 3.0 ?; FT: 1.85 G ?; PIP: 737.8 psi; PD: 731.80 psi; TI: 104.80 °F; TM: 10.50°F

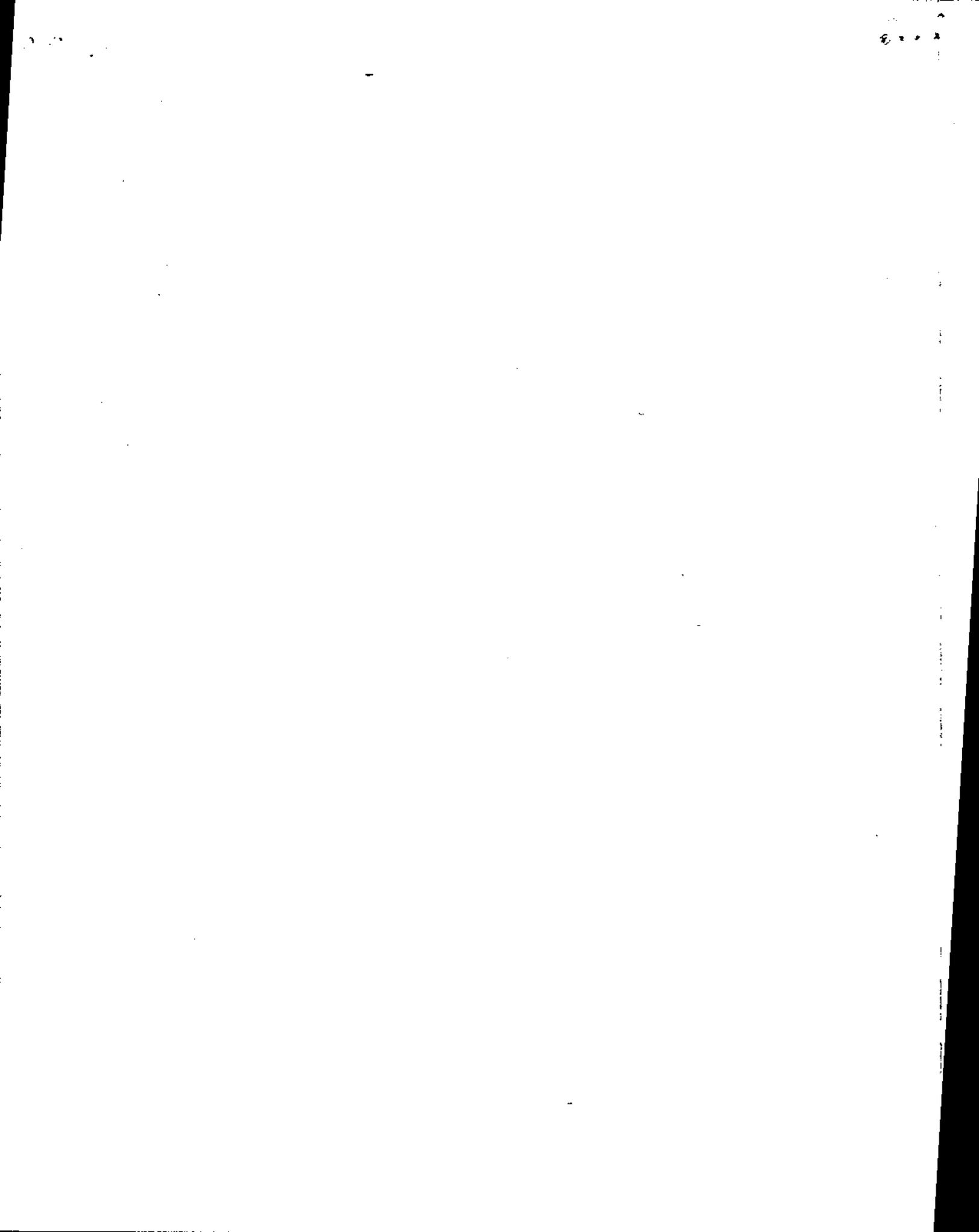
2.1 Operation Summary (Continued)

Date	Time Start-End	Duración (hr) (hr)	Fase*	Código o*	Subcódigo*	P/N*	MD From (ft)	Operación*
	13:30 17:00	3.50	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/Ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 2811' .93 hasta 3708.76 (Junta 120). En la junta 110 a 3409.76 queda el empalme, colocando dos superbandas adicionales
	17:00 17:30	0.50	0015	1900	1908	P		Realiza prueba de integridad con 1000 psi x 10 minutos y toma medidas electricas asi: FF: 3.0 ?; FT: 1.63 G ?; PIP: 1250 psi; PD: 1245.10 psi; TI: 113.8 °F; TM: 119.3°F
	17:30 20:30	3.00	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/Ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 3708.76 hasta 4623.04 (Junta 150).
	20:30 21:00	0.50	0015	1900	1908	P		Realiza prueba de integridad con 1000 psi x 10 minutos y toma medidas electricas asi: FF: 3.0 ?; FT: 1.67 G ?; PIP: 1716.5 psi; PD: 1710.90 psi; TI: 124.9 °F; TM: 130.5 °F
	21:00 0:00	3.00	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/Ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 4623.04 hasta 5372.51 (Junta 175).
9/13/2016	0:00 0:30	0.50	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/Ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 5372.51' hasta 5523.88' (Junta 180).
	0:30 1:00	0.50	0015	1900	1908	P		Realiza prueba de integridad con 1000 psi x 10 minutos y toma medidas electricas asi: FF: 3.0 ?; FT: 1.02 G ?; PIP: 2168.6 psi; PD: 2162 psi; TI: 137.1 °F; TM: 143.8 °F
	1:00 4:00	3.00	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/Ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 5523.88' hasta 6421.7' (Junta 210).
	4:00 4:30	0.50	0015	1900	1908	P		Realiza prueba de integridad con 1000 psi x 10 minutos y toma medidas electricas asi: FF: 3.1 ?; FT: 857 M ?; PIP: 2589.4 psi; PD: 2584 psi; TI: 152.8 °F; TM: 160 °F
	4:30 8:00	3.50	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/Ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 6421.7" hasta 7308.66' (Junta 240).
	8:00 8:30	0.50	0015	1900	1908	P		Realiza prueba de integridad con 1000 psi x 10 minutos y toma medidas electricas asi: FF: 3.2 ?; FT: 528 M ?; PIP: 3018.30 psi; PD: 3012.80 psi; TI: 179.9°F; TM: 186.7°F
	8:30 10:30	2.00	0015	1900	1901	P		Continua bajando BHA BES de Borets mas tubería de 4-1/2" EUE 12.75 #/Ft en sencillos desde los racks, instalando un overcoupling y una superbanda por junta, sujetando cable No. 2 CC de 3/8" desde 7308.66" hasta 7819' (Junta 255).
	10:30 11:00	0.50	0015	1100	1103	P		Instala penetrador a tubing hanger, conecta tubing-hanger 11" X 5K 4 1/2" EUE a sarta de tubería
	11:00 11:30	0.50	0015	1900	1908	P		Toma medidas para realizar corte de cable de potencia para realizar empalme del LPT.
	11:30 12:00	0.50	0015	1900	1905	P		Bajó rueda guía hasta mesa rotaria, instaló junta de manejo de 5-1/2". Corto cable de potencia
	12:00 12:30	0.50	0015	1900	1902	P		Conecto penetrador y midió y corto LPT
	12:30 15:00	2.50	0015	1900	1902	P		Inicio empalme BIW-Lower Pig tail - Cable Plano #2 C.C.
	15:00 15:30	0.50	0015	1900	1905	P		Conecto LPT al penetrador BIW, realizó conexión de la check valve de 3/8" y aseguro cable por debajo del hanger. FF: 3.1 ? . Balanceado FT: 480 M ?

1796

2.1 Operation Summary (Continued)

Date	Time Start-End	Duración (hr) (hr)	Fase*	Código*	Subcódigo*	P/N*	MD From (ft)	Operación*
	15:30 16:30	1.00	0015	1900	1901	P		Sento sarta en adapter spool, Accesorios en Tubería: Se instalo:210 Over Coupling 4 1/2" #2 C.C. 305 superbandas (1 superbanda hasta la junta 212, de la junta 213-256 se instalaron dos/junta quedando 88 superbandas + 5 superbandas adicionales, una en la primera junta, 2 en la junta 210 en el empalme cable-cable y dos adicioantes en el landing joint). Ws:120k lbs bloque ?
	16:30 17:30	1.00	0015	1100	1122	P		Retiro mesa rotaria
	17:30 19:30	2.00	0015	1000	1006	P		Desacopla set de BOP
	19:30 21:00	1.50	0015	1000	1005	P		Instalo arbol de produccion, bajantes y linea anular de . Probo bajante con 300 psi, Ok. Libero Rig 124 a las 21:00 Horas



1797



Sacada y Bajada de Tubería en Sencillos.

Instructivo Operacional



Independence
ENERGY

	INSTRUCTIVO SACADA Y BAJADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS		Código: I-EN-EE-004
			Versión: 2
			Fecha: 24-09-2014
Normas aplicables:	ISO 9001	4.2.3 - 4.2.4 - 7.1 - 7.2 - 7.4 - 7.5 - 7.6 - 8.3	
	ISO 14001	4.4.5 - 4.4.6 - 4.4.7 - 4.5.4	
	OHSAS 18001	4.4.5 - 4.4.6 - 4.4.7 - 4.5.4	
	API SPEC Q1	4.4.3 - 4.5 - 5.7	
CONTROL DE CAMBIOS			
Versión	Fecha	Cambio	
1	(10-07-2013)	Se agrego el documento del instructivo.	
2	(24-09-2014)	Se agregó contenido, estructura e imágenes en el desarrollo y se realizó unificación con el humanizado en una presentación de Power Point. Cambio nombre de BAJADA DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN POR SENCILLOS a SACADA Y BAJADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS	

OBJETO	Sacar y bajar tubería en sencillos.
ALCANCE	Inicia realizando la charla preoperacional, definiendo funciones y roles al personal de cuadrilla para la ejecución de la operación hasta finalizar con la sacada ó bajada de la cantidad de tubería requerida. Aplicable para tubería de producción y tubería de trabajo. Aplicable en las operaciones de Workover
AUTORIDAD	Jefe de Equipo.
RESPONSABILIDAD	Supervisor, Maquinista, Encuellador y Cuñeros

Glosario



Ayatola (Lifting Cap): accesorio roscado en un extremo (existen de varios tipos de conexión y se conecta a al extremo de caja de un tubular) y ojo el extremo contrario (ojo o también herradura) para enganchar tubería.

Coupling: Medio mecánico para unir dos secciones de varilla o tubo.

Cuña: Pieza metálica con dientes u otros elementos de sujeción que sirve para prevenir que la tubería se deslice hacia el pozo y permanezca en su lugar. Los empaques y otros equipos que se bajan al pozo son asegurados en su posición por la cuña y se acoplan a la tubería en superficie.



Elevador: Herramienta o accesorio que se acopla al Top Drive o bloque viajero por medio de los brazos y permite sujetar artículos tubulares (varilla, tubería, etc.) facilitando el sacado o bajado de la misma al pozo.

Glosario



Llave de Cadena: Herramienta manual utilizada para apretar elementos tubulares. Esta conformada por un brazo de sujeción, una mordaza y una cadena.

Llave hidráulica: La llave hidráulica, permite apretar o soltar la tubería, aplicando el torque requerido dependiendo de las características y tipo de tubería para cada caso. La fuerza para el funcionamiento de la llave, es proporcionada por la bomba hidráulica del equipo, posee un sistema de pistón, el cual permite subirla o bajarla para colocarla en posición, según se requiera; el pistón es accionado por el mismo aceite hidráulico con el que funciona la llave, este sale o se recoge dentro de su funda o camisa, dependiendo de la altura a la cual se desee colocar la llave hidráulica

Llaves de potencia: Llaves empleadas para conectar o desconectar tubería de revestimiento, de producción o de perforación, cuya torsión se proporciona hidráulicamente. Las llaves convencionales son operadas mecánicamente, por medio de un cable conectado a la cabeza de gato



Recomendaciones HSE

- Realizar las charlas de seguridad de cinco minutos antes de iniciar cada turno y hacer reuniones pre operacionales levantando AST (análisis de seguridad en el trabajo) para actividades no rutinarias, operaciones simultaneas o cuando haya cambios significativos en las condiciones locativas, estructurales o locativas, estructurales o climáticas que ameriten una evaluación cuidadosa con el fin de prevenir y controlar riesgos o impactos.
- Todo el personal debe utilizar los elementos de protección personal definidos de acuerdo al cargo.
- El personal que se encuentre en la mesa rotaria debe estar atento a los movimientos del bloque viajero y la tubería.
- Instalar geo membrana bajo los burros donde se encarrila la tubería sacada del pozo para evitar contaminación por crudo.
- Para el manejo de llaves de potencia y llaves hidráulicas tener en cuenta:
 - Todas las llaves deben estar aseguradas y ancladas con cables. La línea de aguante de los cables debe tener suficiente longitud permitiendo un ángulo de 90 grados para aplicar el torque correcto, impidiendo la sobre rotación de las mismas.
 - Verificar que los indicadores de torque estén calibrados para evitar sobre torquear la tubería.

1800

Recomendaciones HSE

- Las quijadas y muelas deben inspeccionarse regularmente, deben ser mantenidas y reemplazadas antes que se deterioren y se tornen inseguras.
- Engrasar las llaves antes de cada turno, después de cada viaje y después de lavarlas.
- Siempre deben tomarse por las manijas de la cabeza y cuerpo para morder la tubería
- Revisar diariamente el estado del cable, los perros y grilletes que sostienen las llaves. Al momento de presentar deterioro se deberán reemplazar.

Recomendaciones HSE

- Antes de iniciar sus labores realice ejercicios de calentamiento muscular
- Evite posiciones como cuclillas o arrodillados. Si debe adoptarlas evite superar 5 minutos consecutivos en esta posición cambie de posición **póngase de pie , estire sus piernas y brazos**. Otra opción es: **Rote o túrnese las labores, realice diferentes tareas, que impliquen otro grupo de músculos**



- Evite realizar trabajos con los brazos sobre el nivel de los hombros, si debe hacerlo realice cambios de postura y pausas o busque plataformas o escalares que le permitan acercarse al área de trabajo.

- Ubique su trabajo en lo posible al frente suyo, lo más cerca posible a su cuerpo, esto con el fin de evitar trabajar con los brazos alejados de su cuerpo y doblar o girar el tronco, especialmente si debe hacer fuerza o al usar herramientas.



Recomendaciones HSE

- Ubique organizadamente los implementos de trabajo, planifique con anterioridad el trabajo y las herramientas y equipos que requiere.
- Manipule solo objetos que tengan un peso menor de 25 kg. Evite manipularlos cuando este sentado o agachado.
- Utilice cargadores u otros equipos diseñados para el manejo de cargas o solicite ayuda a un compañero cuando manipule cargas superiores a 25 Kg y voluminosos.
- Realice pausas activas a lo largo de su jornada.



Desarrollo

PASOS EN EL CASO DE PARAR LA OPERACIÓN.

1. Los cuñeros 1 y 2 instalan la válvula de seguridad a la tubería con el torque necesario dejándola abierta.
2. El maquinista asegura la instalación de la válvula.
3. El supervisor verifica presiones en el acumulador para proceder a cerrar los pipe rams
4. El maquinista señala en la consola el estado de las BOP´s

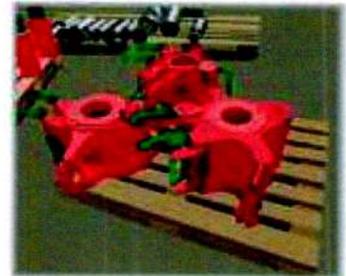
PASOS PARA REINICIAR LA OPERACIÓN.

1. El supervisor verifica que estén en cero las presiones Tubing Head Pressure (THP) / Casing Head Pressure (CHP) para proceder a abrir los pipe rams controladamente.
2. Los cuñeros 1 y 2 retiran la válvula de seguridad de la tubería.
3. El maquinista retira señalización en la consola el estado de las BOP´s

Desarrollo

ELEMENTOS REQUERIDOS

- Elevador
- Llave hidráulica
- Llave de potencia
- Cuña neumática
- Banda elástica.
- Cuña manual o rotary slick



Desarrollo

SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS

1. El jefe de equipo o supervisor realizan charla pre-operacional, dan las recomendaciones de seguridad necesarias en la operación, definir funciones para todo el personal y socializar la AST.



Previamente se debe ubicar y calibrar la tubería en los pipes racks. Ver instructivos [CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE TUBERÍA](#) y el instructivo [CALIBRACIÓN DE TUBERÍA](#)

2. El supervisor y la cuadrilla alistan y revisan las herramientas adecuadas para la operación. De acuerdo al diámetro de la tubería, acondicionar elevador, llave hidráulica con sus mordazas, cuña neumática con insertos, llaves de cadena y pipe rams. Ver instructivo [LEVANTAMIENTO MANUAL DE CARGAS](#), instructivo [INSTALACIÓN DE HERRAMIENTAS EN LA MESA ROTARIA](#) y el instructivo [CAMBIO DE PIPE RAMS](#)
3. Los cuñeros instalan el elevador a los brazos del bloque viajero y verifican que queden cerrados los pasadores colocando tuerca y pin de seguridad.



Desarrollo

SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS

4. El cuñero instala la cuña neumática la mesa rotaría.



- Instalar el Pipe Wiper para evitar caída de objetos al pozo.
- Tener cuidado con los trabajos de manos y atrapamientos con algunas piezas al instalar la herramienta.

5. El cuñero engancha el elevador a los brazos del bloque viajero y verifica que queden cerrados los pasadores del elevador colocando tuerca y pin de seguridad

6. El cuñero engancha y cierra el elevador por debajo del coupling del tubo.

7. El maquinista sube el elevador a una velocidad moderada (Acorde a las recomendaciones del Jefe de Equipo y operadora)



- El maquinista debe estar atento a los indicadores de peso en el tablero verificándolos permanentemente.
- Se recomienda ir llenando el pozo con salmuera para que salga limpio el tubo



Desarrollo

SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS



8. El maquinista detiene la subida del bloque viajero cuando el coupling del tubo se encuentren a más o menos 3 pies por encima de la mesa.
9. El maquinista cierra la cuña neumática, y verifica que el tubo esté bien centrado y las mordazas alineados.
10. Dos cuñeros acercan la llave hidráulica por encima del coupling del tubo, con el fin de desenroscar la tubería.
11. El cuñero ajusta la llave hidráulica a la tubería, ajusta la llave aguantadora al coupling y aplica el torque necesario para desenroscar el tubo.



Se debe cerrar la compuerta de la llave hidráulica para evitar accidentes al personal y/ó daños al equipo.

12. Una vez desenroscada la tubería, dos cuñeros retiran la llave hidráulica y la aseguran.



- La llave hidráulica se debe manipular por los puntos libres de pellizcos (color verde). Ver instructivo MANEJO DE LLAVE HIDRÁULICA
- Si se está sacando tubería de trabajo y la llave hidráulica que se utiliza no tiene la capacidad, se deben utilizar las llaves de potencia. Ver instructivo USO DE LLAVES DE POTENCIA.

Desarrollo

SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS

- 13.El maquinista levanta el tubo lentamente hasta observar quede totalmente libre.
- 14.El maquinista desplaza el tubo hacia la rampa.
- 15.El cuñero coloca protector en la rosca pin.
- 16.El cuñero coloca una tapa a la sarta para evitar caída de objetos al pozo
- 17.El maquinista baja lentamente hasta que el coupling del tubo esté a la altura adecuada para instalar la ayatola con el winche.
- 18.El cuñero instala la ayatola.
- 19.El maquinista sube el winche para liberar peso al elevador.
- 20.El cuñero abre el elevador.
- 21.El maquinista baja con el Winche el tubo hasta la planchada.



Si se utiliza planchada hidráulica para bajar el tubo, el operador debe centrar la atención en la mesa. Ver instructivo **INSTALACIÓN, MANEJO Y DESINSTALACIÓN PIPE HANDLER**

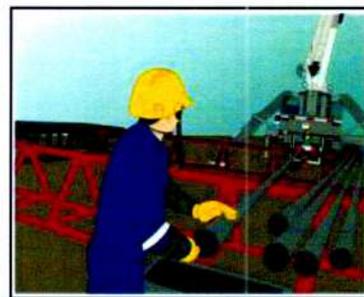


Desarrollo

SACADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS

22. El operador de la manipuladora o encuellador acomoda los sencillos en los racks.

Repetir la operación hasta bajar la tubería requerida.



Desarrollo

BAJADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS

1. El jefe de equipo o supervisor realizan charla pre-operacional, dan las recomendaciones de seguridad necesarias en la operación, definir funciones para todo el personal y socializar la AST.

Previamente se debe ubicar y calibrar la tubería en los pipes racks. Ver instructivos [CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE TUBERÍA](#) y el instructivo [CALIBRACIÓN DE TUBERÍA](#)

2. El supervisor y la cuadrilla alistan y revisan las herramientas adecuadas para la operación. De acuerdo al diámetro de la tubería, acondicionar elevador, llave hidráulica con sus mordazas, cuña neumática con insertos, llaves de cadena y pipe rams. Ver instructivo [LEVANTAMIENTO MANUAL DE CARGAS](#), instructivo [INSTALACIÓN DE HERRAMIENTAS EN LA MESA ROTARIA](#) y el instructivo [CAMBIO DE PIPE RAMS](#)
3. Los cuñeros instalan el elevador a los brazos del bloque viajero y verifican que queden cerrados los pasadores colocando tuerca y pin de seguridad..



Desarrollo

BAJADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS



4. El Encuellador acopla tubo con la ayatola y con el Winche y subir el tubo por la rampa.



Si se utiliza planchada hidráulica para subir el tubo, el operador debe centrar la atención en el momento del izaje para no ocasionar accidentes en la mesa. Ver instructivo **INSTALACIÓN, MANEJO Y DESINSTALACIÓN PIPE HANDLER**

5. Con la tubería sobre la mesa el cuñero cierra el elevador en el cuerpo del tubo y verifica que éste cierre correctamente.
6. El maquinista levanta el bloque viajero a una velocidad moderada hasta la altura a la que se encuentra el coupling del tubo.
7. Un cuñero guía el tubo con una manila hacia el centro del pozo
8. Un cuñero retira protectores, inspecciona y engrasa la rosca para darle lubricación.



Instalar la tapa a la sarta para evitar caída de objetos al pozo.

Desarrollo

BAJADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS

- 9. El Maquinista baja el bloque viajero para introducir el pin en el coupling y asegurarse que quede sentado y este vertical.
- 10. El cuñero enrosca el tubo en el Coupling utilizando la llave de cadena, de acuerdo al tamaño de la tubería.



El maquinista mantiene el bloque viajero asegurado con la palanca del freno mientras que los cuñeros realizan esta operación.



- 11. Dos cuñeros acercan la llave hidráulica por encima del coupling del tubo, con el fin de torquear la tubería.
- 12. Un cuñero ajusta la llave hidráulica a la tubería y aplica el torque necesario de acuerdo a las especificaciones del tubo. [Ver Anexo 1 Tabla de Torques.](#)



Si se está sacando tubería de trabajo y la llave hidráulica que se utiliza no tiene la capacidad, se deben utilizar las llaves de potencia. [Ver instructivo USO DE LLAVES DE POTENCIA.](#)

Desarrollo

BAJADA DE TUBERÍA EN SENCILLOS

13. Una vez se tenga el torque necesario, dos cuñeros retiran la llave y la aseguran.

14. El maquinista levanta la sarta lentamente hasta liberar la cuñas y luego se procede a descender la tubería controladamente. **Cuando el peso de la sarta supere los 40Klbs, active el hidromático.**

15. El Maquinista detiene el bloque viajero cuando el coupling del tubo y el elevador se encuentren a más o menos 3 pies por encima de la mesa.

16. El maquinista cierra la cuña neumática, verificando que el tubo esté centrado y las mordazas alineados.



17. El cuñero libera el elevador del coupling de la tubería, para enganchar el siguiente tubo.



Al soltar el elevador de la tubería, colocar en la boca de la tubería un tapón para evitar que caigan objetos.

Repetir la operación hasta bajar la tubería requerida.

Documentos aplicables

- INSTRUCTIVO CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE TUBERÍA
- INSTRUCTIVO INSTALACIÓN DE HERRAMIENTAS EN LA MESA ROTARIA
- INSTRUCTIVO CALIBRACIÓN DE TUBERÍA
- INSTRUCTIVO CAMBIO DE PIPE RAMS
- INSTRUCTIVO USO LLAVES DE POTENCIA
- INSTRUCTIVO MANEJO LLAVE HIDRÁULICA
- INSTRUCTIVO INSTALACIÓN, MANEJO Y DESINSTALACIÓN PIPE HANDLER

Anexos

TORQUES DE TUBERÍA DRILL PIPE NUEVA

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Size OD in.	Nominal Weight Threads and Couplings lb/ft	¹ Torsional Data Torsional Yield Strength, ft-lb				² Tensile Data Based on Minimum Values Load at the Minimum Yield Strength, lb			
		E75	X95	G105	S135	E75	X95	G105	S135
2 1/4	4.85	4763.	6033.	6668.	8574.	97817.	123902.	136944.	176071.
	6.65	6250.	7917.	8751.	11251.	138214.	175072.	193500.	248786.
2 7/8	6.85	8083.	10238.	11316.	14549.	135902.	172143.	190263.	244624.
	10.40	11554.	14635.	16176.	20798.	214544.	271503.	300082.	385820.
3 1/2	9.50	14146.	17918.	19805.	25463.	194264.	246068.	271970.	349676.
	13.30	18551.	23498.	25972.	33392.	271569.	343988.	380197.	488825.
	15.50	21086.	26708.	29520.	37954.	322775.	408848.	451885.	580995.

Anexos

TORQUES DE TUBERÍA DRILL PIPE USADA PREMIUM

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Size OD in.	New Weight Nominal W/ Threads and Couplings lb/ft	^{1,2} Torsional Yield Strength Based on Uniform Wear, ft-lb				² Tensile Data Based on Uniform Wear Load at Minimum Yield Strength, lb			
		E75	X95	G105	S135	E75	X95	G105	S135
		2 1/4	4.85	3725.	4719.	5215.	6705.	76893.	97398.
	6.65	4811.	6093.	6735.	8659.	107616.	136313.	150662.	195709.
2 3/8	6.85	6332.	8020.	8865.	11397.	106946.	135465.	149725.	192503.
	10.40	8858.	11220.	12401.	15945.	166535.	210945.	233149.	299764.
3 1/2	9.50	11094.	14052.	15531.	19968.	152979.	193774.	214171.	275363.
	13.30	14361.	18191.	20106.	25850.	212150.	268723.	297010.	381870.
	15.50	16146.	20452.	22605.	29063.	250620.	317452.	350868.	451115.

Anexos

TORQUES DE TUBERÍA DRILL PIPE USADA CLASE 2

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Size OD in.	New Weight Nominal W/ Threads and Couplings lb/ft	^{1,2} Torsional Yield Strength Based on Uniform Wear, ft-lb				² Tensile Data Based on Uniform Wear Load at Minimum Yield Strength, lb			
		E75	X95	G105	S135	E75	X95	G105	S135
2 $\frac{1}{4}$	4.85	3224.	4083.	4513.	5802.	66686.	84469.	93360.	120035.
	6.65	4130.	5232.	5782.	7434.	92871.	117636.	130019.	167167.
2 $\frac{3}{4}$	6.85	5484.	6946.	7677.	9871.	92801.	117549.	129922.	167043.
	10.40	7591.	9615.	10627.	13663.	143557.	181839.	200980.	258403.
3 $\frac{1}{2}$	9.50	9612.	12176.	13457.	17302.	132793.	168204.	185910.	239027.
	13.30	12365.	15663.	17312.	22258.	183398.	232304.	256757.	330116.
	15.50	13828.	17515.	19359.	24890.	215967.	273558.	302354.	388741.

Anexos

TORQUE ÓPTIMO DE CONEXIONES DE TUBING API 5C1

DIÁMETRO	PESO	GRADO	TORQUE ÓPTIMO			
			NU	EJ	EISC	
pulg	lb/pie		lb pie	lb pie	lb pie	
2 3/8	4.00	H-40	470			
		J-55	610			
		N-80	840			
		C-90	910			
	4.60	H-40	560			
		J-55	730			
		L-80	990			
		N-80	1020			
		90-95	1080			
		P-110	1340			
	4.70	H-40			990	990
		J-55			1290	1290
		L-80			1760	1760
		N-80			1800	1800
		C-90			1920	1920
		P-110			2380	2380
	5.80	N-80	1420			
		C-90	1550			
		P-110	1930			
	5.95	L-80			2190	2190
N-80				2240	2240	
C-90				2390	2390	
P-110				2960	2960	

Anexos

TORQUE ÓPTIMO DE CONEXIONES DE TUBING API 5C1

DIAMETRO	PESO	GRADO	TORQUE ÓPTIMO			
			NU	EU	EUSC	
pulg	lb/pie		lb pie	lb pie	lb pie	
2 7/8	6.40	H-40	800			
		J-55	1050			
		I-80	1430			
		N-80	1470			
		C-90	1570			
		P-110	1940			
	6.50	H-40			1250	1250
		J-55			1650	1650
		I-80			2250	2250
		N-80			2300	2300
		C-90			2460	2460
		P-110			3050	3050
	7.80	L-80	1970			
		N-80	1960			
		C-90	2090			
	7.90	L-80			2710	2710
		N-80			2770	2770
		C-90			2970	2970
		P-110			3670	3670
	8.60	L-80	2160			
		N-80	2210			
		C-90	2370			
		P-110	2920			
	8.70	L-80			2950	2950
N-80				3020	3020	
C-90				3230	3230	
P-110				3990	3990	

Anexos

TORQUE ÓPTIMO DE CONEXIONES DE TUBING API 5C1

DIÁMETRO	PESO	GRADO	TORQUE ÓPTIMO			
			NU	EU	ELSC	
in	kg		kgm	kgm	kgm	
3 1/2	7.70	H-40	920			
		J-55	1210			
		L-80	1660			
		N-80	1700			
		C-90	1620			
	9.20	H-40	1120			
		J-55	1480			
		L-80	2030			
		N-80	2070			
		C-90	2270			
	9.30	H-40			1730	1730
		J-55			2280	2280
	3 1/2	9.30	L-80		3130	3130
			N-80		3200	3200
			C-90		3430	3430
P-110				4240	4240	
10.20		H-40	1310			
		J-55	1720			
		L-80	2360			
		N-80	2410			
		C-90	2590			
12.70		L-80	3140			
		N-80	3210			
		C-90	3440			
12.95		L-80		4200	4200	
		N-80		4290	4290	
	C-90		4610	4610		
	P-110		5690	5690		

Anexos

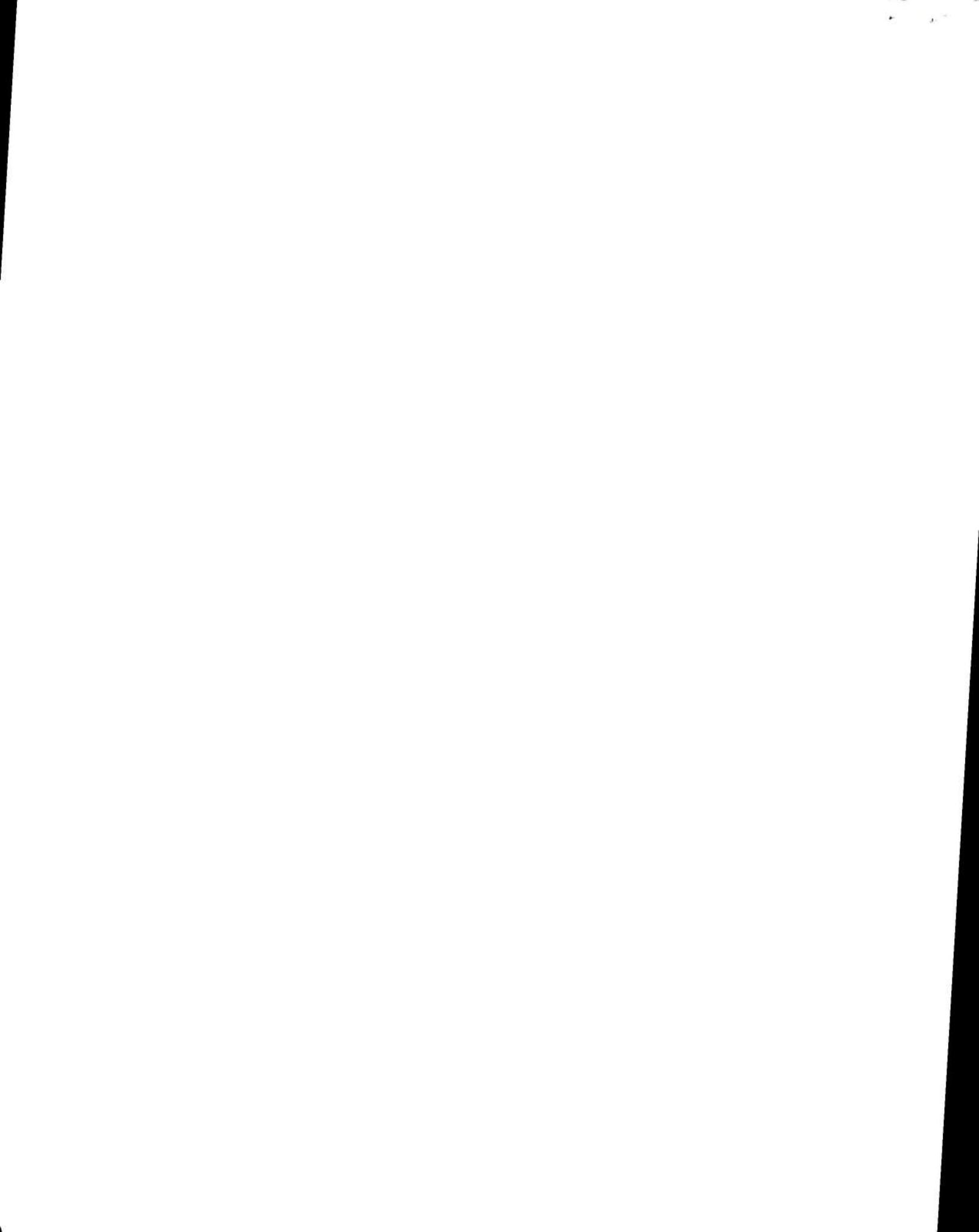
TORQUE ÓPTIMO DE CONEXIONES DE TUBING API 5C1

DIÁMETRO	PESO	GRADO	TORQUE ÓPTIMO			
			NU	EU	EUSC	
(pul)	(lb/pie)		(lb pie)	(lb pie)	(lb pie)	
4	9.50	H-40	940			
		J-55	1240			
		L-80	1710			
		N-80	1740			
		C-90	1870			
	11.00	H-40			1940	1940
		J-55			2560	2560
		L-80			3530	3530
		N-80			3600	3600
		C-90			3870	3870
4 1/2	12.60	H-40	1320			
		J-55	1740			
		L-80	2400			
		N-80	2440			
		C-90	2630			
	12.75	H-40			2160	2160
		J-55			2860	2860
		L-80			3940	3940
		N-80			4020	4020
		C-90			4330	4330

Gracias



Independence





Tribunal Administrativo del Meta

CONSTANCIA CIERRE DE CUADERNO

**ESTE CUADERNO ESTÁ CERRADO, POR
LO TANTO LA CORRESPONDENCIA
DEBERÁ SER AGREGADA EN EL
CUADERNO SIGUIENTE**