

**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL CAMBIO DE TUBERÍA  
DE PRODUCCIÓN CON CONEXIONES API POR TUBERÍA  
PREMIUM EN UN CAMPO TIPO DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**DÁVALOS MONTEIRO JOSÉ LUIZ**

**jose.davalos@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: Dr. Johnny Zambrano Carranza**

**johnny.zambrano@epn.edu.ec**

**Quito, Abril 2018**

## **DECLARACIÓN**

Yo, José Luiz Dávalos Monteiro, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**JOSÉ LUIZ DÁVALOS MONTEIRO**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Luiz Dávalos Monteiro, bajo mi supervisión.

---

JOHNNY ZAMBRANO CARRANZA

**DIRECTOR DE TRABAJO**

## AGRADECIMIENTOS

A las personas que me acompañaron en este camino dándome su apoyo y enseñándome a crecer como persona.

A mis amigos Gabrielinos, Kevin, Santi, Negro, Chavo, Nico, Diego, Mara, Bluwi, Bryan, Andrés, a TODOS. Quienes después de tantos años seguimos acompañándonos en cada etapa, cada avance y cada triunfo.

A mis colegas de “TEC” Alexis, Pablito, Rubén, Alberto, Oscar, Jorge, Diego, Sebas, Cinthya, Belencita y en especial a quien considero mi gran amigo Jaimito García quien fue mentor de este proyecto y quien sin su apoyo no existiría, por tener un gran corazón y la mejor actitud para compartir su conocimiento.

A la Escuela Politécnica Nacional, por abrirme sus puertas y darme a los mejores maestros quienes me han formado durante estos años como un verdadero ingeniero listo para afrontar cualquier problema tanto de la industria como de la vida.

A mi hermano, por ser el más grande ejemplo que tengo de perseverancia, sacrificio y éxito

Gracias a todos.

## DEDICATORIA

A mi madre la Virgen Dolorosa por guiarme en todo momento.

A mis padres, Raúl y Fátima quienes después de darme la vida me dieron todo su amor, cariño y apoyo para ser la persona que hoy soy. Este no es mi victoria, es totalmente suya por ser los mejores padres que la vida me pudo dar.

Para ti mi viejito, solo espero en algún momento de la vida llegar a ser la mitad de persona, profesional y padre de lo que tú has sido. Este trabajo, este título es homenaje a quien en vida me inculcó valores y principios para lograr mis metas, de hoy en adelante viviré honrando tu memoria. Te amo padre.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	i
CERTIFICACIÓN.....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
DEDICATORIA .....	iv
RESUMEN.....	3
ABSTRACT.....	4
1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	5
1.2. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDO PRODUCIDO EN EL CAMPO .....	6
2. MARCO CONCEPTUAL .....	8
2.1. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN .....	8
2.1.1 TUBERÍA CON CONEXIÓN API .....	10
2.1.2. TUBERÍA CON CONEXIÓN PREMIUM.....	12
2.2. IDENTIFICACIÓN DE LA FALLA.....	13
2.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	16
2.4. OBJETIVOS DEL ESTUDIO .....	18
3. RESULTADOS .....	18
3.1. NORMAS .....	18
3.1.1. ESPECIFICACIÓN API SPEC 5CT.....	18
3.1.2. RECOMENDACIÓN PRÁCTICA API 5B1.....	19
3.1.3. NORMAS DEL AMERICAN STÁNDAR INSTITUTE Y LA AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS ANSI/ASME .....	19
3.2. DESARROLLO .....	19
3.3. PROPUESTA DE CAMBIO .....	24
3.4. ANÁLISIS ECONÓMICO .....	26
3.4.1. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS A CAUSA DE FALLAS EN TUBERÍA .....	27
3.4.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS .....	28
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	30
4.1. CONCLUSIONES .....	30
4.2. RECOMENDACIONES.....	30
5. BIBLIOGRAFÍA.....	31

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Parámetros petrofísicos y PVT de las arenas y fluidos del campo “MAR” .....	7
Tabla 1.2. Datos PVT del campo “MAR” .....	7
Tabla 3.1. Cronograma valorado de inversiones 2018-2020 .....	29

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Mapa de la Ubicación Geográfica del Campo “MAR” .....	5
Figura 2.1. Pin, caja y rosca de una tubería de producción. ....	9
Figura 2.2. Tipos de conexiones. ....	10
Figura 2.3. Conexión sin extremos recalcado. ....	11
Figura 2.4. Conexión con extremo recalcado. ....	11
Figura 2.5. Conexión tubería Premium Tenaris Blue. ....	12
Figura 2.6. Sección “J” tubería API. ....	14
Figura 2.7. Agujero en tubería. ....	14
Figura 2.8. Rosca lavada o desintegrada. ....	15
Figura 2.9. Tubería Premium Tenaris Blue. ....	15

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1. Distribución de fallas. ....	17
Gráfico 3.1. Distribución histórica de tubería. ....	20
Gráfico 3.2. Fallas por tipo de tubería. ....	21
Gráfico 3.3. Índice de falla por tubería en porcentaje. ....	23
Gráfico 3.4. Proyección de fallas con cambio de tubería API por Premium. ....	25
Gráfico 3.5. Pérdidas de crudo asociados a problemas de tubería. ....	28

# ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL CAMBIO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN CON CONEXIONES API POR TUBERÍA PREMIUM EN UN CAMPO TIPO DEL ORIENTE ECUATORIANO

## RESUMEN

Se realizó una evaluación técnico-estadística dando a conocer un análisis global de las condiciones de la tubería de producción que se ha instalado en el campo. Se han identificado las causas de falla y deterioro del sistema de tuberías. Esas fallas en el sistema de tuberías han causado que se detenga la producción de pozos en varias ocasiones.

Una planificación adecuada considerando los parámetros del reservorio como operacionales del campo y la selección correcta de los equipos a ser instalados, es fundamental para lograr el éxito en la optimización de la producción de un campo petrolero, se asegura una vida útil productiva de cada pozo, resultando así en proyectos económicamente rentables a corto, mediano y largo plazo. Por tal motivo, en este estudio se realizó una evaluación técnico-estadístico que permitió efectuar un análisis global de las condiciones de la tubería de producción instalada, se pudo así identificar las causas y problemas por las cuales las tuberías tendieron a deteriorarse y colapsaron deteniendo la producción de un pozo. Esto permitió tomar medidas correctivas y a su vez el reemplazo de la tubería por una de características superiores que asegura un tiempo de vida más largo. En el análisis de la tubería instalada en el campo por un periodo de aproximadamente tres años se identifican dos tipos de tuberías utilizadas, tubería API y tubería PREMIUM, la principal variable aplicada al estudio fue el run life o tiempo de vida de las tuberías instaladas, se definió cuál de ellas presentó más beneficios en función de su costo a largo plazo. El estudio estableció que la tubería PREMIUM, que a pesar de tener un mayor costo inicial de instalación fue superior a la API, los resultados indicaron que su run life es mucho mayor y su índice de falla menor con respecto a la API, se concluye que la opción con mayor rentabilidad al momento de la planificación de un pozo a perforar o al sustituir la tubería de producción dañada, es la tubería con conexión PREMIUM.

**Palabras clave:** colapso, optimización de la producción, run life, técnico-estadístico, tubería de producción.



## **ABSTRACT**

In this study it has done a technical- statistical assessment that released a global analysis of the production pipe conditions which has been installed on the field. The causes of failure and deterioration of the pipe system has been identified-Those failures on the pipe system have stopped the production several times. A strategic and accurately planning in which the reservoir parameters are taking into account as operatives for the field, and the correct selection of the equipments to be installed is a fundamental process to ensure success in the production optimization of an oil field. Hence, the lifetime and productivity of each oil well is guaranteed, as a result of it the projects based on the field would be economically worthy in short, medium and long term. The knowledge gained from the analysis allowed the taking of correct decisions to improve the lifetime of the production pipes . Based on the investigations, two main types of pipes were found installed on the field: API and PREMIUM, these two types of pipe lines were installed on the field for a period of time of 3 years. A comparison study has done on the performance of each pipe type based on the “run life” and “lifetime” parameters against the cost and benefit of each pipe. The conclusion of the study established that the PREMIUM pipe type has performed better and the number of failure is lower than the API type, however in terms of costs the PREMIUM type showed higher initial costs. Finally with these results the complete analysis indicates that the most profitable option for the productivity of the field is the PREMIUM type pipe.

**Key Words:** collapse, production improvement, production pipeline, runlife, technical-statistical.

# 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la integridad del pozo es uno de los temas más críticos sobre el sector Energy and Power E&P, especialmente durante el desarrollo de los recursos hidrocarburíferos (Meza O. et al., 2016).

Es por esto que siendo la tubería una de las partes principales de la estructura de un pozo, se debe precautelar al momento de su selección e instalación para así obtener los mejores resultados de integridad, con lo que se aumenta su vida útil generando réditos económicos positivos.

## 1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo estudiado, denominado campo “MAR”, se localiza en la Provincia de Sucumbíos, Cantón Lago Agrio, en la Cuenca Oriente de Ecuador dentro de la Región Amazónica del Ecuador, a 400 Km en línea recta de la ciudad de Quito, al Noroeste del Campo Shushufindi y a 25 Km de la frontera con Colombia; Figura 1.1.

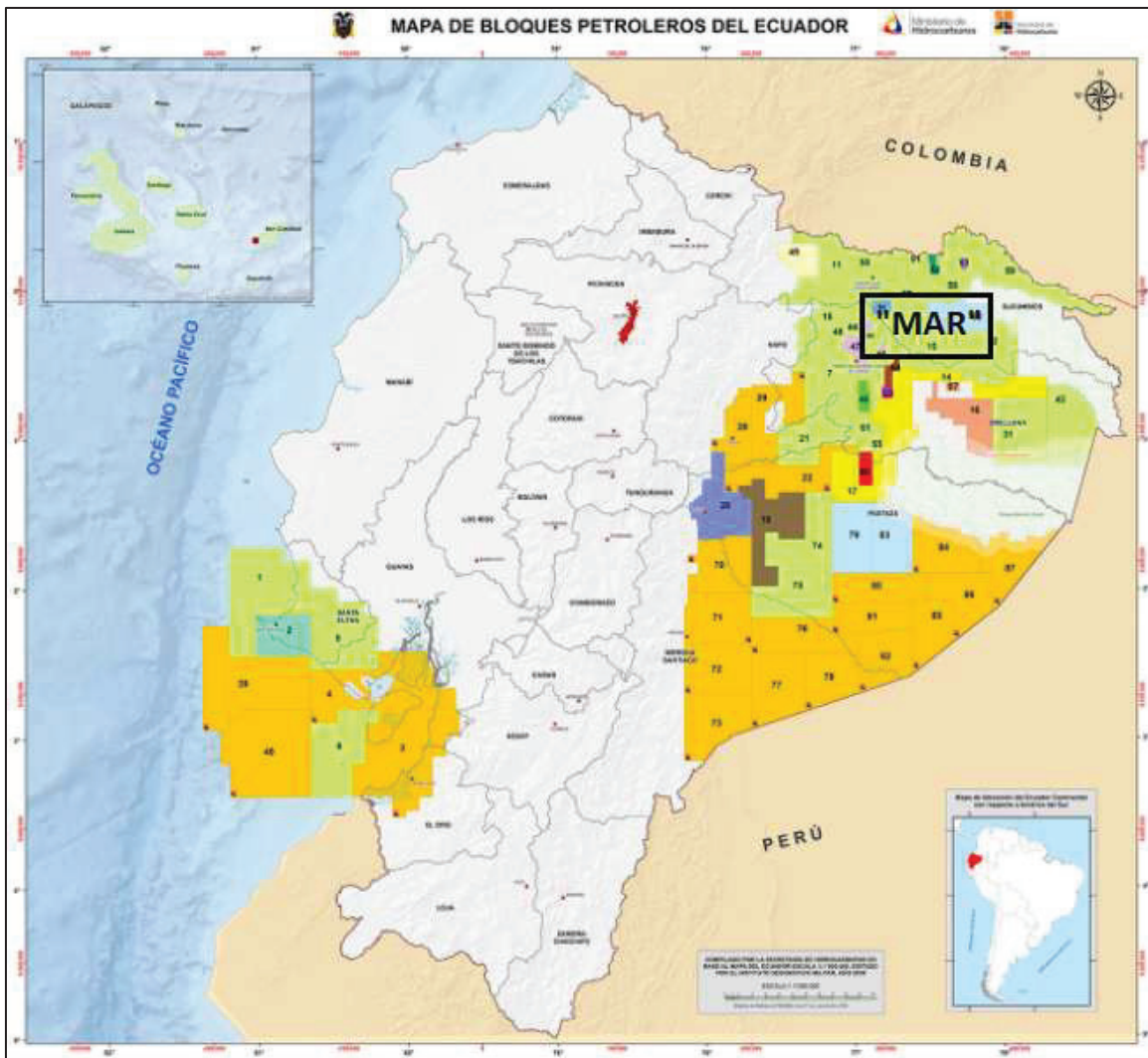


Figura 1.1. Mapa de la Ubicación Geográfica del Campo “MAR”.

Fuente: <http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/mapa-de-bloques-petroleros/>

El campo "MAR" es uno de los más grandes productores de petróleo en el Ecuador. Es el primer campo que operó el Estado a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), posteriormente lo hizo la empresa estatal Petroecuador con su filial Petroproducción hasta diciembre del 2012, y actualmente Petroamazonas EP. Está constituido a su vez por los campos Frontera, Tapi, Tetete, Peña Blanca, Ocano, Shushuqui, Pacayacu, Shuara, Secoya, Pichincha, Chanangé y Carabobo.

Está conformado por las estructuras Shushuqui, Secoya, Pichincha, Carabobo, Pacayacu y Shuara; abarca un área aproximada de 100 Km<sup>2</sup>. En los años 1980 y 1982, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) prueba las estructuras Secoya, Shuara, Shushuqui y Pacayacu con la perforación de los pozos exploratorios: Secoya-01 (Febrero 1980); Shuara-01 (Abril 1980); Shushuqui-01 (Noviembre 1980); y, Pacayacu-1 (Diciembre 1982), con resultados positivos. Este Campo se encuentra asociado a los reservorios de las unidades estratigráficas de edad Cretácica U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior de la Formación Napo, y a la unidad Arenisca Basal Tena, de la Formación Tena; que son areniscas depositadas en un ambiente marino transicional.

Los campos Secoya, Shuara, Shushuqui, Pichincha y Pacayacu empezaron su producción en 1982 y en agosto de 1992 alcanzaron su máxima producción promedia con 56615 BPPD, a partir del cual comenzó a declinar. Actualmente tiene una producción de 11574 BPPD (Departamento de Producción Tecpetrol, Noviembre 2017)

## **1.2. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDO PRODUCIDO EN EL CAMPO**

En el campo se han perforado un total de 112 pozos, de los cuales 66 pozos están en producción y el resto se encuentran en espera de un mantenimiento o inactivos por decisión de Gerencia por motivos técnico-económicos.

Los datos presentados en la tabla 1.1 son el resultado de promediar las propiedades petrofísicas del reservorio y los parámetros de Presión-Volumen-Temperatura (PVT) de los fluidos con análisis de laboratorio y pruebas de producción, para lograr así generalizar las condiciones del campo "MAR".

La producción de los pozos varía en un rango de entre 275 a 4896 barriles de fluido con un porcentaje de agua en promedio de 78% operando a presiones actuales de aproximadamente 2295 Psi. Parámetros adicionales se presentan en la tabla 1.2.

Los métodos de levantamiento artificial más utilizados son bombeo hidráulico y bombeo electro sumergible, pero también se encuentran pozos produciendo por bombeo mecánico.

Tabla 1.1. Parámetros petrofísicos y PVT de las arenas y de fluidos del campo "MAR".

<b>CAMPO "MAR"</b>										
<b>YACIMIENTO</b>	<b>PROPIEDADES PETROFÍSICAS</b>				<b>PARÁMETROS PVT DE LOS FLUIDOS</b>					
	<b><math>\phi</math></b>	<b>Sw</b>	<b>ho</b>	<b>K</b>	<b>Pi</b>	<b>Tr</b>	<b><math>\beta_o</math></b>	<b>GOR</b>	<b>API</b>	<b><math>\gamma</math> gas</b>
	(%)	(%)	(ft)	(md)	(psi)	(°F)	(BY/BF)	(Scf/bbl)	°	(aire=1)
Basal Tena	15,7	21,5	15	110	3100	205	1,17	70	20	1,35
"U" Superior	14,5	33,2	14	115	3800	232	1,263	270	27	1,42
"U" Inferior	16,8	16,8	33	310	3800	217	1,224	284	27,8	1,22
"T"	14	14	40	100	3900	216	1,266	283	29,9	1,62

Elaborado por: Dávalos José, 2018  
Fuente: Tecpetrol, Marzo 2017

Tabla 1.2. Datos PVT campo "MAR".

<b>CAMPO "MAR"</b>	
Presión inicial, Psi	3800
Presión de burbuja, Psi	1095
Presión actual, Psi	2295
Gravedad API	28
BSW, %	78
Factor de recobro, %	28
permeabilidad, md	50-2500
Viscosidad, cp	1,402
Temperatura formación, °F	216
Salinidad, ppm Cl <sup>-</sup>	33176
Profundidad punzados, ft	9099

Elaborado por: Dávalos José, 2018  
Fuente: Tecpetrol, Marzo 2017

## 2. MARCO CONCEPTUAL

### 2.1. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

En la industria petrolera mundial, y en particular en la ecuatoriana, para enfrentar la actual situación del sector petrolero, es importante y necesario realizar “la evaluación integral de un yacimiento que se constituye en una herramienta importante para reducir el costo total operativo. La optimización del sistema producción-materiales permite reducir el consumo de estos últimos, especialmente en el caso de tuberías de conducción, tuberías de producción y varillas de bombeo. Para la concreción de este objetivo se deben implementar soluciones técnico económicas adecuadas a cada sistema” (Ghidina, D. & Benedetto, F., 2014).

La importancia de las conexiones roscadas de OCTG (Oil Country Tubular Goods) crece a medida que la complejidad de los desarrollos de exploración de petróleo y gas en todo el mundo se hace más grande hoy en día. Una creciente y continua demanda de recursos energéticos en los últimos años ha motivado extender los límites bajo los cuales la Industria de Exploración y Producción de Petróleo ha estado trabajando en las últimas décadas (Meza O. et al., 2016).

Las tuberías empleadas presentan un límite de longitud, por este motivo, se ve la necesidad de unir las tuberías mediante conexiones para poder introducir las tuberías al pozo. Esta conexión debe ser hermética y capaz de soportar las condiciones a las que se las someterá en el pozo.

Debido a las grandes pérdidas económicas y ambientales potenciales que podrían resultar si la tubería presenta fallas y se daña, obtener su máximo rendimiento es imprescindible y de vital importancia para el “negocio” de la empresa petrolera. Una manipulación incorrecta y fallas en el funcionamiento de las tuberías pueden causar; (1) daños innecesarios y excesivos en las áreas roscadas, que requieren reparación o rehilado en el campo; (2) colapso, estallido, pequeñas fugas o fatiga; (3) fugas o separación de conexión (falla propiamente dicha); y, (4) fallas catastróficas tales como rupturas, pérdida de pozo, pérdida de equipo o pérdida de vidas (Walstad, D. & Crawford, D., 1988).

“Las conexiones OCTG son esencialmente recipientes a presión que comprenden roscas, juntas y topes de tope. Los factores de diseño bajos y la separación externa e interna son los criterios de aplicación únicos.” (Bollfrass, C., 1985).

La conexión o junta está formada por tres elementos principales; una caja, un pin y la rosca. La parte roscada externamente se denomina pin y la roscada internamente denominada caja. En la figura 2.1 se observa el pin y la caja de una tubería.



Figura 2.1. Pin, caja y rosca de una tubería de producción.  
Fuente: <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/cb290.pdf>

Para los diferentes casos se disponen de tubería API y tubería PREMIUM o patentadas, que están instaladas en el campo “MAR”.

Dentro del grupo de las roscas para unir las tuberías se definen de acuerdo al maquinado de los extremos de la tubería como:

**Recalcadas:**

Se incrementa el espesor y diámetro exterior de la tubería en uno o en ambos extremos en un proceso de forja en caliente, posteriormente se aplica un relevado de esfuerzos. Resistencia a la tensión del 100%. (Acosta, W. & Salazar, E., 2007).

**Semilisas o formadas (Semiflush):**

El extremo piñón es cerrado y el extremo caja es expandido en frío, aplicando un relevado de esfuerzos posterior. Resistencia a la tensión 70-85%. (Acosta, W. & Salazar, E., 2007).

**Lisas o integrales (Flush):**

Se une un extremo roscado de la tubería exterior como piñón y se conecta en el otro extremo roscado internamente como caja. Se maquila las roscas directamente sobre la tubería sin aumentar el diámetro exterior del mismo. Resistencia a la tensión del 55-65%. (Acosta, W. & Salazar, E., 2007).

**Acopladas:**

Integran un tercer elemento denominado cople el cual une dos tramos de tubería roscados exteriormente en sus extremos. Se maquila un piñón en cada extremo del tubo y se le enrosca un cople o una doble caja, quedando el tubo con piñón de un extremo y caja en el otro extremo. (Acosta, W. & Salazar, E., 2007).

Estos cuatro tipos se los observa representados en la figura 2.2.



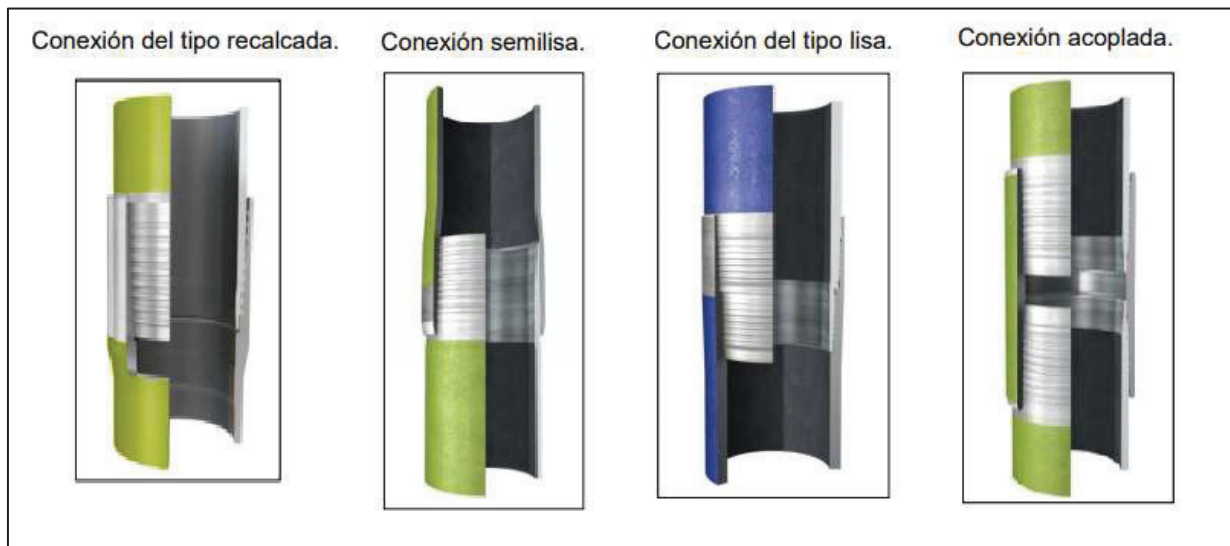


Figura 2.2. Tipos de conexiones.  
Fuente: Tenaris, Premium Connections Catalogue, 2013.

### 2.1.1 TUBERÍA CON CONEXIÓN API

Estas se rigen a las especificaciones de la norma API STD 5B que cubren las roscas o filos ubicados en el extremo de la tubería y la norma API SPEC 5CT se enfoca en el acoplamiento y la longitud del acoplamiento.

Las roscas API para tubería de producción se clasifican por:

- a) Forma de la rosca
- b) Diámetro de la tubería
- c) Espesor de las paredes
- d) Grado
- e) Longitud de la rosca

Además se dispone de una clasificación de acuerdo al tipo de conexión de API, empleadas en nuestro medio:

- a. Rosca redonda no recalada (Non-Upset)

La tubería de producción no recalada está externamente roscada en ambos extremos del tubo. Las longitudes individuales están unidas por un acoplamiento regular internamente roscado. El propósito de la parte superior redonda y la base redonda es mejorar la resistencia de las roscas; ver figura 2.3.

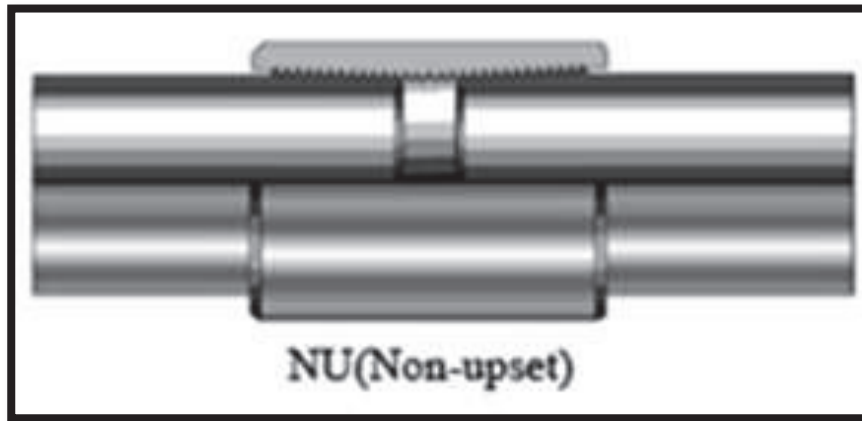


Figura 2.3. Conexión sin extremos recalcado.

Fuente: <http://www.octgproducts.com/how-to-distinguish-the-thread-of-oil-pipeline.html>

b. Rosca redonda con extremos recalcados (External-Upset-End)

La tubería de producción API con extremos recalcados está externamente roscado en ambos extremos del tubo. Este tipo de junta o conexión se caracteriza por las longitudes individuales están unidas por un acoplamiento roscado y raíces con flancos de 30° grados con respecto al eje vertical del tubo con 8 o 10 roscas por pulgada, presentan alta resistencia a la tracción dada por la eficiencia de la junta; ver figura 2.4.

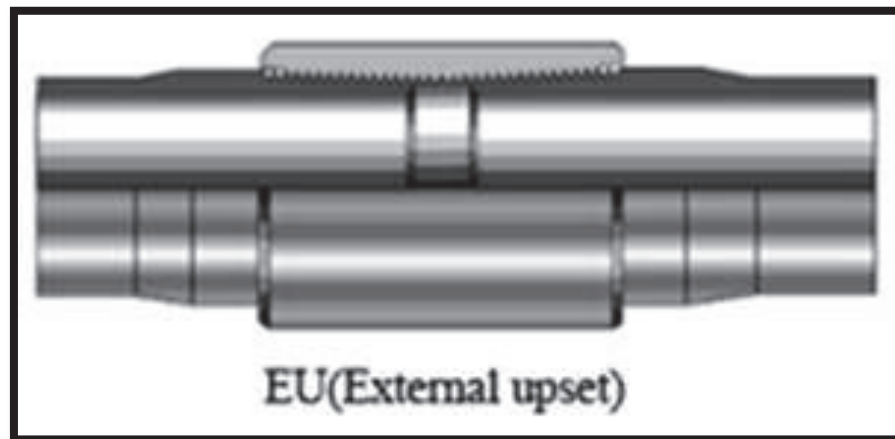


Figura 2.4. Conexión con extremo recalcado

Fuente: <http://www.octgproducts.com/how-to-distinguish-the-thread-of-oil-pipeline.html>

En el campo "MAR" se emplean tuberías con conexión de normas API denominadas EUE (External-Upset-End); se caracterizan por que el diámetro externo en la conexión es ligeramente mayor al del cuerpo del tubo.



## 2.1.2. TUBERÍA CON CONEXIÓN PREMIUM

Son juntas con características mejoradas en relación a las API y elaboradas por fabricantes con especificaciones confidenciales, las que generalmente están asociadas a patentes.

Estas mejoras en el diseño están asociadas a cambios en la rosca y/o a la integración de elementos adicionales como son sellos y hombros que proporcionan características especiales para satisfacer necesidades, como:

- Mejorar la resistencia a la presión externa e interna.
- Evitar el brinco de roscas (jump out).
- Facilitar la introducción en agujeros reducidos.
- Evitar turbulencia del flujo por cambio de diámetro interior.
- Múltiples conexiones y desconexiones en pozos de prueba.
- Disminuir esfuerzos tangenciales en los acoples.

La tubería PREMIUM instalada en el campo “MAR” se caracteriza por ser una junta Non-Upset; es decir, su diámetro interior y exterior en la rosca son del mismo tamaño evitando la turbulencia del flujo al momento de la producción.

En la figura 2.5 se observa una junta de la empresa Tenaris similar a las instaladas en el campo “MAR”, donde los diámetros coinciden y el régimen de flujo se mantiene constante.



Figura 2.5. Conexión tubería Premium Tenaris Blue.  
Fuente: Tenaris, Premium Connections Catalogue, 2013.

Las conexiones patentadas no están cubiertas en su totalidad bajo las especificaciones API, sin embargo se exige que para el diseño de estas conexiones patentadas cumpla con el requerimiento de control de diseño para los programas de calidad.

Dentro de estas especificaciones se ubican las normas API (5CT para tubos de revestimiento y producción, 5I para tubos de conducción y 5D para tubos de perforación), las normas internacionales ISO 9001:2008 y API-Q1/ ISO TS 29001 (Octava edición, diciembre 2007); así como la ISO/TS16949:2009 para la fabricación de productos tubulares para la industria automotriz (Tenaris, 2013).

## 2.2. IDENTIFICACIÓN DE LA FALLA

“Los análisis de muestras realizados en laboratorios especializados posibilitan evaluar y encontrar la causa de una falla. El resultado permite corroborar la presencia de los agentes agresivos determinados en el monitoreo de campo, a la vez que ayudan a diferenciar la causa de la falla del mecanismo por la cual esta se produce.” (Ghidina, D. & Benedetto, F., 1998).

Monitoreos realizados en campo de la tubería extraída de pozos que presentaron falla fueron analizados mediante pruebas mecánicas y químicas para determinar los factores por el cual se produjo el desenchufe o presentó agujeros en sus juntas. Obteniendo como resultado la corrosión como factor principal de este caso. “La Corrosión Localizada se deberá minimizar, ya que el punto de ocurrencia es difícil de predecir y las velocidades de corrosión son generalmente altas.” (Ghidina, D. & Benedetto, F., 1998).

“Los factores dependientes del diseño que tienen gran influencia en el tipo y ocurrencia de la corrosión se deben a *Efectos del flujo, Tipo de hidrocarburo, tipo de fluido, tipo de geometría, efectos de la incompatibilidad entre los materiales, y efectos de la superficie.*” (Ghidina, D. & Benedetto, F., 1998).

En la figura 2.6 se evidencia que las juntas de tipo API al no poseer un sello metal-metal en su junta genera un espacio denominado “sección J”, donde se provocan alteraciones en el efecto del flujo generando vórtices que a su vez generan depósitos, este cambio de flujo en la sección “J” causa corrosión por lo que se presentan agujeros en la conexión, siendo el daño más común en la tubería de producción. Esta corrosión se genera por el efecto combinado de corrosión-desgaste, o por la presencia de sulfuros que atacan como corrosión-erosión; presentados en la figura 2.7.

Con el tiempo los agujeros van aumentando su diámetro hasta que la producción del pozo disminuye considerablemente y requiere reemplazo de la tubería.

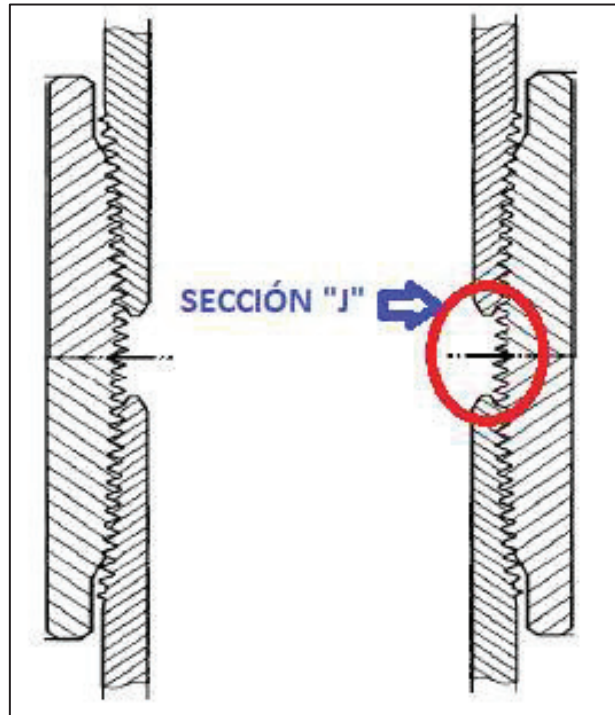


Figura 2.6. Sección "J" tubería API.  
Fuente: Tenaris, 2013



Figura 2.7. Agujero en tubería.  
Fuente: Tecpetrol, 2017

Se destaca además que en la sección "J" una vez que se genera el agujero la conexión pierde su sello provocando que la corrosión aumente hasta llegar a dañar los hilos de la rosca (rosca lavada) como se observa en la figura 2.8. En este punto la conexión pierde resistencia mecánica y se desprende provocando que la tubería caiga al fondo del pozo, implicando operaciones de pesca para su extracción.



Figura 2.8. Rosca lavada o desintegrada.  
Fuente: Tecpetrol, 2017

Para el caso de la tubería Premium propietaria se ha variado su diseño para así tener una conexión con sello metal-metal representado en la figura 2.9. Donde el régimen de flujo se mantiene constante evitando así vórtices y depósitos.

Este tipo de conexión evita que se genere la sección "J", lugar donde se da inicio a la falla por corrosión que genera agujeros y lavado de rosca.

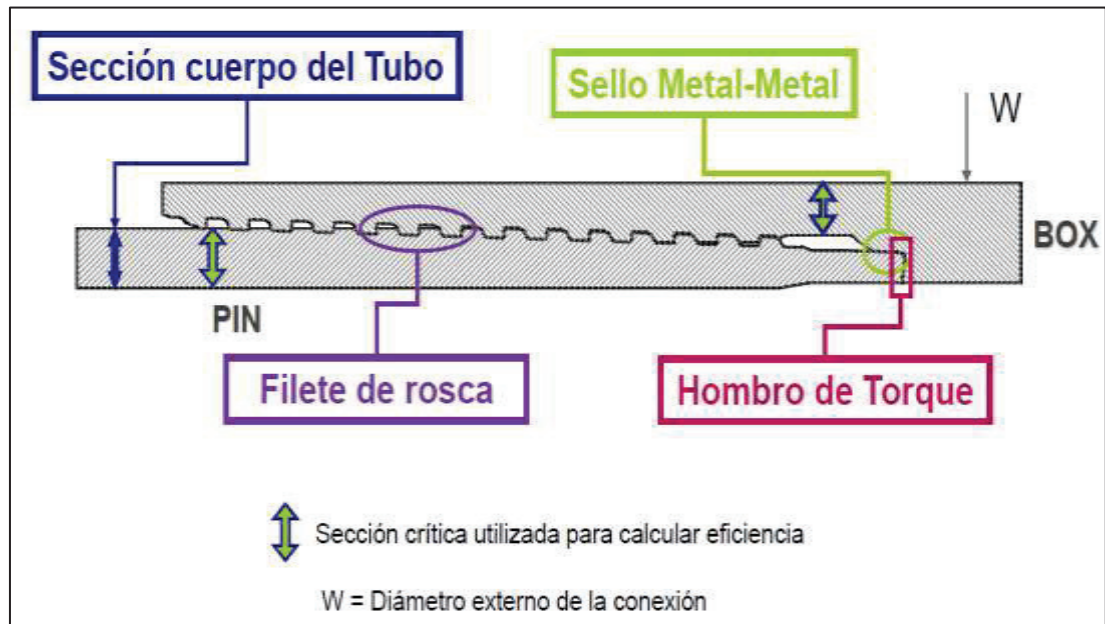


Figura 2.9. Tubería Premium Tenaris Blue.  
Fuente: Tenaris Premium Connections Catalogue, 2013.



## 2.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Gran parte de la tubería instalada en el campo “MAR” es tubería con conexión API, con un tiempo de vida para el campo relativamente corto (alrededor de 270 días); presenta en su mayoría problemas en la conexión como falla principal “agujeros” y roscas lavadas; es decir, donde se arrancó por completo la rosca y el equipo “cayó” a fondo obligando a realizar trabajos de pesca para su recuperación.

Esto implica para la empresa operadora del campo varios costos no programados, relacionados con:

- Reemplazo de la tubería dañada.
- Operación de la torre para recuperar tubería e instalar nueva (entre 10 y 12 días, aproximadamente) con costos cercanos a los 10.000 dólares por día.
- Pérdidas por reducción en la producción debido a agujero en la tubería.
- Pérdida por producción por pozo fuera de servicio.
- Pérdida adicional en el caso de operaciones de pesca al requerir tiempo adicional de la torre en su operación.

En la industria al presentarse problemas con los equipos y material de producción instalados es obligación del Departamento de Ingeniería analizar el problema y plantear soluciones y propuestas técnicas dirigidas a gerencia para poder tomar acciones para mantener y mejorar la producción reduciendo costos evitando pérdidas por daños y cambios imprevistos de los equipos.

Se identificó el mecanismo por el que falló cada pozo para poder representarlos en un gráfico observando cuatro factores principales por los cuales se detiene la producción, siendo estos:

- Bomba Electro Sumergible (BES)
- Tubería
- Sólidos y problemas mecánicos
- Bombeo hidráulico+ Bombeo mecánico

Para el campo “MAR” se presentan dos grandes problemas por los cuales se detiene la producción de un pozo, problemas con la bomba de fondo y problemas en la tubería donde además se encontró que dentro de la tubería un gran número casi el 40% implicaban además operaciones de pesca por desprendimiento del equipo al fondo del pozo; ver gráfico 2.1.

Es importante además destacar que para pozos que se los considera altamente corrosivos por su alto contenido de agua y sulfuro de hidrógeno, se debe implementar tuberías con características específicas como son aleaciones con cromo para evitar el excesivo desgaste producto de la corrosión.

*“El daño generalmente suele darse en forma de: picaduras, desgaste en la caja o box, falla por el efecto combinado de corrosión- desgaste. La corrosión puede o no adherirse a las paredes del tubo. Esta se da generalmente debido a fluidos corrosivos del pozo pero puede ser agravada por efectos abrasivos del equipo de bombeo”* (Acosta, W. & Salazar, E., 2007).

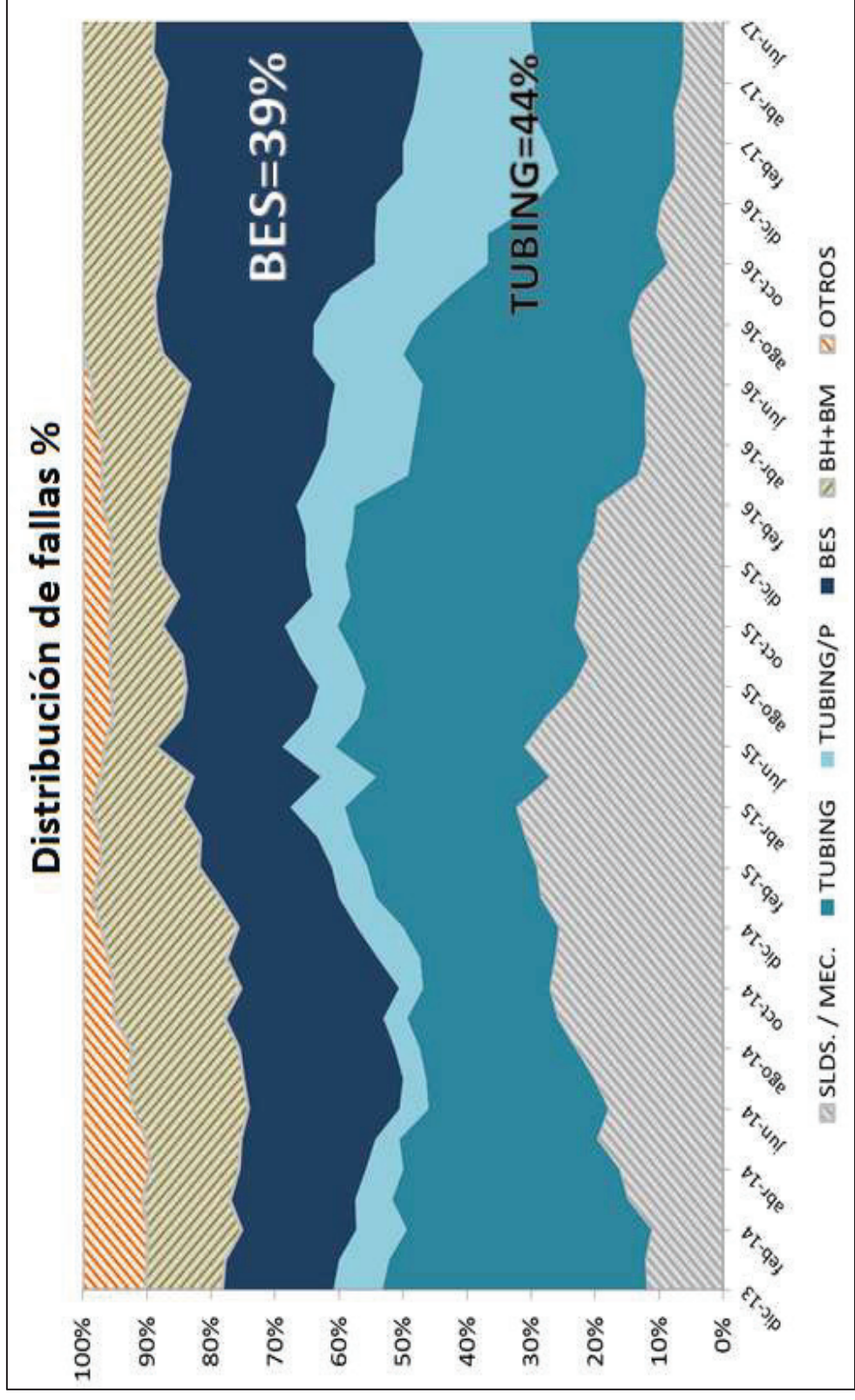


Gráfico 2.1. Distribución de fallas.  
 Elaborado por: José Dávalos, 2018  
 Fuente: Tecpetrol, 2017

## **2.4. OBJETIVOS DEL ESTUDIO**

Analizar dos tuberías diferentes utilizadas en el campo "MAR", con características específicas en su instalación y manejo; por lo que presentan beneficios y su a vez problemas en el pozo, afectando en lo económico con pérdidas de producción por la detención de operaciones producto de la intervención para el reemplazo de la tubería dañada.

Identificados estos dos grandes problemas, el estudio se enfoca en resolver uno de estos, siendo la tubería el 44% del total de fallas. Mejorando el índice de falla de la tubería se reduce significativamente el número de pozos que detienen su producción, para así obtener un campo más rentable.

El estudio realiza una prospección hasta el año 2020 con la mejor alternativa identificada y la que mejores resultados económicos genera.

Además, se identifican las principales normas y recomendaciones para tuberías de producción.

## **3. RESULTADOS**

### **3.1. NORMAS**

#### **3.1.1. ESPECIFICACIÓN API SPEC 5CT**

El documento de título "Specification for Casing and Tubing" (Especificación para Tubería de Revestimiento y Tubería Producción) presenta los requerimientos necesarios para la elaboración en acero de los dos tipos de tubería mencionados de acuerdo a las especificaciones correspondientes. Se contempla en esta norma los conectores, acoples y protecciones de la rosca.

La norma se la divide en 4 grupos

1. Grupo 1.- Comprende la tubería de producción y revestimiento con grados de acero H, J, K, N.
2. Grupo 2.- Es la tubería de grados con un valor restringido de resistencia a la fluencia de los grados C, L y T y además otros con espesores de pared y diámetros externos de los grados C-90 y T-95.
3. Grupo 3.- Se especifica para tubería sin costuras, de grado P, con mayores electrosoldadas (ES), del grado P.
4. Grupo 4.- Toda la tubería de revestimiento y de servicio especial de grado Q.

En la norma API 5CT también se indican sobre inspección con ensayos destructivos para conocer propiedades mecánicas y químicas; tales como ensayos de tracción, de dureza, dimensionales e hidrostáticos; y ensayos no destructivos donde se verifica espesor de pared, desviación, peso, longitud y además inspección visual de las roscas y el cuerpo de la tubería.

### **3.1.2. RECOMENDACIÓN PRÁCTICA API 5B1**

El documento “Recommended Practice for Gauging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads” (Recomendación Práctica para la Calibración e Inspección de Roscas en Tuberías de Revestimiento, Producción y Tubería de Línea), presenta información para inspectores de tubería para poder realizar controles de calidad del cuerpo de la tubería y de las unidades de roscado.

Se limita a la inspección de tuberías de producción, revestimiento y conexiones de tubería de línea. Además, mediante el uso de fotografías, se presentan técnicas para el uso adecuado de calibradores empleados en algunas roscas.

### **3.1.3. NORMAS DEL AMERICAN STÁNDAR INSTITUTE Y LA AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS ANSI/ASME**

Estas organizaciones se dedican a normar todo lo concerniente a las tuberías y accesorios detallando cada punto en una norma específica, además de presentar indicaciones para su manejo correcto e inspección. Algunas de las normas más utilizadas para tubería de producción y sus roscas son:

- ASME: B16.3 Conexiones roscadas de hierro maleable clase 150 y 300.
- ASME: B16.14 Tapones, bushing y tuercas de presión con rosca para tuberías.
- ASME: B1.1 Bridas para tubo de acero y conexiones bridadas.
- ASME: B16.25 Extremos soldados.
- ASTM A530 Especificación estándar de los requisitos generales para cañerías especializadas de aceros al carbón y aceros aleados.
- ASTM A370 Métodos de prueba y definiciones para pruebas mecánicas de productos de acero.

## **3.2. DESARROLLO**

Para este estudio se realizó una base de datos histórica de más de 3 años de datos de producción y mantenimientos de los pozos, para lo cual se registran fechas de instalación de la tubería con sus características y fechas en las que fallaron y detuvieron la producción, para así poder calcular el tiempo operativo o run life que estuvieron en funcionamiento.

Se estableció la tubería que se ha instalado para el campo “MAR” desde enero de 2013 hasta julio de 2017, se obtuvo la distribución de la tubería presentada en el gráfico 3.1. Se observa como la instalación de tubería API es superior en número con respecto a la Premium tomando en consideración factores económicos como es el costo superior de la tubería Premium. Para julio de 2017 se tiene un total de 40 pozos instalados con tubería API (EUE) y 15 pozos con tubería Premium Tenaris Blue (TB).

Establecida la falla que se tratará de corregir, se indica el número de pozos que fallan por su tipo de tubería en función de las fallas totales al año móvil. Los valores se presentan en el gráfico 3.2.



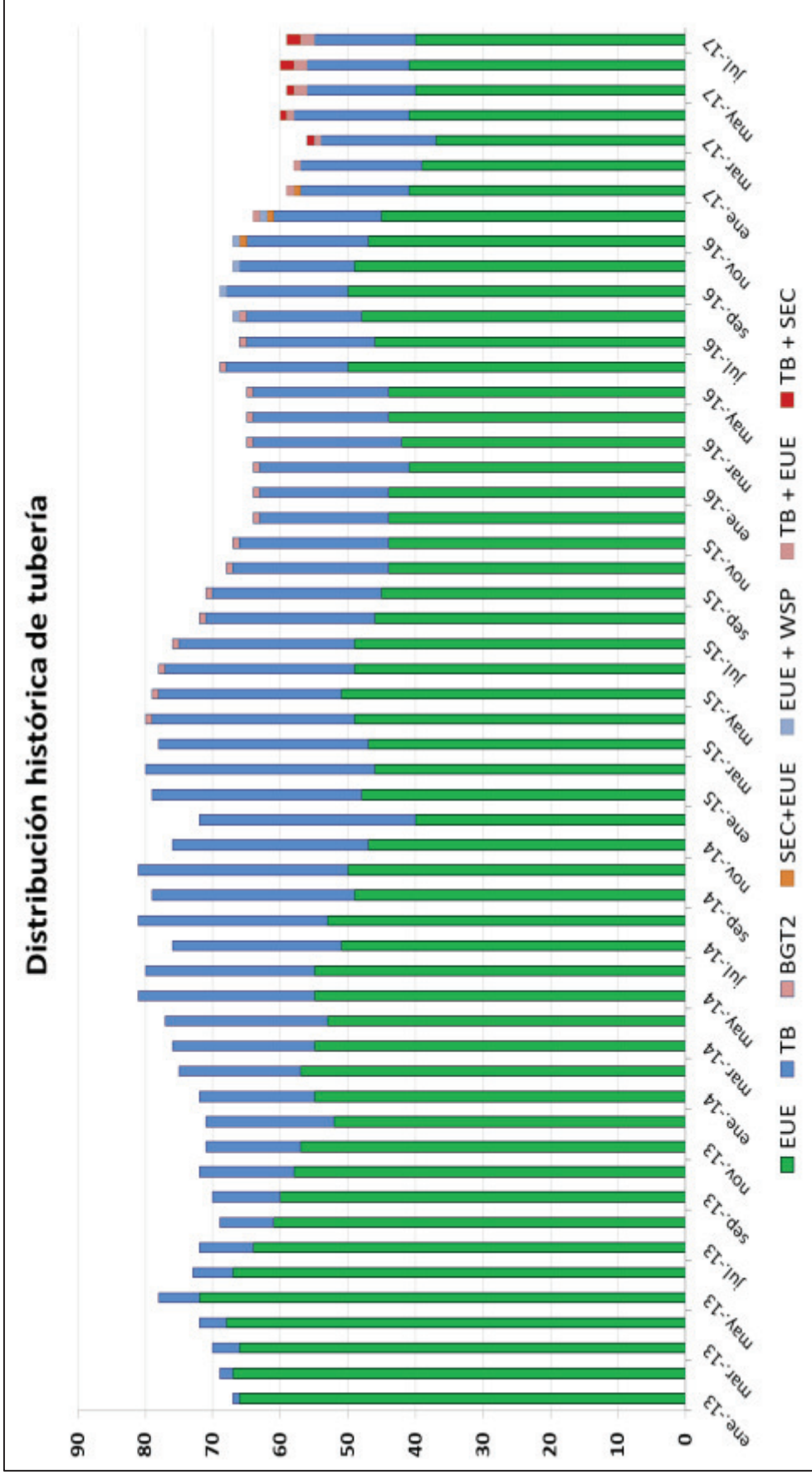


Gráfico 3.1. Distribución histórica de tubería.  
 Elaborado por: José Dávalos, 2018  
 Fuente: Tecpetrol, 2017

### Fallas Tubing General

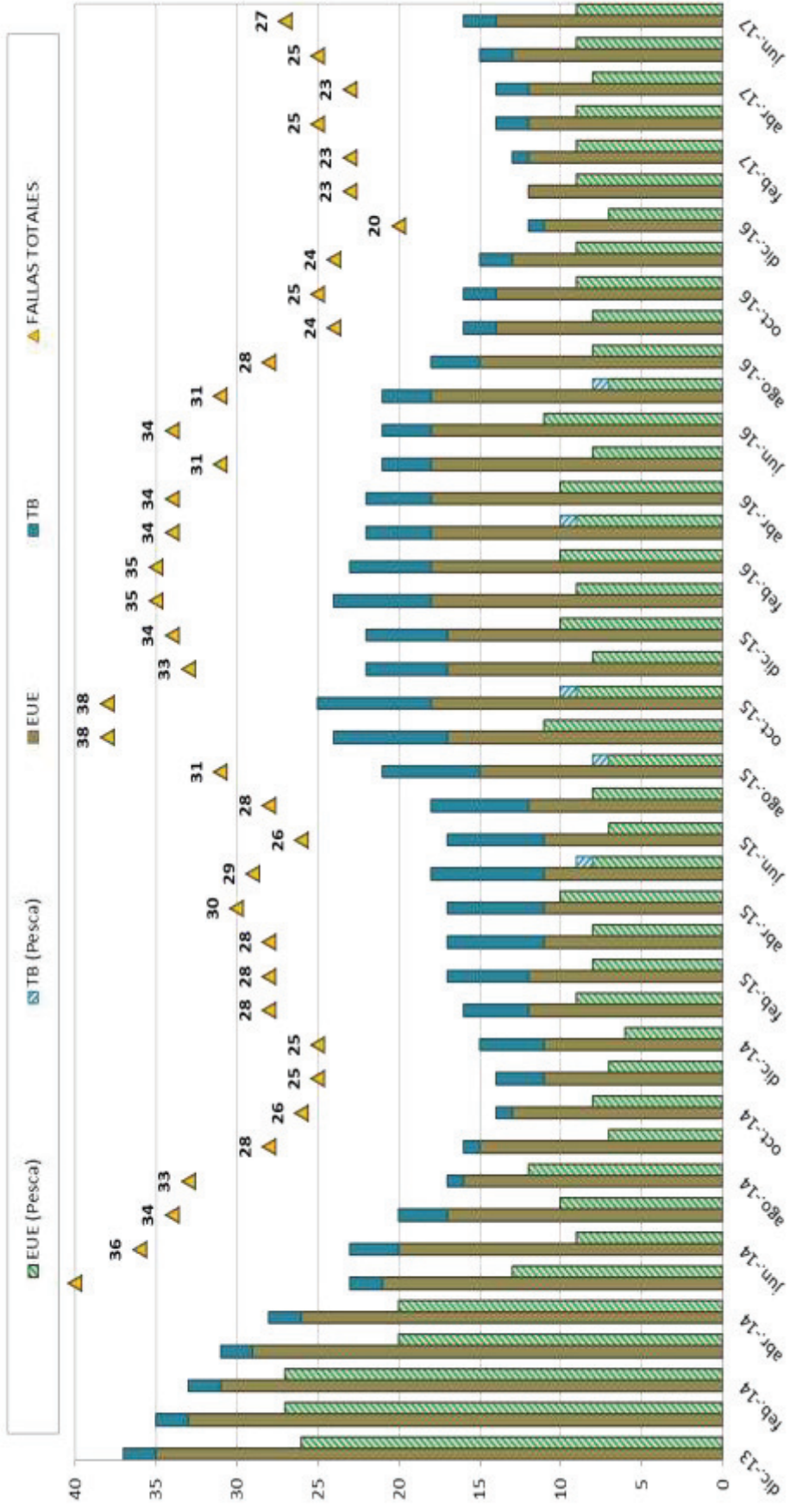


Gráfico 3.2. Fallas por tipo de tubería.  
 Elaborado por: José Dávalos  
 Fuente: Tecpetrol, 2017

En julio de 2017 se identificaron 14 pozos con tubería API representada por EUE que fallaron, mientras que con tubería Premium representada por Tenaris Blues (TB) fallaron 2 pozos. De un total de 66 pozos en producción, 36 pozos producen con tubería API y 16 pozos operan con tubería Premium; ver gráfico 3.2.

Además, se identifica que en el transcurso del año 2017 para la tubería API de las 14 fallas, 9 de estas implicaron en operaciones de pesca lo que representa un porcentaje promedio de 57% de las fallas por tubería API. Mientras para tubería Premium es casi nulo el valor de las fallas que implican operaciones de pesca; ver gráfico 3.2.

Como resultado del análisis anterior, en el gráfico 3.3 se visualiza que el índice de falla de tubería API alcanza un 42% y el índice de falla para tubería Premium un 13%.

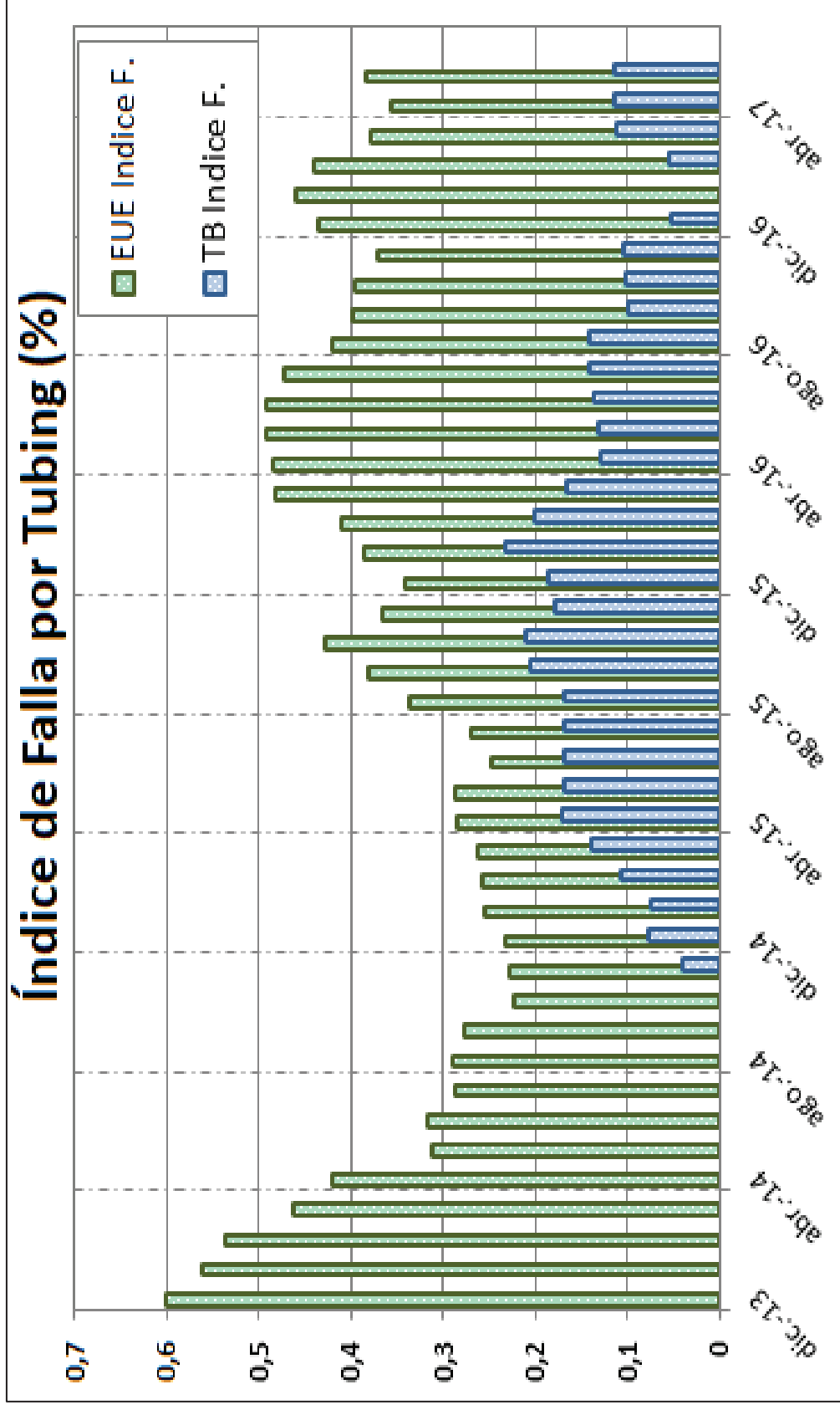


Gráfico 3.3. Índice de falla por tubería en porcentaje.  
 Elaborado por: José Dávalos, 2018  
 Fuente: Tecpetrol, 2017

### **3.3. PROPUESTA DE CAMBIO**

Los resultados indican que la tubería Premium alcanza un índice de falla del 13% y la API un 42%. Se establece que la tubería adecuada para implementar sería una tubería Premium propietaria con una diferencia del 29% de índice de falla con respecto a la tubería con conexión API.

Por lo anterior, se propone para el campo “MAR” realizar el cambio de las tuberías API progresivamente por tubería Premium cuando estas cumplan con su “run life” o, a su vez, presenten fallas que requieran su reemplazo.

En el gráfico 3.4 se visualiza cómo la causa de la falla varía para los próximos dos años en el caso de realizar el cambio de tubería API por Premium.

De igual forma, se destaca que hasta septiembre de 2020 la falla por tubería se reduce de un 44% a 27% de las fallas totales, y de las fallas de tubería que se implican operaciones adicionales por pesca se reduce en su totalidad.

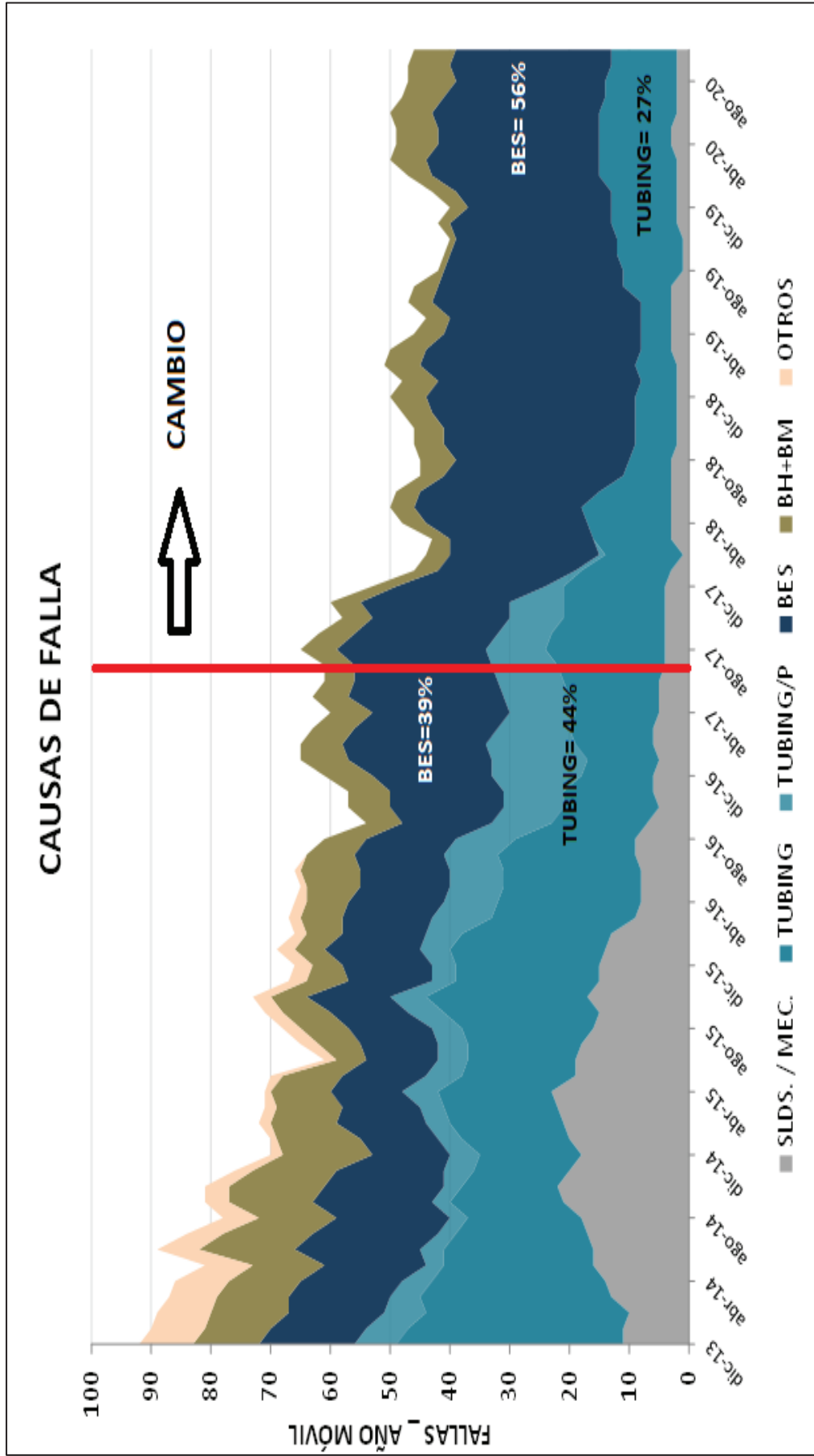


Gráfico 3.4. Proyección de fallas con cambio de tubería API por Premium.  
 Elaborado por: José Dávalos, 2018  
 Fuente: Tecpetrol, 2017

### 3.4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Se presenta una descripción de cada variable a considerar al momento de realizar un cambio de tubería y los costos que estos representan para la industria hidrocarburífera.

i. Pérdida de producción por pozo fuera de servicio.

Identificada la falla en la tubería, como un agujero grande que genere una comunicación Tubing-Casing reduciendo casi en su totalidad la producción, o desprendimiento de la tubería por corrosión en la rosca (rosca lavada), se detiene el sistema de bombeo del pozo y la producción, declarándolo en espera de intervención.

ii. Pérdida de producción por reducción de potencial.

Al comenzar la producción de un pozo, este tiene un potencial de flujo inicial que llega a superficie, pero al presentarse una comunicación Tubing-Casing, este potencial se reduce paulatinamente mientras el diámetro del agujero aumenta ya que se genera una recirculación dentro el pozo.

iii. Tubería.

Implica el costo de adquisición de la sarta de tubería de producción sea esta tubería EUE clasificada como API, o Tenaris Blue clasificada como Premium propietaria.

El costo de la tubería se lo especifica para la sarta correspondiente a la profundidad requerida para el campo "MAR", siendo el costo para 10.000 pies de tubería de 3 ½" EUE de \$USD 102.000. Mientras que tubería de 3 ½" Tenaris blue de \$USD 156.900 (Departamento de Workover Tecpetrol, Noviembre 2017).

iv. Torre de reacondicionamiento.

Incluye el costo diario por el alquiler de la torre de mantenimiento o también llamada de Workover (\$USD 8450) utilizada para la extracción de la tubería dañada e instalación de la tubería nueva (Departamento de Workover Tecpetrol, Noviembre 2017).

v. Operaciones de pesca.

Se lo realiza con una torre de workover con la cual se recupera la tubería dañada enganchándola y aplicando tensión sobre la misma para llevarla a superficie.

Esta operación contempla el alquiler del equipo (USD 8450 diarios) y las herramientas necesarias (USD 50000). Este proceso es muy variable en su resultado ya que en algunos casos toma demasiado tiempo llegando a ser hasta 10 días la operación o en casos no resulta exitosa; cuando la operación resulta sencilla, sin complicaciones, este tiempo se reduce a 4 días en

promedio para el campo “MAR” (Departamento de Workover Tecpetrol, Noviembre 2017).

### **3.4.1. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS A CAUSA DE FALLAS EN TUBERÍA**

Para el siguiente análisis se seleccionan las dos primeras variables antes mencionadas como pérdidas económicas por falta de producción o reducción del potencial del pozo.

De la empresa operadora “A” se tiene datos de pérdidas de producción relacionadas a pozos con daño en la tubería o que fueron parados por disminución de caudal que llegan a 588 Mbbls desde el año 2015 hasta marzo de 2017; lo que representa para la empresa una pérdida económica de \$14.112.000 dólares considerando que la ganancia neta que recibe la empresa por cada barril es de \$24 dólares.

Se clasificó las pérdidas en cuatro clases según el tipo de pozo productor:

- a. Recurrentes operativos: Pozos que presentan fallas más de 3 veces en un mismo año y que han disminuido su potencial de producción debido a la presencia de un agujero en la tubería pero se mantienen produciendo.
- b. Recurrentes en espera de Workover (EWO): Pozos que fallan más de 3 veces por año y se los apagó por problemas en la tubería.
- c. Eventuales operativos: Pozos que presentan agujeros en la tubería menos de 3 veces en un año, pero se los mantiene produciendo.
- d. Eventuales en espera de Workover (EWO): Pozos que están apagados esperando reemplazo en la tubería para continuar su producción.

Lo antes mencionado se representa en el gráfico 3.5.



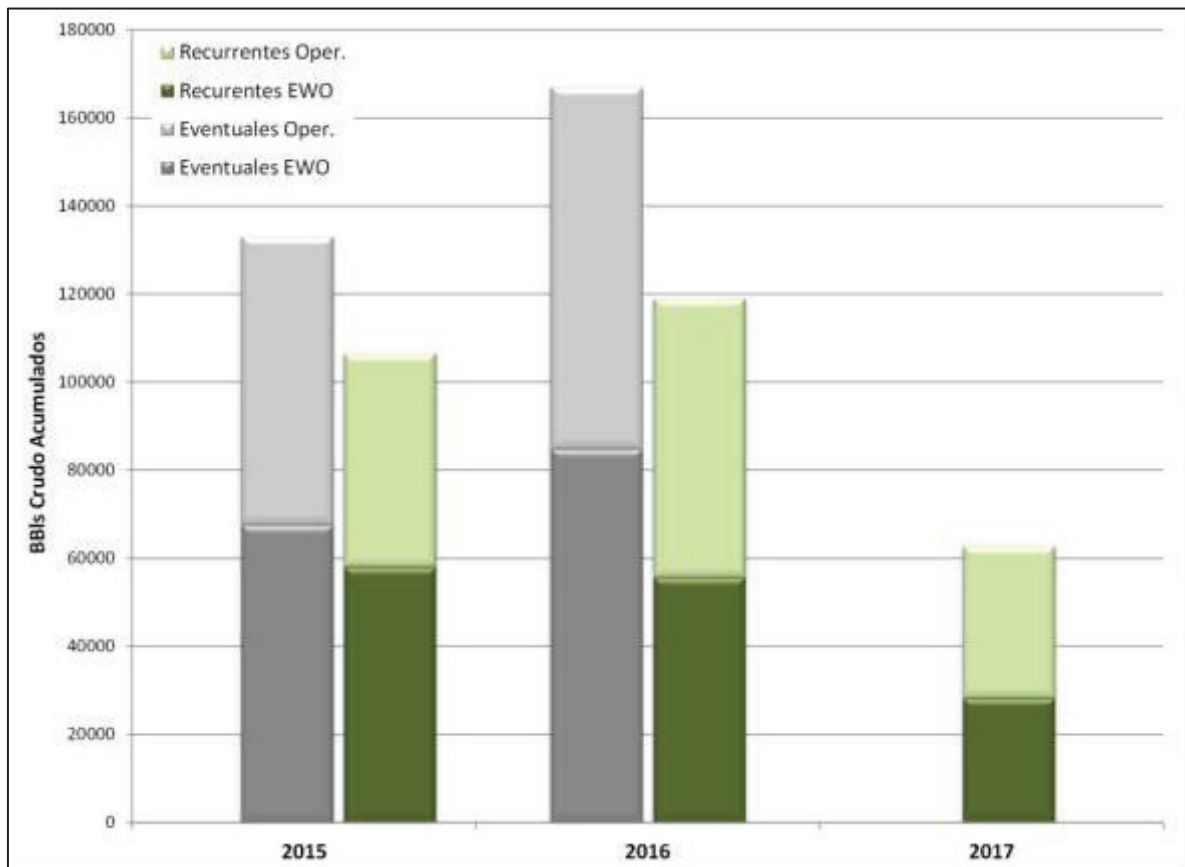


Gráfico 3.5. Pérdidas de crudo asociadas a problemas de tubería.

Elaborado por: José Dávalos, 2018

Fuente: Tecpetrol, 2017

### 3.4.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS

Continuando con el análisis anterior, se consideran las variables de costos de tubería, alquiler de torre de reacondicionamiento y operación de pesca.

Se realiza una comparativa de inversiones en el caso de adquirir tubería API y Premium tomando en cuenta el “run life” de cada tubería cuando debería ser reemplazada y, para el caso de la tubería API, además se implica un 57% de probabilidad de que la operación incluya operaciones de pesca; este costo se lo ingresó multiplicando el costo de la operación de una pesca normal por el índice de ocurrencia de pesca. Ver tabla 3.1.

Todos los valores totales de inversión para el período 2018-2020 han sido calculados al valor presente para poder realizar una comparación significativa de los costos para un mismo año.

De la tabla se observa que la inversión para el período establecido alcanza los \$USD 833.167,63 para la tubería API, mientras que la inversión para la tubería Premium alcanza los \$USD 367.167,02. Se tiene una diferencia de \$USD 466.000,61; siendo este un ahorro para la empresa en el caso de invertir en una tubería Premium.

Tabla 3.1. Cronograma valorado de inversiones 2018-2020

<b>CRONOGRAMA VALORADO DE INVERSIONES - TUBERÍA API</b>															
<b>2018-2020</b>															
ITEM	DESCRIPCION	PRECIO TOTAL	ene-jun 2018	jul-dic 2018	ene-jun 2019	jul-dic 2019	ene-jun 2020	jul-dic 2020	12%	0	0,5	1	1,5	2	2,5
	<b>API</b>	<b>\$ 960.080,00</b>	<b>\$ 192.016,00</b>	<b>\$ 192.016,00</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 192.016,00</b>	<b>\$ 192.016,00</b>	<b>\$ 192.016,00</b>							
1	Costo de Tubería	\$ 510.000,00	\$ 102.000,00	\$ 102.000,00		\$ 102.000,00	\$ 102.000,00	\$ 102.000,00							
2	Alquiler torre de workover	\$ 211.250,00	\$ 42.250,00	\$ 42.250,00		\$ 42.250,00	\$ 42.250,00	\$ 42.250,00							
3	Op de pesca (torre) 57% índice de falla	\$ 96.330,00	\$ 19.266,00	\$ 19.266,00		\$ 19.266,00	\$ 19.266,00	\$ 19.266,00							
4	Op de pesca (herramientas) 57% índice de falla	\$ 142.500,00	\$ 28.500,00	\$ 28.500,00		\$ 28.500,00	\$ 28.500,00	\$ 28.500,00							
	<b>Valor presente</b>	<b>\$ 833.167,63</b>	<b>\$ 192.016,00</b>	<b>\$ 181.438,07</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 161.998,27</b>	<b>\$ 153.073,98</b>	<b>\$ 144.641,32</b>							
<b>CRONOGRAMA VALORADO DE INVERSIONES - TUBERÍA PREMIUM</b>															
<b>2018-2020</b>															
ITEM	DESCRIPCION	PRECIO TOTAL	ene-jun 2018	jul-dic 2018	ene-jun 2019	jul-dic 2019	ene-jun 2020	jul-dic 2020	12%	0	0,5	1	1,5	2	2,5
	<b>Premium</b>	<b>\$ 398.300,00</b>	<b>\$ 199.150,00</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 199.150,00</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 0,00</b>							
1	Costo de Tubería	\$ 313.800,00	\$ 156.900,00			\$ 156.900,00		\$ 156.900,00							
2	Alquiler torre de workover	\$ 84.500,00	\$ 42.250,00			\$ 42.250,00		\$ 42.250,00							
3	OP de pesca (Torre)	\$ 0,00	\$ 0,00			\$ 0,00		\$ 0,00							
4	OP de pesca (herramientas)	\$ 0,00	\$ 0,00			\$ 0,00		\$ 0,00							
	<b>Valor presente</b>	<b>\$ 367.167,02</b>	<b>\$ 199.150,00</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 168.017,02</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 0,00</b>							

Elaborado por: Dávalos José, 2018

Fuente: Tecpetrol, 2017

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1. CONCLUSIONES**

En el estudio se determinó que el índice de falla de tubería API alcanza un 42% y el índice de falla para tubería Premium un 13%. Esta diferencia porcentual (29 puntos) implica un ahorro importante en el tiempo y recursos invertidos en el cambio de tubería.

Se caracterizó dos tipos de tubería para el campo: la primera API donde su rosca al cerrar no genera un sello metal-metal permitiendo corrosión en su interior; y la segunda, tubería Premium la cual posee como característica principal un sello metal-metal en su conexión evitando así vórtices de fluido en su interior que corroen y desgastan la junta.

Se determinó que los dos mecanismos principales por los cuales se detiene la producción de un pozo para este campo son: problemas en tubería (44%) y problemas en el sistema eléctrico sumergible BES (39%).

Se identificó que para la tubería API, el 57% del total de fallas implicaron operaciones de pesca. Mientras que para la tubería Premium, este valor es insignificante. El ahorro alcanzado al evitar realizar esta actividad significan aproximadamente \$USD 83800, por cada intervención realizada.

Se identificó que las principales normas que se utilizan para el diseño, construcción y pruebas para tubería de producción son las normas de la API, ASME y ANSI con sus respectivas recomendaciones prácticas para su uso en la industria.

La prospección realizada en el estudio (propuesta de cambio hasta el año 2020), significa una reducción de 17 puntos porcentuales (de 44% a 27%) de fallas en el campo por concepto de tubería.

De manera similar, en el aspecto económico se determinó que la inversión en tubería API para un pozo será de \$USD 833167, mientras que con la tubería Premium la inversión será de \$USD 367167. Esto implica un ahorro de \$USD 466000.

### **4.2. RECOMENDACIONES**

Es necesario que al momento de realizar la planificación de un campo petrolero, considerar los costos de inversión en tubería, de acuerdo al run life operativo y los costos adicionales mencionados en el estudio, que se generan al reemplazar tubería dañada.

Es importante en la industria petrolera contar con técnicos calificados en las empresas que abastecen tubería en el momento de la instalación; ya que en muchos casos no se la instala de manera correcta y se daña el sello en sus roscas por lo que las tuberías presentan fallas tempranas en su conexión.

Realizar un estudio similar enfocado en los problemas de producción de los pozos completados con bombas electro sumergibles. Este el segundo caso por el cual se detiene la producción de un pozo para el campo "MAR"; con esto se logrará reducir

aún más las fallas en pozos del campo que representan grandes pérdidas económicas para la empresa operadora.

Es importante realizar un estudio para pozos que tengan alto contenido de agua y Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S) ya que son altamente corrosivos y deterioran la tubería prematuramente; con el fin de implementar tuberías con materiales específicos que toleren este tipo de medio como son las aleaciones con Cromo.

Finalmente, es necesario que para la instalación, mantenimiento y cambio de tuberías se consideren las normas y recomendaciones prácticas existentes en el país y que fueron señaladas en el estudio; con la finalidad de evitar gastos innecesarios y hacer más eficiente a la empresa.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

Acosta, W., & Salazar, E. (2007). OPTIMIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE), TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING) Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING) DE POZOS PETROLEROS UTILIZANDO ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS. (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

American Petroleum Institute, Specification for Casing and Tubing API 5CT. Novena Edición. Washington, 2012. Editorial API Publishing Services

American Petroleum Institute, Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads. API 5B. Décima Edición. Washington, 2010. Editorial API Publishing Services.

Bollfrass, C. A. (1985, June 1). Sealing Tubular Connections. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/14040-PA

Ghidina, D., & Benedetto, F. Fallas por desenchufe en uniones petroleras: Análisis de las causas que las producen. XI CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACION. Buenos Aires 1998.

Ghidina, D., & Benedetto, F., Evaluación Integral del Campo Petrolero y Desarrollo de Productos: Herramientas Indispensables para la Innovación Tecnológica. Congreso LA INNOVACION TECNOLOGICA EN EL DESAFIO ENERGETICO DEL FUTURO. Buenos Aires 2014.

Henan Anson Steel Co. (2015). Oil Country Tubular goods. Recuperado el 20 de enero de 2018, <http://www.octgproducts.com/how-to-distinguish-the-thread-of-oil-pipeline.html>

Meza, O. G., Berdasco, J. H., Baptista, N. P., Carvajal, C. P., & Oppelt, J. (2016, November 7). Technological Improvements in OCTG Premium Casing Connections and Advancements in Design Paradigms to Address the Challenges Present During the Exploitation of Unconventional Hydrocarbon Resources: A Critical Review. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/183199-MS

Secretaría de Hidrocarburos (2017). Recuperado el 20 de enero de 2018, <http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/mapa-de-bloques-petroleros/>

TECPETROL. Octubre 2017. Departamento de Perforación y Workover.

TECPETROL. Octubre 2017. Departamento de Producción.  
Tenaris Marketing Communications (2006). Tubos de acero. Recuperado el 21 de enero de 2018, <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/cb290.pdf>

Tenaris Marketing Communications, Manual Tubulares. Mexico, 2013.

Tenaris Marketing Communications, Premium Connections Catalogue. México, 2013.

Walstad, D. E., & Crawford, D. W. (1988, December 1). The Importance of Correct Running and Handling Procedures for Premium Tubular Goods. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16107-PA