

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**“ESTUDIO DEL USO DE TUBERÍA ESPECIAL DE PRODUCCIÓN PARA
MITIGAR LA CORROSIÓN EN EL CAMPO PALO AZUL, RESERVORIO HOLLIN”**

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

SEVILLANO ORMAZA GRACE ELIZABETH
grace.sevillano.o@gmail.com

DIRECTOR: MSc. ÁLVARO GALLEGOS E.
alvaro.gallegos@epn.edu.ec

Quito, Diciembre 2016.

DECLARACIÓN

Yo, GRACE ELIZABETH SEVILLANO ORMAZA, 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.

SEVILLANO ORMAZA
GRACE ELIZABETH

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Grace Elizabeth Sevillano Ormaza, bajo mi supervisión.

MSc. Álvaro Gallegos Eras
DIRECTOR DE TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primero a Dios por acompañarme a lo largo de mi carrera. Él ha sido mi fortaleza en momentos de crisis y de debilidad, ha sido quién llenó mi vida de experiencias, de alegrías y de tristezas, pero sobretodo Él ha sido quién ha hecho de mi vida un enfrentamiento continuo lleno de felicidad.

Le doy gracias a Janeth mi madre, por no darse por vencida al dame la oportunidad de tener una excelente educación, por desafiar al mundo al decidir empezar de cero y a Jenny mi hermana por apoyarme en cada instante y enseñarme a valorar los pequeños actos, las dos me han inculcado valores y fe, me han brindado su ternura, su amor incondicional, su sonrisa reconfortante y su disciplina incorruptible.

A Germán mi novio por ser un amigo sincero y el compañero ideal, por mostrarme que la perfección existe cuando dos personas sonrían mientras intercambian miradas, por su paciencia y amor únicos.

A la Escuela Politécnica Nacional, porque ha sido mi segundo hogar, es aquí donde he conocido a ingenieros y compañeros que ahora los llamo amigos, es especial a los ingenieros: Álvaro Gallegos, Fraklin Gómez, Pablo Trejo y al Doc. José Luis Rivera, por compartirme su sabiduría y valores.

Sin la ayuda de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) este trabajo no hubiese sido posible, de manera especial a los ingenieros: Edwin Plúas, Pepe Játiva y Andrés Noboa, quienes adoptaron este trabajo como propio y me han brindado su amistad sincera.

A la empresa TENARIS por permitirme tener acceso a asesorías para el desarrollo de este trabajo, en especial al ingeniero Karim Azar.

Ricardo Andrés Morales Masapanta al último, pero no menos importante, amigo gracias por todo.

Grace Sevillano

DEDICATORIA

Mi vida, lo poco que tengo, pero todo lo que soy, incluyendo este trabajo va dedicado a Dios y a mi abuelito Humberto que, aunque está en el cielo sé que me acompaña día a día.

A mi madre y a mi hermana por ser mi pilar y guía, al demostrarme su amor, apoyo y respeto incondicional en mis decisiones a pesar de nuestras diferencias.

A Germán por ser quién jamás me dejó caer en momentos de dificultad.

Grace Sevillano

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
SIMBOLOGÍA.....	xvi
RESUMEN	xviii
PRESENTACIÓN	xix
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN, TIPOS DE CORROSIÓN, TIPOS DE PROTECCIÓN Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE CORROSIÓN.	1
1.1. INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO	1
1.1.1. ANTECEDENTES	1
1.1.2. UBICACIÓN DEL BLOQUE 18.....	2
1.1.3. MAPA ESTRUCTURAL.....	3
1.1.4. LITOLOGÍA DEL RESERVORIO.....	4
1.1.5. MECANISMO DE DRENAJE DE LA FORMACIÓN HOLLÍN.....	5
1.2. CORROSIÓN.....	6
1.2.1. TIPOS DE CORROSIÓN.....	6
1.2.1.1. NATURALEZA DE LA CORROSIÓN	6
1.2.1.1.1. CORROSIÓN QUÍMICA.....	6
1.2.1.1.2. CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA	7
1.2.1.2. FORMA DE LA CORROSIÓN.....	8
1.2.1.2.1. CORROSIÓN UNIFORME	8

1.2.1.2.1.1. ATMOSFÉRICA.....	8
1.2.1.2.1.2. GALVÁNICA.....	9
1.2.1.2.1.3. METALES LÍQUIDOS.....	9
1.2.1.2.1.4. ALTAS TEMPERATURAS.....	9
1.2.1.2.1.5. CORROSIÓN DULCE O CORROSIÓN POR DIÓXIDO DE CARBONO	10
1.2.1.2.1.6. REACCIONES PRESENTES EN CORROSIÓN POR CO ₂ EN ACERO AL CARBÓN.....	11
1.2.1.2.1.7. CORROSIÓN AGRIA O CORROSIÓN POR SULFURO DE HIDRÓGENO	12
1.2.1.2.2. CORROSIÓN LOCAL.....	13
1.2.1.2.2.1. CORROSIÓN POR HENDIDURAS (CREVICE CORROSIÓN).....	13
1.2.1.2.2.2. CORROSIÓN POR PICADURA O PITTING	13
1.2.1.2.2.3. CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA.....	14
1.2.1.2.3. CORROSIÓN INTERCRISTALINA.....	15
1.3. FACTORES Y VARIABLES FÍSICAS QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE CORROSIÓN.....	16
1.3.1. EL pH	16
1.3.2. TEMPERATURA	16
1.3.3. PRESIÓN	17
1.3.4. VELOCIDAD DE FLUJO	17
1.3.5. ACTIVIDAD MICROBIANA.....	17
1.4. MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL ANÁLISIS DE CORROSIÓN.....	18
1.4.1. MÉTODOS UTILIZADOS EN EL MONITOREO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	18
1.4.1.1. MÉTODO GRAVIMÉTRICO O DEL USO DE CUPONES.....	18
1.4.1.2. MÉTODO DE ELECTRODO CILINDRO ROTATORIO.....	19
1.4.1.3. RADIOGRAFÍA DE RAYOS X	20
1.4.1.4. MEDICIONES DE ULTRASONIDO.....	20
1.4.1.5. INSPECCIÓN VISUAL.....	21

1.4.1.6. ANÁLISIS QUÍMICO	21
1.4.1.7. RESISTENCIA ELÉCTRICA (CORROSÍMETRO)	22
1.4.2. CÁLCULO DE ÍNDICES DE CORROSIÓN	22
1.4.2.1. ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER (LSI).....	23
1.4.2.2. ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR (RSI).....	24
1.4.2.3. ÍNDICE DE PUCKORIUS (PSI)	25
1.4.2.4. ÍNDICE DE LARSON – SKOLD (ILR)	25
1.4.2.5. MÉTODO DE ODDO – TOMSON	26
1.4.2.6. MÉTODO DE STIFF Y DAVIS	30
CAPÍTULO II	32
DESCRIPCIÓN DE TUBERÍAS	32
2.1. CARACTERÍSTICAS DE CORROSIÓN EN CIERTOS METALES	32
2.1.1. ACERO	32
2.1.2. ACERO GALVANIZADO	34
2.1.3. ACERO AL CARBONO	34
2.1.3.1. ACERO BAJO EN CARBONO	35
2.1.3.2. ACERO MEDIO EN CARBONO	35
2.1.3.3. ACERO ALTO EN CARBONO	35
2.1.4. ALUMINIO	35
2.1.5. COBRE	36
2.1.6. ACEROS INOXIDABLES	36
2.1.6.1. MARTENSÍTICOS.....	37
2.1.6.2. FERRÍTICOS	37
2.1.6.3. AUSTENÍTICOS	37
2.1.7. ALEACIONES DE NÍQUEL	37
2.1.8. ALEACIONES DE COBRE.....	37
2.1.9. ALEACIONES DE ALUMINIO	38

2.1.10. ALEACIONES DE PLOMO.....	38
2.1.11. ALEACIONES DE ZINC	39
2.1.12. ALEACIONES DE ESTAÑO.....	39
2.1.13. ALEACIONES DE TITANIO	39
2.1.14. NO METALES	40
2.2. TUBERÍAS PARA MITIGAR LA CORROSIÓN	40
2.2.1. TUBERÍAS OCTG DE GRADO L 80-1%CR Y L 80-3%CR.....	41
2.2.2. TUBERÍAS DE GRADO P-110.....	42
2.2.3. TUBERÍAS DE GRADO C-90.....	42
2.2.4. TUBERÍAS DE GRADO N-80.....	42
2.2.5. RESUMEN DE TUBERÍAS PARA MITIGAR CORROSIÓN	42
2.3. NORMAS DE ALGUNOS TIPOS DE TUBERÍAS	43
2.4. PROTECCIÓN PARA MITIGAR LA CORROSIÓN	44
2.4.1. RECUBRIMIENTOS Y REVESTIMIENTOS	44
2.4.2. USO INHIBIDORES	44
2.4.2.1. INHIBIDORES DE CORROSIÓN.....	44
2.4.2.1.1. INHIBIDORES DE BASE ACEITE/SOLVENTE.....	45
2.4.2.1.2. INHIBIDORES DE CORROSIÓN DE BASE AGUA.....	45
2.4.2.1.3. INHIBIDORES DE CORROSIÓN NO TÓXICOS Y BIODEGRADABLES	45
2.4.2.2. INYECCIÓN CONTÍNUA	46
2.4.2.3. INYECCIÓN EN BATCH	46
2.4.3. PROTECCIÓN CATÓDICA.....	46
2.4.4. SELECCIÓN DE MATERIALES	47
CAPÍTULO III	48
ANÁLISIS COMPARATIVO	48
3.1. ANTECEDENTES	48
3.2. ANÁLISIS DE LA PRESIÓN DE CO ₂	50

3.3.	CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN.....	51
3.3.1.	EJEMPLO DE CÁLCULO DEL IS	52
3.3.1.1.	MÉTODO DE ODDO Y TOMSON	52
3.3.1.2.	ÍNDICE DE LARSON – SKOLD (ILR).....	57
3.4.	CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN	58
3.4.1.	EJEMPLO DEL CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN	58
3.5.	ANÁLISIS ECONÓMICO	60
3.5.1.	CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO	60
3.5.2.	CÁLCULO DE RELACIÓN BENEFICIO COSTO	62
3.5.3.	PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)	63
3.5.4.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	64
3.6.	ANÁLISIS DE EGRESOS	65
CAPÍTULO IV	68
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	68
4.1.	CONCLUSIONES	68
4.2.	RECOMENDACIONES	69
GLOSARIO	71
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA	76
ANEXOS	82
ANEXO 1	83
	NONOGRAMA PARA DETERMINAR LA PÉRDIDA DE HIERRO	83
ANEXO 2	84
	ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DE POZOS DEL CAMPO PALO AZUL	84
2.1.	PLAB-03.....	85
2.2.	PLAC–013.....	86

2.3. PLAD-015.....	87
2.4. PLAN-051.....	88
ANEXO 3.....	89
DATOS DE ANÁLISIS FINANCIERO	89
3.1. TABLA DE INGRESOS LLEVADOS AL VALOR ACTUAL	89
3.2. TABLA DE INGRESOS LLEVADOS AL VALOR ACTUAL	89
ANEXO 4.....	90
RESUMEN DEL CÁLCULO DEL IS Y DEL ILR.....	90
ANEXO 5.....	91
DIAGRAMAS DE LOS POZOS	91
5.1. DIAGRAMA DEL POZO PLAB-03.....	92
5.2. DIAGRAMA DEL POZO PLAC-13	93
5.3. DIAGRAMA DEL POZO PLAD-15	94
5.4. DIAGRAMA DEL POZO PLAN-051H.....	95
ANEXO 6.....	96
CÁLCULO DE INDICADORESECONÓMICOS	96
6.1. CÁLCULO DEL VAN REAL	97
6.2. CÁLCULO DEL VAN OPTIMISTA.....	97
6.3. CÁLCULO DEL VAN PESIMISTA.....	97
ANEXO 7.....	98
GRÁFICAS DEL VALOR ACTUAL NETO	98
7.1. VAN DE PLAB-03	99
7.2. VAN DE PLAC-13	99
7.3. VAN DE PLAD-15	100
7.4. VAN DE PLAD-051	100
ANEXO 8.....	101
INSPECCIÓN CON ULTRASONIDO DE LOS POZOS	101

8.1. ANÁLISIS DE DATOS DE ULTRASONIDO DE TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO	102
8.2. ANÁLISIS DE DATOS DE ULTRASONIDO DE TUBERÍA API 1% CR	103
8.3. ANALISIS DE DATOS DE ULTRASONIDO DE TUBERÍA API 3% CR	104
ANEXO 9.....	105
IMAGENES DE CUPONES DE PESO	105
9.1. CUPONES PREVIA EVALUACIÓN	105
9.2. CUPONES DESPUÉS DE LA EVALUACIÓN	105
ANEXO 10.....	106
PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	106
10.1. PRI DE TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO	107
10.2. PRI DE TUBERÍA API 1%CR	108
10.3. PRI DE TUBERÍA API 3%CR	109
10.4. PRI DE TUBERÍA API 13%CR	110
ANEXO 11.....	111
COMPOSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LAS TUBERÍAS.....	111
ANEXO 12.....	112
GRADOS PROPIETARIOS PARA SERVICIO CRÍTICO DE TENARIS (SERIE TNXXCS)	112
ANEXO 13.....	121
TUBERÍA ACCURATE GLOBAL SUPPLY Co.LTD.....	121
TUBERÍA API 5CT PARA REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS E HIDROCARBUROS	121
TUBERÍA DE LINEA API 5L PARA CONDUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1- 1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PALO AZUL.....	1
Figura 1- 2 UBICACIÓN DEL BLOQUE 18 Y BLOQUES CON QUE LIMITA EL CAMPO PALO AZUL	2
Figura 1- 3 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO PALO AZUL.....	3
Figura 1- 4 CORTE GEOLÓGICO (O-E) DE LA UBICACIÓN DEL CAMPO PALO AZUL.....	4
Figura 1- 5 DIAGRAMA DE DRENAJE POR EMPUJE DE AGUA	5
Figura 1- 6 CORROSIÓN QUÍMICA EN TUBERÍAS.....	7
Figura 1- 7 CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA.....	7
Figura 1- 8 CORROSIÓN ATMORFÉRICA.....	8
Figura 1- 9 CORROSIÓN GALVÁNICA	9
Figura 1-10 CORROSIÓN POR ALTAS TEMPERATURAS.....	10
Figura 1-11 CORROSIÓN UNIFORME PRODUCIDA POR DIÓXIDO DE CARBONO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	11
Figura 1-12 CORROSIÓN LOCALIZADA PRODUCIDA POR DIÓXIDO DE CARBONO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	11
Figura 1-13 CORROSIÓN POR HENDIDURA.....	13
Figura 1-14 CORROSIÓN LOCALIZADA (FORMAS).....	14
Figura 1-15 CORROSIÓN LOCALIZADA EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN..	14
Figura 1-16 CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA	15
Figura 1-17 CORROSIÓN INTERCRISTALINA	15
Figura 1-18 ESCALA DE pH	16
Figura 2- 1 CORROSIÓN EN ACERO	34
Figura 2- 2 RECUBRIMIENTOS Y REVESTIMIENTOS DE TUBERÍAS.....	44
Figura 2- 3 PROTECCIÓN CATÓDICA (A).....	46
Figura 2- 4 PROTECCIÓN CATÓDICA (B).....	47
Figura 3- 1 DIAGRAMA DE PRESIONES PARCIALES DE CO ₂	51
Figura 3- 2 IMAGEN DEL BAROSCÓPIO A 7000 FT	59

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1- 1 RELACIÓN ENTRE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN Y EL GRADO DE CORROSIÓN	17
Tabla 1- 2 RANGO DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER.....	23
Tabla 1- 3 RANGOS DEL ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR.....	25
Tabla 1- 4 RANGOS DEL ÍNDICE DE PUCKORIUS	25
Tabla 1- 5 RANGOS DEL ÍNDICE DE LARSON - SKOLD.....	26
Tabla 1- 6 RANGOS DE ÍNDICE DE ODDO Y TOMSON.....	29
Tabla 2- 1 PROPIEDADES DE GRADOS DE ACEROS	41
Tabla 2- 2 GRADOS DE ACEROS API.....	41
Tabla 2- 3 TUBERÍAS PARA MITIGAR CORROSIÓN.....	43
Tabla 3- 1 TIPOS DE FALLAS	49
Tabla 3- 2 CLASIFICACIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE CORROSIÓN DEPENDIENDO DE PpCO2	50
Tabla 3- 3 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DEL CAMPO PALO AZUL	50
Tabla 3- 4 DATOS FÍSICO QUÍMICOS DEL AGUA DE FORMACIÓN	52
Tabla 3- 5 FACTOR DE CONVERSIÓN DE CONCENTRACIÓN IÓNICA DE MG/L A MOLES/L.....	55
Tabla 3- 6 RESULTADOS DEL IS E ILR DEL CAMPO PALO AZUL	57
Tabla 3- 7 DATOS DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA Y BOROSCÓPIA	59
Tabla 3- 8 VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	59
Tabla 3- 9 RELACIÓN DE COSTOS DE TUBERÍAS	61
Tabla 3-10 CÁLCULO DEL VAN	61
Tabla 3-11 RELACIÓN BENEFICIO COSTO	62
Tabla 3-12 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	63
Tabla 3-13 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI) TUBERÍA ACERO AL CARBONO.....	64
Tabla 3-14 ANÁLISIS DE EGRESOS DEL POZO PLAB-03	65
Tabla 3-15 ANÁLISIS DE EGRESOS DEL POZO PLAC-13.....	66

Tabla 3-16 ANÁLISIS DE EGRESOS DEL POZO PLAD-15.....	66
Tabla 3-17 ANÁLISIS DE EGRESOS DEL POZO PLAN-51	67
Tabla 4- 1 CONCLUSIONES DEL CAMPO PALO AZUL.....	69

SIMBOLOGÍA

SÍMB.	SIGNIFICADO	UNIDAD
T	Pérdida de espesor en mil, (Método gravimétrico)	1,0 mil; 0,001
W_1	Peso inicial del cupón	Gramos, g
W_2	Peso final del cupón	Gramos, g
A	Área del cupón	cm ²
D	Densidad del metal o aleación	g/cm ³
D	Días de exposición (cupones de peso)	Días
R	Tasa de corrosión	Mils/año – mpy
Ca ⁺⁺	Concentración del Ión calcio	moles/L
CO ₂	Dióxido de carbono	
H ₂ S	Ácido sulfhídrico	
HCO ₃ ⁻	Concentración del ión Bicarbonato	moles/L
T	Temperatura	°F
P	Presión absoluta total	Psia
μ	Fuerza iónica molar	moles/L
pH	pH actual del agua	
pH (sat)	pH de saturación	
LSI	Índice de Langelier saturado	
IS	Índice de Saturación del agua	
i_L	Densidad de corriente	A/cm ²
N	Número de equivalentes intercambiados	Equi.
F	Constante de Faraday (96500 coulombios/equivalentes)	96500 C/equi
C _B	Concentración de la solución	mol/L
U	Velocidad lineal del electrodo de cilindro	cm/s
D	Diámetro del cilindro giratorio	Cm
N	Viscosidad cinemática	cm ² /s
D _z	Difusividad de la solución	cm ² /s
C _i	Concentración molar de la especie iónica	
Z _i	Carga eléctrica del ión	
PpCO ₂	Presión parcial del dióxido de carbono	psia

$\%CO_2$	Porcentaje de dióxido de carbono en el gas	%
y_t	Fracción molar del dióxido de carbono	
BPPD	Barriles de petróleo producido por día	
BAPD	Barriles de agua producidos por día	
MMscf	Millones de pies cúbicos estándar de gas por día	
F_0	Inversión en el año 0	\$
F_n	Flujo de fondos en el año n	\$
D	Tasa de descuento	%
W.O.	Trabajo de reacondicionamiento en el pozo	
Cr	Cromo	
CRA	Tuberías Resistentes a la Corrosión	
Meq/L	Masa equivalente por litro	

RESUMEN

En el CAPÍTULO I, se realiza una descripción general del Campo Palo Azul, operado por PETROAMAZONAS EP: antecedentes, ubicación geográfica y el análisis litológico. En este capítulo se describe brevemente los tipos de corrosión, tipos de protección y técnicas para el análisis de corrosión; además, se redactan métodos del cálculo del Índice de Saturación para determinar la tendencia (incrustante o corrosiva) del agua de formación.

En el CAPÍTULO II, se hace una descripción del tipo de tuberías que se usan en la industria petrolera, desde las más conocidas hasta tuberías diseñadas para ambientes inusuales. Además, se encuentran detalladas las normas aplicables al diseño de tuberías en esta industria.

En el CAPÍTULO III, se encuentra el desarrollo del análisis comparativo, características generales de los pozos, el cálculo de Índice de Saturación de 4 pozos del Campo Palo Azul, cálculo de la velocidad de corrosión, y el estudio visual de cupones de peso. También se incluye un análisis con indicadores financieros.

No se puso el historial de trabajos de reacondicionamiento de los pozos en estudio porque no hay pérdida de producción, sin embargo, se sabe de la presencia de corrosión al estudiar la producción diaria y al realizar en análisis físico-químico del agua de producción.

Finalmente, en el CAPÍTULO IV, se encuentran las conclusiones del análisis comparativo y recomendaciones para poder realizar una selección de tubería apta para pozos que presentan corrosión dulce.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación nace a partir de la necesidad de controlar la alta tasa de corrosión en el fondo de los pozos del Campo Palo Azul, el análisis presentado en este trabajo, permite realizar un análisis comparativo para la selección de tubería de producción que se adapte a ambientes donde se presenta corrosión dulce o corrosión por presencia de CO₂, este análisis se lo realizará de forma técnica y económica, usando métodos de análisis de corrosión e indicadores financieros. De esta manera se identifica la mejor opción para evitar o disminuir paralizaciones continuas de las operaciones por presencia de corrosión: pérdidas de producción, cambios constantes de tuberías y elevados costos por trabajos de reacondicionamiento (W.O).

Para el desarrollo se han usado datos actualizados del Campo Palo Azul, de los pozos PLAB-03, PLAC-013, PLAD-015 y PLAN-051H, estos pozos se encuentran produciendo de la formación Hollín y se los eligió debido a la alta corrosión que presentan.

Al momento de estudiar los tipos de tuberías que permiten mitigar el proceso de corrosión a estas se las ha denominado: Acero al carbono, API 1% Cr, API 3% Cr y API 13% Cr, esto permitió acelerar el proceso de estudio ya que se generalizó los tipos de tuberías con Cr para analizarlas según el porcentaje de cromo.

CAPÍTULO I

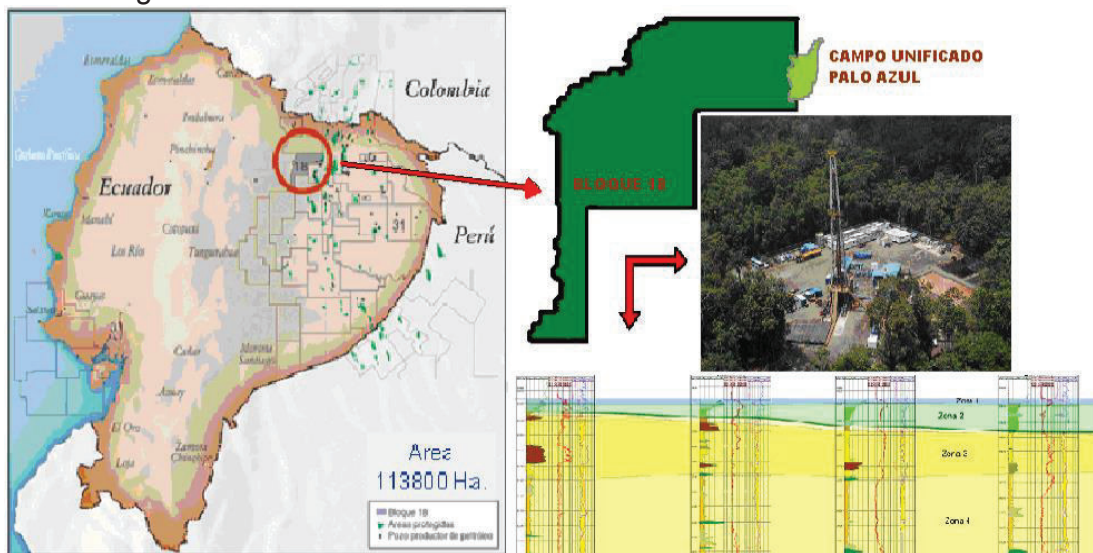
INTRODUCCIÓN, TIPOS DE CORROSIÓN, TIPOS DE PROTECCIÓN Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE CORROSIÓN.

1.1. INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO

1.1.1. ANTECEDENTES

El Campo Palo Azul fue descubierto a partir de la perforación realizada en 1999 del pozo Palo Azul-A y a partir de dicho descubrimiento se perforó en el 2000 el pozo Palo Azul-B con la finalidad de probar la continuidad del yacimiento en la formación Hollín y de la estructura fuera de los límites del bloque 18. (Lozada, 2009)

Figura 1- 1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PALO AZUL



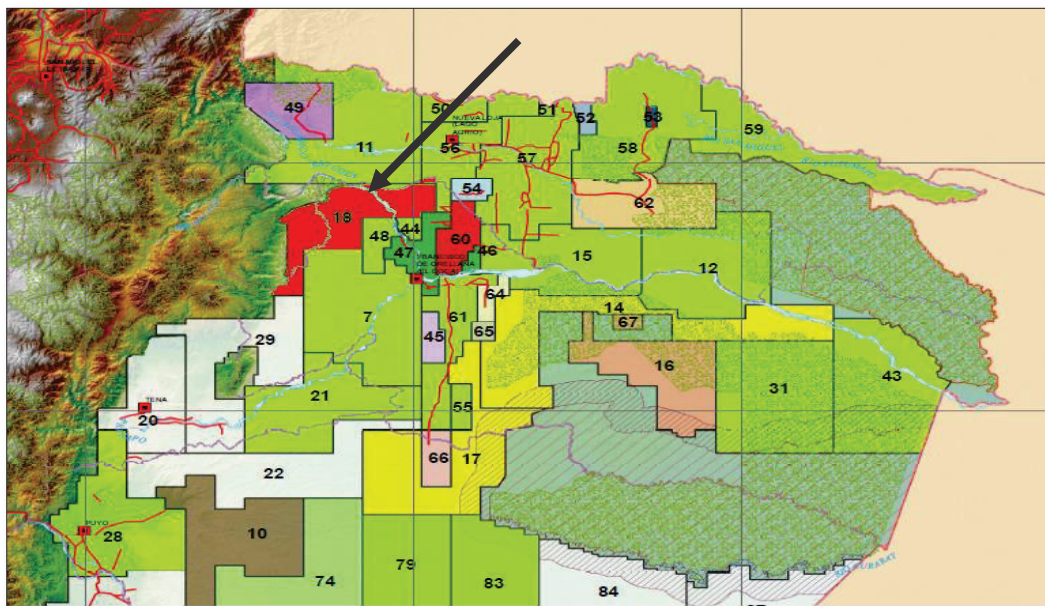
Tomado de: Plan de Desarrollo de los Campo Palo Azul y Pata, Departamento de Reservorios-ETLC

1.1.2. UBICACIÓN DEL BLOQUE 18

El Bloque 18 se encuentra ubicado en la provincia de Orellana al Noreste de la amazonia ecuatoriana, en este bloque se encuentran el Campo Pata y el Campo Palo Azul. (Álvares & De La A, 2010)

El Bloque 18, Palo Azul, actualmente operado por Petroamazonas EP limita: al norte con el Campo Lumbaqui, al sur con el Campo Coca-Payamino, al este con el Campo Pucuna y al oeste con los Andes.

Figura 1- 2 UBICACIÓN DEL BLOQUE 18 Y BLOQUES CON QUE LIMITA EL CAMPO PALO AZUL

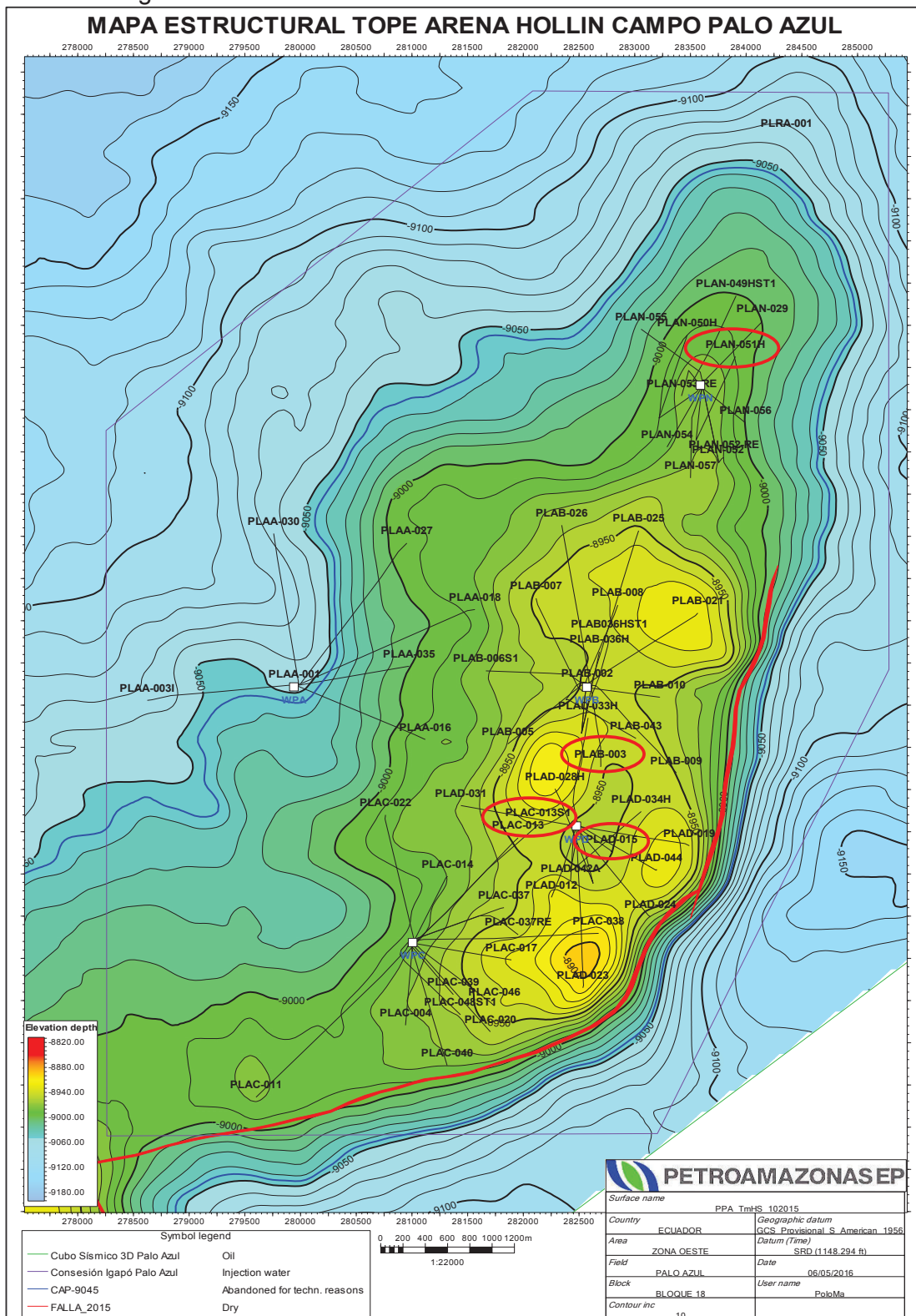


Tomado de: PETROAMAZONAS EP, 2016.

El Campo Palo Azul actualmente se encuentra produciendo de la formación Hollín y de areniscas secundarias como: Basal Tena, Areniscas U y T, Formación Napo. Los pozos de este campo tienen una profundidad promedio de 10200 ft (TVD), cuyo tiempo promedio para alcanzar dicha profundidad es entre 25 y 30 días. (Caiza & Méndez, 2014)

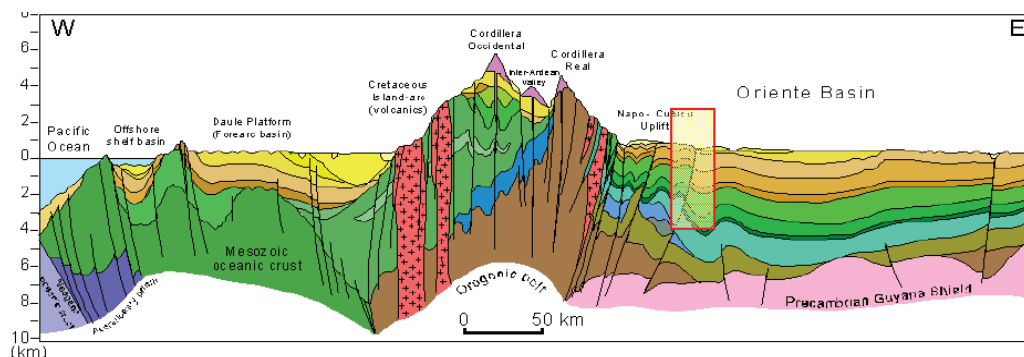
1.1.3. MAPA ESTRUCTURAL

Figura 1- 3 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO PALO AZUL



Tomado de: Departamento de Reservorios – Consorcio Petrolero Bloque 18

Figura 1- 4 CORTE GEOLÓGICO (O-E) DE LA UBICACIÓN DEL CAMPO PALO AZUL



Tomado de: Plan de Desarrollo de los Campos Palo Azul y Pata, Departamento de Reservorios – ETLC

1.1.4. LITOLOGÍA DEL RESERVORIO

El Campo Palo Azul es un entrapamiento estructural¹ de la subcuenca cretácica Napo localizado al oeste del eje axial de la subcuenca. El principal reservorio del Campo Palo azul es la Formación Hollín pues gran parte de la producción total proviene de dicha formación, las misma que se encuentra dividida en: (Schettino, 2012; Álvares & De La A, 2010)

- Hollín Superior posee ambiente marino, con espesor variable de pozo a pozo, en esta sección se puede encontrar presencia de areniscas² cuarzosas finas, bioturbadas³ y cementadas, las mismas que poseen componentes secundarios como glauconita⁴ y bioclastos⁵. Este tipo de formaciones se consideran pobres ya que tienen porosidades⁶ y permeabilidades⁷ bajas. (Álvares & De La A, 2010; Aráuz & Villagómez, 2013)

¹ **Trampa Estructural:** Estructura geológica que tiene la capacidad de retener hidrocarburos, se presenta como falla o pliegue.

² **Arenisca:** Roca sedimentaria formada por pequeños granos de arena compactados y cuya dureza depende del tamaño de los granos que la forman.

³ **Arenisca bioturbada:** Arenisca de color verde oliva, arcillosa, en estratos delgados y medianos.

⁴ **Glauconita:** Silicato hidratado de aluminio y hierro, del grupo de las micas.

⁵ **Bioclasto:** Fragmento de origen biológico presente en una roca sedimentaria, generalmente son restos del esqueleto calcáreo de organismos marinos (fósiles).

⁶ **Porosidad:** Es la capacidad que tiene una roca para almacenar fluidos.

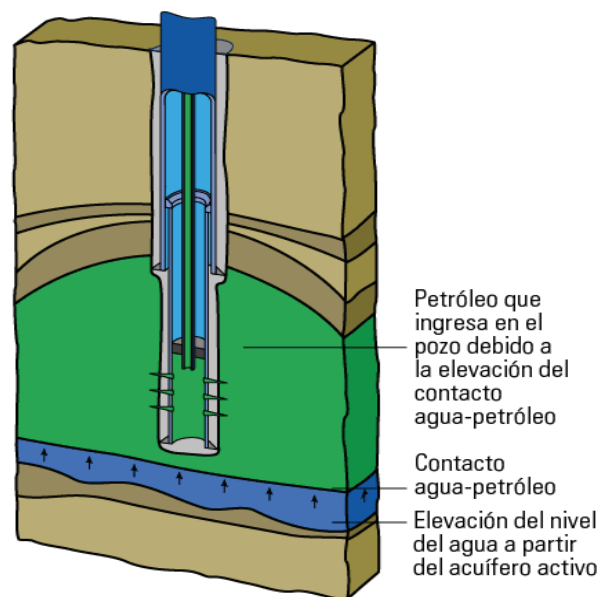
⁷ **Permeabilidad:** Es la capacidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella.

- Hollín Principal presenta sedimentos⁸ no marinos, los sedimentos en esta sección son continentales, dichos sedimentos varían desde “llanura costera a estuarios con mareas micro⁹ o meso-mareal¹⁰”. (Álvares & De La A, 2010; Aráuz & Villagómez, 2013)

1.1.5. MECANISMO DE DRENAJE DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

El reservorio Hollín en el Campo Palo Azul posee el mecanismo de drenaje de empuje de agua pues presenta un acuífero activo en el fondo, esto fue probado en pozos de Palo Azul (Plataforma A, B, C, D, N), además se ha podido observar un fuerte empuje de agua en otros campos que producen de la misma formación. (Lozada, 2009)

Figura 1- 5 DIAGRAMA DE DRENAJE POR EMPUJE DE AGUA



Tomado de:

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_drive.aspx?p=1

⁸ **Sedimento:** Es materia de origen orgánico o inorgánico que después de estar en suspensión, se deposita por efecto de la gravedad en el fondo.

⁹ **Marea micro-mareal:** Es cuando la marea tiene una carrera de máximo 2 metros.

¹⁰ **Marea meso-mareal:** Es cuando la marea tiene una carrera de máximo 4 metros y un mínimo de metros.

1.2. CORROSIÓN

La corrosión puede definirse como el deterioro del metal y es causado por la presencia de químicos o reacciones químicas¹¹, que generan un producto ya sea un compuesto soluble¹² o uno que se vuelva a depositar en la superficie del metal, aunque se debe conocer que el deterioro que se muestra físicamente no se lo llama corrosión pues ésta se describe como erosión y desgaste. (Morales & López, 2011; Mina, 2011)

Existen tres razones por las cuales es importante prevenir la presencia de corrosión: economía, seguridad y conservación, pues si se analiza la corrosión en campos petroleros se tiene gastos por pérdida de producción y de producto, disminución de eficiencia y contaminación del producto, de esta manera también disminuye la seguridad de las operaciones. (Morales & López, 2011)

1.2.1. TIPOS DE CORROSIÓN

1.2.1.1. NATURALEZA DE LA CORROSIÓN

Por la naturaleza de la corrosión a ésta se la subdivide en: química y electroquímica. (Morales & López, 2011)

1.2.1.1.1. CORROSIÓN QUÍMICA

Este tipo de corrosión se presenta por la acción de gases y/o líquidos no electrolíticos¹³, mostrándose como una fina capa de óxido en la superficie de un metal y la textura de dicha capa depende del tipo del metal y del tipo de aleación¹⁴. (Sabelotodo.com)

¹¹ **Reacción química:** Es un proceso químico en el que participan dos o más sustancias o reactivos, que al combinarse forman una o más sustancias llamadas productos.

¹² **Compuesto soluble:** Es aquel que al mezclarse con agua, se disuelve en su totalidad.

¹³ **Electrolito:** Sustancia que se comporta como conductor eléctrico debido a la presencia de iones orbitando libres.

¹⁴ **Aleación:** Es la mezcla homogénea de dos o más metales, de algunos metales y no metales, etc., donde las propiedades de la aleación dependerá de las propiedades de los elementos que intervengan.

Figura 1- 6 CORROSIÓN QUÍMICA EN TUBERÍAS



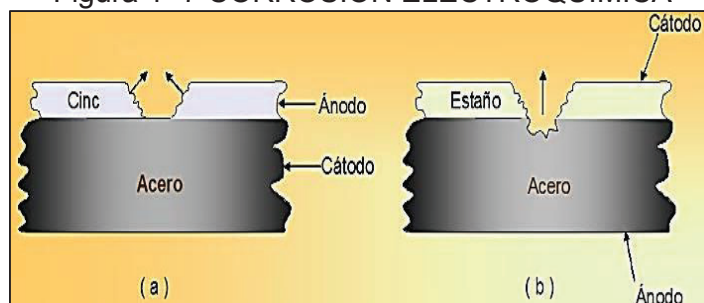
Tomado de: PETROAMAZONAS EP

1.2.1.1.2. CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA

Este tipo de corrosión depende de dos factores: el metal y el electrolito. La circulación de electrones se da entre zonas de diferente potencial, de esta manera se presenta una reacción de óxido-reducción¹⁵. (Sabelotodo.com; Morales & López, 2011)

Cuando los metales están en contacto con electrolitos como: el aire húmedo, soluciones ácidas¹⁶ y salinas, aguas naturales¹⁷ con sales disueltas; la corrosión electroquímica se muestra como una corrosión externa y sigue hacia el centro hasta destruir paulatinamente el centro del metal y de aleaciones de metal, pues el electrolito acelera la velocidad de corrosión ya que facilita el intercambio iónico. (Sabelotodo.com)

Figura 1- 7 CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA



Tomado de: Carmona et al., 2015

¹⁵ **Óxido-reducción:** Reacción química en la que dos o más electrones tienden a cambiar el estado de oxidación.

¹⁶ **Solución ácida:** Es cuando el pH de la solución es menor a 7 y la concentración de iones hidronio es mayor que la concentración de iones hidróxido.

¹⁷ **Agua natural:** También es llamada agua producida, es el agua presente durante la producción del petróleo y gas y que contienen un sin número de minerales y sales disueltas.

1.2.1.2. FORMA DE LA CORROSIÓN

Por la forma de corrosión se la puede dividir en tres tipos: (TextosCientíficos, 2005)

1.2.1.2.1. CORROSIÓN UNIFORME

Se presenta en metales puros o con aleaciones homogéneas de manera que la corrosión se da de manera uniforme y progresiva en la pared de contacto, se encuentra presente en medios considerados muy agresivos. (TextosCientíficos, 2005)

Se puede clasificar este tipo de corrosión en:

1.2.1.2.1.1. ATMOSFÉRICA

La exposición a la atmósfera es la que más se presenta, pues las grandes cantidades de metal presente en edificios, puentes y más construcciones se encuentran expuestos al oxígeno y agua, si dicha agua contiene sales minerales, la corrosión tiende a aumentar. La corrosión atmosférica se subdivide en: industrial, marino y rural. (Sabelotodo.com; TextosCientíficos, 2005)

Figura 1- 8 CORROSIÓN ATMORFÉRICA



Tomado de: Adrian, 2015.

1.2.1.2.1.2. GALVÁNICA

Es la más conocida, pues se da por diferencia de potencial entre dos metales, donde el uno actúa como ánodo¹⁸ y el otro como cátodo¹⁹, donde aquel que pierde electrones es el que se oxida y para ello se necesita un fluido conductor generando una pila galvánica. (Morales & López, 2011)

Figura 1- 9 CORROSIÓN GALVÁNICA



Tomado de: Carmona et al., 2015

1.2.1.2.1.3. METALES LÍQUIDOS

La corrosión con metales líquidos se da debido a la degeneración de los metales por presencia de otros en estado líquido, como: el zinc, mercurio, cadmio, etc., que forman disoluciones químicas. (Aldama & Col. la Escuela Tlalnepantla)

1.2.1.2.1.4. ALTAS TEMPERATURAS

Este tipo de corrosión también se lo conoce como Empañamiento o Escamamiento, como su nombre lo dice depende en forma directa de la temperatura. (TextosCientíficos, 2005)

Se da durante la exposición de un metal a gases oxidantes en un ambiente con alta temperatura, forma una especie de capa superficial que trabaja como electrolito y produce la corrosión. (TextosCientíficos, 2005)

¹⁸ **Ánodo:** Electrodo con carga positiva, donde propiamente se da la reacción de oxidación.

¹⁹ **Cátodo:** Electrodo con carga negativa y es donde se pierden electrones, dándose un proceso de reducción.

Figura 1- 10 CORROSIÓN POR ALTAS TEMPERATURAS



Tomado de: Carmona et al., 2015

1.2.1.2.1.5. CORROSIÓN DULCE O CORROSIÓN POR DIÓXIDO DE CARBONO

En la industria petrolera la presencia de este gas es inevitable y es el principal causante de serios deterioros en equipos e instalaciones de las áreas de producción, almacenamiento y transporte. El dióxido de carbono en presencia de agua libre, produce ácido carbónico altamente corrosivo y dicho ácido es el que tiende a corroer construcciones metálicas en especial construcciones de acero al carbón, pues este material es considerado uno de los más baratos dentro de la industria petrolera y por ello también es el más usado. (Br. Da Costa, 2006)

Pero los daños causados por el CO_2 no solo se presentan en campos productores de gas sino también en aquellos que producen crudo y todo depende del ambiente en el que se produzca, es decir, debe tener la temperatura, presión, concentración de CO_2 en altas cantidades, condiciones de flujo, acero o aleaciones de acero delicadas a ambientes con presencia de CO_2 . (Jaspe, 2006)

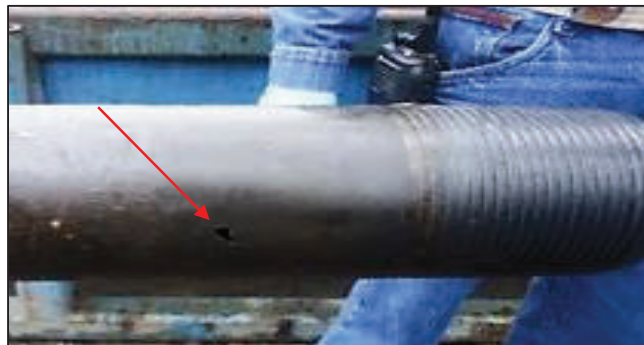
La presencia del gas antes mencionado puede causar corrosión generalizada o localizada, es por ello que tratar de mitigar el proceso de corrosión es un trabajo arduo y contiguo. (Jaspe, 2006)

Figura 1- 11 CORROSIÓN UNIFORME PRODUCIDA POR DIÓXIDO DE CARBONO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



Tomado de: PETROAMAZONAS EP

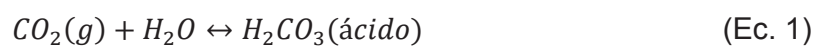
Figura 1- 12 CORROSIÓN LOCALIZADA PRODUCIDA POR DIÓXIDO DE CARBONO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



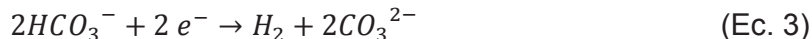
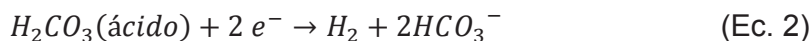
Tomado de: PETROAMAZONAS EP

1.2.1.2.1.6. REACCIONES PRESENTES EN CORROSIÓN POR CO_2 EN ACERO AL CARBÓN

Las reacciones que preceden a la corrosión comienza con la formación del ácido carbónico, cuando se disuelve el CO_2 en el agua presente y el ácido formado reacciona con el hierro de la tubería para formar carbonato de hierro ($FeCO_3$). (Jaspe, 2006; Fuentes & Peña, 2007)



El proceso de corrosión se da en tres reacciones catódicas. (Fuentes & Peña, 2007)



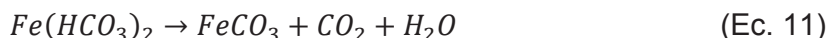
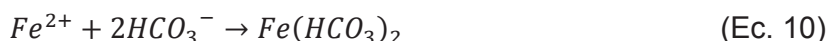
La reacción anódica se presenta una vez que se encuentra el hidrógeno libre y se da la oxidación del hierro, al considerarse esta una reacción a condiciones anaeróbicas²⁰ esta oxidación casi no es considerada. (Jaspe, 2006; Fuentes & Peña, 2007)



La reacción en la que el hierro se disuelve es una reacción anódica como se puede ver a continuación. (Fuentes & Peña, 2007)



En este punto de la reacción ya se presenta una fina capa de material de corrosión (FeCO₃, Carbonato de Hierro): (Fuentes & Peña, 2007)



1.2.1.2.1.7. CORROSIÓN AGRIA O CORROSIÓN POR SULFURO DE HIDRÓGENO

Este tipo de corrosión se muestra a manera de una capa negra en la superficie metálica llamada sulfuro de hierro y es conocida también como corrosión general, al igual que la corrosión dulce se la encuentra presente mayormente en aceros al carbón. (Br. Da Costa, 2006)

²⁰ **Anaeróbica:** Vida sin aire, sin oxígeno.

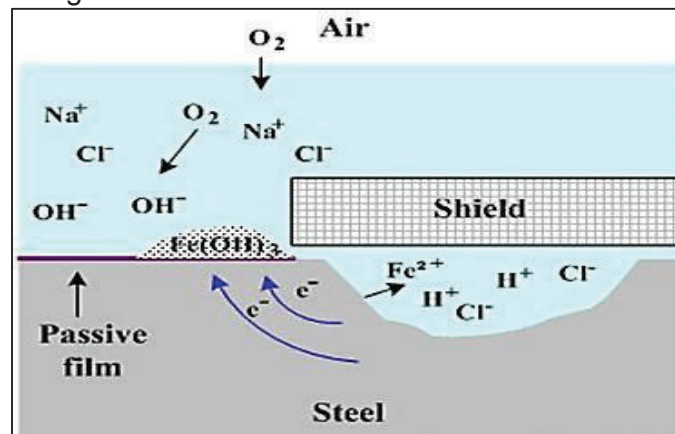
1.2.1.2.2. CORROSIÓN LOCAL

Como su nombre lo dice la corrosión se da en forma local solo en determinadas partes del metal, se presenta en aleaciones de metales múltiples y produce roturas a partir de defectos como; rasgaduras, rebanada y otros donde se permita el desarrollo de la corrosión. (TextosCientíficos, 2005)

1.2.1.2.2.1. CORROSIÓN POR HENDIDURAS (CREVICE CORROSIÓN)

Como su nombre lo dice este tipo de corrosión se presenta en hendiduras, superficies de empacaduras²¹, tornillos, juntas²², solapas, etc. El proceso de corrosión se da por estancamiento de agua o por la formación de celdas concentradas de soluciones ácidas en las hendiduras del metal. (Br. Da Costa, 2006)

Figura 1- 13 CORROSIÓN POR HENDIDURA



Tomado de: Espejo, 2014.

1.2.1.2.2.2. CORROSIÓN POR PICADURA O PITTING

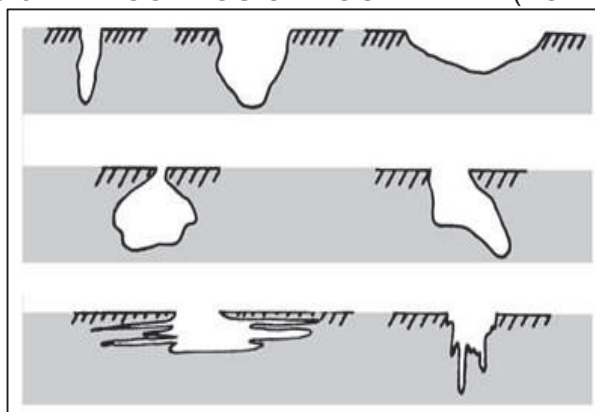
Es considerada una de las formas más peligrosas en lo que refiere a corrosión, ya que se presenta como una pérdida de presión y no como una pérdida de masa de la tubería, frecuentemente se da debido a fallas durante la perforación. (Aguilar & PETROAMAZONAS EP, 2016; Br. Da Costa, 2006)

²¹ **Empacadura:** Es un elemento sellante o junta mecánica que permite aislar zonas.

²² **Junta:** Tubería.

Las picaduras se muestran a manera de pequeños huecos o perforaciones muy agudas, el proceso que ocurre en el proceso de picadura es de disolución anódica local donde es acelerada la pérdida de metal debido a la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo mucho mayor. (Br. Da Costa, 2006; TextosCientíficos, 2005)

Figura 1- 14 CORROSIÓN LOCALIZADA (FORMAS)



Tomado de: Adrian, 2015.

Figura 1- 15 CORROSIÓN LOCALIZADA EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



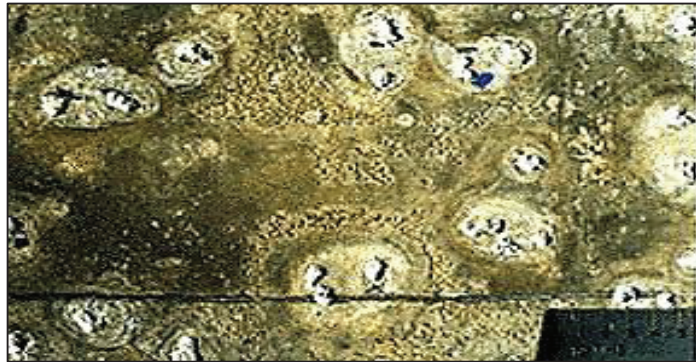
Tomado de: PETROAMAZONAS EP

1.2.1.2.2.3. CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA

A este tipo de corrosión se le adjudican todos los fenómenos en los cuales están involucrados microorganismos en el deterioro o destrucción de materiales, ya sea que actúen directamente o indirectamente por medio de sustancias producidas durante su metabolismo. Los microorganismos propician condiciones favorables para producir corrosión y aceleran procesos. (Br. Da Costa, 2006)

Las bacterias se encuentran presentes en gran cantidad de ambientes y siempre se las encuentra en el agua, aunque esta haya pasado por un tratamiento biológico, ya que aceleran el transporte de oxígeno a la superficie de los metales y dado que son capaces de soportar altas temperaturas, rangos amplios de pH y hasta presencia de biocidas, son aptas para desencadenar problemas por corrosión. (Br. Da Costa, 2006; TextosCientíficos, 2005)

Figura 1- 16 CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA



Tomado de: Espejo, 2014.

1.2.1.2.3. CORROSIÓN INTERCRISTALINA

Se caracteriza por localizarse al borde del grano o sus lados adyacentes y se produce por la presencia elevada de energía en el borde del grano. Se da mayormente en presencia de carbón y depende de la temperatura y el tipo de aleación del metal para desarrollar un ambiente corrosivo. (Raichev & et al., 2009)

Figura 1- 17 CORROSIÓN INTERCRISTALINA



Tomado de: Espejo, 2014.

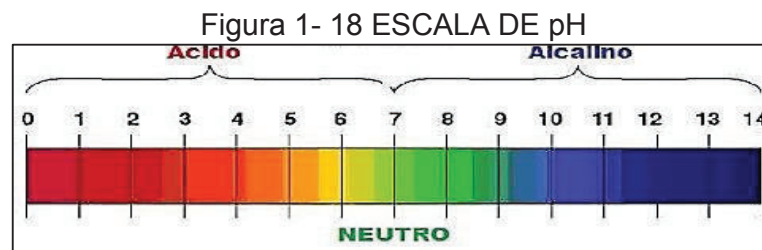
1.3. FACTORES Y VARIABLES FÍSICAS QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE CORROSIÓN.

Existen varios factores y variables físicas que contribuyen a la corrosión facilitando y acelerando dicho proceso. (Guevara, 2013)

1.3.1. EL pH

El pH es un número que representa el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno [$1951.pH = -\log(H^+)$], es un índice que va de cero a catorce e indica el nivel de acidez, considerándose 7 el nivel neutro, soluciones con valores menores a 7 son llamadas soluciones ácidas pues contiene más iones hidrógeno (H^+) y valores superiores a 7 son soluciones alcalinas²³ pues poseen más iones hidróxido (OH^-). (Guevara, 2013)

La variación del pH hará que cambie el comportamiento del metal con el que la solución tenga contacto, se debe saber que el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono bajan el pH a niveles ácidos y esto tiende a aumentar la velocidad de corrosión. Es decir, el nivel de acidez y la velocidad de corrosión son directamente proporcionales. (Guevara, 2013)



Tomado de: <http://e-ducativa.catedu.es/>,2016

1.3.2. TEMPERATURA

La temperatura durante las reacciones químicas puede incrementar o disminuir la velocidad de reacción, lo mismo sucede en procesos de corrosión pueden acelerar la velocidad de corrosión ya que incrementa la energía cinética de los átomos y

²³ **Alcalino:** Llamado álcali, es un hidróxido de tipo metálico que actúa como base fuerte y que presenta una gran solubilidad en el agua.

esto facilita la reacción química que produce corrosión. (Gómez de León, 2004; Guevara, 2013)

1.3.3. PRESIÓN

La presión es una fuerza por unidad de área que al aumentarla también se incrementa la concentración de agentes corrosivos en la superficie del metal, acelerando así la velocidad de corrosión. (Guevara, 2013)

1.3.4. VELOCIDAD DE FLUJO

La velocidad de flujo es un factor determinante durante el proceso de corrosión, pues a una velocidad alta de flujo, se tiene mayor arrastre de sólidos en suspensión y/o burbujas de gas o aire que por la alta velocidad aumentan la fricción con la superficie del metal generando corrosión. Cuando se tiene una velocidad baja de flujo, la velocidad de corrosión también disminuye permitiendo el asentamiento de agentes corrosivos, aunque también se puede formar películas bacterianas y de esta manera se tenga corrosión localizada. (Gómez de León, 2004)

Tabla 1- 1 RELACIÓN ENTRE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN Y EL GRADO DE CORROSIÓN

Velocidad de Corrosión (mm/año)	Velocidad de corrosión (mpy)	Grado de corrosión esperado
< 0,025	< 1	Bajo
0,025 – 0,125	1 -5	Moderado
> 0,125	> 5	Alto

Tomado de: Gómez de León, 2004

1.3.5. ACTIVIDAD MICROBIANA

Los microorganismos son un gran problema dentro de la industria petrolera y pueden desencadenar complicaciones, aunque el problema causado por presencia microbiana no es muy considerable en lo que refiere a corrosión, el ambiente de

corrosión que propician si las hace importantes, ya que reduce el pH y ataca a los aditivos orgánicos de los fluidos de perforación. (Guevara, 2013)

1.4. MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL ANÁLISIS DE CORROSIÓN

1.4.1. MÉTODOS UTILIZADOS EN EL MONITOREO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

1.4.1.1. MÉTODO GRAVIMÉTRICO O DEL USO DE CUPONES

Es uno de los métodos más fáciles se los realiza siguiendo los parámetros de la norma NACE²⁴ RP 0775 y G-1 & G-4 según ASTM, para realizar este método es necesario una muestra o cupón previamente pesado del metal o aleación a ser utilizada, dicha muestra es introducida en un ambiente similar al que se encuentra expuesto durante un período considerable, posteriormente el cupón es retirado, limpiado de residuos y se lo vuelve a pesar, se obtiene la pérdida de peso mediante la Ec. 12. Gráficamente se puede visualizar en el anexo 9. (Br. Da Costa, 2006; SupliequipServicios)

$$T = \frac{393,7 (W_1 - W_2)}{A \cdot d} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$R = \frac{(393,7 \cdot 365) (W_1 - W_2)}{A \cdot d \cdot D} \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde:

T = Pérdida de espesor en mils (1,0 mil = 0,001")

W₁ = Peso inicial del cupón (g)

W₂ = Peso final del cupón (g)

A = Área del cupón (cm²)

d = Densidad del metal o aleación (g/cm³)

D = Días de exposición (días)

R = Tasa de corrosión (mils por año – mpy)

²⁴ **NACE:** National Association of Corrosion Engineers, normas NACE International son aplicadas a la prevención y control de la corrosión, se utilizan en industrias donde la corrosión es una preocupación fundamental.

Esta técnica posee muchas ventajas como:

- No requiere equipos sofisticados para poderla realizar.
- No se necesita emplear aproximaciones teóricas, ni modelos complicados para su análisis.
- Es aplicable a cualquier tipo de ambiente corrosivo y con cualquier tipo de metal o aleación. (Barrera & et al., 2009)

1.4.1.2. MÉTODO DE ELECTRODO CILINDRO ROTATORIO

Esta es una técnica utilizada para medir la velocidad de corrosión mediante la resistencia de polarización (R_p) de un electrodo corroyéndose, esta resistencia de polarización se la define como la pendiente de la curva de polarización en el potencial de corrosión ($R_p = \Delta E / \Delta i$), que es igual a potencial sobre intensidad de corriente. (Br. Da Costa, 2006)

A pesar que utilizar este método es un tanto complicado matemáticamente, su utilización es satisfactoria en estudios de corrosión por polarización de concentración controlada. (Br. Da Costa, 2006)

$$i_L = 0,0791 \cdot n \cdot F \cdot C_B \cdot \left(\frac{U \cdot d}{v}\right)^{-0,30} \left(\frac{v}{D_z}\right)^{-0,644} \quad (\text{Ec. 14})$$

Donde:

- i_L = Densidad de corriente (A/cm^2)
- n = Número de equivalentes intercambiados (equivalentes)
- F = Constante de Faraday (96500 coulombios/equivalentes)
- C_B = Concentración de la solución (mol/L)
- U = Velocidad lineal del electrodo de cilindro (cm/s)
- D = Diámetro del cilindro (cm)
- v = Viscosidad cinemática (cm^2/s)
- D_z = Difusividad de la solución (cm^2/s)

El equipo empleado para realizar el ECR posibilita generar cambios en la hidrodinámica del fluido mediante la variación de la velocidad de su eje, para utiliza un motor que permita controlar las revoluciones por minuto y que sea de corriente directa, este a su vez conectado a un instrumento electroquímico permite realizar las medidas de corrosión. Además, cuenta con “una celda de vidrio que permite visualizar el cambio de pH, temperatura, gases disueltos simultáneamente, además con entrada y salida de purgas y muestras para la caracterización fisicoquímica del electrolito”. (Melgarejo & et al., 2007)

1.4.1.3. RADIOGRAFÍA DE RAYOS X

Esta técnica permite detectar defectos en metales o ataques corrosivos, no es recomendable utilizarlo para detectar pequeñas variaciones en el espesor de paredes debido a limitaciones en exactitud, además no permite realizar un monitoreo en línea eficiente ya que requiere equipo y personal especializado. (Br. Da Costa, 2006)

1.4.1.4. MEDICIONES DE ULTRASONIDO

Las mediciones de ultrasonido son una herramienta que permiten conocer el desgaste presente en tuberías que transportan fluidos con un pH ligeramente alcalino, aunque tiene deficiencia para determinar el desgaste cuando la velocidad de corrosión no es alta, ya que esta técnica permite diferenciar la pérdida de metal entre una medición y otra. (Ajún & et al., 2008)

Esta técnica permite tener una vista transversal de metales, el equipo ultrasonido posee tres equipos:

- **A Scan.**- Este equipo provee una medida de la profundidad relativamente simple, la medida tomada va desde el exterior de la superficie hacia la siguiente interfase que refleja las ondas del sonido. (Br. Da Costa, 2006; Ajún & et al., 2008)

- **B Scan.-** Es uno de los instrumentos más potentes que permiten realizar medidas transversales en 2D como los rayos X. (Br. Da Costa, 2006; Ajún & et al., 2008)
- **C Scan.-** Este equipo es más sofisticado pues permite tener una medición en 3D de la superficie, es muy usado en superficies amplias. (Br. Da Costa, 2006)

1.4.1.5. INSPECCIÓN VISUAL

Es uno de los métodos más simples pues requiere de una inspección simple y visual, para constatar la magnitud de la corrosión en los equipos. (Br. Da Costa, 2006)

El método de investigación visual también se divide en:

- **Inspección visual directa.-** Se considera inspección visual directa cuando el ojo del observador se encuentra a una distancia de 24 pulgadas de la superficie a ser examinada y con un ángulo de inclinación de aproximadamente 30°. (Gómez de León & González, 2016)
- **Inspección visual indirecta.-** Se considera indirecta cuando se utilizan microscopios, espejos, telescopios, etc., de manera que se usen equipos u objetos para mejorar la inspección visual. (Gómez de León & González, 2016)

Se debe considerar que para tener una buena inspección visual es necesario condiciones normales de luz que alcanzan una longitud de onda aproximada de 555 nanómetros. (Gómez de León & González, 2016)

1.4.1.6. ANÁLISIS QUÍMICO

El hierro presente en corrientes de agua producida muestra una presencia de corrosión o pérdida del metal, ya que el metal es soluble en agua, por ello este método se lo realiza en procesos de corrosión por CO₂, el cual al reaccionar con Fe y agua forma [Fe(HCO₃)₂], que es altamente corrosivo. (Br. Da Costa, 2006)

Para determinar el contenido de hierro se lo hace en partes por millón (ppm), pero la pérdida de hierro se la cuantifica en libras por día (lb/día), además este método nos permite tener una medición de pH, gases disueltos (O₂, CO₂, H₂S), contenido de iones de hierro (Fe₂₊, Fe₃₊) y un análisis microbiológico. (Metalsamples, 2016; Br. Da Costa, 2006)

La cantidad de pérdida de hierro se lo evalúa mediante la tasa de producción de agua del pozo que se está analizando mediante el nonograma²⁵ del anexo 1. (Metalsamples, 2016; Br. Da Costa, 2006)

1.4.1.7. RESISTENCIA ELÉCTRICA (CORROSÍMETRO)

Se usa esta técnica cuando se tiene corrientes de gas, como su nombre lo dice, el corrosímetro²⁶ mide la resistencia eléctrica mediante una adaptación un puente de Wheatstone que se utiliza para medir resistencias desconocidas mediante el equilibrio de los brazos del puente, dichos brazos están constituidos por cuatro resistencias que forman un circuito cerrado, siendo una de ellas la resistencia bajo medida. (Br. Da Costa, 2006)

Una de las resistencias del sondeo es un minúsculo pedazo de acero o aleación a ser analizada, es expuesto a un ambiente corrosivo y el cambio de resistencia por la corrosión da una medida precisa de la tasa de corrosión²⁷, la misma que es determinada en cerca de la millonésima de pulgada (1×10^{-6} pulg). (Br. Da Costa, 2006)

1.4.2. CÁLCULO DE ÍNDICES DE CORROSIÓN

Dentro de los métodos usados para conocer si se da el proceso corrosivo se encuentran los índices de saturación, que permiten conocer si el agua de la formación tiene tendencia incrustante o tendencia corrosiva. Los métodos más

²⁵ **Nonograma:** Tabla de contenidos

²⁶ **Corrosímetro:** Instrumento para ensayar procesos de corrosión y se utiliza también en otras áreas como en estructuras de acero con hormigón fundido.

²⁷ **Tasa de corrosión:** Velocidad de corrosión.

utilizados son: el índice de saturación de Langelier (LSI), el índice de saturación de Ryznar (RSI), índice de Puckorius (PSI), entre otros que se detallará a continuación. (Berbennill & et al., 2014)

1.4.2.1. ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER (LSI)

El índice de saturación de Langelier es utilizado para cálculos del índice de saturación en superficie ya que requiere a una determinada temperatura y con ella determinar el estado de equilibrio del agua en relación a su carácter incrustante o corrosivo, hace uso de diferentes datos como: equilibrios del anhídrido carbónico²⁸, bicarbonatos y carbonatos, pH, temperatura, concentración de calcio y salinidad total en el agua. (Guevara, 2013)

$$IS = pH - pHs \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde:

IS = índice de Saturación

pH = pH del agua (leído)

pHs = pH de saturación o equilibrio.

Tabla 1- 2 RANGO DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER

LSI	OBSERVACIÓN
LSI = 0	El agua está en equilibrio.
LSI < 0	Agua con tendencia corrosiva
LSI > 0	Agua es incrustante.

Tomado de: Patton, 1995

El pHs se lo puede obtener por un cálculo matemático o utilizando un gráfico de cálculo, a partir de los siguientes valores: Temperatura, pH, dureza cálcica y alcalinidad total (bicarbonatos en aguas naturales) en mg/L como CaCO₃ y sólidos totales en mg/L. (Berbennill & et al., 2014)

²⁸ **Anhídrido carbónico:** Gas incoloro, olor ligeramente irritante y sabor ácido, es un compuesto orgánico del carbono.

$$pH_s = (9.3 + A + B) - (C + D) \quad (\text{Ec. 16})$$

$$A = (\text{Log} [\text{STD. mg/lt}] - 1) / 10 \quad (\text{Ec. 17})$$

$$B = -13.12 \times \text{Log}_{10} [T (^{\circ}\text{C}) + 273,15] + 34.55 \quad (\text{Ec. 18})$$

$$C = \text{Log} [\text{Ca}_2 + \text{como mgCaCO}_3/\text{lt}] - 0.4 \quad (\text{Ec. 19})$$

$$D = \text{Log} [\text{alcalinidad como mgCaCO}_3/\text{lt}] \quad (\text{Ec. 20})$$

1.4.2.2. ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR (RSI)

El índice de estabilidad de Ryznar (RSI) y el índice de saturación de Langelier (LSI) son muy parecidos, aunque Ryznar realizó una modificación del LSI y proporciona un indicativo o tendencia a la formación de incrustaciones de carbonato de calcio, con mayor precisión. La diferencia entre estos dos índices radica en que: Ryznar identificó que calculando el LSI entre aguas de dureza²⁹ alta y baja el LSI podría no variar, y ello fue lo que modificó Ryznar en la siguiente ecuación: (BerbenniIII & et al., 2014; Guevara, 2013)

Al ser una variante del índice de saturación de Langelier, este método es usado para un cálculo en superficie. (BerbenniIII & et al., 2014)

$$RSI = 2pH_s - pH \quad (\text{Ec. 21})$$

Donde:

$$RSI = 2(pH_{sat})_{IS} - pH \quad (\text{Ec. 22})$$

Donde:

pH = pH actual del agua.

pH (sat) = pH de saturación.

²⁹ **Agua dura:** Agua con una determinada concentración de compuestos minerales, de manera particular con sales de magnesio y calcio.

Tabla 1- 3 RANGOS DEL ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR

RSI	OBSERVACIÓN
4 – 5	Altamente incrustante
5 – 6	Ligeramente incrustante
6 – 7	Equilibrio
7 – 7,5	Ligeramente corrosiva
7,5 – 8,5	Altamente corrosiva

Tomado de: PDVSA Manual de Ingeniería de Diseño, 2010

1.4.2.3. ÍNDICE DE PUCKORIUS (PSI)

Permite determinar el índice práctico de incrustación, y es una variante del índice de saturación de Ryznar, ya que utiliza el pH del agua en lugar del pH medido en el circuito. (Guevara, 2013)

$$PSI = 2(pH_S) - pH_{EQ} \quad (\text{Ec. 23})$$

Donde:

$$pH_{EQ} = 1,465 \times \text{Log} [\text{Alcalinidad}] + 4,54 \quad (\text{Ec. 24})$$

Tabla 1- 4 RANGOS DEL ÍNDICE DE PUCKORIUS

PSI	OBSERVACIÓN
PSI < 4,5	Tendencia a la incrustación.
4,5 < PSI < 6,5	No hay corrosión.
PSI > 6,5	Tendencia a la corrosión.

Tomado de: Patton, 1995

1.4.2.4. ÍNDICE DE LARSON – SKOLD (ILR)

Es un índice de corrosividad que relaciona el “contenido de sales solubles existentes en el agua, tales como los sulfatos (meq/L), cloruros (meq/L) y carbonatos (meq/L), con su grado de corrosividad en presencia de determinados

factores tales como el pH y la temperatura". Este índice permite realizar el cálculo para superficie dado que el pH es medido en superficie. (Maestro, 2009)

Se usa este índice en aguas equilibradas³⁰ y depuradas³¹ con temperaturas menores a 20°C, en cambio en aguas desaladas y en aguas subterráneas afectadas de invasión marina tiende a tener errores. (Guevara, 2013)

$$ILR = \frac{([Cl^-] + [SO_4^{2-}])}{([HCO_3^-] + [CO_3^{2-}])} \quad (\text{Ec. 25})$$

Tabla 1- 5 RANGOS DEL ÍNDICE DE LARSON - SKOLD

ILR	OBSERVACIÓN
ILR < 0,8	No hay corrosión
0,8 < ILR < 1,2	La corrosión es significativa
ILR > 1,2	La corrosión es elevada

Tomado de: Guevara, 2013

1.4.2.5. MÉTODO DE ODDO – TOMSON

Este método permite realizar el cálculo del Índice de Saturación y para ello toma en cuenta la presión total del sistema, este método posee la particularidad de poder realizar cálculos del IS en profundidad debido a que se ajusta a tres escenarios. (Patton, 1995)

a) FASE GAS PRESENTE O AUSENTE DONDE EL pH ES CONOCIDO

$$IS = \log[(Ca^{++})(HCO_3^-)] + pH - 2,71 + (9,88 * 10^{-3}T) + (0,61 * 10^{-6}T^2) - (3,03 * 10^{-5}P) - (2,348\sqrt{\mu}) + 0,77\mu \quad (\text{Ec. 26})$$

Donde:

Ca^{++} = Concentración del Ión calcio, moles/L

³⁰ **Agua equilibrada:** Agua con minerales equilibrados

³¹ **Agua depurada:** Es agua reciclada o residual de otros procesos y que se la almacena para darle uso.

HCO_3^- = Concentración del Ión Bicarbonato, moles/L

T = Temperatura en °F

P = Presión absoluta total, psia

μ = Fuerza iónica molar, moles/L

b) FASE DE GAS AUSENTE Y pH DESCONOCIDO

Para el cálculo de Índice de Saturación tomando en consideración que la fase de gas es ausente y el pH es desconocido, se debe calcular: la fuerza iónica³² de la solución (μ), La cantidad de CO_2 disuelto en agua y con ello se puede llegar al cálculo del Índice de Odor y Tomson. (Patton, 1995) (Montenegro, 2013)

La fuerza iónica son interacciones, movimientos de atracción y repulsión entre los iones, esta fuerza puede calcularse con la siguiente ecuación: (Patton, 1995)

$$\mu = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n C_i Z_i \quad (\text{Ec. 27})$$

Donde:

C_i = Concentración molar de la especie iónica

Z_i = Carga eléctrica del ión.

Entonces se sabe que la fuerza iónica es la suma de los productos de la concentración y la carga eléctrica de los iones presentes en la solución³³ acuosa, por lo tanto: (Montenegro, 2013)

$$\mu(\text{moles/L}) = 10^{-6}(2,2\text{Na}^+ + 5\text{Ca}^{++} + 8,2\text{Mg}^{++} + 1,5\text{Ba}^{++} + 2,3\text{Sr}^{++} + 1,4\text{Cl}^- + 2,1\text{SO}_4^{=} + 0,8\text{HCO}_3^-) \quad (\text{Ec. 28})$$

Para el cálculo de la cantidad de CO_2 disuelto en el agua se lo determina in situ³⁴ o con cálculos matemáticos: (Montenegro, 2013)

³² **Fuerza iónica:** Es una función de la concentración de iones en el fluido, es la fuerza que permite que las moléculas se mantengan unidas entre sí.

³³ **Solución:** Es una mezcla homogénea a nivel molecular o iónico de dos o más sustancias, que no reaccionan entre sí.

³⁴ **In situ:** En sitio, en el fondo del pozo.

$$\log C_{Wtr} = \log P_{CO_3} - (2,212 - 6,51 * 10^{-3}T) + (10,19 * 10^{-6}T^2) - (1,29 * 10^{-5}P) - 0,77\sqrt{\mu} - 0,059\mu \quad (\text{Ec. 29})$$

Una vez realizados los cálculos anteriores se puede determinar: el índice de saturación y el pH. (Montenegro, 2013)

$$pH = \log\left(\frac{HCO_3^-}{C_w}\right) + 6,39 - (1,198 * 10^{-3}T) + (7,94 * 10^{-6}T^2) - (3,53 * 10^{-5}P) - (1,067\sqrt{\mu}) + 0,599\mu \quad (\text{Ec. 30})$$

$$IS = \log\left(\frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{C_w}\right) + 3,63 + (8,68 * 10^{-3}T) + (8,55 * 10^{-6}T^2) - (6,56 * 10^{-5}P) - (3,42\sqrt{\mu}) + 1,373\mu \quad (\text{Ec. 31})$$

c) FASE DE GAS PRESENTE Y pH DESCONOCIDO

El primer paso es calcular la fugacidad³⁵ (f_g) del CO₂: (Patton, 1995)

$$f_g = e^{P * \left(2,84 * 10^{-4} - \frac{0,255}{T+460}\right)} \quad (\text{Ec. 32})$$

Donde:

P = Presión del tramo en profundidad, psia.

T = Temperatura del tramo en profundidad, °F.

A partir de la fugacidad del CO₂ a una temperatura y presión conocida se puede calcular la fracción molar³⁶ del CO₂: (Pangorbo, 2011)

$$y_g = \frac{y_t}{1 + \frac{P f_g (5BAPD + 10BPPD) * 10^{-5}}{MMscf (T+460)}} \quad (\text{Ec. 33})$$

³⁵ **Coefficiente de fugacidad:** Es un factor de corrección para transformar una ecuación ideal en una real.

³⁶ **Fracción molar:** es una unidad química que permite expresar una concentración de un soluto en cantidad de solución.

Donde:

- y_t = la fracción molar del CO₂
- P = Presión del tramo en profundidad, psia.
- T = Temperatura del tramo en profundidad, °F
- BPPD = Barriles de petróleo por día
- BAPD = Barriles de agua por día
- MMscf = Millones de pies cúbicos estándar por día

Se calcula la fuerza iónica μ y se procede al cálculo del Índice de Saturación y del pH. (Montenegro, 2013)

$$pH = \log\left(\frac{HCO_3^-}{P y_g f_g}\right) + 8,60 + (5,31 * 10^{-3}T) - (2,253 * 10^{-6}T^2) - (2,237 * 10^{-5}P) - (0,99\sqrt{\mu}) + 0,658\mu \quad (\text{Ec. 34})$$

$$IS = \log\left(\frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{P y_g f_g}\right) + 5,85 + (15,19 * 10^{-3}T) - (1,64 * 10^{-6}T^2) - (5,27 * 10^{-5}P) - (3,334\sqrt{\mu}) + 1,431\mu \quad (\text{Ec. 35})$$

La interpretación para el IS calculado:

Tabla 1- 6 RANGOS DE ÍNDICE DE ODDO Y TOMSON

IS	OBSERVACIÓN
Positivo	Alta probabilidad de precipitación de incrustaciones.
Negativo	Ninguna probabilidad de precipitación de incrustaciones, se supone la presencia de corrosión.

Tomado de: Patton, 1995

El método se considera válido si las condiciones a evaluar son las siguientes: (Montenegro, 2013)

- Esfuerzo iónico: 0 – 4
- Temperatura: 32 – 392 °F [0 - 200°C]
- Presión: 0 – 20000psig

1.4.2.6. MÉTODO DE STIFF Y DAVIS

Este método es un desarrollo empírico del Método de Langelier cuya diferencia radica en la consideración del agua de formación³⁷ de los campos petroleros. (Montenegro, 2013)

$$IS = pH - pHs \quad (\text{Ec. 36})$$

Donde:

IS = Índice de Saturación

pH = pH real del agua

pHs = pH del agua saturada con carbonato de calcio.

K = constante en función de la salinidad, composición y temperatura del agua.

$$pHs = K + pCa + pAlkM \quad (\text{Ec. 37})$$

$$pCa = \log\left(\frac{1}{\text{MolesCa}^{++}/\text{litro}}\right) \quad (\text{Ec. 38})$$

$$pAlkM = \log\left(\frac{1}{\text{Alcalinidad equivalente/litro}}\right) \quad (\text{Ec. 39})$$

Alcalinidad equivalente = Alcalinidad total

$$\text{Alcalinidad total} = \text{CO}_3^{-2} + \text{HCO}_3^{-}, \text{equivalente/lt} \quad (\text{Ec. 40})$$

Para la aplicación de este método en el cálculo del IS es necesario conocer el pH, la alcalinidad, contenido de carbonatos y el esfuerzo iónico, es necesario recordar que la muestra tomada para el análisis en campo debe ser lo más pura posible y realizarla lo antes posible, así no se pierden sus propiedades. (Montenegro, 2013) Además, este análisis puede ser planteado solo para un pH leído en superficie, bajo superficie se puede tener grandes rangos de error y/o totalmente erróneos. (Montenegro, 2013) (Patton, 1995)

³⁷ **Agua de formación:** se denomina de esta forma al agua retenida en las hendeduras de una roca sedimentaria en la época en que ésta se formó.

Conclusiones:

- a) $IS < 0$ = El agua no está saturada de CaCO_3 y la formación de escala es improbable.
- b) $IS > 0$ = El agua está sobre saturada de CaCO_3 y la formación de escala es probable.
- c) $IS = 0$ El agua está saturada de CaCO_3 (Patton, 1995)

Existen otros métodos utilizados en el análisis de corrosión como: Tieso-Davis que mejora ciertas deficiencias causadas por valores altos de sólidos disueltos y los efectos del ión común³⁸. (Pangorbo, 2011)

Sin embargo, los métodos utilizados presentan limitaciones pues no consideran la presencia de sílice coloidal³⁹ o materia orgánica en el agua de formación, en ese caso el CaCO_3 precipita sobre las partículas coloidales o la materia orgánica en lugar de hacerlo sobre la superficie del metal, de esta manera la velocidad de corrosión será elevada, aunque los índices nos indiquen tendencia a la incrustación. (Pangorbo, 2011)

³⁸ **Efecto del ión común:** Es el desplazamiento de un equilibrio iónico cuando cambia la concentración de uno de los iones por la disolución de una sal que se encuentra disuelta en él.

³⁹ **Sílice coloidal:** Son partículas amorfas y no porosas en suspensión de finas partículas de sílica en una fase líquida que se estabiliza electrostáticamente.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE TUBERÍAS

La corrosión que se presenta en los diferentes materiales es un proceso espontáneo e inevitable y una pauta para tratar de mitigarlo es la selección apropiada del metal o aleaciones de metales resistentes a la corrosión, recubrimientos especiales, uso de inhibidores, etc., y es precisamente de ello de lo que trata este capítulo.

2.1. CARACTERÍSTICAS DE CORROSIÓN EN CIERTOS METALES

La corrosión es un proceso inevitable que se presenta en la industria en general, pero de manera especial en la industria del petróleo en sus diferentes áreas, ya que se encuentran rodeados de muchos ambientes que favorecen este proceso. (Barrera & et al., 2009)

El tipo del metal a utilizarse puede ser un instrumento clave para mitigar dicho proceso o determinante al analizar el tipo de corrosión que se presenta. (Mina, 2011) Es por ello que a continuación se realizará una breve descripción de las características de corrosión presentes en ciertos metales.

2.1.1. ACERO

Se debe tener en cuenta la reacción que se da, donde el hierro en presencia de oxígeno y agua que es termodinámicamente⁴⁰ inestable con respecto a sus óxidos, el hecho importante no es si se oxida o no el acero, lo realmente importante es la velocidad en la que se oxida. (Mina, 2011)

⁴⁰ **Termodinámica:** Es una rama de la física que estudia la acción mecánica del calor y las restantes formas de energía durante procesos.

El proceso de corrosión del acero se forma como producto del óxido férrico hidratado, este óxido al estar hidratado contiene moléculas de agua que juntamente con un ambiente húmedo se vuelven el principal componente de corrosión, si se tiene una tubería de acero un tanto usada o vieja esto da inicio a quebraduras y roturas en la capa del óxido. (Mina, 2011)

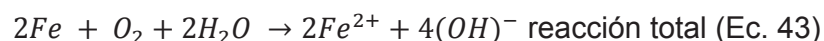
Se conoce que las velocidades de corrosión van de altas a bajas conforme se va dando el proceso y las reacciones que se suelen dar se describen a continuación. (Josem, 2014)

En el acero, la reacción anódica que se da es:



Posteriormente, la reacción catódica se da para iniciar y mantener la corrosión en el metal, reduciendo así la cantidad de protones. (Josem, 2014)

Y la reacción de corrosión total es la suma de las reacciones anódicas y catódicas donde tanto la anódica como la catódica generan corrientes donde la suma de estas dos da una proporcional a la velocidad de corrosión. (Josem, 2014)



Los iones Fe^{2+} usualmente migran desde el ánodo hacia el cátodo, donde se combinan con los iones hidroxilo $(OH)^-$ para formar óxido de hierro (II). El hierro tiene a oxidarse más por presencia del oxígeno gaseoso O_2 hasta el estado de oxidación $3+$, y de esta manera se forma el óxido de hierro (III) o también llamado herrumbre Fe_2O_3 que es un material sólido que se asienta en la pared del metal, y es de color rojo. (NervionPinturas, 2016)

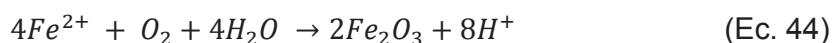
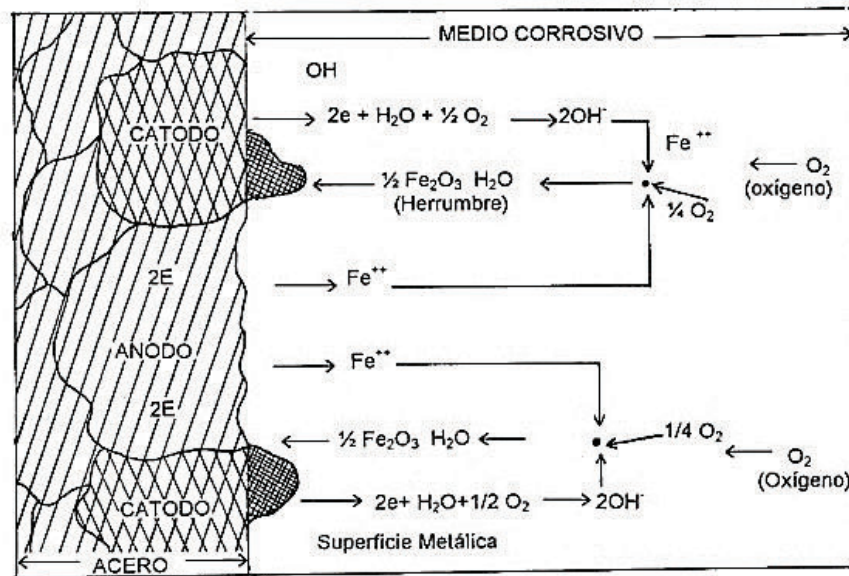


Figura 2- 1 CORROSIÓN EN ACERO



Tomado de: NervionPinturas,2016

2.1.2. ACERO GALVANIZADO

Este tipo de aceros son más fuerte a la corrosión atmosférica y a la corrosión provocada por el agua, el Zinc que es uno de los metales más usados para este fin, ya que es termodinámicamente estable en presencia de soluciones acuosas o de agua, pero se corroe en medios ácidos, neutros y altamente alcalinos, se debe recordar que mientras más puro sea el Zinc más lento será el proceso de corrosión. (teoriadeconstrucción, 2013; Mina, 2011)

En el caso de los aceros galvánicos cuando se encuentran expuestos a la atmósfera tienden a formar una película de las partículas productos de corrosión tienden a limitar la velocidad de la corrosión, además la velocidad dependerá del espesor y de la continuidad de las partículas mencionadas. (Mina, 2011)

2.1.3. ACERO AL CARBONO

Los aceros con aleaciones de acero al carbón su resistencia depende de la cantidad de carbono que contenga la aleación y por ello se los divide en:

2.1.3.1. ACERO BAJO EN CARBONO

Se los considera bajos porque tienen menos del 0,25% de Carbono en peso, este tipo de aceros son considerados blandos y dúctiles⁴¹, además son usados comúnmente en cascos de buques, carrocerías, cerraduras de puertas, etc. (Almagro & Pilay de la A, 2013)

2.1.3.2. ACERO MEDIO EN CARBONO

Poseen Carbono entre 0,25% y 0,6% en peso, se lo considera menos blando por lo que es usado en piezas de maquinaria. (Almagro & Pilay de la A, 2013)

2.1.3.3. ACERO ALTO EN CARBONO

Tiene entre 0,6% y 1,4% de Carbono en peso, se reduce la ductilidad del metal, pero su resistencia es mucho mayor que los anteriores, es muy utilizado en la industria petrolera y se mejora su resistencia añadiéndole aleantes como cromo. (Almagro & Pilay de la A, 2013)

2.1.4. ALUMINIO

El aluminio es considerado como el metal que tiene características de resistencia a la corrosión mejores que las del acero, pero que en presencia del oxígeno tiende a corroerse, la velocidad de corrosión al inicio es mucho mayor que en el acero, ya que el aluminio tiene mayor afinidad con el oxígeno, pero forma una capa gruesa y compacta de productos de corrosión que actúa como capa protectora evitando que siga dicho proceso hacia el interior de la tubería. (Poragencias, 2010)

El producto de la corrosión de aluminio se llama alúmina, este producto posee una temperatura de fusión un tanto elevada, pero esto se vuelve un problema cuando se trata de soldar pues la capa superficial es muy dura y requiere de una limpieza efectiva para poder soldar. (Poragencias, 2010)

⁴¹ **Dúctil:** Propiedad que presentan algunos materiales, aleaciones metálicas o materiales asfálticos, que, bajo la acción de una fuerza, pueden deformarse plásticamente de manera sostenible sin romperse.

Usualmente en aleaciones de aluminio se tiene corrosión por picadura o por agrietamiento y la capa dura que se forma como producto de la corrosión es soluble en ácidos y bases y se producen iones de aluminio Al^{3+} . (Mina, 2011)

2.1.5. COBRE

Los revestimientos, tuberías con cobre y aleaciones a base de cobre son altamente resistentes a la corrosión, cuando se oxida proporciona una película de óxido cuproso [Cu_2O] que sirve a manera de protección contra la corrosión. (Mina, 2011; Henríquez, 2016)

La resistencia a la corrosión atmosférica del cobre en cualquiera de sus grados es buena, además resiste soluciones salinas, alcalinas y biocontaminación⁴², aunque el cobre delicado en presencia de ácidos oxidantes, sales de metales pesados oxidantes, azufre, amoníaco y presenta corrosión por erosión a altas velocidades del agua. (Mina, 2011)

2.1.6. ACEROS INOXIDABLES

Se debe conocer que los aceros inoxidable poseen en su composición cromo que les brinda esa característica inoxidable, además muchas aleaciones poseen níquel para reforzar aún más su resistencia a la corrosión, al contener cromo y níquel en ocasiones hace que el acero se vuelva inoxidable en toda su masa, por ello es que a este tipo de aceros no se les añade chapeados⁴³, ni pinturas, ni ningún tratamiento superficial para mitigar la corrosión. (inoxidable.com, 2014)

Hay que recordar que ningún tipo de material es totalmente inoxidable y de hecho los aceros inoxidable se corroen de manera que se forma una capa densa superficial de óxido de cromo que se vuelve una capa protectora de ataques corrosivos. Pues, lo que permite que el acero aleado tenga características

⁴² **Biocontaminación:** Contaminación de sustancias por presencia de basura, pesticidas, aguas sucias, etc., de origen humano que afectan el medio.

⁴³ **Chapeado:** Es un recubrimiento especial que brinda mayor protección a los metales.

inoxidables es el contenido de: cromo, manganeso, silicio, níquel, molibdeno entre otros. (inoxidable.com, 2014)

A los aceros inoxidables se dividen en:

2.1.6.1. MARTENSÍTICOS

Son aquellos que poseen aleaciones de hierro y cromo (11,5% y 18%) y carbono (0,15% a 1,2%) en peso, si se requiere pueden ser endurecidos utilizando tratamientos térmicos, son considerados de menor resistencia a la corrosión que los ferríticos y austeníticos. (Br. Da Costa, 2006)

2.1.6.2. FERRÍTICOS

Este tipo de acero tiene eficiencia limitada cuando se lo expone a temperaturas altas, pero es resistente al ataque de gases de azufre. (Br. Da Costa, 2006)

2.1.6.3. AUSTENÍTICOS

Son los de mayor resistencia a la corrosión, calor y oxidación en general, ya que poseen altos contenidos de: cromo y níquel. (Br. Da Costa, 2006)

2.1.7. ALEACIONES DE NÍQUEL

El níquel es un elemento altamente resistente a procesos de corrosión, a altas temperaturas y tiene alta conductividad térmica, se lo puede mezclar con distintos metales y la resistencia de dichas aleaciones depende de la cantidad de níquel que contenga. (MegaMex, 2016; Br. Da Costa, 2006)

2.1.8. ALEACIONES DE COBRE

El cobre tiene características como: maleabilidad, conductividad eléctrica y térmica, resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión. “El cobre al ser un metal noble

no produce evolución de hidrógeno y por ello no se corroe con ácidos, excepto si esta en presencia de agentes oxidantes". (Br. Da Costa, 2006)

Las aleaciones de cromo se consideran de mucha mayor resistencia a los aceros inoxidable, si se los expone a altas temperaturas y a organismos microbiológicos, ya que, si las bacterias se adhieren al metal, excretan sus productos extracelulares que generan oxidación por acumulación de productos en la superficie metálica, conocido como biofilm. El biofilm cambia la velocidad de corrosión debido a que forma celdas de acumulación de oxígeno. (Valcarce, 2004)

2.1.9. ALEACIONES DE ALUMINIO

El aluminio se caracteriza porque al oxidarse genera una capa muy adherente, la misma que sirve para protección de corrosión en los diferentes ambientes a los que se exponga el metal. Además, el aluminio se corroe en presencia de cloruros, en medios ácidos o en álcalis y la velocidad de la corrosión depende de la naturaleza del anión, el tipo de corrosión que se da usualmente en el aluminio y aleaciones de aluminio es corrosión por picadura. (Br. Da Costa, 2006)

El aluminio brinda una protección media para mitigar la corrosión, tiene buena resistencia mecánica, posee buena conductividad térmica y eléctrica, pero todas sus características se ven limitadas en temperaturas superiores a 350°F, este tipo de aleaciones requieren recubrimientos superficiales fundados en cromatos. (Davó & Damborenea, 2004)

2.1.10. ALEACIONES DE PLOMO

Las aleaciones de plomo son altamente resistentes al ácido sulfúrico, y puede ser resistente al ácido clorhídrico (máximo 10%) a temperatura ambiente en presencia de agua salina. Este tipo de aleaciones tiende a formar películas que protegen a la superficie metálica de corrosión, pero no son muy resistentes pues dichas capas son blandas. (Br. Da Costa, 2006)

2.1.11. ALEACIONES DE ZINC

Este metal y sus aleaciones tienen resistencia baja a la corrosión, se lo usa por su versatilidad y maleabilidad, aunque es utilizada como ánodo de sacrificio en la protección catódica del acero al carbono. (FontaneríaBenini, 2016; Br. Da Costa, 2006)

2.1.12. ALEACIONES DE ESTAÑO

Este metal se lo usa como revestimiento de otros metales para brindarles resistencia a la corrosión, es más utilizado en soldadura blanda pues tiene la característica de mojarse y adherirse a muchos metales en temperaturas un tanto bajas del punto de fusión, no es tóxico y es considerado casi inerte en ausencia de oxidantes. (Belmont, 2016; Br. Da Costa, 2006)

2.1.13. ALEACIONES DE TITANIO

El titanio es un metal ligero, su relación peso/resistencia es superior al de otros metales y es considerado como el metal que permite estabilizar de aceros inoxidable, de manera que evita la presencia de corrosión intergranular. (Br. Da Costa, 2006; TitaniumIndustry, 2016)

El titanio puro tiene características como poco resistente, alta ductilidad y es blando, pero al alearlo con otros metales sus propiedades cambian totalmente y se vuelven: altamente resistentes y rígidos, ductilidad apropiada, resistentes a la corrosión, además es considerado un elemento neutral. (TitaniumIndustry, 2016)

Las aleaciones de titanio al oxidarse producen una capa superficial de productos estables, adherentes e íntegros, esta película que se forma brinda protección contra la corrosión en ambientes levemente reductores, de neutros a altamente oxidantes en presencia de temperaturas altas, su resistencia baja en presencia de ácido clorhídrico y fluorhídrico. (TitaniumIndustry, 2016)

2.1.14. NO METALES

Donde los no metales lo más utilizados en la industria del petróleo son: plásticos, cemento-asbesto, cerámica, cemento, fibra de vidrio. (Br. Da Costa, 2006)

2.2. TUBERÍAS PARA MITIGAR LA CORROSIÓN

Dentro de la variedad de tipos de tuberías para mitigar la corrosión se encuentran las tuberías de materiales resistentes a la corrosión tuberías CRA (Corrosion Resistant Alloy). (Tenaris, 2016)

Se debe conocer que dentro de la gran variedad de tuberías tenemos las más utilizadas dentro del área petrolera, conocidas como OCTG (Oil Country Tubular Goods) que en español sería, Productos Tubulares para Países Petroleros, aquí se abarca tubería de recubrimiento (casing), tuberías de producción (tubing), utilizadas para transportar gas, petróleo, petróleos y gas o para inyectar fluidos al reservorio. (Tenaris, Tenaris, 2015)

Las tuberías tanto en onshore⁴⁴ como en offshore⁴⁵ requieren tener un equilibrio en propiedades mecánicas C-Mn y poseer propiedades de resistencia a la corrosión CRA⁴⁶, ya que se produce fluidos a menudo con un alto contenido de azufre y CO₂ que generan ambientes altamente corrosivos y para estos ambientes se requieren aleaciones CRA. (NeitamPetrol, 2015)

Los materiales resistentes a la corrosión (CRA) se encuentran presentes en tuberías de grado API L-80, C-90, P-110, etc., ductos de metales martensíticos al cromo, aleaciones con Cr 3%, Cr 9% y 1% Molibdeno (CRA), Cr 13% (CRA) y aceros dúplex. (SigmaOil, 2015)

Pero existe una gran gama de tuberías creadas con el fin de mitigar el proceso de corrosión que es hasta cierto punto inevitable:

⁴⁴ **Onshore:** Pozos de petróleos que se encuentran en tierra firme o en la parte continental.

⁴⁵ **Offshore:** Pozos de petróleos que se encuentran en la plataforma marina.

⁴⁶ **CRA:** Tuberías resistentes a la corrosión (Corrosion Resisten Alloys)

Tabla 2- 1 PROPIEDADES DE GRADOS DE ACEROS

SMYS [KSI]	55	70	75	80	90	95	100	110
Servicio Agrio				TN 80S	TN 90S	TN 95S		
Servicio Agrio Severo				TN 80SS	TN 90SS	TN 95SS		TN 110SS
Servicio Agrio y Alto Colapso				TN 80HS		TN 95 HS		TN 110HS
Servicio Crítico	TN 55CS	TN 79CS	TN 75CS	TN 80CR3		TN 95 CR3		TN 110 CR3
Corrosión Dulce						CR 13S 95		CR13 S 110

Tomado de: TENARIS (información: www.tenaris.com/oilfield)

Tabla 2- 2 GRADOS DE ACEROS API

SMYS [1000 SI]	40	55	65	80	90	95	110	125
Grupo 1	H-40	J55 K55		N80				
Grupo 2			M65	L80, 13CR	C90	C95, T95		
Grupo 3							P110	
Grupo 4								Q125

Tomado de: TENARIS (información: www.tenaris.com/oilfield)

2.2.1. TUBERÍAS OCTG DE GRADO L 80-1%CR Y L 80-3%CR

La tubería de grado L-80 es usada principalmente cuando se tiene corrosión dulce, este tipo de corrosión depende de la temperatura, presión parcial del CO₂ y las características del material y para mejorar la resistencia se le añade Cromo de 1% a 3% en masa, este metal puede suprimir efectivamente la presencia de corrosión localizada. (Kumar, Asmann, & Et al., 2013)

Acero con Cr 1% se lo utiliza en corrosión dulce leve, con cortes de agua medidos a altas y bajas presiones parciales CO₂. Tuberías con Cr 3% son microaleadas que permiten incrementar resistencia del acero y toleran mayor cantidad de CO₂, cuando se tienen condiciones mucho más severas es necesario usar aceros inoxidables martensíticos (Cr 13%) para poder mitigar la presencia de corrosión. (Tenaris, Tenaris, 2015)

2.2.2. TUBERÍAS DE GRADO P-110

Son usadas en oleoductos, gasoductos, este tipo de tuberías tiene un alto grado de acero fino y una superficie suave, resistencia a abrasión, presión, temperatura, ambiente y corrosión, además son susceptibles a ambientes con H₂S. (Yaosheng, 2016)

Pueden soportar una fuerza de tensión de más de 862 MPa, límite elástico de 758 a 965 MPa (110-140 ksi) y resistencia mínima a la tracción de 862 MPa (125 ksi), este grado de tubería es perfecta para ser usada en pozos profundos y las características de este grado de tuberías se asemejan a Q125. (Yaosheng, 2016)

2.2.3. TUBERÍAS DE GRADO C-90

El grado de acero C-90 tiene resistencia al H₂S, posee dureza máxima, límite elástico de 621-724 MPa (90-105) ksi y resistencia mínima a la tracción de 689 MPa (100 ksi), los grados de tuberías que se asemejan a este tipo son: API T95 Y C110. (Sovonex, 2016)

2.2.4. TUBERÍAS DE GRADO N-80

Es una de las tuberías más económicas, más utilizadas en pozos que no presentes requerimientos especiales de anticorrosión o fuerza, las tuberías de grado N80 se dividen en N80-1 y N80-Q, poseen el mismo límite elástico de 552-758 MPa (55-80 ksi) y resistencia de tracción de 689 MPa (100 ksi), pero la tubería N80-Q presenta mayor resistencia a la presión interna y al colapso, los grados de tubería que se asemejan a esta son: H40, J55 y K55. (Sovonex, 2016)

2.2.5. RESUMEN DE TUBERÍAS PARA MITIGAR CORROSIÓN

A continuación, se puede sintetizar los diferentes tipos de tuberías para mitigar corrosión en la tabla 2-3.

Tabla 2- 3 TUBERÍAS PARA MITIGAR CORROSIÓN

TUBERÍAS PARA MITIGAR CORROSIÓN		
TIPO	CARACTERÍSTICA	USO
TN 80S; TN90S; TN95S	Contienen aleaciones con Cr 3%, Cr 9% y 1% Molibdeno (CRA), Cr 13% (CRA) y aceros dúplex. (TENARIS, 2016)	Servicio Agrio
TN 80SS; TN 90SS; TN 95SS; TN 110SS	Contienen aleaciones con Cr 3%, Cr 9% y 1% Molibdeno (CRA), Cr 13% (CRA) y aceros dúplex. (TENARIS, 2016)	Servicio Agrio Severo
TN 80HS; TN 95 HS; TN 110HS	Contienen aleaciones con Cr 3%, Cr 9% y 1% Molibdeno (CRA), Cr 13% (CRA) y aceros dúplex. (TENARIS, 2016)	Servicio Agrio y Alto Colapso
TN 55CS; TN 79CS; TN 75CS; TN 80CR3; TN 95 CR3; TN 110 CR3	Contienen aleaciones con Cr 3%, Cr 9% y 1% Molibdeno (CRA), Cr 13% (CRA) y aceros dúplex. (TENARIS, 2016)	Servicio Crítico
CR 13S 95; CR13 S 110	Contienen aleaciones con Cr 3%, Cr 9% y 1% Molibdeno (CRA), Cr 13% (CRA) y aceros dúplex. (TENARIS, 2016)	Corrosión dulce severa
L 80-1%CR; L 80-3%CR	Contienen aleaciones con Cr 1%, Cr 3% y 1% Molibdeno (CRA) y aceros dúplex. (TENARIS, 2016)	Corrosión dulce
P-110	Contienen aleaciones con 0,03% P, 0,03%S. (Sovonex, 2016)	Uso general en pozos profundos no apto para ambientes agrios.
C-90	Contiene aleaciones con C 0,35%, Mn 1,2%, Mo 0,85%, Cr 1,5%, Ni 0,99%, P 0,02%, S 0,1%. (Sovonex, 2016)	Servicio agrio y posee dureza máxima

Elaborado por: Grace Sevillano

2.3. NORMAS DE ALGUNOS TIPOS DE TUBERÍAS

- Acero al carbono con contenido de silicio, ASTM A 181 GR. I., ASTM A 516 GR. 55.
- Acero al carbono con contenido de manganeso y silicio, ASTM A 105.
- Acero al carbono con contenido de manganeso, ASTM A 53 GR. B., ASTM A 106 GR. B.

- Acero al carbono con contenido de cromo y molibdeno, ASTM A 193 GR. B7., ASTM A 194 GR. 2H., ASTM A 307 GR. B.
- Acero al carbono con contenido de manganeso, API 5L.
- Aceros inoxidables AISI 304, 304L, ASTM A 213 tipo SS 316, ASTM A 270, ASTM A 312 tipo SS 304 y SS 316. (Domínguez, 2010; Allbiz, 2016)

2.4. PROTECCIÓN PARA MITIGAR LA CORROSIÓN

2.4.1. RECUBRIMIENTOS Y REVESTIMIENTOS

Frecuentemente el uso de recubrimientos y revestimientos son aplicados en sistemas de protección catódica con el fin de optimizar el costo para protección de tuberías. (Rendón, 2006)

Figura 2- 2 RECUBRIMIENTOS Y REVESTIMIENTOS DE TUBERÍAS



Tomado de: PETROAMAZONAS EP

2.4.2. USO INHIBIDORES

La forma en que se apliquen los inhibidores de corrosión depende del volumen de producción, del sistema de levantamiento del petróleo, tipo de corrosión que se presenta, el contenido de gases corrosivos, etc. (Rendón, 2006; Guevara, 2013)

2.4.2.1. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Los inhibidores son químicos que forman una película sobre la superficie metálica con síntomas de corrosión con el fin de aislar dicha área de agentes oxidantes como: O₂, CO₂, H₂S, que son los principales gases oxidantes. (Guevara, 2013)

Las características que deben tener:

- Buena solubilidad en el agua, la que debe ser tratada y buena adherencia a la superficie metálica.
- Formar una barrera protectora insoluble de manera que permanezca intacta en condiciones rozamiento, causados por la velocidad del fluido. (Guevara, 2013)

Además, no existe un inhibidor perfecto, pues depende de las características de los fluidos, gases producidos y de las condiciones de operación del campo, es por ello que los inhibidores de corrosión se dividen según su composición en: (Guevara, 2013; Carvajal & Guzmán, 2005)

2.4.2.1.1. INHIBIDORES DE BASE ACEITE/SOLVENTE

Este tipo de inhibidor previene el contacto del agua con la superficie metálica, y se lo utiliza directamente del contenedor, pues no requiere ser diluido o preparado para su uso. (Osorio, 2016)

2.4.2.1.2. INHIBIDORES DE CORROSIÓN DE BASE AGUA

Los inhibidores de corrosión de base agua modifican las características superficiales del metal, de esta manera se disminuye la formación de la oxidación y la corrosión. Este tipo de inhibidores son los más usados debido a que la película que forman es delgada y transparente cuando se seca. (Osorio, 2016)

2.4.2.1.3. INHIBIDORES DE CORROSIÓN NO TÓXICOS Y BIODEGRADABLES

Son usados con mayor frecuencia en instalaciones industriales, equipos, maquinarias y estructuras de diversa índole para mitigar el proceso de corrosión, son usados en pequeñas cantidades en un ambiente determinado (líquido o gaseoso) para reducir la acción de corrosión que ejercida por el ambiente. (Osorio, 2016)

2.4.2.2. INYECCIÓN CONTÍNUA

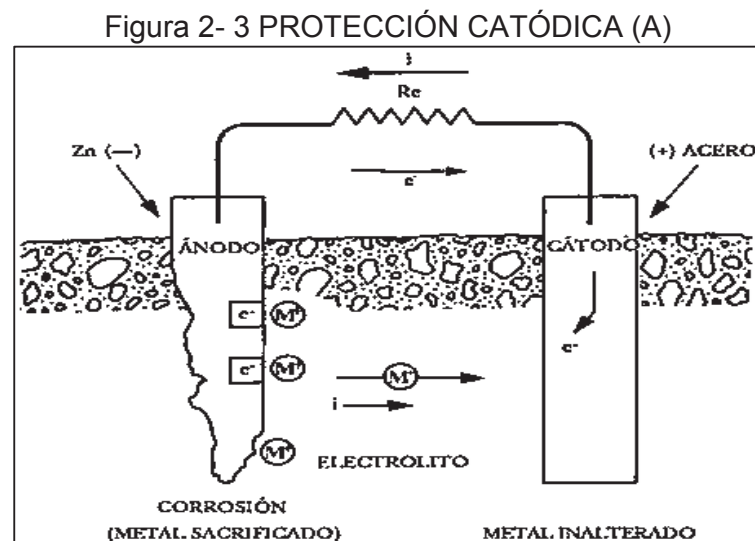
Se lo puede hacer por inyección anular, mediante tubería capilar al fondo del pozo o de forma directa en el fluido de trabajo del pozo productor. (Guevara, 2013)

2.4.2.3. INYECCIÓN EN BATCH

Mediante tratamiento de forzamiento a la formación, por desplazamiento anular, etc. (Guevara, 2013)

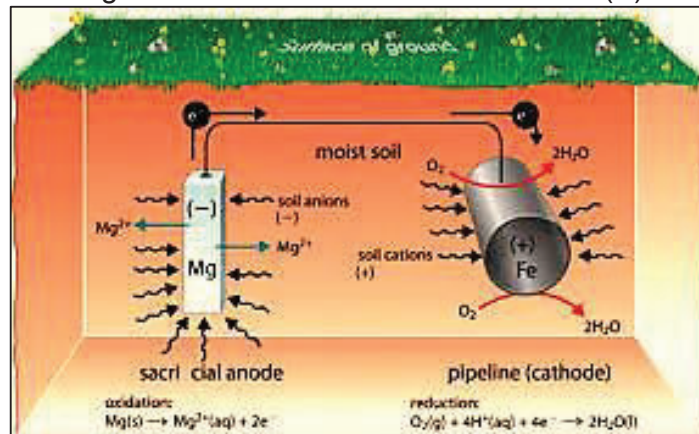
2.4.3. PROTECCIÓN CATÓDICA

La protección catódica permite mitigar la presencia de corrosión galvánica, para realizar esta técnica se utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la corrosión externa de la superficie metálica, se utiliza frecuentemente en casos donde la tubería es enterrada o sumergida en el agua, además previene la corrosión desde el principio o contribuye a que ésta no deteriore más el metal. (Rendón, 2006)



Tomado de: Chavarría, 2007

Figura 2- 4 PROTECCIÓN CATÓDICA (B)



Tomado de: Chavarría, 2007

2.4.4. SELECCIÓN DE MATERIALES

La selección de materiales es el principal punto, ya que no se puede usar tubería convencional sin realizar un análisis previo, como conocer si se hay presencia de gases corrosivos, el tipo de fluido que se va a producir, presión, temperatura, etc. (Rendón, 2006)

CAPÍTULO III

ANÁLISIS COMPARATIVO

Las tuberías de producción que se analizarán poseen aleaciones resistentes a la corrosión y se las denominará tuberías API 1% Cr, API 3% Cr y API 13% Cr. En este capítulo, se seleccionará la tubería de producción más apta técnica y económicamente, haciendo uso de métodos para determinar el índice de saturación, se analizarán los datos de inspección ultrasónica, velocidad de corrosión y se hará uso de indicadores financieros para determinar cuál de las tuberías es la más rentable.

3.1. ANTECEDENTES

La corrosión en la industria petrolera y específicamente en los pozos es un problema un tanto difícil de mitigar y que constantemente requiere de estudios especializados, uso de inhibidores de corrosión, cambio de tuberías, hasta una selección apropiada de tubería de producción, todo esto implica paralización de producción, costos asociados al cambio de tubería, etc., y es por ello que se debe mantener continuas actualizaciones sobre tipos de metalurgia resistentes a la corrosión. (Jaspe, 2006)

En el capítulo dos se mencionó, algunas pautas para mitigar el proceso de corrosión:

- Uso de inhibidores.
- Selección apropiada de aceros al carbono o aleaciones resistentes a la corrosión en tuberías.
- Uso de recubrimientos metálicos o no metálicos de ser el caso.

Los daños causados por corrosión pueden alcanzar cifras de gastos sumamente altas, dado que del total de fallas presentes en la industria petrolera al menos el 33% se debe a la presencia de corrosión. (Jaspe, 2006)

Tabla 3- 1 TIPOS DE FALLAS

TIPOS DE FALLAS	%
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño mecánico	14
Factura frágil	9
Defecto de fabricación	9
Defectos de soldadura	7
Otros	10

Tomado de: Jaspe, 2006

La corrosión varía dependiendo las cantidades de agua y gas producido, los gases antes mencionados como el CO₂ y el H₂S que al disolverse en agua forman ácidos débiles, que al contacto con el metal y mediante reacciones redox⁴⁷, logran que el hierro presente en las tuberías se disuelva en la superficie metálica del acero al carbón produciendo el efecto de corrosión dulce o agria dependiendo del gas que intervenga.

Para desarrollar este trabajo se hizo uso de la información de cuatro plataformas del campo Palo Azul (B, C, D, N) de los pozos: PLAB-003, PLAC-013, PLAD-015, PLAN-051, estos pozos son los que se han visto afectados mayormente por la presencia de CO₂ causando de corrosión dulce en la mayoría de los pozos del antes mencionado campo y en la actualidad se encuentran completados por tubería de producción de grado: L-80, API 1% Cr, API 3% Cr, y las tuberías de revestimiento son de grado: P-110, N-80 y NQ-80.

Haciendo uso de la información se realizará un estudio comparado para de esta manera seleccionar la tubería más apropiada técnica y económicamente.

⁴⁷ **Reacción redox:** Reacción de óxido-reducción.

3.2. ANÁLISIS DE LA PRESIÓN DE CO₂

La presión parcial del CO₂ se define como:

$$PpCO_2 = \frac{P * \%CO_2}{100} \quad (\text{Ec. 45})$$

Donde:

PpCO₂ = Presión parcial del CO₂.

%CO₂ = Porcentaje de CO₂ en el gas.

P = Presión total del sistema (psi)

Y esta es una manera de predecir, si el comportamiento del CO₂ presente es potencialmente agresivo o no y para ello se presenta siguiente tabla.

Tabla 3- 2 CLASIFICACIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE CORROSIÓN
DEPENDIENDO DE PpCO₂

PpCO ₂	Observación
PpCO ₂ > 30 psi	Corrosión Severa
30 > PpCO ₂ > 7	Corrosión Moderada
7 > PpCO ₂ > 4	Corrosión leve
PpCO ₂ < 4	Muy poco probable

Tomado de: (PDVSA, 2014)

A continuación, se muestra características básicas de los pozos antes mencionados: (PETROAMAZONAS EP, 2013)

Tabla 3- 3 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DEL CAMPO PALO AZUL

POZO	W.O.	TUBERÍA	TIPO DE COMPLETACIÓN	%CO ₂	%H ₂ S	ARENA	PpCO ₂ [psi]
PLAB-03	13	Cr 1%	D. Tipo J	60	0,0020	Hollin	925
PLAC-013	6	Cr 3%	Direccional	64	0,0024	Hollin	245
PLAD-015	8	A. al Carbono	D. Tipo S	83	0,0006	Hollin	1058
PLAN-051	2	Cr 3%	Horizontal	87	0,0016	Hollin	1115

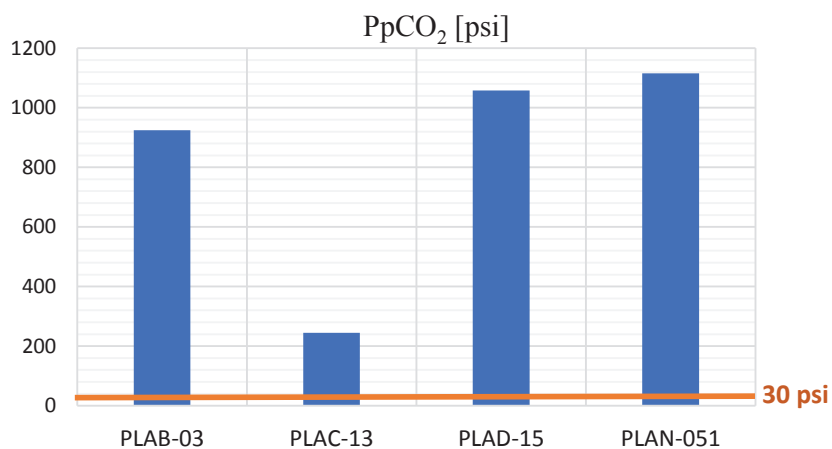
Realizado por: Grace Sevillano

La presión parcial de CO₂ es un indicativo para pronosticar de manera fácil el grado de corrosividad de un pozo, y para ello se han usado rangos como:

- PpCO₂ < 3 psi No presenta posibilidades de corrosión.
- 3psi < PpCO₂ < 30 psi Presenta posibilidad de corrosión.
- PpCO₂ > 30 psi Presenta corrosión elevada.

Analizando la presión parcial de CO₂ presente en el Campo Palo Azul se considera que este presenta corrosión carbónica severa, ya que sus presiones superan los 30 psi como se puede apreciar en la siguiente figura: (PETROAMAZONAS EP, 2013)

Figura 3- 1 DIAGRAMA DE PRESIONES PARCIALES DE CO₂



Realizado por: Grace Sevillano

3.3. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN

En primera instancia se realizó el cálculo del índice de saturación usando el método de Odco y Tomson caso tres (Fase de gas presente y pH desconocido) para demostrar que el agua de formación tiene tendencia corrosiva, este método es usado debido a que es el que permite realizar el cálculo del IS en profundidad los otros casos son para un cálculo en superficie, también se realizó el cálculo del Índice de Larson-Skold (ILR) para saber si la corrosión no es severa, es significativa o elevada. (Patton, 1995)

3.3.1. EJEMPLO DE CÁLCULO DEL IS

3.3.1.1. MÉTODO DE ODDO Y TOMSON

CASO 3. FASE DE GAS PRESENTE Y pH DESCONOCIDO

Tabla 3- 4 DATOS FÍSICO QUÍMICOS DEL AGUA DE FORMACIÓN

NOMBRE	UNIDAD	PLAB-03
Calcio [Ca ⁺⁺]	mg/L	976
Magnesio [Mg ⁺⁺]	mg/L	132
Bario [Ba ⁺⁺]	mg/L	27
Estroncio [Sr ⁺⁺]	mg/L	0
Sodio [Na ⁺]	mg/L	2043
Bicarbonato [HCO ₃ ⁻]	mg/L	561
Sulfato [SO ₄ ⁻]	mg/L	145
Cloruro [Cl ⁻]	mg/L	4850
CO ₂ en gas	%	60
Temperatura de Cabeza	[°F]	198
Presión de Cabeza	[psi]	153
Temperatura de Fondo	[°F]	201
Presión de Fondo	[psi]	3836
Producción de petróleo	BPPD	616,93
Producción de agua	BAPD	2467,9
Producción de gas	MMscf	0,434
Profundidad	[ft]	10404

Tomado de: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: J. Méndez

El primer paso es calcular la fugacidad (f_g) del CO₂, Ec. 32. La presión y temperatura del tramo que se está analizando se encuentra en el anexo 2. (Patton, 1995)

$$f_g = e^{[P*(2,84*10^{-4} - \frac{0,255}{T+460})]}$$

$$f_g = e^{[399 * (2,84 * 10^{-4} - \frac{0,255}{201 + 460})]}$$

$$f_g = e^{[399 * (2,84 * 10^{-4} - 3,86 * 10^{-4})]}$$

$$f_g = e^{[399 * (-1,02 * 10^{-4})]}$$

$$f_g = e^{[-0,040698]}$$

$$f_g = 0,960$$

A partir de la fugacidad del CO₂ a una temperatura y presión conocida se calcula la fracción molar del CO₂, Ec. 33: (Pangorbo, 2011)

$$y_g = \frac{y_t}{\left[1 + \frac{P f_g (5BAPD + 10BPPD) * 10^{-5}}{MMscf (T + 460)} \right]}$$

Donde:

y_g = fracción molar del CO₂ @ P y @ T

y_t = la fracción molar del CO₂

BPPD = Barriles de petróleo por día

BAPD = Barriles de agua por día

MMscf = Millones de pies cúbicos estándar por día

$$y_g = \frac{(0,6)}{\left[1 + \frac{(399)(0,960)((5 * 2467,9) + (10 * 616,93)) * 10^{-5}}{(0,434) (201 + 460)} \right]}$$

$$y_g = \frac{0,6}{\left[1 + \frac{(399)(0,960)(12339,5 + 6169,3) * 10^{-5}}{0,434 (661)} \right]}$$

$$y_g = \frac{0,6}{\left[1 + \frac{(399 * 0,960 * 18508,8 * 10^{-5})}{286,87}\right]}$$

$$y_g = \frac{0,6}{\left[1 + \frac{(7089610,75) * 10^{-5}}{286,87}\right]}$$

$$y_g = \frac{0,6}{\left[1 + \frac{70,89}{286,87}\right]}$$

$$y_g = 0,481$$

Se calcula la fuerza iónica μ , Ec. 28:

$$\mu = (2,2Na^{++} + 5Ca^{++} + 8,2Mg^{++} + 1,5Ba^{++} + 2,3Sr^{++} + 1,4Cl^{-} + 2,1SO_4^{-} + 0,8HCO_3^{-}) * 10^{-5}$$

$$\mu = (2,2(2043) + 5(976) + 8,2(132) + 1,5(27) + 2,3(0) + 1,4(4850) + 2,1(145) + 0,8(561)) * 10^{-5}$$

$$\mu = (4494,6 + 4880 + 1082,4 + 40,5 + 0 + 6790 + 304,5 + 448,8) * 10^{-5}$$

$$\mu = (18040,8) * 10^{-5}$$

$$\mu = 0,1804 \left(\frac{mol}{L}\right)$$

Se procede al cálculo del Índice de Saturación (Ec. 35) y del Ph (Ec. 34), como las unidades se encuentran en mg/l, se las convirtió en mol/l con la siguiente conversión. (Montenegro, 2013)

Tabla 3- 5 FACTOR DE CONVERSIÓN DE CONCENTRACIÓN IÓNICA DE MG/L
A MOLES/L

Concentración de iones (mg/l) del Agua	Dividido para	Concentración de iones en (moles/l)
SO ₄ ⁻	96060	C _{SO₄}
Ca ⁺⁺	40080	C _{Ca}
Mg ⁺⁺	24305	C _{Mg}
Sr ⁺⁺	87620	C _{Sr}
Ba ⁺⁺	137330	C _{Ba}

Tomado de: Patton, 1995.

$$IS = \log \left(\frac{\left(\frac{Ca^{++}}{40080} \right) \left(\frac{HCO_3^-}{61000} \right)^2}{Py_g f_g} \right) + 5,85 + (15,19 * 10^{-3} T) - (1,64 * 10^{-6} T^2) \\ - (5,27 * 10^{-5} P) - (3,334 \sqrt{\mu}) + 1,431 \mu$$

$$IS = \log \left(\frac{\left(\frac{976}{40080} \right) \left(\frac{561}{61000} \right)^2}{(399)(0,481)(0,96)} \right) + 5,85 + (15,19 * 10^{-3} (201)) - (1,64 * 10^{-6} (201^2)) \\ - (5,27 * 10^{-5} (399)) - (3,334 \sqrt{0,1804}) + 1,431 (0,1804)$$

$$IS = \log(1,117 * 10^{-8}) + 5,85 + (3,053) - (0,066) - (0,021) - (1,416) + (0,258)$$

$$IS = -7,951 + 7,658$$

$$IS = -0,2958$$

Como el IS es negativo y observando la tabla 1-7 se llega a la conclusión que el agua tiene tendencia corrosiva no incrustante. (Patton, 1995)

Para corroborar aún más se analiza el pH y se procede al cálculo del mismo, aquí también se debe realizar el cambio de unidades de las concentraciones y se hace uso de la tabla 3-3.

$$pH = \log\left(\frac{HCO_3^-}{P y_g f_g}\right) + 8,60 + (5,31 * 10^{-3}T) - (2,253 * 10^{-6}T^2) - (2,237 * 10^{-5}P) - (0,99\sqrt{\mu}) + 0,658\mu$$

$$pH = \log\left(\frac{HCO_3^-}{\frac{61000}{P y_g f_g}}\right) + 8,60 + (5,31 * 10^{-3}T) - (2,253 * 10^{-6}T^2) - (2,237 * 10^{-5}P) - (0,99\sqrt{\mu}) + 0,658\mu$$

$$pH = \log\left(\frac{\frac{561}{61000}}{(399)(0,48)(0,96)}\right) + 8,60 + (5,31 * 10^{-3}(201)) - (2,253 * 10^{-6}(201^2)) - (2,237 * 10^{-5}(399)) - (0,99\sqrt{0,1804}) + 0,658(0,1804)$$

$$pH = \log\left(\frac{\frac{561}{61000}}{(399)(0,48)(0,96)}\right) + 8,60 + (5,31 * 10^{-3}(201)) - (2,253 * 10^{-6}(201^2)) - (2,237 * 10^{-5}(399)) - (0,99\sqrt{0,1804}) + 0,658(0,1804)$$

$$pH = \log(5,80 * 10^{-5}) + 8,60 + 1,067 - 0,091 - (8,92 * 10^{-3}) - 0,42 + 0,118$$

$$pH = \log(5,80 * 10^{-5}) + 9,265$$

$$pH = -4,237 + 9,265$$

$$pH = 4,963$$

Y una vez más se comprueba que el agua tiene tendencia corrosiva pues su pH es ácido y esto permite que se desarrolle una serie de reacciones redox y se desencadene el proceso de corrosión. (Patton, 1995)

El método de Oddo y Tomson se considera válido bajo las siguientes condiciones, de las cuales se puede observar que se trabaja con presiones y temperaturas altas es por ello que permite un cálculo en profundidad, con un rango de error mínimo: (Montenegro, 2013)

- Esfuerzo iónico: 0 – 4
- Temperatura: 32 – 392 °F [0 - 200°C]
- Presión: 0 – 20000 psig

3.3.1.2. ÍNDICE DE LARSON – SKOLD (ILR)

El cálculo se lo realiza usando la siguiente ecuación, las concentraciones usados en la ecuación son en meq/L, Ec. 25 y los datos usados se encuentran en la tabla 3-4:

$$ILR = \frac{([Cl^-] + [SO_4^{2-}])}{([HCO_3^-] + [CO_3^{2-}])}$$

$$\frac{meq}{L} = \frac{mg/L}{Peso\ atómico} \quad (Ec. 46)$$

$$ILR = \frac{([137] + [3])}{([9] + [0])}$$

$$ILR = \frac{(140)}{(9)}$$

$$ILR = 15,56$$

Dado que el ILR es mayor que 1,2 y haciendo uso de la tabla 1-6 se determina que la corrosión es elevada. (Guevara, 2013)

Los cálculos del IS y el ILR se realizó para los cuatro pozos teniendo como resultado: (Guevara, 2013)

Tabla 3- 6 RESULTADOS DEL IS E ILR DEL CAMPO PALO AZUL

POZO	IS	ILR
PLAB-03	Tendencia corrosiva	C. Elevada
PLAC-13	Tendencia corrosiva	C. Elevada
PLAD-15	Tendencia corrosiva	C. Elevada
PLAN-051	Tendencia corrosiva	C. Elevada

Realizado por: Grace Sevillano

Observado la presión parcial del CO₂, el IS, el ILR se concluye que el tipo de corrosión presente en el Campo Palo Azul es considerada dulce porque se da debido a la presencia y alta concentración de CO₂, que juntamente con el pH, presión, temperatura, agua y tipo de tubería generan un ambiente altamente corrosivo. (Br. Da Costa, 2006)

Para una mejor apreciación de los cálculos antes realizados y en conjunto con la tabla 3-4, gráficamente en el anexo 2.

3.4. CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

La velocidad de corrosión se la puede calcular usando cupones de peso como se menciona en capítulo 1, pero este análisis solo se lo hizo para tuberías de acero al carbono.

El cálculo de la velocidad se lo realizó con los datos de la inspección ultrasónica⁴⁸ y boroscópico⁴⁹ realizando el porcentaje de desgaste de la tubería en el tiempo desde que fue instalada, todos los datos son en un período de tiempo del 2014 – 2016.

3.4.1. EJEMPLO DEL CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Para el cálculo de la velocidad de corrosión se tomó en cuenta el desgaste máximo de la tubería, para este caso de la tubería de acero al carbono cuyo tiempo estimado de vida dado por el fabricante es de 183 días, pero realmente el tiempo que soportó la tubería fue de 61 días (marzo a mayo del 2016), el tiempo de vida útil para la tubería API 1%Cr es de 2 años, API 3% Cr es de 3 años sin inhibidor de corrosión y hasta 5 años con uso de inhibidor, API 13% Cr es de 20 años sin uso de inhibidor, a continuación, el ejemplo del cálculo.

⁴⁸ **Inspección ultrasónica:** Es un método que no destruye ni el material ni la formación en el cual un haz o un conjunto de ondas de alta frecuencia son introducidos en los materiales para la detección de fallas en la superficie y sub-superficie.

⁴⁹ **Boroscópio:** Es el instrumento utilizado para hacer las inspecciones visuales y que puede ser usado al mismo tiempo en inspecciones ultrasónicas.

Tabla 3- 7 DATOS DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA Y BOROSCÓPIA

PROFUN	NOM	NODOS	A	B	C	D	MIN	PROM	% DSG	Vcorr (mm/año)
7000 FT	0,254	1	0,250	0,206	0,263	0,213	0,206	0,233	18,90	7,31
		2	0,264	0,263	0,250	0,223	0,223	0,250	12,20	4,72
		3	0,207	0,186	0,182	0,196	0,182	0,193	28,35	10,97
		4	0,268	0,224	0,195	0,220	0,195	0,227	23,23	8,99

Tomado de: PETROAMAZONAS EP
Modificado por: Grace Sevillano

En el ejemplo del cálculo realizado se usó los datos del nodo 3, que presenta mayor desgaste.

$$(NOM - MIN) \text{ pulg} \frac{25,4 \text{ mm}}{1 \text{ pulg}} = \text{DESGASTE (mm)} \quad (\text{Ec. 47})$$

$$(0,254 - 0,182) \text{ pulg} \frac{25,4 \text{ mm}}{1 \text{ pulg}} = 1,83 \text{ mm} \quad (\text{Ec. 47})$$

$$\frac{1,83 \text{ mm}}{2 \text{ meses}} * \frac{12 \text{ meses}}{1 \text{ año}} = 10,97 \text{ mm/año} \quad (\text{Ec. 48})$$

Figura 3- 2 IMAGEN DEL BAROSCÓPIO A 7000 FT



Tomado de: PETROAMAZONAS EP

Los cálculos realizados para los demás tipos de tubería se realizaron bajo la misma metodología.

Tabla 3- 8 VELOCIDAD DE CORROSIÓN

VELOCIDAD DE CORROSIÓN	
TUBERÍA	VELOCIDAD (mm/año)
A. AL CARBONO	10,97
API 1% CR	0,09
API 3% CR	0,06
API 13% CR	0,02

Realizado por: Grace Sevillano

Se puede observar en la tabla 3-8 que la velocidad de corrosión en acero al carbono es mayor, en cambio para las tuberías aleadas con cromo, la velocidad de corrosión es inversamente proporcional a la cantidad de cromo que contenga la tubería.

Aunque, también se puede apreciar que la diferencia de la velocidad entre las tuberías API 3%Cr y las API 13%Cr no es muy grande, y es por ello que se requiere hacer un análisis económico del tipo de tubería que sea más rentable para el Campo Palo Azul.

Los datos de la inspección ultrasónica y boroscópica se encuentran en el anexo 8, donde se puede visualizar la velocidad de corrosión: para la tubería de acero al carbono estuvo expuesta 0,17 años, tubería API 1%Cr, 3%Cr estuvieron expuestas 2 años, y es el tiempo que se utilizó para el cálculo.

3.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico se realizó el cálculo de indicadores financieros como el Valor Actual Neto y la Relación Beneficio Costo.

3.5.1. CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO

También llamado VAN se define como la suma del flujo de fondos netos llevados al año actual con una tasa de interés.

$$VAN = -F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} \quad (\text{Ec. 49})$$

Donde:

F_0 = Inversión en el año 0.

F = Flujo de fondos en el año n

n = Período

d = Tasa de descuento.

En el cálculo del VAN se asume una caída de producción del 10% anual debido a que la formación Hollín posee un acuífero activo, que evita una caída de presión y de producción, se consideró un precio de inhibidor y antiescala que aumenta un 5% anual, la tubería aumenta su precio un 2% anual y una tasa de descuento del 15% anual. (PETROAMAZONAS EP, 2013)

Tabla 3- 9 RELACIÓN DE COSTOS DE TUBERÍAS

TUBERÍA	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PRECIO	100,0 %	202,5 %	263,18 %	739,77 %

Realizado por: Grace Sevillano

Para el cálculo del VAN, los egresos que presenta anualmente en cambio de tubería son costos por: antiescala, inhibidor de corrosión, costo W.O., pérdida de producción (durante W.O.), costo de tubería nueva (de ser necesario), costo de reposición de tubería. Los ingresos son los de producción anual de petróleo con un precio real, optimista y pesimista.

Para costo de trabajos de reacondicionamiento (W.O.) se realizó una suma de costos de: taladro (traslado y costo por día), reactivos para fluidos de control (preparación y control especial), personal para bombeo (diario), otros; este total se lo dividió para 8 días (tiempo promedio del trabajo de reacondicionamiento), este precio aumenta un 5% anual. (PETROAMAZONAS EP, 2013)

El tiempo de vida útil estimado en un ambiente altamente corrosivo para: tuberías de acero al carbono es 183 días, tuberías API 1%Cr es 2 años, API 3%Cr es 5 años o 3 años (sin antiescala), API 13%Cr es 20 años (movilización especial de la tubería y sin inhibidor). (PETROAMAZONAS EP, 2013)

Tabla 3- 10 CÁLCULO DEL VAN

CÁLCULO DEL VAN REAL (BL @ 41,26 USD)				
POZOS	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PLAB-03	24.166.710,82	37.599.789,16	40.373.060,01	39.492.435,69
PLAC-13	-3.058.029,18	7.699.993,80	9.564.366,53	8.814.337,84
PLAD-15	3.396.043,52	14.438.943,92	16.338.619,01	15.538.597,47
PLAN-051	44.336.402,02	57.721.963,74	61.357.542,43	60.201.261,92

Realizado por: Grace Sevillano

Además, el análisis realizado es a 20 años ya que el tiempo de vida útil de la tubería API 13% Cr estimado es 20 años. (Azar, 2016)

De la tabla 3-10 se puede visualizar claramente que la tubería API 3% Cr es más rentable a comparación con las demás tuberías. Su bajo precio y la disminución de trabajos de reacondicionamiento hace que no haya pérdidas en la producción. Además, la tubería API 3%Cr no requiere de antiescala, pero utilizarlo la vida útil de este tipo de tubería aumenta.

El cálculo de ingresos y egresos llevados al valor actual se encuentran el anexo 3. También se realizó el cálculo del VAN asumiendo un precio de barril pesimista y uno optimista, dicho cálculo se encuentra en el anexo 6.

3.5.2. CÁLCULO DE RELACIÓN BENEFICIO COSTO

También se lo conoce como Índice de Rendimiento, que se define como el valor que resulta de dividir el valor presente de ingresos para el valor presente de egresos.

$$B/C = \frac{\sum_{i=0}^n V_p(\text{ingresos})}{|\sum_{i=0}^n V_p(\text{egresos})|} \quad (\text{Ec. 50})$$

Al igual que en el cálculo del VAN esta relación se la hizo a 20 años, los valores de ingresos y egresos presentes se encuentran en el anexo 3.

Tabla 3- 11 RELACIÓN BENEFICIO COSTO

RELACIÓN BENEFICIO COSTO				
POZOS	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PLAB-03	2,56	10,50	23,07	16,43
PLAC-13	0,78	3,30	6,78	4,73
PLAD-15	1,25	5,57	11,67	8,20
PLAN-051	3,92	13,58	32,98	22,12

Realizado por: Grace Sevillano

La relación beneficio costo dice que si esta relación es mayor a 1 el proyecto es rentable y se puede observar de una manera más clara que la tubería API 3% Cr es rentable.

3.5.3. PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

El período de recuperación de la inversión se la hizo anualmente y al final de los 20 años realizó una suma de los días y se transformó a años.

Tabla 3- 12 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI) [años]				
POZOS	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PLAB-03	21,00	5,03	2,47	2,01
PLAC-13	76,50	17,99	9,15	7,48
PLAD-15	46,62	10,46	5,28	4,59
PLAN-051	14,08	3,65	1,64	1,38

Elaborado por: Grace Sevillano

Como se puede observar en la tabla 3-11 en menor tiempo de recuperación de la inversión se da con la tubería API 13%Cr, pero se puede analizar que es el menor PRI debido a que la mayor inversión se la hace en el año cero, donde la ganancia es superior debido que no se presenta disminución de producción, en cambio en los demás tipos de tuberías hay un aumento en egresos constante y un decremento de ingresos debido a la disminución de la producción.

El cálculo del PRI por tipo de tubería se encuentra en el anexo 10.

Ejemplo del cálculo del PRI.

$$PRI (días) = \frac{Egreso}{\frac{Ingreso}{365}} \quad (Ec. 51)$$

$$PRI (días) = \frac{1.965.421,76}{\frac{8.679.995,34}{365}}$$

PRI (días) = 77,21 días

$$PRI (\text{año}) = \frac{\sum_{i=0}^n PRI(\text{días})}{365} \quad (\text{Ec. 52})$$

Tabla 3- 13 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI) TUBERÍA ACERO AL CARBONO

Valor Actual	Egresos (20 años)	Ingresos (20 años)	PRI (DÍAS)	
6.714.573,58	1.965.421,76	8.679.995,34	77,21	
5.085.439,37	1.707.600,47	6.793.039,83	85,72	
3.827.954,38	1.488.337,66	5.316.292,04	95,47	
2.856.152,61	1.304.423,77	4.160.576,38	106,91	
2.110.012,27	1.146.090,99	3.256.103,26	120,03	
1.536.190,71	1.012.064,01	2.548.254,72	135,43	
1.098.974,84	895.311,46	1.994.286,30	153,09	
765.116,09	795.629,71	1.560.745,80	173,83	
513.610,63	707.842,61	1.221.453,24	197,61	
323.611,70	632.308,23	955.919,92	225,56	
182.976,06	565.135,19	748.111,25	257,60	
78.532,06	506.946,30	585.478,37	295,26	
3.440,32	454.760,14	458.200,46	338,44	
-50.703,63	409.295,29	358.591,66	389,22	
-87.592,67	368.229,62	280.636,95	447,43	
-112.655,95	332.284,87	219.628,92	515,91	
-127.743,72	299.627,22	171.883,50	594,43	
-136.416,39	270.933,91	134.517,52	686,81	
-139.465,71	244.740,30	105.274,58	792,75	
-139.268,73	221.657,53	82.388,81	917,42	
-136.027,00	200.505,19	64.478,20	1.060,39	
24.166.710,82	15.529.146,25	39.695.857,08	21,00	AÑOS

Realizado por: Grace Sevillano

3.5.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El cálculo de la tasa interna de recobro para la selección de tubería especial no puede ser determinada debido a que se recupera la inversión en días no en años y esto representa un tasa de retorno elevada, en el anexo 7 se puede observar que el valor actual neto (VAN) no tiende a cero, al contrario en los 20 años tiende a estabilizarse, debido a que se recupera la inversión al 100% y esto representa un tasa de retorno elevada, de manera especial para la tubería de acero al carbón es el único tipo de tubería que tiende a aproximarse a cero y esto solo muestra que esta tubería debe ser descartada en su totalidad.

3.6. ANÁLISIS DE EGRESOS

Para el análisis técnico económico se realizó un porcentaje de los egresos ocasionados en 20 años, donde claramente se ve que el mayor costo es por trabajos de reacondicionamiento (W.O.), el costo de la tubería es relativamente bajo a comparación del W.O.

En el caso de los pozos: PLAB-03, PLAC-13, PLAD-15 y PLAN-51; es rentable la tubería API 3%Cr debido a que posee el menor egreso en 20 años, debido al bajo porcentaje de trabajos de reacondicionamiento (W.O.) y simultáneamente bajas pérdidas de producción.

De los pozos antes mencionados la producción máxima de petróleo es 925 (BOPD) y la producción mínima es de 164 (BOPD), dado que se asumió una caída del 10% anual en la producción, resulta poco rentable la inversión en pozos que presentan producción baja.

Tabla 3- 14 ANÁLISIS DE EGRESOS DEL POZO PLAB-03

EGRESOS POZO PLAB-03 [USD]							
TUBERÍA	ANTIENSCALA	INHIBIDOR	COSTO W.O.	PÉRDIDA DE PRODUC.	TUBING NUEVO	COSTO DE REPOSICION	Egresos (20 años)
A. AL CARBONO	0,51%	0,69%	66,3%	17,99%	9,68%	4,84%	15.529.146,25
API 1%CR	1,99%	2,69%	45,99%	23,53%	20,55%	5,25%	3.958.630,13
API 3%CR	4,31%	5,82%	46,23%	15,73%	27,91%	0%	1.829.004,76
API 13%CR	3,08%	0%	50,25%	17,44%	26,70%	2,53%	2.559.830,88

Elaborado por: Grace Sevillano

En la actualidad el pozo Palo Azul PLAB-03 se encuentra con tubería API 1% Cr, y desde el 2014 ha presentado una velocidad de corrosión máxima de 0,09 mm/año, cuyo desgaste es mínimo y no ha requerido nuevos estudios para cambio de tubería de producción, aunque se espera analizar el desgaste de las juntas en la sección de kick off poin (KOP). Debido a que esta sección presenta mayor esfuerzo propio del punto de desvío y esto hace que esta sección sea más susceptible a corroerse, entonces, se recomienda implementar tubería API 3% Cr, la misma que evitará gastos por pérdida de producción a largo plazo.

Tabla 3- 15 ANÁLISIS DE EGRESOS DEL POZO PLAC-13

EGRESOS POZO PLAC-13 [USD]							
TUBERÍA	ANTI ESCALA	INHIBIDOR	COSTO W.O.	PÉRDIDA DE PRODUC.	TUBING NUEVO	COSTO DE REPOSICION	Egresos (20 años)
A. AL CARBONO	0,58%	0,78%	76,19%	5,46%	11,33%	5,66%	13.610.475,26
API 1%CR	2,36%	3,28%	54,38%	7,40%	26,03%	6,65%	3.347.581,73
API 3%CR	4,77%	6,43%	51,12%	4,62%	33,06%	0%	1.654.310,84
API 13%CR	3,33%	0%	54,4%	8,35%	30,98%	2,93%	2.364.528,30

Elaborado por: Grace Sevillano

El pozo PLAC-13 se encuentra con tubería de producción API 3% Cr, cuya velocidad máxima de corrosión en la sección de KOP es de 0,06 mm/año y no presenta problemas. Dentro de un año se analizará la tubería para observar la velocidad de corrosión, dado que en este pozo también se está inyectando inhibidor de corrosión se espera que la vida útil de la tubería aumente.

Tabla 3- 16 ANÁLISIS DE EGRESOS DEL POZO PLAD-15

EGRESOS POZO PLAD-15 [USD]							
TUBERÍA	ANTI ESCALA	INHIBIDOR	COSTO W.O.	PÉRDIDA DE PRODUC.	TUBING NUEVO	COSTO DE REPOSICION	Egresos (20 años)
A. AL CARBONO	0,59%	0,79%	77,31%	5,46%	11,33%	5,66%	13.413.130,96
API 1%CR	2,36%	3,28%	57,57%	12,47%	19,11%	4,98%	3.162.123,42
API 3%CR	5,15%	6,95%	55,20%	7,95%	24,75%	0%	1.531.913,15
API 13%CR	3,62%	0%	59,13%	11,53%	23,34%	3,38%	2.175.645,69

Elaborado por: Grace Sevillano

El pozo PLAD-15 presenta una producción de 261,24 BPOD que al proyectarlo a 20 años con una pérdida de producción del 10% anual, lo más aconsejable sería el uso de tubería API 3% Cr con de inhibidor corrosión para largar la vida útil de la tubería, ya que si la producción es baja un cambio de tubería continuo hace que a partir de los 10 años el pozo se vuelva poco rentable. En marzo del 2016 se realizó un cambio de tubería por tubería de acero al carbón y para mayo del mismo año, la tubería era totalmente obsoleta debido a que presentó una velocidad de corrosión de 10,97 mm/año.

Tabla 3- 17 ANÁLISIS DE EGRESOS DEL POZO PLAN-051

EGRESOS POZO PLAN-51 [USD]							
TUBERÍA	ANTI ESCALA	INHIBIDOR	COSTO W.O.	PÉRDIDA DE PRODUC.	TUBING NUEVO	COSTO DE REPOSICION	Egresos (20 años)
A. AL CARBONO	0,05%	0,70%	68,63%	13,28%	11,56%	5,78%	15.110.967,65
API 1%CR	1,72%	2,32%	39,67%	30,43%	20,60%	5,26%	4.589.056,71
API 3%CR	4,11%	5,55%	44,07%	22,48%	23,78%	0%	1.918.634,13
API 13%CR	2,77%	0%	45,13%	21,60%	27,87%	2,64%	2.850.213,24

Elaborado por: Grace Sevillano

El pozo PLAN-51 es uno de los pozos de Palo Azul que presenta presión parcial de CO₂ alta, se encuentra desde el 2014 completado con tubería API 3% Cr y cuya velocidad máxima de corrosión es de 0,089 mm/año y no presenta mayor desgaste, al igual que los anteriores pozos presenta tratamiento con inhibidor de corrosión, se encuentra a la espera para el 2017 analizar el desgaste de la tubería. Observando la tabla 3-17 se observa que el cambio y la selección de tubería fue la pertinente, debido a su alto contenido de CO₂ y dado que presenta una producción de hidrocarburo relativamente alta hace que el cambio de tubería sea totalmente rentable.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- La tubería de producción más apta para mitigar corrosión y garantizar una operación técnica y económicamente más segura, es la tubería API 3% Cr. Ya que no requiere de continuos trabajos de reacondicionamiento (W.O.) como en el caso de la tubería API 1% Cr, además, su precio no es tan elevado a comparación de la tubería API 13% Cr.
- Las tuberías API son totalmente seguras técnicamente, ya que la empresa que las diseñó cumplió con los estándares y normas establecidas en el ámbito petrolero y fueron diseñadas bajo las condiciones requeridas para el campo Palo Azul.
- El método de cálculo del IS que se usó fue el de Oddo y Tomson, Caso 3. Debido a que las condiciones de estudio están a profundidad y este método se acopla a los requerimientos del Campo Palo Azul.
- El cálculo de IS permitió identificar la tendencia del agua de formación y en conjunto con el cálculo del índice de Larson y Skold, permitieron tener una apreciación más acertada de la corrosión.
- La velocidad de corrosión es inversamente proporcional al contenido de Cr presente en las tuberías, y depende de varios factores. Entre ellos los más importantes son la presión, temperatura y porcentaje de CO₂ o H₂S. Ya que, a altas presiones, pero bajas temperaturas el proceso de corrosión no sucedería y esto se pudo visualizar en el análisis de datos de ultrasonido.
- El ataque corrosivo se presenta en profundidades intermedias de los pozos, y de manera especial en los puntos de kick off point (punto de desvío) debido a la presión que en esta zona soporta la tubería.

Tabla 4- 1 CONCLUSIONES DEL CAMPO PALO AZUL

POZO	TUBERÍA	%CO ₂	PpCO ₂ [psi]	Egresos (20 años)	Problema por Corrosión	Observación
PLAB-03	Cr 1%	60	925	3.958.630,13	MODERADO	El pozo se encuentra controlado y a la espera de nuevo análisis para cambio de tubería con 3% Cr
PLAC-13	Cr 3%	64	245	1.654.310,84	LEVE	Los problemas presentados se encuentran controlados, la velocidad de corrosión en relativamente baja.
PLAD-15	A. al Carbono	83	1058	13.413.130,96	ALTO	Este pozo presentó graves problemas en dos meses de vida útil de la tubería debido a la alta velocidad de corrosión, su producción de petróleo es baja y se planteó el uso de tubería con 3% Cr y uso de inhibidor para largar la vida útil de dicha tubería.
PLAN-051	Cr 3%	87	1115	1.918.634,13	LEVE	Este pozo presenta mayor contenido de CO ₂ , y desde la primera completación se la realizó con tubería con 3% Cr y es por ello que no presenta problemas.

Realizado por: Grace Sevillano

4.2. RECOMENDACIONES

- Durante la selección de tuberías para mitigar corrosión, es necesario tener las características primordiales de los pozos en estudio. En el caso del Campo Palo Azul el diseño ya estuvo desarrollado previamente, y esto contribuyó en gran parte a la elaboración de este proyecto.
- Es necesario conocer si el cálculo del índice de saturación se hará en profundidad o en superficie y dependiendo de los datos que se obtengan se podrá elegir el método de cálculo del IS que más se acople.
- Cuando se tiene presencia de CO₂ es preferible descartar las tuberías de acero al carbón, puesto que su composición acelera el proceso de corrosión, es decir, facilitan las reacciones redox.
- Si la tubería API con cromo requiere de conexiones es pertinente acotar que la empresa fabricante pone a disposición conexiones premium para mitigar la corrosión por erosión y alargar la vida útil de la tubería, en lugar del uso de conexiones sec.

- Para realizar una selección rápida de tubería es necesario conocer las características físico-químicas del agua, para tener una noción básica del pozo, mediante el cálculo del índice de saturación.
- En ciertos casos donde el proyecto es absolutamente rentable y no permita realizar un cálculo anual del TIR (tasa interna de retorno), este debe ser calculado mensual o diariamente dependiendo del proyecto, si la cantidad de datos que resulten de dicho cálculo son demasiados, el análisis debe ser cualitativo y no cuantitativo.
- Si la producción de los pozos a analizar es baja o inferior a 150 BOPD, resulta un análisis poco rentable a largo plazo, debido a la depletación que presentan los pozos y dicho dato, es una de las principales pautas al momento de seleccionar los pozos aptos para un cambio de tubería convencional por tubería especial.

GLOSARIO

Agua de formación: se denomina de esta forma al agua retenida en las hendeduras de una roca sedimentaria en la época en que ésta se formó.

Agua depurada: Es agua reciclada o residual de otros procesos y que se la almacena para darle uso. ¹ Fuerza iónica: Es una función de la concentración de iones en el fluido.

Agua dura: Agua con una determinada concentración de compuestos minerales, de manera particular con sales de magnesio y calcio.

Agua equilibrada: Agua con minerales equilibrados

Agua natural: También es llamada agua producida, es el agua presente durante la producción del petróleo y gas y que contienen un sin número de minerales y sales disueltas.

Alcalino: Llamado álcali, es un hidróxido de tipo metálico que actúa como base fuerte y que presenta una gran solubilidad en el agua.

Aleación: Es la mezcla homogénea de dos o más metales, de algunos metales y no metales, etc., donde las propiedades de la aleación dependerá de las propiedades de los elementos que intervengan.

Anaeróbica: Vida sin aire, sin oxígeno.

Anhídrido carbónico: Gas incoloro, olor ligeramente irritante y sabor ácido, es un compuesto orgánico del carbono.

Ánodo: Electrodo con carga positiva, donde propiamente se da la reacción de oxidación.

Antiescala: Es un químico que previene la precipitación de los carbonatos de calcio y/o de magnesio que posee el agua de formación

Arenisca bioturbada: Arenisca de color verde oliva, arcillosa, en estratos delgados y medianos.

Arenisca: Roca sedimentaria formada por pequeños granos de arena compactados y cuya dureza depende del tamaño de los granos que la forman.

Bioclasto: Fragmento de origen biológico presente en una roca sedimentaria, generalmente son restos del esqueleto calcáreo de organismos marinos (fósiles).

Biocontaminación: Contaminación de sustancias por presencia de basura, pesticidas, aguas sucias, etc., de origen humano que afectan el medio.

Boroscópio: Es el instrumento utilizado para hacer las inspecciones visuales y que puede ser usado al mismo tiempo en inspecciones ultrasónicas.

Cátodo: Electrodo con carga negativa y es donde se pierden electrones, dándose un proceso de reducción.

Chapeado: Es un recubrimiento especial que brinda mayor protección a los metales.

Coefficiente de fugacidad: Es un factor de corrección para transformar una ecuación ideal en una real.

Compuesto soluble: Es aquel que al mezclarse con agua, se disuelve en su totalidad.

Corrosímetro: Instrumento para ensayar procesos de corrosión y se utiliza también en otras áreas como en estructuras de acero con hormigón fundido.

CRA: Tuberías resistentes a la corrosión (Corrosion Resisten Alloys)

Disolución: Es una solución o mezcla homogénea de dos o más sustancias o reactivos.

Dúctil: Propiedad que presentan algunos materiales, aleaciones metálicas o materiales asfálticos; los cuales, bajo la acción de una fuerza, pueden deformarse plásticamente de manera sostenible sin romperse.

Efecto del ión común: Es el desplazamiento de un equilibrio iónico cuando cambia la concentración de uno de los iones por la disolución de una sal que se encuentra disuelta en él.

Electrolito: Sustancia que se comporta como conductor eléctrico debido a la presencia de iones orbitando libres.

Empacadura: Es un elemento sellante o junta mecánica que permite aislar zonas.

Fracción molar: es una unidad química que permite expresar una concentración de un soluto en cantidad de solución.

Fuerza iónica: Es una función de la concentración de iones en el fluido, es la fuerza que permite que las moléculas se mantengan unidas entre sí.

Glauconita: Silicato hidratado de aluminio y hierro, del grupo de las micas.

In situ: En sitio, en el fondo del pozo.

Inhibidor: Es una sustancia que evita una reacción química.

Inspección ultrasónica: Es un método que no destruye ni el material ni la formación en el cual un haz o un conjunto de ondas de alta frecuencia son introducidos en los materiales para la detección de fallas en la superficie y sub-superficie.

Junta: Tubería.

Marea meso-mareal: Es cuando la marea tiene una carrera de máximo 4 metros y un mínimo de metros.

Marea micro-mareal: Es cuando la marea tiene una carrera de máximo 2 metros.

NACE: National Association of Corrosion Engineers, normas NACE International son aplicadas a la prevención y control de la corrosión, se utilizan en industrias donde la corrosión es una preocupación fundamental.

Nonograma: Tabla de contenidos

Offshore: Pozos de petróleo que se encuentran en la plataforma marina.

Onshore: Pozos de petróleo que se encuentran en tierra firme o en la parte continental.

Óxido-reducción: Reacción química en la que dos o más electrones tienden a cambiar el estado de oxidación.

Permeabilidad: Es la capacidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella.

Porosidad: Es la capacidad que tiene una roca para almacenar fluidos.

Reacción química: Es un proceso químico en el que participan dos o más sustancias o reactivos, que al combinarse forman una o más sustancias llamadas productos.

Reacción redox: Reacción de óxido-reducción.

Sedimento: Es materia de origen orgánico o inorgánico que después de estar en suspensión, se deposita por efecto de la gravedad en el fondo.

Sílice coloidal: Son partículas amorfas y no porosas en suspensión de finas partículas de sílica en una fase líquida que se estabiliza electrostáticamente.

Solución ácida: Es cuando el pH de la solución es menor a 7 y la concentración de iones hidronio es mayor que la concentración de iones hidróxido.

Solución: Es una mezcla homogénea a nivel molecular o iónico de dos o más sustancias, que no reaccionan entre sí.

Tasa de corrosión: Velocidad de corrosión.

Termodinámica: Es una rama de la física que estudia la acción mecánica del calor y las restantes formas de energía durante procesos.

Trampa Estructural: Estructura geológica que tiene la capacidad de retener hidrocarburos, se presenta como falla o pliegue.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍA

1. AccurateGlobalSupplyCo., L. (2013). *Catálogo de Productos Tubos de Acero*. AccurateGlobalSupplyCo.,Ltd.
2. Adrian, A. (18 de Diciembre de 2015). *La corrosión y la atmósfera*. Obtenido de <http://atmosferaycorrosion.blogspot.com/>
3. Aguilar, L., & PETROAMAZONAS EP. (2016). *ESTUDIO DE CORROSIÓN EN TUBING DE PRODUCCIÓN CAMPO PALO AZUL*. Quito: PETROAMAZONAS EP.
4. Ajún , L. R., & et al. (2008). *Online Monitoring of Corrosion in a Liquid-Steam Line Pipe*. Costa Rica: PORTUGALIAE ELECTROCHIMICA ACTA.
5. Aldama, N., & Col. la Escuela Tlalnepantla. (s.f.). *EL NERVION, S.A. de V.C.* Obtenido de EL NERVION, S.A. de V.C.: http://www.nervion.com.mx/web/conocimientos/tipos_corrosion.php
6. Allbiz. (2016). *Allbiz*. Obtenido de TUBERIAS COBRE, ACERO , HIERRO GALVANIZADO: http://quito-pi.all.biz/tuberias-cobre-acero-hierro-galvanizado-g5031#.VrFAM_mGuko
7. Almagro, M., & Pilay de la A, C. (2013). *“UTILIZACIÓN DE INHIBIDORES ORGÁNICOS EN OPERACIONES DE “UTILIZACIÓN DE INHIBIDORES ORGÁNICOS EN OPERACIONES DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO”*. Libertad: UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
8. Álvares, L., & De La A, A. (2010). *ESTUDIO DEL USO DEL GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL BLOQUE 18*. Quito: EPN.
9. Aráuz, A., & Villagómez, J. (2013). *Estudio para ubicar pozos de relleno de la Formación Hollín del Campo Cononaco*. Quito: EPN.
10. ASICORP S.A. (2016). *ASICORP S.A.* Obtenido de Asesoría y Servicios de Ingeniería en Corrosión, Pevestimientos y Pinturas. : <http://www.asicorp.cl/ejemplo1.html>
11. Azar, K. (15 de Marzo de 2016). *Tuberías resistentes a la corrosión*. (G. Sevillano, Entrevistador)

12. Barrera, Y., & et al. (2009). *Determinación de la tendencia de corrosión e incrustación*. Tunja - Colombia: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
13. Belmont. (2016). *Belmont Metales*. Obtenido de Aleaciones de Estaño: <http://www.belmontmetals.com/es/product/aleaciones-de-estano/>
14. Berbennill, P., & et al. (Julio/Septiembre de 2014). *SciELO*. Obtenido de Revista Ambiente & Agua: <http://dx.doi.org/10.4136/ambi-agua.1407>
15. Br. Da Costa, C. D. (2006). *EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE ESPESORES Y PROPUESTA DE OPCIONES DE CONTROL EN BAJANTES DE POZOS PRODUCTORES, PDVSA DISTRITO GAS ANACO*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
16. Caiza, B., & Méndez, E. (2014). *ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y REMEDIAR LOS DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN EL RESERVORIO HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZUL*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
17. Carmona, J., Cerón, J., Córdoba, J., García, R., García, C., Gomez, Y., . . . Rios, D. (2015). *Metalografía*. Obtenido de Metalografía: <http://blog.utp.edu.co/metalografia/9-principios-de-corrosion/>
18. Carvajal, A., & Guzmán, F. (2005). Estudio de Aditivos Inhibidores de Corrosión para Estructuras de Hormigón Armado. Análisis de Potencial de Corrosión. *Revista de la Construcción*, 25-29.
19. Centro de Estudio de Corrosión. (2016). *MONITOREO DE CORROSIÓN EN TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE CRUDO Y GAS NATURAL*. Zulia: Universidad de Zulia.
20. Chavarría, L. (2007). *Press Room*. Obtenido de Corrosion Engineering & Cathodic Protection: <https://www.aiu.edu/publications/student/spanish/131-179/Corrosion-Engineering-Cathodic-Protection.html>
21. Davó, B., & Damborenea, J. (2004). Corrosión e inhibición en aleaciones de aluminio de media resistencia. *Revista de Metalurgia*, 442-443.
22. Domínguez, M. (2010). *Estandarización en el proceso de selección y especificación de materiales en tuberías y accesorios utilizando el programa PUMA 5 en la compañía Tipiel S.A.* Santander-Colombia: Universidad Industrial de Santander .

23. Espejo, B. (2014). *SlidePlayer*. Obtenido de Tipos de Corrosión en Materiales. : <http://slideplayer.es/slide/144737/>
24. Fontanería Benini. (2016). *Fontanería Benini*. Obtenido de Benini50°: <http://www.benini-fundiciones.com/prodotti/pressofusi-leghe-di-zinco>
25. Fuentes, C., & Peña, D. (2007). *PREDICCIÓN DE LA CORROSIÓN POR CO₂ + H₂S EN TUBERIAS DE ACERO AL CARBONO*. Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
26. Gómez de León, F. (2004). *MANUAL BÁSICO DE CORROSIÓN PARA INGENIEROS*. Murcia: Universidad de Murcia.
27. Gómez de León, F., & González, A. (2016). *Curso de Resistencia de Materiales y cálculo de estructuras*. Murcia: Universidad de Murcia.
28. Guevara, A. (2013). *CONTROL ANTICORROSIVO EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN*. Quito: Universidad Técnica Equinoccial.
29. Henríquez, R. (2016). *LA CORROSIÓN EN EL COBRE Y SUS ALEACIONES*. Antofagasta: Universidad de Antofagasta.
30. inoxidable.com. (19 de Septiembre de 2014). *Corrosión-Datos*. Obtenido de Corrosión-Datos: <http://www.inoxidable.com/corrosion.htm>
31. Jaspe, U. (2006). *Estudio de la Resistencia a la Corrosión por CO₂ de aceros de Tuberías 3% Cr para Pozos Petroleros*. Sartenejas, Venezuela: Universidad Simón Bolívar .
32. Josem. (16 de Diciembre de 2014). *UMA*. Obtenido de Corrosión: https://www.uam.es/personal_pdi/ciencias/josem/static/CORROSION.pdf
33. Kumar, A., Asmann, M., & Et al. (20 de Marzo de 2013). *NACE INTERNATIONAL*. Obtenido de Corrosion Performance of L80-1Cr and L80-3Cr OCTG in High CO₂ at Elevated Temperatures: <http://www.nace.org/cstm/PaperTrail/Authors/Submission.aspx?id=c61d5779-32ac-e111-ac69-0050569a007e>
34. Lozada, A. S. (2009). *ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN POZOS FRACTURADOS DEL CAMPO PALO AZUL, RESERVORIO HOLLÍN*. Quito: EPN.
35. Maestro. (07 de Octubre de 2009). *CCI*. Obtenido de Cámaras Climáticas: <http://cci-calidad.blogspot.com/2009/10/corrision-indice-de-corrosividad-de.html>

36. MegaMex. (2016). *Mega Mex*. Obtenido de Mega Mex: <http://megamex.com/span/nickel.htm>
37. Melgarejo, C., & et al. (2007). *ESTUDIO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN DE UN ACERO AISI-SAE 1020 EN UN SISTEMA SALMUERA-ACEITE REFINADO-CO₂-H₂S POR MEDIO DE UN ELECTRODO DE CILINDRO ROTATORIO (ECR) Y UN SIMULADOR DE FLUJO*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
38. Metalsamples. (2016). *Metal Samples Corrosion Monitoring Systems*. Obtenido de Metal Samples: [http://www.alspi.com/spanish/corrosion%20monitoring%20\(spanish\).pdf](http://www.alspi.com/spanish/corrosion%20monitoring%20(spanish).pdf)
39. Mina, E. A. (2011). *Ensayos de corrosión metálica en el laboratorio y su correlación con ensayo de campo*. Quito: EPN.
40. Montenegro, D. (2013). *EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN A LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO IRO A DEL BLOQUE 16*. Quito, Ecuador: UCE.
41. Morales, J. R., & López, Á. (2011). *Análisis para matigar daños por erosión y corrosión a la turbina de potencia de motores PT6T-3D en ambiente salino*. México DF.: Instituto Politécnico Nacional. (Unidad Ticomán).
42. NeitamPetrol. (2015). *Neitam Petrol*. Obtenido de Tuberías de conducción Offshore: <http://neitam.com/productos/tuberias-conduccion-offshore/>
43. NervionPinturas. (2016). *Corrosión*. Tlalnepantla, México, México.
44. Newski, M., & Et all. (1985). *Estudio del Comportamiento de Materiales OCTG API de grado J-55 y N-80 y de acero Inoxidable 13% Cromo en Ambientes Corrosivos Contaminados con CO₂. Informe técnico*. PDVSA - Intevep, Los Teques, Venezuela.
45. Osorio, R. (2016). *Petroblogger*. Obtenido de Inhibidores en la Industria petrolera: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/inhibidores-en-la-industria-petrolera.html>
46. Pangorbo, F. (19 de Mayo de 2011). *Fisico-química del agua. Ecoeficiencia*. Obtenido de INDICES DE ESTABILIDAD DEL AGUA: http://javierpancorbo.blogspot.com/2011/05/indices-de-estabilidad-del-agua_19.html

47. Patton, C. (1995). *Applied Water Technology*. Dalla, USA: Campbell Petroleum Series.
48. PDVSA. (2014). *La Corrosión en la Industria Petrolera*. Venezuela: PSVSA.
49. PETROAMAZONAS EP. (2013). *Servicio de Optimización de Materiales*. Quito: PETROAMAZONAS EP.
50. PETROAMAZONAS EP. (2013). *Servicio de Optimización de Materiales*. Quito.
51. Petroamazonas EP. (2014). *DIAGRAMAS FINALES DE: PLAB-025, PLAN-051, PLAN-052, PLAB-003*. Quito: Petroamazonas EP.
52. Poragencias. (16 de Septiembre de 2010). *autocasion.com*. Obtenido de La corrosión del aluminio:
<http://www.autocasion.com/actualidad/reportajes/20783/la-corrosion-del-aluminio/fotos/>
53. Raichev, R., & et al. (2009). *Corrosión de metales y degradación de materiales*. Mérida: Departamento de Editorial Universitaria.
54. Rendón, J. (13 de Febrero de 2006). *ICONSA*. Obtenido de PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN EN TUBERÍAS: <http://www.gas-training.com/files/protc-corrosion.pdf>
55. Sabelotodo.com. (s.f.). *Sabelotodo.com, Ser cultos para ser libres*. Obtenido de Sabelotodo.com, Ser cultos para ser libres.: <http://www.sabelotodo.org/metalurgia/corrosion.html>
56. Schettino, J. Á. (2012). *Influencia de la Variación de las Concentraciones de los Inhibidores del Fluido Maxdrill en las Formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo del Campo Palo Azul*. Guayaquil: ESPOL.
57. Schlumberger. (2016). *Schlumberger*. Obtenido de Schlumberger: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_drive.aspx?p=1
58. SigmaOil. (17 de Marzo de 2015). *Sigma Oil*. Obtenido de TUBERIA CON UPSET 1% DE CROMO: <http://www.sigmaoil.com.ec/index.php/productos/101-video/216-tuberia-con-upset-1-de-cromo>
59. Sovonex. (2016). *Tecnología Sononex*. Obtenido de Grados de Tuberías de Revestimiento API – Una visión general: <http://www.sovonex.com/es/equipo->

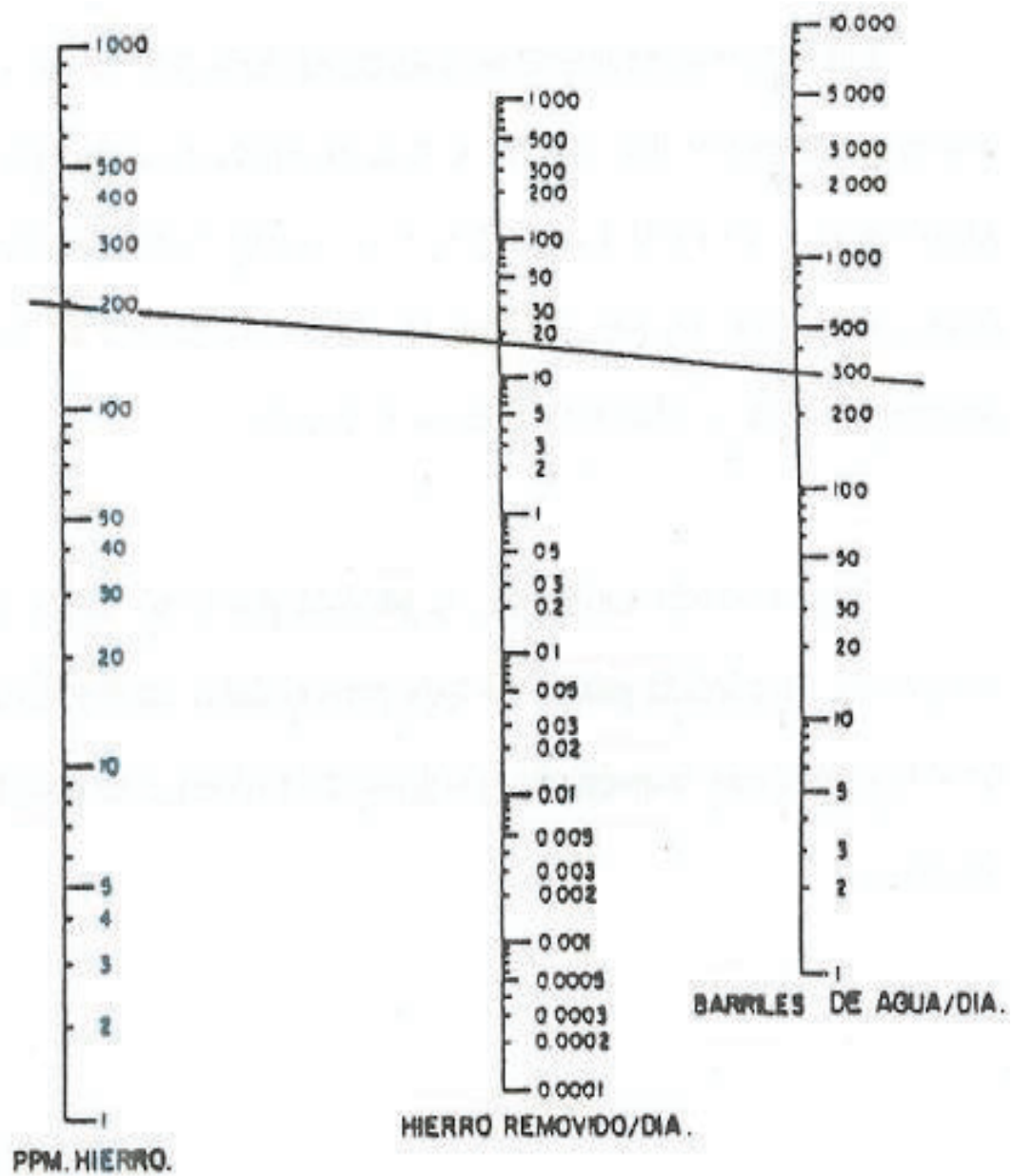
de-perforacion/tuberia-de-revestimiento-api/grados-de-tuberias-de-revestimiento-api-5ct/

60. SupliequipServicios. (s.f.). *Cupones de Corrosión*. Obtenido de SupliequipServicios:
<http://www.supliequip.com/pdf/Introduccionacupones.pdf>
61. Tenaris. (2015). *Tenaris*. Obtenido de OCTG: <http://www.tenaris.com/es-ES/Products/OCTG.aspx>
62. Tenaris. (2015). *Tenaris*. Obtenido de Servicio Crítico:
<http://www.tenaris.com/es-ES/Products/OCTG/SteelGrades/CriticalService.aspx>
63. Tenaris. (2016). Manual del Uso de Casing y Tubing. *Tenaris*, 25.
64. TenarisTamsa. (2016). *Prontuario*. México: TenarisTamsa.
65. teoriadeconstrucción. (29 de Agosto de 2013). *teoriadeconstrucción.net*. Obtenido de Corrosión prematura en acero galvanizado:
<http://teoriadeconstruccion.net/blog/corrosion-prematura-en-acero-galvanizado/>
66. TextosCientíficos. (05 de Diciembre de 2005). *textos científicos.com*. Obtenido de <http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion/tipos>
67. TitaniumIndustry. (2016). *CDM Titanium Industry Co., LTD*. Obtenido de EL TITANIO Y SUS ALEACIONES. Consideraciones generales:
<http://www.ticdm.es/titanio-y-sus-aleaciones/>
68. Valcarce, M. (2004). *Corrosión de cobre y aleaciones de cobre en aguas potables*. Buenos Aires: Universidad Nacional de Mar del Plata.
69. Yaosheng. (2016). *Yaosheng*. Obtenido de Oleoducto y gaseoducto P110:
<http://www.steeltubings.es/1-4-oil-gas-tubing.html>

ANEXOS

ANEXO 1

NONOGRAMA PARA DETERMINAR LA PÉRDIDA DE HIERRO



Tomado de: Br. Da Costa, 2006

ANEXO 2
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DE POZOS DEL CAMPO
PALO AZUL

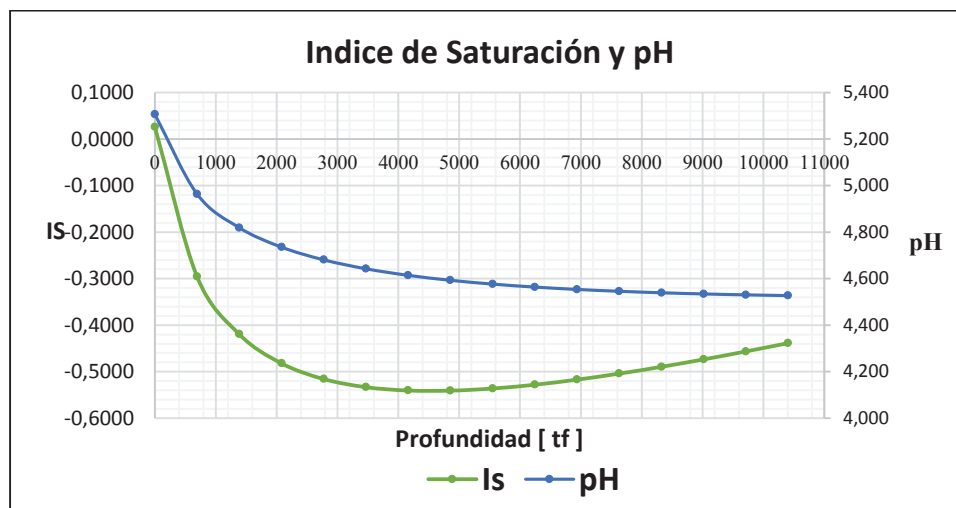
2.1. PLAB-03

Tabla del cálculo del IS y pH

Temperatura	Presión	Prof (pies)	f_g	Y_g	Is	pH
198	153	0	0,9843	0,5466	0,0260	5,306
201	399	694	0,9602	0,4811	-0,2958	4,963
204	644	1387	0,9375	0,4321	-0,4196	4,819
206	890	2081	0,9160	0,3942	-0,4822	4,735
209	1135	2774	0,8957	0,3639	-0,5159	4,681
212	1381	3468	0,8765	0,3392	-0,5333	4,642
215	1626	4162	0,8584	0,3186	-0,5405	4,614
218	1872	4855	0,8413	0,3012	-0,5408	4,593
220	2117	5549	0,8251	0,2862	-0,5362	4,576
223	2363	6242	0,8099	0,2733	-0,5281	4,564
226	2608	6936	0,7955	0,2619	-0,5172	4,554
229	2854	7630	0,7819	0,2518	-0,5042	4,546
232	3099	8323	0,7691	0,2428	-0,4896	4,539
234	3345	9017	0,7570	0,2347	-0,4736	4,534
237	3590	9710	0,7456	0,2273	-0,4566	4,530
240	3836	10404	0,7349	0,2206	-0,4387	4,527

Realizado por: Grace Sevillano

Gráfica del IS y pH



Realizado por: Grace Sevillano

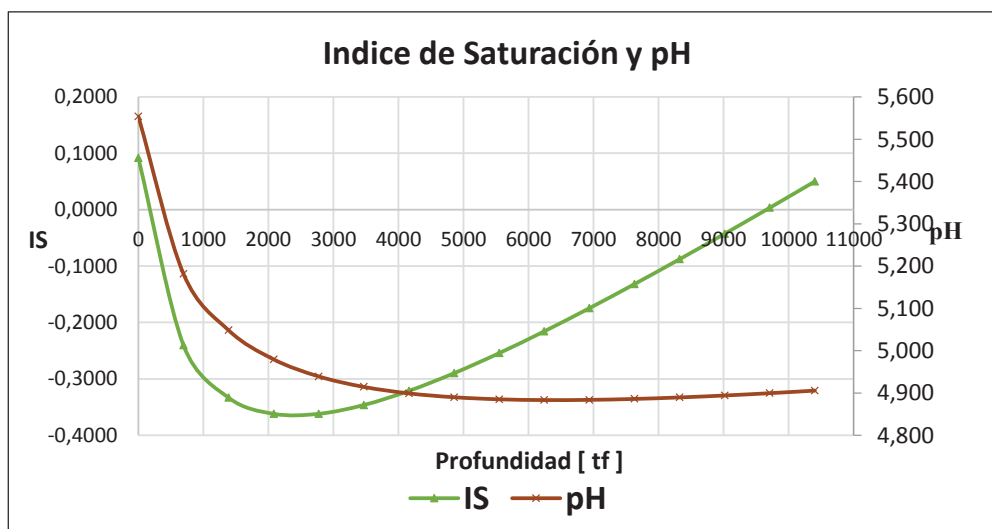
2.2. PLAC – 13

Tabla del cálculo de IS y pH

Temperatura	Presión	Prof (pies)	f_g	Y_g	Is	Ph
151	100	0	0,9868	0,5754	0,0915	5,554
156	299	694	0,9618	0,4829	-0,2402	5,182
160	498	1387	0,9386	0,4197	-0,3333	5,048
165	698	2081	0,9170	0,3738	-0,3620	4,979
169	897	2774	0,8970	0,3388	-0,3619	4,939
174	1096	3468	0,8785	0,3112	-0,3463	4,914
179	1295	4162	0,8613	0,2889	-0,3213	4,899
183	1494	4855	0,8453	0,2705	-0,2900	4,890
188	1694	5549	0,8305	0,2549	-0,2544	4,885
192	1893	6242	0,8169	0,2416	-0,2157	4,883
197	2092	6936	0,8043	0,2301	-0,1747	4,884
202	2291	7630	0,7926	0,2200	-0,1320	4,886
206	2490	8323	0,7819	0,2110	-0,0879	4,889
211	2690	9017	0,7721	0,2029	-0,0427	4,894
215	2889	9710	0,7632	0,1957	0,0034	4,899
220	3088	10404	0,7550	0,1891	0,0501	4,906

Realizado por: Grace Sevillano

Gráfica del IS y pH



Realizado por: Grace Sevillano

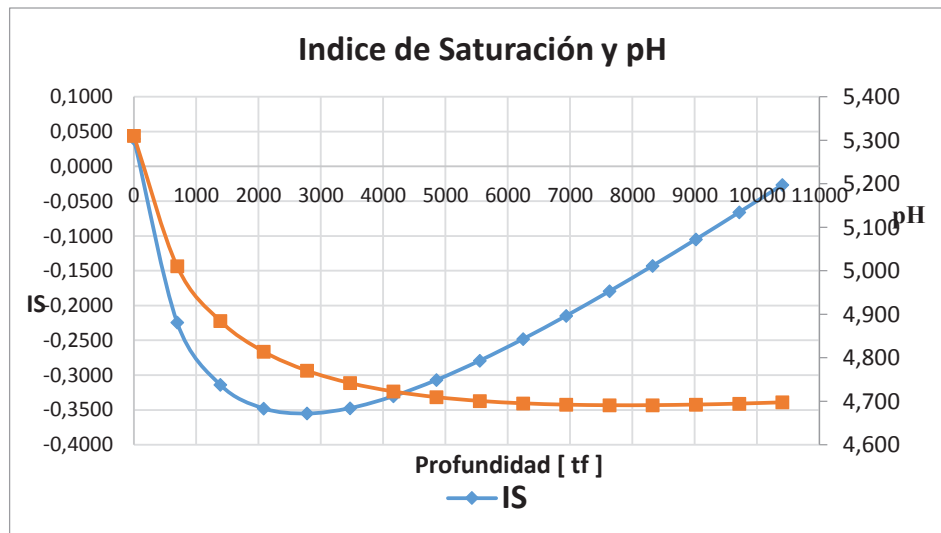
2.3. PLAD – 15

Tabla de cálculos del IS y pH

Temperatura	Presión	Prof (pies)	f_g	Y_g	Is	Ph
170	171	0	0,9796	0,7835	0,0393	5,310
174	416	694	0,9521	0,6825	-0,2243	5,010
179	662	1387	0,9266	0,6092	-0,3140	4,884
183	907	2081	0,9030	0,5536	-0,3478	4,814
187	1152	2774	0,8811	0,5098	-0,3551	4,771
192	1397	3468	0,8608	0,4745	-0,3474	4,742
196	1643	4162	0,8420	0,4453	-0,3303	4,723
200	1888	4855	0,8246	0,4207	-0,3069	4,709
205	2133	5549	0,8085	0,3997	-0,2792	4,701
209	2378	6242	0,7937	0,3815	-0,2482	4,695
213	2624	6936	0,7800	0,3655	-0,2148	4,692
218	2869	7630	0,7674	0,3514	-0,1795	4,691
222	3114	8323	0,7558	0,3387	-0,1428	4,691
226	3359	9017	0,7452	0,3272	-0,1050	4,692
231	3605	9710	0,7355	0,3168	-0,0662	4,695
235	3850	10404	0,7267	0,3072	-0,0266	4,698

Realizado por: Grace Sevillano

Gráfica del IS y pH



Realizado por: Grace Sevillano

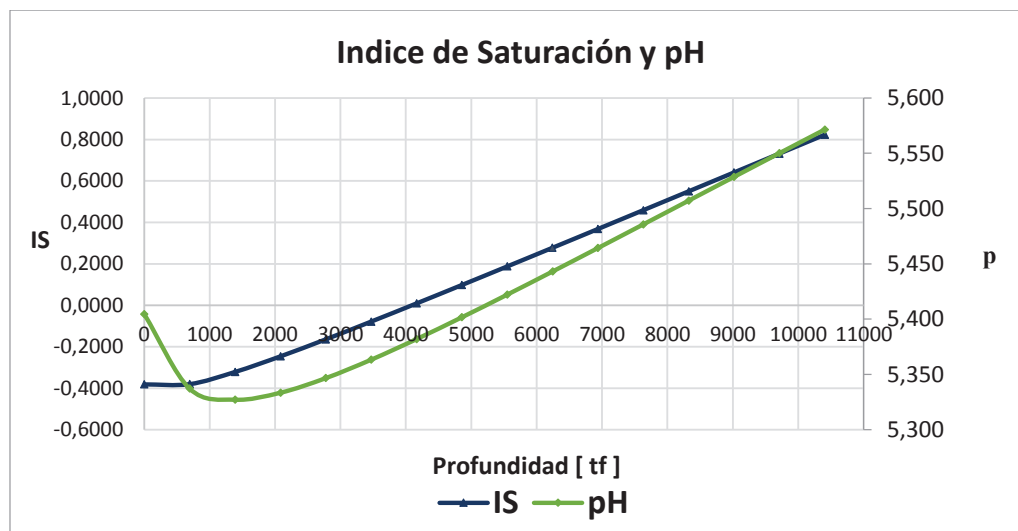
2.4. PLAN – 051

Tablas de cálculos del IS y pH

Temperatura	Presión	Prof (pies)	f_g	Y_g	Is	Ph
130	180	0	0,9737	0,3418	-0,3816	5,405
137	366	694	0,9491	0,2162	-0,3803	5,337
145	552	1387	0,9269	0,1611	-0,3216	5,327
152	738	2081	0,9068	0,1301	-0,2465	5,333
160	924	2774	0,8888	0,1102	-0,1644	5,347
167	1110	3468	0,8727	0,0963	-0,0788	5,363
174	1296	4162	0,8583	0,0860	0,0088	5,382
182	1482	4855	0,8454	0,0780	0,0977	5,402
189	1667	5549	0,8341	0,0716	0,1873	5,422
197	1853	6242	0,8241	0,0664	0,2775	5,443
204	2039	6936	0,8155	0,0620	0,3680	5,464
211	2225	7630	0,8080	0,0583	0,4588	5,486
219	2411	8323	0,8017	0,0550	0,5496	5,507
226	2597	9017	0,7965	0,0522	0,6406	5,529
234	2783	9710	0,7923	0,0496	0,7316	5,550
241	2969	10404	0,7891	0,0473	0,8227	5,571

Realizado por: Grace Sevillano

Gráfica del IS y pH



Realizado por: Grace Sevillano

ANEXO 3

DATOS DE ANÁLISIS FINANCIERO

3.1. TABLA DE INGRESOS LLEVADOS AL VALOR ACTUAL

INGRESOS LLEVADOS AL VALOR ACTUAL				
POZOS	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PLAB-03	39.695.857,08	41.558.419,29	42.100.870,32	42.052.266,56
PLAC-13	10.552.446,08	11.047.575,52	11.191.776,59	11.178.856,14
PLAD-15	16.809.274,48	17.597.979,44	17.827.681,20	17.807.099,86
PLAN-051	59.518.369,66	62.311.020,44	63.124.349,67	63.051.475,15

Realizado por: Grace Sevillano

3.2. TABLA DE INGRESOS LLEVADOS AL VALOR ACTUAL

EGRESOS LLEVADOS AL VALOR ACTUAL				
POZOS	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PLAB-03	15.529.146,25	3.958.630,13	2.554.798,61	2.559.830,87
PLAC-13	13.610.475,26	3.347.581,72	2.322.100,76	2.364.518,30
PLAD-15	12.854.927,78	3.159.035,52	2.140.750,74	2.172.025,10
PLAN-051	15.181.967,65	4.589.056,70	2.670.699,95	2.850.213,24

Realizado por: Grace Sevillano

ANEXO 4

RESUMEN DEL CÁLCULO DEL IS Y DEL ILR

Tabla de resumen de cálculos

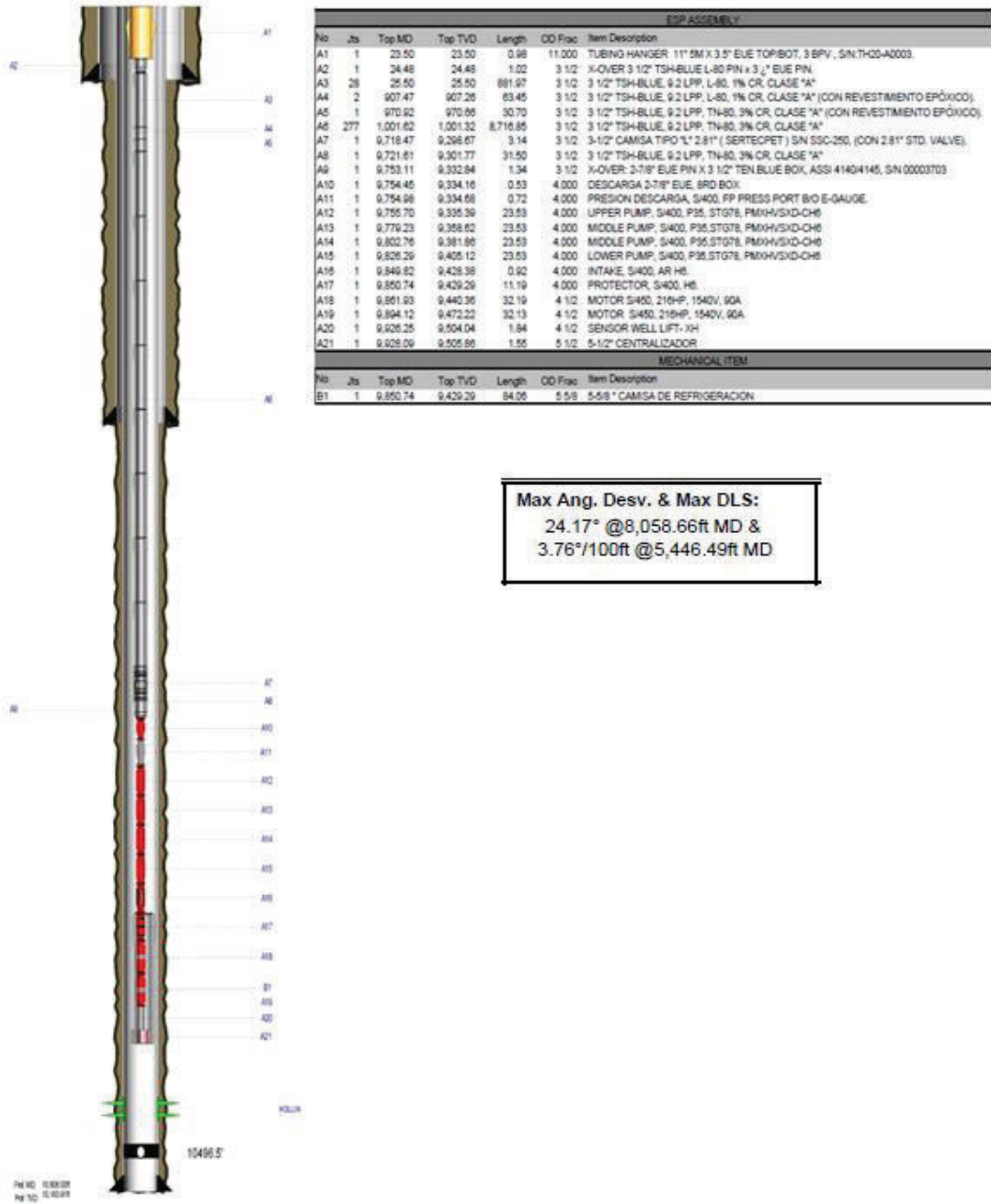
	PLAB-03		PLAC-13		PLAD-15		PLAN-051	
	Is	Ph	IS	pH	Is	pH	Is	Ph
ODDO Y TOMDON	0,0260	5,306	0,0915	5,554	0,0393	5,310	-0,3816	5,405
	-0,2958	4,963	-0,2402	5,182	-0,2243	5,010	-0,3803	5,337
	-0,4196	4,819	-0,3333	5,048	-0,3140	4,884	-0,3216	5,327
	-0,4822	4,735	-0,3620	4,979	-0,3478	4,814	-0,2465	5,333
	-0,5159	4,681	-0,3619	4,939	-0,3551	4,771	-0,1644	5,347
	-0,5333	4,642	-0,3463	4,914	-0,3474	4,742	-0,0788	5,363
	-0,5405	4,614	-0,3213	4,899	-0,3303	4,723	0,0088	5,382
	-0,5408	4,593	-0,2900	4,890	-0,3069	4,709	0,0977	5,402
	-0,5362	4,576	-0,2544	4,885	-0,2792	4,701	0,1873	5,422
	-0,5281	4,564	-0,2157	4,883	-0,2482	4,695	0,2775	5,443
	-0,5172	4,554	-0,1747	4,884	-0,2148	4,692	0,3680	5,464
	-0,5042	4,546	-0,1320	4,886	-0,1795	4,691	0,4588	5,486
	-0,4896	4,539	-0,0879	4,889	-0,1428	4,691	0,5496	5,507
	-0,4736	4,534	-0,0427	4,894	-0,1050	4,692	0,6406	5,529
	-0,4566	4,530	0,0034	4,899	-0,0662	4,695	0,7316	5,550
	-0,4387	4,527	0,0501	4,906	-0,0266	4,698	0,8227	5,571
	ILR	15,17797915		7,078320259		6,245606097		6,245606097

Realizado por: Grace Sevillano

ANEXO 5
DIAGRAMAS DE LOS POZOS

5.1. DIAGRAMA DEL POZO PLAB-03

W.O. # 12. POZO DIRECCIONAL TIPO J

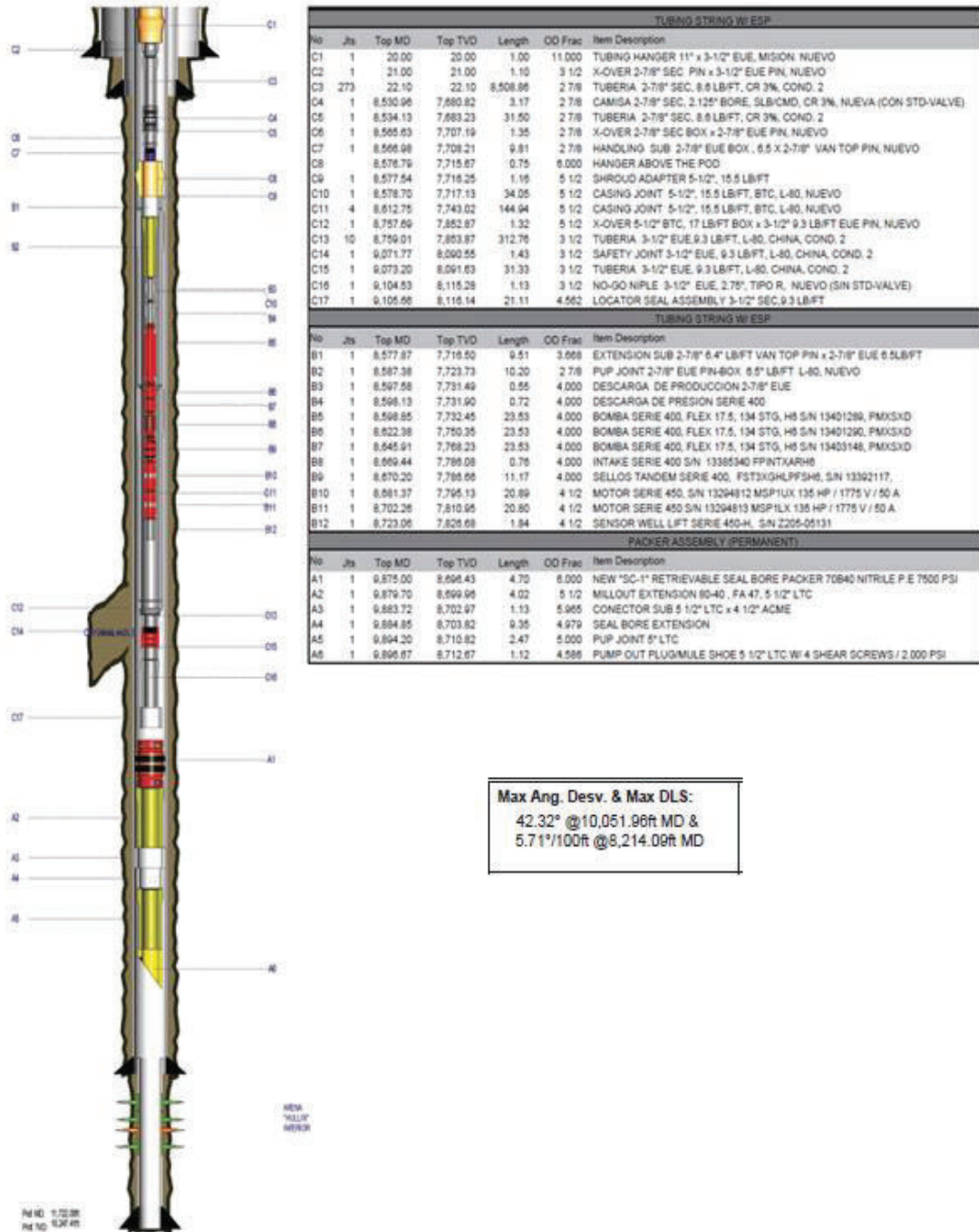


Tomado de: PETROAMAZONAS EP, 2016

Modificado por: Grace Sevillano

5.2. DIAGRAMA DEL POZO PLAC-13

W.O. # 6. POZO DIRECCIONAL

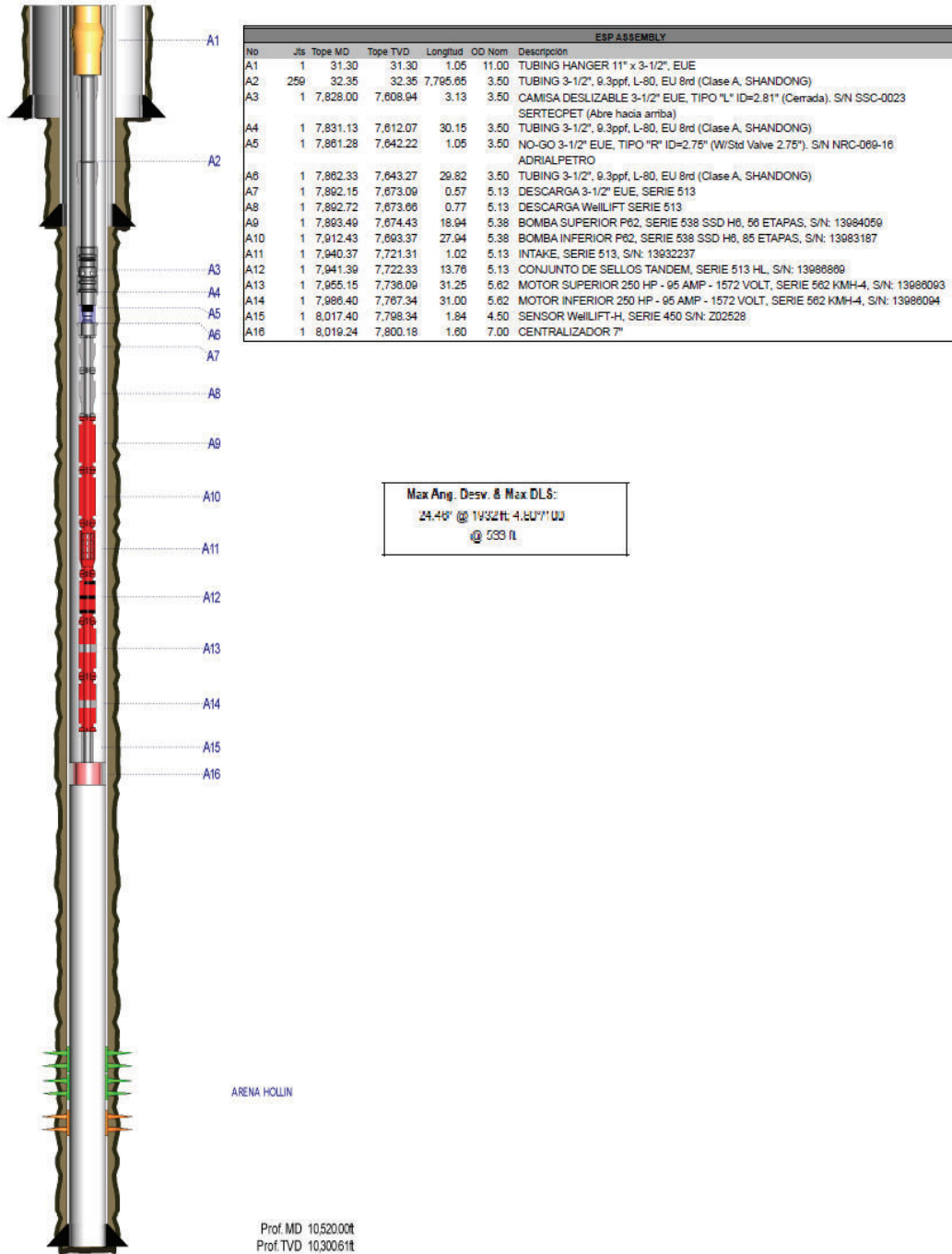


Tomado de: PETROAMAZONAS EP, 2016

Modificado por: Grace Sevillano

5.3. DIAGRAMA DEL POZO PLAD-15

W.O. # 7. POZO DIRECCIONAL TIPO S

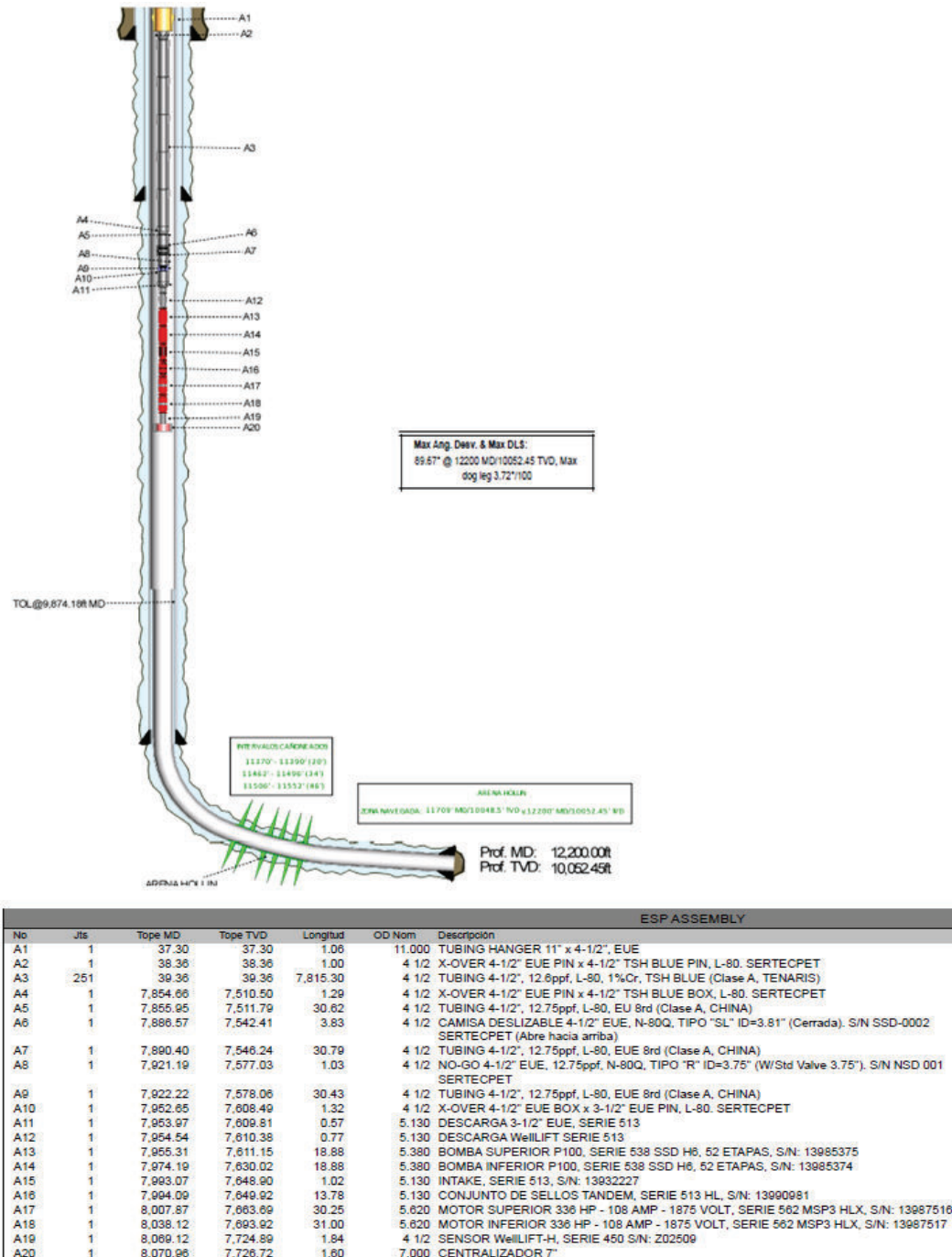


Tomado de: PETROAMAZONAS EP, 2016

Modificado por: Grace Sevillano

5.4. DIAGRAMA DEL POZO PLAN-051H

W.O. # 2. POZO HORIZONTAL



Tomado de: PETROAMAZONAS EP, 2016

Modificado por: Grace Sevillano

ANEXO 6
CÁLCULO DE INDICADORESECONÓMICOS

6.1. CÁLCULO DEL VAN REAL

CÁLCULO DEL VAN REAL (BL @ 41,26 USD)				
POZOS	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PLAB-03	24.166.710,82	37.599.789,16	40.373.060,01	39.492.435,69
PLAC-13	-3.058.029,18	7.699.993,80	9.564.366,53	8.814.337,84
PLAD-15	3.396.043,52	14.438.943,92	16.338.619,01	15.538.597,47
PLAN-051	44.336.402,02	57.721.963,74	61.357.542,43	60.201.261,92

Elaborado por: Grace Sevillano

6.2. CÁLCULO DEL VAN OPTIMISTA

CÁLCULO DEL VAN OPTIMISTA (BL @ 60 USD)				
POZOS	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PLAB-03	40.854.297,49	56.052.347,80	59.410.297,10	58.438.351,24
PLAC-13	1.397.490,72	12.605.282,27	14.625.081,49	13.850.776,58
PLAD-15	17.406.637,19	22.252.709,53	24.399.967,65	23.482.210,64
PLAN-051	72.192.882,07	87.385.671,52	89.901.209,14	88.608.004,80

Elaborado por: Grace Sevillano

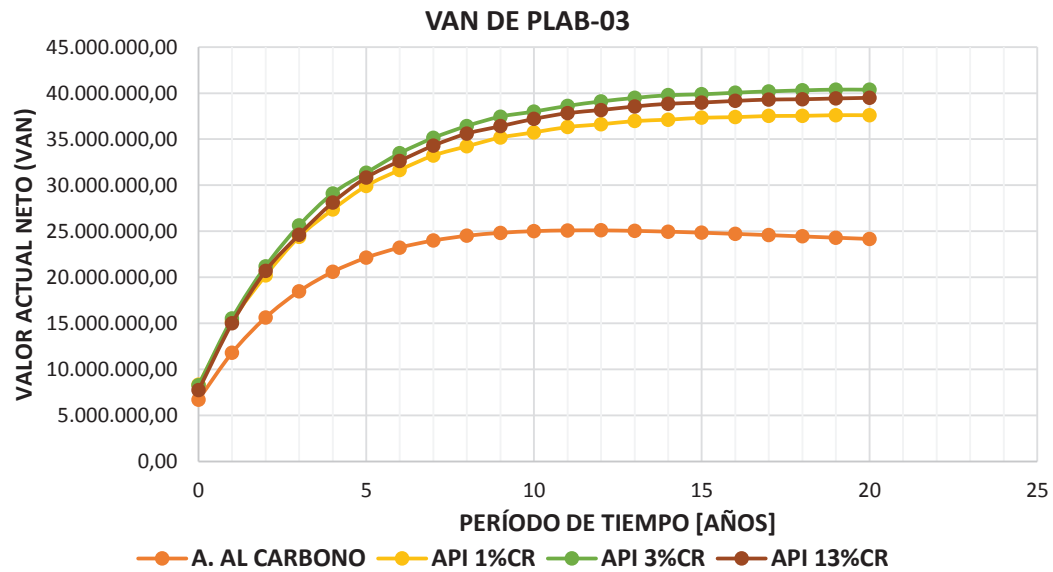
6.3. CÁLCULO DEL VAN PESIMISTA

CÁLCULO DEL VAN PESIMISTA (BL @ 30 USD)				
POZOS	A. AL CARBONO	API 1% CR	API 3% CR	API 13% CR
PLAB-03	14.021.373,75	26.512.499,38	28.934.463,98	28.108.710,55
PLAC-13	-5.735.145,19	4.752.632,63	6.523.616,77	5.788.174,54
PLAD-15	3.396.043,52	14.438.943,92	16.338.619,01	15.538.597,47
PLAN-051	27.054.811,97	42.079.549,05	44.206.972,14	43.132.962,83

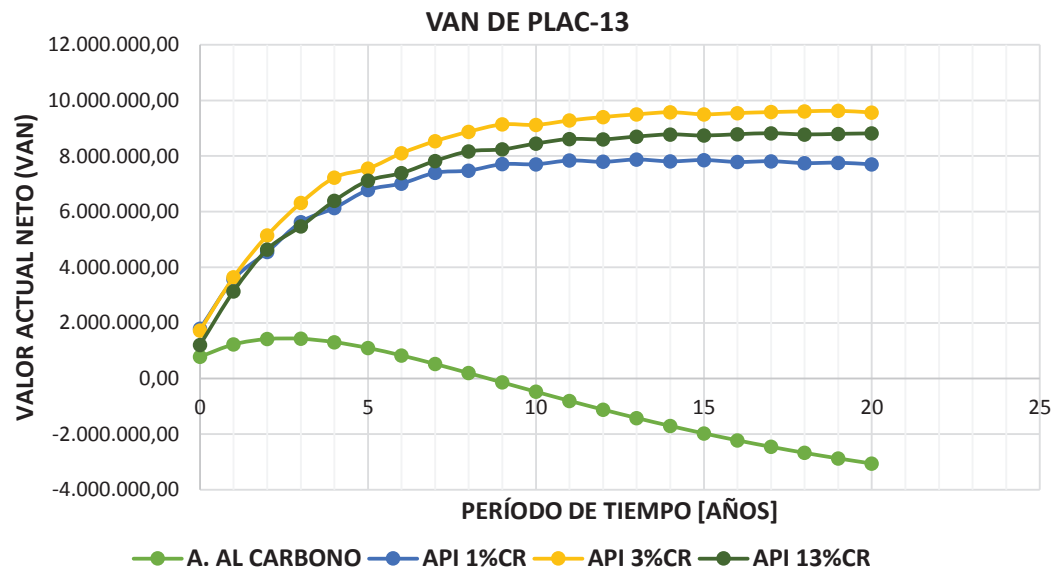
Elaborado por: Grace Sevillano

ANEXO 7
GRÁFICAS DEL VALOR ACTUAL NETO

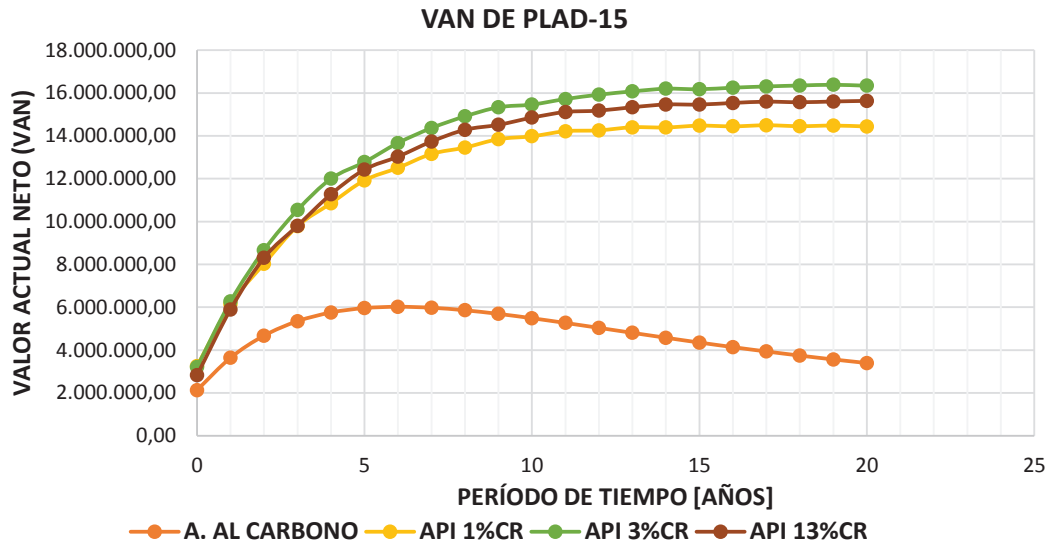
7.1. VAN DE PLAB-03



7.2. VAN DE PLAC-13

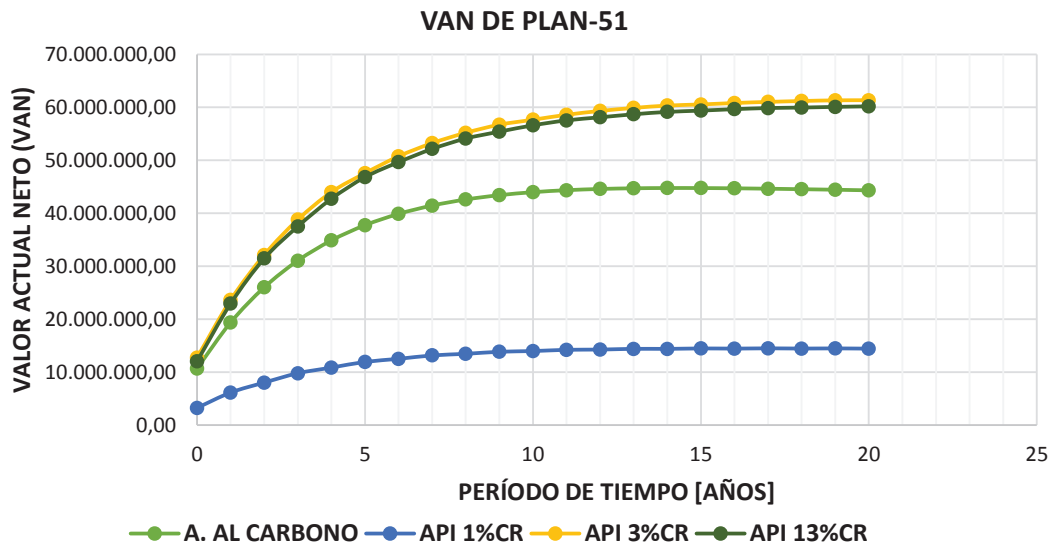


7.3. VAN DE PLAD-15



Realizado por: Grace Sevillano

7.4. VAN DE PLAD-051



Realizado por: Grace Sevillano

ANEXO 8
INSPECCIÓN CON ULTRASONIDO DE LOS POZOS

8.1. ANÁLISIS DE DATOS DE ULTRASONIDO DE TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO

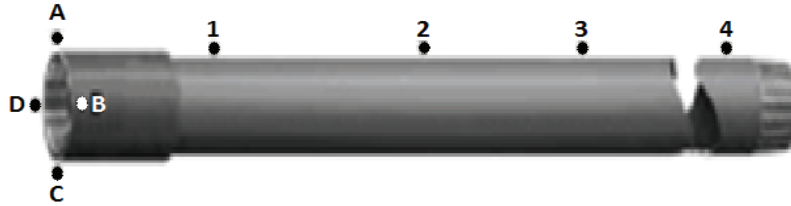
Los datos fueron tomados en cuatro puntos longitudinalmente y en cuatro puntos en la parte transversal

PROFUN	NOM	NODOS	A	B	C	D	MIN	PROM	% DSG	Vcorr(mmy)
0 FT	0,254	1	0,260	0,245	0,241	0,236	0,236	0,246	7,09	2,74
		2	0,254	0,258	0,264	0,254	0,254	0,258	0,00	0,00
		3	0,251	0,259	0,244	0,240	0,240	0,249	5,51	2,13
		4	0,263	0,270	0,263	0,248	0,248	0,261	2,36	0,91
1000 FT	0,254	1	0,208	0,214	0,201	0,196	0,196	0,205	22,83	8,84
		2	0,195	0,201	0,206	0,261	0,195	0,216	23,23	8,99
		3	0,215	0,194	0,258	0,213	0,194	0,220	23,62	9,14
		4	0,202	0,195	0,190	0,197	0,190	0,196	25,20	9,75
2000 FT	0,254	1	0,235	0,204	0,221	0,209	0,204	0,217	19,69	7,62
		2	0,213	0,224	0,196	0,207	0,196	0,210	22,83	8,84
		3	0,193	0,189	0,216	0,254	0,189	0,213	25,59	9,90
		4	0,266	0,254	0,204	0,211	0,204	0,234	19,69	7,62
3000 FT	0,254	1	0,236	0,215	0,263	0,201	0,201	0,229	20,87	8,08
		2	0,298	0,193	0,194	0,199	0,193	0,221	24,02	9,29
		3	0,265	0,263	0,257	0,269	0,257	0,264	0,00	0,00
		4	0,264	0,192	0,210	0,274	0,192	0,235	24,41	9,45
4000 FT	0,254	1	0,226	0,216	0,196	0,192	0,192	0,208	24,41	9,45
		2	0,266	0,193	0,215	0,223	0,193	0,224	24,02	9,29
		3	0,235	0,256	0,194	0,261	0,194	0,237	23,62	9,14
		4	0,267	0,263	0,248	0,253	0,248	0,258	2,36	0,91
5000 FT	0,254	1	0,218	0,203	0,189	0,236	0,189	0,211	25,63	9,92
		2	0,246	0,193	0,197	0,238	0,193	0,219	24,02	9,29
		3	0,224	0,274	0,263	0,201	0,201	0,241	20,87	8,08
		4	0,196	0,204	0,258	0,196	0,196	0,214	22,83	8,84
6000 FT	0,254	1	0,243	0,215	0,256	0,202	0,202	0,229	20,47	7,92
		2	0,268	0,240	0,224	0,246	0,224	0,245	11,81	4,57
		3	0,211	0,208	0,236	0,240	0,208	0,224	18,11	7,01
		4	0,195	0,199	0,218	0,204	0,195	0,204	23,23	8,99
7000 FT	0,254	1	0,250	0,206	0,263	0,213	0,206	0,233	18,90	7,31
		2	0,264	0,263	0,250	0,223	0,223	0,250	12,20	4,72
		3	0,207	0,186	0,182	0,196	0,182	0,193	28,35	10,97
		4	0,268	0,224	0,195	0,220	0,195	0,227	23,23	8,99

Tomado de: PETROAMAZONAS EP, 2016

Modificado por: Grace Sevillano

8.2. ANÁLISIS DE DATOS DE ULTRASONIDO DE TUBERÍA API 1% CR



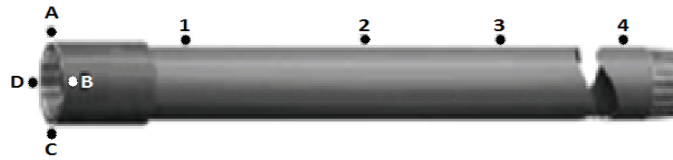
Los datos fueron tomados en cuatro puntos longitudinalmente y en cuatro puntos en la parte transversal.

PROFUN	NOM	NODOS	A	B	C	D	MIN	PROM	% DSG	Vcorr(mmy)
1000 ft	0,254	1	0,252	0,257	0,255	0,252	0,252	0,254	0,79	0,03
		2	0,254	0,255	0,248	0,252	0,248	0,252	2,36	0,08
		3	0,255	0,253	0,248	0,257	0,248	0,253	2,36	0,08
		4	0,252	0,254	0,253	0,251	0,251	0,253	1,18	0,04
2000 FT	0,254	1	0,253	0,255	0,252	0,251	0,251	0,253	1,18	0,04
		2	0,253	0,255	0,252	0,253	0,252	0,253	0,79	0,03
		3	0,251	0,253	0,250	0,254	0,250	0,252	1,57	0,05
		4	0,251	0,254	0,254	0,250	0,250	0,252	1,57	0,05
3000 FT	0,254	1	0,255	0,256	0,253	0,255	0,253	0,255	0,39	0,01
		2	0,257	0,254	0,249	0,251	0,249	0,253	1,97	0,06
		3	0,256	0,251	0,247	0,254	0,247	0,252	2,76	0,09
		4	0,257	0,255	0,250	0,254	0,250	0,254	1,57	0,05
4000 FT	0,254	1	0,255	0,258	0,248	0,253	0,248	0,254	2,36	0,08
		2	0,253	0,259	0,253	0,255	0,253	0,255	0,39	0,01
		3	0,255	0,252	0,250	0,252	0,250	0,252	1,57	0,05
		4	0,256	0,255	0,254	0,254	0,254	0,255	0,00	0,00
5000 FT	0,254	1	0,253	0,253	0,251	0,250	0,250	0,252	1,57	0,05
		2	0,254	0,250	0,256	0,252	0,250	0,253	1,57	0,05
		3	0,253	0,256	0,251	0,255	0,251	0,254	1,18	0,04
		4	0,255	0,253	0,250	0,254	0,250	0,253	1,57	0,05
6000 FT	0,254	1	0,254	0,254	0,252	0,254	0,252	0,254	0,79	0,03
		2	0,253	0,254	0,249	0,250	0,249	0,252	1,97	0,06
		3	0,251	0,251	0,247	0,250	0,247	0,250	2,76	0,09
		4	0,253	0,255	0,249	0,252	0,249	0,252	1,97	0,06
7000 FT	0,254	1	0,255	0,252	0,256	0,255	0,252	0,255	0,79	0,03
		2	0,257	0,251	0,254	0,253	0,251	0,254	1,18	0,04
		3	0,252	0,256	0,254	0,249	0,249	0,253	1,97	0,06
		4	0,256	0,258	0,250	0,258	0,250	0,256	1,57	0,05
8000 FT	0,254	1	0,256	0,254	0,255	0,259	0,254	0,256	0,00	0,00
		2	0,252	0,254	0,258	0,257	0,252	0,255	0,79	0,03
		3	0,251	0,254	0,254	0,250	0,250	0,252	1,57	0,05
		4	0,253	0,250	0,257	0,256	0,250	0,254	1,57	0,05
9000 FT	0,254	1	0,256	0,252	0,257	0,253	0,252	0,255	0,79	0,03
		2	0,255	0,258	0,253	0,253	0,253	0,255	0,39	0,01
		3	0,258	0,253	0,254	0,256	0,253	0,255	0,39	0,01
		4	0,258	0,259	0,257	0,251	0,251	0,256	1,18	0,04

Tomado de: PETROAMAZONAS EP, 2016

Modificado por: Grace Sevillano

8.3. ANALISIS DE DATOS DE ULTRASONIDO DE TUBERÍA API 3% CR



Los datos fueron tomados en cuatro puntos longitudinalmente y en cuatro puntos en la parte transversal

PROFUN	NOM	NODOS	A	B	C	D	MIN	PROM	% DSG	Vcorr(mmy)
1000 ft	0,254	1	0,254	0,255	0,255	0,255	0,254	0,255	0,00	0,00
		2	0,255	0,254	0,254	0,257	0,254	0,255	0,00	0,00
		3	0,255	0,254	0,255	0,254	0,254	0,255	0,00	0,00
		4	0,254	0,255	0,254	0,254	0,254	0,254	0,00	0,00
2000ft	0,254	1	0,255	0,253	0,254	0,255	0,253	0,254	0,00	0,01
		2	0,251	0,251	0,255	0,256	0,251	0,254	0,01	0,04
		3	0,255	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254	0,00	0,00
		4	0,255	0,255	0,254	0,254	0,254	0,255	0,00	0,00
3000 ft	0,254	1	0,255	0,263	0,256	0,253	0,253	0,257	0,00	0,01
		2	0,253	0,255	0,252	0,255	0,252	0,254	0,01	0,03
		3	0,255	0,255	0,252	0,253	0,252	0,254	0,01	0,03
		4	0,252	0,253	0,251	0,249	0,249	0,251	0,02	0,06
4000 ft	0,254	1	0,250	0,254	0,254	0,256	0,250	0,254	0,02	0,05
		2	0,255	0,252	0,253	0,252	0,252	0,253	0,01	0,03
		3	0,253	0,252	0,249	0,252	0,249	0,252	0,02	0,06
		4	0,253	0,255	0,251	0,253	0,251	0,253	0,01	0,04
5000 ft	0,254	1	0,254	0,254	0,252	0,254	0,252	0,254	0,01	0,03
		2	0,249	0,252	0,250	0,254	0,249	0,251	0,02	0,06
		3	0,254	0,251	0,249	0,253	0,249	0,252	0,02	0,06
		4	0,253	0,256	0,258	0,255	0,253	0,256	0,00	0,01
6000 ft	0,254	1	0,254	0,254	0,255	0,255	0,254	0,255	0,00	0,00
		2	0,255	0,253	0,256	0,253	0,253	0,254	0,00	0,01
		3	0,255	0,253	0,251	0,253	0,251	0,253	0,01	0,04
		4	0,255	0,253	0,253	0,252	0,252	0,253	0,01	0,03
7000 ft	0,254	1	0,252	0,255	0,255	0,255	0,252	0,254	0,01	0,03
		2	0,253	0,255	0,256	0,254	0,253	0,255	0,00	0,01
		3	0,254	0,249	0,252	0,251	0,249	0,252	0,02	0,06
		4	0,252	0,256	0,254	0,254	0,252	0,254	0,01	0,03
8000 ft	0,254	1	0,255	0,256	0,250	0,253	0,250	0,254	0,02	0,05
		2	0,251	0,253	0,256	0,252	0,251	0,253	0,01	0,04
		3	0,256	0,253	0,253	0,254	0,253	0,254	0,00	0,01
		4	0,254	0,254	0,255	0,252	0,252	0,254	0,01	0,03
9000 ft	0,254	1	0,254	0,254	0,252	0,252	0,252	0,253	0,01	0,03
		2	0,255	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254	0,00	0,00
		3	0,256	0,252	0,255	0,253	0,252	0,254	0,01	0,03
		4	0,252	0,254	0,254	0,251	0,251	0,253	0,01	0,04

Tomado de: PETROAMAZONAS EP, 2016

Modificado por: Grace Sevillano

ANEXO 9

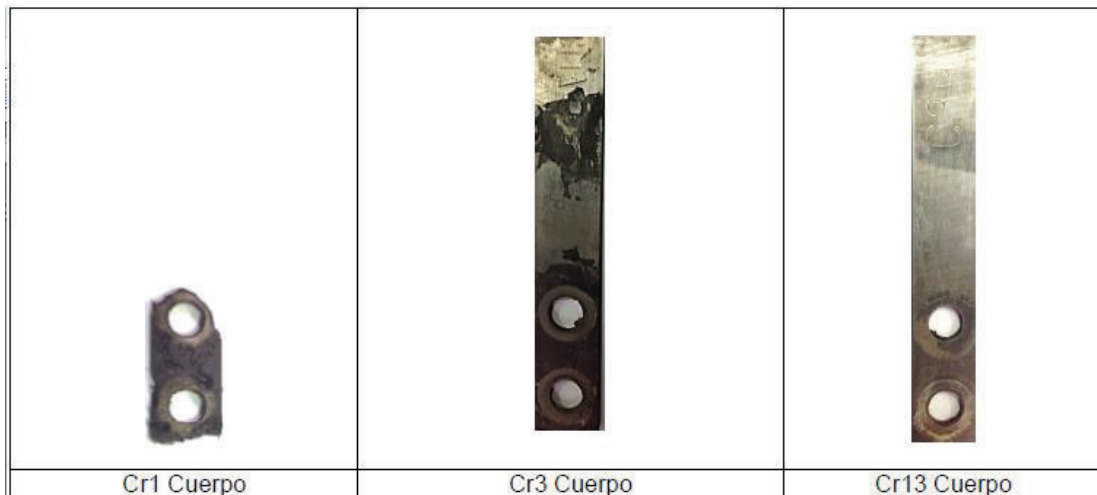
IMAGENES DE CUPONES DE PESO

9.1. CUPONES PREVIA EVALUACIÓN



Tomado de: Aguilar & PETROAMAZONAS EP, 2016

9.2. CUPONES DESPUÉS DE LA EVALUACIÓN



Tomado de: Aguilar & PETROAMAZONAS EP, 2016

ANEXO 10
PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

10.1. PRI DE TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO

TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO

	PLAB-03	PLAC-13	PLAD-15	PLAN-051
PERIODO	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)
0	77,21	225,23	143,05	60,67
1	85,72	257,36	162,26	50,50
2	95,47	294,67	184,58	57,26
3	106,91	337,98	210,52	65,11
4	120,03	388,27	240,68	74,22
5	135,43	446,68	275,75	84,79
6	153,09	514,50	316,51	97,06
7	173,83	593,29	363,92	111,31
8	197,61	684,80	419,04	127,85
9	225,56	791,12	483,15	147,06
10	257,60	914,66	557,71	169,37
11	295,26	1.058,20	644,43	195,28
12	338,44	1.225,02	745,31	225,38
13	389,22	1.418,90	862,67	260,35
14	447,43	1.644,26	999,21	300,98
15	515,91	1.906,23	1.158,07	348,18
16	594,43	2.210,77	1.342,92	403,04
17	686,81	2.564,86	1.558,03	466,80
18	792,75	2.976,58	1.808,35	540,90
19	917,42	3.455,35	2.099,68	627,04
20	1.060,39	4.012,14	2.438,76	727,18
PRI (AÑOS)	21,00	76,50	46,62	14,08

Realizado por: Grace Sevillano

10.2. PRI DE TUBERÍA DE API 1%CR

TUBERÍA API 1%CR

	PLAB-03	PLAC-13	PLAD-15	PLAN-051
PERIODO	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)
0	29,95	92,55	55,38	23,44
1	11,32	21,13	14,43	10,48
2	37,27	120,64	71,39	28,54
3	12,33	25,11	16,42	11,22
4	47,06	158,16	92,87	35,36
5	13,65	30,32	19,02	12,20
6	60,14	208,32	121,69	44,46
7	15,37	37,12	22,44	13,48
8	77,67	275,42	160,39	56,62
9	17,63	46,02	26,94	15,14
10	101,14	365,23	212,37	72,89
11	20,60	57,68	32,86	17,33
12	132,59	485,51	282,24	94,65
13	24,49	72,97	40,66	20,18
14	174,78	646,70	376,18	123,80
15	29,60	93,01	50,94	23,93
16	231,38	862,82	502,55	162,84
17	36,31	119,33	64,50	28,83
18	307,36	1.152,76	672,61	215,18
19	45,13	153,91	82,40	35,28
20	409,41	1.541,95	901,59	285,38
PRI (AÑOS)	5,03	17,99	10,47	3,65

Realizado por: Grace Sevillano

10.3. PRI DE TUBERÍA API 3%CR

TUBERÍA API 3%CR

	PLAB-03	PLAC-13	PLAD-15	PLAN-051
PERIODO	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)
0	32,16	101,16	59,08	23,37
1	0,87	3,26	2,05	0,58
2	1,01	3,80	2,39	0,67
3	1,18	4,44	2,79	0,79
4	1,38	5,18	3,25	0,92
5	56,74	196,14	112,30	39,25
6	1,87	6,89	4,33	1,25
7	2,19	8,04	5,05	1,46
8	2,55	9,38	5,89	1,70
9	2,98	10,95	6,87	1,98
10	106,73	388,33	221,03	71,51
11	4,05	14,90	9,35	2,70
12	4,72	17,38	10,91	3,15
13	5,51	20,28	12,73	3,68
14	6,43	23,66	14,85	4,29
15	208,74	779,74	444,55	137,52
16	8,75	32,20	20,22	5,84
17	10,21	37,57	23,59	6,81
18	11,91	43,83	27,52	7,95
19	13,90	51,14	32,10	9,27
20	417,59	1.579,71	905,40	273,04
PRI (AÑOS)	2,47	9,15	5,28	1,64

Realizado por: Grace Sevillano

10.4. PRI DE TUBERÍA API 13%CR

TUBERÍA API 13%CR

	PLAB-03	PLAC-13	PLAD-15	PLAN-051
PERIODO	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)	PRI (DÍAS)
0	51,76	177,08	93,68	40,42
1	0,37	1,39	0,87	0,25
2	0,43	1,62	1,02	0,29
3	33,21	100,56	65,24	25,34
4	0,59	2,20	1,38	0,39
5	0,68	2,57	1,61	0,46
6	47,75	180,35	111,49	32,14
7	0,93	3,50	2,20	0,62
8	1,09	4,08	2,56	0,72
9	69,31	261,75	161,89	46,64
10	1,48	5,56	3,49	0,99
11	1,72	6,48	4,07	1,15
12	103,16	389,53	241,14	69,39
13	2,35	8,82	5,54	1,56
14	2,74	10,29	6,46	1,83
15	156,33	590,21	365,77	105,12
16	3,72	14,01	8,80	2,48
17	4,35	16,35	10,26	2,90
18	239,89	905,48	561,81	161,23
19	5,91	22,25	13,97	3,94
20	6,90	25,96	16,30	4,60
PRI (AÑOS)	2,01	7,48	4,60	1,38

Realizado por: Grace Sevillano

ANEXO 11

COMPOSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LAS TUBERÍAS

Estos tipos de tuberías son mayormente usados para campos maduros. En el caso del Campo Palo Azul se encuentra con tubería de producción que se la denomina: A. al carbono, API 1% Cr, API 3% Cr, API 13% Cr su composición y propiedades mecánicas se encuentran a continuación.

ANÁLISIS INICIAL DE COMPOSICIÓN DE ALEACIÓN									
COMPOSICIÓN DE CUPONES									
CUPON/COMPOSICIÓN	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	V	Cu
A. AL CARBONO	0,34-0,39	0,25-0,40	1,45-1,70	≤ 0,025	≤ 0,015	≤ 0,15	≤ 0,20	0,11-0,16	≤ 0,20
Los elementos de rastro tóxico en la palanquilla tales como: As, Sb, Sn, Bi y Pb, representan menos del 0,020 %									
Los átomos de oxígeno equivalen a menos del 20 ppm. (Yaosheng, 2016)									
CUPON/COMPOSICIÓN	Fe	Cr	Mn	Ni	Cu	Mo	V	LEC	
API 1%CR	96,870	1,120	0,774	0,153	0,173	0,205		0,655	
API 3%CR	94,900	3,580	0,575		0,226	0,492	0,130		
API 13%CR	86,750	12,190	0,538	0,159	0,283	0,013			
PROPIEDADES MECÁNICAS PARA TUBERÍAS DE OD 3 1/2 " y 9,2 lb/ft : A. AL CARBONO, API 1% CR, API 3% CR									
Límite elástico	55-80 ksi	Colapso [psi]		10 540	P. Interna [psi]	10 160	(TenarisTamsa, 2007)		
Resis. mín. a la tracción	100 ksi	Tensión (lbx1000)[psi]		207	P. Prueba [psi]	9 300			
PROPIEDADES MECÁNICAS PARA TUBERÍAS OD 3 1/2 " y 9,2 lb/ft, API 13% CR									
Límite elástico	100-140 ksi	Colapso [psi]		13 530	P. Interna [psi]	13 970	(TenarisTamsa, 2007)		
Resis. mín. a la tracción	125 ksi	Tensión (lbx1000)[psi]		285	P. Prueba [psi]	10 000			
PROPIEDADES MECÁNICAS PARA TUBERÍAS DE OD 2 7/8 " y 8,6 lb/ft : A. AL CARBONO, API 1% CR, API 3% CR									
Límite elástico	55-80 ksi	Colapso [psi]		15 300	P. Interna [psi]	15 000	(TenarisTamsa, 2007)		
Resis. mín. a la tracción	100 ksi	Tensión (lbx1000)[psi]		199	P. Prueba [psi]	10 000			
PROPIEDADES MECÁNICAS PARA TUBERÍAS OD 2 7/8 " y 8,6 lb/ft , API 13% CR									
Límite elástico	100-140 ksi	Colapso [psi]		21 040	P. Interna [psi]	20 620	(TenarisTamsa, 2007)		
Resis. mín. a la tracción	125 ksi	Tensión (lbx1000)[psi]		273	P. Prueba [psi]	10 000			

Realizado por: Grace Sevillano

Dentro de las especificaciones o normativa aplicada para el desarrollo de estas tuberías se aplica: API (5CT para tubos de revestimiento y producción, 5L para tubo de conducción), las normas internacionales ISO 9001:2008 y API-Q1/ISO TS 29001, así como la ISO/TS 16949:2009. (TenarisTamsa, 2016)

El tipo de tuberías son producidas mediante coladas de fundición donde el tamaño de grano es fino y mediante tratamiento térmico el tamaño de grano cambia a medio para darle maleabilidad a la tubería. (Tenaris, 2016)

ANEXO 12

GRADOS PROPIETARIOS PARA SERVICIO CRÍTICO DE TENARIS (SERIE TNXXCS)

Estos materiales fueron desarrollados para resistir a la corrosión generalizada producida en presencia de ambientes húmedos moderados con CO₂. Basan su performance en el agregado de Cr en su composición química en una proporción tal que los convierte en una opción atractiva para aquellos pozos o sistemas en los cuales no se justifica económicamente el uso de aleaciones resistentes a la corrosión más sofisticadas.

La serie para Servicio crítico se divide en dos tipos de productos, caracterizados por su contenido en cromo. Aceros con 1% de Cr (para casos con un bajo nivel de corrosión por CO₂) y 3% de Cr micro-aleados para tolerar una mayor cantidad de CO₂, siempre por debajo de aquellos ambientes que requieran uso de aceros inoxidables martensíticos (Cr13).

Estos grados CS también pueden ser utilizados en aplicaciones de inyección de agua, como una buena mejora respecto de los aceros al carbono típicos, ya que proporcionan un mayor nivel de resistencia a la corrosión en comparación con API L80 (siempre en combinación con un tratamiento adecuado del agua con el fin de proporcionar controlados niveles de oxígeno disuelto en el agua inyectada). A continuación, se muestran una serie de tablas de tubos de producción de Tenaris.

1% Cromo - Propiedades mecánicas

GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MÍN. [Ksi]	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁX. [Ksi]	RESISTENCIA A LA TRACCIÓN [Ksi]
TN 55CS	55	80	80
TN 70CS	70	100	95
TN 75CS	75	105	100

3% Cromo - Propiedades mecánicas

GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MÍN. [Ksi]	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁX. [Ksi]	RESISTENCIA A LA TRACCIÓN [Ksi]	DUREZA MÁXIMA INDIVIDUAL [HRC]
TN 80 Cr3	80	95	95	23
TN 95 Cr3	95	110	105	—
TN 110 Cr3	110	140	125	—

D.E.		PESO		DIMENSIONES				PROPIEDADES MECANICAS		GRADO DE ACERO											
		ESR.	D.L.	DRIFT	AREA TRANS.	Colapso psi	Tensión lbx1000	API		RESISTENTE A LA CORROSION											
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	4 1/2	12.60	NU	H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110
		0.271	3.958	3.833	3.600				4,490	5,730	7,500	7,500	7,500	8,120	8,410	9,200	7,500	7,820	8,120	8,410	
									144	198	288	288	288	324	342	396	288	306	324	342	
									4,220	5,800	8,430	8,430	8,430	9,490	10,010	11,600	8,430	8,960	9,490	10,010	
									3,900	5,300	7,700	7,700	7,700	8,700	9,200	10,000	7,700	8,200	8,700	9,200	
									15.20		11,080	11,080	11,080	12,220	12,760		11,080	11,670	12,220	12,760	14,340
											353	353	353	397	419		353	375	397	419	485
											10,480	10,480	10,480	11,800	12,450		10,480	11,140	11,800	12,450	14,416
											9,600	9,600	9,600	10,000	10,000		9,600	10,000	10,000	10,000	10,000
											17.00						12,370	13,140	13,920	14,690	17,010
											393	393	393	443	467		393	418	443	467	541
											11,820	11,820	11,820	13,300	14,040		11,820	12,560	13,300	14,040	16,260
											10,000	10,000	10,000	10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
											18.90						13,830	14,690	15,560	16,420	19,010
											440	440	440	495	522		440	467	495	522	605
											13,380	13,380	13,380	15,050	15,890		13,380	14,210	15,050	15,890	18,390
											10,000	10,000	10,000	10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000

**TUBO DE PRODUCCION
TUBING**

		40	55	80	80	80	90	95	110	80	85	90	95	110			
FUJENCIA		Kpsi															
RESISTENCIA		Kpsi	60	75	95	100	100	105	125	95	100	100	105	115			
D.E.	PESO lb/pie	DIMENSIONES			GRADO DE ACERO												
		ESP.	D.I.	DRIFT AREA TRANS. pulg ²	API					RESISTENTE A LA CORROSION							
4 1/2	21.50	0.500	3.500	3.375	6.283	H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110
							15,800	15,800	17,780	17,780	18,770	18,770	15,800	16,790	17,780	18,770	21,730
							503	503	565	565	597	597	503	534	565	597	691
							15,560	15,560	17,500	17,500	18,470	18,470	15,560	16,530	17,500	18,470	21,390
							10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
	23.70	0.560	3.380	3.255	6.932		17,430	17,430	19,610	19,610	20,700	20,700	17,430	18,520	19,610	20,700	23,970
							555	555	624	624	659	659	555	589	624	659	762
							17,420	17,420	19,600	19,600	20,690	20,690	17,420	18,510	19,600	20,690	23,960
							10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
	26.00	0.630	3.240	3.115	7.660		19,260	19,260	21,670	21,670	22,880	22,880	19,260	20,470	21,670	22,880	26,490
							613	613	689	689	728	728	613	651	689	728	843
							19,600	19,600	22,050	22,050	23,280	23,280	19,600	20,830	22,050	23,280	26,950
							10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
4	9.50	0.276	3.548	3.423	2.680		4,050	5,110	6,590	6,590	7,310	7,310	6,590	6,840	7,080	7,310	
							107	147	214	214	241	255	214	228	241	255	
							3,960	5,440	7,910	7,910	8,900	9,390	7,910	8,400	8,900	9,390	
							3,600	5,000	7,200	7,200	8,100	8,600	7,200	7,700	8,100	8,600	

**TUBO DE PRODUCCION
TUBING**

		40	55	80	80	80	85	90	95	110							
FLUENCIA		Kpsi															
RESISTENCIA		Kpsi															
		60	75	95	100	100	100	100	105	115							
D.E.	PESO	GRADO DE ACERO															
		API					RESISTENTE A LA CORROSION										
		DIMENSIONES			PROPIEDADES MECANICAS												
		ESP.	D.I.	DRIFT	AREA TRANS.												
pulg	lb/ft	pulg	pulg	pulg	pulg ²	H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110
4	10.70	0.262	3.476	3.351	3.077	4,900	6,590	8,800	8,800	9,600	9,980		8,800	9,200	9,600	9,980	
						123	169	246	246	277	292		246	262	277	292	
	11.00					4,590	6,300	9,170	9,170	10,320	10,890		9,170	9,740	10,320	10,890	
						4,200	5,800	8,400	8,400	9,400	10,000		8,400	8,900	9,400	10,000	
	13.20	0.330	3.340	3.215	3.805			12,110		13,620	14,380		12,110	12,870	13,620	14,380	16,650
								304		342	361		304	323	342	361	419
								11,550		12,990	13,720		11,550	12,270	12,990	13,720	15,880
								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
	16.10	0.415	3.170	3.045	4.674			14,880		16,740	17,670		14,880	15,810	16,740	17,670	20,460
								374		421	444		374	397	421	444	514
								14,530		16,340	17,250		14,530	15,430	16,340	17,250	19,970
								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
	18.90	0.500	3.000	2.875	5.498			17,500		19,690	20,780		17,500	18,590	19,690	20,780	24,060
								440		495	522		440	467	495	522	605
								17,500		19,690	20,780		17,500	18,590	19,690	20,780	24,060
								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000

**TUBO DE PRODUCCION
TUBING**

		40	55	80	80	80	90	95	110	80	85	90	95	110				
FLUENCIA		Kpsi																
RESISTENCIA		Kpsi																
		60	75	95	100	100	100	105	125	95	100	100	105	115				
D.E.	PESO lb/ft	DIMENSIONES			GRADO DE ACERO													
		ESP.	D.I.	DRIFT AREA TRANS.	API					RESISTENTE A LA CORROSION								
pulg	lb/ft	pulg	pulg	pulg	pulg ²	H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110	
4	22.20	0.610	2.780	2.655	6.496			20,680	20,680	23,260	24,560		20,680	21,970	23,260	24,560	28,430	
								520	520	585	617		520	552	585	617	715	
								21,350	21,350	24,020	25,350		21,350	22,680	24,020	25,350	29,360	
								10,000	10,000	10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	
3 1/2	7.70	0.216	3.068	2.943	2.228			7,870	7,870	8,540	8,850		7,870	8,210	8,540	8,850		
								89	123	178	201	212		178	189	201	212	
								4,320	5,940	8,640	9,720	10,260		8,640	9,180	9,720	10,260	
								3,900	5,400	7,900	8,900	9,400		7,900	8,400	8,900	9,400	
								5,380	7,400	10,540	11,570	12,080	13,530	10,540	11,060	11,570	12,080	13,530
								104	142	207	233	246	285	207	220	233	246	285
								5,080	6,990	10,160	11,430	12,070	13,970	10,160	10,800	11,430	12,070	13,970
								4,600	6,400	9,300	10,000	10,000	10,000	9,300	9,900	10,000	10,000	10,000
								6,060	8,330	12,120	13,640	14,390		12,120	12,880	13,640	14,390	16,670
								117	160	233	262	277		233	248	262	277	320
								5,780	7,950	11,560	13,010	13,730		11,560	12,280	13,010	13,730	15,900
								5,300	7,300	10,000	10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000

TUBO DE PRODUCCION TUBING		FLUENCIA										RESISTENCIA									
		40	55	80	80	80	90	95	110	110	110	60	75	80	95	100	100	105	125	125	125
D.E. PESO		DIMENSIONES					API					GRADO DE ACERO					RESISTENTE A LA CORROSION				
pulg	lb/pie	ESP.	D.I.	DRIFT	AREA TRANS.																
		pulg	pulg	pulg	pulg ²	H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110				
3 1/2	12.70	0.375	2.750	2.625	3.682			15,310	15,310	17,220	18,180	21,050	15,310	16,260	17,220	18,180	21,050				
	NU							295	295	331	350	405	295	313	331	350	405				
	12.95							15,000	15,000	16,880	17,810	20,630	15,000	15,940	16,880	17,810	20,630				
	EU							10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000				
	14.30	0.430	2.640	2.515	4.147			17,240		19,400	20,480		17,240	18,320	19,400	20,480	23,710				
								332		373	394		332	353	373	394	456				
								17,200		19,350	20,430		17,200	18,280	19,350	20,430	23,650				
								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000				
	15.50	0.476	2.548	2.423	4.522			18,800		21,150	22,330		18,800	19,980	21,150	22,330	25,850				
								362		407	430		362	384	407	430	497				
								19,040		21,420	22,610		19,040	20,230	21,420	22,610	26,180				
								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000				
	17.00	0.530	2.440	2.315	4.945			20,560		23,130	24,410		20,560	21,840	23,130	24,410	28,270				
								396		445	470		396	420	445	470	544				
								21,200		23,850	25,180		21,200	22,530	23,850	25,180	29,150				
								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000				

TUBO DE PRODUCCION
TUBING

		40	55	80	80	80	90	95	110	80	85	90	95	110				
FLUJENCIA		Kpsi																
RESISTENCIA		Kpsi																
		60	75	95	100	100	100	105	125	95	100	100	105	115				
D.E.	PESO	DIMENSIONES					GRADO DE ACERO											
		ESP.	D.L.	DRIFT	AREA TRANS.	API												
		pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110
2.778	6.40	0.217	2.441	2.347	1.812	1.812	5,580	7,680	11,170	11,170	12,390	12,940	14,550	11,170	11,820	12,390	12,940	
	NU						72	100	145	145	163	172	199	145	154	163	172	
	6.50						5,280	7,260	10,570	10,570	11,890	12,550	14,530	10,570	11,230	11,890	12,550	
	EU						4,800	6,600	9,700	9,700	10,000	10,000	10,000	9,700	10,000	10,000	10,000	
	7.80	0.276	2.323	2.229	2.254				13,890	13,890	15,620	16,490	19,090	13,890	14,750	15,620	16,490	19,090
	NU								180	180	203	214	248	180	192	203	214	248
	7.90								13,440	13,440	15,120	15,960	18,480	13,440	14,280	15,120	15,960	18,480
	EU								10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
	8.60	0.308	2.259	2.165	2.484				15,300	15,300	17,220	18,170	21,040	15,300	16,260	17,220	18,170	21,040
	NU								199	199	224	236	273	199	211	224	236	273
	8.70								15,000	15,000	16,870	17,810	20,620	15,000	15,940	16,870	17,810	20,620
	EU								10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
	9.35	0.340	2.195	2.101	2.708				16,680		18,770	19,810		16,680	17,730	18,770	19,810	22,940
	NU								217		244	257		217	230	244	257	298
	9.45								16,560		18,630	19,660		16,560	17,590	18,630	19,660	22,770
	EU								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000

**TUBO DE PRODUCCION
TUBING**

		40	55	80	80	90	95	110	80	85	90	95	110				
FLUENCIA		kpsi															
RESISTENCIA		60	75	95	100	100	105	125	95	100	100	105	115				
RESISTENCIA		kpsi															
D.E.	FESO	DIMENSIONES				GRADO DE ACERO				RESISTENTE A LA CORROSION							
		ESP.	D.I.	DRIFT	AREA TRANS.	API											
pulg	lb/pe	pulg	pulg	pulg	pulg ²	H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110
2 7/8	10.50	0.392	2.091	1.997	3.058			18,840		21,200	22,370		18,840	20,020	21,200	22,370	25,910
								245		275	290		245	260	275	290	336
								19,090		21,470	22,670		19,090	20,280	21,470	22,670	26,250
								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
	11.50	0.440	1.995	1.901	3.366			20,740		23,330	24,630		20,740	22,040	23,330	24,630	28,520
								269		303	320		269	286	303	320	370
								21,430		24,100	25,440		21,430	22,770	24,100	25,440	29,460
								10,000		10,000	10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
2 3/8	4.00	0.167	2.041	1.947	1.158			5,230	7,190	9,980	10,940	11,410	9,980	10,470	10,940	11,410	
								46	64	93	104	110	93	98	104	110	
								4,920	6,770	9,840	11,070	11,690	9,840	10,460	11,070	11,690	
								4,500	6,200	9,000	10,000	10,000	9,000	9,600	10,000	10,000	
	4.60	0.190	1.995	1.901	1.304			5,890	8,100	11,780	13,250	13,980	11,780	12,510	13,250	13,980	
	NU							52	72	104	117	124	104	111	117	124	
	4.70							5,600	7,700	11,200	13,300	15,400	11,200	11,900	12,600	13,300	
	EU							5,100	7,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	

TUBO DE PRODUCCION TUBING		FLUJENCIA Kpsi																
		40	55	80	80	90	95	110	110	80	85	90	95	110				
D.E. PESO		RESISTENCIA Kpsi																
		60	75	95	100	100	105	125	125	95	100	100	105	115				
pulg lb/pie	2 3/8	DIMENSIONES						GRADO DE ACERO										
		ESP.	D.L.	DRIFT	AREA TRANS.	API			RESISTENTE A LA CORROSION									
		pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	H40	J55	L80	N80	C90	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110
	5.80	0.254	1.867	1.773	1.692	Colapso	psi	15,280	15,280	17,190	18,150	21,010	15,280	16,240	17,190	18,150		
	NU					Tensión	lbx1000	135	135	152	161	186	135	144	152	161		
	5.95					P. Interna	psi	14,970	14,970	16,840	17,780	20,590	14,970	15,910	16,840	17,780		
	EU					P. Prueba	psi	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000		
	6.60	0.295	1.785	1.691	1.928	Colapso	psi	17,410	17,410	19,580	20,670	17,410	18,490	19,580	20,670	23,930		
	NU					Tensión	lbx1000	154	154	173	183	154	164	173	183	212		
						P. Interna	psi	17,390	17,390	19,560	20,650	17,390	18,480	19,560	20,650	23,910		
						P. Prueba	psi	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000		
	7.35	0.336	1.703	1.609	2.152	Colapso	psi	19,430	19,430	21,860	23,080	19,430	20,650	21,860	23,080	26,720		
	NU					Tensión	lbx1000	172	172	194	204	172	183	194	204	237		
	7.45					P. Interna	psi	19,810	19,810	22,280	23,520	19,810	21,040	22,280	23,520	27,230		
	EU					P. Prueba	psi	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000		

NU: No upset

EU: Upset

Nota: Los aceros TRC-95 y L-80 son fabricados con Baja Dureza Controlada (BDC).

ANEXO 13

TUBERÍA ACCURATE GLOBAL SUPPLY Co.LTD

TUBERÍA API 5CT PARA REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS E HIDROCARBUROS

Especificación

K55 especificación: API 5CT

El grado de acero: J55, K55, N80-1, N80Q, L80-1, P110,

OD: 4-1/2"-20" (114.3-508MM)

El final de la forma: PE, STC, LTC, BT

Aplicaciones: carcasa de tubo de aceite

material: acero al carbono

Composición Química:

El material fabricado para los tubos de acero sin costura cumple con los requisitos de la versión más reciente de ISO 11960/API 5CT. Después de recibir las órdenes, se garantiza la producción en el mismo año, la conexión roscada o conexión de acoplamiento en todos los filetes de rosca tienen la protección de acumulación de líquido, en todos los tubos de acero se instala la protección de filetes de rosca, revestimiento protector externo (la pintura brillo) se puede almacenar con seguridad al menos dos años. En el tubo y la marca del envío se estampa la bandera API.

Están dar	Modelos de tubos de acero	Composición Química										
		C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Mo	V	Als
API SPEC 5CT	J55K55 (37Mn5)	0.34-0.39	0.20-0.35	1.25-1.50	≤0.02	≤0.01	≤0.15	≤0.20	≤0.20			≤0.02
	N80 (38 Mn2V)	0.34-0.38	0.20-0.35	1.45-1.70	≤0.02	≤0.01	≤0.15				0.11-0.16	≤0.02
	L80(13Cr)	0.15-0.22	≤1.00	0.25-1.00	≤0.02	≤0.01	12.01-4.0	≤0.20	≤0.20			≤0.02
	P110 (30CrMo)	0.28-0.35	0.17-0.37	0.40-0.70	≤0.02	≤0.01	0.801-0.10	≤0.20	≤0.20	0.15-0.25	≤0.08	≤0.02

Mecanizado	Sin costura
Estándar	API 5CT
El grado de acero	J55, K55, M65, N80-1, N80Q, L80-1, L80-9Cr, L80-13Cr, C90, C95, T95, P110, Q125
OD (Diámetro exterior)	4 1/2"- 20" (114.3mm-508mm)
WT(Espesor)	0.205"- 0.875" (5.21mm-22.22mm)
Longitud	4m-12m
Superficie	La corrosión, pintura negra, de acuerdo con los requisitos del cliente
El final de la forma	PE, STC, LTC, BTC
Tratamiento Térmico	Normal, Quench + Temper
Embalaje	Paquete hexagonal o de madera contrachapada caja o pallet Embalaje mariner, o de acuerdo con los requisitos del comprador

TUBERÍA DE LINEA API 5L PARA CONDUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Especificación

1. OD:21-762MM
2. WT:1-60MM
3. Longitud:5-12M
4. Tratamiento de la Superficie:FBE 3PE 3PP
5. Material: API 5L :Gr.A, Gr.B, X-42,X-48,X-52,X-56,X-60
6. BV&SGS
7. Aplicación: transportar fluidos, petróleo, gas o agua
8. Grado: B/X42/X52/X60/X70/L245/L290/L360/L390/L450/L485
9. Lugar del origen: China
10. Certificado:API.ISO9001:2000.
11. Embalaje: Paquetes con banda de acero, con tapas, pintado o BE, o según los requisitos de los clientes.

Composición Química:

El grado de aceroD	Composición Química %									Propiedades Mecánicas		
	C	Mn	Si	S	P	Cu	Cr	Ni	Y.S Mpa	T.S Mpa	E.L %	
ASTM A106 GR.B	0.19 ~	0.48 ~	0.21 ~	0.008 ~	0.016 ~	0.00 8~	0.00 8~	0.008 ~	300~ 330	450~ 480	30~ 33	
API5L X52	0.22 0.3	0.51 1.35	0.23 -	0.014 0.05	0.018 0.04	0.01 -	0.01 -	0.01 -	358	455	-	
GB8163/20#	0.17 ~ 0.24	0.35 ~ 0.85	0.17 ~ 0.37	≤0.04	≤0.04 0	≤0.2 5	≤0.2 5	≤0.25	≥250	≥420	≥25	

Especificaciones detalladas:

Estándar	Grado	Resistencia a la tracción (Mpa)	Límite elástico (Mpa)	Rendimiento relación	Elongación (%)	0°C Akv (J)	Tratamiento térmico
API 5L	B	≥415	245~440	≤0.8	22	≥40	Normalizar
X42		≥415	290~440	≤0.80	21	≥40	Normalizar
X52		≥460	360~510	≤0.85	20	≥40	Normalizar
X60		≥520	415~585	≤0.85	18	≥40	Normalizar
X65		≥535	450~570	≤0.90	18	≥40	Quench + revenido
X70		≥570	485~605	≤0.90	18	≥40	Quench + revenido