

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



## **“ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE CORROSIÓN EN PETROTECH S.A.”**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**JUAN CARLOS MERINO CASTRO**

PROMOCIÓN – 1998-0

**LIMA - PERÚ  
2001**

Mi agradecimiento a la  
Empresa Petróleos UNI  
Servicios y Asesoría S.A.  
por el auspicio del  
presente estudio.

## **AGRADECIMIENTO:**

ING. WILFREDO SALINAS RUIZ-C

ING. EDGARD ARGUME CHAVEZ

ING. GERMAN GRAJEDA REYES

ING. ERNESTO BARREDA TAMAYO

LIC. MANUEL PRIETO FERREIRA

POR EL APOYO BRINDADO EN LA UNIVERSIDAD DURANTE  
EL DESARROLLO PARA MI VIDA PROFESIONAL.

*A mis Queridos Padres:  
Ing° Juan R. Merino Hidalgo  
Ex-Parlamentario Nacional y  
Corina Castro Peña, por su gran  
guía y sacrificio en mi vida  
profesional.*

*A mis Queridos Hermanos:  
Jorge Luis y José Francisco.*

# ÍNDICE

1.	SUMARIO .....	1
2.	INTRODUCCIÓN .....	3
3.	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN PETROTECH S.A. ....	7
4.	ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN.....	11
	4.1 CORROSIÓN INTERNA .....	11
	4.1.1 CORROSIÓN EROSIÓN .....	11
	4.1.2 CORROSIÓN POR PICADURAS (PITTINGS)..	14
	4.1.3 GASES DISUELTOS .....	16
	4.2 CORROSIÓN EXTERNA .....	17
	4.2.1 CORROSIÓN BIMETÁLICA .....	17
	4.2.2 CORROSIÓN ÍNTERGRANULAR .....	20
	4.2.3 CORROSIÓN-FATIGA .....	22
5.	PROBLEMAS DE CORROSIÓN EN PETROTECH S.A. ....	24
	5.1 ANTECEDENTES DE LA PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN EN PETROTECH S.A. ....	24
	5.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	28
	5.2.1 MICROORGANISMOS .....	33
	5.2.1.1 BACTERIAS .....	34
	5.3 PARÁMETROS QUE INCLUYEN EN LA CORROSIÓN DE ESTRUCTURAS SUBMARINAS .....	38
	5.3.1 CORROSIVIDAD DE LAS AGUAS SALADAS.....	38
	5.3.2 ACCIÓN DE OXÍGENO DISUELTO.....	39
	5.3.3 ACCIÓN DE LA TEMPERATURA.....	40
	5.3.4 ACCIÓN DEL PH.....	41
	5.3.5 ACCIÓN DE LAS SALES DISUELTAS.....	42
	5.3.6 ACCIÓN DE LA VELOCIDAD DEL AGUA.....	43

6.	ALTERNATIVAS DE CONTROL DE CORROSIÓN EN INSTALACIONES MARINAS.....	45
6.1	PROTECCIÓN CATÓDICA.....	45
6.2	SISTEMAS DE ÁNODOS DE SACRIFICIO.....	47
6.3	SISTEMA DE CORRIENTE IMPRESA.....	49
6.4	REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS.....	50
6.4.1	REVESTIMIENTO INTERIOR DE TUBERÍAS.....	50
6.4.2	REVESTIMIENTO EXTERIOR DE TUBERÍAS.....	50
6.5	CONTROL MICROBIOLÓGICO.....	51
7.	EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE CORROSIÓN UTILIZADOS EN PETROTECH PERUANA S.A.....	52
7.1	COSTO DEL SISTEMA DE ÁNODOS DE SACRIFICIO ...	53
7.2	COSTOS DEL SISTEMA DE CORRIENTE IMPRESA.....	54
7.3	COMPARACIÓN DE COSTOS.....	57
8.	PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE CORROSIÓN EN PETROTECH PERUANA S.A.....	59
8.1	PERFORACIÓN.....	60
8.2	SERVICIOS DE POZOS.....	62
8.3	MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN (M & R).....	64
8.4	PRODUCCIÓN.....	67
8.5	MARINA.....	69
8.6	MATERIALES.....	70
8.7	CONSTRUCCIÓN.....	70
9.	CONCLUSIONES.....	73
10.	RECOMENDACIONES.....	76
11.	BIBLIOGRAFÍA.....	80
12.	ANEXOS.....	83

## 1. SUMARIO

El control de costos por fallas debido a corrosión es un método importante para mejorar las utilidades de cualquier Empresa. Esto es aún más significativo en las Empresas de producción de Petróleo, debido a las condiciones de mayor corrosividad y a los mayores montos de dinero involucrados. Las fallas en las facilidades de producción así como en los equipos y materiales de los pozos de Petróleo y Gas, son a menudo ocasionadas por la corrosión. Por lo tanto un Programa de Control de Corrosión es realmente imperativo para minimizar dichas fallas. Este trabajo busca mejorar la prioridad de los programas de control de corrosión, analizando en cada una de nuestras operaciones de producción, los equipos y materiales expuestos a un mayor daño por corrosión.

Asimismo, se analizarán cada una de las técnicas de monitoreo y detección de los diferentes tipos de corrosión y las técnicas más empleadas para su control.

En la parte inicial se incluye una discusión acerca de lo beneficioso que es para toda Empresa Petrolera la implementación y priorización de los programas de control de corrosión, como una inversión destinada a generar una ganancia real obtenida de la reducción de costos por fallas o deterioros originados por la corrosión dentro del ciclo de vida de la inversión seguidamente se explicarán cada una de las técnicas de monitoreo y detección de la corrosión y las técnicas

de control de ésta más empleadas en la industria de la producción de Petróleo. Finalmente y como recomendación se estructurará un plan para la detección y control de los diferentes problemas de corrosión en la Empresa, el cual incluirá un análisis, Departamento por Departamento, de los equipos y materiales más expuestos a la corrosión recomendando las formas de detectarla y controlarla.

El objeto de esta tesis es el de analizar las diferentes alternativas que nos brinda la Ingeniería de Corrosión para PETROTECH PERUANA S.A. que opera en el mar y determinar la manera más económica dependiendo de los diferentes parámetros que influyen en este problema. Como parte de este objetivo se incluye un análisis de las formas más adecuadas de instalar y controlar dicha protección.

Este trabajo trata de recopilar las experiencias adquiridas durante varios años de trabajo en el programa de diseño, instalación y control de la protección contra la corrosión de las estructuras en las PLATAFORMAS sumergidas en el mar del norte Peruano. La zona de estudio en mención comprende las áreas asignadas en concesión por Petróleos del Perú a la ex-compañía contratistas BELCO PETROLEUM CORPORATION OF PERÚ en las costas de los departamentos de Piura y Tumbes (Zócalo Z1-A, Z2-A y Z-28). Zona que desde Diciembre de 1985 fue operada por PETRÓLEO DEL MAR-PETROMAR S.A. y en la actualidad está siendo operada por PETROTECH PERUANA S.A.

## 2. INTRODUCCIÓN

En las operaciones de producción de Petróleo, la corrosión, los impuestos y la muerte son inevitables.

Muchos campos son designados "no corrosivos" en algún momento de su historia, pero con el paso del tiempo, el número de problemas operativos y de fallas debidos a la corrosión se incrementan invariablemente hasta el grado de que una o más medidas de control de corrosión se hacen necesarias.

Una de las razones por la cual los productores de Petróleo son a menudo sorprendidos por la ocurrencia de corrosión es que muchos creen que una simple medición de la velocidad de corrosión de un fluido dado en un periodo corto es suficiente para toda la vida productiva del pozo o del campo. Sin embargo hoy en día, los adelantos en los instrumentos y métodos de medición han demostrado que la velocidad de corrosión puede variar en semanas, días y aún horas. El agua de producción, las operaciones de recuperación secundaria y la variación de las presiones son sólo algunos de los factores por los cuales una operación de producción en particular puede repentinamente empezar a experimentar problemas de corrosión donde antes no los había.

La tendencia a ignorar un equipo o material metálico hasta que éste no pueda cumplir más su función, es uno de los más grandes obstáculos al uso económico de los materiales. Cuando una falla inevitable ocurre, ésta

es corregida rápidamente destinando todos los recursos disponibles. Una vez que esta falla ha sido subsanada, la vigilancia o interés en el equipo decae hasta que otra falla ocurre. Esto origina que muchos de los gastos en control de corrosión no permitan obtenerlos a otros rubros.

El objeto de esta tesis es el de analizar las diferentes alternativas que nos brinda la Ingeniería de Corrosión para PETROTECH PERUANA S.A. que opera en agua de mar y determinar la manera más económica dependiendo de los diferentes parámetros que influyen en este problema. Como parte de este objetivo se incluye un análisis de las formas más adecuadas de instalar y controlar dicha protección.

Este trabajo trata de recopilar las experiencias adquiridas durante varios años de trabajo en el programa de diseño, instalación y control de la protección contra la corrosión de las estructuras en las plataformas sumergidas en el mar del norte Peruano. La zona de estudio en mención comprende las áreas asignadas en concesión por Petr6leos del Per6 a la ex-compa1a contratista BELCO PETROLEUM CORPORATION OF PER6 en las costas de los Departamentos de Piura y Tumbes (Z6calo Z1-A, Z2-A y Z-28). Zona que desde Diciembre de 1993 viene siendo operada por PETRO TECH PERUANA S.A.

Para el an6lisis de este problema se proceder6 a dar una idea clara del fen6meno de la corrosi6n, de las diversas formas en que se presenta, las maneras de

prevenirla y los grandes costos que ocasiona y que en muchos casos son difíciles de determinar. Luego haremos una breve reseña histórica de la evolución de la protección contra la corrosión por agua de mar de las plataformas, inicialmente en BELCO PETROLEUM CORP. OF PERÚ posteriormente en PETROMAR S.A. y en la actualidad PETRO TECH PERUANA S.A.. después procederemos a analizar los diferentes parámetros que incluyen en la corrosión de las estructuras submarinas, como son la influencia de la profundidad de agua, de la temperatura, del PH, de la velocidad del agua, etc. Seguidamente estudiaremos las diversas alternativas que nos brinda la Ingeniería de Corrosión para la solución de este problema, haciendo una comparación económica de dichas alternativas para determinar la forma más eficiente de proteger una estructura de acero sumergida en agua de mar. Se incluirán pautas para el diseño de un sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio y de un diseño con corriente impresa. Asimismo desarrollaremos un capítulo dedicado al control de la protección contra la corrosión, señalando los problemas específicos encontrados durante la implementación del programa de protección en la compañía. Para terminar se hará una Evaluación Técnico Económico de los métodos de control de corrosión utilizados en PETRO-TECH PERUANA S.A.

Los alcances de este estudio, son la forma de analizar económicamente las diferentes alternativas que nos brinda la industria del control de corrosión para la protección de estructuras sumergidas en agua de mar.

Se incide más en la parte práctica o de procedimientos que muestran la forma de utilizar toda la información que la Ingeniería de Corrosión brinda a la industria en general para prevenir y controlar la corrosión. Se trata de hacer un estudio teórico detallado sobre un problema específico de corrosión que pudiera ser aplicable en nuestra industria. Luego se vuelcan todas éstas técnicas y experiencias en la solución práctica de un análisis de nuestra industria petrolera como es el de la protección contra la corrosión.

Todos los procedimientos y formas de cálculos presentados en este estudio están de acuerdo con los estándares internacionales señalados por la National Association of Corrosion Engineers (NACE) principal organismo internacional.

### **3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN PETRO-TECH PERUANA S.A.**

En la actualidad existen pozos en las diferentes plataformas que se encuentran produciendo con alto GOR (alta relación gas/petróleo), esto afecta la eficiencia de las bombas de subsuelo y los costos de recuperación de petróleo que tienden a incrementarse cada mes; debido a problemas de corrosión.

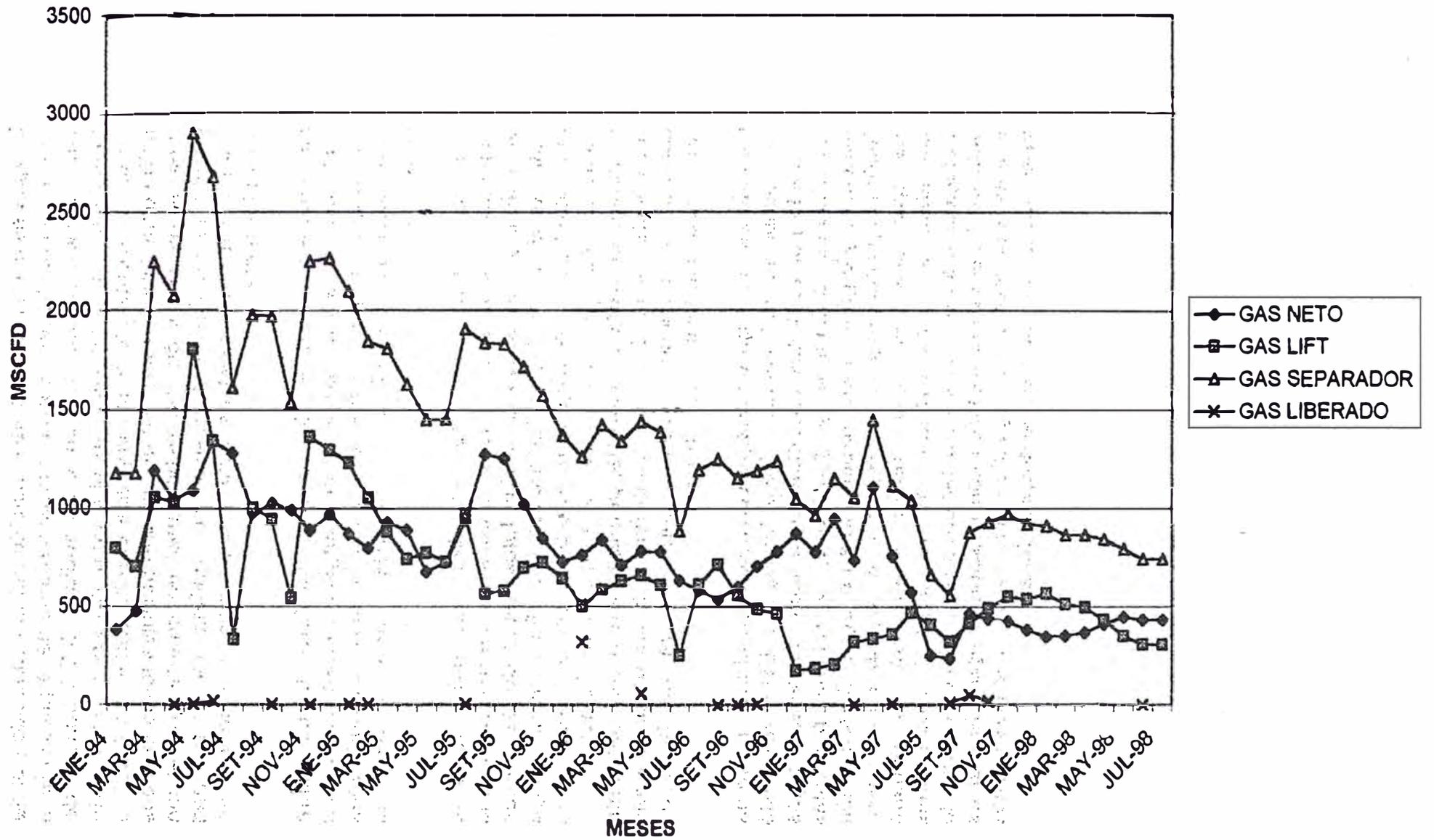
Debido a esto, es conveniente el empleo del Método Artificial de Extracción de Petróleo GAS LIFT o Bombeo Neumático, existiendo en el caso de los reservorios de los distintos yacimientos que explota la Compañía Petro-Tech Peruana S.A., el mecanismo que predomina en la impulsión del petróleo es el de gas disuelto (gas solución). Cuando la energía que predomina es debido a la expansión natural del gas disuelto en el petróleo.

Existen dos tipos de bombeo:

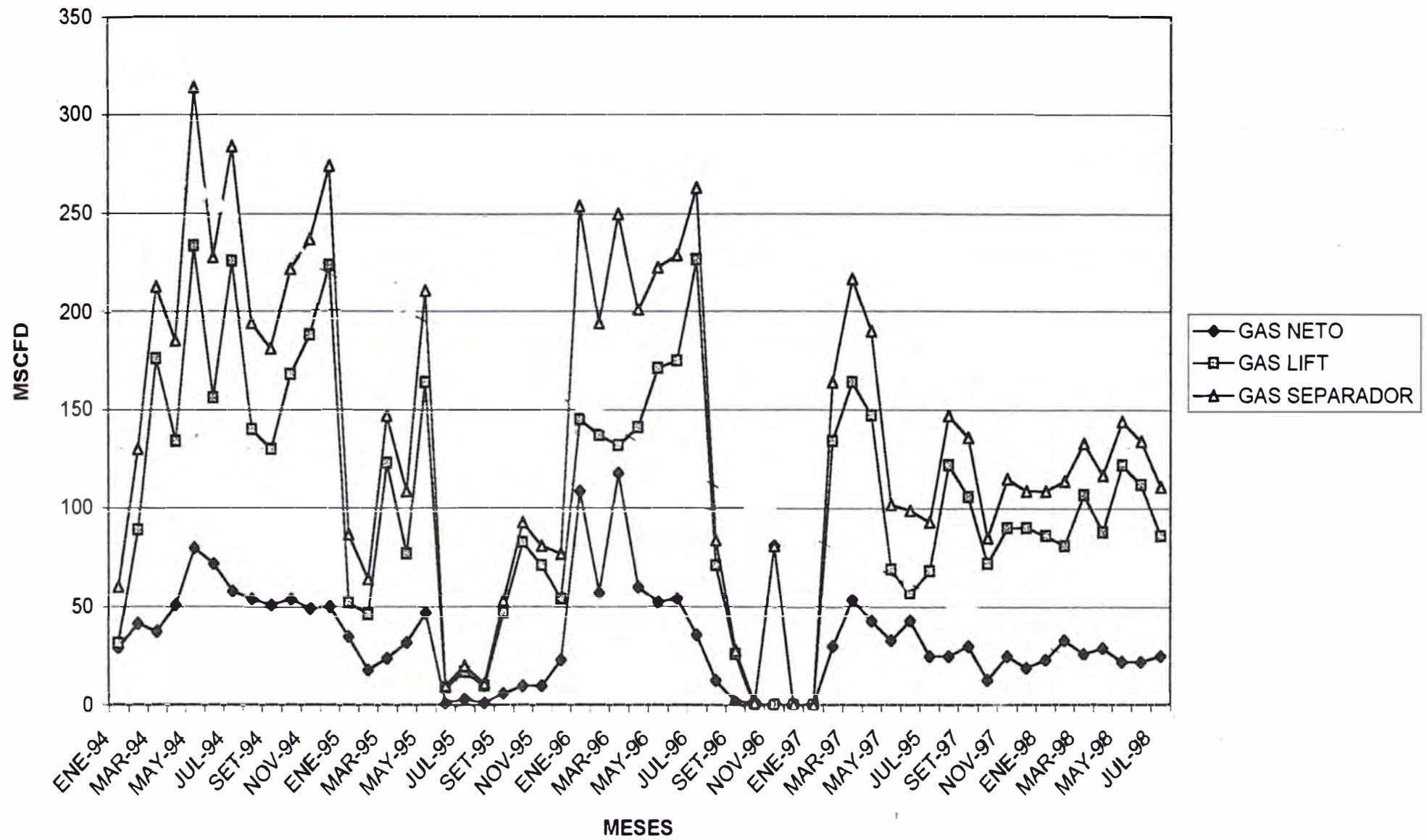
#### **a) GAS LIFT CONTINUO**

En el caso del bombeo del gas lift continuo, el gas es inyectado continuamente en la sarta de producción, generalmente por el medio de una válvula de bombeo neumático, resultando un flujo continuo en la sarta de producción hasta la boca del pozo. Tal sistema tiene las características del método del flujo natural y se emplea en los campos de alto índice de productividad donde la presión del fondo de los pozos es alta. Un

## COMPORTAMIENTO DEL GAS PLATAFORMA PV15 - 1994 A 1998



# COMPORTAMIENTO DEL GAS PLATAFORMA A7 - 1994 A 1998



estrangulador positivo o ajustable controla la inyección del gas en el espacio anular.

#### **b) GAS LIFT INTERMITENTE**

En el caso del bombeo de gas lift intermitente, se acumula cierto volumen de petróleo sobre la válvula operadora de bombeo neumático entre los ciclos de inyección. Luego la válvula operadora inyecta el gas rápidamente en la sarta de tubería debajo de la tanda del líquido, y el gas se expande y extrae la tanda de líquido del pozo. Tal sistema se emplea en los campos de bajo índice de productividad con pozos de presión del fondo alta, y en campos de alto índice de productividad con pozos de presión del fondo baja. En este caso, se usa un cronómetro intermitente controlador en la boca del pozo, el cual será instalado en la línea de inyección para controlar la inyección del gas. En algunos casos, según la clase de equipos de bombeo neumático que ya están instalados, se usa un estrangulador en la boca del pozo como se hace en una instalación de bombeo continuo.

Se puede usar la Tabla N° 01 relacionando los tamaños de tuberías y las normas máximas correspondientes de producción, la cual establece los límites superiores del uso del método del bombeo intermitente:

TABLA N° 01

Diámetro interior de la tubería (pulg.)	Producción máxima aprox. (barriles de fluido al día)
$\frac{3}{4}$	25
1	50
1 $\frac{1}{2}$	100
1 $\frac{3}{4}$	150
2	200
2 $\frac{1}{2}$	250
3	300

SERIE GALVANICA DE VARIOS

METALES EXPUESTOS AL AGUA DE MAR

---

ACTIVO

Magnesio  
Aleaciones de Magnesio  
Zinc  
Acero Galvanizado  
Aluminio 1100  
Aluminio 6053  
Alclad  
Cadmio  
Aluminio 2024 (4.5Cu, 1.5 Mg.0.6 Mn)  
Acero Dulce  
Hierro Forjado  
Hierro Fundido  
Acero Inoxidable con 13% Cr  
  Tipo 410 (Activo)  
Acero Inoxidable 18-8  
  Tipo 304 (Activo)  
Acero Inoxidable 18-12-3  
  Tipo 316 (Activo)  
Plomo  
Estaño  
Metal Muntz  
Bronce Manganeseo  
Bronce Naval  
Niquel (Activo)  
Bronce Amarillo  
Bronce Admiralty  
Bronce Aluminio  
Bronce Rojo  
Cobre  
Bronce Silicon  
Níquel (Pasivo)  
Acero Inoxidable con 13% Cromo  
  Tipo 410 (Pasivo)  
Titanio  
Acero Inoxidable 18-8  
  Tipo 304 (Pasivo)  
Acero Inoxidable 18-12-3  
  Tipo 316 (Pasivo)  
Plata  
Grafito  
Oro  
Platino

NOBLE O  
PASIVO

---

TABLA II

**DESCRIPCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO  
(N° POZOS) POR AREA - AGOSTO 2000**

Aug.00	PN	LO	LT	PV	OR	ON	OTROS	TOTAL
<b>F</b>	8	3	1	1	2	8	0	<b>23</b>
<b>GL</b>	217	176	74	41	3	23	0	<b>534</b>
<b>HP</b>	2	0	0	0	0	46	0	<b>48</b>
<b>GP</b>	0	1	0	0	0	0	0	<b>1</b>
<b>SI</b>	66	110	42	18	5	33	0	<b>274</b>
<b>WI</b>	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>GI</b>	11	3	7	0	0	1	0	<b>22</b>
<b>A</b>	83	145	66	55	1	80	13	<b>443</b>
<b>TOTAL</b>	<b>387</b>	<b>438</b>	<b>190</b>	<b>115</b>	<b>11</b>	<b>191</b>	<b>13</b>	<b>1345</b>

F = Flowing  
 GL = Gas Lift  
 HP = Bombeo Hidráulico  
 GP = Gas Producido  
 SI = Cerrado  
 WI = Inyección de Agua  
 GI = Inyección de Gas  
 A = Abandonado

PN = Peña Negra  
 LO = Lobitos  
 LT = Litoral  
 PV = Providencia  
 OR = Órganos  
 ON = Tierra

## PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO Bbls POR ÁREA 1999

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
ÓRGANOS	1,857	1,849	1,709	1,532	1,798	1,726	1,623	1,573	1,567	1,670	1,651	1,721	20,276
PEÑA NEGRA	204,613	179,313	203,190	200,531	200,257	188,028	185,907	187,547	181,467	1909,197	191,386	201,385	2,313,821
LOBITOS	170,254	150,612	164,806	157,057	160,482	146,680	151,148	150,425	145,607	157,662	152,304	146,788	1,853,825
PROVIDENCIA	46,341	39,810	42,466	43,779	42,526	40,693	43,378	42,553	40,627	42,177	39,352	35,827	499,529
LITORAL	37,975	34,067	38,361	37,794	38,046	38,655	40,417	40,230	38,745	41,201	40,446	39,500	465,437
SUB TOTAL HCT	431,262	378,564	420,525	411,248	413,607	386,711	393,310	393,437	380,587	405,366	398,609	398,603	4,811,829
SUB TOTAL LCT	29,778	27,087	30,007	29,445	29,502	29,071	29,163	28,891	27,426	27,541	26,530	26,618	341,059
TOTAL	461,040	405,651	450,532	440,693	443,109	415,782	422,473	422,328	408,013	432,907	425,139	425,221	5,152,888

## 4. ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN

### 4.1 CORROSIÓN INTERNA

#### 4.1.1 Corrosión erosión:

Desde que la mayoría de los metales deben su resistencia a la corrosión a la formación y permanencia de una película o cascarilla protectora, la remoción de ésta puede originar una aceleración del ataque por corrosión.

La alta velocidad de los fluidos o la turbulencia frecuente erosionan la película o cascarilla hasta exponer el metal desnudo y originarán la corrosión. Esta combinación de la erosión de la cascarilla protectora y la corrosión del metal debajo de ella es llamada corrosión-erosión y es la causa común de la falla de muchas estructuras sumergidas en agua de mar.

Los aceros al carbono y los aceros de bajo contenido de carbono son particularmente susceptibles de corroerse en medio ambientes en los cuales forman cascarillas de carbonato de hierro que son fácilmente removidas. El ataque normalmente ocurre sólo en ciertas áreas, tales como cambios de secciones, conexiones, doblados, y codos se produce turbulencia en el fluido.

El movimiento de partes metálicas con respecto a su medio ambiente líquido pueden originar la

corrosión-erosión que viene a ser una corrosión acelerada mecánicamente. El factor mecánico se puede dar como resultado de la abrasión, impacto, turbulencia, cavitación, etc. La corrosión-erosión es encontrada más frecuentemente en bombas, válvulas, codos, impelentes, centrífugas.

Un tipo de corrosión-erosión más localizada es la conocida como corrosión-erosión por impacto. Esto ocurre cuando un flujo impacta sobre una superficie metálica y rompe la película o cascarilla en áreas muy pequeñas. El resultado del ataque se manifiesta en forma de picaduras (pittings) que son característicamente alargadas. La corrosión-erosión por impacto a menudo se produce como resultado de la turbulencia alrededor de pequeñas partículas adheridas a la superficie metálica. Es particularmente un problema en cobre y aleaciones de cobre. Los aceros inoxidable auténticos tienen gran resistencia a la corrosión por impacto.

Otro tipo de corrosión-erosión es la ocasionada por la cavitación que es la formación y colapso de burbuja de vapor en fluidos.

Esto se produce por un rápido cambio de presión y puede ocurrir cuando la presión absoluta en un punto dado de la corriente líquida es reducida hasta alcanzar la presión de vapor del fluido formándose burbujas. Esto es seguido de un rápido incremento de la presión lo que origina el colapso de la burbuja.

La corrosión-erosión por cavitación es el desgaste de un metal debido a repetidos impactos producidos por colapso de burbujas

#### **4.1.2 Corrosión por Picaduras (pittings)**

La corrosión por picaduras ocurre cuando el metal que está corroyéndose sufre pérdida de metal en áreas localizadas más bien que sobre la superficie entera y toda la fuerza de la reacción de corrosión está concentrada en esas áreas localizadas.

La velocidad de corrosión de las áreas bajo ataque serán muchas veces mayor que la velocidad de corrosión promedio sobre la superficie entera.

Las picaduras son en sí, una forma de corrosión localizada que se produce debido a la acción de una celda local la cual produce cavidades que comienzan en la superficie del metal. Estas cavidades pueden o no llenarse con productos de la corrosión. Los productos de la corrosión pueden formar cubiertas sobre las cavidades de las picaduras, las cuales son conocidas como "nódulos o tubérculos".

Las formas de las picaduras varían mucho generalmente son hendiduras irregulares cónicas o hemisféricas. Las paredes de las picaduras son muy irregulares cuando son examinadas al microscopio, su forma distingue a las picaduras de otras formas de corrosión localizada. Las picaduras ocurren cuando un metal protegido por una película que no

es completamente resistente a la corrosión. Sólo una pequeña parte de la superficie metálica se corroe, pero la perforaciones pueden obligar a costosa reparaciones o reemplazos de equipos muy caros. Es un hecho que las picaduras (pittings) han causado la mayor cantidad de pérdidas inesperadas que cualquier otro tipo de corrosión. Las picaduras usualmente ocurren sobre una superficie metálica inmersa en una solución o medio ambiente húmedo (tal como el suelo). También puede ocurrir sobre una superficie expuesta a la atmósfera si hay gotas de humedad o películas de humedad condensada sobre la superficie metálica.

Las picaduras suelen ocurrir en los metales que son cubiertos por películas protectoras muy delgadas que pueden formarse durante la fabricación y ser producidas por una reacción con el medio ambiente. Las picaduras se desarrollan en los puntos débiles de las películas protectoras y en sitios donde la película es dañada mecánicamente bajo condiciones donde la reparación de esta película no es posible. La importancia práctica de las picaduras dependen de espesor del metal y de la velocidad de penetración de la picadura. La velocidad de penetración usualmente disminuye con el tiempo. En secciones delgadas, las picaduras pueden ser algo sin importancia. Una medida de la severidad de las picaduras es la relación entre la penetración más profunda y el promedio de las penetraciones en el metal calculada por la pérdida total de peso.

### 4.1.3 Gases disueltos

Gases disueltos, tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S u Oxígeno, son las mayores causas de problemas de corrosión interna en sistemas de producción.

#### a. Dióxido de Carbono

El CO<sub>2</sub> se disuelve en agua para formar ácido carbónico.



La solubilidad del CO<sub>2</sub> incrementa cuando aumenta la presión, pero decrece cuando sube la temperatura.

#### b. Sulfuro de Hidrogeno

El H<sub>2</sub>S es soluble en agua formando un ácido. Generalmente causa corrosión tipo pitting (picadura).

La corrosión debido a H<sub>2</sub>S es llamada corrosión agria.

La reacción de corrosión es:



H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> juntos causan problemas más severos de corrosión que el H<sub>2</sub>S solo.

### c. Oxígeno (O<sub>2</sub>)

El oxígeno causa la corrosión más severa. Sin embargo, normalmente no está presente en aguas producidas. Líneas en equipos pueden permitir el ingreso de O<sub>2</sub>.

El oxígeno generalmente causa "pittings" corrosión. La solubilidad del oxígeno aumenta con el incremento de temperatura.

En general la velocidad de penetración disminuye si el número de picaduras aumenta. Esto es porque las picaduras adyacentes tiene que compartir las áreas de cátodo adyacentes que están disponibles, lo cual controla la corriente de corrosión que puede fluir.

## 4.2 CORROSIÓN EXTERNA:

### 4.2.1 Corrosión Bimetálica:

Cuando dos metales diferentes son colocados en contacto con un electrolito conteniendo agentes oxidantes, el metal más reactivo se corroerá y el otro permanecerá inalterable. Esta cupla de metales diferentes es conocida como una cupla bimetálica, la cual puede ser muy destructiva ya que acelera grandemente la velocidad de corrosión del más activo de los dos metales. Este principio es usado de una manera beneficiosa en la protección catódica. Cuando el acero es conectado a un metal

más reactivo, tal como el magnesio o el aluminio, es protegido (no se corroe), el acero se convierte en un cátodo y el metal más reactivo en un ánodo.

Una regla general que indica la aceleración del daño en una cupla bimetálica, es el "principio de área". Esta regla establece que la corrosión total es proporcional al total de área del cátodo es puesta al electrolito corrosivo. Si hay una marcada tendencia de un metal a corroerse cuando forma una cupla con otro metal menos activo, tal como el hierro en contacto con el cobre y ambos expuestos en agua de mar aireada, el metal más activo sufrirá toda la corrosión.

Así, remaches de acero en planchas de cobre o Monel (32Cu-66Ni-1Fe-1Mn) se corroerán rápidamente mientras que en el caso inverso de remaches de Monel en planchas de acero causarán muy poco daño. La corrosión total en término de pérdida de peso del metal es proporcional a la área catódica expuesta al electrolito.

Cuando aleaciones de acero resistentes a la corrosión fueron usadas por primera vez en pozos de petróleo con presencia de condensado, sus efectos en la aceleración de la corrosión fueron estudiados. Se temía que coples de acero-níquel o acero-cromo en contacto con los forros de acero del pozo ("casing" N-80), resultaría en una severa corrosión del forro. Sin embargo, la experiencia en el campo, demostró que había muy poco daño por

corrosión en el forro. El punto más importante a ser aprendido de este ejemplo es que una cupla de distintos metales en un electrolito neutral no aireado, no necesariamente causará corrosión. Un oxidante, tal como el oxígeno es requerido para continuar la reacción. El electrolito tiene que ser corrosivo al menos a un miembro de la cupla de metales diferentes para que se produzca corrosión bimetalica.

El principio de área puede ser aplicado a picaduras de tuberías de acero. Las tuberías nuevas cuando sales de las fábricas, viene cubiertas por una cascarilla protectora que es muy buena conductora de la electricidad y al mismo tiempo es insoluble en agua y en ácidos débiles. Esto hace que las áreas cubiertas con las cascarilla sean protegidas y la corrosión se concentre en las áreas donde no hay cascarilla. Después de un tiempo esta cascarilla se pierde, consecuentemente la aceleración del ataque es importante sólo en los primeros meses de vida de la tubería.

Secciones nuevas de tubería en una línea vieja con algunas veces atacadas por la corrosión porque la tubería vieja está cubierta con gruesas capas de óxido que la hacen catódica a la nueva tubería, Cuando un metal es soldado, el proceso de soldadura origina un tratamiento térmico, creando una micro estructura cerca de la soldadura que difiere del metal base. Las dos áreas tiene diferentes tendencias a corroerse y se puede producir la

“corrosión en la línea de soldadura”. Un problema similar puede resultar de una impropia elección de las varillas de soldadura. Este problema es evitado utilizando prácticas correctas de soldadura.

#### **4.2.2 Corrosión Intergranular**

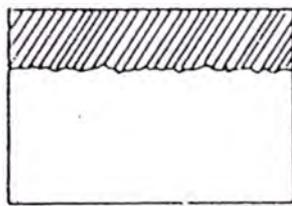
Como su nombre lo implica, la corrosión intergranular es el ataque preferencial a las fronteras de los granos de un metal. La corrosión intergranular a menudo es confundida con la corrosión con rajaduras debido a esfuerzos mecánicos. Sin embargo la corrosión intergranular puede ocurrir con ausencia de esfuerzos. La corrosión intergranular se ha presentado en muchas aleaciones incluyendo aceros inoxidable, austeníticos, aleaciones de cobre, aleaciones de aluminio y aleaciones de níquel. En la mayoría de los casos, la corrosión intergranular es el resultado de una estructura metalúrgica que causa que las fronteras del grano sean más susceptibles al ataque corrosivo que los granos mismos. Un adecuado tratamiento térmico o un control de la composición química del acero generalmente puede eliminar la susceptibilidad del constituyente de la frontera del grano y hacer a la aleación resistente al ataque intergranular. La más seria ocurrencia de corrosión intergranular se produce en los aceros inoxidable austeníticos. Cuando estos aceros son mantenidos o enfriados lentamente hasta temperaturas entre 800 a 1600° F (427 a 871°C) el

carburo de cromo precipita en las fronteras del grano produciéndose la sensibilización del acero. La exposición del acero sensibilizado a soluciones no agresivas tales como, ácidos débiles, da como resultado la corrosión intergranular.

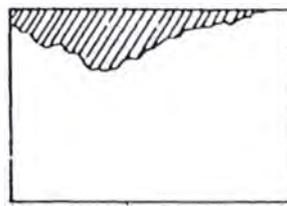
Hay varias teorías que tratan de explicar la sensibilización de los aceros inoxidable austeníticos. La más popular es que la precipitación del carbono de como vacía o disipa áreas inmediatamente adyacentes a la frontera de los granos de cromo. Las zonas disipadas se convierten en anódicas a los granos y se corroen preferencialmente. La sensibilización se convierte en un problema cuando los aceros inoxidable son soldados o cuando ellos son expuestos a temperaturas de 800 a 1600°F (427 a 871°C).

Para prevenir la corrosión intergranular, dos métodos son usados Tratamiento Térmico y control de la composición química del acero.

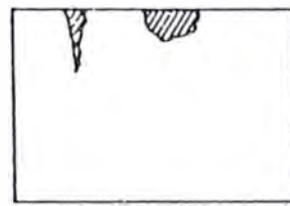
La sensibilidad del acero se puede solucionar recociéndolo a temperaturas entre 1950 a 2050°F (1066 a 1121°C) y enfriándolo dentro de un fluido. La corrosión usualmente juega un papel menor en el daño por la cavitación.



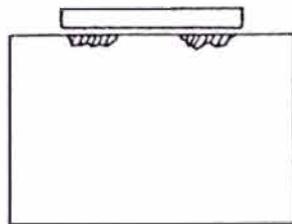
corrosión  
uniforme



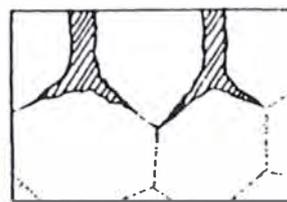
corrosión  
en placas



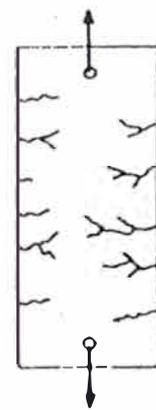
corrosión  
por picado



corrosión  
en rendijas



corrosión  
intergranular



corrosión  
bajo tensiones

 metal

 productos de corrosión

Fig. 1 Clasificación morfológica de las formas de corrosión.

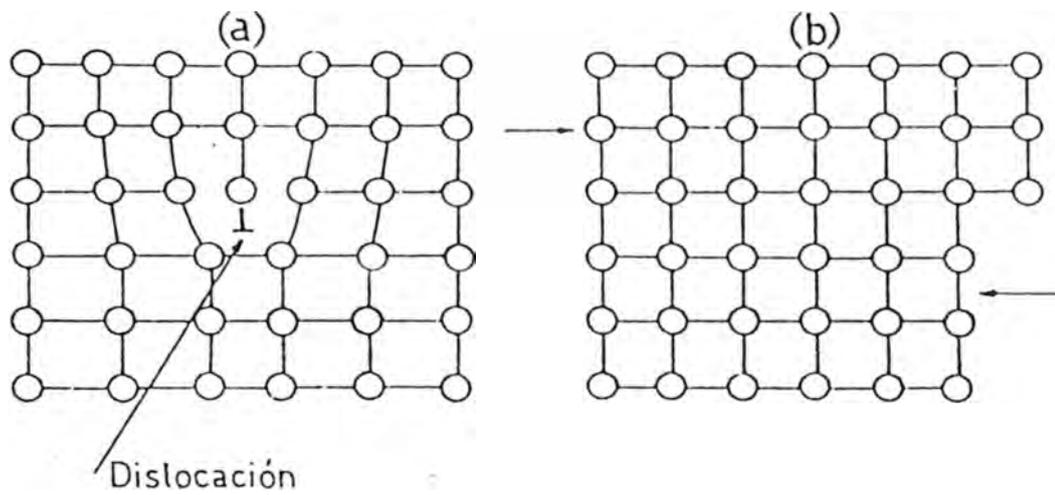


Fig. 2 Representación esquemática de una dislocación de borde. (a) Fragmento de cristal con dislocación; (b) deslizamiento de planos cristalinos como consecuencia de un esfuerzo mecánico de corte.

### 4.2.3 Corrosión-fatiga

La corrosión-fatiga es la disminución de la resistencia a la fatiga de un metal bajo esfuerzo cíclico. cualquier corrosión de un metal sometido a esfuerzo por fatiga causará una reducción de la vida útil del metal en la fatiga.

La corrosión produce picaduras, hendiduras u otros puntos sobre la superficie metálica donde habrá concentración de esfuerzos y se iniciarán las rajaduras por fatiga.

El caso usual envuelve esfuerzos fluctuantes muy rápidos que pueden estar por debajo del esfuerzo de tensión. Cuando se aumenta el esfuerzo, el número de ciclos requeridos para causar fractura disminuye. Hay usualmente un nivel de esfuerzo debajo del cual no se producirá ninguna falla, aún con un número infinitos de ciclos y éste es llamado el "limite del aguante" o "limite de resistencia". En forma práctica se define este limite como el esfuerzo debajo del cual no ocurren fallas en un millón de ciclos.

Una "curva de fatiga" conocida como la curva de esfuerzo vs. Número de ciclos, se obtiene ploteando el número de ciclos requeridos para causar la falla contra el esfuerzo máximo aplicado cíclicamente. Cuando un metal está sometido a esfuerzos cíclicos en un medio ambiente corrosivo, el número de ciclos requeridos para causar la falla contra el esfuerzo

máximo aplicado cíclicamente. Cuando un metal está sometido a esfuerzos cíclicos en un medio ambiente corrosivo, el número de ciclos requeridos para causar falla, a un esfuerzo dado, se encuentra por debajo del número de ciclos de una curva ordinaria de fatiga. Como ejemplo se muestra en la figura 1, las curvas de fatiga (en aire) y de corrosión-fatiga (en agua dulce) para una aleación de aluminio.

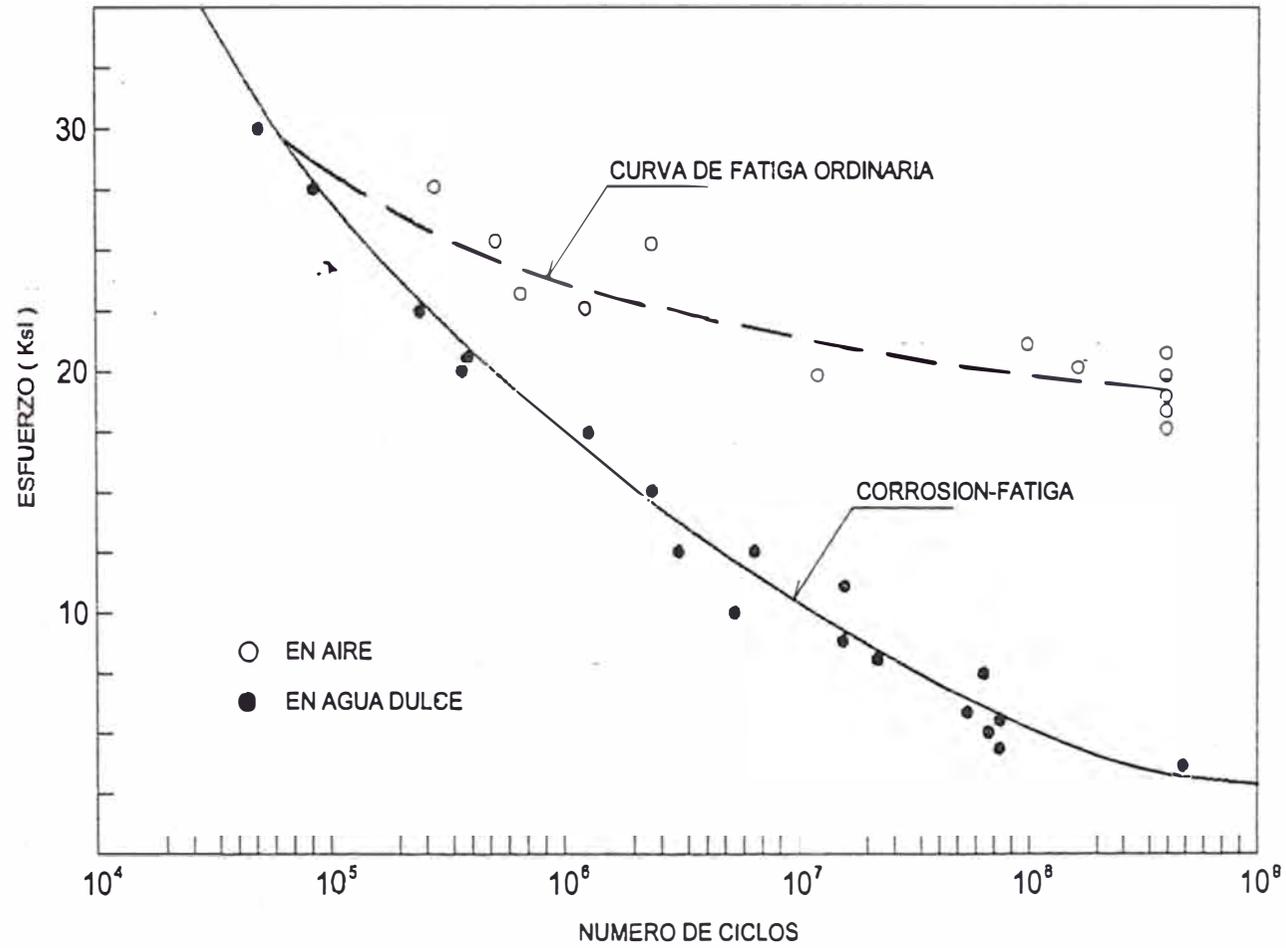


FIGURA 1

CURVAS DE FATIGA Y CORROSION-FATIGA PARA UN ALEACION DE ALUMINIO EN AIRE Y EN AGUA DULCE

## **5. PROBLEMAS DE CORROSIÓN EN PETROTECH-PERUANA S.A.**

### **5.1 Antecedentes de la Protección contra la Corrosión en PETROTECH S.A.**

Entre los años 1959 y 1961, las empresas concesionarias del Zócalo Continental en el Noroeste Peruano trajeron un barco perforador llamado "El Rincón" con el objeto de perforar pozos estratigráficos en sus respectivas áreas. Belco, la Cia. contratista de entonces, tenía en concesión los lotes llamados Litoral 1, Litoral 3, Litoral 4 y Litoral 7.

Entre los pozos que el barco perforó para la Cia. Belco, los que tuvieron mayor importancia fueron el L3X1 y el L4XI. Estos dos pozos fueron completados con cabezales cuya producción de petróleo llegaba a tierra por medio de líneas submarinas. El primero en Septiembre de 1960 y el segundo perforado en Abril de 1961, pozos que tuvieron buena producción hasta que las líneas submarinas se taponearon con parafina y se perdieron.

Simultáneamente se habían perforado varios pozos direccionales, desde la playa y dirigidos hacia el Zócalo Continental en las zonas de Litoral 3 y 4.

Estos pozos confirmaron la presencia de producción comercial en la zona. Esta razón aunada a la pérdida de las líneas submarinas hicieron palpable

el hecho de que la única manera de explotar las reservas probadas en el Litoral 3 y 4 será con la implantación de una plataforma marina fija. Por razones financieras, Belco dentro de las limitaciones de su organización, diseño, construyó y sentó en el mar una plataforma cerca del pozo exitoso L3X1. Esta plataforma que recibió el nombre de "3A" fue instalada en Mayo de 1965 sin contar con algún tipo de protección contra la corrosión.

Su ejecución estuvo revestida de sucesos épicos y anecdóticos por la falta de experiencia y tecnología en un proyecto de tal envergadura. En esta plataforma se perforaron 4 pozos, uno a través de cada plataforma y los resultados fueron tan sorprendentes y positivos que a fines de 1965 se tomó la decisión de contratar a una firma especializada para que diseñara, construyera e instalara las futuras plataformas.

La construcción de las plataformas se hace sobre la base de diseños prototipos, los cuales sufren pequeños cambios para ser acondicionados para cubrir las necesidades específicas de cada una de ellas.

Después de la plataforma "3A" en Mayo de 1965, se instalaron 12 plataformas más hasta Mayo de 1969. Esta vez, estas 12 plataformas sí contaban con un sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio. Algunas llevaron ánodos de zinc de 250

lbs. Y otros ánodos de aluminio de 250 lbs. A partir de Marzo de 1969 y debido a razones financieras, se instalaron 45 plataformas más sin protección catódica pero cubiertas totalmente por pintura de base epóxica. Se esperaba que estas fuesen suficiente para soportar relativamente los bajos niveles de corrosión observados hasta ese entonces.

En enero de 1970, se inició la inspección submarina de las primeras 17 plataformas instaladas por Belco a cargo de una compañía internacional especializada. En esta inspección se encontró que 6 plataformas tenían buena Protección Catódica y que las otras 11 variaban de Protección Catódica Parcial a absolutamente ninguna protección.

La principal conclusión de esta inspección fue la de establecer la conveniencia de usar ánodos de aluminio en vez de ánodos de zinc, principalmente debido a razones de peso del ánodo. Con esta inspección se había creado la inquietud de que se debían corregir métodos usados para la protección de las plataformas contra la corrosión. En 1977 se inició un nuevo programa de inspección, esta vez llevada a cabo por buzos peruanos. Debido a la falta de instrumentos y equipos adecuados, esta nueva inspección fue sólo visual pero reveló que la mayoría de las plataformas se encontraban variando de corrosión ligera a corrosión avanzada.

En Julio de 1979 la plataforma "1A", la primera instalada por Belco y sin ninguna protección contra la corrosión, tuvo que ser abandonada debido a su condición insegura y posteriormente recuperada como chatarra. Este hecho aunado al de que las condiciones en el mar habían variado debido al aumento significativo de plataformas y líneas submarinas, aumentando los niveles de corrosión observados en los inicios, hicieron patente la necesidad de mejorar los métodos de protección contra la corrosión.

Si bien el uso de pinturas de base epóxica dieron una protección temporal a las plataformas, estas sólo duraban un máximo de 4 a 5 años y requerían de un sistema adicional de protección catódica para cubrir las áreas donde fallaba la pintura y evitar una corrosión acelerada. A raíz de estos sucesos, se creó un Departamento en Belco para que se encargue entre otras funciones de preparar recomendaciones tendientes a incrementar la vida operativa de las estructuras marinas.

En ese entonces se contemplo el uso de un Sistema de Corriente Impresa y el uso de un Sistema de Ánodos de Sacrificio para proteger las estructuras que fueron instaladas sin Protección Catódica. Se decidió por la segunda de las alternativas debido principalmente a que no requería gastos de mantenimiento ni de operación.

Paralelamente en Abril de 1979 y Octubre del mismo año se instalaron las plataformas PN1 y LO1

provistas de ánodos de zinc de 330 Kg (725 lbs), debido a la urgencia de instalarlas ya que la compra de ánodos de aluminio iba a demorar algún tiempo. A partir de estas plataformas, las subsiguientes son instaladas con ánodos de aluminio, brindando una protección que ha probado ser totalmente efectiva.

A partir de Diciembre de 1985, el Gobierno Peruano canceló los contratos de operaciones de Belco y asumió la explotación de sus concesiones por intermedio de la empresa estatal de derecho privado, denominada PETROMAR S.A.

## 5.2 Descripción del Problema

### Corrosión en estructuras sumergidas

La configuración geométrica de los sistemas metal-electrolito o metal-materias sólidas-electrolito, pueden motivar que las sustancias responsables de la reacción catódica alcance con dificultad determinadas zonas de superficie metálica en tanto llegan fácilmente el resto de ella. Esta circunstancia se da en los resquicios presentes en piezas o estructuras metálicas, por ejemplo en uniones traslapadas, ranuras, grietas, y en las zonas de contacto con otros cuerpos no metálicos. Dentro de este tipo de corrosión es fundamental establecer una diferencia entre la posibilidad de

Las micropilas se originan al estar el ánodo y el cátodo de la pila muy cercanos el uno del otro. La formación de macropilas requiere la existencia de grandes distancias de separación entre las zonas anódicas y catódicas.

Los efectos de este tipo de pilas por circunscribirse de forma intensiva a determinadas zonas, suelen ser muy peligrosas. Las macropilas son probables en grandes estructuras metálicas mientras que las micropilas desempeñan un papel preponderante en la corrosión de pequeñas piezas.

En las estructuras sumergidas, la corrosión se mantiene a un nivel constante hasta profundidades apreciables puesto que la agitación y la convección proveen de oxígeno al agua hasta casi niveles de saturación. Por otro lado, la corrosión desciende de modo considerable sobre los objetos enterrados en el fondo, ya que la falta de convección reduce extremadamente el suministro de oxígeno. Sin embargo, si la estructura se prolonga fuera del suelo del fondo y dentro del agua, la aireación diferencial podrá reflejarse en una fuerte corrosión localizada, sobre la porción enterrada de metal.

De forma general e independientemente del tipo de electrolito en que se encuentre la estructura metálica, siempre que exista una diferencia de

concentración de oxígeno entre dos zonas distintas de la estructura, se producirá una pila de corrosión por aireación diferencial cuyos efectos se podrán mitigar por la aplicación conjunta de protecciones activas y pasivas. La corrosión en estructuras sumergidas en agua de mar puede ser dividida en cuatro zonas de ataque (ver Anexo G. Estas zonas se trasladan un poco y pueden esperarse algunas diferencias en la velocidad de corrosión dentro de la misma zona. Estas cuatro zonas son:

- a. La zona de lodo, es la porción de la estructura que se encuentra debajo del fondo del mar.
- b. La zona sumergida o zona debajo del nivel de agua, donde el metal es siempre cubierto por agua.
- c. La zona de salpicadura, arriba del nivel de agua donde la acción de las olas y marea mantiene siempre el metal húmedo.
- d. La zona atmosférica, donde el metal está seco la mayor parte del tiempo.

En la zona sumergida, la corrosión tiende más bien a ser uniforme. Comúnmente la corrosión se manifiesta con picaduras (pittings) poco profunda en forma generalizada. Donde las olas rompen contra la estructura en la zona de playa, ocurre la erosión en la línea de arena debido a la acción abrasiva de la arena impulsada por las olas. Este es primeramente un problema de erosión, sin

embargo, la corrosión es un factor que contribuye grandemente al daño de esta zona.

El daño de las estructuras sumergidas es más severo en la zona de salpicaduras. Aquí, la acción de lavado de agua salda y muy bien aireada, remueve los productos de la corrosión antes de que pueda formarse un recubrimiento protector, resultante en picaduras profundas. En la zona atmosférica, sobre todo en la más cercana al nivel del mar donde el metal usualmente parece estar seco, se forma una capa delgada de sal en la superficie. El sol seca esta película de humedad y reduce la velocidad de corrosión. Los productos de la corrosión tienden a formar escamas y desprenderse de la superficie metálica. Este desescamado irregular del oxígeno incrementa la formación de picaduras. En general, las picaduras son más profundas en el lado oculto del metal que sobre el lado expuesto al sol.

## Problema Específico de la Plataforma PN1

La plataforma PN1, una estructura de 114 m. (376') de profundidad de agua, fue instalada en Abril de 1979 en el área de Peña Negra frente a las costas del Dpto. de Piura (Zócalo Z2-A. Es una de las más profundas instaladas por Belco hasta la fecha, fue provista de un sistema de Protección Catódica con ánodos de sacrificio. Dicho sistema constaba de 98 ánodos de zinc de 330 Kg (725 lbs) cada uno. Posteriormente al tomar lecturas de potenciales para el control de la protección catódica, se descubrió que los valores eran muy bajos y cercanos a los del acero sin protección sumergido en agua de mar. Esto significa que el sistema de protección catódica, no estaba trabajando. Posteriores análisis demostraron que la causa de esta falla radica en la mala calidad de la aleación de zinc usada en los ánodos. La inspección de esta estructura su toma de potenciales fue realizada hasta 62 m (200') de profundidad de agua debido a limitaciones de buceo. A fines del año 1983 con la ayuda de un vehículo a control remoto, fue inspeccionada la totalidad de la estructura y fueron tomadas lecturas de potenciales de todos sus miembros determinándose que la totalidad de la estructura se encontraba variando de muy poco a ninguna protección.

Lo anteriormente expuesto hizo necesario considerar la instalación de un nuevo sistema de protección catódica para evitar que la estructura se siga

deteriorando y que después de algunos años más obligara a costosas reparaciones. El principal problema que se presentaba era el de la gran profundidad de la estructura lo que obligaba a la utilización del muy costoso buceo profundo. Para la solución de este problema se considero dos sistemas alternativos de protección catódica.

- a. Sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio.
- b. Sistema de protección catódica con corriente impresa.

Seguidamente se hará un análisis técnico económico de las dos alternativas para decidir cual de las dos es la más adecuada para la solución de este problema.

#### **5.2.1 MICROORGANISMOS**

Los microorganismos son capaces de vivir y reproducirse rápidamente bajo todo tipo de condiciones ocasionando serios daños en los sistemas de producción de petróleo. Estos microorganismos causan básicamente dos problemas: corrosión y taponamiento, siendo entre todos la bacteria sulfato reductora (BSR), desulfovibrio, la más perjudicial.

Los microorganismos que causan problemas en campos de petróleo caen generalmente en dos categorías: algas y bacterias. Las bacterias

son más importantes ya que los problemas asociados con algas se encuentran con menos frecuencia. Y cuando existen pueden solucionarse sin mayor problema.

#### **5.2.1.1 Bacterias**

Las bacterias existen en una amplia variedad de formas y procesos metabólicos. Una razón por la cual se trata de un serio problema es que pueden multiplicarse muy rápidamente. Algunas poblaciones bacterianas pueden duplicarse en veinte minutos, lo que significa que una sola bacteria puede resultar en una floreciente colonia en sólo unas horas si las condiciones son favorables.

Las bacterias se clasifican en aeróbicas, anaeróbicas y facultativas. Las bacterias aeróbicas son aquellas que requieren oxígeno para reproducirse. Las anaeróbicas necesitan un ambiente completamente libre de oxígeno para reproducirse. Pueden sobrevivir en un ambiente oxigenado. Pero no pueden reproducirse. Las bacterias facultativas pueden adaptarse a la presencia o ausencia de oxígeno.

a. Bacterias aeróbicas:

Existen dos tipos de bacterias aeróbicas: Formadoras de limo (slime formers) y Depositadoras de hierro (iron depositing)

Las formadoras de limo, constituyen el principal problema aeróbico en sistemas de petróleo. Uno de los problemas más serios asociados con las bacterias formadoras de limo es el taponamiento de filtros, debido a que los filtros proveen un excelente medio para su desarrollo. Otros problemas asociados van desde la obstrucción en válvulas y líneas hasta taponamiento de la formación en pozos de inyección debido al desprendimiento súbito de masas de limo. Las formadoras de limo son capaces también al igual que las algas, de atrapar aceite y provocar arrastre en el agua. Adicionalmente pueden causar corrosión debido a la formación de depósitos que favorecen la existencia de celdas de concentración y desarrollo de un ambiente anaeróbico favorable con el crecimiento de bacterias anaeróbicas corrosivas

El segundo tipo de bacterias aeróbicas. Las Depositarias de hierro. Son menos frecuentes en sistemas de producción de petróleo.

Estas bacterias emplean el hierro disuelto en el agua para su metabolismo produciendo óxido

de hierro insoluble. Al igual que las depositadoras de limo, los problemas que causan son:

1. Corrosión; ya sea mediante celdas de concentración o favoreciendo el crecimiento de las anaeróbicas, y
2. Taponamiento; las depositadoras de hierro son bacterias del tipo filamentosas y pueden causar taponamiento por la deposición de masas de fuerte consistencia.

**b. Bacterias anaeróbicas:**

Las bacterias anaeróbicas son la causa de los más serios problemas, específicamente aquellas que producen sulfuros. Los iones sulfuro al disolverse en el agua forman el ácido sulfhídrico que crea un medio ácido y corrosivo. Existen varios grupos de bacterias capaces de reducir los compuestos orgánicos de azufre para formar sulfuros, pero sólo dos grupos son capaces de reducir el sulfato inorgánico para formar sulfuros, éstas son las llamadas Bacterias Sulfato Reductoras (BSR)

**b.1 Bacteria sulfato reductora:**

La Bacteria Sulfato reductora puede haber estado presente en la formación original o

introducida durante la perforación, completación u operaciones de servicio. La bacteria sulfato-reductora mas frecuentemente hallada es la GENUS DESULFOVIDRIO.

La bacteria sulfato-reductora contribuye a la corrosión por dos medios:

- 1) Producción de Sulfuro, y
- 2) Remueve el hidrógeno del cátodo, permitiendo que el proceso de corrosión continúe, dando como resultado la perdida de metal en el ánodo.

Estos organismos esparcidos son fisiológicamente únicos en su caso, ellos reducen el ión sulfato a ión sulfuro:



El sulfuro es bien conocido por este rol en el proceso de corrosión.

El segundo camino para que se produzca la corrosión por la bacteria sulfato-reductora, es que ellas contribuyen a las condiciones favorables para la corrosión electroquímica en un ambiente anaeróbico (oxigeno libre)

### 5.3 Parámetros que influyen en la Corrosión de Estructuras Submarinas.

#### 5.3.1 Corrosividad de las Aguas Saladas:

Para que la corrosión pueda existir, es completamente necesaria la existencia de tres elementos fundamentales: ánodo, cátodo y electrolito. Si alguno de estos tres elementos deja de existir, la corrosión se detiene. El electrolito principal en cualquier proceso de corrosión, es el agua, en su gran variedad de composiciones, constituyendo el medio agresivo más importante para la mayoría de los metales.

Un agua será tanto más agresiva cuanto mayor su capacidad para conducir la corriente eléctrica. En el agua de mar, cuya conductividad es muy alta, la actividad de los procesos de corrosión es tal que en un espacio corto de tiempo se pueden originar fenómenos muy graves.

El agua de mar se caracteriza por la gran estabilidad de sus propiedades físico-químicas y en particular por su salinidad que varía entre 30 y 37, gramos por litro de agua de mar. De manera aproximada, se puede estimar que las diversas sales contenidas en un litro de agua de mar se reparten en la siguiente forma:

<u>Compuesto</u>	<u>Contenido (gr/lt.)</u>
Cloruro de sodio	27.0
Cloruro de Magnesio	3.2
Sulfato de magnesio	1.6
Sulfato de calcio	1.4
Sulfato de potasio	0.8
Cloruro de potasio	0.5
Carbonato de calcio	0.1
Otros (bromuros, fosfatos)	<u>0.5</u>
T O T A L	35.0

La agresividad del agua de mar frente a los metales varía en función de su composición y factores tales como el oxígeno molecular disuelto, la temperatura, el PH, las concentraciones de sales disueltas, la agitación y velocidad del medio, etc.

### 5.3.2 Acción de Oxígeno Disuelto:

Para que el hierro y el acero sufran una corrosión apreciable en un agua neutra, se necesita la presencia del oxígeno disuelto. En agua saturada de aire, la velocidad inicial de corrosión puede ser del orden de 100 mg/dm<sup>2</sup>/día. Esta velocidad disminuye con el tiempo debido a la formación de una película de óxido de hierro que actúa como barrera para la difusión del oxígeno. La velocidad media de corrosión suele ser del orden de 10-20 mg/dm<sup>2</sup>/día, tendiendo a elevarse cuanto mayor sea la velocidad del agua. La velocidad de difusión del oxígeno es proporcional a su concentración en el

medio acuoso, por tanto, la corrosión será también proporcional a dicha concentración.

La corrosión tiene un crecimiento lineal con la concentración de  $O_2$  disuelto a temperatura constante. En ausencia de  $O_2$  disuelto, la corrosión es prácticamente despreciable. El aumento de la concentración de  $O_2$  acelera en principio la corrosión del hierro, pero por encima de una concentración crítica la corrosión disminuye de nuevo a un valor bajo. Esta disminución se produce a causa de la pasivación del hierro producida por el  $O_2$ .

### 5.3.3 Acción de la Temperatura:

Es bien conocido que la velocidad de las reacciones químicas aumenta con la temperatura en forma exponencial.

Cuando la temperatura aumenta, las propiedades del electrolito y del metal sufren numerosas modificaciones entre las que se tiene:

- Disminución de la solubilidad del gas disuelto y en particular del oxígeno
- La viscosidad se hace más difícil y las corrientes de convección y de difusión son las intensas.
- La disociación del agua aumenta, lo que motiva una mayor actividad de los iones  $H^+$  y  $OH^-$ .
- Modificación de la solubilidad de los productos de la corrosión.

Disminución de la resistividad del electrolito.

Disminución de la sobretensión de descomposición del agua.

Lo que confiere a los H<sup>+</sup> una actividad oxidante más fuerte sobre el metal.

Toda elevación de temperatura, lleva consigo una elevación de la velocidad de corrosión, hasta que aproximadamente a los 70°C hay un punto de inflexión en el que la corrosión comienza decrecer. Esta disminución esta asociada con el marcado decrecimiento de la solubilidad del oxígeno en el agua a medida que la temperatura aumenta.

#### 5.3.4 Acción del PH:

##### a) Zona PH de 4 a 10

En este intervalo la corrosión es independiente del PH dependiendo sólo de la velocidad de difusión del oxígeno a la superficie del metal. La barrera de hidróxido ferroso se renueva de forma continua por el proceso de corrosión. La velocidad de corrosión la determina la temperatura, la salinidad, la velocidad del medio y la concentración de oxígeno disuelto. Es pues, independiente del metal.

**b) Zona PH Menor de 4**

La película de óxido ferroso se disuelve, el PH de la superficie del metal desciende y el hierro queda en mayor o menor grado en contacto con el electrolito. La velocidad de corrosión depende de la de desprendimiento de hidrógeno.

**c) Zona PH Mayor de 10**

En estas condiciones se eleva el PH de la superficie de hierro, la velocidad de corrosión disminuye, ya que se sitúa en el dominio de la pasividad. Si se eleva mucho la alcalinidad, se destruye la pasividad, por disolución del óxido pasivante y comienza de nuevo la corrosión.

**5.3.5 Acción de las Sales Disueltas:**

**a) Efecto del Cloruro de Sodio**

La velocidad de corrosión en un principio aumenta con la concentración de NaCl y luego decrece, alcanzando el valor máximo de corrosión para una concentración de 3% de NaCl y el mínimo cuando se alcanza la saturación a 26% de NaCl.

La velocidad de corrosión está controlada por el proceso de despolarización catódica en el que interviene el oxígeno. La solubilidad del oxígeno a una temperatura dada se mantiene prácticamente

constante en un intervalo de concentración de NaCl comprendido entre 0 y 1%. Si se sigue aumentando la concentración de NaCl, la solubilidad del oxígeno comienza a decrecer, llegándose a alcanzar valores muy valor en la saturación, lo que explica la disminución de la velocidad de corrosión.

**b) Efecto del Cloruro de Magnesio:**

El cloruro de magnesio tiene una acción neta inhibidora de la corrosión y es, gracias a la presencia de esta sal, por lo que el agua de mar teniendo aproximadamente 27% de NaCl es menos corrosiva que una solución acuosa de NaCl al 3%.

**5.3.6 Acción de la Velocidad del Agua:**

La velocidad o agitación del medio corrosivo (electrolito) se manifiesta de distinta maneras a efectos de la corrosión:

- a) Facilitan la difusión del Oxígeno ( $O_2$ ) a la superficie catódica (despolarización por oxígeno)
- b) Despolarización catódica por efectos mecánicos.
- c) Al alcanzar la velocidad ciertos valores, puede ser la causa de corrosión-erosión.

Al ser la velocidad, un despolarizante catódico nos indica que este factor actúa enérgicamente acelerando la corrosión. La corrosión del acero al carbono, con respecto al agua estancada, se triplica al alcanzar una velocidad de 1.5m/seg.

TABLA III

FUERZA ELECTROMOTRICES DE METALES

	METAL	FEM	
MUCHA ENERGIA	Magnesio	- 2.37	MAYOR TENDENCIA
REQUEIDA PARA	Aluminio	- 1.66	A
REFINACION	Zinc	- 0.76	CORROER
	Fierro	- 0.44	
	Estaño	- 0.14	
	Plomo	- 0.13	
	Hidrógeno	0.00	
MENOR ENERGIA	Cobre	+ 0.34 @ 0.52	MENOR TENDENCIA
REQUERIDA PARA	Plata	+ 0.80	A
REFINACION	Platino	+ 1.20	CORROER
	Oro	+ 1.5 o @ 1.68	

La celda electroquímica de corrosión consiste de:

- Un ánodo - Un electrolito (Agua)
- Un cátodo - Un conductor

## **6. ALTERNATIVAS DE CONTROL DE CORROSIÓN EN INSTALACIONES MARINAS.**

### **6.1 PROTECCIÓN CATÓDICA:**

La protección catódica puede ser definida como una técnica para reducir la corrosión de una superficie metálica por medio del suministro de corriente continua de una fuente externa a la superficie metálica para oponerse a la descarga de corriente producida por la corrosión de las zonas anódicas de dicha superficie sumergida en un electrolito. Cuando un sistema de protección catódica es instalado apropiadamente, todas las partes de la estructura protegida recogen la corriente del medio circundante y toda la superficie expuesta se convierte en una zona catódica, de aquí el nombre de ésta técnica.

El término protección catódica es aplicable sólo al control de la corrosión resultante del flujo de corriente continua de una parte de la estructura resultante del flujo de corriente continua de una parte de la estructura (área anódica) a otra parte de la estructura (área catódica) a través de un electrolito. Esta corrosión es de naturaleza electroquímica y el área anódica donde la corriente es descargada al electrolito se corroe. Contrariamente el área catódica recoge la corriente y no se corroe y se dice que está catódicamente protegida.

Las corrientes electroquímicas de corrosión pueden ser revertidas por la aplicación adecuada de la protección catódica, lo cual hace que toda la estructura se haga catódica, anulando las áreas anódicas que se forman de manera natural. Esto se logra por medio de corriente continua producida por una fuente externa y aplicada sobre la estructura.

La protección catódica no necesariamente elimina la corrosión, lo que realmente hace es transferir la corrosión de la estructura que se desea proteger a los ánodos de descarga de corriente (ánodos auxiliares) los que son diseñados para una larga vida y un fácil reemplazo. La protección catódica es aplicable sólo en la superficie del metal expuesto al mismo electrolito que el ánodo auxiliar. Por ejemplo si la protección catódica es aplicada a la superficie exterior del fondo de un tanque de agua salada, esta protección no tiene efecto sobre el lado interno del fondo del tanque y viceversa.

Este método de procedimiento de control de corrosión en **PETROTECH PERUANA S.A.**, será tratado con mayor detalle en el Capítulo 8, ya que es el método más empleado en la protección contra la corrosión.

## 6.2 SISTEMAS DE ÁNODOS DE SACRIFICIO:

Los ánodos de sacrificio son instalados normalmente en tierra en el patio de construcción de las plataformas, la instalación se hace sobre la base del diseño de la protección catódica preparado para cada estructura en el cual se especifica la ubicación de cada uno de los ánodos simples requeridos para la protección. Estos ánodos son instalados en los miembros de la estructura en un número proporcional al área de acero en contacto con el agua de mar. Esta distribución proporcional se hace calculando el número total de ánodos que se requiere entre elevaciones y distribuyéndolos entre los diferentes miembros de la estructura comprendida entre dichas elevaciones. Generalmente el número de ánodos es menor al número de miembros a proteger por lo que aquellos son instalados sobre los miembros principales (de mayor diámetro y longitud) en forma equidistante de los demás ánodos y de los miembros menores a proteger. Esto se facilita por el hecho de que la estructura es simétrica en todas sus partes. Los ánodos se instalan tanto en las caras de la estructura (plano perpendicular), en los diagonales y patas de la estructura, como en las elevaciones (plano horizontal), en los miembros principales de ésta. En ambos casos, los ánodos son instalados en los miembros siempre en el plano perpendicular para evitar que sobresalgan de la estructura y puedan ser dañados durante las maniobras de construcción o instalación de la estructura. Los ánodos van siendo

soldados a los miembros especificados en el diseño conforme éstos van siendo construidos, esto se hace por la facilidad de soldarlos cuando el miembro está apoyado sobre el piso. Las patas tubulares de los ánodos son soldadas todo alrededor directamente sobre el miembro y reforzadas mediante cartelas para darle mayor rigidez a la unión.

En el caso de las plataformas ya instaladas en el mar, la instalación de los ánodos es hecha por el personal de buceo. En este caso la instalación también se hace sobre la base del diseño de la protección catódica en el cual se especifica la ubicación de los ánodos en el mar, se utiliza un arreglo de ánodos dobles los cuales son soldados a una grapa en la misma forma vista anteriormente. Estas grapas con los ánodos dobles son instaladas en los miembros especificados en el diseño y aseguradas por medio de pernos. Para asegurar la continuidad eléctrica, se aplican algunos puntos de soldadura en la unión grapa-miembro. En este caso también los ánodos son instalados en un número proporcional al área de acero con contacto con el agua del mar. Debido al arreglo de los ánodos dobles se produce un efecto de interferencia que reduce la salida de corriente de los ánodos, por esto en el diseño se considera que la salida de corriente del ánodo se reduce en un 15% lo que se manifiesta en un requerimiento de ánodos un 15% mayor que en el caso de los ánodos simples.

### **6.3 SISTEMA DE CORRIENTE IMPRESA:**

Inicialmente los sistemas de corriente impresa eran dejados de lado por la poca confiabilidad de sus componentes, como los rectificadores, ánodos de corriente impresa y principalmente las uniones cable-ánodo que deben soportar condiciones muy fuertes de trabajo bajo el mar. Todo esto se ha ido superando con el tiempo y actualmente se puede contar con sistemas de corriente impresa con componentes muy confiables que vienen siendo utilizados en todas partes del mundo, incluyendo el Perú. Con este punto, cabe mencionar a manera de conclusión, que en el presente trabajo para seleccionar el tipo de ánodo para el sistema de corriente impresa, se revisó una serie de información relativa a las principales causas de fallas de estos sistemas. Se encontró que el mayor número de fallas se debía al rompimiento de la conexión eléctrica entre el cable y el ánodo. Al revisar la literatura de los fabricantes de ánodos se determinó que casi la totalidad de ellos utilizaban la conexión cable-ánodo aislada con un sello basándose en resinas de diferentes materiales. Estos sellos pueden desarrollar, al cabo de algunos años de operación, pequeñas grietas o pueden perder adhesión al cable o al ánodo, con la consiguiente penetración de humedad que ocasionará inicialmente una fuga de corriente que disminuirá el nivel de protección y que finalmente terminará con el rompimiento de la conexión eléctrica por corrosión del contacto eléctrico. En el caso del ánodo seleccionado, marca LIDA, su

conexión cable-ánodo es obtenida en la fábrica por deformación plástica de un tubo de titanio (base del ánodo que lleva un revestimiento pasivo de una mezcla de óxidos metálicos) sobre el cable, eliminando la necesidad de utilizar sellos basándose en resinas. Las acciones de sellado son producidas por la presión elástica desarrollada por las dos capas de revestimientos, la interior de etileno-propileno y la exterior de polietileno cloro-sulfonado, sobre el tubo de titanio deformado plásticamente. Este tipo de conexión ha sido utilizado en diversos proyectos de protección catódica en agua de mar en el mundo, habiendo probado su vida de servicio de largo término.

#### **6.4 REVESTIMIENTO DE TUBERÍAS:**

**6.4.1 REVESTIMIENTO INTERIOR DE TUBERÍAS:** Su uso puede ser considerado en sistemas de inyección de agua salda y en pozos críticos de gas, aceite, gas lift e inyección de agua, así como en suministros de agua. Su uso puede ser suplementado con inhibidores de corrosión en pozos críticos.

**6.4.2 REVESTIMIENTO EXTERIOR DE TUBERÍAS:** Usado para tuberías enterradas y sumergidas. Puede ser suplementado con protección catódica en servicio crítico.

## 6.5 CONTROL MICROBIOLÓGICO:

Cuando se sumerge un cuerpo cualquiera en el mar, no tarda en recubrirse del llamado "velo biológico". Este velo está formado por bacterias envueltas en mucus, diatomeas, algas unicelulares autótrofas y protozoos, y retiene partículas minerales y orgánicas en suspensión en el agua. Su formación facilita la posterior fijación de organismos vegetales y animales, los que una vez fijos crecen alcanzando un tamaño considerable, constituyendo las llamadas "incrustaciones biológicas marinas". Las incrustaciones se producen cuando la velocidad del objeto metálico con relación al agua de mar es inferior a un metro por segundo (1 m/s), y una vez fijas ni altas velocidades son capaces de desprenderlas.

En sistemas de agua de enfriamiento, sistemas de inyección de agua, algunas veces en pozos de producción.

En el diseño se deben evitar las zonas muertas o estancadas y si éstas no pueden evitarse se debe implementar **sistemas de evacuación o limpieza.**

Para este control, muchas veces se justifica el uso de Biocidas y de combinaciones de Biocidas con inhibidores de corrosión.

## **7. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE CORROSIÓN UTILIZADOS EN PETROTECH PERUANA S.A.**

Para el caso específico de la plataforma PN1 que se está analizando en el presente trabajo, las dos únicas alternativas posibles de solución son: a) Protección catódica con ánodos de sacrificio y b) Protección catódica con corriente impresa. La alternativa del empleo de pinturas y recubrimientos como protección o suplemento de la protección, queda descartada puesto que la plataforma ya se encuentra instalada-sumergida en el mar. Cabe aclarar que existen pinturas y recubrimientos especiales que pueden ser aplicados bajo el agua, pero debido a su alto costo y aún más alto costo de aplicación, su uso está restringido (de ser necesario) a una pequeña zona de 1 a 1.5m (3 a 5 pies) por encima y por debajo del nivel medio de mareas.

Según se vio en el punto 3.2.5, existen ventajas y desventajas de ambos sistemas, pero el factor principal para la elección de uno u otro sistema es el factor económico, por lo que a continuación se presentará una comparación económica de ambas alternativas.

## 7.1 Costo del Sistema de Ánodos de Sacrificio

US \$ 790,000.00

	Profundidad de Agua			TOTAL
	(Pies)			
	0-170	170-220	220-376	
Ánodos dobles	74	36	86	196
Días Instalación	19	18	13	50
Costo materiales (miles de U.S.)	74.0	36.0	86.0	196.00
Costo instalación (miles de U.S.)	161.5	153.0	266.5	581.00
Imprevistos (miles de U.S.)	-	-	-	13.00
<b>COSTO TOTAL</b> (miles de dólares)	---	---	---	<b>790.00</b>

### Base de los Costos

- <u>Costo de Materiales</u>	
Ánodos dobles (325 lb. C/u x 2 unid)	\$ 800.00
Material para grapa	120.00
Fabricación de grapa	80.00
	-----
<u>TOTAL:</u>	\$1,000.00
- <u>Costo de Instalación</u>	

a) De 0-170 (0=52m) de profundidad

- Barcaza	(24 hrs.)	3,500.00	\$/día
- Remolcador	(24 hrs.)	2,000.00	\$/día
- Buzos	(13 x 14 hrs.)	3,000.00	\$/día

-----  
TOTAL: 8,500.00 \$/día

Tasa de instalación: 4 ánodos dobles / día

(estimado por el Dpto. de Buceo)

b) De 170'-220' (52 m - 67 m) de profundidad

- Barcaza	(24 hrs.)	3,500.00 \$/día
- Remolcador	(24 hrs.)	2,000.00 \$/día
- Buzos	(13 x 14 hrs.)	3,000.00 \$/día

-----  
TOTAL TASA DE INSTALACIÓN: 8,500.00 \$/día

c) De 220' - 376' (67 m - 114m) de profundidad  
A Mayor profundidad, la tasa de instalación es mayor porque para esta profundidad se requiere del buceo de **saturación** ya que el buceo con mezcla de gases solo permite unos pocos minutos efectivos de trabajo, por el gran tiempo de **descompresión** que requiere para bajar a estas profundidades.

- Barcaza	(24 hrs.)	3,500.00\$/día
- Remolcador	(24 hrs.)	2,000.00\$/día
- Buceo de saturación		15,000.00\$/día

-----  
TOTAL: 20,500.00\$/día

Tasa de instalación: 6 ánodos dobles/día

(Estimado por el Dpto. de Buceo)

## 7.2 Costos del Sistema de Corriente Impresa:

\$ 613,000.00

- Costo de Materiales: \$ 414,000

- a) Confección de 5 cables tensionados (4 del tipo "A" y 1 del tipo "b") cada uno consistente en:
- Cable de acero galvanizado recubierto con aislamiento de poliuretano.
  - Ánodos de corriente impresa, espaciadores, cables eléctricos y otros accesorios.
  - Terminales mecánicos, incluyendo los tensionadores.
  - Cajas de terminales eléctricos.
  - 4 rectificadores (1 de 300 A, 20V y 3 de 800A, 20V)
  - Cables eléctricos entre el generador, los rectificadores y las cajas de terminales eléctricos.

COSTO TOTAL: \$ 330,000.00

- b) Construcción de 4 bloques de concreto relleno con chatarra de fiero de 3 Ton. De peso, para ser usados como anclaje de las cuerdas tensionadas.

COSTO TOTAL: \$ 4,000.00

- c) Dos generadores de 100 Kw. Cada uno (uno para ser usado como reserva)

COSTO TOTAL: \$ 99,000

- Costo de Instalación: \$ 5,000.00

- a) Supervisión y mano de obra: \$ 5,000.00

b) Instalación de 5 cables tensionados con cables eléctricos y ánodos.

- Barcaza	(24 hrs.)	3,500 \$/día
- Remolcador	(24 hrs.)	2,000 \$/día
- Buzos	(13 x 24 hrs.)	3,000 \$/día

TOTAL 8,500 \$/día

Tiempo de instalación : 06 días

Costo de Instalación : \$ 51,000.00

c) Instalación de Rectificadores, cables eléctricos de superficie, elementos tensionadores.

- Barcaza	(24 hrs.)	3,500 \$/día
- Remolcador	(24 hrs.)	2,000 \$/día

TOTAL 5,500 \$/día

Tiempo de instalación : 06 días

Costo de Instalación : \$ 33,000.00

d) Imprevisto : \$ 10,000.00

**Costos de Operación y Mantenimiento:**

\$ 100,000.00 (Para un periodo de 10 años)

a) Sistema de corriente impresa \$ 50,000  
(ánodos, cables, rectificadores, etc.)

b) Fuente de energía \$ 50,000  
(2 generadores)

### 7.3 COMPARACIÓN DE COSTOS:

Para una mejor apreciación de los costos involucrados en ambas alternativas, éstos han sido divididos en tres tipos, que son:

- a) **Costo en Dinero Efectivo:** Involucra todos los costos que representan un desembolso real de dinero efectivo y que deban ser hechos al inicio del proyecto. Tiene que ver con la liquidez de la Empresa y con sus prioridades para el destino de sus recursos.
  
- b) **Costos de los Equipos de PETROTECH PERUANA S.A.:** Involucra los costos que representa el utilizar los equipos de la compañía a los que se le ha asignado unos costos teniendo en cuenta una tasa de retorno después de impuestos (esperada por la política de la compañía) y una tasa de depreciación (asignada por el Estado, según el tipo de equipo) Se debe incurrir en éstos al inicio del proyecto y generalmente durante la etapa de instalación. Tiene que ver con la asignación de estos equipos a otros proyectos que puedan ser más urgentes o más rentables para la compañía.
  
- c) **Costos de Operación:** Involucra todos los costos en que se incurre después de iniciado el proyecto y sirven para mantener en operación el sistema. Incluye todos los costos de mantenimiento. Tiene que ver con el cuidado o

la atención que hay que brindar a un proyecto durante su vida operativa destinado recursos de dinero y personal.

	<b>Dinero Efectivo</b> <b>M\$</b>	<b>Equipos de la CIA.</b> <b>M\$</b>	<b>Costos Operac.</b> <b>M\$</b>	<b>Costo Total</b> <b>M\$</b>
Ánodos de Sacrificio	515.0	275.0	-	790.0
Corriente impresa	442.0	71.0	110.00	613.0

## **8. PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE CORROSION EN PETROTECH PERUANA S.A.**

En este punto se incluye un análisis de los problemas de corrosión, Departamento por Departamento, presentados en las diferentes operaciones de la Empresa. Este análisis permitirá establecer en forma concluyente, mediante una monitorización adecuada, la necesidad de aplicar algunas de las Técnicas de control y corrosión vistas anteriormente. En otros casos, ya identificados y definido el problema, se recomienda la solución o alternativas de solución.

Para hacer más ilustrativo este capítulo, se han incluido todos los problemas de corrosión experimentados en la Empresa. Muchos de éstos ya han sido identificados, definidos y controlados, otros han sido identificados y definidos pero recién serán controlados a corto o mediano plazo y otros tantos, todavía requieren de un monitoreo para ser identificados y definidos en forma concluyente para luego proceder a su control empleando la técnica correctiva más adecuada.

Como una manera de mostrar los pasos que debe seguir un Ingeniero de Corrosión para detectar, controlar y monitorear los posibles problemas de corrosión que pudieran haber en una industria cualquiera, señalará a continuación la secuencia de actividades empleadas en PETROTECH PERUANA S.A.

1. Determinar los diferentes lugares en la Empresa donde existen posibilidades de haber deterioros por corrosión en cualquiera de sus formas.
2. Definir los lugares que requieren de monitoreo y/o inspección visual de acuerdo a los antecedentes de fallas, reparaciones o reemplazos.
3. Definir la factibilidad, tipo y prioridad de monitoreo.
4. Encontrar y especificar el problema.
5. Revisar los posibles métodos alternativos de resolver los problemas de corrosión y hacer una evaluación económica entre ellos.
6. Implementar el/los método(s) de control de corrosión recomendado(s).
7. Monitorear con la frecuencia requerida la protección contra la corrosión implementada.
8. Mantener estadísticas e información sobre todos los pasos anteriores.

A continuación se hará un análisis. Departamento por departamento de los equipos y materiales más expuestos a la corrosión recomendado las formas de detectarla y controlarla.

#### **8.1 PERFORACIÓN:**

- a) **Determinar la Corrosividad de los Lodos Empleados en PETROTECH PERUANA S.A.**

En coordinación con Ingeniería de Perforación revisar los antecedentes que permitan determinar la corrosión de los

equipos (bombas, tanques, tubería de perforación, tubería de revestimiento, etc.) Consultar la opinión de las compañías de servicios encargadas de la inspección de tubería de perforación.

En caso de encontrarse antecedentes de corrosión o indicios de corrosión, preparar un plan de monitoreo de la corrosividad de los diferentes lodos usados en PETROMAR. Utilizar cupones-anillos en la sarta de perforación y cupones planos en las cantinas de lodos, inspección visual de todos los equipos de perforación. Inspección del "casing" con registros eléctricos.

Esperar los resultados de este monitoreo para decidir las posibles acciones correctivas a tomar. Implementar informes y estadísticas de éstos.

**b) Corrosión Atmosférica en herramientas y equipos de Perforación:**

Inspeccionar visualmente las herramientas de cada uno de los equipos de perforación con la finalidad de detectar corrosión atmosférica por ambiente marino en éstas.

Analizar los resultados de estas inspecciones para decidir las acciones correctivas. Investigar posible mejoramiento de sistemas de pinturas.

Implementar informes y estadísticas de éstos.

**c) Investigar otras posibles Zonas Sujetas a Corrosión:**

En coordinación con el Departamento de Ingeniería de Perforación. Perforación y personal de los equipos de perforación, investigar la posibilidad de la existencia de las otras zonas sujetas a corrosión.

Investigar si Operaciones tales como acidificación, fracturamiento, squeeze, registros eléctricos, etc. pueden ocasionar algún grado de corrosión.

Implementar informes y estadísticas de éstos.

**8.2 SERVICIOS DE POZOS:**

**a) Corrosión de Tubería de producción ("tubing")**

Revisar las tarjetas de cada pozo, sobre todo en zonas críticas donde hay presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, buscando información sobre el estado en que se encontró la tubería de producción en cada servicio, presencia de corrosión, picaduras y/o agujeros, número de tubos reemplazados, motivos del reemplazo, vida aproximada de cada sarta de tubos, tipo del pozo, nivel de fluidos, registros de la condición del "casing" si lo hubiera.

En coordinación con el personal de Servicio de Pozos, determinar las zonas o focos más críticos en los que la frecuencia de reemplazo de tubing sea más alta.

- En los focos más críticos realizar análisis del gas en busca de presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.
- De estimarse necesario realizar un monitoreo del gas con cupones de corrosión y/o probetas de corrosión para mediciones eléctricas.
- De acuerdo con los resultados del monitoreo y los antecedentes del pozo decidir la remoción de los gases ácidos (H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>) y/o la utilización de inhibidores neutralizantes de éstos.
- Implementar y mantener estadísticas.

**b) Corrosión Atmosférica de las Herramientas de Servicio de Pozos**

- Inspeccionar visualmente las herramientas de c/u de los equipos de servicio de pozos con la finalidad de detectar corrosión atmosférica por ambiente marino.
- Analizar los resultados de estas inspecciones para decidir las acciones correctivas. Investigar posible mejoramiento de sistemas de pintura.
- Implementar informes y estadísticas de éstos.

**c) Investigar Otras Posibles Zonas Sujetas a Corrosión:**

- En coordinación con personal de Servicio de Pozos, investigar la posibilidad de la existencia de otras zonas sujetas a corrosión.
- Implementar informes y estadísticas de éstos.

### 8.3 MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN (M & R)

#### a) **Corrosión e Incrustaciones por Agua de Enfriamiento**

Investigar los problemas ocasionados por las aguas de enfriamiento en motores, compresores, radiadores, etc.

Investigar la posibilidad de monitorear con cupones de corrosión del tipo "botón". Análisis de agua por enfriamiento, medición de PH, efectividad de los inhibidores de corrosión empleados actualmente (Barochem, Ospho, etc.). Conversar con los mecánicos de M & R para conocer su impresión sobre la corrosión de las aguas de enfriamiento, equipos deteriorados exclusivamente por corrosión de las camisas de agua de enfriamiento.

#### b) **Tratamiento del Agua para Uso en Calderas:**

Verificación del actual tratamiento del agua para usos en calderas.

Hacer correcciones de ser necesario.

Inspeccionar periódicamente para verificar que el procedimiento recomendado sea llevado a cabo satisfactoriamente.

#### c) **Corrosión Causada por el Gas Comprimido y Gas Combustible:**

Comparar el análisis de nuestro gas natural con el gas especificado para nuestros motores

y compresores. Verificar contenidos máximos de gases contaminantes de acuerdo con el material empleado en estos equipos.

Investigar con personal de mecánica los posibles problemas de corrosión ocasionados por el gas comprimido y gas combustible. Investigar posibles rajaduras causadas por el "Sulfide Stress Cracking".

**d) Corrosión Atmosférica por Ambiente Marino**

Inspeccionar visualmente los equipos y facilidades de M & R con la finalidad de detectar corrosión atmosférica por ambiente marino.

Analizar los resultados de estas inspecciones para decidir las acciones correctivas. Investigar posible mejoramiento de sistemas de pinturas.

Investigar la posibilidad de cambiar de material de las aletas de los tubos de los radiadores empleados en ambiente marino. Los cloruros atacan al aluminio de éstos, deteriorándolos y obligando al reemplazo de todo el radiador.

Implementar informes y estadísticas éstos.

**e) Corrosión en Equipos del Sistema de Agua Salada**

Investigar la posible corrosión en cada uno de los componentes del sistema de agua salada: Gas stripper, bomba sumergible,

filtros, líneas, bomba reciprocante, manifold de inyección, pozo inyector.

Investigar la posibilidad de utilizar materiales alternativos o revestimientos interiores para disminuir la corrosión y/o corrosión-erosión.

Evaluación de los inhibidores de corrosión.

Análisis del gas empleado en el gas stripper.

Evaluar la posibilidad de rediseñar el gas stripper para conseguir una mayor remoción de O<sub>2</sub> y reducir la cantidad de removedor de oxígeno empleado.

Revisar el monitoreo con cupones de corrosión e instalar en otros puntos de considerarse necesario.

Implementar informes y estadísticas que permitan un fácil seguimiento del control de corrosión.

#### **8.4 PRODUCCIÓN:**

##### **a) Inspección de las Facilidades de Producción**

- Inspeccionar visualmente las facilidades de producción de las plataformas más antiguas de PETROTECH PERUANA S.A., desde las cabezas de pocos hasta las líneas de transferencia de aceite y gas.
- Basado en las lecturas de espesores tomadas anteriormente (1984/1985), volver a tomar lecturas de espesores a los recipientes a presión y manifold más críticos, recomendando su reemplazo con suficiente anticipación para comprarlos y/o construirlos.
- Revisar los tanques de petróleo más antiguos de las plataformas para recomendar su reemplazo oportuno.
- Implementar un sistema de pintado integral para todas las facilidades de producción incluyendo las líneas de conexión en la plataforma, teniendo en cuenta el código de colores.
- Implementar un sistema de pintado integral para todas las facilidades de producción incluyendo las líneas de conexión en la plataforma, teniendo en cuenta el código de colores.
- Implementar un sistema de protección catódica con corriente impresa a la tubería submarina de embarque de PTS para evitar su deterioro por corrosión externa.

**b) Corrosión Causada por los Fluidos de Producción (gas, agua/aceite)**

- Monitorear los sistemas y/o plataforma más críticas, basadas en las mediciones de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> hechas anteriormente.
- Implementar el uso de inhibidores y/o tratadores de soda cáustica de ser necesario.
- Reactivar el programa de limpieza de líneas con el raspa tubos o "chanchos". Implementar lanzadores/atrapadores donde se requiera.
- Investigar los problemas de corrosión ocasionados por el agua de producción en el fondo de los tanques. Implementar el uso de ánodos de Zinc y/o pinturas en la parte interna del fondo de tanques.
- Evaluar recuperación de fondos de tanques con fibra de vidrio.
- Implementar informes y estadísticas.

**c) Investigar Otras Posibles Zonas Sujetas a Corrosión:**

- En coordinación con los supervisores de producción investigar la posibilidad de la existencia de otras zonas sujetas a corrosión.
- Investigar los materiales empleados en los diversos sistemas de producción con la finalidad de detectar contactos entre materiales disímiles que pueden formar celdas galvánicas que ocasionan corrosión.

## **8.5 MARINA:**

### **a) Control de la Corrosión en las Embarcaciones:**

- Mantener el control de la protección catódica en todas las embarcaciones pertenecientes a PETROTECH PERUANA S.A. Preparar esquemas con la ubicación de los ánodos de Zinc instalados en los cascos de las embarcaciones.
- Tomar potenciales en el casco una vez recién instalados los ánodos y otra vez antes de salir a varadero.
- Mantener estadísticas de fecha de instalación de los ánodos, peso, forma, marca, potenciales, % de desgaste, etc.
- Inspeccionar visualmente los ánodos de Zinc cuando éstos vayan a ser reemplazados por nuevos.
- Revisar los criterios empleados en el diseño de la protección catódica de lanchas y barcazas.

### **b) Inspección Visual de las Facilidades de Marina:**

- Inspeccionar visualmente las "obras muertas" de las embarcaciones, analizando los sistemas de pintado y repintado de las mismas.
- Recomendar acciones correctivas de acuerdo con los resultados de las inspecciones.
- Implementar informes y estadísticas.
- Investigar otras posibles zonas sujetas a corrosión como la producción por el agua de enfriamiento de los motores y enfriadores con agua de mar.

- Analizar el problema de incrustaciones y formación de vida marina sobre el casco de las embarcaciones.

#### **8.6 MATERIALES:**

##### **a) Almacenamiento de Piezas Sujetas a Corrosión**

- Inspeccionar los diferentes lugares de almacenamiento al aire libre y en ambiente cerrado en busca de piezas que muestren corrosión atmosférica por ambiente marino,
- Analizar las medidas correctivas para cada caso: embalaje adecuado, almacenamiento en ambiente cerrado, inhibidores volátiles, grasas especiales, rociado con petróleo quemado, etc.

#### **8.7 CONSTRUCCIÓN:**

##### **a) Pinturas y Recubrimientos**

- Evaluar las diferentes marcas y sistemas de pinturas que pueden ser empleados en construcción mar y tierra. Evaluar las pinturas para ser aplicadas sobre superficies con limpieza superficial mecánica y que presentan cierto grado de corrosión, evaluar los "acondicionadores de herrumbre" basados en ácido tánico y ácido fosfórico.
- Evaluar los revestimientos de poliéster utilizado en la protección de las líneas submarinas.
- Definir cuantitativamente los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir los revestimientos para líneas submarinas.

## **b) Protección Catódica de Plataformas**

Implementar el sistema de protección catódica por corriente impresa en la plataforma "PN-1". Completar la protección catódica con ánodos de sacrificio en siete (7) plataformas con menos de 220 de profundidad: Z, AA, YY, KK, CC, VV y A-3.

Llevar a cabo el nuevo programa de toma de lecturas de potenciales en todas y cada una de las plataformas de PETROTECH PERUANA S.A. La primera fue tomada entre 1980 y 1982.

Implementar y evaluar la toma de potenciales con electrodos zonales, en algunas plataformas modelo. Estos electrodos podrán ser bajados junto a la plataforma por una cuerda tensionada y no requerirán el empleo de buzos. Permitirá la toma de lecturas referenciales que nos indicará en forma general el grado de protección a un costo muy bajo.

De acuerdo con la experiencia obtenida en la instalación de un sistema de corriente impresa en "PN-1", decidir el método para completar la protección catódica de plataforma KK, LL TT y 00 con profundidades entre 300' y 350' y sin protección en su parte más profunda.

## **c) Protección del Oleoducto Peña Negra-PTS**

Levantar la línea del suelo por medio de soportes tipo "H" en toda su extensión. Se deberá evitar el rozamiento línea-soporte

durante la dilatación / contracción de la línea.

En el tramo de cruce de las quebradas "Pariñas" y "La Honda", decidir la forma más adecuada de protección. Enterrar la tubería dotándola de protección catódica.

## 9. CONCLUSIONES

- 9.1 Las plataformas marinas usadas para la perforación y la producción del zócalo continental representan grandes inversiones de capital. El control de la corrosión en estas estructuras es necesario para el desarrollo económico de la producción de petróleo y gas, para proporcionar un soporte seguro para las áreas de trabajo y para evitar un daño potencial del medio ambiente.
- 9.2 Resulta más conveniente, técnica y económicamente, la utilización de un sistema de corriente impresa para el caso específico de la protección catódica de la plataforma "PN-1". Según se puede apreciar en el Capítulo 7 "Evaluación Técnico-Económica" de Métodos de Control de Corrosión Utilizados en PetroTech Peruana S.A., la implementación de un sistema de corriente impresa para la plataforma "PN-1" tiene un costo total de U.S. \$613,000 vs U.S.\$790,000 del sistema de ánodos de sacrificio. Esto se debe principalmente a los altos costos de buceo requerido para la instalación de los ánodos de sacrificio en una plataforma profunda como lo es la "PN-1" de 114 metros (376') de profundidad de agua. Aquí se debe tener en cuenta que la elección del sistema de corriente impresa no sólo significa un ahorro de U.S.\$117,000 de los recursos de la

Empresa, sino, que se obtendrá una mayor duración de la protección catódica (de 15 a 20 años con el sistema de corriente impresa vs 10 años con el sistema de ánodos de sacrificio)

- 9.3 El sistema de corriente impresa, es el más adecuado para estructuras sumergidas sin protección durante varios años, en la que muchos de sus miembros se han desgastado por la corrosión. Por esto, es preferible evitar el cargar la estructura con los pesados ánodos de sacrificio. El sistema de corriente impresa involucra ánodos mucho más pequeños y livianos.
- 9.4 Para el caso de la protección catódica de plataformas petroleras o de cualquier estructura sumergida que sea muy susceptible al peso propio o a la carga, se recomienda la utilización de ánodos de sacrificio de aluminio en vez de ánodos de zinc. Esto debido a que para la misma cantidad de corriente de protección, se necesita un peso de 3.37 veces más zinc que aluminio.
- 9.5 En el caso de plataformas pequeñas menores de 36 m (120 pies), se recomienda pintar la zona de salpicaduras o zona de cambio de mareas (la parte de la estructura de aproximadamente 12 m, comprendida entre la primera y la segunda elevación), utilizando un sistema epóxico de 3 capas de 3 a 3.5 mm. de espesor cada uno. La primera capa o base deberá ser pintura **epóxica**

enriquecida con zinc en polvo o similar, para brindar una protección catódica a menor escala. Los dos restantes, deberán ser pinturas de esmalte epóxico. El resto de la estructura se recomienda pintar completamente con una pintura de brea epóxica ("coal tar epoxy") que tiene buen rendimiento en la parte sumergida a un costo menor que el esmalte epóxico. El sistema de pinturas anteriormente descrito debe ir complementado con un sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio. El efecto de la pintura de brea epóxica será el de retardar el inicio de la corrosión, logrando un efecto combinado de protección más prolongado a un costo relativamente no muy alto.

## 10. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda mantener la estructura siempre en buen estado utilizando cualquiera de los dos sistemas de protección catódica con corriente impresa. Esto es, para que cuando se termine la producción de petróleo de la plataforma, la estructura pueda ser recuperada y re-instalada en otra ubicación, ahorrándose los costos de construir una nueva.
2. Siempre que se vaya a instalar una plataforma nueva, está deberá llevar instalado un sistema de protección catódica con la finalidad de evitar su deterioro que obligará a costosas reparaciones o evitar el tener que implementar un sistema retro-instalado cuyo costo sería de 2 a 3 veces mayor.
3. Cuando se trate de instalar un sistema de protección catódica en una plataforma nueva, se recomienda instalar ánodos de sacrificio en plataformas de hasta aproximadamente 140 m (460 pies) de profundidad. Para plataformas más profundas, se deberá hacer un análisis comparativo de costos de los dos sistemas ya que a partir de esa profundidad comienza a ser atractiva la elección de un sistema de corriente impresa.

4. Cuando se trate de instalar un sistema de protección catódica retro-instalado sea porque la plataforma fue instalada sin ésta o sea porque se terminó, se recomienda:

a) Instalar un sistema de ánodos de sacrificio cuando la plataforma tenga menos de 80 m (260 pies) de profundidad.

b) Instalar un sistema de corriente impresa cuando la plataforma tenga menos de 80 m (260 pies) de profundidad.

NOTA: En todo caso, siempre se deberá hacer un análisis comparativo de costos para elegir la mejor alternativa.

5. Para implementar un sistema retro-instalado de ánodos de sacrificio, se recomienda utilizar una configuración dual con la finalidad de reducir los altos costos de buceo. Se sacrifica un poco la distribución de corriente, logrando una distribución menos uniforme, pero que se compensa sobradamente con el menor costo de instalación. Para este caso, en el diseño de la protección catódica, se deberá reducir la salida de corriente en aproximadamente 15% debido al efecto de interferencia causado por el arreglo dual de los ánodos.

6. Para el caso de la protección catódica de plataformas petroleras o de cualquier estructura sumergida que sea muy susceptible al peso propio

o a la carga, se recomienda la utilización de ánodos de sacrificio de aluminio en vez de ánodos de zinc. Esto debido a que para la misma cantidad de corriente de protección, se necesita un peso de 3.37 veces más zinc que aluminio.

7. En el caso de plataformas pequeñas menores de 36 m (120 pies), se recomienda pintar la zona de salpicaduras o zona de cambio de mareas (la parte de la estructura de aproximadamente 12 m, comprendida entre la primera y la segunda elevación), utilizando un sistema epóxico de 3 capas de 3 a 3.5 mils de espesor cada uno. La primera capa o base deberá ser pintura epóxica enriquecida con zinc en polvo o similar, para brindar una protección catódica a menor escala. Los dos restantes, deberán ser pinturas de esmalte epóxico. El resto de la estructura se recomienda pintar completamente con una pintura de brea epóxica ("coal tar epoxy") que tiene buen rendimiento en la parte sumergida a un costo menor que el esmalte epóxico. El sistema de pinturas anteriormente descrito debe ir complementado con un sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio. El efecto de la pintura de brea epóxica será el de retardar el inicio de la protección catódica, logrando un efecto combinado de protección más prolongado a un costo relativamente no muy alto.
8. En el caso de plataformas mayores de 36 m (120 pies), se recomienda pintar sólo la zona de salpicaduras en la forma arriba descrita. Esto

debido a que el costo de la pintura en una plataforma más grande se hace muy elevado y junto con el costo de la protección catódica hace que la inversión inicial de la protección conjunta sea una cifra muy alta. Las políticas de las compañías, generalmente prefieren reducir unos años la protección conjunta, si con esto pueden reducir sustancialmente la inversión inicial.

## 11. BIBLIOGRAFIA

CORROSION PREVENTION BY CATHODIC PROTECTION-FRANK E.  
RIZZO. NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS.

CORROSION CONTROL IN PETROLEUM PRODUCTION.  
NACE GROUP COMMITTEE T-1  
NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS

CORROSION CONTROL ON STEEL, FIXED, OFFSHORE  
PLATAFORMS

ASSOCIATES WITH' PETROLEUM PRODUCTION  
NACE STANDARD RP-01-76, RECOMMENDED PRACTICE  
NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS

CORROSIÓN Y PROTECCIÓN CATÓDICA  
WILSON WALTON INTERNACIONAL  
MADRID, ESPAÑA

DEEP WATER RETROFIT CATHODIC PROTECTION SYSTEMS  
BRIAN S. WYATT  
GLOBAL CATHODIC PROTECTION, TELEFORD, ENGLAND

DIRECT CALCULATION OF ECONOMIC APPRAISALS OF  
CORROSION-1,11

CONTROL MEASURES  
NACE STANDARD RP-02-72,  
NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION, ENGINEERS

EXPERIENCE IN OFFSHORE STRUCTURE RETROFIT  
CATHODIC

PROTECTION SYSTEMS

B.S. WYATT AND R. BRITAIN

GLOBAL CATHODIC PROTECTION LIMITED, TELEFORD,  
SALOP,

EIN, JIGLAN'D G. R. JONES

CONOCO LIMITED, VIKING GAS TERMINAL, MABLETHORPE,  
LINCS,

ENGLAND

- NEW ASPECTS OF THE APPLICATION OF CATHODIC  
PROTECTION,

TO OFFSHORE FACILITIES

JACK G. DAVIS, E. P. DOREMUS AND RALPH B. PAS  
CATHODIC PROTECTION SERVICES, USA

NACE CORROSION, TORONTO, ONTARIO, CANADA

- NEW DESIGN OF ANODIC STRUCTURES FOR IMPRESSED  
CURRENT

CATHODIC PROTECTION IN SEA WATER

BRUNO BAZZONI, PERMELEC S. P.A. - MILAN ITALY

CIANLUICI MUSSINELLI, ORONZIO DE NORA

S.A.-LUGANO, SWITZERLAND

JUNE 1986 VENEZIA, COLLEGIO NAVALE MOROSINI-SANT'  
ELENA

OFFSHORE CATHODIC PROTECTION SYMPOSIUM

APRIL 14, 1975 TORONTO, ONTARIO, CANADA

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS

PERFORMANCE OF MIXED METAL OXIDE ACTIVATED TITANIUM  
ANODES IN DEEP GROUND BEDS.

J. T. READING

DOW CHEMICAL, USA

NACE CORROSIÓN-87, SAN FRANCISCO, CALIFORNIA, USA

UNDERWATER INSPECTION TESTING MONITORING OF OFFSHORE  
STRUCTURES

NAVAL COASTAL SYSTEMS CENTER, NCSC

PANAMÁ CITY, FLORIDA, USA

CATHODIC PROTECTION OF ABOVEGROUND PETROLEUM STORAGE  
TANKS API RP-651

CATHODIC PROTECTION OF UNDERGROUND PETROLEUM STORAGE  
TANKS AND PIPING SYSTEMS API RP-1632

## 12. ANEXOS

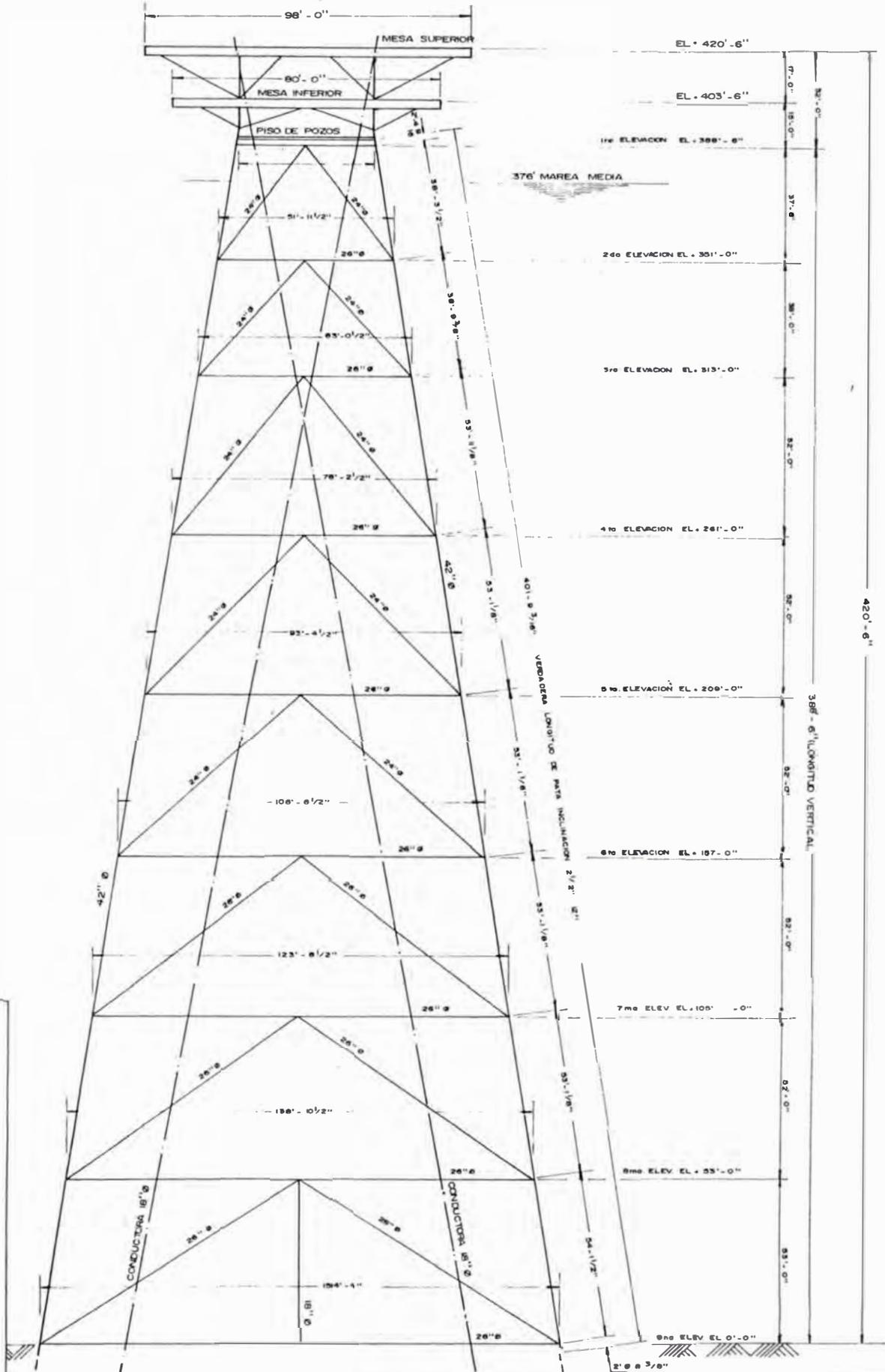
- ANEXO - A            Planos Estructurales de la Plataforma  
PN1 (Lado Típico y Elevaciones).
- ANEXO - B            Mapa de Ubicación de la zona de  
operaciones de PETRO-TECH PERUANA S.A.
- ANEXO - C            Ubicación de Anodos Dobles en la  
Estructura (Lado Típico y Elevaciones).
- ANEXO - D            Dimensiones del Anodo de Sacrificio  
seleccionado.
- ANEXO - E            Ensamble de los Anodos Dobles con las  
Grapas de Fijación a la Estructura.
- ANEXO - F            Posición de los Cables Tensionados y de  
los Anodos en la Estructura.
- ANEXO - G            Zona de Salpicaduras (Zona de aireación  
diferencial)
- ANEXO - H            Formaciones Geológicas que atraviesa en  
la zona de Operaciones.
- ANEXO - I            Instalaciones de las Plataformas en el  
mar.
- ANEXO - J            Circuito Básico de un Rectificador  
Monofásico de Protección Catódico.

# PLATAFORMA PNI

376' DE AGUA

NIVEL DE AGUA

376' MAREA MEDIA

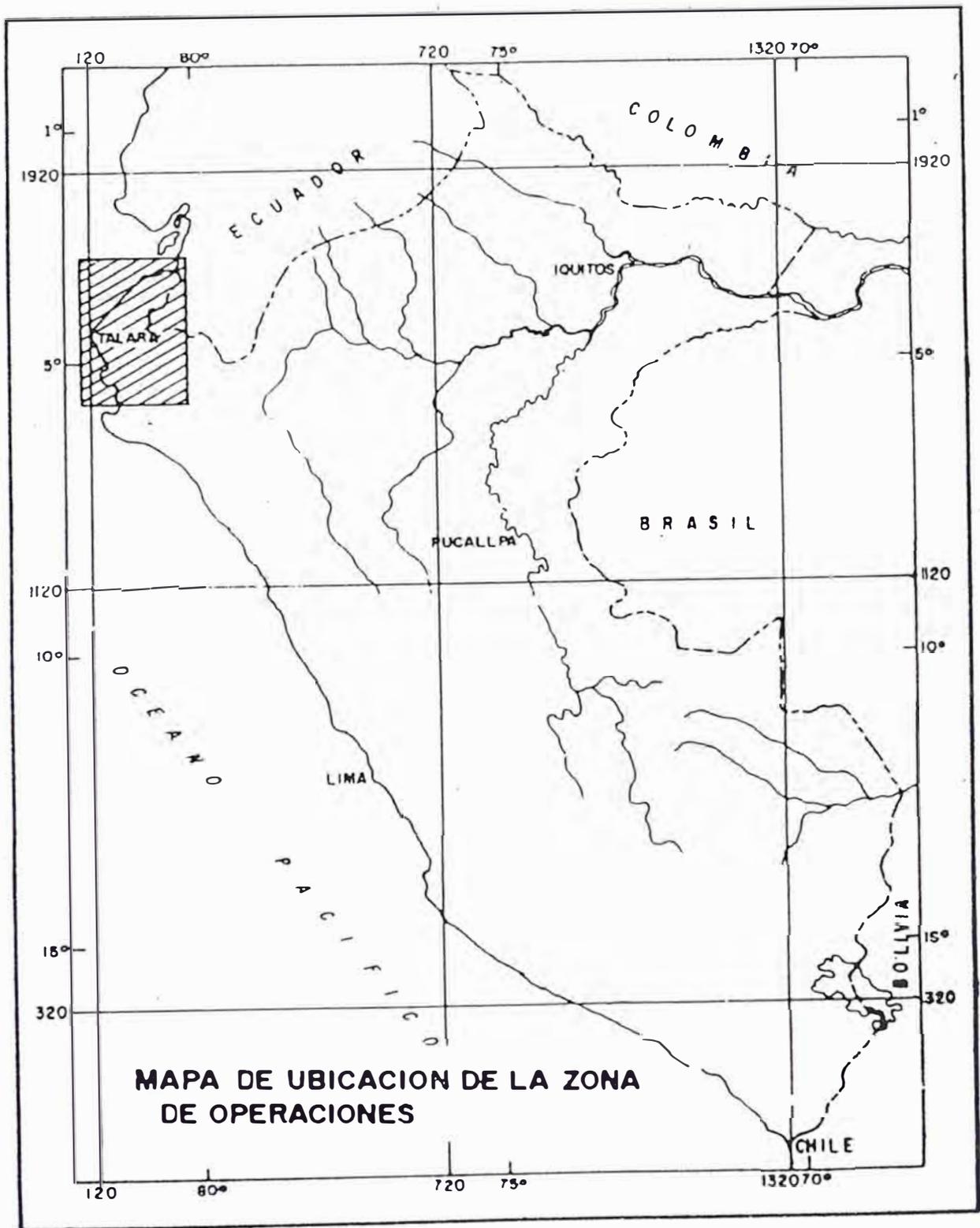


LADO TIPO

PILOTE 36' Ø PENETRACION ± 50'-0"

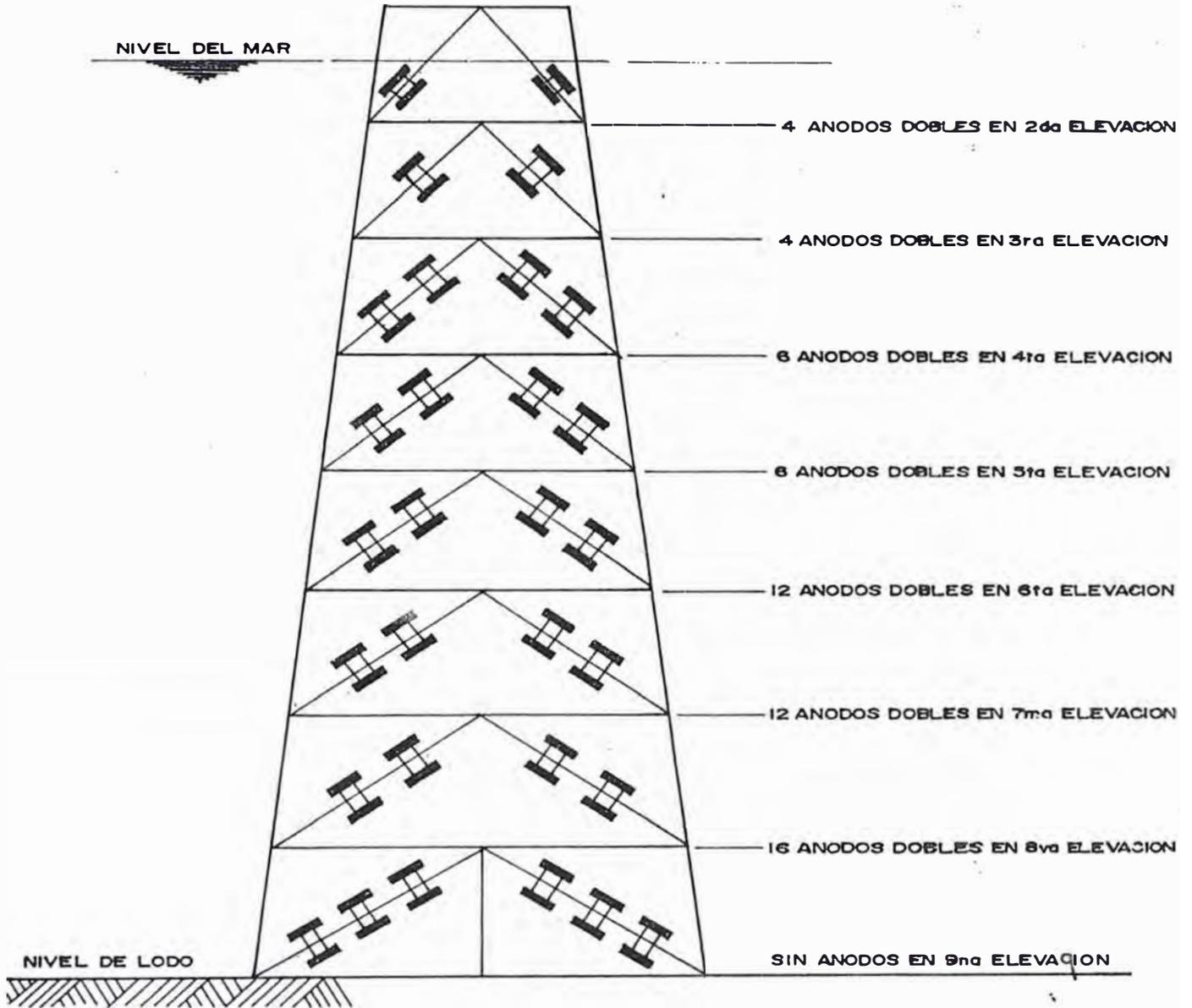
ESCALA 1/32" = 1'-0"

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO UNI		
NÚMERO	DESIGNACION	ESCALA
ANEXO A	ESTRUCTURA PLATAFORMA "PN-1" (LADO TIPO)	INDICADA
FECHA	DISUJADO	REVISADO
JULIO 2000	J. MERINO	ING. E. BARRERA



# PLATAFORMA "PN-1"

114 m (376') profundidad

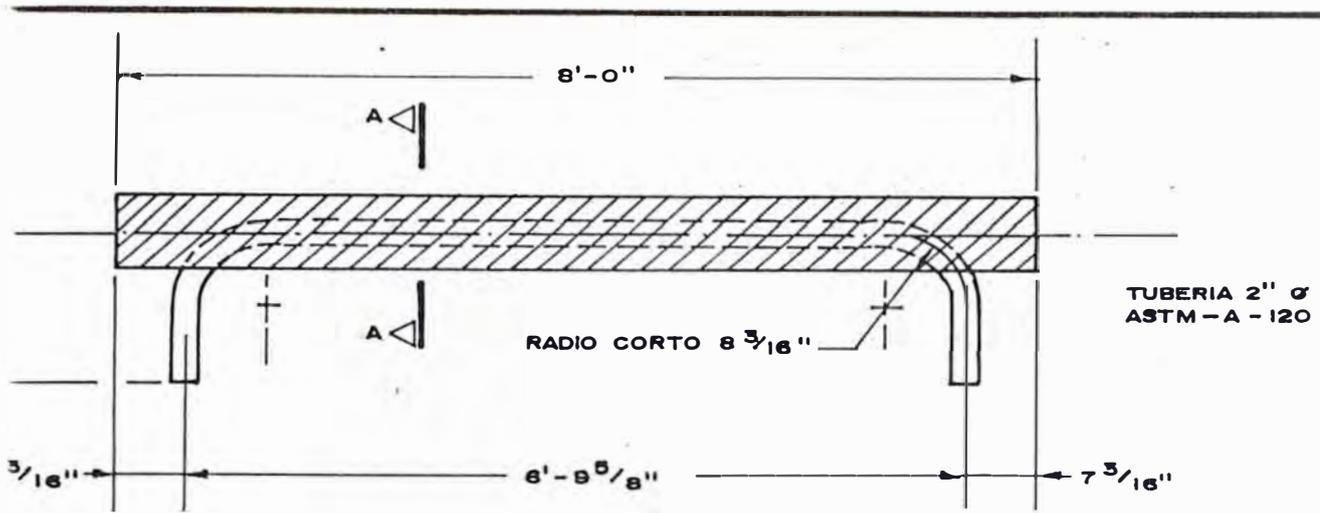


## LADO TIPICO

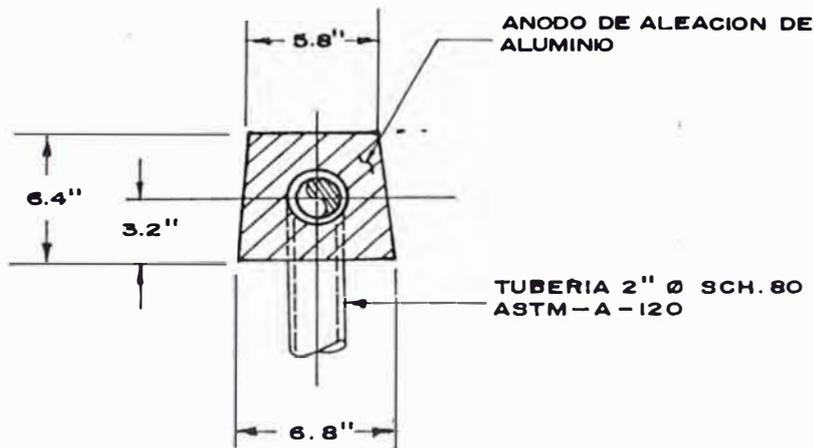
NUMERO TOTAL DE ANODOS	- PATAS	8 ANODOS DOBLES
	- DIAGONALES	128 ANODOS DOBLES
	- ELEVACIONES	60 ANODOS DOBLES
	- TOTAL	196 ANODOS DOBLES

## ANEXO - C

UBICACION DE ANODOS DE SACRIFICIO DOBLES EN LA ESTRUCTURA (LADO TIPICO)



**VISTA LATERAL**

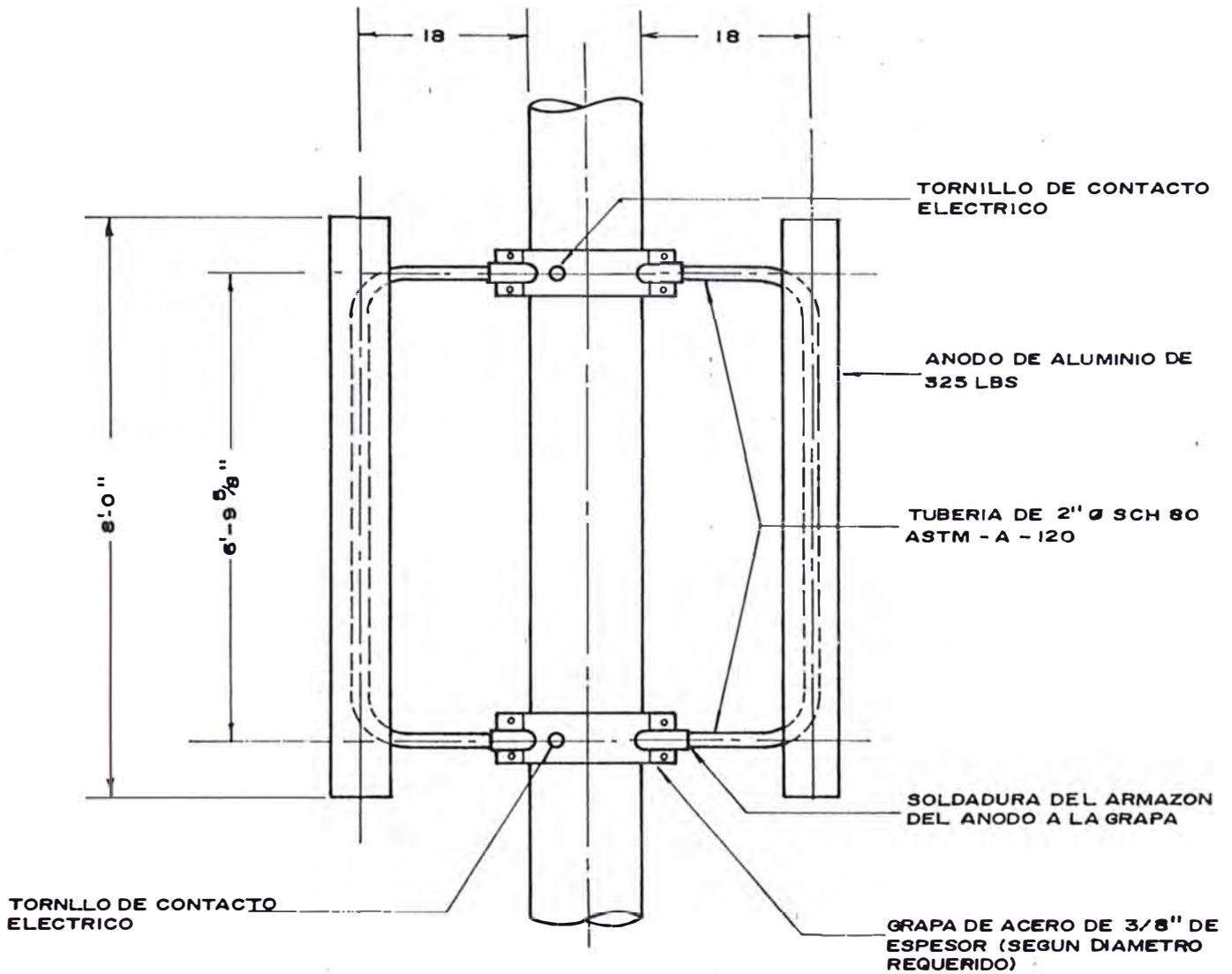


**SECCION "A - A"**

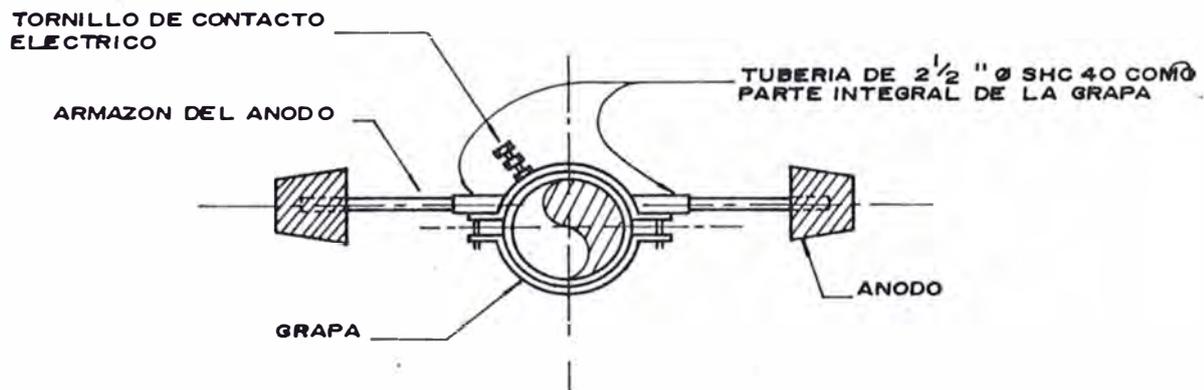
**PESO DEL ANODO**

<u>ALEACION DE ALUMINIO</u>	<u>ARMAZON</u>	<u>TOTAL ANODO</u>
325 Lbs. (147.5 Kg)	43 Lbs. (19.5 Ks)	368 Lbs. (167 Kg)

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO - UNI		
NUMERO	DESIGNACION	ESCALA
ANEXO "D"	DIMENSIONES DEL ANODO DE SACRIFICIO SELECCIONADO	S / E
FECHA	DIBUJADO	REVISADO
JULIO 2000	J. MERINO	ING. E. BARRERA

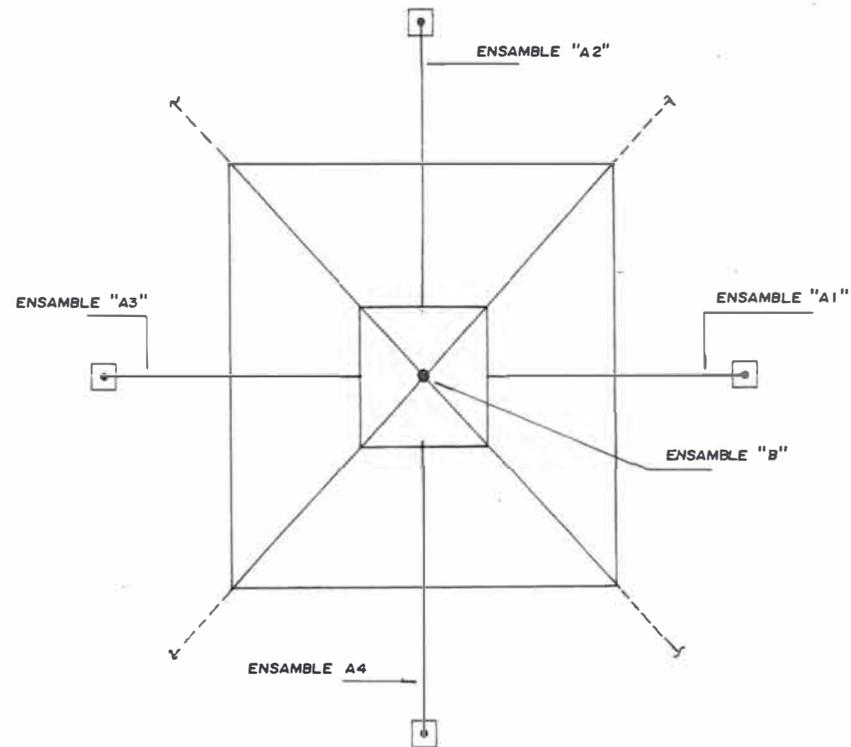
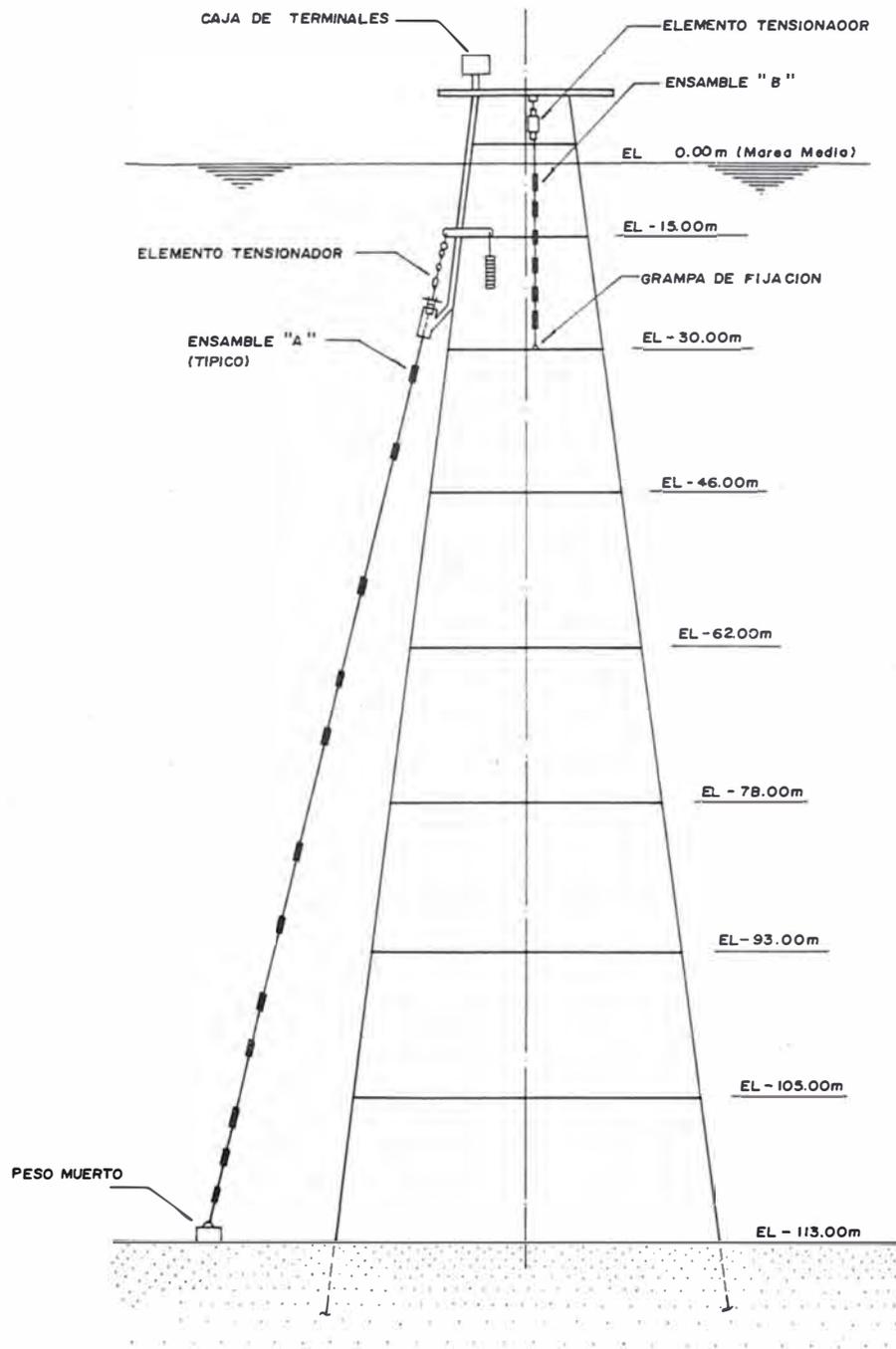


**VISTA LATERAL**



**VISTA DE PUNTA**

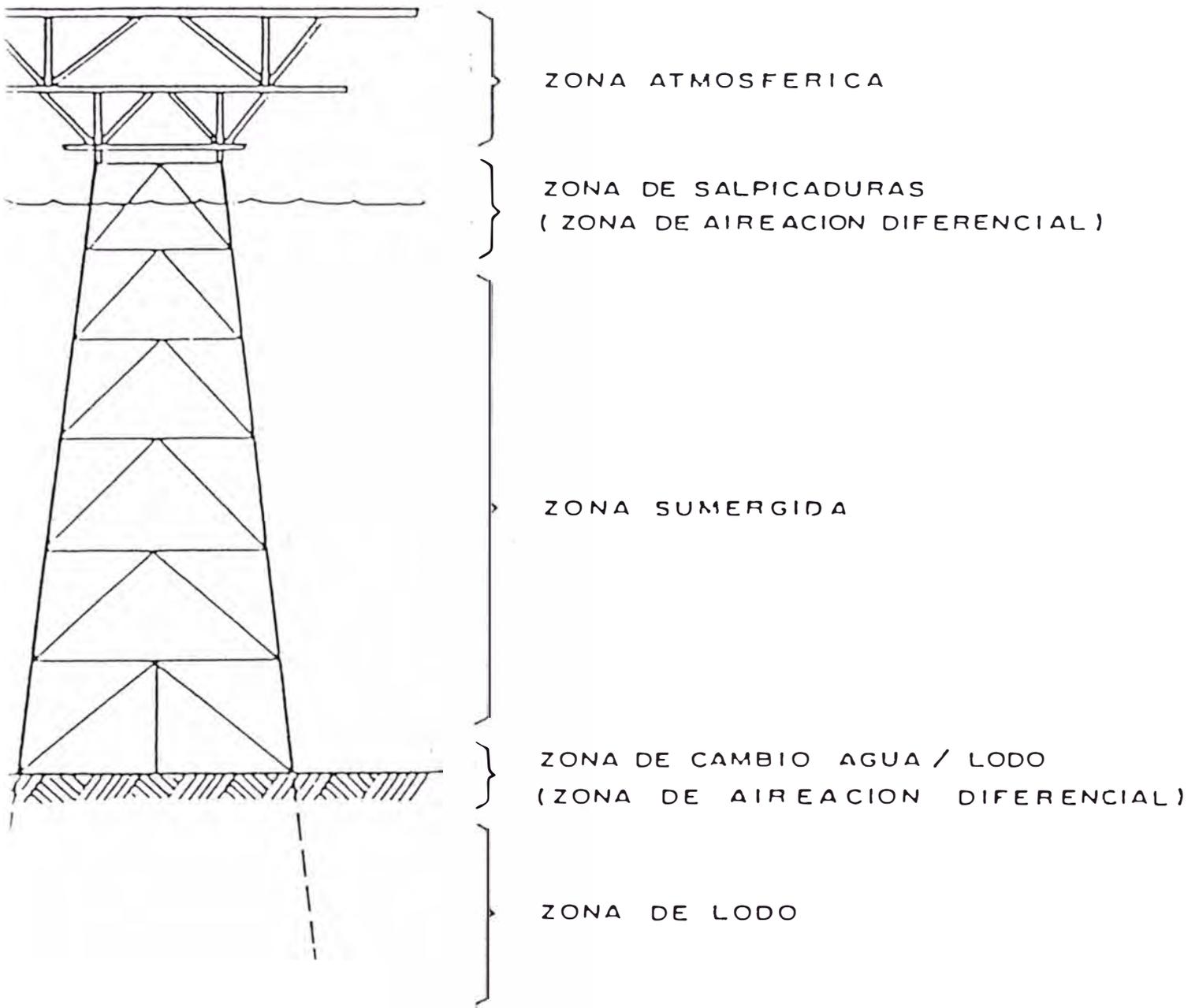
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO - UNI			
NUMERO	DESIGNACION		ESCALA
ANEXO-E	ENSAMBLE DE LOS ANODOS DOBLES CON LAS GRAPAS DE FIJACION A LA ESTRUCTURA		S/E
FECHA	DIBUJADO	REVISADO	
JULIO 2000	J. MERINO	ING. E. BARRERA	



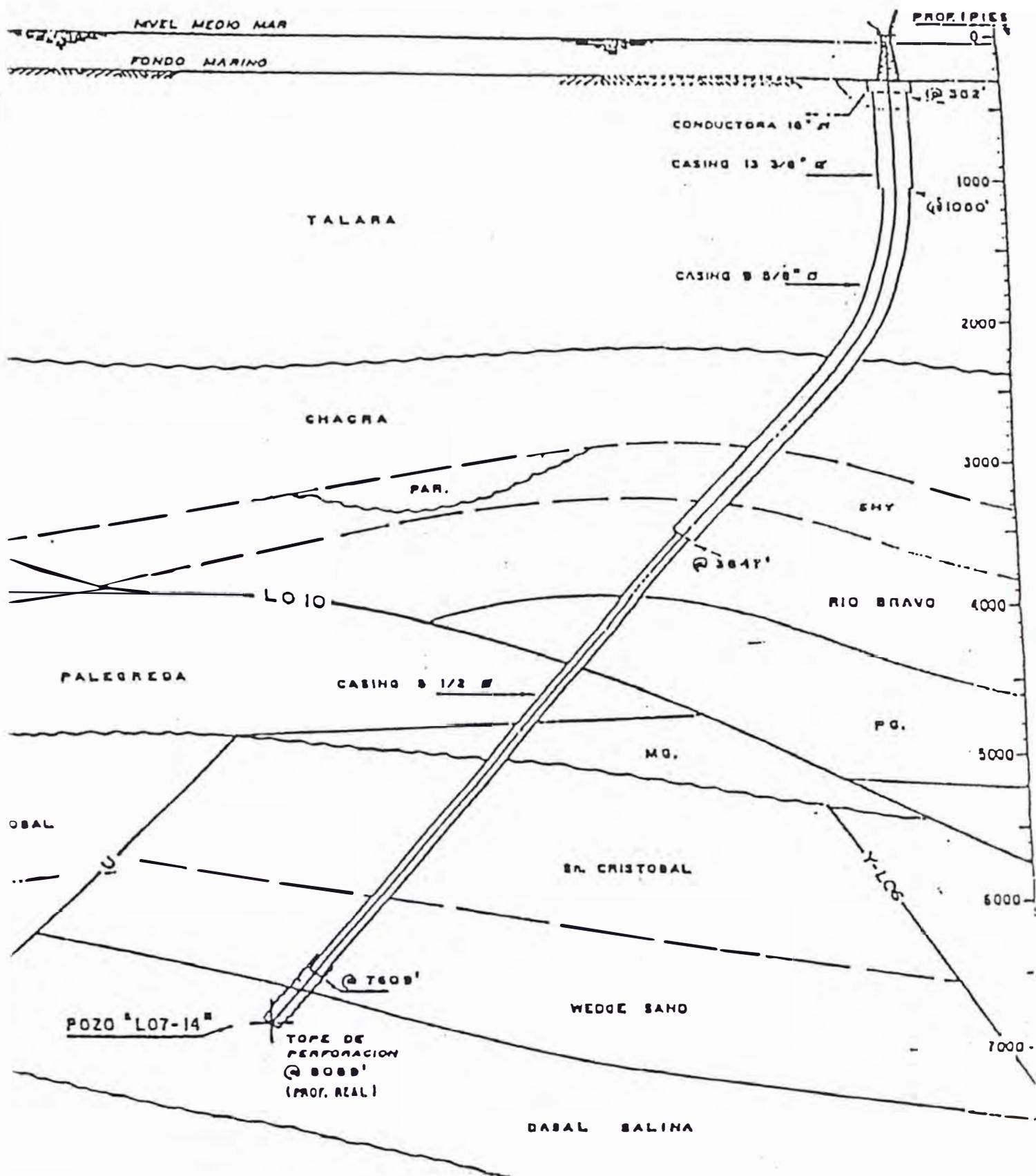
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO- UNI

NUMERO	DESIGNACION	ESCALA
ANEXO-F	POSICION DE LOS CABLES TENSIONADOS Y DE LOS ANODOS EN LA ESTRUCTURA	S/E

FECHA	DIBUJADO	REVISADO
JULIO 2000	J. MERINO	ING. E. BARRERA



ANEXO - G

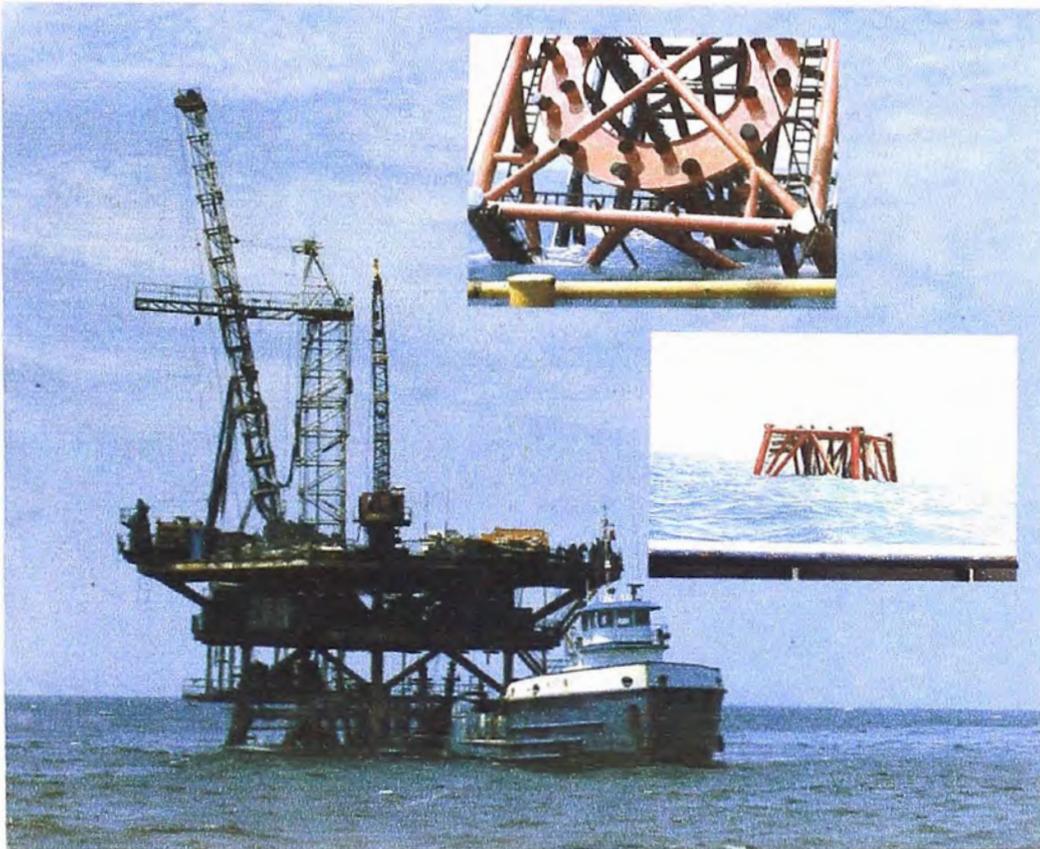
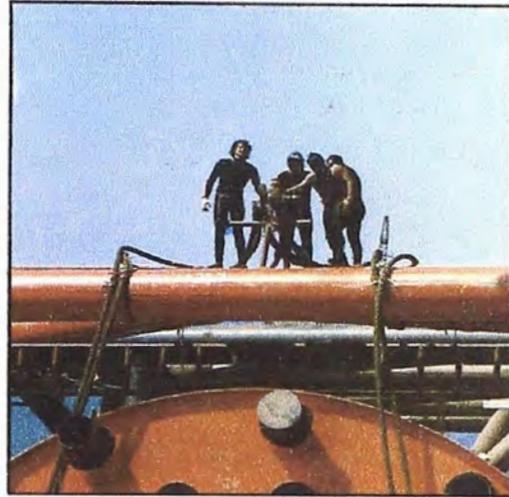


ANEXO - H

PETRO-TECH PERUANA S.A.

# INSTALACION DE PLATAFORMA

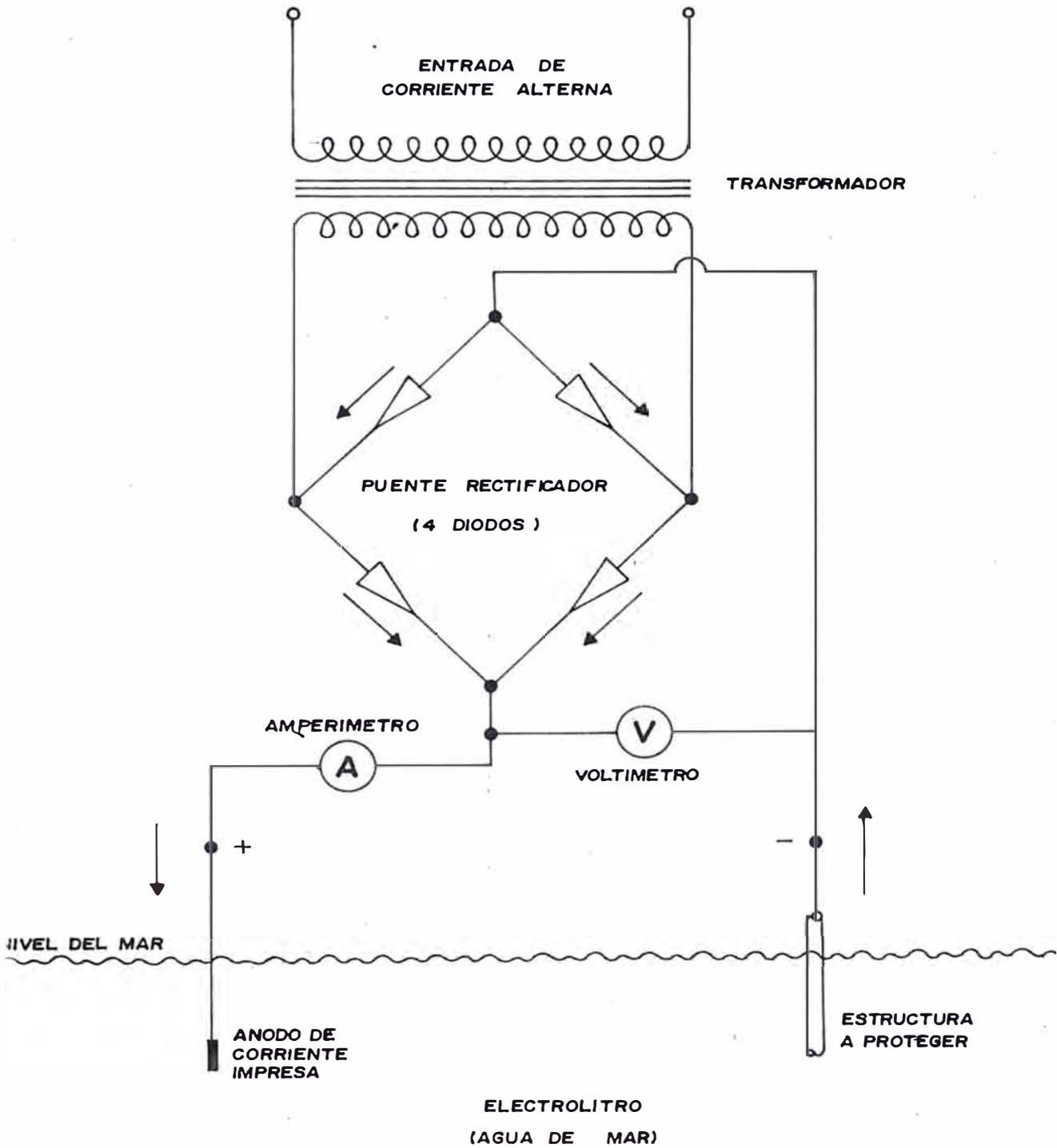
ANEXO - I

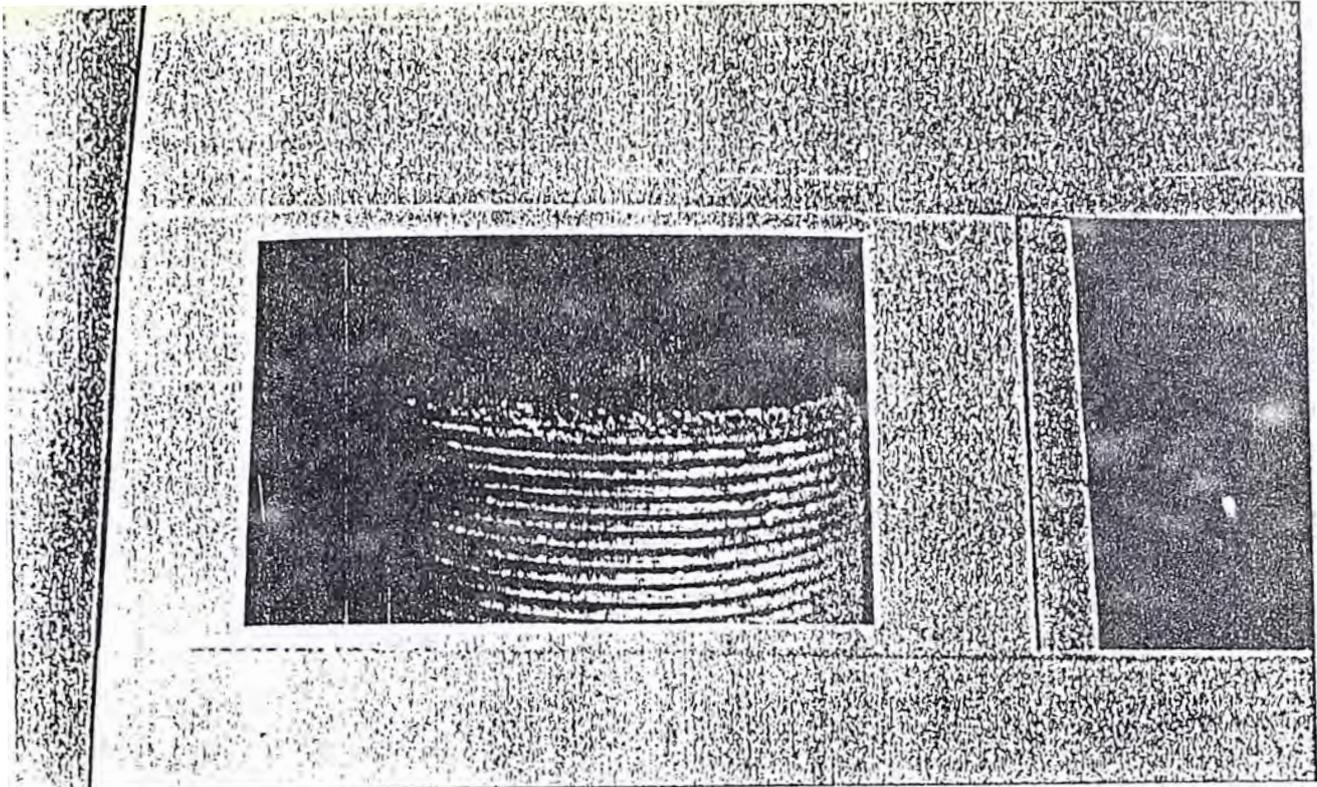


## PERFORACION DE POZO

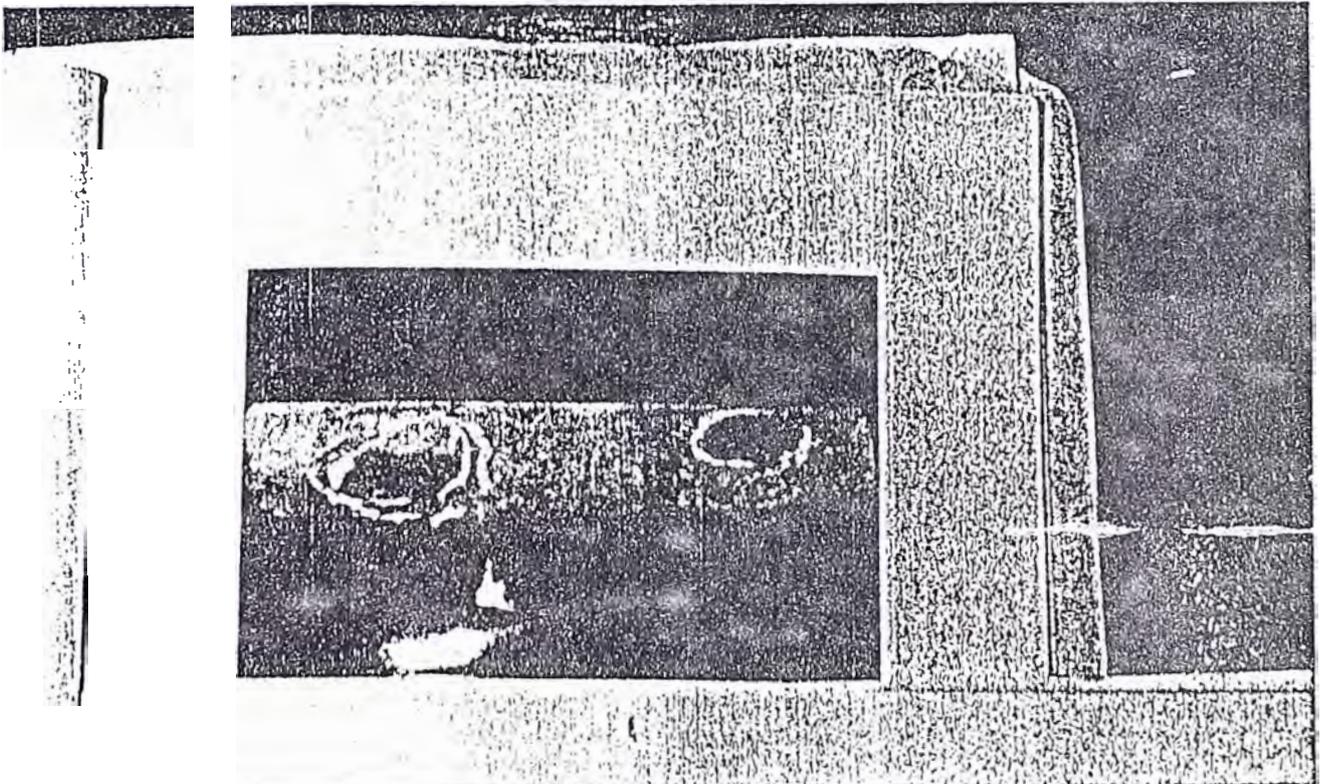
CIRCUITO BASICO DE UN RECTIFICADOR

MONOFASICO DE PROTECCION CATODICA





Fotografía No. 1 Vista del borde de la rosca del pin, atacado por la erosión - corrosión.



Fotografía No. 2 : Vista del ataque de la corrosión por  $\text{CO}_2$  tipo picadura y mesa.

