

11-224

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERIA

6  
2ej.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DISENO DE APAREJOS DE PRODUCCION POR METALURGIA

BENITO ORTIZ SANCHEZ

M.I. CARLOS ISLAS SILVA  
ASESOR

TEJIS CON  
FALLA FE CR GEN

CIUDAD UNIVERSITARIA OCTUBRE 1991.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# INDICE

	Página.
INDICE	i
RESUMEN.	vi
I. - INTRODUCCION.	1
II. - CONDICIONES AMBIENTALES.	2
II. -Introducción.	2
II.2. -Corrosión electroquímica.	2
II.3. -Efecto del agua en el proceso de corrosión.	10
II.3.1. -Análisis cuantitativo del agua producida.	11
II.3.2. -Constituyentes primarios y sus propiedades.	11
II.3.3. -Significado de los constituyentes y propiedades.	12
II.3.4. -Análisis químico cuantitativo.	17
II.3.5. -Representación gráfica de los resultados.	17
II.3.6. -Técnicas de análisis de aguas.	20
II.3.7. -Análisis de agua en el campo.	21
II.3.8. -Cálculo de la resistividad del agua a partir del análisis químico.	22
II.4. -Bióxido de carbono.	24
II.4.1. -CO <sub>2</sub> seco.	25
II.4.2. -CO <sub>2</sub> húmedo.	25
II.5. -Oxígeno.	28
II.6. -Acido sulfhídrico.	33
II.6.1. -Daño por hidrógeno.	35
II.6.2. -Diagrama de fases del H <sub>2</sub> S a altas presiones.	37

	Pagina.
II.6.3.-Análisis del comportamiento de corrosión y fracturamiento de aceros en salmueras saturadas con $H_2S$ líquido.	40
II.7.-Efecto de salmueras.	44
II.8.-Bacterias.	46
II.8.1.-Corrosión anaeróbica.	46
II.8.2.-Corrosión aeróbica.	49
II.8.3.-Bacterias en fluidos de control.	50
II.9.-Presiones parciales.	54
II.10.-Efecto del pH.	57
II.11.-Temperatura.	57
II.12.-Tiempo de exposición.	58
 III. - METALURGIA.	 59
III.1.-Introducción.	59
III.2.-Diagrama de equilibrio hierro-carbono.	59
III.3.-Estructura cristalina del hierro.	62
III.4.-Efecto del carbono.	65
III.5.-Estructura cristalina de aleaciones Fe-C.	67
III.6.-Temperaturas críticas.	70
III.7.-Elementos aleantes y su efecto.	72
III.8.-Transformación isotérmica de la austenita.	83
III.9.-Formación de la perlita.	97
III.10.-Formación de la bainita.	87
III.11.-La transformación martensítica.	88
III.12.-Tamaño del grano.	98
III.12.1.-Factores que influyen en el tamaño de grano	99
III.12.2.-El tamaño del grano y la microestructura.	101
III.12.3.-Efecto del tamaño de grano sobre las propiedades.	103
III.13.-Dureza y endurecimiento.	103
III.13.1.-Efecto del carbono.	104
III.13.2.-Ensayo de dureza.	108



	Pagina.
III.14.-Tratamientos térmicos.	114
III.14.1.-Templado.	115
III.14.2.-Revenido.	117
III.14.3.-Recocido.	118
III.14.4.-Normalizado.	119
III.14.5.-Esferoidización.	120
III.14.6.-Recristalización por recocido.	121
III.14.7.-Relevado de esfuerzos.	121
III.14.8.-Martempering.	125
III.14.9.-Austempering.	125
III.14.10.-Trabajo en frío.	128
III.14.11.-Trabajo en caliente.	130
IV. - INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA Y LOS ESFUERZOS EN LA CORROSION BAJO TENSION	131
IV.1.-Introducción.	131
IV.2.-Imperfecciones cristalinas.	131
IV.3.-Dislocación, deformación plástica de los metales.	138
IV.4.-Efecto de la temperatura sobre la resistencia.	140
IV.4.1.-Estiramiento a temperaturas elevadas.	140
IV.4.2.-Fragilización a bajas temperaturas.	143
IV.4.3.-Temperatura de transición de impacto.	148
IV.5.-Efecto del tamaño de grano en la resistencia.	148
IV.5.1.-Limite de grano, resistencia y Temperatura.	151
IV.6.-Esfuerzos.	156
IV.6.1.-Esfuerzos nominales.	156
IV.6.2.-Combinación de esfuerzos.	158
IV.6.3.-Mecanismo de fractura.	158
IV.7.-Microfracturas.	160
IV.7.1.-Factores que afectan a las microfracturas.	160

	Pagina.
IV.7.2.-Efecto de las microfracturas sobre las propiedades del material.	162
IV.8.-Fatiga.	165
IV.9.-Relación entre dislocaciones y corrosión bajo tensión.	167
V.- CRITERIOS DE DISEÑO.	169
V.1.-Introducción.	169
V.2.-Hacia un diseño apropiado.	170
V.3.-Procedimiento de diseño.	177
V.4.-Condiciones de producción.	180
V.4.1.-Comportamiento de flujo del yacimiento al pozo.	189
V.4.2.-Factor de daño.	196
V.4.3.-Correlaciones de flujo multifásico.	197
V.4.4.-Remoción de líquidos en pozos de gas.	200
V.5.-Consideraciones de diseño de tuberías por esfuerzos y movimientos.	202
V.5.1.-Condiciones de carga críticas.	203
V.5.2.-Consideraciones de diseño.	204
V.5.3.-Esfuerzo de flexión.	207
V.5.4.-Operando bajo tensión o compresión.	207
V.5.5.-Pruebas de presión.	208
V.5.6.-Factores de seguridad.	211
V.5.7.-Fuerzas y movimientos en tuberías y empacadores.	212
V.6.-Criterios de selección para las juntas de tuberías para los pozos.	214
V.7.-Cálculo el diámetro interno por efectos erosionales	228
V.8.-Determinación del gradiente térmico en pozos productores.	230
V.8.1.-Descripción del programa.	241
V.9.-Variables ambientales.	242
V.10.-Identificación de la fuente corrosiva.	244

	Pagina.
V.11.-Elementos de análisis.	247
V.12.-Aleaciones disponibles.	248
V.13.-Índice de materiales resistentes a la corrosión.	253
V.14.-Desarrollo de nuevas aleaciones resistentes a la corrosión.	255
V.14.1.-Desarrollo de los grados C-90/95/100.	256
V.14.2.-Desarrollo del grado C-110.	257
V.15.-Selección de conexiones superficiales.	259
 VI.- ESTUDIO DEL CAMPO LUNA.	 266
VI.1.-Localización y aspectos geológicos.	266
VI.2.-Tipo de terminaciones.	269
VI.3.-Análisis de los fluidos producidos.	271
VI.4.-Análisis del agua.	286
VI.5.-Determinación de la fuente corrosiva..	289
VI.6.-Análisis de las presiones parciales.	290
VI.7.-Análisis de las condiciones de producción.	292
VI.8.-Análisis de las cargas de tensión en los aparejos.	293
VI.9.-Determinación del diámetro interno.	295
VI.10.-Gradientes de temperatura en el campo Luna.	296
VI.11.-Comentarios al diseño de aparejos en el Campo Luna.	297
 VII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	 302
 REFERENCIAS.	 308
 APENDICE I (Química).	 313
 APENDICE II (Metalurgia).	 325
 NOMENCLATURA.	 343

## RESUMEN

El presente trabajo, titulado Diseño de Aparejos de Producción por Metalurgia, muestra una serie de criterios para la selección de los grados de tubería apropiados a las condiciones de producción de yacimientos que contienen gases amargos.

En los capítulos dos, tres y cuatro se presenta el planteamiento de algunos principios importantes, que le permitirán al lector entender la dinámica del fenómeno de corrosión y/o fragilización, y la relación de las propiedades de los aceros con su capacidad de resistencia o susceptibilidad al ataque de los fluidos. En el capítulo cinco se exponen las etapas de diseño para los aparejos de producción, no es repetitivo en cuanto al cómo realizar el diseño geométrico, de esfuerzos y de movimientos. Como alternativa sólo se plantean tópicos que en la práctica originan que cada diseñador elabore sus propias consideraciones, lo que propicia un sin número de criterios de diseño que varían de área en área. A estos diseños se une la determinación de la velocidad de erosión y la importancia de una mejor aproximación del perfil del gradiente de temperatura dentro de un pozo, los cuales son criterios determinantes para que la selección de la tubería, cumpla con los requerimientos de funcionalidad exigidos por las condiciones operativas. En el capítulo seis se realiza un análisis de las tuberías instaladas en el campo Luna con el fin de establecer si los grados de las tuberías eran los apropiados, dada la comprobada producción de ácido sulfhídrico, bióxido de carbono y la inminente presencia de agua. Del análisis se concluyó que efectivamente eran los grados adecuados, que no se requiere de la adquisición de tuberías de aleaciones especiales, y que al contrario de los supuestos se debe cuidar el sobrediseño.

Para concluir, se espera que este trabajo, contribuya de alguna manera a la comprensión del problema y le permita al ingeniero petrolero responder a las preguntas que se ha formulado, con respecto al comportamiento observado de los materiales que emplea en el campo.

## I.- INTRODUCCION

La exploración del subsuelo en la búsqueda de yacimientos de hidrocarburos con buen potencial económico, ha requerido de la perforación de pozos cada vez más profundos, donde los ambientes de trabajo, y los requerimientos de capacidad de carga y resistencia a dichas condiciones, por parte de las tuberías, han obligado a desarrollar una tecnología capaz de resolver dichos problemas.

El diseño de aparejos de producción contempla el diseño por esfuerzos, movimientos y optimización de diámetros, pero las nuevas condiciones exigen analizar, evaluar y proponer alternativas para problemas de desprendimiento de tuberías por fragilización y/o corrosión. Conocer el origen del problema, su mecanismo de ataque, la evaluación del daño, las propiedades, reacciones y restricciones del material, precisan incluir otras áreas y disciplinas que se han mantenido al margen.

La predicción de la severidad del ambiente, necesaria para provocar las fallas, es compleja e involucra la evaluación de las condiciones ambientales tales como la presencia o ausencia de agua en estado líquido, concentración de gases amargos o agentes oxidantes, presión y temperatura de escurrimiento, potencial hidrógeno, estado de esfuerzos, tiempo de exposición, y el conocimiento de las características metalúrgicas de las tuberías y accesorios incluyendo la composición química, tratamientos térmicos, resistencias, fabricación y servicios realizados. Todo esto le permitirá al diseñador, seleccionar y exigir el equipo y el material que las condiciones ambientales de trabajo reclaman. Aunado al desarrollo de la tecnología para el control de ambientes amargos, se encuentra la seguridad industrial, no se debe competir contra la naturaleza sin proteger y preservar el principal motivo de nuestra búsqueda: el factor humano.

## II.- CONDICIONES AMBIENTALES.

### II.1. -Introducción.

La corrosión se define como la degradación química (oxidación) de los metales, por la reacción con el medio ambiente. Esto se debe a que forman un sistema termodinámicamente inestable. Aunque la termodinámica indica la posibilidad de una determinada reacción no dice nada acerca de la velocidad a la que va a ocurrir. El hecho de que ciertas velocidades de reacción son lentas es lo que permite utilizar los metales.\*

Los principios de corrosión, la velocidad a la que se deterioran los metales y las formas de control de dichas velocidades, deben de ser entendidas para un diseño, fabricación y selección de materiales apropiados.

La corrosión se ve fuertemente incrementada, debido a que los pozos son cada vez más profundos y desviados, por la presencia de grandes esfuerzos, el empleo de aleaciones de alta resistencia a los esfuerzos y la severidad del medio ambiente.

### II.2. -Corrosión electroquímica.

La destrucción de los metales por corrosión ocurre por: 1) un ataque químico directo a altas temperaturas (260 °C) en ambientes secos, 2) por procesos electroquímicos a bajas temperaturas en ambientes con presencia de agua.

La corrosión ataca a los metales durante las operaciones en pozos petroleros a través de un proceso electroquímico en presencia de electrólitos contenidos en fluidos de perforación, terminación, reparación, fluidos de empaque y de los mismos fluidos de la formación.

Los compuestos que promueven la corrosión en el acero en las operaciones petroleras son el oxígeno, el bióxido de carbono, el ácido sulfhídrico, las salmueras, los ácidos y las bacterias.

Se pueden clasificar los fenómenos de corrosión según el proceso o la forma en que se producen.

\* Referencias al final.

Clasificación  
según  
el  
proceso

Corrosión Química: Aquellos casos en que el metal reacciona con un medio no iónico (oxidación en aire a alta temperatura).

Corrosión Electroquímica: Considerados desde el punto de vista de la participación de iones metálicos, todos los procesos son electroquímicos. Sin embargo, ésta implica un transporte simultáneo de electricidad a través de un electrólito.

Clasificación  
según  
la  
forma

Corrosión Uniforme: El ataque se extiende en forma homogénea sobre toda la superficie metálica y su penetración media es igual en todos sus puntos.

Corrosión por Picadura: El ataque se localiza en puntos aislados de superficies metálicas pasivas, y se propaga hacia el interior del metal, en ocasiones formando túneles microscópicos.

Corrosión Intergranular: Se presenta como una franja estrecha de ataque, que se propaga a lo largo de los límites de los granos.

Corrosión Bajo Esfuerzos: Se presenta cuando un metal está sometido simultáneamente a la acción de un medio corrosivo y a esfuerzos mecánicos de tensión.

La clasificación según el proceso es útil cuando se estudian los mecanismos de ataque, sin embargo, si se quiere evaluar el daño producido por la corrosión, resulta más conveniente la segunda clasificación.

La electroquímica es la base de la teoría generalmente aceptada de la corrosión de los metales. Para que exista corrosión electroquímica deben presentarse los siguientes elementos y condiciones:

- 1) La presencia de un potencial eléctrico que permita el intercambio continuo de iones metálicos entre la fase metálica y acuosa.
- 2) La presencia de un ánodo y un cátodo para mantener las reacciones simultáneas de oxidación y reducción en la interfase metal-líquido.
- 3) Un electrólito a través del cual se lleve a cabo el flujo de iones negativos y positivos.
- 4) Un conductor externo entre el ánodo y el cátodo que cierre el circuito.

Las condiciones que promueven la corrosión son?

- 1) Diferencia de energía en forma de gradiente de esfuerzos o reacciones químicas a través de la superficie del metal en contacto con una solución corrosiva.
- 2) Diferentes concentraciones de sales u otros iones corrosivos en el electrólito.
- 3) Diferencia en la cantidad de depósitos, ya sean sólidos o líquidos sobre la superficie metálica.
- 4) Los gradientes de temperatura sobre la superficie metálica en contacto con una solución corrosiva.
- 5) Diferencias composicionales en los metales.
- 6) Diferentes grados de aeración del metal.
- 7) Corrientes parásitas del subsuelo.

El proceso electroquímico se lleva a cabo en un medio ambiente con agua, aire y entre la interfase de ambos. Cualquier material colocado en una fase acuosa iniciara un proceso de dislocación. Si se emplean dos metales diferentes tales como el zinc y el cobre, si ambos se colocan en agua y se une a los metales en su parte externa



al electrolito, se creará una condición de corrosión, similar a la figura 1. Esto es, ésta sencilla celda galvánica muestra un tipo particular de corrosión que se presenta cuando dos metales diferentes son expuestos a un electrolito y son físicamente conectados exteriormente, derivandose así su nombre de corrosión galvánica<sup>3</sup>.

Los átomos de zinc en contacto al perder electrones, entran al agua como iones de zinc cargados positivamente. Los electrones liberados por la ionización de los átomos del zinc viajarán a través del cable desde el ánodo de zinc hacia el cátodo de cobre, pero nunca lo alcanzarán debido a la reacción química que se está efectuando con el electrolito. En este proceso los átomos de agua son también ionizados, los átomos de hidrógeno en el agua ( $H_2O$ ) se convierten en iones de hidrógeno cargados positivamente al ceder electrones y en iones hidróxilos cargados negativamente, al ganar electrones.

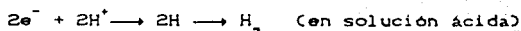
Los iones de hidrógeno positivos buscan obtener sus electrones perdidos y los toman del cátodo de cobre que ahora tiene en abundancia electrones que liberaron los átomos de zinc cuando fueron ionizados. Así, el ión hidrógeno se convierte en molécula de hidrógeno una vez que alcanza el balance. Los iones hidróxilos negativos comparten su exceso de electrones con los iones de zinc y también alcanzan un balance.

Si no sucede nada más en el sistema, los átomos de hidrógeno se agrupan en el cátodo de cobre en forma de gas (polarización), formando un buen escudo entre éste y el electrolito, pero el oxígeno vuelve a reaccionar y se enlaza con los átomos de hidrógeno para formar agua una vez más.

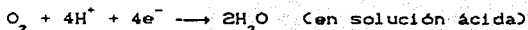
Esta acción expone al cátodo al electrolito, reestableciendo el circuito eléctrico y permitiendo que el proceso de corrosión continúe.

Las reacciones electroquímicas que ocurren simultáneamente en las áreas catódicas y anódicas de los metales, provocando problemas de corrosión son:

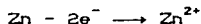
1) En el cátodo, el ión hidrógeno  $H^+$  desplaza electrones de la superficie catódica, para formar el gas hidrógeno  $H_2$ :



Si existe oxígeno, los electrones son removidos del metal, por la reducción del oxígeno:



2) En el ánodo, un ión metal (ejemplo  $Zn^{2+}$ ) es liberado de su posición estructural por la pérdida de electrones y pasa a la solución como un ión soluble, o reacciona con otro componente del medio para formar sales.

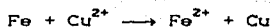


Los átomos de los metales son arreglos de estructuras de enrejados simétricos. Estos se pueden considerar como partículas que se sujetan unas con otras por sus electrones. Si un potencial eléctrico se aplica al sistema éstos electrones estarán en constante movimiento a través de la estructura enrejada del metal. Si los electrones son desprendidos de sus órbitas, el catión resultante no se mantendrá en la estructura cristalina del metal, entonces la solución electrolítica penetrará a la estructura. La corrosión electroquímica es simplemente el proceso de liberación de éstos cationes de la estructura del metal, debida a la remoción de los electrones.

Resumiendo, la oxidación tiene lugar cuando una substancia pierde o comparte sus electrones. Y por otro lado, ocurre una reducción cuando existe una ganancia de electrones. Una substancia que proporciona electrones a algo se llama agente reductor, mientras que la substancia que gana electrones es el agente oxidante. Así,

los electrones son siempre transferidos del agente reductor hacia el agente oxidante.

En el siguiente ejemplo, dos electrones son transferidos del hierro metálico al ión de cobre:



En la tabla 1 se presenta la serie de potenciales de electrodo estandar en solución acuosa a 25°C y sus iones con una actividad de uno.

Un valor positivo para un potencial de electrodo significa que el electrodo tiene una tendencia relativamente fuerte a ganar electrones.

Al presentarse dos electrodos con signos de potencial diferente, uno positivo y otro negativo, el electrodo de potencial positivo actuará como agente oxidante. Al existir dos electrodos, ambos con signos de potencial negativo, el electrodo menos negativo siempre actúa como agente oxidante.

Se ha dicho que la corrosión electroquímica ocurre cuando existen:

- 1) un potencial eléctrico, 2) un ánodo y un cátodo, 3) un electrólito y 4) una conexión externa. La corrosión cesará si se elimina cualquiera de éstos componentes, éste es el principio de reducción de la corrosión.

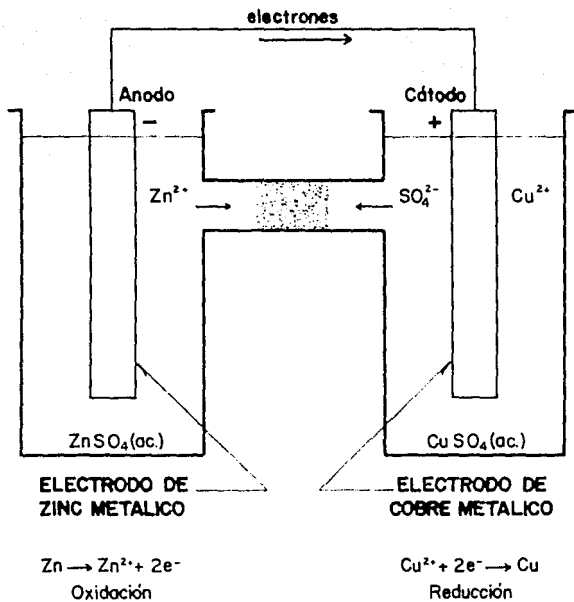


Figura No. 1

REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA  
CELDA GALVANICA

Tabla 1.- Potenciales de electrodo estandar en soluciones acuosas a 25 °C.<sup>4</sup>

Partes del electrodo.	Reacción en el electrodo	Potencial E° voltios
Li, Li <sup>+</sup>	Li <sup>+</sup> + e <sup>-</sup> ↔ Li	-2.9595
K, K <sup>+</sup>	K <sup>+</sup> + e <sup>-</sup> ↔ K	-2.9241
Ca, Ca <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Ca	-2.76
Mg, Mg <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Mg	-2.375
Al, Al <sup>3+</sup>	Al <sup>3+</sup> + 3e <sup>-</sup> ↔ Al	-1.67
Zn, Zn <sup>2+</sup>	Zn <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Zn	-0.7628
Cr, Cr <sup>3+</sup>	Cr <sup>3+</sup> + 3e <sup>-</sup> ↔ Cr	-0.74
Fe, Fe <sup>2+</sup>	Fe <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Fe	-0.441
Cd, Cd <sup>2+</sup>	Cd <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Cd	-0.4024
Ni, Ni <sup>2+</sup>	Ni <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Ni	-0.23
Sn, Sn <sup>2+</sup>	Sn <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Sn	-0.1406
Pb, Pb <sup>2+</sup>	Pb <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Pb	-0.1263
H <sub>2</sub> , Pt, H <sup>+</sup>	2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ H <sub>2</sub>	0.0000
Cu, Cu <sup>2+</sup>	Cu <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Cu	+0.3480
I <sub>2</sub> (c), Pt, I <sup>-</sup>	I <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup> ↔ 2I <sup>-</sup>	+0.5356
Pt, Fe <sup>2+</sup> , Fe <sup>3+</sup>	Fe <sup>3+</sup> + e <sup>-</sup> ↔ Fe <sup>2+</sup>	+0.7701
Ag, Ag <sup>+</sup>	Ag <sup>+</sup> + e <sup>-</sup> ↔ Ag	+0.7996
Hg, Hg <sup>2+</sup>	Hg <sup>2+</sup> + 2e <sup>-</sup> ↔ Hg	+0.852
Pt, Br <sub>2</sub> (l), Br <sup>-</sup>	Br <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup> ↔ 2Br <sup>-</sup>	+1.0650
Pt, Cl <sub>2</sub> (g), Cl <sup>-</sup>	Cl <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup> ↔ 2Cl <sup>-</sup>	+1.3583
Pt, MnO <sub>4</sub> <sup>-</sup> , Mn <sup>2+</sup>	MnO <sub>4</sub> <sup>-</sup> + 8H <sup>+</sup> + 5e <sup>-</sup> ↔ Mn <sup>2+</sup> + 4H <sub>2</sub> O	+1.50
Pt, F <sub>2</sub> (g), F <sup>-</sup>	F <sub>2</sub> + 2e <sup>-</sup> ↔ 2F <sup>-</sup>	+2.85

\* Pt: Se emplea un electrodo inerte de platino (Pt) para poder concentrar al elemento que se encuentra en estado gaseoso o líquido.

### II.3.-Efecto del agua en el proceso de corrosión.<sup>20,22</sup>

El agua es esencial para que ocurra el fenómeno de corrosión a bajas temperaturas. El agua pura sin contener sustancias disueltas tiene un efecto corrosivo muy ligero sobre el fierro. Conteniendo impurezas o sustancias disueltas puede ser corrosiva o no serlo, dependiendo de la naturaleza de las sustancias.

Por ejemplo, cromatos y fosfatos se agregan al agua con propósitos de inhibición o reducción de la corrosión. Por otro lado, sustancias como el cloruro de sodio, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono y oxígeno incrementan la corrosividad del agua. El agua de los campos petroleros generalmente contiene más de una de éstas sustancias.

Las impurezas no son todos los factores que afectan a la corrosividad del agua de los campos. La temperatura y la velocidad de flujo son otros factores importantes. Es raro encontrar problemas de corrosión donde sólo uno de éstos factores esté presente. Generalmente el problema es muy complejo debido a la cantidad de factores que interactúan entre sí.<sup>5</sup>

El agua es a menudo llamada el solvente universal por que tiene el poder de disolver prácticamente todas las sustancias inorgánicas. En su estado puro tiene las siguientes propiedades:

Peso molecular 18

Densidad a 20 °C 1 gr/cc

Punto de fusión 0°C

Punto de ebullición 100°C

Tanto las aguas producidas del subsuelo como las superficiales tienen una considerable cantidad de impurezas. Esta ha estado en contacto con el suelo y las formaciones rocosas y ha disuelto exitosamente ciertos componentes. Además, contiene algunos sólidos en suspensión y gases disueltos. El agua también tratará de disolver al metal y además algunas colonias de microorganismos se reproducen rápidamente. Conforme las condiciones de presión y temperatura cambian, varios de los compuestos disueltos se pueden convertir en sustancias insolubles, precipitándose del agua y

formando incrustaciones.

Uno de los primeros factores de interés en el agua es muestrearla y determinar su composición. Este es el principal medio para detectar problemas presentes o potenciales. Sin embargo, la muestra de agua debe ser representativa del agua de interés, de lo contrario el análisis inducirá a incurrir en falsas conclusiones. La importancia de buenas prácticas de muestreo no debe ser subestimada.

#### II.3.1.-Análisis cuantitativo del agua producida.

El análisis del agua es comunmente realizado en el laboratorio, donde se pueden efectuar mediciones extremadamente exactas. Sin embargo, varias propiedades del agua pueden cambiar inmediatamente después de la toma de la muestra. Dichas propiedades son el pH, temperatura, contenido de gases disueltos, sólidos en suspensión y las colonias de bacterias. Esto significa que muchas de las propiedades que son de gran interés para su interpretación sólo pueden ser exactamente determinadas haciendo las mediciones en el lugar de muestreo. Por tanto, un buen análisis de cualquier agua generalmente involucra tanto un análisis de campo como uno de laboratorio.

#### II.3.2.-Constituyentes primarios y sus propiedades.

Son de primordial interés en el análisis del agua aquellos iones y propiedades físicas que son importantes desde el punto de vista de corrosión. En la tabla 2 se presentan las más importantes.

Tabla 2.- Constituyentes Primarios y Propiedades del Agua  
Producida. 20

Cationes	Aniones	Otras Propiedades
Calcio	Cloruros	pH
Magnesio	Carbonatos	Sólidos suspendidos
Sodio	Bicarbonatos	(cantidad, tamaño,
Hierro	Sulfatos	forma, composición -
Bario		química)
Estroncio		Turbidez
		Temperatura
		Gravedad específica
		Oxígeno disuelto
		Bióxido de carbono disuelto
		Sulfhídrico disuelto
		Bacterias
		Contenido de aceite
		Resistividad

Además se calcula el total de sólidos disueltos, el cual es simplemente la suma de las concentraciones de los iones presentes.

### II.3.3.-Significado de los constituyentes y propiedades.

#### Cationes.

**Calcio.** El ión calcio es uno de los principales constituyentes de las salmueras producidas y puede llegar a valores tan altos como 30000 mg/l aunque ésta concentración se considera normalmente baja. El ión calcio es de gran importancia por que se combina fácilmente con iones de carbonato o sulfato y se precipitan para formar sólidos en suspensión o incrustaciones muy adherentes.

**Magnesio.** Los iones de magnesio se encuentran presentes en concentraciones mucho menores que los iones de calcio. Sin embargo, representa el mismo problema.

**Sodio.** El ión sodio es otro constituyente muy importante de las aguas, pero generalmente no causa problemas, con la excepción de que se precipita como NaCl en salmueras extremadamente saladas.



**Fierro.** El contenido natural de fierro de las aguas de formación es normalmente muy bajo y su presencia es generalmente indicadora de corrosión. Puede estar presente en las soluciones como ión férrico ( $Fe^{++}$ ) o ferroso ( $Fe^{+++}$ ) y puede estar en suspensión como un componente precipitado de fierro. Los contadores de fierro son frecuentemente empleados para detectar y monitorear problemas de corrosión.

**Bario.** El bario también es de gran importancia por su habilidad para combinarse con iones sulfato para formar sulfato de bario, el cual es extremadamente inestable.

**Estroncio.** Como el bario y el calcio, el ión de estroncio se puede combinar con el ión sulfato para formar sulfato de estroncio insoluble.

**Aniones.**

**Cloruros.** El ión cloruro es casi siempre el principal anión en las salmueras producidas. La fuente principal de cloruros es el compuesto  $NaCl$ , así que la concentración del ión cloruro se emplea para medir la salinidad del agua.

El principal problema con este ión es que la corrosividad del agua se incrementa conforme se vuelve salada. También, el ión de cloruro permite identificar a las aguas.

**Carbonatos y Bicarbonatos.** La importancia de estos iones reside en su capacidad para formar incrustaciones insolubles.

**Sulfato.** El ión sulfato representa un serio problema debido a su habilidad para reaccionar con el calcio, bario o estroncio para formar incrustaciones insolubles. también sirve como alimento para las bacterias sulfato reductoras.

**Otras propiedades.**

**Potencial hidrógeno pH.** El pH es importante por varias razones. La solubilidad de una gran variedad de incrustaciones depende del pH. A mayor pH, se incrementa la tendencia para formar incrustaciones,

y viceversa. La mayoría de las aguas que se producen en los campos petroleros tienen un pH entre 4 y 8.

Tanto el  $H_2S$  como el  $CO_2$  son gases ácidos, tienden a disminuir el pH conforme se disuelven en el agua. Debido a que se ionizan cuando se disuelven, el pH ayuda a determinar el grado de ionización. Esto es importante para predecir su efecto sobre la corrosión y los sólidos en suspensión.

Sólidos en suspensión. La cantidad de sólidos que pueden ser filtrados de un volumen de agua dado, empleando un filtro membrana es la base para estimar la tendencia de taponamiento del agua. Comúnmente se emplea un espacio de poro del filtro de 0.45  $\mu$ .

Distribución del tamaño de partícula. Es posible determinar la distribución del tamaño de partícula de los sólidos suspendidos en una muestra de agua a través de varias técnicas.

Forma de la partícula. Estimar la forma de la partícula con la ayuda de un microscopio electrónico permite determinar las necesidades de filtración.

Composición química de los sólidos suspendidos. Es importante determinar la composición química de los sólidos suspendidos. Esto permite conocer su origen (productos de corrosión, incrustaciones, arena de formación, etc.), y por tanto, definir la probable causa y solución.

Turbidez. La turbidez simplemente significa que el agua no es clara y que contiene material insoluble tal como sólidos suspendidos, aceite disperso o burbujas de gas.

Temperatura. La temperatura del agua afecta la tendencia para formar incrustaciones, el pH y la solubilidad de los gases en el agua. La gravedad específica también está en función de ella.

Gravedad específica. Se define como el cociente de la densidad de la muestra de agua y la densidad del agua pura. La densidad es

simplemente un peso por unidad de volumen. Una gravedad específica mayor a 1 gr/cc significa que la muestra es más densa. La magnitud de la gravedad específica es un indicador directo de la cantidad total de sólidos disueltos en el agua. Por tanto, la determinación de la gravedad específica permite estimar rápidamente la cantidad relativa de sólidos disueltos en el agua. En la figura 2 se presenta una gráfica del total de sólidos disueltos como una función de la gravedad específica.

La gravedad específica también permite verificar la exactitud de los análisis de agua de laboratorio. Si la cantidad de sólidos disueltos calculados del análisis de laboratorio varía drásticamente con la cantidad estimada de la correlación anterior, entonces existe la posibilidad de un error en el análisis.

Oxígeno Disuelto. El oxígeno disuelto contribuye significativamente a la corrosividad del agua. También, se encuentra fierro disuelto en el agua, con lo cual la entrada de oxígeno puede provocar la precipitación de óxido de fierro insoluble.

Bióxido de carbono disuelto. El bióxido de carbono disuelto influye en el pH, la corrosividad y la tendencia a formar incrustaciones en el agua.

Acido sulfhídrico. La presencia de  $H_2S$  en el agua incrementa la corrosividad. Se puede presentar naturalmente o puede ser generado por bacterias sulfato reductoras.

Bacterias. La presencia de bacterias sulfato reductoras provoca la corrosión de las instalaciones.

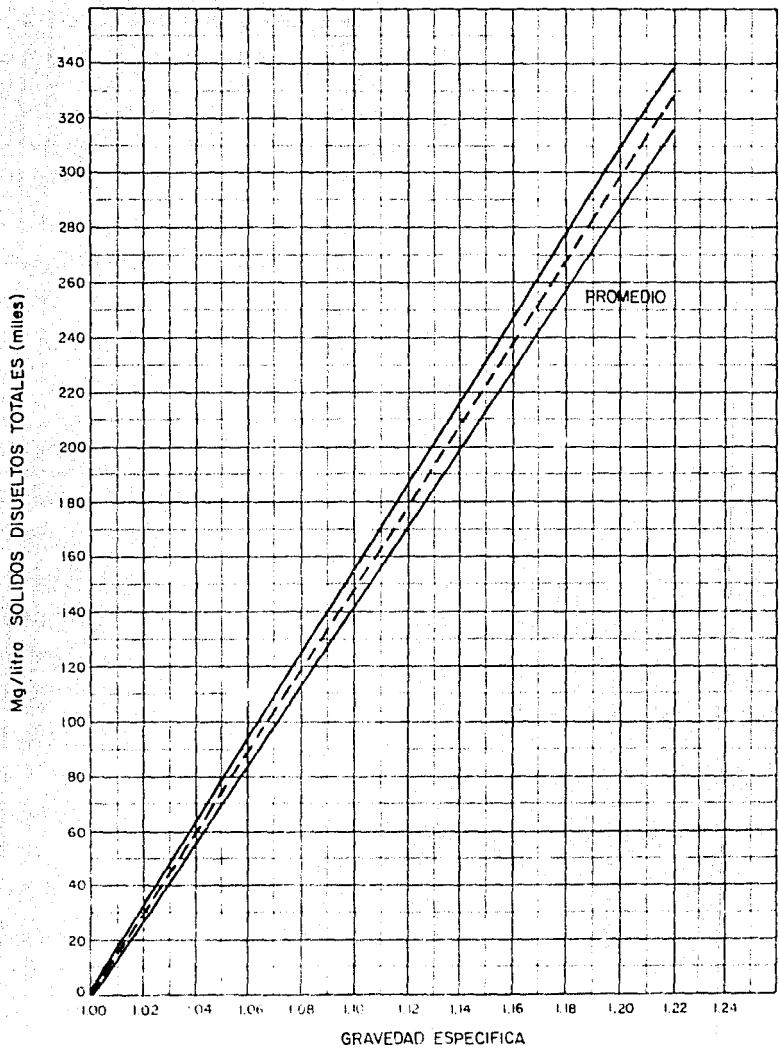


Figura No. 2  
 GRAVEDAD ESPECIFICA vs. SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES<sup>20</sup>

#### II.3.4.-Análisis químico cuantitativo.

El análisis cuantitativo es simplemente la determinación de cuanto de cada constituyente está presente en la muestra.

##### Expresión de Resultados.

La concentración de las diferentes especies en el agua se pueden reportar de varias maneras.

Los resultados de las titulaciones se deben reportar en mg/lit del ión determinado.

Algunos laboratorios reportan los resultados en miligramos equivalentes por litro (meq/lit).

$$\text{meq/lit} = \text{mg/lit} \div \text{peso equivalente}^*$$

A menudo reportan granos por galón, entonces:

$$\text{gr/gal} = \text{mg/lit} \div 17.1$$

#### II.3.5.-Representación gráfica de los resultados (Patrones de agua)<sup>24</sup>

Los análisis de agua a menudo se expresan gráficamente. El diagrama o patrón que se obtiene al graficar los resultados del análisis remarca aspectos importantes del análisis que pudieran perderse si sólo se lee el reporte. Los patrones permiten comparar fácilmente semejanzas o diferencias de dos o más análisis.

Existen diferentes tipos de diagramas. Sin embargo, el método de Stiff ha sido adoptado por el API y es probablemente el método de campo universalmente empleado. A menudo se emplea una gráfica logarítmica en unidades de meq/lit de los iones, también se emplea una gráfica lineal.

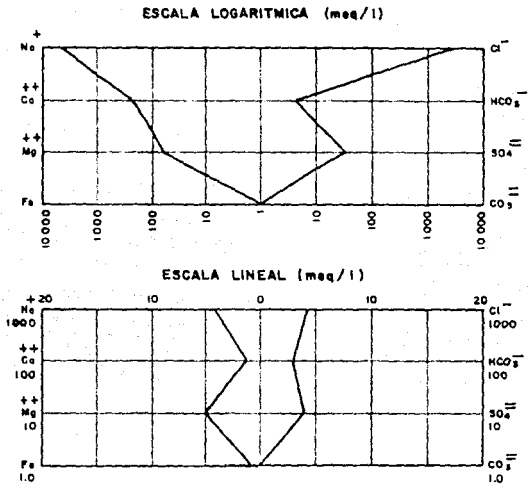
Las concentraciones de  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{Fe}$  (total),  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{--}$  y  $\text{CO}_3^{--}$  se grafican como lo muestra el siguiente ejemplo.

\* Concepto desarrollado en el apéndice 4.

Análisis químico de un agua. <sup>20</sup>

ION	mg/l	meq/l
<b>Cationes</b>		
Na <sup>+</sup>	93230	4053
Ca <sup>++</sup>	5173	258
Mg <sup>++</sup>	620	51
Fenolal)	12	0.8
<b>Aniones</b>		
Cl <sup>-</sup>	153175	4320
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	195	3
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	1910	40
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	0	0

Las concentraciones de cationes se grafican a la izquierda de la línea central, mientras que las concentraciones de aniones a la derecha.



**Figura No. 3**  
**REPRESENTACION GRAFICA DEL ANALISIS DE AGUA**  
**(METODO DE STIFF).<sup>20</sup>**

### II.3.6. -Técnicas de Análisis de Agua

El tipo de técnicas normalmente empleadas para analizar una muestra de agua se resumen en la tabla 3.

Tabla 3. - Resumen de métodos de análisis.<sup>20</sup>

Determinación	Método
Calcio	Titulación
Magnesio	Titulación
Hierro	Titulación o colorimétrico
Bario y Estroncio	Absorción Atómica
Sodio	Gravimétrico, calculo
Cloruros	Titulación
Carbonatos	Titulación
Bicarbonatos	Titulación
Sulfatos	Turbidimétrico, Gravimétrico
pH	Potenciómetro, colorimétrico, papel pH
Sólidos suspendidos	*
Concentración	Gravimétrico
Tamaño y distribución de partículas	Contador Coulter, microscopio
Forma de la partícula	Microscopio electrónico
Composición	Varios análisis
Turbidez	Turbidímetro
Temperatura	Termómetro
Gravedad específica	Hidrómetro
Oxígeno disuelto	Titulación, colorimétrico
Bióxido de carbono	Titulación
Sulfuros totales	Titulación, colorimétrico
Aceite en agua	Espectroscopia, gravimétrico
Resistividad	Resistivímetro, cálculo

\* La concentración de los sólidos suspendidos en el agua se determina haciendo pasar una cantidad conocida de agua a través de un filtro membrana, se obtiene el peso de los sólidos recolectados en el filtro. El peso dividido por el volumen de agua da la concentración en mg/l.



### II.3.7.-Análisis de agua en el campo.

Como se estableció previamente, ciertas propiedades del agua cambiarán muy rápido después del muestreo. Para asegurar una exactitud máxima se deben medir en el campo las siguientes propiedades.

- pH
- Carbonatos
- Oxígeno disuelto
- Bióxido de carbono disuelto
- Acido sulfhídrico disuelto
- Temperatura
- Concentración de sólidos en suspensión
- Distribución del tamaño de partícula
- Turbidez
- Bacterias

Ciertas propiedades pueden empezar a cambiar en minutos, otras estarán estables por varias horas y algunas mas serán estables indefinidamente.

Por ejemplo, el pH y los gases disueltos contenidos en el agua producida empezarán a cambiar inmediatamente después de que la muestra se toma. Esto resulta debido a que los gases disueltos se comienzan a escapar inmediatamente después de que la muestra se separa del sistema debido a la reducción de la presión hasta la atmosférica.

A medida que el  $H_2S$  y/o el  $CO_2$  se escapan de la muestra, el pH se incrementa. Los componentes de fierro se comienzan a precipitar de la solución debido al incremento del pH y/o la entrada de oxígeno a la muestra, y así ocurre con más propiedades del agua. Por lo que si la muestra se transporta al laboratorio y se analiza después de varios días, el análisis proporcionará una imagen distorsionada del agua que realmente existe en el sistema analizado.

### II.3.8. -Cálculo de la resistividad del agua a partir del análisis químico.<sup>17</sup>

Se presenta un método para calcular las resistividades del agua de formación, en éste, los iones reportados en el análisis químico se convierten en una cantidad equivalente de cloruro de sodio. La suma de todos los contribuyentes para el NaCl se utiliza junto con la gráfica de concentración de NaCl contra la resistividad, para obtener la resistividad de la solución.

Los factores de conversión empleados, aparecen en la tabla 4 y la gráfica de resistividad contra la saturación de NaCl en la figura 4.<sup>17</sup>

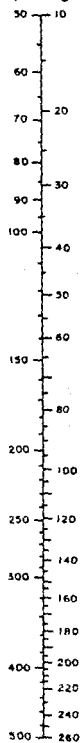
Tabla 4. - Factores de conversión para calcular la resistividad del agua.<sup>17</sup>

Na ppm	$\times 1.00 = N_1$	equivalente en ppm de NaCl
Ca ppm	$\times 0.95 = N_2$	equivalente en ppm de NaCl
Mg ppm	$\times 2.00 = N_3$	equivalente en ppm de NaCl
Cl ppm	$\times 1.00 = N_4$	equivalente en ppm de NaCl
SO <sub>4</sub> ppm	$\times 0.50 = N_5$	equivalente en ppm de NaCl
HCO <sub>3</sub> ppm	$\times 0.27 = N_6$	equivalente en ppm de NaCl
CO <sub>3</sub> ppm	$\times 1.28 = N_7$	equivalente en ppm de NaCl
	$\Sigma N_i$	= equivalente total en ppm de NaCl.

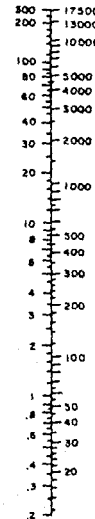
Los factores de conversión para los iones se obtuvieron midiendo las resistividades de un determinado número de soluciones simples, las cuales solo contenían dos tipos de iones, uno de los cuales siempre fué Na<sup>+</sup> o Cl<sup>-</sup>. Aunque para las soluciones diluidas de la mayoría de los iones el factor de conversión no depende significativamente de la concentración, el factor de 0.5 para el sulfato es regularmente la media determinada de tres soluciones de Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> empleando concentraciones de SO<sub>4</sub><sup>=</sup> de 870, 2030 y 3030 ppm. El factor de conversión para la resistividad encontrado para estas cantidades fué 0.553, 0.532 y 0.412 respectivamente, por lo que se recomienda emplear un factor de 0.5.

Temperatura

°F °C



Concentración  
g/kg - gr/gal  
o @ 24°C  
ppm(x 1000) o 75°F



R

Ω-m

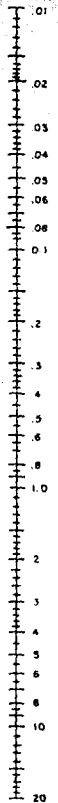


Figura No. 4

NOMOGRAMA DE RESISTIVIDAD PARA SOLUCIONES DE NaCl<sup>67</sup>

#### II.4. -Bióxido de carbono.<sup>5</sup>

Hay al menos tres fuentes de bióxido de carbono en una formación productora de aceite y gas. La primera se atribuye a la descomposición termocatalítica de la materia orgánica en grupos que contienen oxígeno. Generalmente, decarboxidación de grupos COOH en estructuras orgánicas, lo cual ocurre en la etapa diagenética de la evolución geológica, dejando primero un subproducto del bióxido de carbono. El gas en esta forma puede ser utilizado por microbios, o disolverse como HCO, CO, -OCH. La segunda fuente se atribuye a la reacción del metano y el agua a altas temperaturas para producir CO<sub>2</sub>. La última fuente se encuentra en la descomposición térmica de los carbonatos cercanos a núcleos ígneos con temperaturas de 200 °F o mayores.<sup>18</sup>

El bióxido de carbono es un gas incoloro con ligero olor y sabor ácido. El óxido de carbono es más estable a temperatura ambiente y se disuelve fácilmente en agua a presiones y temperaturas estándar para dar una solución de 0.04 de porcentaje molar en la cual el ácido carbónico es ligeramente ionizado. El bióxido de carbono por sí mismo no es corrosivo.

Quizas es el segundo gas más común que disuelto en el agua contribuye a la corrosión, ésta se caracteriza por presentar una superficie limpia, delgada y uniforme. Bajo ciertas condiciones, la corrosión por CO<sub>2</sub> puede no ser uniforme debido a una distribución irregular de gotas de agua condensada.

La corrosión por CO<sub>2</sub> es muy común en áreas donde se forma agua condensada en atmósferas con gas, esta situación se da en el aparejo de producción de los pozos.

El agua condensada está generalmente libre de minerales, y el CO<sub>2</sub> disuelto en ésta actúa sin ninguna interferencia de precipitaciones de carbonato de calcio, o alguna otra incrustación que pudiera proteger a la tubería.

Cuando el CO<sub>2</sub> está disuelto en agua, actúa como un ácido, así que la acidez de la solución y los ritmos de corrosión se incrementan conforme se incrementa la presión parcial de CO<sub>2</sub>.

Así mismo, el CO<sub>2</sub> no es tan corrosivo como el oxígeno disuelto. A 60 °C una solución con 4 ml de oxígeno disuelto es siete veces más

corrosiva que una solución que contiene el mismo volumen de  $\text{CO}_2$  disuelto. Si el agua contiene ambos, es más corrosiva al acero que si tuviera la concentración de alguno de los dos gases, ver figura 5.7

El bióxido de carbono se encuentra en los pozos a concentraciones que varían de unas trazas hasta más del 50%.

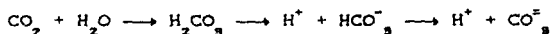
A temperaturas moderadas, no es corrosivo al acero si se encuentra seco. Sin embargo, en presencia de humedad o humedades relativas del 50 al 70% se vuelve muy corrosivo.

#### II.4.1. $\text{CO}_2$ seco.

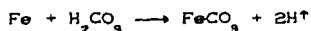
El  $\text{CO}_2$  seco (humedad relativa menor al 50%), no ataca al acero a temperatura ambiente. El uso de acero carbono en  $\text{CO}_2$  seco se limita a temperaturas menores a 750 °F, ésta temperatura es el límite superior para su empleo en aceros de este tipo. Debido a los rangos de temperatura a los cuales el  $\text{CO}_2$  seco comienza a ser un problema para los aceros, éste daño no ocurre en los pozos petroleros, el problema se agudiza cuando se presentan condiciones de humedad que aceleran los ritmos de corrosión.

#### II.4.2. $\text{CO}_2$ húmedo.

El  $\text{CO}_2$  es altamente soluble en agua y reacciona con ella para formar un ácido débil ionizado.



Es bien sabido que los ritmos de corrosión del hierro se incrementan conforme el pH del medio decrece (se vuelve más ácido). Los productos finales de la reacción entre el hierro y el sistema agua-bióxido de carbono a temperatura ambiente son:



El carbonato de hierro ( $\text{FeCO}_3$ ) no forma una película protectora por lo cual, la corrosión no se detiene. Frecuentemente, capas de  $\text{FeCO}_3$

Tabla 5. - Corrosión a bajas presiones parciales de CO<sub>2</sub>.<sup>18</sup>

Línea	Ppco <sub>2</sub> psia	Penetración	Tpo. años
línea recolección 12"	11	somera	7
línea recolección 6"	8	somera	3½
transmisión 16"	4 a 5	200 milésimas pg.	16
transmisión 8"	4	circunferencial	12
absorvedor CO <sub>2</sub>	8.4	350 milésimas pg.	8
absorvedor CO <sub>2</sub>	8.4	>300 milésimas pg.	5

Observe que a presiones parciales tan bajas como 4 psia han producido ataques de corrosión de 200 milésimas de pulgada en 16 años.

Tabla 6. - Efecto del CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> en agua destilada en los ritmos de corrosión sobre un acero al 0.15% C<sup>7</sup>.

(Ml/lit)		Ritmo de Corrosión (mpy)	
CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	60° C	90° C
5	8	-	14
10	0	8	22
20	1	14	-
0	4	-	16
0	1	28	-
5	1	-	35
10	4	-	47
10	4	38	-
20	-	45	-

\* 10 ml. CO<sub>2</sub>/lt. H<sub>2</sub>O representa una presión parcial de CO<sub>2</sub> de aproximadamente 0.1 psia.

(mpy): milésimas de pulgada por año.

Observe que los ritmos de corrosión sobre el acero se incrementan al incrementarse la temperatura y la presión parcial del CO<sub>2</sub>.

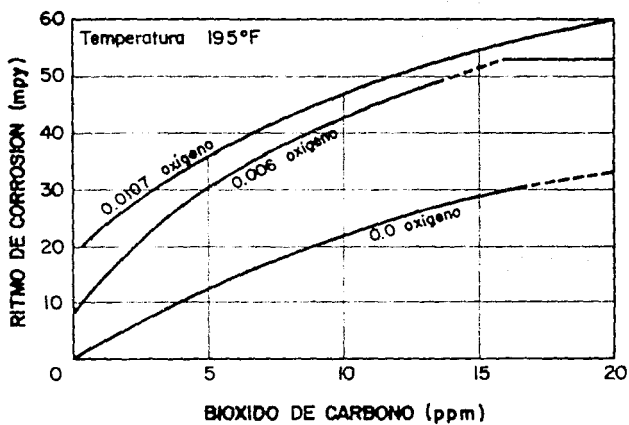


Figura No. 5

VARIACION DEL RITMO DE CORROSION A DIFERENTES CONCENTRACIONES DE  $\text{CO}_2$  Y  $\text{O}_2$ .<sup>7</sup>

## II.5. Oxígeno<sup>5</sup>

Quizás el elemento más corrosivo en la industria petrolera es el oxígeno disuelto en agua.

A temperatura ambiente en aguas neutras, se requiere de oxígeno disuelto para que se presenten altas velocidades de corrosión. Aún en salmueras de alta salinidad a 302° F, la velocidad de corrosión es baja una vez que el oxígeno ha sido removido.

La solubilidad del oxígeno en el agua se muestra en la tabla 7.

Tabla 7.- Solubilidad del oxígeno en el agua dulce y agua de mar a varias salinidades y temperaturas, a 14.22 psia.<sup>5</sup>

°C	Cloruros en al agua de mar (ppm)					Diferencia x100 ppm Cl	Oxígeno disuelto	
	0	5000	10000	15000	20000		en H <sub>2</sub> O	s/cloros
	Oxígeno disuelto en ppm						°C	ppm
0	14.62	13.79	12.97	12.54	11.32	0.0165	30	7.6
1	14.23	13.41	12.61	11.82	11.03	0.0160	31	7.5
2	13.84	13.05	12.28	11.52	10.76	0.0154	32	7.4
3	13.48	12.72	11.98	11.24	10.50	0.0149	33	7.3
4	13.13	12.41	11.69	10.97	10.25	0.0144	34	7.2
5	12.80	12.09	11.39	10.70	10.01	0.0140	35	7.1
6	12.48	11.79	11.12	10.45	9.78	0.0135	36	7.0
7	12.17	11.51	10.85	10.21	9.57	0.0130	37	6.9
8	11.87	11.24	10.61	9.98	9.36	0.0125	38	6.8
9	11.59	10.97	10.36	9.76	9.17	0.0121	39	6.7
10	11.33	10.73	10.13	9.55	8.98	0.0118	40	6.6
11	11.08	10.49	9.92	9.35	8.80	0.0114	41	6.5
12	10.83	10.28	9.72	9.17	8.62	0.0110	42	6.4
13	10.60	10.05	9.52	8.98	8.46	0.0107	43	6.3
14	10.37	9.85	9.32	8.80	8.36	0.0104	44	6.2
15	10.15	9.65	9.14	8.63	8.14	0.0100	45	6.1
16	9.95	9.46	8.96	8.47	7.99	0.0098	46	6.0
17	9.74	9.26	8.78	8.30	7.84	0.0095	47	5.9
18	9.54	9.07	8.62	8.15	7.70	0.0092	48	5.8
19	9.35	8.89	8.45	8.00	7.56	0.0089	49	5.7
20	9.17	8.73	8.30	7.86	7.42	0.0088	50	5.6
21	8.99	8.57	8.14	7.71	7.28	0.0086	51	5.5
22	8.83	8.42	7.99	7.57	7.14	0.0084		
23	8.68	8.27	7.85	7.43	7.00	0.0083		
24	8.53	8.12	7.71	7.30	6.87	0.0083		
25	8.38	7.96	7.56	7.15	6.74	0.0082		
26	8.22	7.81	7.42	7.02	6.61	0.0080		
27	8.07	7.67	7.28	6.88	6.49	0.0079		
28	7.92	7.53	7.14	6.75	6.37	0.0078		
29	7.77	7.39	7.00	6.52	6.25	0.0076		
30	7.63	7.25	6.86	6.40	6.13	0.0075		



Para cualquier otra presión barométrica, P, la solubilidad puede ser obtenida del valor correspondiente en la tabla a través de la fórmula:

$$S_o' = S_o * P / 14.22$$

Donde:

$S_o'$  = solubilidad a P.

$S_o$  = solubilidad a 14.22 lb/pg<sup>2</sup>.

P = presión en lb/pg<sup>2</sup>.

El oxígeno tiene una doble acción, 1) Actúa como despolarizador, significa que fácilmente se combinará con los electrones en el cátodo, permitiendo que la reacción de corrosión ocurra a un ritmo limitado principalmente por la velocidad a la que el oxígeno se puede difundir en el cátodo. Sin embargo, la reacción de corrosión está limitada por la velocidad a la que los electrones puedan reaccionar con otras especies en el agua tal como los iones hidrógeno. Cuando el oxígeno está presente, es un consumidor adicional de electrones en la superficie del cátodo, lo cual provoca una aceleración en la corrosión. 2) Oxida los iones ferrosos a iones férricos, los cuales se precipitan como hidróxido férrico insoluble. Si la formación de hidróxido férrico ocurre en la superficie de metal, se construye una película que restringe el movimiento del agente corrosivo, ayudando así a reducir la velocidad de corrosión. El oxígeno en la mayoría de los campos petroleros proviene del contacto con el aire.

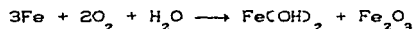
Las soluciones salinas son más corrosivas que el agua dulce. En aguas con altos contenidos de sales, tales como las salmueras de terminación, la corrosión es proporcional a la cantidad de oxígeno disuelto en el agua. La solubilidad del oxígeno en el agua depende de la concentración de dichas sales. Hay un punto en la salinidad del agua en el cual, cuando la salinidad se incrementa, la solubilidad del oxígeno disminuye.

Otra forma de corrosión por oxígeno puede identificarse como celdas de aeración diferencial. Estas son celdas de distinta concentración de oxígeno entre dos partes del sistema. La corrosión

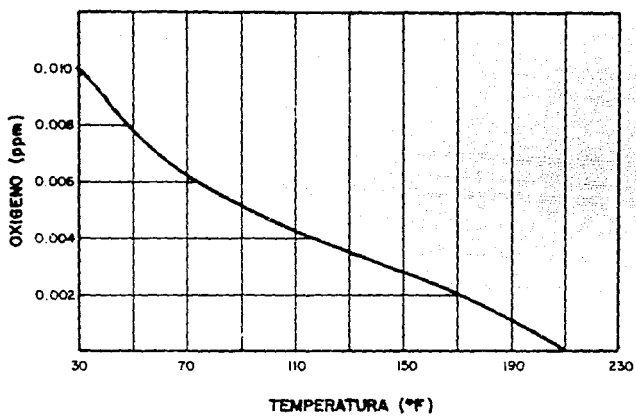
que ocurre como consecuencia de éste fenómeno se desarrolla en el área de menor concentración de oxígeno.

La corrosión por oxígeno se desarrolla principalmente en los sistemas de inyección, instalaciones marinas, y pozos productores someros.

La reacción química de ataque es:



Este tipo de corrosión se identifica por  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  color amarillento y el  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  de color naranja. La solubilidad del oxígeno contra la temperatura se muestra en la figura 6.<sup>7</sup>



*Figura No. 6*

VARIACION DE LA SOLUBILIDAD DEL OXIGENO  
CON LA TEMPERATURA.<sup>7</sup>

## II.6. -Acido sulfhidrico.

Los componentes de sulfuro orgánico presentes en las rocas generadoras de hidrocarburos y en los yacimientos sujetos a altas temperaturas, se degradarán en ácido sulfhidrico. La reducción termocatalítica de los sulfatos del agua de formación en contacto con hidrocarburos también generará  $H_2S$ . Para generar una gran cantidad de  $H_2S$ , los sedimentos deben ser expuestos a temperaturas de 100 °C o mayores.

Es común encontrar  $H_2S$  en yacimientos de carbonatos, su generación se ve favorecida por las siguientes razones.

Los estratos de carbonatos tienen sedimentos sapropélicos con contenido de kerógeno, los cuales generan más  $H_2S$  que el kerógeno húmico presente en las arcillas.

El hierro está presente en cantidades 12 veces mayores en las arcillas y 3 veces más en las arenas que en los carbonatos. Así que los sulfuros disponibles formaran sulfuros de hierro en arcillas y arenas y no estará disponible como  $H_2S$  gaseoso. Sin embargo, puede existir  $H_2S$  en arenas si existe agua con sulfatos.<sup>18</sup>

El agua que contiene  $H_2S$  es corrosiva. El  $H_2S$  tiene una solubilidad en el agua muy alta y cuando se disuelve actúa como un ácido débil. La figura 7 muestra la velocidad de corrosión de un acero blando en agua destilada con  $H_2S$  disuelto, contra la concentración del gas disuelto. La concentración del  $H_2S$  varía de 2 a 2640 ppm a una temperatura de 80 °F.

Se observa que la corrosión aumenta rápidamente hasta una concentración de 150 ppm, permanece más o menos constante hasta 400 ppm, y disminuye rápidamente hasta 1600 ppm. De 1600 a 2640 ppm, la velocidad de corrosión permanece constante, indicando que altas concentraciones de  $H_2S$  pueden actuar para inhibir la reacción de corrosión. Se ha encontrado que los productos de la corrosión formados por el  $H_2S$  tienden a sofocar la reacción de la corrosión y así reducen la velocidad de la corrosión.<sup>5</sup>

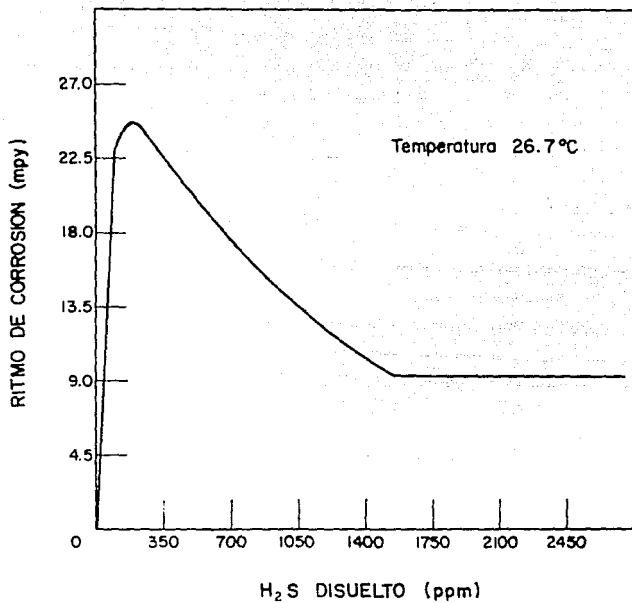


Figura No. 7

VARIACION DEL RITMO DE CORROSION A DIFERENTES CONCENTRACIONES DE H<sub>2</sub>S.<sup>3</sup>

### II.6.1. -Daño por hidrógeno.

El daño por hidrógeno se refiere a los resultados de la acción del hidrógeno sobre la reducción de las propiedades físicas y mecánicas del acero, a un grado tal que lo vuelve incosteable, inseguro o peligroso.

Una revisión coherente del daño por hidrógeno y sus mecanismos, continúa siendo evadido por muchas razones, una es el número de variables que contribuyen directa o indirectamente a tal daño. Algunas variables son; tiempo, nivel y estado de esfuerzos, microestructura, medio ambiente (gaseoso o líquido), presión, temperatura, concentración de hidrógeno, propiedades físicas y mecánicas del metal, condiciones de la superficie, ritmos de difusión, distancia a la fuente de hidrógeno y la naturaleza dinámica de la grieta, todas las cuales comparten una interrelación compleja y variable. Así mismo, nuevas variables y adicionales relaciones continúan siendo encontradas.

Hay varias formas principales de daño por hidrógeno.<sup>10</sup> Una ocurre en los poros internos, grietas y otras imperfecciones del metal aparecen ya sea por el entrapamiento de burbujas de hidrógeno durante la solidificación de la aleación o la difusión del hidrógeno a través de la estructura del metal. A altas temperaturas, el hidrógeno reacciona alterando la composición química de la aleación y formando cavidades de moléculas gaseosas que no pueden escapar por difusión y permanecen atrapadas. Cuando la presión en las cavidades se incrementa, se causan aberturas o fisuras que crecen en extensiones tales que reducen la utilidad del producto. Si las fuerzas de impulso son demasiado altas, el hidrógeno puede causar estas fisuras internas a temperatura ambiente.

Otro efecto destructivo del hidrógeno es el amollamiento y/o fragilización del acero, causados por el hidrógeno atómico formado en el proceso de corrosión, el cual penetra en el acero formando un hidrógeno molecular que ejercerá altas presiones. Generalmente cuando el hidrógeno atómico se forma en las reacciones, se combina para formar hidrógeno molecular sobre la superficie del metal, pero los iones de sulfuro actúan como un

catalítico en la reacción, inhibiendo la formación del hidrógeno molecular, así el pequeño hidrógeno atómico puede penetrar al metal en áreas de esfuerzos.

Una vez que el hidrógeno atómico ha penetrado, no vuelve a estar en contacto con depósitos de sulfuros y los átomos del hidrógeno atómico se combinan para formar hidrógeno molecular. Dado que hay hidrógeno atómico en el exterior y molecular en el interior no existe equilibrio entre ambos, así que el hidrógeno atómico continúa penetrando al metal y se acumula entre los átomos del mismo formando hidrógeno molecular, lo cual genera una gran presión y provoca el ampollamiento y/o la llamada fragilización por hidrógeno de los metales. Si se compara el tamaño del hidrógeno atómico con el molecular estos serían como una pelota de golf y una de fut-bol respectivamente.

El agrietamiento por corrosión del sulfhídrico (sulfide corrosion cracking, SCC), causado por el  $H_2S$  se puede clasificar en dos categorías principales; una es el agrietamiento inducido por hidrógeno (hydrogen induced cracking, HIC), el segundo es la fractura por esfuerzo del sulfhídrico (sulfide stress cracking, SSC). Las características de ambos son:

Para el HIC:

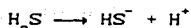
- a) Ocurre aún cuando la tubería no esté sujeta a esfuerzos.
- b) Ocurre considerablemente en aleaciones con inclusiones de MnS y tiende a desarrollarse en estructuras tratadas a baja temperatura tal como la bainita o la martensita.
- c) Se desarrolla principalmente paralela a la superficie y aparece en el tiempo como un patrón en etapas.

Para el SSC:

- a) Ocurre en lugares sujetos a esfuerzos.
- b) Se desarrolla perpendicular a la dirección de los esfuerzos.
- c) Las grietas pueden iniciar fracturas.

El mecanismo de agrietamiento por corrosión de sulfhídrico en las tuberías en ambientes amargos ocurre:

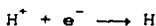
a) Cuando hay una solución acuosa, el  $H_2S$  se ioniza en ella.



b) El Fe en el acero se ioniza y se disuelve en la solución.



c) Los iones de hidrógeno  $H^+$  se combinan con los electrones y así en forma atomizada migran hacia el acero.



Por lo cual, el SSC puede ser prevenido si alguna de las siguientes medidas se realiza; eliminar la solución acuosa, prevenir la disolución del metal o evitar que los átomos de hidrógeno entren al acero.

#### II.6.2.-Diagramas de fases del $H_2S$ a altas presiones.<sup>p</sup>

El ácido sulfhídrico que de alguna manera se presenta en el pozo, sólo reaccionará con el agua que se produzca o condense dentro de la tubería, no reaccionará con los hidrocarburos que se presenten en la corriente del pozo (forman una mezcla y no reaccionan químicamente). Por tanto, es conveniente revisar las fases del  $H_2S$  para entender la variedad de ambientes corrosivos en los pozos.

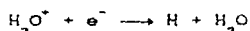
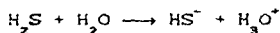
La figura 8 muestra el diagrama de fases presión-temperatura para el sistema binario  $H_2S/H_2O$ . Las fases coexistentes para cada región de la figura 8 se enlistan en la tabla 8.

Los ambientes de interés son aquellos que contienen agua y  $H_2S$  líquidos: Región A y línea ab. En la región A, coexisten dos fases, una solución de  $H_2S$  ( $H_2S$  líquido saturado con  $H_2O$ ), Ls, y una solución de  $H_2O$  ( $H_2O$  saturada con  $H_2S$  líquido), La. La región definida por la línea ab está en tres fases en equilibrio, estas son: de Ls, La, y gas. No se conoce que tan severa es la corrosión del acero o fracturamiento en estas regiones (por lo que se



realizaron experimentos con los resultados adelante discutidos). En la región B (la región bajo la línea abd y a la derecha del punto a), existe H<sub>2</sub>S gaseoso con agua, en la cual se disuelve el H<sub>2</sub>S. En esta región se han reportado fracturas y corrosión del acero. En las regiones C y D y la línea ebd, no se corroe el acero porque se forman hidratos sólidos H<sub>2</sub>S.6H<sub>2</sub>O que cubren la superficie del metal protegiéndola de la corrosión. Ocurre lo mismo, en la región D porque toda el agua del sistema se consume para producir hidratos, la fase líquida solo consiste de H<sub>2</sub>S líquido puro. Los resultados de las pruebas mostraron que en la solución Ls los aceros de bajas aleaciones y con el 13% de Cr exhiben grandes velocidades de corrosión, 168 mpy, en este tipo de ambiente grandes cantidades de hidrógeno son absorbidos por los aceros de baja aleación.

Así mismo se propuso que el mecanismo de corrosión en la solución de H<sub>2</sub>S enriquecida es; la reducción del H<sub>2</sub>S con el efecto catalítico del agua.



Por tanto, se recomiendan aceros resistentes al SSC o aceros inoxidables con alto contenido de cromo y molibdeno para su uso en ambientes con sulfhídrico.

Tabla 8. - Fases coexistentes en cada región de la fig. 7.<sup>p</sup>

Región	Fases coexistentes
A	H <sub>2</sub> S(l), H <sub>2</sub> O(l)
Línea a-b	H <sub>2</sub> S(l), H <sub>2</sub> O(l), H <sub>2</sub> S(g)
B	H <sub>2</sub> S(g), H <sub>2</sub> O(l)
Línea b-e	H <sub>2</sub> S(l), H <sub>2</sub> O(l), H <sub>2</sub> S.6H <sub>2</sub> O(c)
C	H <sub>2</sub> S(l), H <sub>2</sub> S.6H <sub>2</sub> O(c)
Línea b-c	H <sub>2</sub> S(l), H <sub>2</sub> S(g), H <sub>2</sub> S.6H <sub>2</sub> O(c)
D	H <sub>2</sub> S(g), H <sub>2</sub> S.6H <sub>2</sub> O(c)
Línea b-d	H <sub>2</sub> S(g), H <sub>2</sub> O(l), H <sub>2</sub> S.6H <sub>2</sub> O(c)

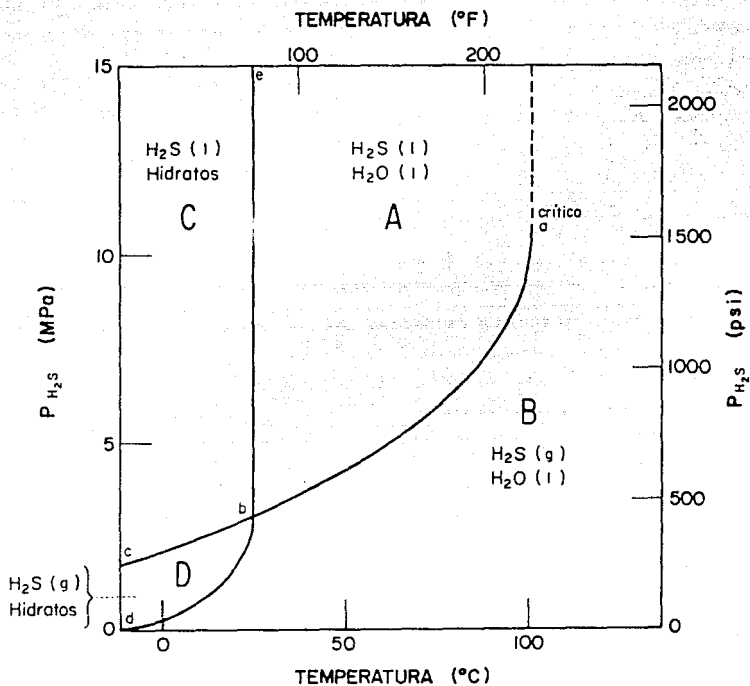


Figura No. 8

DIAGRAMA DE FASES PARA EL SISTEMA  
 BINARIO H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub>O.<sup>9</sup>

### II.6.3. -Análisis del comportamiento de corrosión y fracturamiento de aceros en salmueras saturadas con $H_2S$ líquido.<sup>9</sup>

Los aceros carbono y de baja aleación no se corroen en  $H_2S$  líquido puro, aunque se han reportado datos de corrosión y fracturamiento en soluciones acuosas saturadas con gas amargo a altas presiones. Sin embargo, no se habían reportado datos para el acero en soluciones líquidas de  $H_2S$  que contienen impurezas como agua y cloruros. En pozos de aceite y gas con altas presiones parciales de  $H_2S$ , donde la condensación del  $H_2S$  puede ocurrir durante la operación de los mismos debido a que la temperatura disminuye conforme los fluidos se elevan del fondo de los pozos, y lo que provoca que el agua y los cloruros coexistan con el  $H_2S$  condensado. En la tabla 9 se muestra la composición química de los aceros analizados. Los aceros A y B son aceros de alta resistencia; el acero C es especial para ambientes amargos con alta resistencia al SSC; el acero E es un acero inoxidable martensítico con 13% Cr equivalente al acero AISI tipo 420; el acero tipo D es un acero inoxidable doble con 25% de Cr; Los aceros F, G y H son aceros inoxidables austeníticos AISI tipo 304, 316L y 310S, respectivamente.

Las soluciones de prueba fueron  $H_2S$  líquido saturado con agua de mar sintética (AMS), designada como: Ls', y AMS saturada con  $H_2S$  líquido, representada por Lb, con las cuales se efectuarán pruebas de inmersión.

Se determinó un pseudo esfuerzo crítico para fracturar,  $\tau_{cr}$ , para cada acero, como medida de la susceptibilidad a la fractura.

La temperatura de prueba fue de 35 °C para evitar la formación de hidratos  $H_2S \cdot 6H_2O$  (la temperatura crítica es de 29.5 °C).

La cantidad de hidrógeno absorbido por el acero, como una medida del hidrógeno que entra al mismo, se determinó por medio de la cromatografía del gas.

Los productos de la corrosión formados en la superficie del acero fueron identificados por medio de técnicas de difracción de Rayos X. Su morfología fue investigada por medio de un microscopio electrónico.

Los resultados de la inmersión y la prueba de susceptibilidad a la

fractura se muestra en la tabla 10.

Corrosión y entada del hidrógeno al metal. En la solución Ls', los aceros de baja aleación y el acero con 13% de Cr muestran altas velocidades de corrosión (89.4 a 168 mpy), la forma de corrosión fue general para ambos casos.

En el ambiente de Ls', grandes cantidades de hidrógeno pudieron ser absorbidas por los aceros de baja aleación, debido a los altos ritmos de corrosión. La cantidad de hidrógeno consumido a 45 °C alcanzó de 3.7 a 7.4  $\text{cm}^3/100 \text{ gr Fe}$ , alrededor del doble que el absorbido en la solución NACE a 77 °F. Por el contrario, la velocidad de corrosión en la solución Lb fue un décimo o más que el valor más pequeño en Ls'. El hidrógeno absorbido en Lb también fue menor.

El acero con 13% Cr no perdió tanto peso en Lb como en Ls', pero presentó una severa corrosión por picadura. Por tanto, este acero tampoco fue resistente a la solución Lb.

Tanto el acero inoxidable duplex como, los austeníticos, a excepción del AISI 304, fueron muy resistentes a la corrosión en ambas soluciones. El acero AISI 304 mostró picaduras por corrosión en la solución Lb. Debido a que las soluciones Ls' y Lb se forman en los pozos y además son vigorosamente agitadas por la velocidad de los fluidos, los materiales que se seleccionen deben ser resistentes a ambas soluciones. Por lo cual, la resistencia a la corrosión del AISI 304 no es suficiente si existe  $\text{H}_2\text{S}$  líquido en el ambiente. Para asegurar la resistencia a la corrosión en soluciones del tipo Ls' y Lb sin utilizar inhibidores de corrosión, se requieren altos contenidos de cromo y molibdeno de acuerdo a los resultados de la prueba de inmersión.

Sensibilidad a la fractura. Los aceros de baja aleación especialmente los de alta resistencia como los aceros A y B, y el acero con 13% de Cr sufren de fracturamientos en la solución Ls' aun a pseudoesfuerzos menores al esfuerzo de cedencia. El acero A, por ejemplo, se fracturó con un pseudoesfuerzo de 20% del esfuerzo de cedencia. Por lo que es obvio que la solución Ls' es un ambiente muy agresivo desde el punto de vista de fracturamiento. El pseudoesfuerzo crítico para fracturar  $\tau_{cr}$ , y la relación pseudo

esfuerzo crítico-esfuerzo de cedencia se incrementan conforme la resistencia del acero disminuye.

El acero C mostró una resistencia extremadamente grande al fracturamiento aún en Ls', un acero anti-SSC, tal como el C, debe ser utilizado en ambientes con H<sub>2</sub>S líquido en campos de aceite o gas si la pérdida de peso por corrosión es bien controlada por un inhibidor de corrosión o con otros medios.

Las fracturas observadas en los aceros de baja aleación muestran patrones intergranulares o en los límites de los listones de la martensita. Muchas subfracturas pequeñas, perpendiculares a la fractura principal también se observaron en la superficie.

Lb fué menos agresiva que Ls aún con respecto a la tendencia de fractura, porque la  $\tau_{cr}$  de los aceros de baja aleación y de aceros con 13% de Cr en Lb fué mucho mayor que en Ls'.

Tabla 9. - Composición Química de los aceros (%).

Acero	C	Si	Mn	P	S	Ni	Cr	Mo
A	0.26	0.19	0.55	0.018	0.004	-	1.08	0.22
B	0.19	0.24	1.32	0.015	0.012	-	-	-
C	0.18	0.09	1.32	0.010	0.003	-	0.30	0.13
D	0.19	0.42	0.41	0.016	0.001	0.32	13.0	-
E	0.03	0.49	0.64	0.012	0.005	7.30	24.8	3.00
F	0.06	0.57	0.86	0.027	0.003	9.00	18.4	-
G	0.02	0.46	0.93	0.031	0.001	12.7	17.3	2.12
H	0.05	0.62	0.82	0.027	0.005	19.7	24.7	-

Tabla.-10 Resultados experimentales de la prueba de inmersión y fracturamiento.<sup>p</sup>

Acero	Ambiente					
	Ls' a 35 °C			Lb a 35 °C		
	Vel. Corr. (mpy)	C <sub>H</sub> <sup>45</sup> (cc/100gr)	$\tau_{cr}/\tau_y$	Vel. Corr. (mpy)	C <sub>H</sub> <sup>45</sup> (cc/100gr)	$\tau_{cr}/\tau_y$
A	89.4	7.4	0.2	8.81	0.24	0.4
B	114	3.7	0.5	10.2	0.71	0.9
C	115	3.9	>2.7	10.3	0.48	>3.1
D	168	-	0.9	p5.98	-	0.9
E	0.49	-	>2.8	0.46	-	>2.8
F	0.38	-	>4.0	p2.16	-	>4.0
G	0.62	-	>4.0	0.33	-	>4.0
H	0.29	-	>3.5	0.38	-	>3.5

Continuación Tabla 10

Agua de mar sintética saturada con gas a 35 °C

$$P_{H_2S} = P_{CO_2} = 5 \text{ atm.}$$

Acero	Vel. Corr. (mpy)	C <sub>H</sub> <sup>45</sup> (cc/100gr)	$\tau_{cr}/\tau_y$
A	20.5	1.2	0.4
B	18.7	1.4	0.8
C	16.7	0.95	>0.33
D	p5.96	-	-
E	0.37	-	-
F	p1.83	-	-
G	0.27	-	-
H	0.33	-	-

$\tau_{cr}/\tau_y$ : pseudoesfuerzo crítico normalizado por el esfuerzo de cedencia.

C<sub>H</sub><sup>45</sup>: cantidad de hidrogeno absorbido a 45 °C.

p: picadura.

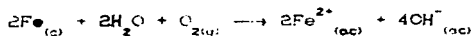
## II.7. -Efecto de salmueras.<sup>44</sup>

Las sales disueltas en el agua contribuyen fuertemente a la corrosividad de la salmuera. Esta es una de las razones por la que las salmueras de campo son muy corrosivas. La presencia de estas sales incrementan la conductividad eléctrica del agua; así mismo, se incrementa su potencial para la reacción de corrosión. Adicionalmente altas concentraciones de sales disueltas, tienden a reducir la solubilidad del oxígeno.

Existe una concentración óptima de sales disueltas y oxígeno o bióxido de carbono disuuelto, que generan la máxima conductividad del agua. Las sales disueltas pueden tener la característica de cambiar la naturaleza de cualquier producto de corrosión que se forma sobre el metal como resultado del proceso.<sup>5</sup>

Así mismo, las sales disueltas pueden actuar para proteger al metal de la corrosión. Un ejemplo es la depositación de una cubierta de carbonato de calcio. Sin embargo, cualquier cubierta que se forme por la depositación de sales o como resultado de los productos de la corrosión deberá estar distribuida uniformemente. En caso contrario, se formarán celdas de concentración entre las áreas cubiertas y descubiertas, provocando una corrosión localizada y resultando en picaduras.

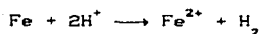
Las altas densidades de las salmueras empleadas como fluidos de terminación, reparación o de empaque, tiene un gran efecto sobre su corrosividad. Como ya se mencionó, la corrosión de las salmueras es causada por una reacción electroquímica. La reacción específica que ocurre depende de los agentes corrosivos presentes en la salmuera. Salmueras que no contienen  $ZnBr_2$  tienen baja corrosividad.<sup>44</sup> Las salmueras de cloruro de calcio y bromuro de calcio son fluidos ligeramente alcalinos que son no corrosivos. Sin embargo, si existe oxígeno disuelto en estas salmueras, reaccionan con el acero de acuerdo a la siguiente reacción:



(ac: en solución acuosa).

El hierro metálico es oxidado a un ión ferroso y el oxígeno se reduce.

Los iones de zinc en salmueras que contienen zinc producen una acidez. El ácido corroe al acero a través de la siguiente reacción:



El hierro metálico es nuevamente oxidado a un ión ferroso y se produce gas hidrógeno.

La corrosión por ácido, predomina sobre la corrosión por oxígeno en salmueras de alta densidad de  $\text{ZnBr}_2$ , debido a que muy pocas cantidades de oxígeno se pueden disolver en fluidos que contienen altas concentraciones de sales.

La corrosividad de las salmueras se prueba en el laboratorio sobre cupones de metal de tuberías empleadas en el campo. El cupón es pesado antes y después de la prueba, y la pérdida de peso se emplea para calcular el ritmo de corrosión, expresado en milésimas de pulgadas de penetración por año (mpy). La duración de la prueba es importante en el cálculo y en la interpretación de los resultados de los experimentos, dado que la mayor pérdida de material ocurre en los primeros días.

La naturaleza de la corrosión de las salmueras varía con su composición. Las salmueras con contenido de bromuro de zinc son ácidas y deben mantenerse ácidas para prevenir la precipitación del hidróxido de zinc. Las altas concentraciones de las sales disueltas disminuyen la solubilidad del oxígeno a menos de 2 ppm a temperatura ambiente. La solubilidad del oxígeno es mayor en salmueras alcalinas de  $\text{CaCl}_2$  y  $\text{CaBr}_2$  dado que la cantidad de sales disueltas es menor.

El incrementar la densidad del fluido implica un incremento en la concentración de  $\text{ZnBr}_2$  y por lo tanto se incrementa la acidez del medio. Esto provoca un incremento en el ritmo de corrosión, (ver tabla 11). La velocidad de reacción se incrementa si se eleva la temperatura. Este efecto es más evidente en salmueras con contenido de Zinc que en salmueras de baja densidad.

Aunque la corrosividad de la mayoría de las salmueras es relativamente baja, es recomendable, cuando se utilizan salmueras de alta densidad a temperaturas elevadas, sean probadas para determinar su corrosividad antes de ser empleadas.



Tabla 11.- Efecto de la densidad de la salmuera sobre la velocidad de corrosión a 14 días, 300 °F y 1000 psi, acero N-80.<sup>11</sup>

lb/gal	mpy	lb/gal	mpy
9	0.1	15	11.7
10	0.4	16	16.3
11	10.8	17	22.0
13	12.9	18	59.7
		19	96.3

El tipo de tubería, la temperatura y el tiempo que la salmuera estará en el pozo, pueden afectar el ritmo de corrosión, por lo que estos factores deben ser considerados en las pruebas.

## II.8.-Bacterias.

Existen procesos de corrosión microbiológica aeróbicos y anaeróbicos. La corrosión microbiológica anaeróbica del acero al alto carbón produce una grafitización; las tuberías enterradas pueden perder mucho hierro por disolución, dejando una matriz de grafito suave, la cual se puede cortar con un cuchillo aunque la tubería presenta una apariencia normal.

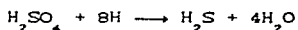
Las bacterias sulfato-reductoras no atacan al metal directamente, pero aceleran la corrosión electrolítica al generar la despolarización de las superficies anódicas y catódicas induciendo la reacción. Un aspecto interesante es que ocurre bajo condiciones anaeróbicas y en pH neutros.

### II.8.1.-Corrosión Anaeróbica.<sup>12</sup>

La reacción electrolítica es estrictamente una corrosión anaeróbica donde el hierro se ioniza liberando electrones en la superficie anódica  $Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e$ , complementada con la aceptación de electrones por los iones de hidrógeno en la superficie catódica,  $2e + H^+ \rightarrow 2H$ . Es de esperarse que esta reacción entre electrodos operaría en un nivel insignificante en ausencia de  $O_2$ , ácido o corrientes eléctricas debido a la polarización. Sin embargo, la

acción bacteriana despolariza el cátodo vía el hidrógeno, y despolariza al ánodo debido a la reacción del ion de hierro y el  $H_2S$  metabólico producido por bacterias sulfato-reductoras.

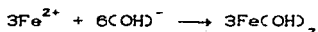
Un mecanismo propuesto por Von Wolzogen KUHR y Van Der Vlugt (1934)<sup>12</sup> enfatiza el empleo metabólico del hidrógeno del cátodo por la bacteria en la reducción del ion sulfato, el cual es un medio de despolarización catódica.



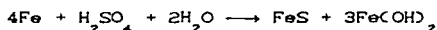
El  $H_2S$  reacciona con el acero iónico propiciando la despolarización anódica.



Además del  $FeS$ , se propuso al  $Fe(OH)_2$  como producto de la reacción debido a la reacción del hierro con los iones hidróxilo libres.



La reacción de corrosión general acelerada por la bacteria sulfato reductora propuesta por los autores es:



Los autores consideraron que el hidrógeno catódico es la principal fuente generadora de la corrosión por bacterias anaeróbicas, esto fué generalmente aceptado, pero no completamente como se verá a continuación.

Kuznetsov y Panskava (1961)<sup>12</sup> conscientes de la existencia de una bacteria productora de metano en el agua asociada al aceite de los campos de Novostepanovka y Kalinovka, probaron el efecto de esta bacteria anaeróbica en el consumo de hidrógeno del cátodo y por tanto promotora de la corrosión de acero.

Se aisló un cultivo puro de *methano-bacterium formicicum* de las aguas producidas del campo Novostepanovka, separado de las bacterias sulfato-reductoras y otros contaminantes en un medio de

sales minerales con formato de sodio como única fuente de carbón. Posteriormente fueron cultivadas en un medio de sales minerales sin formato de sodio en una atmósfera con 4 partes de hidrógeno y una parte de bióxido de carbono. Estas células se emplearon para probar su efecto sobre la intensificación del proceso de corrosión electroquímica. Unos platos de acero (3.5 cm<sup>2</sup>) fueron cuidadosamente limpiados, pesados y esterilizados con una flama e inmersos en tubos de prueba en un medio estéril de sales minerales, al cual se le agregaron 5 x 10<sup>6</sup> células de methano bacterium formicum, excepto en el caso de control. Después de 25 días, la corrosión de la placa de control detectó una pérdida de 6 mg/10 cm<sup>2</sup> de superficie de metal. Esta cantidad fue superada en 7 de los 10 sistemas con bacterias. Estos 7 sistemas tuvieron un potencial redox\* menor al de control (tabla 12).

En potenciales oxidación-reducción mayores que rH<sub>2</sub> 16 no hubo un incremento bacterial en el proceso de corrosión y se observó que el número de bacterias se incrementó sólo en los sistemas que mostraron un aumento en la corrosión.

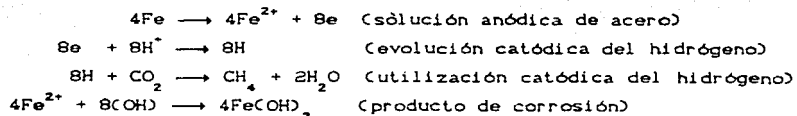
Tabla 12. - Efecto de Methano bacterium formicum en la promoción de la corrosión en placas de acero.<sup>12</sup>

	Corrosión electrolítica pérdida de Fe (mg/10 cm <sup>2</sup> )	Pérdida debido a la bacteria (mg/10 m <sup>2</sup> )	rH <sub>2</sub>
Control	6.0	--	17.7
Contaminación Bacteriana	7.0	1.0	16.3
Contaminación Bacteriana	6.8	0.8	16.3
Contaminación Bacteriana	8.3	2.3	15.3
Contaminación Bacteriana	8.8	2.8	15.2
Contaminación Bacteriana	8.9	2.9	14.9
Contaminación Bacteriana	9.9	3.9	14.7
Contaminación Bacteriana	7.6	1.6	15.6
Contaminación Bacteriana	5.7	-0.3	16.5
Contaminación Bacteriana	5.7	-0.3	18.0
Contaminación Bacteriana	4.0	-2.0	18.0

\* rH: se emplea como un reflejo del potencial oxidación-reducción debido a cambios del pH.

$$rH^2 = Eh/0.029 + 2(pH)$$

Los autores propusieron el siguiente proceso para la aceleración de la corrosión electroquímica por la bacteria *methanobacterium-formicum*.



Estos autores consideran que tanto la bacteria producida por el metano como la bacteria sulfato reductora son activas en la promoción de la corrosión. Este punto de vista se basa en que detectaron hasta  $8 \times 10^5$  colonias de bacterias formadoras de metano y  $7 \times 10^6$  colonias de bacterias sulfato reductoras por cada gramo de los productos de la corrosión.

#### II.8.2. -Corrosión Aeróbica.<sup>12</sup>

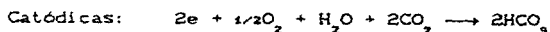
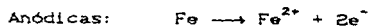
La corrosión aeróbica microbica en apariencia no es tan economicamente seria como la corrosión anaeróbica. Olsen y Szybalski (1949), se refirieron a observaciones de bacterias del acero en tubérculos encontrados en las paredes internas de las tuberías de agua. El núcleo del tubérculo es a generalmente negro formado por sulfuro de hierro. Pero el tubérculo consiste principalmente de óxido férrico hidratado. Una investigación microscópica reveló que los tubérculos contienen bacterias y a su alrededor filamentos típicos de *Gallionella* así como *Leptothrix* sp. Los autores sugirieron que la bacteria de hierro incluyendo la *Gallionella*, *Leptothrix* y *Crenothrix* juegan un papel importante en la corrosión aunque no por acción directa.

El metabolismo de la *Gallionella* es autotrófico y la energía requerida para reducir el bióxido de carbono a una célula bacterial se deriva de la oxidación del  $\text{Fe}^{2+}$  a  $\text{Fe}^{3+}$  empleando oxígeno molecular. Conforme la bacteria crece los iones férricos se acumulan y precipitan en el medio como óxido férrico hidratado. Todas las bacterias del hierro son aeróbicas.

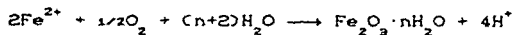
Los experimentos indicaron que la corrosión interna microbica de

las tuberías de agua podía ocurrir sin la participación de una bacteria sulfato-reductora.

No sólo se requiere de la presencia de oxígeno, sino también el  $\text{CO}_2$  se necesita para la corrosión en el sitio. Así las reacciones eléctricas que propusieron fueron:



Estas reacciones se inician sin la participación de la bacteria, pero la superficie anódica puede ser cubierta por una matriz gelatinosa de bacterias de hierro y óxido férrico hidratado el cual es el tubérculo.



Debido a que ésta matriz gelatinosa es una barrera para la difusión del oxígeno, se desarrolla una marcada diferencia de potencial eléctrico entre la superficie anódica (cubierta) y la superficie catódica (descubierta) la cual puede extenderse, figura 9.

La corrosión continua desarrollando el tubérculo y puede ser esencialmente independiente de la actividad metabólica de la bacteria de hierro. De hecho, teóricamente la corrosión podría continuar después de la muerte de la molécula.

### II.8.3. -Bacterias en fluidos de control.<sup>13</sup>

Los fluidos de empaque que se dejan en el espacio anular al terminar las intervenciones en los pozos, también juegan un papel importante en la prevención de la corrosión, éstos fluidos pueden ser lodo de perforación, fluidos limpios de terminación y salmueras. Cada uno con sus ventajas y desventajas. Para los fluidos de perforación base agua, las principales causas de corrosión son el oxígeno, valores bajos del pH del fluido, bacterias y algunos compuestos de los mismos fluidos. El efecto del oxígeno, el pH y las bacterias se han discutido, por lo cual es conveniente establecer que tan corrosivos son los lodos base agua empleados en las terminaciones, debido a los problemas de corrosión por picadura que se han reportado en pozos productores.

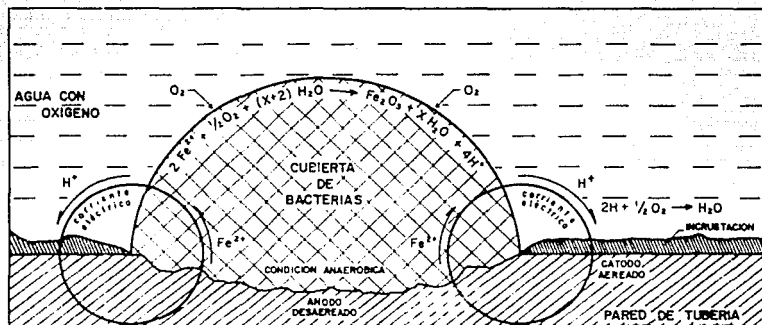


Figura No. 9

REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL PROCESO DE CORROSION AEROBICA.<sup>12</sup>

Algunos exámenes han revelado la existencia de depósitos de carbonato de fierro y de sulfuros en tuberías donde no se reporta contenido de sulfuros en el fluido producido.

Un trabajo de laboratorio realizado en 1963 concluyó que los lodos lignosulfonatos empleados en los pozos como fluidos de terminación podrían ser relativamente no corrosivos a menos que se contaminaran con ácido sulfhídrico o bióxido de carbono. Estos resultados se basaron en la observación de cupones limpios sin estar sujetos a algún esfuerzo, expuestos a los lodos por 96 horas y a 150 °F. Sin embargo, estudios posteriores han mostrado que los aditivos de lignosulfonatos pueden ser la fuente del H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub>, la habilidad de éstos fluidos para generar dichos agentes oxidantes puede ser debido a una actividad bacterial, degradación por altas temperaturas o reacciones electroquímicas.

Actividad de las bacterias; experimentos de laboratorio han demostrado que las soluciones de lignosulfonatos son buenas nutrientes para bacterias sulfato reductoras, las bacterias pueden utilizar a los lignosulfonatos como una fuente de carbono y de sulfuros.

La temperatura óptima para el crecimiento de las bacterias sulfato reductoras es aproximadamente de 100 °F, y la mayoría de las bacterias sulfato reductoras son exterminadas a temperaturas mayores a 175 °F a una atmósfera de presión. No obstante, ZoBell realizó experimentos en los que concluyó que si la presión se incrementa, los sulfatos termofílicos reductores pueden crecer aún a altas temperaturas, esto explica porque las bacterias sulfato reductoras causan corrosión en las tuberías de pozos con temperaturas mayores a 225 °F y presiones de fondo menores a 10000 psi.

Degradación térmica; un documento presentado por la NACE, mostró que uno de los productos derivados de la degradación térmica de lodos lignosulfonatos a 300 °F son el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono, además de que la degradación puede ocurrir en soluciones de lignosulfonatos con sosa cáustica con un pH arriba de 12.5

Reacciones electroquímicas; por otro lado, se han encontrado sulfuro de hierro en las partes externas de la tubería en pozos donde no se cuenta con la presencia de ácido sulfhídrico y donde la temperatura es demasiado alta para actividad bacterial y demasiado baja para la degradación térmica de los lignosulfonatos. Estos hallazgos permitieron determinar la existencia de otro mecanismo responsable de la corrosión. Este mecanismo es la reducción electroquímica de los sulfuros orgánicos presentes. Se considera que si se forma una celda de corrosión en la tubería con suficiente potencial para liberar hidrógeno, alguna fracción de los aditivos orgánicos de sulfuro puede ser reducida a sulfhídrico aún a temperatura ambiente y sin actividad bacterial. Además de que éstos pequeños potenciales existen dentro del pozo, pues se han reportado potenciales de 0.5 volts y hasta 0.9 volts bajo ciertas condiciones.

Las bacterias pueden ser la causa de corrosión, pero la presencia de ellas no implica que el operario se enfrente con un problema de corrosión microbiológica. Algunos microorganismos forman lama que protege una porción del metal y produce una celda de concentración de oxígeno.

Las bacterias desulfovibrio desulfuricans comunmente referidas como sulfato reductoras, son las más dañinas e importantes bacterias que se encuentran en los sistemas petroleros.

Estas bacterias crecen en ambientes libres de oxígeno, pero pueden sobrevivir en sistemas donde se encuentra oxígeno.



## II.9. -Presiones parciales.<sup>14</sup>

Ley de Dalton (de las Presiones Parciales).

En una mezcla de gas cada componente ejerce una presión parcial igual a la presión que tendría si él sólo ocupara todo el volumen de la mezcla. Es decir, la presión de la mezcla es igual a la suma de las presiones parciales de sus componentes

$$P_{\text{total}} = \frac{R T}{V} \sum_{i=1}^n n_i$$

Un método para predecir la severidad de la corrosión en un ambiente dado considera la determinación de las presiones parciales. La norma NACE MRO175-88, dentro de las especificaciones para el manejo de gases amargos establece las condiciones de trabajo en un medio ambiente amargo. Dnde para el ácido sulfhídrico establece:

Para sistemas de gas.

Los materiales deberán ser seleccionados para ser resistentes al SSC o el ambiente deberá ser controlado, si el gas es manejado a 65 psia de presión total o mayor y si la presión parcial del  $H_2S$  es mayor a 0.05 psia.

La presión parcial es igual al producto de la fracción mol del  $H_2S$  en el gas y la presión total del sistema. La figura 10 proporciona un método para determinar cuando la presión parcial del sulfhídrico sobrepasa el valor de 0.05 psia y cae en la región donde puede ocurrir el fracturamiento por los esfuerzos y la presencia de sulfhídrico (SSC).

Para sistemas multifásicos de hidrocarburos.

Los límites operacionales para el manejo de sulfhídrico son:

Relación gas-aceite máxima = 5000 SCF/bl.

Contenido de  $H_2S$  en la fase gaseosa 15 %.

Presión parcial de  $H_2S$  igual a 10 psia.

Presión total de operación de 265 psia.

Ver figura 11.

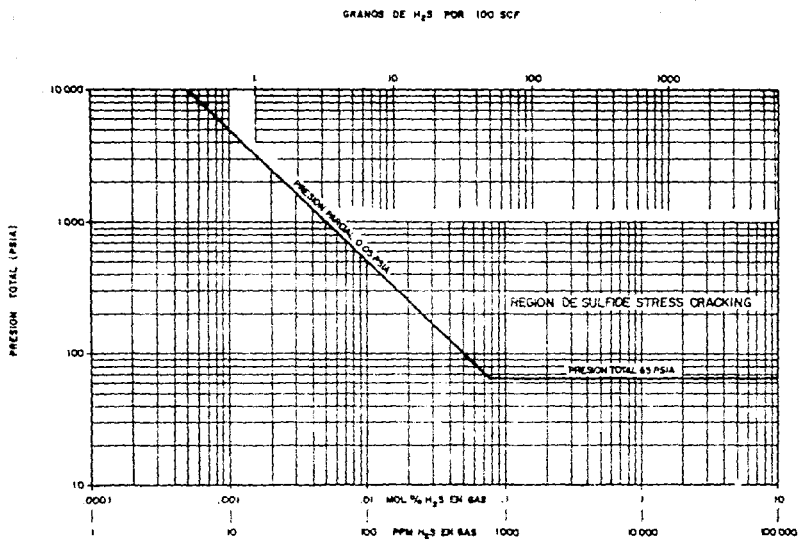


Figura No.10  
 SISTEMA DE GAS AMARGO<sup>14</sup>

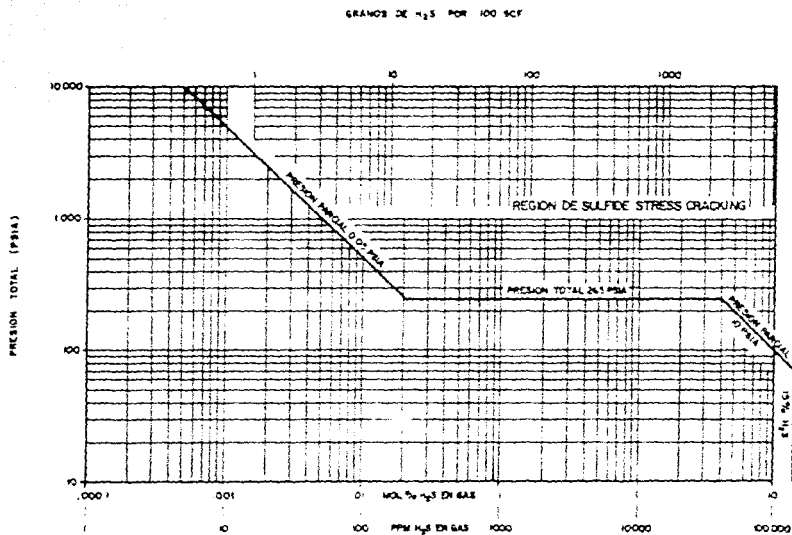


Figura No.11

SISTEMA MULTICOMPONENTE AMARGO<sup>14</sup>

Para el bióxido de carbono,  $\text{CO}_2$  con presiones parciales mayores a 30 psia se presentan problemas de corrosión. Presiones parciales entre 30 y 7 psia limitan la región de posibles problemas y a presiones parciales menores a 7 psia no existen problemas de corrosión.

#### II.10.-Efecto del pH.

La naturaleza química de un electrólito es un factor externo importante que gobierna el ritmo de corrosión, y el pH es una característica importante del electrólito.

Una regla general es que las soluciones ácidas son más corrosivas que las neutras o alcalinas. Por lo cual el pH es un factor primordial que afecta a la corrosión.

Al agregar un ácido al sistema, se incrementa el valor del ión hidrógeno y se refleja como una disminución del pH según se define. Mantener al sistema alcalino es un método de control para reducir la corrosión.

Se han realizado numerosos experimentos para obtener la relación entre el ritmo de corrosión y el pH. La corrosión disminuye rápidamente conforme el pH se incrementa hasta aproximadamente 9.5, después continúa disminuyendo pero a un menor ritmo. Resultados similares se han obtenido en una infinidad de estudios.

Los lodos alcalinos tienen una capacidad para absorber el  $\text{H}_2\text{S}$ , pero algunos cálculos y balances químicos han mostrado que el control del sulfhídrico por medio de éstos lodos no es tan seguro como se consideraba, representando un peligro potencial para el personal operario de campo.<sup>15</sup>

#### II.11.-Temperatura.

Se ha observado que el incremento de la temperatura reduce los efectos de SSC en aceros en las zonas más calientes del pozo.

Los cambios de temperatura tienen influencia sobre la velocidad de corrosión en agua.

Un principio químico general establece que un incremento en la temperatura incrementará la velocidad de reacción. El incremento

en la temperatura tiene cuatro efectos principales en el medio corrosivo: 1) Se acelera la velocidad de reacción; 2) La solubilidad de los gases en el agua disminuye; 3) la solubilidad de algunos productos de reacción puede cambiar, generando distintos productos de reacción; 4) Disminuye la viscosidad.

Como regla general, se podría considerar que incrementos de temperatura incrementarán la corrosividad del sistema. Pero así mismo, la temperatura puede ser lo suficientemente alta que la solubilidad de los gases disueltos disminuirá, inhibiendo la capacidad corrosiva del medio. Si el incremento en la temperatura no es uniforme sobre la superficie metálica, las áreas calientes tienden a ser anódicas.

Respecto al sulfhídrico la mayor agresividad está en el rango:

$$20 \text{ } ^\circ\text{C} < T < 65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

y el fenómeno disminuye en el rango:

$$65 \text{ } ^\circ\text{C} < T < 120 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

#### II.12. Tiempo de exposición.

El periodo de exposición se encuentra íntimamente ligado a los factores ya mencionados, y se deduce que incrementa el ritmo de corrosión.

Así mismo, en aceros bajo esfuerzos de tensión, la probabilidad de agrietamiento en el medio, se incrementa con el tiempo.

### III.- METALURGIA

#### III.1.-Introducción.

El acero, una aleación de hierro y carbono, ha formado la espina dorsal de nuestra civilización, y en la industria petrolera no es la excepción, dentro del campo de análisis, las tuberías de revestimiento y producción, aleaciones de bajo carbono, son sometidas a un proceso de fabricación, el cual desde la fundición hasta el maquinado de cuerdas y el tratamiento térmico de relevado de esfuerzos, se rigen por las leyes de las ciencias de los metales; conjunto de conocimientos enfocados a producir los bienes con los requerimientos adecuados a las condiciones de operación.

#### III.2.-Diagrama de equilibrio hierro-carbono.<sup>24</sup>

El acero puede ser tratado térmicamente para producir una gran variedad de microestructuras y propiedades. El diagrama de equilibrio de fases hierro-carbono, es la fundición en la cual todos los tratamientos térmicos se basan. Este define las regiones de composición-temperatura donde las distintas fases de acero son estables, así como los límites de equilibrio entre las regiones de las fases. El diagrama hierro-carbono debe considerarse sólo como una guía, ya que la mayoría de los aceros contienen otros elementos que modifican las posiciones de los límites de las fases.

La figura 12 muestra el diagrama de equilibrio Fe-C para aleaciones con un contenido de carbono de hasta 7%. Los aceros son aleaciones de hierro, carbono y otros elementos, contienen menos del 2% de carbono, con mayor frecuencia 1% o menos. Por tanto, la porción del diagrama con un contenido menor al 2% es de interés primario para el análisis de tratamientos térmicos. Las aleaciones que contienen más del 2% de carbono son clasificadas como fundiciones. De hecho, se muestran dos diagramas en la figura 12, las líneas continuas muestran el equilibrio entre el  $Fe_3C$  y varias fases del hierro, mientras las líneas discontinuas muestran el equilibrio entre el grafito y otras fases.

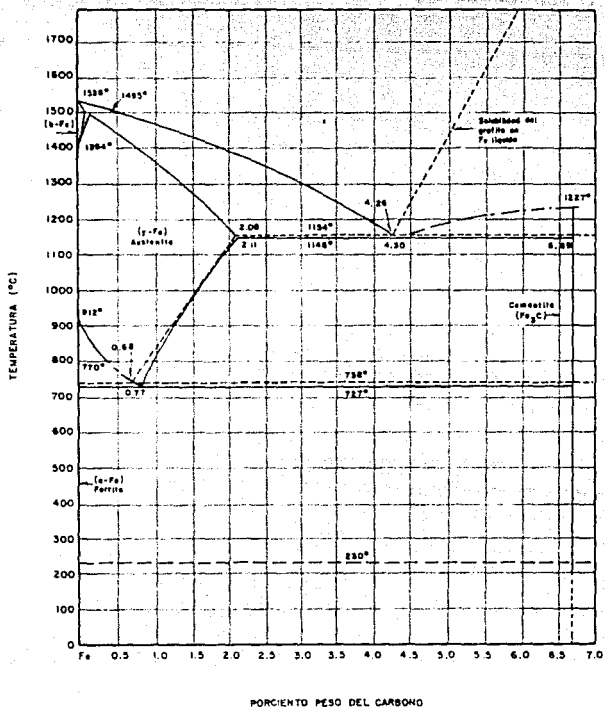


Figura No.12

EL DIAGRAMA DE EQUILIBRIO Fe-C HASTA 7% DE CARBONO.  
 LAS LINEAS CONTINUAS PARA EL DIAGRAMA Fe-Fe<sub>3</sub>C; LAS  
 LINEAS DISCONTINUAS PARA EL DIAGRAMA Fe-GRAFITO.<sup>24</sup>

El grafito es una forma más estable del carbono que el  $Fe_3C$  y a largos períodos de tiempo el  $Fe_3C$  se descompone a grafito. La grafitización, sin embargo, raramente ocurre en los aceros, así el diagrama  $Fe_3C$  es el mejor para entender los tratamientos térmicos del acero. El diagrama de la figura 12 se emplea sólo a presiones de una atmósfera.

Las composiciones de las aleaciones Fe-C y las fases representadas por el diagrama Fe-C están dadas convencionalmente en porcentajes de peso. Algunas veces es necesario obtener la composición en por ciento atómico, la conversión de por ciento en peso a por ciento atómico del carbono en una aleación Fe-C se obtiene:

$$\% \text{ at-C} = (\text{C átomos} / (\text{C átomos} + \text{Fe átomos})) \times 100$$

o

$$\% \text{ at-C} = \frac{(\% \text{ peso C} / \text{peso átom C})}{(\% \text{ peso C} / \text{peso átom C}) + (\% \text{ peso Fe} / \text{peso átom Fe})} \times 100$$

La ciencia y el arte del tratamiento térmico del acero se basa en la existencia de la región de la fase austenita en el sistema Fe-C. El control de la transformación de la austenita a otra fase permite obtener la gran variedad de microestructuras y propiedades del acero. El trabajo en caliente de secciones pesadas en el manejo de formas y tamaño por el roleo o forjado también se realiza a temperaturas donde la austenita es la fase estable.

El hierro es un elemento alotrópico; a presión atmosférica puede existir en más de una forma de cristal, dependiendo de la temperatura.

Hierro alfa (ferrita) existe hasta 912 °C.

Hierro gamma (austenita) entre 912 y 1394 °C y

Hierro delta (delta-ferrita) de 1394 °C al punto de fusión de hierro puro 1538 °C.

Los rangos de temperatura a los cuales las variadas formas de los cristales son estables forman el límite vertical izquierdo del diagrama de fases Fe-C mostrado (figura 12).

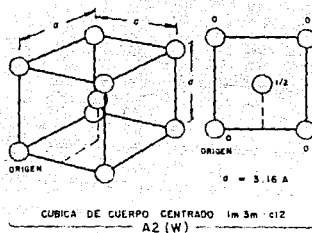


### III.3. Estructura cristalina del hierro.<sup>24</sup>

La estructura cristalina de la ferrita se caracteriza por una celda unitaria como la mostrada en la figura 13. La ferrita tiene un sistema cristalino cúbico. El espacio entre las estructuras (malla o enrejado) de la ferrita es cúbico de cuerpo centrado, (bcc). Tiene en total 2 átomos por cada celda unitaria; uno es el átomo al centro y el otro lo forman los 8 octavos de átomo de las esquinas que son compartidos por las 8 celdas unitarias que se unen en cada esquina. La figura 13 muestra que el átomo del centro tiene 8 átomos vecinos más cercanos con una distancia igual a un medio de la diagonal o  $\frac{\sqrt{3}}{2}$ . Las estructuras cristalinas a las cuales los átomos son empaquetados tan cerca como sea posible tienen 12 átomos vecinos más cercanos, por tanto la forma de la ferrita es más abierta o es una estructura menos densa que el hierro gamma. La diferencia del empaquetamiento atómico entre alfa y gamma es la causa de la expansión volumétrica que ocurre cuando el hierro gamma más denso se transforma a hierro alfa cuando se enfría.

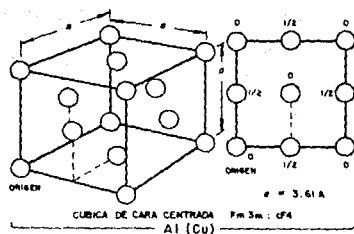
La celda unitaria del hierro gamma o austenita se muestra en la figura 14. También tiene un arreglo cúbico, pero tiene un átomo centrado en las caras del cubo. Hay cuatro átomos por celda unitaria, las 6 caras tienen cada una medio átomo y las 8 esquinas contribuyen para formar el cuarto átomo.

La tercera fase que se puede formar en el hierro puro es la delta-ferrita, es cristalográficamente idéntica al hierro alfa. La fase delta-ferrita se forma sólo a temperaturas cercanas al punto de fusión del hierro. Sólo tiene un interés académico en el tratamiento térmico de los aceros debido a que es reemplazado por la austenita a bajas temperaturas, pues está última es la estructura de inicio para tratamientos térmicos comerciales. Sin embargo, como la delta-ferrita es la primera fase que se forma durante la solidificación del hierro, lingotes de acero y soldaduras, ésta se puede asociar con patrones de segregación interdendríticos o gradientes de concentración de aleaciones y/o impurezas de elementos. El trabajo en caliente y la homogeneización del acero en el rango de la austenita generalmente significa reducir la segregación producida durante la solidificación, y en



**Figura No.13**

ESTRUCTURA CRISTALINA CUBICA DE CUERPO CENTRADO (bcc).  
 A2 ES EL SIMBOLO DE LA ESTRUCTURA Y "W" ES EL PROTOTIPO  
 CON ESTRUCTURA DE bcc. LA FERRITA EN EL ACERO ES bcc.<sup>24</sup>



**Figura No.14**

ESTRUCTURA CRISTALINA CUBICA DE CARA CENTRADA (fcc).  
 Al ES EL SIMBOLO DE LA ESTRUCTURA Y Cu ES EL METAL  
 PROTOTIPO CON ESTRUCTURA fcc. LA AUSTENITA EN EL  
 ACERO ES fcc.<sup>24</sup>

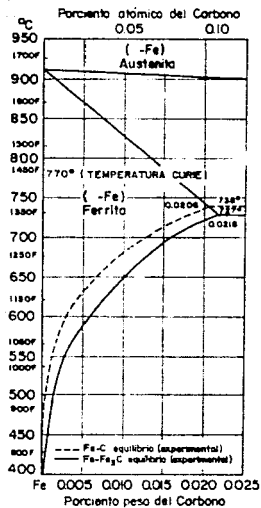
algún grado la segregación puede ser tolerada en algunas aplicaciones.

#### III.4. Efectos del carbono.<sup>24</sup>

La adición de carbono al hierro produce varios cambios importantes en la fase y el equilibrio de fases. Las diferencias entre la ferrita y la austenita para acomodar el carbono no sólo se refleja en características importantes del diagrama Fe-C, sino también en la formación de  $Fe_3C$ .

Las estructuras cristalinas de la ferrita y austenita son modificadas por la introducción de átomos de carbono en los intersticios o sitios intersticiales entre los átomos de hierro. El carbono es un elemento que estabiliza a la austenita y por tanto incrementa el rango de formación de la austenita en los aceros. La figura 12 muestra que con la adición de carbono, la región de la austenita se expande considerablemente de 912 a 1394 °C en un mayor rango de temperaturas y composiciones. La máxima solubilidad del carbono en la austenita se alcanza a 2.11% y 1148 °C. La ferrita tiene menor capacidad para disolver al carbono que la austenita; La solubilidad disminuye continuamente desde un máximo de sólo 0.02% a 727 °C. Una ampliación del diagrama a bajos contenidos de carbono muestra el rango de composición-temperatura de la ferrita y la disminución de la solubilidad del carbono en la ferrita con la reducción de la temperatura, figura 15. La solubilidad a temperatura ambiente es despreciable.

Cuando se sobrepasa el límite de solubilidad para el carbono en la austenita, se forma una nueva fase en aleaciones Fe-C y aceros (cementita o carbono de hierro). La cementita adquiere muchas formas, arreglos y tamaños que junto con la ferrita contribuyen a la gran variedad de microestructuras encontradas en el acero, éstas dependen del tratamiento térmico que se realice.



**Figura No. 15**

SECCION DEL DIAGRAMA Fe-C RICA EN Fe, MOSTRANDO LA EXTENSION DE LA REGION DE LA FASE FERRITA Y LA DISMINUCION DE LA SOLUBILIDAD DEL CARBONO AL DISMINUIR LA TEMPERATURA. 24

### III.5. Estructura cristalina de aleaciones Fe-C. <sup>24</sup>

La diferencia principal entre las estructuras de ferrita y austenita en el acero y las fases correspondientes en el hierro puro, es la introducción de los átomos de carbono. Hay dos tipos de vacíos intersticiales que pueden ser ocupados por los átomos de carbono en las estructuras de cuerpo centrado y las de cara centrada (ferrita y austenita respectivamente). Las figuras 16 y 17 muestran los vacíos octahedrales y tetrahedrales en cada una de las estructuras. Los tipos de vacío obtienen sus nombres del número de lados del poliedro formado por los átomos de hierro que rodean un sitio dado. Un átomo de carbono tiene 6 átomos de hierro vecinos si se trata de un arreglo octahedral y 4 si es un arreglo tetrahedral.

El tamaño de los diferentes vacíos varía considerablemente, en la austenita considerando átomos de hierro esféricos en contacto, un sitio octahedral puede acomodar a un átomo de 0.052 nm. de radio, y el arreglo puede admitir un átomo de 0.028 nm. de radio. Los átomos de carbono tienen un radio de 0.07 nm., por tanto se pueden acomodar en espacios octahedrales aunque se requiera una expansión de la malla.

En la ferrita los sitios intersticiales son más pequeños, esto explica la limitada solubilidad del acero. Un espacio tetrahedral en la ferrita, puede acomodar un átomo de 0.035 nm. de radio y el arreglo octahedral sólo uno de 0.019 nm. de radio. En la ferrita, debido al limitado número de átomos de carbono que puede acomodar, la malla permanece esencialmente cúbica.

Si se atrapa un gran número de átomos de carbono presentes en la austenita debido a un enfriamiento rápido, la estructura cúbica se puede transformar en tetragonal. Esta estructura representa a la fase martensita.

La cementita, la fase que se forma cuando la solubilidad del carbono en la ferrita y austenita es excedida, es una fase muy diferente a las arriba descritas. La cementita es un componente con una relación de un átomo de carbono por cada tres átomos de hierro  $Fe_3C$ . La cementita contiene 6.67% de carbono y puede existir

- nm = nanómetro ( $10^{-9}$ m.)

### III. 5. Estructura cristalina de aleaciones Fe-C.<sup>24</sup>

La diferencia principal entre las estructuras de ferrita y austenita en el acero y las fases correspondientes en el hierro puro, es la introducción de los átomos de carbono. Hay dos tipos de vacíos intersticiales que pueden ser ocupados por los átomos de carbono en las estructuras de cuerpo centrado y las de cara centrada (ferrita y austenita respectivamente). Las figuras 16 y 17 muestran los vacíos octaédricos y tetraédricos en cada una de las estructuras. Los tipos de vacío obtienen sus nombres del número de lados del poliedro formado por los átomos de hierro que rodean un sitio dado. Un átomo de carbono tiene 6 átomos de hierro vecinos si se trata de un arreglo octaédrico y 4 si es un arreglo tetraédrico.

El tamaño de los diferentes vacíos varía considerablemente, en la austenita considerando átomos de hierro esféricos en contacto, un sitio octaédrico puede acomodar a un átomo de 0.052 nm. de radio, y el arreglo puede admitir un átomo de 0.028 nm. de radio. Los átomos de carbono tienen un radio de 0.07 nm., por tanto se pueden acomodar en espacios octaédricos aunque se requiera una expansión de la malla.

En la ferrita los sitios intersticiales son más pequeños, esto explica la limitada solubilidad del acero. Un espacio tetraédrico en la ferrita, puede acomodar un átomo de 0.035 nm. de radio y el arreglo octaédrico sólo uno de 0.019 nm. de radio. En la ferrita, debido al limitado número de átomos de carbono que puede acomodar, la malla permanece esencialmente cúbica.

Si se atrapa un gran número de átomos de carbono presentes en la austenita debido a un enfriamiento rápido, la estructura cúbica se puede transformar en tetragonal. Esta estructura representa a la fase martensita.

La cementita, la fase que se forma cuando la solubilidad del carbono en la ferrita y austenita es excedida, es una fase muy diferente a las arriba descritas. La cementita es un componente con una relación de un átomo de carbono por cada tres átomos de hierro  $Fe_3C$ . La cementita contiene 6.67% de carbono y puede existir

• nm = nanómetro ( $10^{-9}$ m.)

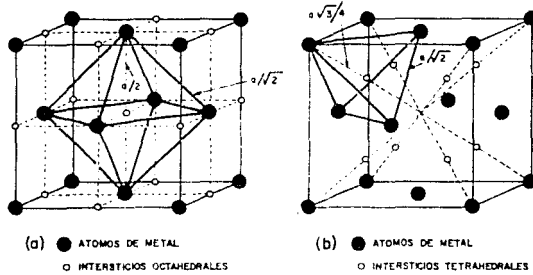


Figura No.16

VACIOS INTERSTICIALES OCTAHEDRAL (a) Y TETRAHEDRAL (b) EN UNA ESTRUCTURA fcc.<sup>24</sup>



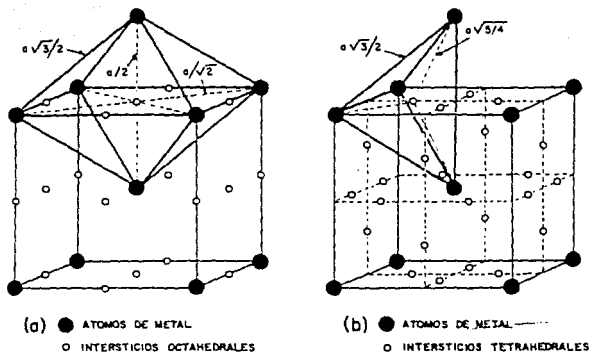


Figura No.17

VACIOS INTERSTICIALES OCTAHEDRAL (a) Y TETRAHEDRAL (b) EN ESTRUCTURAS bcc.<sup>24</sup>

solo en aleaciones de esa composición. en contraste con la ferrita o austenita las cuales pueden existir en una sola fase en aleaciones con un rango de contenido de carbono.

### III.6. - Temperaturas críticas.<sup>24</sup>

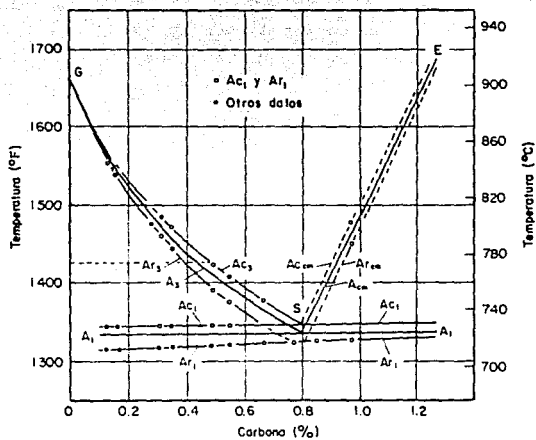
Los limites entre las fases del diagrama Fe-C de la figura 12 identifican las temperaturas a las cuales las distintas transformaciones de fase pueden ocurrir en aleaciones de Fe-C. Por ejemplo, si una aleación de Fe-0.5C fuera calentada de la temperatura ambiente a un ritmo muy bajo, parte de la ferrita y toda la cementita se podrian transformar en austenita a 727 °C y a 860 °C la última fracción de ferrita se transforma completamente en austenita.

Las temperaturas de transformación son a menudo referidas como temperaturas críticas y son observadas por la medición de cambios en la transferencia de calor o volumen en muestras que son calentadas o enfriadas. En un calentamiento, el calor es absorbido y la muestra se contrae conforme la ferrita y cementita son reemplazadas por una estructura empacada mas cerrada, austenita. En el enfriamiento, el calor es desprendido y ocurre una expansión de la muestra al pasar la austenita a ferrita y cementita. La absorcion de calor durante la transformación de las fases produce un cambio de pendiente en una gráfica de temperatura contra tiempo. La letra A es el simbolo para las paradas termicas que identifican a las temperaturas críticas.

Hay tres temperaturas críticas de interes en el tratamiento termico del acero; La  $A_1$  que corresponde al limite entre la región ferrita-cementita y las regiones con austenita-ferrita o austenita-cementita, la  $A_3$  la cual corresponde al limite entre las regiones de ferrita-austenita y austenita, y la  $A_{cm}$  al limite entre las regiones de cementita-austenita y austenita.

Estas temperaturas consideran condiciones de equilibrio, esto es, grandes periodos de tiempo a una temperatura o ritmos de calentamiento o enfriamiento muy bajos.

Los cambios que ocurren en  $A_1$ ,  $A_3$  y  $A_{cm}$  estan controladas por la difusión, debido a la cual, las temperaturas críticas son sensibles



**Figura No. 18**

TEMPERATURAS DE ENFRIAMIENTO ( $Ar$ ), CALENTAMIENTO ( $Ac$ )  
 Y DE EQUILIBRIO ( $A$ ) EN ALEACIONES Fe-C. ENFRIAMIENTO  
 Y CALENTAMIENTO A  $0.125^\circ C/min$ .<sup>24</sup>

a la composición y a los ritmos de enfriamiento y calentamiento. Un calentamiento rápido permite menos tiempo para la difusión y tiende a incrementar a la temperatura crítica arriba de aquella asociada con el equilibrio. Así mismo, un enfriamiento rápido tiende a disminuir la temperatura crítica. El efecto de los ritmos de calentamiento y enfriamiento se define de manera práctica por una nueva designación de las temperaturas críticas  $A_C$  o  $A_T$  para las paradas en el calentamiento y enfriamiento respectivamente. Como resultado de los efectos de calentamiento y enfriamiento, hay otros grupos de temperaturas:  $A_{c1}$ ,  $A_{c2}$ ,  $A_{ccm}$  y  $A_{r1}$ ,  $A_{r2}$  y  $A_{rcm}$ . Estas se muestran esquemáticamente en la figura 18. Generalmente se determinan experimentalmente.

### III.7. Elementos aleantes y su efecto.<sup>24</sup>

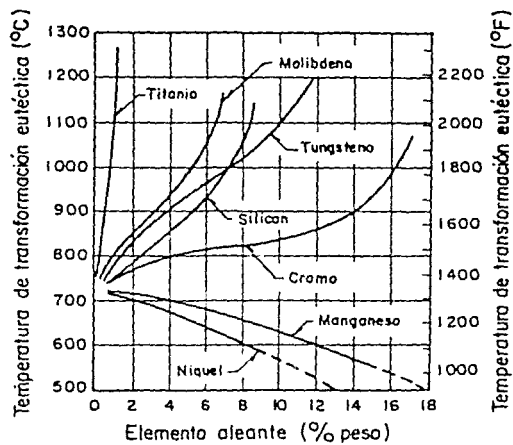
Hasta aquí sólo se han descrito el diagrama de fase Fe-C y las estructuras cristalinas de las fases que se forman en las aleaciones Fe-C. Los aceros, sin embargo, contienen elementos aleantes e impurezas que deberán ser incorporadas a las estructuras austenítica, ferrita y cementita. Las incorporaciones se hacen reemplazando los átomos de hierro si los átomos de las aleaciones o impurezas son aproximadamente del mismo tamaño. En algunos casos, si existe una cantidad suficiente de elementos aleantes, los límites de solubilidad son excedidos y se pueden formar otras fases distintas a las discutidas.

Por ejemplo, pequeñas adiciones de cromo a la aleación Fe-C a 890°C mantiene a la estructura cementita,  $M_3-C$ , (CM establecida para una combinación de átomos de cromo y hierro); grandes cantidades causan la formación de carburos  $M_7-C_3$  o  $M_{23}-C_6$ .

Algunos de los elementos presentes en el acero son estabilizadores de la austenita (manganeso, níquel por ejemplo), y algunos otros son estabilizadores de la ferrita (silicio, cromo y niobio), y algunos son fuertes formadores de carburos (titanio, niobio, molibdeno y cromo si se encuentra en grandes cantidades). Los estabilizadores de ferrita y austenita expanden sus respectivas regiones de fases. Una medición del efecto de los elementos

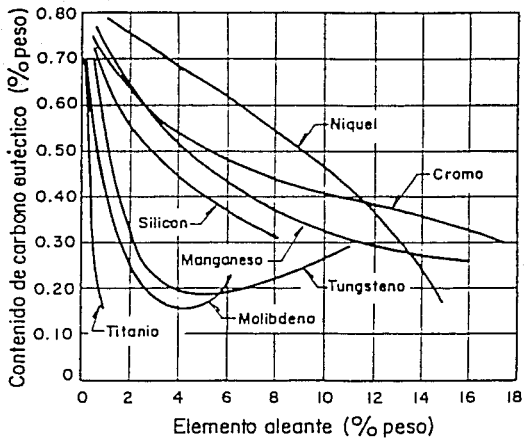
aleantes es si suben o bajan a la temperatura eutéctica.

Los estabilizadores de la austenita bajan la temperatura eutéctica por tanto expanden el rango de temperatura al cual la austenita es estable. La figura 19 muestra los cambios en la temperatura eutéctica con el incremento de las cantidades de algunos elementos aleantes. La figura 20 muestra el efecto de los elementos aleantes sobre el diagrama Fe-C; la disminución en contenido de carbono de la austenita de composición eutéctica. La evidencia en la que las figuras 19 y 20 se basan, se muestra en la figura 21 para el sistema Fe-Cr-C. Se observa que la región de fase austenita disminuye conforme se incrementa el contenido de cromo. Los cambios en la composición y la temperatura eutéctica también se representan gráficamente. A continuación en la tabla 13 se presentan algunos elementos aleantes que suelen tener los aceros y algunas características que le incorporan al sistema Fe-C.



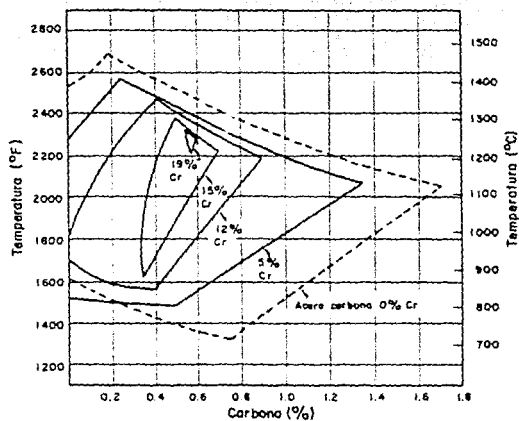
**Figura No. 19**

EFEECTO DE ELEMENTOS ALEANTES SUSTITUTIVOS SOBRE LA TEMPERATURA DE TRANSFORMACION EUTECTICA EN EL ACERO.



**Figura No. 20**

EFFECTO DE ELEMENTOS ALEANTES SUSTITUYENTES SOBRE EL CONTENIDO DE CARBONO EUTÉCTICO EN EL ACERO



**Figura No. 21**

EFFECTO DEL CONTENIDO DE CROMO SOBRE EL  
TAMAÑO DE LA REGION DE LA FASE AUSTENITA.<sup>24</sup>



Tabla 13.- Elementos aleantes y su influencia

Elemento Aleante	Influencia en la Formación de carburos.	Influencia en la templabilidad.	Tendencia a:	
			Disolverse en la ferrita.	Formar carburos.
NIQUEL Ni	Menor que el Fe Grafitizante	Aumenta ligeramente. Tiende a retener austenita en los aceros altos en carbono.	Se disuelve	Muy pequeños
CROMO Cr	Mayor que en el Mn y menor que el W.	Aumenta moderadamente	Se disuelve	Forma carburos
MOLIBDENO Mo	Mayor que el Cr.	Aumenta mucho la templabilidad mayor que el Cr.	Se disuelve	Grande
WOLFRAMIO W	Muy fuerte	Aumenta muy fuertemente cuando esta en pequeñas cantidades.	Se disuelve	Muy Grande
VANADIO V	Muy fuerte < Ti o Co	Aumenta muy fuertemente cuando esta disuelto.	Se disuelve	Muy Grande
MANGANESO Mn	Mayor que el Fe y menor que el Cr.	Aumenta notablemente.	Se disuelve	Forma carburos

Tabla 13.- Elementos aleantes y su influencia

(continuación)

Elemento Aleante	Influencia en la Formación de carburos.	Influencia en la templabilidad.	Tendencia a:	
			Disolverse en la ferrita.	Formar carburos
SILICE Si	Menor que el Fe Actua como Grafitizante.	Aumenta moderadamente Ni<Si<Mn	Se disuelve	Muy pequeña
FOSFORO P	Nula.	Aumenta moderadamente	Se disuelve	No forma carburos
COBALTO Co	Similar al Fe.	Disminuye la templabilidad.	Se disuelve	Similar a Fe
ALUMINIO Al	Negativa Grafitizante	Aumenta ligeramente.	Se disuelve	No forma carburos
TITANIO Ti	La mayor conocida.	Aumenta muy fuertemente cuando se disuelve. Disminuye cuando esta en forma de carburos.	Se disuelve	Muy Grande
BORO B	No es sensible.	Aumenta considerablemente la templabilidad estando disuelto en la austenita.	Se disuelve	No forma carburos

Tabla 13.- Elementos aleantes y su influencia  
(continuación)

Elemento Aleante	Posible solubilidad de los diferentes elementos aleados en la fase alfa o gamma de los aceros. Grado máximo de solubilidad en la fase alfa.	Grado máximo de solubilidad en la fase gamma.	Efecto endurecedor sobre la ferrita.	Influencia en la disminución de la dureza en el revenido.
NIQUEL Ni	10 a 25 % Independiente del % de C.	Ilimitado	Endurece y mejora la tenacidad.	Muy poco en pequeños porcentajes.
CRÓMO Cr	Ilimitado	12.8 % (20 % con 0.5 % de C.)	Endurece ligeramente.	Mediana resistencia al ablandamiento.
MOLIBDENO Mo	37.5 %	3 % (8 % con 0.3 % de C.)	Origina envejecimiento.	Se opone al ablandamiento y aparece la dureza secundaria.
WOLFRAMIO W	30 a 50 %	6 % (11 % con 0.25 % de C.)	Origina envejecimiento.	Se opone al ablandamiento y aparece la dureza secundaria.
VANADIO V	Ilimitado	1 % (4 % con 0.2 % de C.)	Endurece moderadamente	Se opone al ablandamiento y aparece la dureza secundaria.
MANGANESO Mn	15 %	Ilimitado	Muy endurecedor	Tiene poca influencia en porcentajes normales.

Tabla 13.- Elementos aleantes y su influencia  
(continuación)

Elemento Aleante	Posible solubilidad de los diferentes elementos aleados en la fase alfa o gamma de los aceros. Grado máximo de solubilidad en la fase alfa.	Grado máximo de solubilidad en la fase gamma.	Efecto endurecedor sobre la ferrita.	Influencia en la disminución de la dureza en el revenido.
NIQUEL Ni	10 a 25 % Independiente del % de C.	Ilimitado	Endurece y mejora la tenacidad.	Muy poco en pequeños porcentajes.
CROMO Cr	Ilimitado	12.8 % (20 % con 0.5 % de C.)	Endurece ligeramente.	Mediana resistencia al ablandamiento.
MOLIBDENO Mo	37.5 %	3 % (8 % con 0.3 % de C.)	Origina envejecimiento.	Se opone al ablandamiento y aparece la dureza secundaria.
WOLFRAMIO W	30 a 50 %	6 % (11 % con 0.25 % de C.)	Origina envejecimiento.	Se opone al ablandamiento y aparece la dureza secundaria.
VANADIO V	Ilimitado	1 % (4 % con 0.2 % de C.)	Endurece moderadamente	Se opone al ablandamiento y aparece la dureza secundaria.
MANGANESO Mn	15 %	Ilimitado	Muy endurecedor	Tiene poca influencia en porcentajes normales.

Tabla 13.- Elementos aleantes y su influencia  
(Continuación)

Elemento Aleante	Posible solubilidad de los diferentes elementos aleados en la fase alfa o gamma de los aceros.	Efecto endurecedor sobre la Ferrita.	Influencia en la disminución de la dureza en el revenido.	
	Grado máximo de solubilidad en la fase alfa.	Grado máximo de solubilidad en la fase gamma.		
SILICE Si	18.5 %	2 % ( 9 % con 0.35 % de C.)	Endurece con pérdida de plasticidad.	No ejerce influencia sensible.
FOSFORO P	2.8 %	0.5 %	Muy endurecedor	No ejerce influencia sensible.
COBALTO Co	75 %	Ilimitado	Muy endurecedor	No ejerce influencia sensible.
ALUMINIO Al	36 %	1.1 % Aumentada por el carbono.	Muy endurecedor, cuando está en solución sólida.	No ejerce influencia sensible.
TITANIO Ti	6 %	0.75 % ( 1 % con 0.2 % de C.)	Origina envejecimiento.	En forma de carburos no ejerce influencia importante. Hay algo de endurecimiento secundario.
BORO B	0.15 %	0.1 % Aumentada por el carbono.	Muy poco	No ejerce influencia sensible.

Tabla 13.- Elementos aleantes y su influencia  
(continuacion)

Elemento Principales funciones que desempeñan cada uno de los Aleante elementos.

SILICE  
Si 1.- Se usa como elemento desoxidante.  
2.- Mejora la templabilidad en los aceros con elementos no grafitizantes.  
3.- Aumenta la resistencia de los aceros bajos en carbono.

FOSFORO  
P 1.- Aumenta la resistencia y dureza de los aceros de bajo contenido de carbono.  
2.- Mejora en esos casos la maquinabilidad.  
3.- Mejora ligeramente la resistencia a la corrosion.

COBALTO  
Co 1.- Mejora la dureza en caliente al aumentar la dureza de la ferrita.

ALUMINIO  
Al 1.- Accion desoxidante.  
2.- Limita el crecimiento del grano por formacion de oxidos y nitruros.  
3.- Es el elemento aleado fundamental de ciertos aceros de nitruracion.

TITANIO  
Ti 1.- Fija el carbono en forma de particulas inertes. 2.- reduce la dureza martensitica y la templabilidad en los aceros al cromo. 3.- Dificulta la formacion de austenita en los aceros altos en cromo. 4.- Evita la perdida de cromo en ciertas zonas de los aceros inoxidables durante calentamientos largos.

BORO  
B 1.- Intensifica extraordinariamente la templabilidad en concentraciones del orden de 0.005 %.

Tabla 13.- Elementos aleantes y su influencia  
(continuación)

Elemento Principales funciones que desempeñan cada uno de los Aleante elementos.

NIQUEL Ni	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Aumenta la tenacidad de los aceros.</li> <li>2.- Aumenta la resistencia de los aceros recocidos.</li> <li>3.- Hace austeníticos los aceros altos.</li> </ol>
CROMO Cr	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Aumenta la templeabilidad.</li> <li>2.- Mejora la resistencia a la abrasión y al desgaste.</li> <li>3.- Aumenta la resistencia a la corrosión y oxidación.</li> <li>4.- Aumenta la resistencia a altas temperaturas.</li> </ol>
MOLIBDENO Mo	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Aumenta la templeabilidad.</li> <li>2.- Contrarresta la fragilidad del revenido.</li> <li>3.- Mejora la resistencia al caliente.</li> </ol>
WOLFRAMIO W	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Forma carburos duros y resistentes al desgaste a elevadas temperaturas.</li> <li>2.- Mejora la dureza a elevada temperatura de los aceros.</li> </ol>
VANADIO V	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Dificulta el crecimiento del grano en los aceros en los calentamientos.</li> <li>2.- Aumenta la templeabilidad cuando se encuentra disuelto.</li> <li>3.- Dificulta el ablandamiento en el revenido y da lugar al fenómeno de dureza secundaria.</li> </ol>
MANGANESO Mn	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Aumenta la templeabilidad siendo su empleo muy económico.</li> <li>2.- Aumenta la templeabilidad cuando se encuentra disuelto.</li> <li>3.- Dificulta el ablandamiento en el revenido y da lugar al fenómeno de dureza secundaria.</li> </ol>

### III.B. -Transformación isotérmica de la austenita.

Si un acero es templado de una temperatura a la cual es austenítico a una temperatura justo abajo de la isoterma eutéctica, no se forma la perlita inmediatamente. La formación de perlita a partir de la austenita requiere del rearrreglo y redistribución del carbono en cementita y en hojuelas de ferrita; esto es, es un proceso de difusión (la difusión es la migración de los átomos debido tanto a un movimiento térmico o a una variación de la concentración) y se requiere un cierto tiempo para que ésta ocurra. Considérese el caso del acero eutéctico 1030 templado a varias temperaturas abajo de la temperatura eutéctica y mantenido en cada temperatura hasta que la perlita se forma. Experimentalmente se ha encontrado cierta dependencia con la temperatura, esto se ilustra en la figura 22.

Un diagrama de transformación isotérmica consiste esencialmente de dos curvas. La primera muestra la distribución de los tiempos a los cuales comienza la transformación de austenita a perlita a varias temperaturas (izquierda), y la segunda los tiempos a los cuales la transformación se termina (derecha). Ver figura 22, donde el diagrama representa la transformación de austenita a ferrita y cementita. Se emplean las siguientes designaciones: A, austenita; F, ferrita; C, cementita; y  $A_{e1}$ , la isotérmica eutéctica.<sup>24</sup>

El diagrama de transformación isotérmica de la figura 22 es representativo de la mayoría de los aceros y se despliega en lo que es llamado un comportamiento de curva C.

A altas temperaturas, por ejemplo 700 °C, la transformación es lenta, a bajas temperaturas, 540 °C, ésta es muy rápida, y si continúa bajando la temperatura, 300 °C la transformación vuelve ha ser lenta.

La explicación del comportamiento de curva C se basa en la interrelación entre las fuerzas de impulso para la transformación de austenita a perlita y la difusión debido a la actividad térmica. La fuerza de impulso debido a la reacción eutéctica es la diferencia de energía de la austenita y la energía de la ferrita y la cementita microconstituyente resultante de la reacción. Esta diferencia se muestra como una función de la temperatura en la

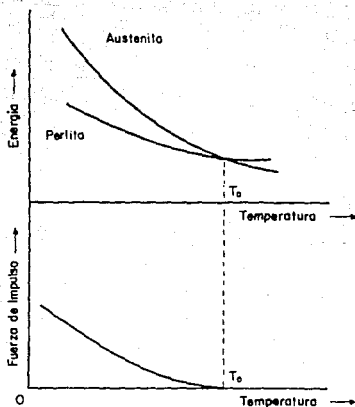


figura 23 donde se grafica la energía de la austenita y la perlita en función de la temperatura.

A temperaturas mayores a la temperatura eutéctica  $T_0$ , la austenita tiene menor energía que la perlita, pero a temperaturas menores a  $T_0$ , la perlita tiene menor energía. La diferencia de energía entre la austenita y la perlita es la fuerza de impulso para la reacción eutéctica. La fuerza de impulso se grafica en la figura 23, a  $T_0$  es igual a cero y se incrementa conforme disminuye la temperatura.

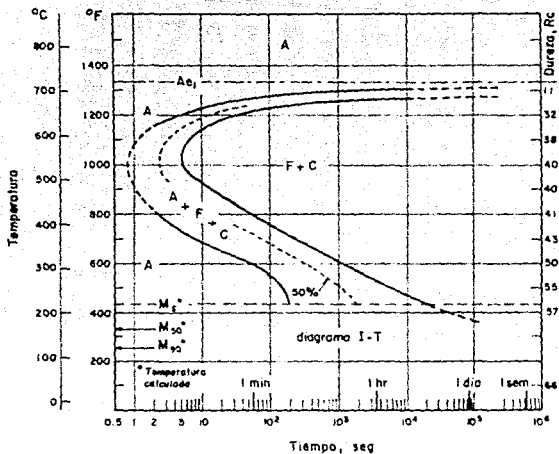
Se necesita que exista difusión para la transformación de la perlita a partir de austenita con un contenido de carbono uniforme, se debe descomponer en ferrita de bajo contenido de carbono y en cementita con alto contenido de carbono. La difusión es activada térmicamente, así, los ritmos de difusión se incrementan exponencialmente conforme se incrementa la temperatura.

Para que la reacción de la perlita ocurra a una velocidad máxima, se necesita tener la mejor combinación del ritmo de difusión y la fuerza de impulso. A altas temperaturas cerca de la isotérmica autéctica, el ritmo de difusión es alto, pero la fuerza de impulso es baja. A bajas temperaturas ocurre lo contrario. Aquella temperatura intermedia a la cual ocurre la mejor combinación del ritmo de difusión y la fuerza de impulso es la temperatura a la cual la curva del diagrama de transformación isotérmica está cerca del eje de las ordenadas. Esta es conocida como la nariz del diagrama.



**Figura No. 23**

LA FUERZA DE IMPULSO PARA LA REACCION EUTECTICA. LA ENERGIA DE LA AUSTENITA Y LA PERLITA SE PRESENTAN COMO FUNCION DE LA TEMPERATURA EN LA GRAFICA SUPERIOR. A TEMPERATURAS MAYORES A LA EUTECTICA  $T_0$  LA AUSTENITA TIENE MENOR ENERGIA. LA DIFERENCIA DE ENERGIAS ENTRE LA AUSTENITA Y LA PERLITA ES LA FUERZA DE IMPULSO PARA LA REACCION, ESTA SE PRESENTA EN LA GRAFICA INFERIOR. ES CERO A  $T_0$  Y SE INCREMENTA AL DISMINUIR LA TEMPERATURA. 23



**Figura No. 22**

DIAGRAMA DE TRANSFORMACION ISOTERMICA: ACERO 1080 REPRESENTA LA TRANSFORMACION DE AUSTENITA A FERRITA Y CEMENTITA. ASIGNANDO: A, AUSTENITA; F, FERRITA; C, CEMENTITA Y Ae<sub>1</sub>, LA ISOTERMA EUTECTICA. LA CURVA DE LA IZQUIERDA REPRESENTA EL INICIO Y LA DE LA DERECHA LA TERMINACION.<sup>24</sup>

### III.9. -Formación de la perlita.<sup>28</sup>

Debido a los altos ritmos de difusión a temperaturas cercanas a la temperatura eutéctica, la perlita que se forma a estas temperaturas es muy rústica, esto es que las hojuelas de ferrita y cementita son muy gruesas. Conforme la temperatura de la transformación isotérmica decrece, el ritmo de difusión disminuye y la perlita se vuelve más fina hasta la nariz de la curva C, ésta puede ser demasiado fina que difícilmente se distinguen las placas u hojuelas de ferrita y cementita a través de un microscopio óptico.

Abajo de la nariz del diagrama, la difusión es demasiado lenta que la perlita ya no se vuelve a formar. En su lugar otro microconstituyente de ferrita y cementita se forma, el cual es llamado Bainita.

### III.10. -Formación de la bainita.<sup>28</sup>

La estructura de la bainita difiere de la perlita debido a que el ritmo de difusión es muy lento a temperaturas abajo de la nariz. El ritmo de difusión es demasiado lento para permitir el movimiento del carbono en distancias largas, y la forma de hojuela de la cementita no se puede formar a estas temperaturas.

La bainita tiene diferentes formas microestructurales dependiendo de la temperatura de formación. La bainita formada justamente abajo de la nariz del diagrama de transformación isotérmica se llama bainita superior o bainita plumosa dado que parece ensamble de plumas de pajar, y la bainita que se forma a bajas temperaturas se llama bainita inferior. La bainita inferior difiere de la superior debido a su forma lenticular.

Resumiendo, la austenita templada a una temperatura de transformación isotérmica se comienza a transformar en microconstituyentes de ferrita y cementita (ya sea perlita o bainita) en la intersección de la curva de inicio de reacción con la isoterma de transformación. La transformación se termina cuando se alcanza la curva de fin de reacción. Dependiendo de la temperatura de transformación se producirá perlita o bainita.

### III.11. -La transformación martensítica.<sup>23</sup>

La fase austenita no puede ser preservada a temperatura ambiente aún si se empleara el ritmo más rápido de templado. La transformación de la austenita en un templado rápido no es la descomposición para formar un microconstituyente eutéctico, sino la formación de un microconstituyente inestable llamado Martensita. La martensita se forma en placas con forma de lentes. La transformación martensítica no sólo se limita al sistema Fe-C, sino también se encuentra en otros sistemas tales como Cu-Zn, Fe-Ni, Au-Cd y Co-Ni.

Las transformaciones martensíticas se caracterizan por el hecho de que la reacción es:

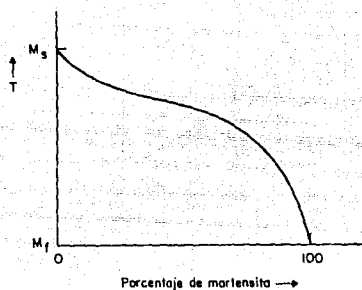
- a) No isotérmica.
- b) Desplazante.
- c) Sin difusión.
- d) Exhibe histeresis.
- e) Es isotérmica en algún grado.
- f) Es autocatalítica.

a) Naturaleza no isotérmica de la transformación martensítica.

Si una muestra de acero es templada rápidamente de la región de austenita a una temperatura abajo de la nariz del diagrama de transformación isotérmica pero justo arriba de la temperatura marcada como  $M_n$ , esta se transformará en bainita después de cierto tiempo, figura 24. Pero si el acero es templado a una temperatura justo abajo de  $M_n$ , se formará martensita. Una de las características de la transformación martensítica es que es no isotérmica, ocurre no como una función del tiempo a una temperatura dada, más bien como una función de la temperatura. La temperatura  $M_n$  es la temperatura de inicio de la martensita. A esta temperatura, se comienza a formar a partir de la austenita.<sup>24</sup>

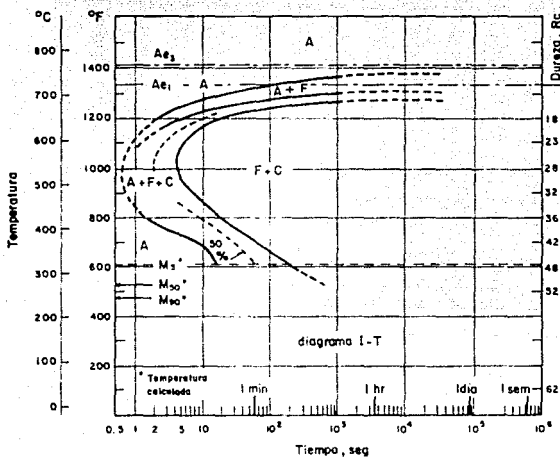
Si la temperatura se disminuye, se formará más martensita hasta que se alcance la temperatura final,  $M_f$ .

En la figura 25 se observa que la martensita no se forma hasta que no alcanza la temperatura de inicio  $M_n$ , y que la cantidad de martensita formada depende de la disminución de la temperatura a la



**Figura No. 25**

NATURALEZA NO ISOTERMICA DE LA TRANSFORMACION  
MARTENSITICA.<sup>23</sup>



**Figura No. 24**

EL DIAGRAMA DE TRANSFORMACION ISOTERMICA DEL ACERO 1050 ES SIMILAR AL DEL ACERO EUTECTICO 1080, EXCEPTO QUE SE INCLUYE UNA CURVA PARA EL INICIO DE LA FORMACION DE LA FERRITA PROEUTECTICA EN EL DIAGRAMA. LA TEMPERATURA  $Ae_3$  ES AQUELLA A LA CUAL LA FERRITA SE DESCOMPONE EN AUSTENITA MAS FERRITA.<sup>24</sup>

cual la aleación haya sido templada. A la temperatura final  $M_f$  se forma el 100 % de martensita.

b) Naturaleza desplazante de la transformación martensítica.

La transformación martensítica es desplazante ya que involucra un desplazamiento de la estructura en la reacción de austenita a martensita. En la figura 26 se observa que si se marcan unas líneas sobre la superficie pulida de la austenita como se aprecia en (a) y la muestra es enfriada abajo de la temperatura  $M_s$ , se forma martensita, como se muestra en (b), las marcas son desplazadas donde ellas cortan la placa de martensita, en (c) se observa una vista lateral mostrando la superficie resultante de la transformación martensítica.

c) Naturaleza de la transformación martensítica sin difusión.

La transformación martensítica no presenta difusión, esto es que la martensita y la austenita tienen la misma composición. Pero, ¿No es esto lo mismo que una transformación de un acero eutéctico de austenita a perlita?, la respuesta es no. La reacción eutéctica implica difusión. Los átomos de carbono uniformemente distribuidos en los sitios intersticiales de la malla de la austenita deben ser redistribuidos para formar placas de cementita con alto contenido de carbono y placas de ferrita de bajo carbono.

La reacción martensítica no puede ser suprimida por el rápido ritmo de templado, y no hay tiempo disponible para alguna difusión del soluto.

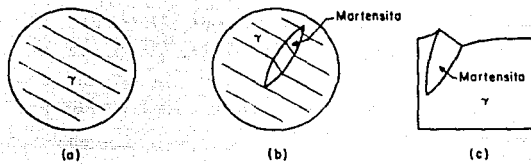
d) Histéresis de la transformación martensítica.

En el enfriamiento, la martensita se comienza a formar de la austenita a partir de la temperatura  $M_s$ . El inicio de la formación de austenita a partir de martensita en el calentamiento ocurre a la temperatura  $A_s$ . Generalmente  $A_s$  es diferente de  $M_s$ , por lo que se puede hablar de una histéresis en la transformación.

Esta histéresis se ilustra en la figura 27 la cual es una gráfica de la densidad del acero contra la temperatura. La austenita tiene una estructura con un empaquetamiento más cerrado y una alta densidad en tanto la martensita es tetragonal de cuerpo centrado y tiene una densidad menor que la austenita.

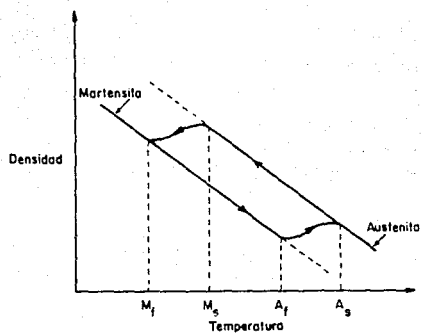
Conforme la austenita se enfría, su densidad se incrementa hasta alcanzar la temperatura  $M_s$ . A esta temperatura la martensita se





**Figura No. 26**

**NATURALEZA DESPLAZANTE DE LA TRANSFORMACION  
MARTENSITICA<sup>23</sup>**



**Figura No.27**

HISTERISIS DE LA TRANSFORMACION MARTENSITICA<sup>23</sup>

comienza a formar y la densidad de la aleación disminuye. Esto ocurre hasta alcanzar la temperatura  $M_f$  donde el 100 % de martensita se forma y la densidad comienza nuevamente a incrementarse con el enfriamiento.

En un calentamiento de la martensita, la densidad disminuye hasta no alcanzar la temperatura  $A_s$ . En este punto la austenita se comienza a formar.

Las temperaturas  $A_s$  y  $M_s$  pueden estar cientos de grados celsius separadas.

e) Martensita isotérmica.

Se discutió la naturaleza no isotérmica de la transformación martensítica, pero también hay martensita isotérmica que se forma además de la no isotérmica. Si una muestra es templada a una temperatura, una cierta cantidad de martensita no isotérmica se forma durante el templado; pero si entonces la muestra es calentada a una temperatura mayor, se forma martensita isotérmicamente.

Este último tipo de martensita constituye sólo una pequeña fracción de la cantidad total de martensita presente.

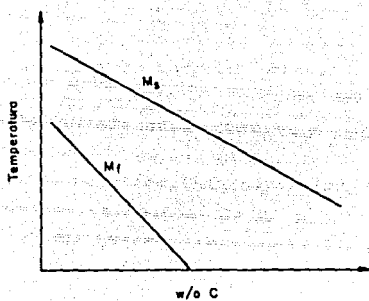
f) Naturaleza autocatalítica de la transformación martensítica.

El corte o naturaleza desplazante de la transformación martensítica requiere de cierto esfuerzo para ser desarrollado durante la reacción.

Alrededor de cada placa de martensita formada existe un campo de esfuerzos el cual puede ser relevado por la formación de una segunda placa de martensita. Esta segunda placa genera su propio campo de esfuerzos, así cada placa actúa como un catalítico para la formación de otra placa.

Temperatura de inicio de formación de la martensita.

La temperatura de inicio y final de formación de martensita de los aceros decrece conforme se incrementa el contenido de carbono. En algunos aceros la temperatura  $M_s$  está arriba de la temperatura ambiente pero la temperatura  $M_f$  está por debajo y se requiere de refrigeración para alcanzar una estructura completamente martensítica, figura 28.



**Figura No. 28**

LA TEMPERATURA M<sub>s</sub> DE LOS ACEROS<sup>23</sup>

### III.12. Tamaño del grano.

Para que pueda producirse una cristalización además de las nuevas condiciones de presión y temperatura, tiene que existir un impulso inicial para la transformación. En el caso de la cristalización se habla de núcleos y el efecto que tienen sobre la formación de cristales se llama nucleación.

La nucleación propiamente dicha puede explicarse más o menos por el hecho de que los átomos que se encuentran en el líquido en estado desordenado, y en continuo movimiento, han perdido tanta energía cinética a causa de la sustracción de energía durante el enfriamiento, que las fuerzas de enlace de los átomos del cuerpo extraño introducido, o ya sea el cristal propio, son suficientes para retenerlos.

Por otra parte, la nucleación por tensiones es debida probablemente a que a causa de las distintas tensiones locales, aparecen lugares en los que los átomos, por estas tensiones, se unen más estrechamente, y por consiguiente se forman centros cristalinos por dominio de las fuerzas de enlace.

Partiendo de los núcleos y de los centros cristalinos primeramente formados, los cristales siguen creciendo. Este crecimiento no es uniforme, sino que está orientado preferencialmente en determinadas direcciones axiales. La velocidad a la que se efectúa el crecimiento de los cristales, es decir, la velocidad de cristalización, dependerá de la eliminación del calor desprendido en el proceso de cristalización.

El tamaño de los cristales de un material cristalino completamente solidificado depende del número de núcleos activos y de la velocidad de crecimiento en la cristalización. Se llaman granos cristalinos a los cristales que no pueden crecer libremente hasta la cristalización total del líquido por interferir con cristales vecinos. El tamaño de las cristalitas, es decir el tamaño del grano tiene gran influencia sobre las características mecánicas de los metales.<sup>20</sup>

### III.12.1. -Factores que Influyen en el Tamaño de Grano.<sup>27</sup>

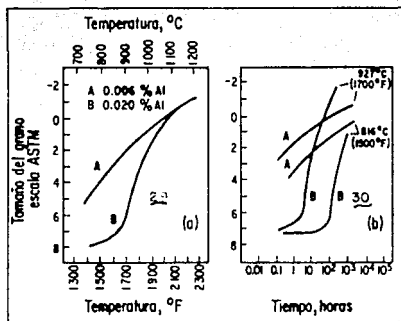
El tamaño de grano puede refinarse al agregar algunos elementos aleantes a la fundición del acero. El propósito es fomentar la subsecuente formación de componentes los cuales, debido a su extrema finura y relativa estabilidad, son capaces de restringir mecánicamente el movimiento del límite de los granos durante los tratamientos de austenización. Sin embargo, el efecto es limitado, dado que a algunas temperaturas dentro del rango de la austenita, los precipitados tienden a coalescer y disolverse; entonces ya no tienen la habilidad de prevenir el movimiento del límite de los granos.

En la figura 29 se ilustra la eficiencia del aluminio para inhibir el crecimiento de los granos de austenita. En ella se compara un acero tratado con aluminio con uno sin tratar. Se observa que mientras el acero no tratado engrosa el grano progresivamente conforme la temperatura se aumenta, el acero tratado no exhibe ningún crecimiento hasta que la temperatura de 925 °C se alcanza. Después de lo cual el acero de grano refinado se engrosa rápidamente.

La duración del tratamiento de austenización también tiene cierta importancia con lo que al crecimiento del grano se refiere. Por ejemplo, el acero mostrado en la figura 30 será de grano fino cuando se trata a 925 °C durante una hora, mientras que a las 10 horas del tratamiento a la misma temperatura provocará que el tamaño promedio del grano se incremente.

Se debe mencionar que cada acero tendrá su propia tendencia de crecimiento ya sea de grano refinado o no, los aceros que contienen elementos aleantes tales como el níquel o el molibdeno tendrán mayor resistencia al crecimiento del grano (a temperaturas convencionales de carburización) que los aceros carbono sin aleaciones.

En los aceros de grano fino el endurecimiento es más somero que en los aceros de grano grueso de la misma composición. En un tiempo los aceros de grano fino fueron considerados un problema, dado que cuando era necesario enfriarlos lentamente después de carburizarlos, tendían a desarrollar una microestructura superficial perlítica, la cual, cuando el acero se recalentaba



LA RELACION ENTRE LOS PARAMETROS DE AUSTENIZACION Y EL TAMAÑO DEL GRANO PARA ACEROS AISI 1060 CON GRANOS REFINADOS Y NO REFINADOS.

**Figura No. 29**

EL EFECTO DE LA TEMPERATURA DE AUSTENIZACION.<sup>27</sup>

**Figura No. 30**

EL EFECTO DEL TIEMPO DE AUSTENIZACION.<sup>27</sup>

mostraba una gran resistencia a disolverse. Así que se obtenían áreas superficiales suaves después del templado. El fenómeno fue llamado anormal; mientras que las estructuras de grano grueso, las cuales endurecían satisfactoriamente, eran consideradas normales. Las estructuras anormales en las superficies endurecidas fueron atribuidas a la presencia de partículas finas de  $AlN$  o  $Al_2O_3$ , las cuales estimulan la nucleación y crecimiento de los granos gruesos de carburos en superficies con alto contenido de carbono. Los avances en las técnicas metalúrgicas, el uso de silicio como desoxidante principal previo a la adición de aluminio sólo con propósitos de refinamiento de grano, y el incremento de la tendencia de los métodos directos de templado han contribuido a minimizar el problema haciéndolo cosa del pasado.

#### III.12.2.-El tamaño de grano y la microestructura.

El tamaño de grano de la austenita puede ser determinado como parte de una prueba rutinaria para estudiar su efecto sobre algunas propiedades, o tal vez como parte de la investigación de una falla por servicio. En el último de los casos, la superficie pudiera ser carburizada y el tamaño del grano de la austenita posiblemente definido por una red de carburos. De otro modo, es necesario llevar a cabo un tratamiento de carburización estándar en el cual se define el tamaño del grano. El tratamiento para la prueba puede variar en términos de tiempo y temperatura para estar más acorde a las prácticas del usuario. Cualquiera que sea el caso, la idea es decorar los límites del grano de austenita con carburos. Una vez que esto se logra, se obtiene un valor del tamaño del grano comparando la microestructura contenida con la carta estándar de la ASTM o por referencia de datos tabulados. Tabla 14.<sup>27</sup>



Tabla 14. - Tamaño del Grano ASTM.

No. Grano ASTM	No. Granos/ pg <sup>2</sup> de secc. vistas x100	Superficie de grano (a)	Area interfacial (b)	Diámetro de grano (c)
1	1	4.0	270	0.0113
2	2	5.6	340	0.0080
3	4	8.0	480	0.00567
4	8	11.3	679	0.00400
5	16	16.8	961	0.00293
6	32	22.6	1360	0.00200
7	64	32.0	1920	0.00143
8	128	45.3	2720	0.00100

(a) superficie de grano  $pg^2/pg^2$  a x100 calculada para granos cúbicos.

(b) media del área interfacial total  $pg^2/pg^3$ , calculada para un sólido de 14 lados con capacidad máxima para un empaquetamiento cerrado.

(c) diámetro de grano en  $pg$  de un grano esférico equivalente.

Los llamados tamaños de grano de ferrita o perlita o tamaño de placas de la martensita no proporcionan una indicación real del tamaño de grano de la austenita original. Cuando la austenita se enfría y comienza a transformarse, muchos y nuevos granos (por ejemplo, perlita, bainita o ferrita) se nuclearán más o menos simultáneamente a lo largo de cada límite de grano de la austenita. Aunque no todos ellos continuarán creciendo, muchos lo harán, así que cada grano de austenita original será reemplazado por un número de granos del producto de la transformación. Lo mismo ocurre en la transformación sin difusión que produce a la martensita. Muchas imperfecciones se desarrollarán dentro de cada grano de austenita, cada una de ellas será un punto de nucleación potencial para el crecimiento de martensita. Así que muchas placas de martensita pueden crecer dentro de cada grano de austenita.

### III.12.3. -Efecto del tamaño de grano sobre las propiedades.

La generalización de que una parte superficialmente endurecida debe tener una superficie dura soportada por una blanda, debido a que un núcleo duro es amenazado cuando el tamaño del grano del material es grande. Conforme el tamaño del material se vuelve grueso, las propiedades tales como la elongación, reducción del área, resistencia a la fatiga y la temperatura de transición de impacto decrecen. Se cree que es debido, en parte, a fracturas de dislocación, resultantes de la unión de las dislocaciones, las cuales crecen en tamaño conforme el tamaño del grano se incrementa. Así que la propagación de las fracturas, al menos, es favorecida por el incremento del tamaño de grano.

Se dice que los componentes de grano grueso son más propensos a la dislocación que los de grano fino. También son más aptos para fracturarse o microfracturarse durante el templeado o pulimiento. En condiciones normales, los aceros de grano grueso son más fáciles de maquinar pero para el terminado, para obtener una superficie pulida, son preferibles los aceros de grano fino. Además, los aceros de grano grueso endurecidos superficialmente parecen más propensos a la oxidación interna a lo largo de los límites de grano, mientras que los aceros de grano fino parecen favorecer la precipitación de partículas de óxido dentro de los granos.

### III.13. -Dureza y endurecimiento.

Una microestructura martensítica es la microestructura más dura que puede ser producida en cualquier acero carbono, pero sólo se puede lograr si se evita la transformación de la austenita en mezclas de ferrita y cementita. La dureza de una aleación es la medida de su dureza física (la resistencia que presenta un material a ser penetrado), pero un material puede ser suave y seguir estando muy endurecido.

¿Que tan duro debe ser un acero para saber si ha sido endurecido?, la respuesta se emplea para determinar el endurecimiento de la aleación. La base para determinar si una pieza de acero ha sido o no endurecida es el contenido de martensita en la microestructura.

Si existe menos del 50% de martensita, se dice que el material no tiene condiciones de endurecimiento.

Lo anterior indica que la máxima dureza de cualquier acero, esta asociado con una estructura completamente martensítica. Sin embargo, esta estructura sólo puede ser producida si las difusiones, transformaciones dependientes de la austenita son anuladas debido a un enfriamiento muy rápido. Existen varios factores que afectan a la velocidad de enfriamiento a lo largo de una pieza así como a la respuesta de un acero a estas velocidades de enfriamiento. Así, la formación de martensita y la dureza pueden variar considerablemente a lo largo de una sección transversal dada o entre secciones transversales iguales fabricadas de diferentes aceros.

Una definición más de endurecimiento que describe de mejor manera el proceso físico es, "la capacidad de un acero para transformarse parcial o totalmente de austenita a martensita en una profundidad dada cuando es enfriado bajo ciertas condiciones".

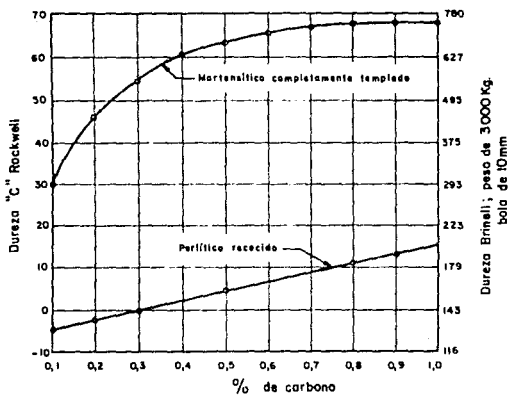
#### III.13.1. -Efecto del carbono.<sup>20</sup>

La capacidad de temple del acero aumenta claramente con el contenido de carbono hasta alcanzar este un 0.6%. El carbono desempeña dos papeles en el templado del acero:

1) Hasta alrededor de 0.6% de carbono, facilita el sobreenfriamiento de la austenita a 93.3 °C; por tanto, hace más fácil el templado del acero. Aparentemente el carbono actúa como un retardador, disminuyendo la velocidad de transformación.

2) El carbono presente en la martensita recién nacida aumenta la dureza; de hecho, el carbono disuelto o parcialmente precipitado en forma de cementita, es probablemente el factor más importante que hace a la martensita dura.

La figura 31 ilustra el efecto del carbono sobre la dureza de los aceros, tanto templados como en estado perlítico normal. Un hecho interesante es que la dureza máxima obtenida en el acero haciéndolo martensítico nunca excede una dureza Rockwell C 58 y una Brinell de 745, independientemente del contenido de carbono y aleaciones especiales. Aumentando el contenido de carbono en más del 0.85% se aumenta la dureza del acero tanto en estado perlítico como en el martensítico, pero al mismo tiempo, un contenido elevado de carbono



**Figura No. 31**

EFFECTO DEL CONTENIDO DE CARBONO SOBRE LA DUREZA DE LOS ACEROS AL CARBONO CON ESTRUCTURAS MARTENSITICA Y PERLITICA.<sup>26</sup>

aumenta la velocidad de transformación de la austenita a perlita, y por tanto, hace más difícil endurecer este acero y volverlo completamente martensítico.

Aunque la curva del acero templado completamente, figura 31, muestra que es posible obtener un aumento apreciable en dureza en los aceros de bajo contenido de carbono calentandolos y enfriandolos de manera brusca inmediatamente, resulta difícil atrapar 100% de martensita alfa en los aceros de más bajo contenido de carbono. Los aceros con menos del 0.30% de carbono no se endurecen generalmente debido a esta dificultad. La curva muestra una dureza Rockwell C de 55 en aceros con 0.30% de carbono. Esta dureza no puede obtenerse a menos que la sección sea muy delgada y enfriada energicamente en una lluvia de salmuera cáustica agitada intensamente. Con un contenido de carbono de 0.20%, no es posible, prácticamente, obtener una dureza máxima Rockwell C de 45 con el templado ordinario. Sin embargo, en el caso de que la forma y tamaño de la pieza de acero sea tal que permita un enfriamiento energético y rápido, puede obtenerse un marcado aumento y otras propiedades mecánicas con el simple proceso de templado.

Cuando el contenido de carbono excede el 0.30% resulta más fácil templarlo y darle un estado martensítico profundo y obtener la dureza máxima indicada en la figura 31. El acero templado que contiene más del 1.0% de carbono consiste de martensita con algunas partículas de cementita. La dureza más grande de este se debe a la presencia de cementita y no a la mayor facilidad para endurecer.

### III.13.2.-Ensayo de Dureza.

Los ensayos de dureza (Brinell y Rockwell) se basa en la resistencia a la penetración que opone la superficie del cuerpo en examen a una esfera durísima o a una punta de diamante que trata de penetrar bajo una carga preestablecida.

#### Método Brinell.

Una esfera de acero templado de cojinetes de bolas, de diámetro determinado (10, 5 ó 2.5 mm) se hace penetrar, bajo determinada carga estática y por un determinado tiempo (generalmente 30 seg.), en el material que se prueba.

La dureza Brinell es la relación entre la carga total  $Q_w$  en kilogramos y la superficie  $A$  en  $\text{mm}^2$  de la huella (casquete esférico). En la figura 32 se muestra la posición para una prueba de dureza Brinell. En la tabla 15 se dan algunas indicaciones para el uso de la esfera.

Tabla 15. - Empleo de esferas de distinto diámetro en el ensayo de dureza Brinell.

Espesor de las muestras mm.	Diámetro de las esferas D mm.	Carga $Q_w$		
		$30 D^2$ a	$10 D^2$ b	$2.5 D^2$ c
$t > 6$	10	3000	1000	250
$6 > t > 3$	5	750	250	62.5
$3 > t > 2$	2.5	187.5	62.5	15.6

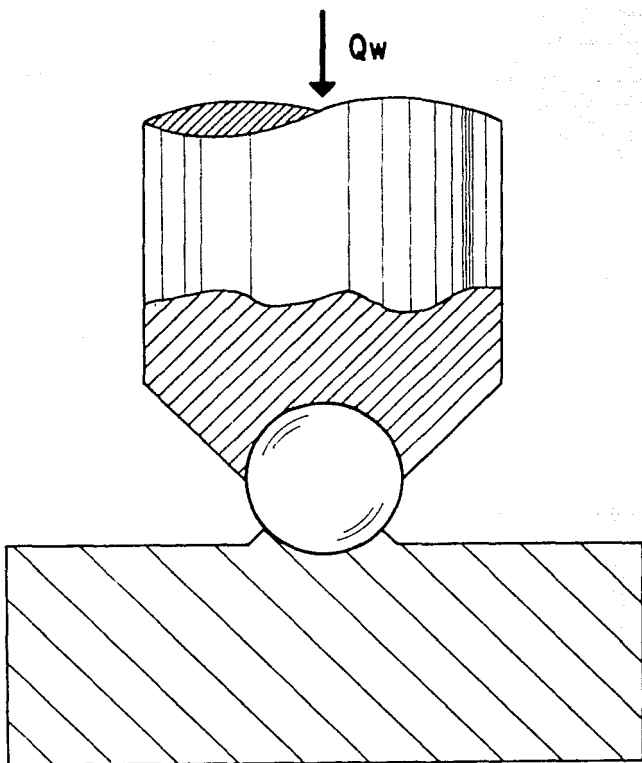
- a) para fundición y acero.
- b) para cobre, latón y acero.
- c) para metales dulces.

Para conocer la superficie de la huella se lee el diámetro con lentes a escala microscópica, o la profundidad en nonius. La dureza se calcula :

$$H_d = \frac{22.68 Q_w}{\pi D (D - \sqrt{D^2 - dh^2})}$$

$$H_d = \frac{11.34 Q_w}{\pi D p}$$

Donde:  $H_d$  = dureza Brinell en  $\text{Kg}/\text{mm}^2$   
 $D$  = diámetro de la esfera en pgs.  
 $dh$  = diámetro de la huella en pgs.  
 $Q_w$  = carga en lbs.  
 $p$  = profundidad de la huella en mm.



**Figura No. 32**  
ENSAYO A LA DUREZA BRINELL<sup>26</sup>

Es útil especificar las condiciones de ensayo, para tal fin se escribe abajo, a la derecha del simbolo Hd de la dureza Brinell, sucesivamente los valores del diámetro de la esfera, de la carga y el tiempo de aplicación.

Ejemplo: Hd <sub>10/3000/30</sub>

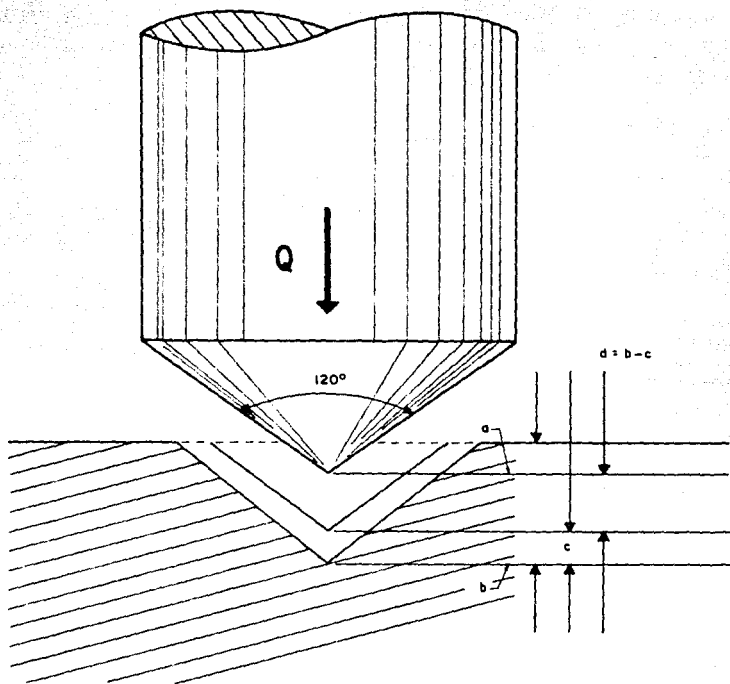
#### Método Rockwell.

Se hace penetrar en el material una esfera de 1/16 de pulgada bajo una carga de 100 Kg., o bien un cono de diamante de conicidad de 120°, bajo una carga Q de 150 Kg. El ensayo es a carga previa, es decir, la penetración se realiza en dos tiempos, figuras 33 y 34. Primero esfera y punta son cargadas con 10 Kg. La punta penetrará una cantidad a; luego se le aplica la carga restante (90 Kg. para la esfera y 140 Kg. para el cono), y la punta avanzará la profundidad b. Después se quita la segunda carga y el material, por elasticidad remanente, empuja hacia arriba la punta una cantidad c. Un cuadrante de nonius dá la indicación directa de la profundidad de la huella residual b-c, la inversa de cuyo valor es la medida de la dureza Rockwell. El cuadrante esta dividido en 100 partes, cada una de las cuales vale 0.005 mm.

La carga previa sirve para romper la costra del material, que para pequeñas profundidades de huella alteraría los resultados.

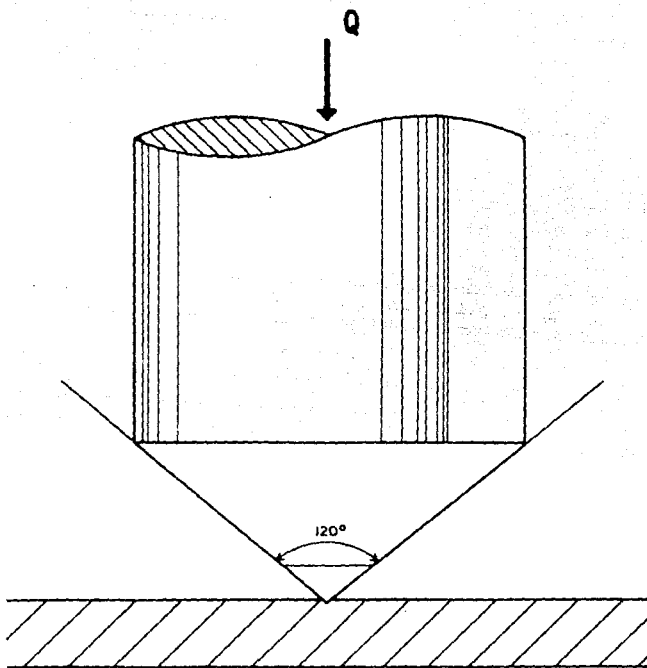
La prueba Brinell se presenta para la fundición gris y para todos los metales y aleaciones de poca dureza; la prueba Rockwell para las fundiciones blanca y para todos los metales y aleaciones recocidos o templados.





**Figura No. 33**

ESQUEMA DE LA MEDIDA DE LA DUREZA ROCKWELL C  
EL INVERSO DE LA PROFUNDIDAD RESTANTE  $d = b - c$   
ES LA MEDIDA DE LA DUREZA.<sup>26</sup>



**Figura No. 34**

PENETRADOR CONICO DE DIAMANTE ROCKWELL - B<sup>76</sup>

Tabla 16. -Equivalencias entre dureza medida por el método Brinell y Rockwell C y B.

Brinell		Rockwell	
Hd 10/3000/30	Hd	C cono 120°, Q=150	B esfera 1/16, Q=100
2.05	898		
2.10	857		
2.15	817		
2.20	780	70	
2.25	745	68	
2.30	712	66	
2.35	682	64	
2.40	653	62	
2.45	627	60	
2.50	601	58	
2.55	578	57	
2.60	555	55	120
2.65	534	53	119
2.70	514	52	119
2.75	495	50	117
2.80	477	49	117
2.85	461	47	116
2.90	444	46	115
2.95	429	45	115
3.00	415	44	114
3.05	401	42	113
3.10	388	41	112
3.15	375	40	112
3.20	363	38	110
3.25	352	37	110
3.30	341	36	109
3.35	331	35	109
3.40	321	34	108
3.45	311	33	108
3.50	302	32	107
3.55	293	31	108
3.60	285	30	105
3.65	277	29	104
3.70	269	28	104
3.75	262	28	103
3.80	255	25	102
3.85	248	24	102
3.90	241	23	100
3.95	235	22	99
4.00	229	21	98
4.05	223	20	97
4.10	217	18	96
4.15	212	17	96
4.20	207	16	95
4.25	202	15	94

Tabla 16. -Equivalencias entre dureza medida por el método Brinell y Rockwell C y B.

Brinell		Rockwell	
Hd 10/3000/30	Hd	C cono 120°, Q=150	B esfera 1/16, Q=100
4.30	197	13	93
4.35	192	12	92
4.40	187	10	91
4.45	183	9	90
4.50	179	8	89
4.55	174	7	88
4.60	170	6	87
4.65	166	4	86
4.70	163	3	85
4.75	159	2	84
4.80	156	1	83
4.85	153		82
4.90	149		81
4.95	146		80
5.00	143		79
5.05	140		78
5.10	137		77
5.15	134		76
5.20	131		74
5.25	128		73
5.30	126		72
5.35	124		71
5.40	121		71
5.45	118		69
5.50	116		68
5.55	114		67
5.60	112		66
5.65	109		65
5.70	107		64
5.75	105		62
5.80	103		61
5.85	101		60
5.90	99		59
5.95	97		57

### III.14. -Tratamientos térmicos de los aceros.

Los tratamientos térmicos de los aceros tienen por objeto mejorar las propiedades y características de los aceros, consisten en calentar y mantener al acero a temperaturas adecuadas durante un cierto tiempo y enfriarlo en condiciones convenientes. De esta forma, se modifica la estructura microscópica de los aceros, se verifican transformaciones físicas y a veces también hay cambios en la composición.<sup>72</sup>

La definición de la norma NACE MR 0175-88 establece: "Es el calentamiento y enfriamiento de un metal o aleación de tal forma que se obtengan propiedades deseadas".

Todos los tratamientos térmicos consisten en someter a un metal a un ciclo definido de tiempo-temperatura, el cual puede dividirse en tres etapas: 1) Calentamiento, 2) Mantenimiento de la temperatura, y 3) Enfriamiento. Algunos casos individuales varían, pero se pueden establecer algunos objetivos fundamentales.

El ritmo de calentamiento no es particularmente importante a menos que un acero se encuentre en condiciones de grandes esfuerzos, tales como los producidos por un severo trabajo en frío o por un endurecimiento previo. En tales condiciones el ritmo de calentamiento debe ser lento. Frecuentemente esto no es práctico, dado que los hornos deben de estar a la temperatura de operación, por lo que al colocar un acero frío en el horno caliente puede provocar distorsiones y aún fracturarse. Este peligro puede ser minimizado empleando un horno de precalentamiento, manteniendo la temperatura por debajo de  $A_1$ . El acero precalentado por un periodo suficiente, puede ser transferido al horno con la temperatura de operación. Este procedimiento también es apropiado cuando los aceros tratados tienen una considerable variación de espesores o una baja conductividad térmica.

El objetivo de mantener al acero a una temperatura de tratamiento es para asegurar la uniformidad de la temperatura a través de todo su volumen. Obviamente, las secciones delgadas no necesitan ser mantenidas tanto tiempo como las gruesas, pero si existen

diferentes espesores en la misma pieza, el periodo requerido para calentar uniformemente a la sección más gruesa gobernará el tiempo de la temperatura. Una regla frecuentemente empleada en el mantenimiento de la temperatura es de  $\frac{1}{2}$  hora por pulgada de espesor.

La estructura y las propiedades del acero dependen de su ritmo de enfriamiento y este, a su vez, es controlado por factores tales como la masa, el medio para templar, etc.<sup>28</sup>

### III.14.1.-Templado.

Uno de los tratamientos térmicos más importantes es el templado. El temple tiene por objeto endurecer y aumentar la resistencia de los aceros, para ello se calienta totalmente el acero a una temperatura ligeramente más elevada que la crítica superior y se enfría después más o menos rápidamente (según la composición y el tamaño de la pieza) en un medio conveniente, agua, aceite o aire.<sup>72</sup> El acero enfriado lentamente queda bastante blando y plástico. El objetivo del calentamiento es transformar al acero con estructura de tipo normal y perlita blanda en estructura de solución sólida (austenita). Obtenida la estructura austenítica se puede realizar la segunda operación de templado, esto es, el enfriamiento rápido; este tiene como fin subenfriar o impedir todo cambio en la austenita, distinto del enfriamiento hasta alcanzar una temperatura de aproximadamente 93 °C. Si se sobreenfría con éxito a la austenita, se transforma rápidamente en una estructura dura y relativamente frágil (martensita). Entonces mientras una estructura es dura, las estructuras perlíticas son blandas, estas últimas contienen cementita en partículas gruesas, mientras que la austenita aparentemente retiene el carbono o cementita en un estado de disolución o casi disuelto.

Aceros de la misma composición química y con tratamientos térmicos idénticos presentan variaciones al templarlos; algunos aceros endurecen satisfactoriamente; otros adquieren una penetración muy profunda de dureza; otros con una profundidad de dureza superficial, y en algunos casos con zonas blandas. Se ha demostrado

que uno de los factores que contribuyen a este estado de cosas es el tamaño del grano inherente con el cual nace un acero. El tamaño de grano inherente se refiere al tamaño del grano que un acero posee cuando se calienta a la temperatura de temple apropiada. El fabricante puede controlar dicho tamaño. Se ha comprobado que los aceros de grano fino tienen una gran velocidad de transformación del estado martensítico y por tanto son de temple superficial; mientras que los aceros de grano grueso son de temple profundo, y más fácilmente templables, con una velocidad de transformación más pequeña.

El tamaño del grano es mínimo a una temperatura próxima a la temperatura crítica, calentar al acero más allá de la temperatura crítica da como resultado el crecimiento del grano. De esta forma se deja sentir el efecto de la temperatura.

El alabeamiento y particularmente la formación de grietas son amenazas serias en casi cada operación de templado. Estos fenómenos se producen debido a las tensiones internas severas, creadas por una contracción y dilatación desigual que tiene lugar durante el templado. Algunas secciones del acero que ha de templarse se dilatan mientras que otras porciones del mismo acero se contraen. La contracción que tiene lugar durante el enfriamiento brusco nunca será uniforme; por tanto, siempre se produce una distorsión. La distorsión o alabeamiento siempre tiene lugar, y si las tensiones resultan muy severas y el acero se hace martensítico y frágil, estará latente el peligro de roturas o formación de grietas.<sup>20</sup>

La capa o superficie blanda en el acero es resultado de la combustión del carbono superficial o decarburación del acero. La decarburación del acero produce una capa de acero bajo o hierro casi puro en la superficie del acero; esta superficie queda blanda después del templado. La decarburación puede ser impedida con un control apropiado de la atmósfera que rodea al acero durante el templado.<sup>20</sup>

Las zonas blandas pueden aparecer en las superficies de las matrices templadas. Dichas zonas se producen debido a la transformación de la austenita en perlita a 533 °C durante el templado. Algunas causas que producen zonas blandas en el acero son; el medio enfriador se ensucia o calienta demasiado, poca agitación del medio

enfriador, suciedad sobre el acero, cualquier causa que provoque el retraso del enfriamiento.

En general los aceros aleados son más fáciles de templar que los aceros al carbono normales. Los aceros aleados son menos sensibles, y permiten un mayor rango en la elección de la temperatura de templado y en la manera de enfriar. Generalmente los aceros aleados se enfrían en aceite para templarlos. El aceite siendo un medio enfriador más lento que el agua y el aire, produce menos distorsiones y peligros de grietas<sup>26</sup>.

### III.14.2.-Revenido.

Es un tratamiento que se da a las piezas de acero que han sido previamente templadas.

Con este tratamiento que consiste en un calentamiento a temperaturas inferiores a la crítica, se disminuye la dureza y resistencia de los aceros templados, se eliminan las tensiones creadas en el templado y se mejora la tenacidad, quedando además el acero con la dureza o resistencia deseada.<sup>72</sup>

El revenido consiste en calentar al acero martensítico templado a una temperatura comprendida entre la ambiental y la crítica del acero durante un cierto tiempo, seguido de un enfriamiento en el aire. La velocidad de enfriamiento desde la temperatura de revenido en muchos casos no tiene influencia alguna.

El temple, si es bien realizado, comunica al acero las siguientes características:

Mínimo tamaño de grano.

Máxima dureza.

Mínima ductilidad.

Produce tensiones y deformaciones internas.

En este estado a veces el acero es más duro de lo necesario, aunque la deficiencia más evidente es la falta de tenacidad en el acero templado a fondo. Esta falta de tenacidad, con las tensiones internas, hace al acero templado inapropiado para ser utilizado. La dureza se requiere en muchas aplicaciones, pero la fragilidad extrema hace necesario someter al acero a un tratamiento térmico



posterior, esto es, a un revenido.<sup>20</sup>

Con el fin de eliminar estas tensiones y aumentar la tenacidad, conservando la dureza y resistencia mecánica el acero es revenido.

El objetivo del revenido es:

Aumentar la tenacidad.

Disminuir la dureza.

Eliminar tensiones internas.

Estabilizar la estructura.

Cambiar el volumen.

### III.14.3. -Recocido.

El objetivo principal es ablandar al acero; otras veces también se desea regenerar su estructura o eliminar tensiones internas. Consiste en el calentamiento a temperaturas adecuadas, seguido generalmente de un enfriamiento lento.<sup>72</sup>

El término recocido ha sido empleado para referirse a cualquier tratamiento térmico que tiene por objeto el desarrollo de una microestructura no martensítica de baja dureza y alta ductilidad.

Este concepto es muy amplio, sin embargo, se han desarrollado y definido un buen número de tratamientos térmicos de recocido. El recocido completo es un tratamiento térmico terminado por el calentamiento del acero en la región de una sola fase austenítica y posteriormente enfriado lentamente, generalmente dentro de un horno.

La temperatura para el recocido completo es una función del contenido de carbono del acero, estando justo arriba de la temperatura  $A_3$  para aceros hipoeutécticos y arriba de  $A_1$  para aceros hipereutécticos.

La temperatura crítica varía en función del contenido de elementos aleantes del acero, pero el objeto del calentamiento de la región de una fase de austenita para los aceros de un contenido de carbono bajo y medio, y dentro de la región de cementita-austenita para aceros con un alto contenido de carbono no se altera, sin importar la composición del acero.

### III.14.4. -Normalizado.

Consiste en un calentamiento a una temperatura ligeramente más elevada que la crítica superior, seguido de un enfriamiento en aire. De esta forma, se deja al acero con una estructura y propiedades que arbitrariamente se consideran como normales y características de su composición.

Se suele utilizar para piezas irregulares y también sirve para destruir los efectos de un tratamiento anterior defectuoso. Por medio de la normalización, se eliminan las tensiones internas y se uniformiza el tamaño del grano del acero. Se emplea casi exclusivamente para aceros al carbono o de baja aleación.<sup>72</sup>

El normalizado es muy similar al recocido completo, produce una microestructura uniforme de perlita y ferrita. Sin embargo, existen varias diferencias importantes entre el normalizado y el recocido.

El normalizado en aceros hipoeutécticos se realiza a temperaturas algo mayores que aquella empleada para el recocido, mientras que para aceros hipereutéctico el rango de la temperatura es mayor a la temperatura  $A_{cm}$ . En el normalizado, el calentamiento es seguido por un enfriamiento en aire, que contrasta con el enfriamiento lento en un horno en el recocido completo.

La temperatura alcanzada para aceros hipereutécticos produce una gran uniformidad en la estructura austenita y una composición similar a un tratamiento de homogeneización, aunque a mucho menor temperatura y a tiempos mucho menores que los empleados para la homogeneización. Otro de los objetivos principales del normalizado es refinar el tamaño del grano que frecuentemente se vuelve muy rústico durante un trabajo en caliente a altas temperaturas.

En aceros hipereutécticos el normalizado se realiza arriba de la temperatura  $A_{cm}$  no solo para refinar el tamaño del grano, sino también para disolver carburos y mallas de carbono que pudieran haberse desarrollado durante procesos anteriores. Las estructuras normalizadas resultantes responden más fácilmente a los tratamientos de esferoidización para un buen maquinado o para proporcionar una mejor respuesta a un subsecuente y final tratamiento térmico para endurecimiento.<sup>24</sup>

La etapa de enfriamiento en aire de un tratamiento de normalizado produce sutiles pero significativas diferencias en las microestructuras comparadas con aquellas obtenidas por un recocido completo, el tamaño de grano de la ferrita y el espaciamiento de las hojuelas de perlita son reducidos.

La estructura más fina de un acero normalizado tiene una mayor fuerza y dureza y una ductilidad ligeramente mayor que la de los aceros recocidos.

#### III.14.5. -Esferoidización.<sup>24</sup>

La condición más suave y dúctil de cualquier acero está asociada con una microestructura que consiste de partículas de carburo esféricas distribuidas uniformemente en una matriz de ferrita. La alta ductilidad de tal microestructura esta directamente relacionada a la matriz de ferrita dúctil continua.

Las microestructuras esferoidizadas son las microestructuras más estables encontradas en aceros y se forman en cualquier estructura previamente calentada a altas temperaturas y tiempos suficientemente largos para permitir el desarrollo y difusión de las partículas de carburo esféricas. Hay varios tratamientos térmicos accesibles para producir microestructuras esferoidizadas. La menor esferoidización esta asociada con microestructuras perlíticas, especialmente aquellas con espaciamientos interlaminares rústicos. Se requieren muchos cientos de horas para esferoidizar a las microestructuras perlíticas.

La esferoidización es más rápida si los carburos estan en la forma de partículas discretas, como la bainita, y aún más rápida si la estructura inicial es martensita. La esferoidización de las estructuras martensíticas es frecuentemente realizada en herramientas de acero de alta aleación que forman martensita en un enfriamiento con aire.

### III.14.6. -Recristalización por recocido.<sup>24</sup>

El procesamiento y recristalización por recocido son tratamientos de recocido similares, generalmente aplicados para restituir la ductilidad a productos de acero trabajados en frío en una variedad de formas. Dado que estos tratamientos térmicos se realizan en la región de dos fases de la ferrita y cementita sobre el diagrama Fe-C, no ocurre transformación de fases en los cambios microestructurales producidos por los tratamientos. Generalmente, la microestructura de los aceros de bajo y medio contenido de carbono antes del trabajo en frío está esferoidizada o contiene mucha ferrita con pequeñas cantidades de perlita, ambas estructuras son altamente dúctiles.

La ferrita en estas microestructuras es equiaxial y libre de esfuerzos. El trabajo en frío deforma o endurece a la ferrita, tendiendo a elongar los granos de ferrita en la dirección del trabajo e introduce una alta densidad de imperfecciones cristalinas entre los granos. En el calentamiento, la gran energía de la ferrita deformada en el primer impulso se recupera, mecanismo por el cual algunas imperfecciones cristalinas son eliminadas o rearregladas en nuevas configuraciones y eventualmente se recristalizan, es un proceso donde nuevos granos equiaxiales y libres de esfuerzos se nuclean y crecen en la ferrita deformada. El resultado final del proceso de recocido subcrítico es la restitución de la ductilidad, y la microestructura esferoidizada la cual es nuevamente capaz de aguantar deformaciones en frío.

### III.14.7. -Relevado de esfuerzos.<sup>24</sup>

Un buen número de procesos térmicos y mecánicos generan esfuerzos residuales que pueden ser dañinos para el comportamiento de las partes de acero fabricadas. Los esfuerzos residuales pueden causar distorsiones y fracturamiento durante tratamientos térmicos o fallas del acero en servicio. Una fuente de esfuerzos residuales es el enfriamiento de secciones pesadas después de la austenización

El templado para formar martensita, produce problemas más serios de esfuerzos residuales.

El maquinado y el trabajo en frío también pueden introducir esfuerzos residuales en el acero, debido a las diferencias en la cantidad de deformación entre la superficie y la región interior de una parte. Soldar es otro proceso que produce esfuerzos de tensión residuales.

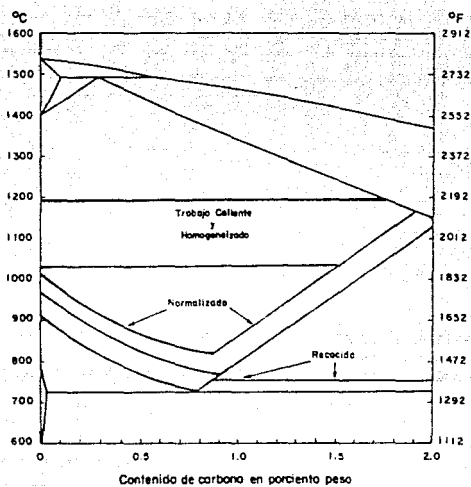
Los esfuerzos residuales son reducidos o eliminados por tratamientos térmicos subcríticos realizados a temperaturas abajo o iguales a aquellas empleadas por la recristalización por recocido. El calentamiento y enfriamiento a la temperatura relevadora de esfuerzos se debe hacer lentamente, especialmente en secciones pesadas o grandes ensambles soldados, para evitar introducir nuevos esfuerzos térmicos y posibles fracturamientos durante el mismo tratamiento de relevado de esfuerzos.

El objetivo del relevado de esfuerzos no es producir cambios en las propiedades mecánicas por recristalización como lo hacen los tratamientos de recocido subcríticos. En cambio el relevado de esfuerzos es realizado para recuperar los mecanismos que preceden a la recristalización, una situación que es ayudada por la diferencia en la cinética de ambos mecanismos.

La recuperación comienza casi inmediatamente con el calentamiento o la velocidad de recuperación es muy alta al principio y disminuye conforme se incrementa el tiempo a la temperatura dada.

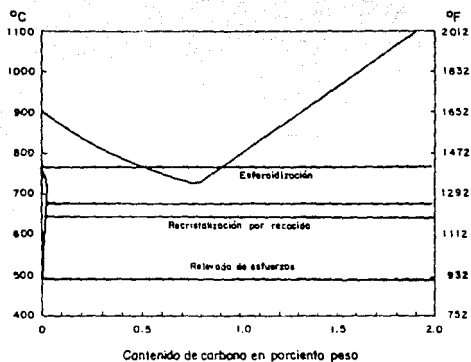
Por otro lado, la recristalización requiere de un periodo de incubación y comienza muy lento. Por tanto es posible relevar los esfuerzos residuales sin cambios significativos en las propiedades mecánicas.

La figura 35 es una parte del diagrama Fe-C con rangos de temperatura para un recocido completo, normalizado, trabajo en caliente y homogeneización. La figura 36 indica los rangos de temperatura para el proceso de recocido, y recristalización por recocido, relevado de esfuerzos y esferoidización.



**Figura No. 35**

PORCION DEL DIAGRAMA Fe-C CON RANGOS DE TEMPERATURA PARA UN RECOCIDO COMPLETO, NORMALIZADO, TRABAJO EN CALIENTE Y HOMOGENEIZACION.<sup>24</sup>



**Figura No. 36**

PORCION DEL DIAGRAMA Fe-C CON RANGOS DE TEMPERATURA PARA RECOCIDO, RECRISTALIZACION POR RECOCIDO, RELEVADO DE ESFUERZOS Y ESFEROIDIZACION.<sup>24</sup>

### III.14.8. -Martempering.<sup>24</sup>

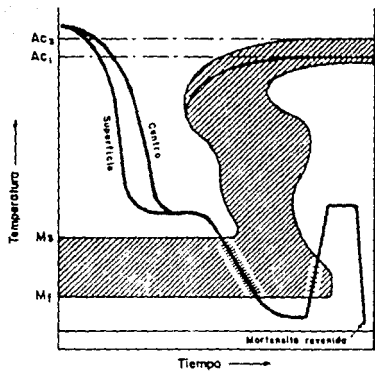
Martempering o templado interrumpido es un tratamiento de endurecimiento que consiste de un templado a una temperatura arriba de  $M_s$ , generalmente se realiza en un baño de sales, manteniendo al acero durante un tiempo suficiente en el baño para permitir que la temperatura sea igual en toda la pieza, y despues se enfría al aire de la temperatura  $M_s$  a la ambiental. Como se observa en la figura 37, la superficie y el centro de un cuerpo se enfrían a diferentes velocidades arriba de la temperatura  $M_s$ , y despues se enfrían uniformemente conforme la martensita se forma durante el enfriamiento al aire. La uniformización de la temperatura en una parte anterior a la formación de la martensita asegura que los esfuerzos de transformación a través de la pieza serán mínimos y por tanto la distorsión y el fracturamiento serán minimizados.

Un aspecto importante del martempering es que no se debe formar ningún otro producto de transformación que no sea martensita. Por tanto, los aceros seleccionados para el martempering deben tener suficiente endurecimiento no sólo con respecto a los productos de transformación a altas temperaturas tales como perlita y ferrita, sino también con respecto a la bainita que se puede formar justo arriba de la  $M_s$ .

### III.14.9. -Austempering.<sup>24</sup>

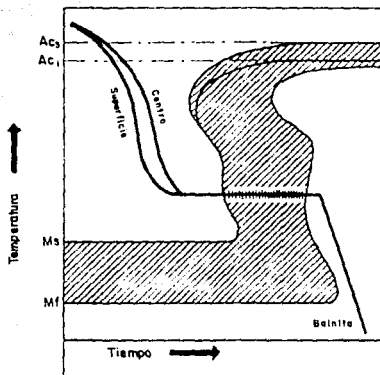
Austempering es otro tratamiento de endurecimiento diseñado para reducir la distorsión y el fracturamiento en aceros al alto carbono. El objetivo del austempering es formar bainita en lugar de martensita. El acero es austenizado, templado en hornos con sal mantenidos a temperaturas arriba de la  $M_s$ , y así permitir la transformación a bainita a esa temperatura. No se requiere un revenido. Como se muestra en la figura 38, la temperatura del centro y la superficie de una pieza austenizada van juntas a la temperatura de mantenimiento, y la ausencia de gradientes térmicos en la transformación subsecuente a bainita minimiza los esfuerzos generados durante el austempering.





**Figura No. 37**

DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL CICLO DEL TRATAMIENTO DE MARTEMPERING SUPERPUESTO SOBRE UN DIAGRAMA ISOTERMICO PARA UN ACERO DE CARBONO MEDIO.<sup>24</sup>



**Figura No. 38**

DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL CICLO DE TRATAMIENTO DE AUSTEMPERING SUPERPUESTO SOBRE UN DIAGRAMA ISOTERMICO PARA UN ACERO DE CARBONO MEDIO.<sup>24</sup>

### III.14.10. -Trabajo en Frio.<sup>24</sup>

El método más común para la deformación de materiales a la forma deseada es por deformación mecánica seguido quizás de un maquinado final.

La deformación mecánica puede ser realizada a temperatura ambiente o menor a 538 °C, y se llama trabajo en frío. Todos los métodos para cambiar la forma del material tienen un factor en común, el material se endurece mientras esta siendo deformado. Si la deformación es hecha en frío, el efecto de endurecimiento es muy pronunciado y esto limita la extensión de los posibles cambios de formas.

Así la deformación o alargamiento de un material provoca un incremento en sus esfuerzos conforme aumenta la deformación. El trabajo en frío puede ser expresado como una reducción del espesor, reducción del área, porcentaje de trabajo en frío, etc. La reducción del espesor se refiere al espesor de una hoja, y la reducción del área a la disminución del área de la sección transversal de un cable o varilla. Ambas pueden convertirse en porcentajes de trabajo en frío a través de las relaciones:

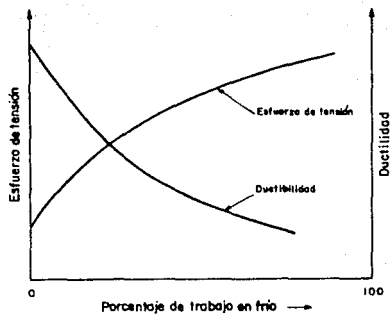
$$\%C_v = \frac{100 (t_o - t)}{t}$$

y

$$\%C_v = \frac{100 (A_{sto} - A_{st})}{A_{st}}$$

La figura 39 muestra los esfuerzos de tensión como función del porcentaje de trabajo en frío. El esfuerzo se incrementa conforme se incrementa el trabajo en frío. Conforme este esfuerzo se incrementa, se vuelve impráctico si no imposible deformar el material a un cierto punto.

La ductilidad de un material es la habilidad del material de soportar la deformación antes de fracturarse. La ductilidad se puede expresar como porcentaje de elongación, de reducción de área y porcentaje de trabajo en frío, etc., antes de que el material se fracture.



**Figura No. 39**

TRABAJO DE ENDURECIDO. DURANTE LAS OPERACIONES DE TRABAJO EN FRIO, EL ESFUERZO DE TENSION DE LOS MATERIALES SE INCREMENTA Y SU DUCTILIDAD DISMINUYE. ESTE ES EL EFECTO DE LA DEFORMACION.<sup>23</sup>

La ductilidad de un material decrece al incrementarse el trabajo en frío. Así, algo debe hacerse para restituir la ductilidad del material y reducir sus esfuerzos para que se puedan realizar deformaciones futuras. Este proceso se llama recocido.

Cuando un material se dobla o alarga en frío (abajo de 533 °C), se puede incrementar el endurecimiento y los esfuerzos residuales hasta el punto de cedencia del material. Es muy difícil predecir la magnitud y dirección de estos esfuerzos residuales, los cuales se pueden sumar a los esfuerzos aplicados presentes durante su servicio.

Hudson y colaboradores demostraron que el trabajo en frío puede incrementar tanto la solubilidad del hidrógeno como la permeabilidad del acero. Baldy demostró que un acero N-80 sujeto a 1% de trabajo en frío disminuye su capacidad de carga en ambientes de SSC de 70-75000 psi a 45-50000 psi. Un templeado posterior al trabajo en frío incrementa su capacidad al rango de 65-80000 psi.

#### III.14.11.-Trabajo en Caliente.<sup>24</sup>

Un recocido ocurre durante la realización de un trabajo en caliente. La temperatura de tales operaciones debe estar arriba de la temperatura de recristalización del material, si se permite que la temperatura caiga abajo de la temperatura de recristalización, se podría provocar un trabajo en frío. Los trabajos en caliente tienen la ventaja de que requieren menos energía para deformar al material, se pueden realizar grandes deformaciones con una cantidad de energía dada. Los problemas o desventajas del trabajo en caliente son que la superficie resultante es rugosa y no está finamente acabada como un material trabajado en frío, además de que es difícil tener un control exacto sobre los cambios de forma. En la práctica, las principales deformaciones iniciales se realizan con un trabajo en caliente, y las operaciones finales con un trabajo en frío a temperaturas ambientales, para asegurar las ventajas de ambos procesos.

## IV.- INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA Y LOS ESFUERZOS SOBRE LA CORROSION BAJO TENSION.

### IV.1.-Introducción.

Normalmente los metales se seleccionan para su uso de manera tal que la acción corrosiva del medio ambiente sobre ellos sea moderada. Al mismo tiempo estos metales están sometidos a tensiones mecánicas cuyo signo y magnitud suelen variar con el tiempo. Mediante una adecuada selección de materiales y un diseño conveniente es posible conseguir que dichas acciones no tengan efecto en la vida útil del material. Sin embargo, se ha comprobado que en condiciones especiales, un metal sometido simultáneamente a la acción de tensiones mecánicas y a una acción corrosiva puede presentar el fenómeno llamado corrosión bajo tensión, en este caso, aparecen en el metal fisuras que se propagan con el tiempo hacia su interior. La velocidad de propagación de tales fisuras puede variar entre unos pocos milímetros por año hasta varios milímetros por hora.

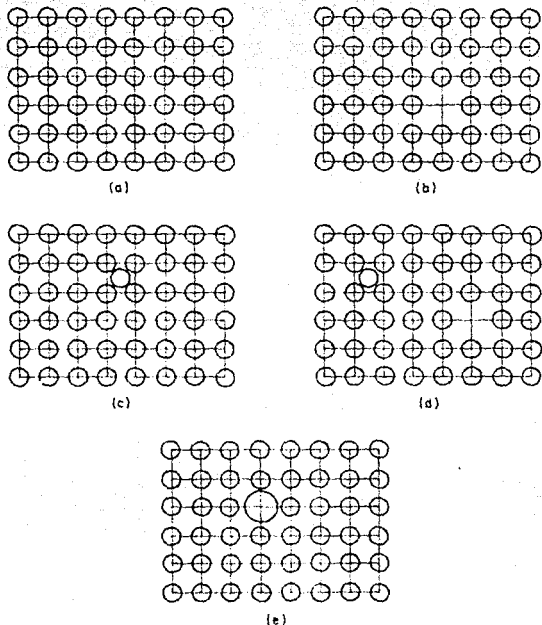
### IV.2.-Imperfecciones cristalinas.<sup>29</sup>

Los defectos o imperfecciones deben ser considerados como parte integral de la estructura de la materia y pueden ser clasificados de acuerdo a su geometría. Existen cero-dimensionales o defectos puntuales, de una dimensión o defectos lineales, de dos dimensiones o defectos superficiales y tridimensionales o defectos volumétricos. La tabla 17 muestra los distintos tipos de defectos de acuerdo a su clasificación geométrica.

Tabla 17.- Clasificación de los defectos.

No. de dimensiones	Tipo	Nomenclatura
0	puntual	vacante intersticial par vacante-intersticial impureza sustitutiva impureza intersticial
1	lineal	dislocación de tornillo dislocación de borde dislocación mixta
2	superficial	límite de grano límites gemelos
3	volumétrica	espacio vacío inclusión

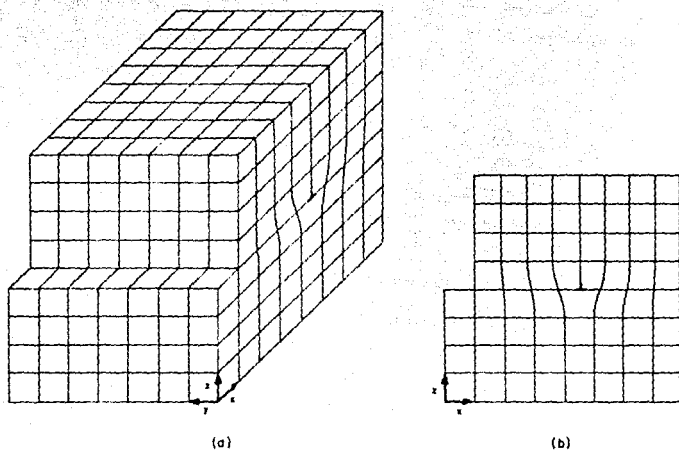
Las figuras 40, 41, 42, 43 y 44 ejemplifican este tipo de imperfecciones.



**Figura No. 40**

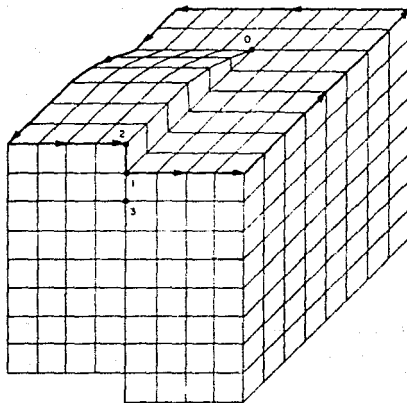
DEFECTOS PUNTALES. a) UN PLANO ATOMICO PERFECTO: TODOS LOS PUNTOS DE INTERSECCION DE LA MALLA ESTAN OCUPADOS POR LOS ATOMOS APROPIADOS b) UN VACIO, FALTA UN ATOMO. c) INTERSTICIAL, SE ENCUENTRA UN ATOMO DE MAS ENTRE LAS MALLAS. d) UN PAR VACIO E INTERSTICIAL OCURRE CUANDO UN ATOMO DEJA SU SITIO Y SE COLOCA ENTRE LAS MALLAS e) UN ATOMO EXTRAÑO DE MAYOR DIAMETRO SE ENCUENTRA DENTRO DE LA MALLA.<sup>23</sup>





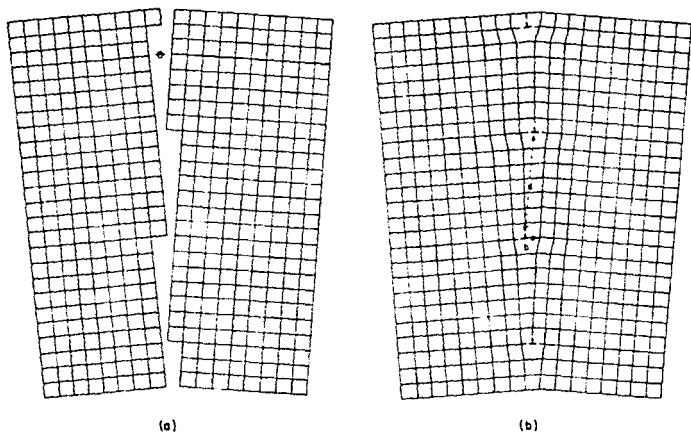
**Figura No.41**

DISLOCACION DE BORDE. SI UN CRISTAL CON OCHO CELDAS UNITARIAS DE PROFUNDIDAD ES DEFORMADO DE TAL MANERA QUE LA PARTE SUPERIOR MEDIA DEL CRISTAL (CON OCHO CELDAS) ES FORZADO DENTRO DE UN ESPACIO NORMALMENTE OCUPADO POR SIETE CELDAS EN LA PARTE INFERIOR, SE FORMA UN PLANO EXTRA (a). ESTO CONSTITUYE A UNA DISLOCACION DE BORDE. LA VISTA DE LA CARA DEL CRISTAL QUE CONTIENE AL PLANO EXTRA SE MUESTRA EN (b).<sup>25</sup>



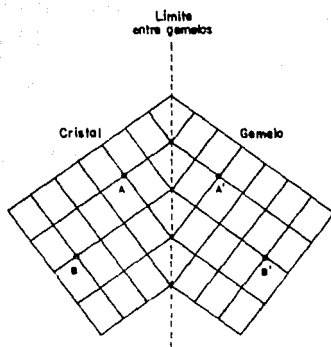
**Figura N<sup>o</sup> 42**

DISLOCACION DE TORNILLO. ESTA SE PRESENTA SI EL CRISTAL SE RANURA A LO LARGO DEL PLANO O13 Y LAS DOS SECCIONES SE DESPLAZAN EN LA DIRECCION I-2 POR UN ESPACIO ATOMICO. CUANDO ESTO SE HACE, SE FORMA UNA ESPIRAL TAL QUE SI SE EMPIEZA EN EL PUNTO 1 Y SE VIAJA EN DIRECCION CONTRARIA A LAS MANECILLAS DEL RELOJ ALREDEDOR DEL PUNTO 0, SE PUEDE TERMINAR EN EL PUNTO 2, UN ESPACIO ARRIBA DEL PUNTO DE PARTIDA.<sup>23</sup>



**Figura No. 43**

DISLOCACION DE LIMITE DE GRANO. SE MUESTRAN DOS GRANOS CON UN ANGULO DE DESORIENTACION  $\theta$  EN (a). COMO LOS DOS CRISTALES SE ACUÑAN, CIERTOS RENGLONES DE ATOMOS NO PUEDEN EXTENDER SU LONGITUD TOTAL LO QUE GENERA UNA GRAFICA DE DISLOCACION COMO LA DE LA FIGURA (b).<sup>23</sup>



**Figura No. 44**

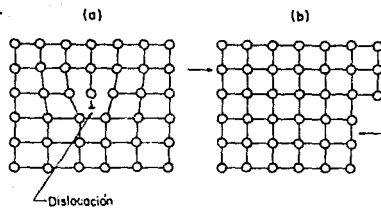
LIMITES GEMELOS. ESTE SEPARA AL CRISTAL DE LA IZQUIERDA DE SU GEMELO A LA DERECHA. EL GEMELO ES UNA IMAGEN DE ESPEJO; ESTO ES, EL PUNTO A DEL CRISTAL EQUIVALE AL PUNTO A' DEL GEMELO, Y EL B AL RESPECTIVO B', Y ASI SUCESIVAMENTE.<sup>23</sup>

### IV.3.-Dislocación, deformación plástica de los metales.<sup>4</sup>

Como se ha mencionado, los metales presentan imperfecciones cristalinas en forma de superficies conocidas como límites de grano. Hay otras imperfecciones cristalinas que son puntiformes: vacantes e intersticiales. Otras en cambio, se presentan como líneas de defectos en la red cristalina y se denominan dislocaciones. Estas son defectos con gran significado para las propiedades mecánicas de los cristales.

Para deformar un metal de estructura cristalina perfecta se puede requerir una tensión mecánica mil veces mayor que la exigida por los metales comunes. El movimiento de estas dislocaciones, cuando se aplica una tensión mecánica, es el que permite la deformación de un metal a bajas tensiones mecánicas. La figura 45 ilustra un tipo común de dislocaciones. Se le denomina dislocación de borde y se puede describir como el resultado de intercalar un plano extra en la red cristalina. La dislocación de borde viene a ser el borde de este plano extra.

Este defecto es lineal por que al alejarse de dicho borde el cristal recupera su estructura perfecta. Si se aplica un esfuerzo mecánico de corte, tal como se muestra en la figura 45-b, la dislocación se desplaza dentro del cristal, hasta llegar a su superficie, donde se produce un escalón. El esfuerzo necesario para generar un escalón como el de la figura, es mucho menor que el que sería necesario si el cristal fuera perfecto. Como en general se presentan varias deformaciones en un mismo plano cristalino, los escalones producidos alcanzan una altura de muchos espacios atómicos, por lo que pueden ser observados mediante un microscopio óptico.



**Figura No.45**

REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA DISLOCACION DE BORDE (a) FRAGMENTO DE CRISTAL CON DISLOCACION; (b) DESLIZAMIENTO DE PLANOS CRISTALINOS COMO CONSECUENCIA DE UN ESFUERZO MECANICO DE CORTE.<sup>1</sup>

#### IV.4.-Efecto de la temperatura sobre la resistencia.<sup>23</sup>

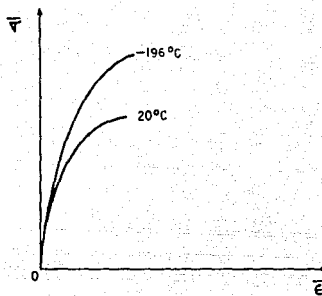
Quando se analiza el efecto de la temperatura sobre la resistencia, se debe considerar la temperatura del material con relación a la temperatura de fusión del mismo. Esta temperatura relativa se expresa como el cociente entre la temperatura real y la temperatura de fusión.

En general, existe una relación inversa entre la temperatura y la resistencia. Esto se ilustra en las curvas de esfuerzo - deformación de la figura 46, donde el esfuerzo de cedencia del material es mayor a bajas temperaturas.

##### IV.4.1.-Estiramiento a temperaturas elevadas.<sup>23</sup>

Las pruebas que implican la aplicación de un esfuerzo que aumenta a un ritmo estable para alcanzar una deformación, se realizan aplicando de manera rápida una carga, dado que los materiales que son probados no pueden ser deformados a ritmos lentos. Si se aplica una carga o esfuerzo constante a una muestra, esta se deforma lentamente por estiramiento además de la rápida deformación elástica que ha sufrido, aunque el esfuerzo aplicado este por debajo del punto de cedencia. Este tipo de deformación lenta y dependiente del tiempo se llama estiramiento y es una forma de deformación plástica la cual se distingue debido a su dependencia con el tiempo. A temperaturas normales, el estiramiento no es importante, pero a altas temperaturas (Arriba de la mitad de la temperatura de fusión del material), este puede provocar un desastre a menos que se proteja contra el.

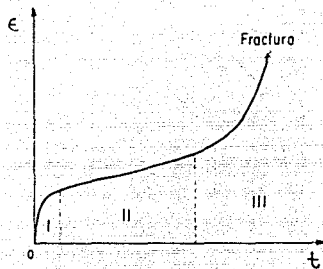
La figura 47 muestra una curva típica de estiramiento. Es una gráfica de deformación contra tiempo. Hay tres distintas secciones en dicha curva: la primera sección, estiramiento primario, incluye la deformación elástica instantánea; la segunda sección, de estiramiento en estado estable, se caracteriza por un ritmo constante de deformación; y la tercera, estiramiento acelerado, induce a la falla. Los mecanismos involucrados en el estiramiento incluyen el escalamiento de dislocaciones y resbalamiento de los límites de grano.



**Figura No.46**

EFEECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA RESISTENCIA. LAS CURVAS DE ESFUERZO -DEFORMACION GRAFICADAS SON DE UN MATERIAL PROBADO A TEMPERATURA AMBIENTE ( $20^{\circ}\text{C}$ ) Y UNA TEMPERATURA DE NITROGENO LIQUIDO ( $-196^{\circ}\text{C}$ ) EL ESFUERZO DE CEDENCIA ES MAYOR A MENORES TEMPERATURAS DE PRUEBA.<sup>23</sup>





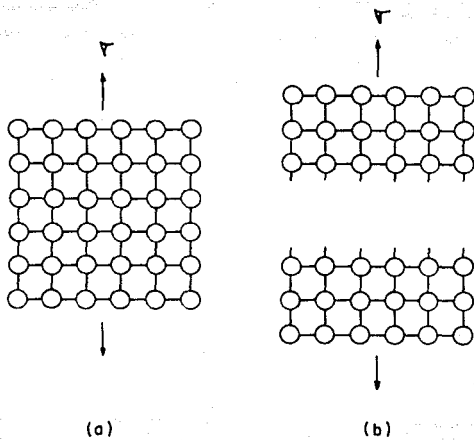
*Figura No. 47*

CURVA DE ESTIRAMIENTO. UNA CURVA DE ESTIRAMIENTO ES UNA GRAFICA DE DEFORMACION CONTRA TIEMPO DE UNA MUESTRA SUJETA A UN ESFUERZO CONSTANTE.<sup>23</sup>

#### IV.4.2.-Fragilización a bajas temperaturas.<sup>23</sup>

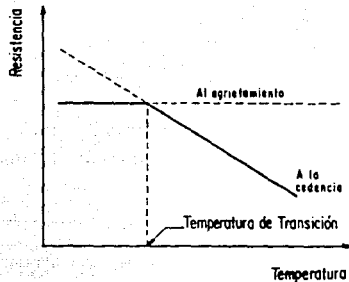
Las propiedades de los metales cambian a altas temperaturas, y el modo de fractura cambia de transgranular a intergranular una vez que la temperatura equicohesiva (se define posteriormente) es excedida. En ambos casos, la fractura ocurre después de que tiene lugar una deformación plástica. Tal fractura (después de la deformación plástica) se llama fractura dúctil. Si poca o ninguna deformación plástica ha ocurrido previa a la falla, se dice que es por fragilización. Conforme la temperatura de prueba disminuye, el esfuerzo de cedencia aumenta. Si la temperatura se vuelve lo suficientemente baja, la resistencia a la cedencia para el inicio de la deformación plástica puede ser tan alta que, antes de que éste sea alcanzado, la muestra puede fallar por fragilización sin ningún flujo plástico. El fracturamiento por fragilización o agrietamiento ocurre por el rompimiento de las uniones interatómicas a lo largo de ciertos planos cristalográficos (planos de agrietamiento). Esto se ilustra en la figura 48, la cual muestra el plano de agrietamiento antes y después de la falla por fragilización. En muchos casos se propaga una grieta a lo largo del plano de agrietamiento rompiendo las uniones interatómicas conforme la grieta crece. La fragilización como ésta ocurre con la aplicación de esfuerzos normales.

La figura 49 es una gráfica construida para mostrar la variación de la resistencia a la cedencia y la resistencia al agrietamiento con la temperatura. La resistencia a la cedencia aumenta al disminuir la temperatura, mientras que la resistencia al agrietamiento permanece prácticamente constante. Esto se debe a que el esfuerzo necesario para el agrietamiento es el requerido para romper las uniones atómicas; este esfuerzo varía poco con la temperatura. La temperatura a la cual estas dos curvas se intersectan se llama temperatura de transición. Arriba de la temperatura de transición, ocurre una temperatura dúctil precedida de una deformación plástica, mientras que abajo de esta temperatura, ocurre una fractura de agrietamiento por fragilización.



**Figura No.48**

- (a).- UNA MALLA DE CRISTAL SE SOMETE A UN ESFUERZO NORMAL.  
 (b).- LA MALLA HA FALLADO POR AGRIETAMIENTO ; EL ESFUERZO HA ROTO LAS UNIONES ATOMICAS A TRAVES DEL PLANO DE AGRIETAMIENTO.<sup>23</sup>



**Figura No. 49**

TEMPERATURA DE TRANSICION. SE GRAFICAN LA RESISTENCIA AL AGRIETAMIENTO Y LA RESISTENCIA A LA CEDENCIA. A BAJAS TEMPERATURAS, LA RESISTENCIA AL AGRIETAMIENTO ES MENOR A LA DE CEDENCIA Y EL MATERIAL FALLA POR AGRIETAMIENTO. A ALTAS TEMPERATURAS, LA RESISTENCIA A LA CEDENCIA ES MENOR Y OCURRE UNA DEFORMACION PLASTICA. LA TEMPERATURA A LA CUAL LAS DOS CURVAS SE INTERSECTAN SE LLAMA TEMPERATURA DE TRANSICION.<sup>23</sup>

#### IV.4.3.-Temperatura de transición de impacto.<sup>23</sup>

La temperatura de transición de la figura 49 es en tensión. Hay otra temperatura de transición de mayor importancia práctica, la temperatura de transición de impacto. Mientras que un material puede ser muy fuerte en tensión, puede ser tan frágil que a cualquier impacto se quiebra. Para determinar la temperatura de transición de impacto, se emplea una prueba de impacto de Izod o Charpy. El principio de esta prueba es aplicar un impacto rígido a una muestra y medir la cantidad de energía absorbida en la deformación o fractura de la muestra. Realizando la prueba a varias temperaturas, se puede encontrar la energía absorbida como una función de la temperatura. Si se grafican los datos, figura 50, de energía absorbida contra temperatura, se puede determinar la temperatura de transición de impacto. Para propósitos prácticos, esta temperatura puede estar a un nivel aproximado de quince lb-pie. Abajo de este nivel la fractura se considera por convención de fragilización y arriba de este como dúctil.

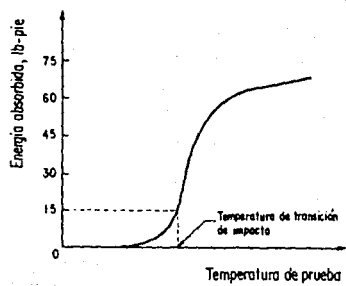


Figura No. 50

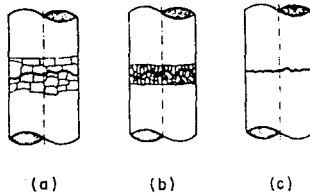
TEMPERATURA DE TRANSICION DE IMPACTO<sup>23</sup>

#### IV.5.-Efecto del tamaño de grano en la resistencia<sup>30</sup>

El tamaño de grano tiene gran influencia sobre las características mecánicas de los metales, principalmente sobre la resistencia a la tensión, tenacidad y ductilidad. Esto se demuestra en la figura 51 donde se observa la variación de la resistencia ante un esfuerzo mecánico.

En el esquema 51-a se presenta un material con una estructura de grano grueso. En general, en una estructura cristalina los puntos de transición de un grano a otro representan ordinariamente los lugares débiles ante los esfuerzos mecánicos, en parte como consecuencia de alteraciones en la uniformidad cristalina. Sin embargo, en estos puntos, en los materiales metálicos, se encuentran las impurezas en mayor medida, debilitando su adhesión. La fuerza que puede soportar un material es función de la superficie de rotura. A causa del citado debilitamiento en los contornos de grano, la rotura no se produce transcristalina, sino a lo largo de dichos límites intergranulares. En el caso de una estructura de grano fino, figura 51-b, la superficie de rotura es mucho mayor, por lo que a igual resistencia específica de los límites de grano se puede observar una mayor fuerza de tracción. En este caso hay que tener en cuenta que además de presentarse una superficie intergranular mayor, y por tanto, una mayor superficie de rotura, también las impurezas están mucho mejor distribuidas. Con una finura de grano convenientemente superior, la rotura no se produce ya a lo largo de los límites de grano, sino a través de los propios granos, figura 51-c.

En los materiales con buena aptitud para la deformación plástica, como por ejemplo el hierro, la rotura transcristalina se produce solamente después de una deformación plástica de los granos. Esta deformación es consecuencia de un deslizamiento de fracciones de cristales en las direcciones y planos preferentes, de acuerdo con la estructura atómica de la red. Por esta razón, estos planos reciben el nombre de planos de deslizamiento. En la figura 52 aparecen deslizamientos de esta naturaleza entre planos de deslizamiento de un monocristal. En cambio en las figuras 53 y 54 se representan microfotografías de un conjunto policristalino antes



**Figura No. 51**

VARIACION DE LA LINEA DE ROTURA SEGUN EL TAMAÑO DEL GRANO:  
(a) y (b) ROTURA POR LOS LIMITES DEL GRANO. (c) ROTURA A  
TRAVES DE LOS GRANOS O CRISTALES, TRANSCRYSTALINA.<sup>30</sup>



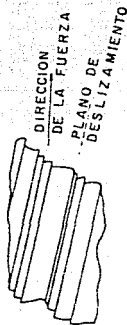


Figura No.52

ESQUEMA DEL PROCESO DE DESLIZAMIENTO AL ACTUAR UNA FUERZA DE TRACCION SOBRE UN MONOCRISTAL. FORMACION DE LOS PLANOS DE DESLIZAMIENTO.<sup>30</sup>



Figura No.53

ESTRUCTURA CRISTALINA DE COBRE RECOCIDO.<sup>30</sup>



Figura No.54

ESTRUCTURA CRISTALINA DE LA FIGURA No. 53, PERO ALGO DEFORMADO EN FRIO, LO QUE PERMITE VER LOS PLANOS DE DESLIZAMIENTO.<sup>30</sup>

(figura 53) y después (figura 54) de haberse realizado la deformación plástica. Después de haberse realizado dicha deformación aparecen bastantes planos de deslizamiento.

Para obtener unas propiedades óptimas de los materiales es esencial que el tamaño de grano de un componente sea uniforme y fino. Generalmente un tamaño de granos ASTM de 6 a 8 es apropiado.

#### IV.5.1.-Límite de grano, resistencia y temperatura.

Como se ha mencionado, los límites de grano son tanto una fuente de debilidad como de resistencia. A bajas temperaturas, esto es abajo de la mitad de la temperatura de fusión expresada en unidades absolutas, los límites de grano actúan como una fuente de resistencia. Esto se ilustra en la figura 55, donde se grafica la resistencia de los granos y la resistencia de los límites de grano contra la temperatura. El valor de la temperatura a la cual la resistencia de los límites de grano es igual a la de los granos se llama la temperatura equicohesiva. Abajo de la temperatura equicohesiva, los límites de grano son más fuertes que los granos y la fractura ocurre de manera transcristalina, figura 56-a. Arriba de esta temperatura, los granos son más fuertes que los límites de grano, la fractura es intergranular, y las grietas siguen los límites de grano, Figura 56-b.<sup>23</sup>

El refinamiento del tamaño del grano durante los tratamientos térmicos del acero, es una de las más importantes maneras de proporcionarle resistencia a los productos metálicos. El primer análisis científico de la relación entre el tamaño de grano y la resistencia, fue realizado en ARMCO por Hall y Petch, quienes desarrollaron una correlación entre el esfuerzo de cedencia  $\tau_y$  y el diámetro del grano  $d$ .

$$\tau_y = \tau_0 + k_y (d)^{-0.5}$$

Donde  $\tau_0$  y  $k_y$  son constantes. Esta relación para una gran variedad de hierros y aceros también se aplica para muchos metales no ferrosos y aleaciones. En la figura 57 se muestran los resultados

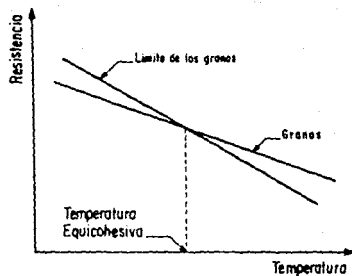
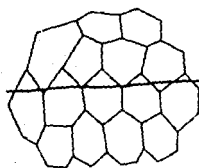


Figura No.55

TEMPERATURA EQUICOHESIVA. LA RESISTENCIA DE LOS LÍMITES DE GRANO SE COMPARA CON LA DE LOS GRANOS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA. A BAJAS TEMPERATURAS, LOS LÍMITES DE GRANO SON UNA FUENTE DE RESISTENCIA.<sup>23</sup>



Fractura Cristalina  
(a)



Fractura Transgranular  
(b)

Figura No. 56

FRACTURAS. LAS FRACTURAS SIGUEN LOS CAMINOS DE MENOR RESISTENCIA.<sup>23</sup>

típicos para un acero blando, se observa una relación lineal entre  $\tau_y$  y  $d^{-0.5}$  a tres temperaturas de prueba.

La constante  $\tau_0$  se llama constante de fricción, y es la intersección con el eje de los esfuerzos, representa el esfuerzo requerido para mover una dislocación libre a lo largo de los planos de deslizamiento en los cristales cúbicos de cuerpo centrado, y puede ser referido como el esfuerzo de cedencia de un solo cristal. Este esfuerzo es particularmente sensible a la temperatura y composición. El término  $k_y$  representa a la pendiente de la gráfica  $\tau_y - d^{-0.5}$  y se ha encontrado que no es sensible a la temperatura, composición o ritmo de deformación.

En relación con la teoría Cottrell-Bilby del punto de cedencia considerando el rompimiento de las dislocaciones en atmósferas de carbono intersticiales,  $k_y$  ha sido referida como un parámetro de desprendimiento. Sin embargo, la insensibilidad de  $k_y$  a la temperatura sugiere que el desprendimiento rara vez ocurre, y enfatiza la teoría de que nuevas dislocaciones son generadas en el punto de cedencia.

El efecto del tamaño de grano sobre el esfuerzo de cedencia puede ser explicado por la consideración de que una fuerza de dislocación se produce dentro de un cristal provocando que las dislocaciones se muevan y eventualmente se apilen en el límite del grano. El apilamiento causa un esfuerzo que se deja sentir en el grano adyacente, el cual, cuando alcanza un valor crítico, produce una nueva fuerza en este grano. De esta manera, el proceso de cedencia se propaga de grano a grano. El tamaño del grano determina la distancia que las dislocaciones tienen que moverse para formar un apilamiento en el límite del grano, los apilamientos tendrán un gran número de dislocaciones las cuales causarán grandes concentraciones de esfuerzos en los granos vecinos. El esfuerzo de corte  $\tau_i$  en la parte superior del apilamiento es igual a  $n\tau$ , donde  $n$  es el número de dislocaciones ocurridas, y  $\tau$  es el esfuerzo de corte en el plano de resbalamiento. Esto significa que si el grano es grueso, más fácil será propagar el proceso de cedencia.<sup>31</sup>

Una característica del control de la resistividad por el tamaño del grano es que es el único mecanismo que además de incrementar la

resistividad, también incrementa la tenacidad. El refinamiento del tamaño del grano de los metales y aleaciones que muestran una transición ductilidad-fragilidad provoca una disminución en la temperatura de transición. En aceros blandos, de manera aproximada, la temperatura de transición de impacto puede ser descrita por una relación lineal con  $d^{-0.5}$  y el efecto de refinación del tamaño de grano tanto en el esfuerzo de cedencia como en la temperatura de transición de impacto, como se muestra en la figura 58.<sup>32</sup>

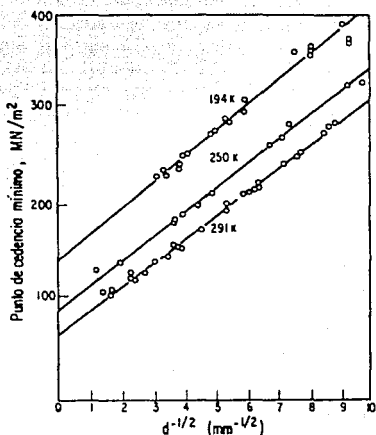


Figura No. 57

DEPENDENCIA DEL ESFUERZO DE CEDENCIA MINIMO CON EL TAMAÑO DEL GRANO.<sup>31</sup>

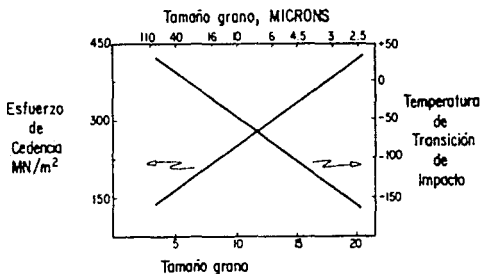


Figura No. 58

EFFECTO DEL TAMAÑO DE GRANO DE FERRITA SOBRE EL ESFUERZO DE CEDENCIA Y LA TEMPERATURA DE TRANSICION DE IMPACTO.<sup>32</sup>

#### IV.6.-Esfuerzos.<sup>25</sup>

Las pruebas de laboratorio de SSC deben ser relacionadas a las fallas en el campo; ésto se está intentando a través de varias caracterizaciones de esfuerzos en los metales, este tipo de correlaciones continúan siendo las más esquivadas de entre todas las demás variables que intervienen en las pruebas de SSC.

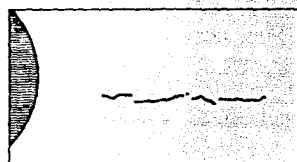
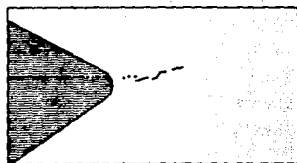
Una descripción completa de los esfuerzos requiere del conocimiento de tres esfuerzos nominales y seis componentes de esfuerzos de corte. En la mayoría de las situaciones de diseño, sólo es necesario conocer el esfuerzo máximo principal para predecir cuando ocurrirá una falla dúctil. Las fallas por fragilización pueden ser algo más complicadas; por esta razón muchas investigaciones sobre el SSC son realizadas con algunos pequeños incrementadores de esfuerzos<sup>43</sup> (agujeros perforados o muescas en  $\sigma$ ). Las especificaciones API permiten hasta un 12% de defectos del tipo de muescas, y este valor es generalmente empleado durante las pruebas. Un fuerte argumento para realizar pruebas con presencia de muescas viene del trabajo de Troiano quien mostró que el fracturamiento por fragilización con hidrógeno es en la zona de tensión triaxial abajo de una muesca, Figura 59.

Fernández y Tisiani por otro lado, sienten que la presencia de muescas en los estudios de SSC pueden forzar la falla por fragilización por hidrógeno, y enmascara algunos aspectos del SSC.

##### IV.6.1.-Esfuerzos nominales.<sup>25</sup>

En las pruebas de esfuerzos nominales se compara el comportamiento del SSC con el comportamiento normal del acero. Los resultados son generalmente reportados como la fracción del esfuerzo de cedencia o la declinación obtenida en ambientes de SSC. La prueba podría ser en una muestra tensionada, doblada o con contrapesos conteniendo agujeros, muescas o fracturas provocadas por fatiga.

Es muy difícil relacionar los esfuerzos aplicados en los experimentos a los reales del campo. Para resolver este problema, varios investigadores confían en un relativo comportamiento estandar, como la comparación de la resistencia al SSC de un acero conocido, tal como el C-75.



**Figura No. 59**

FRACTURAS OBSERVADAS EN DEFORMACIONES CATODICAMENTE CARGADAS DESPUES DE UN ESFUERZO ESTATICO.<sup>25</sup>



#### IV.6.2.-Combinación de esfuerzos.<sup>25</sup>

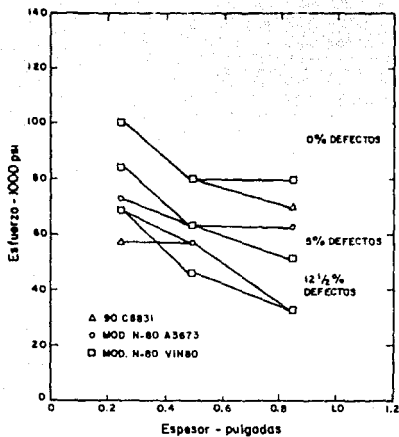
Greer desarrolló una teoría, la cual se presenta como una extensión cuantitativa de las observaciones de Troiano que establecen que las fracturas por fragilización por hidrógeno aparecen en regiones de esfuerzos triaxiales altos. La teoría es fácilmente interpretable en términos comunes a las teorías de diseño empleadas para metales dúctiles. De hecho La única diferencia entre ambas teorías es que las derivaciones para fallas dúctiles hacen la consideración de que los componentes de esfuerzo triaxial no contribuyen al mecanismo de falla; mientras que, en la teoría de fragilización, no se hacen estas simplificaciones. Bridgman, quien realizó exhaustivas pruebas a altas presiones hidrostáticas, ha probado la validez de eliminar estas componentes triaxiales para el caso de fallas dúctiles.

Los datos experimentales están limitados a la utilización de la teoría de Greer. Hay una pregunta tal que establece si la teoría simplemente se utiliza en la predicción de esfuerzos y fallas asociadas con muescas, o tiene una aplicación más general para el diseño de productos tubulares.

#### IV.6.3.-Mecanismo de fractura.<sup>25</sup>

El análisis del mecanismo de fractura elástica lineal ha sido aceptada como la técnica para la prevención de fallas por fragilización en productos de alta resistencia (150 000 psi y esfuerzos de cedencia mayores). Esta técnica define las relaciones entre las cargas aplicadas, la geometría (espesor, tamaño y forma), y un factor esfuerzo-intensidad. Se determina una constante del material que es característica del comportamiento de falla por fragilización del material. Empleando estos conocimientos, el diseñador puede predecir la cantidad mínima de defectos que producirán la falla de un material específico sujeto a esfuerzos.

Los estudios de SSCC están empezando a emplear los avances del conocimiento del mecanismo de fractura. Los datos en la figura 60 muestran que el espesor y el número de defectos son importantes, como podría esperarse de las consideraciones del mecanismo de fractura.



**Figura No. 60**

**EFFECTO DEL ESPESOR DE PARED Y CANTIDAD DE DEFORMACIONES  
SOBRE EL ESFUERZO DE RESISTENCIA PARA EL SSC.<sup>25</sup>**

#### IV.7. -Microfracturas. 27 "

Intuitivamente, el microfracturamiento debe ser nocivo, aunque el tamaño de una microfractura ( $10 \mu\text{m}$ ) esta apreciablemente por debajo del rango de tamaño de defectos critico citado en el campo del mecanismo de fracturas. Además de esto, dado que las superficies carburizadas o endurecidas estan generalmente en un estado de compresión residual, entonces un pequeño defecto como las microfracturas se vuelve menos significativo. En contra de todo esto, es sabido que en cierta instancia los macroesfuerzos residuales en la superficie pueden no ser todos compresivos, y algunas veces pueden estar en tensión. Además, se cree que los microesfuerzos locales pueden estar tensionando, por tanto, las microfracturas podrian despues de todo ser importantes.

##### IV.7.1.-Factores que afectan a las microfracturas.

Las microfracturas de los aceros templados se refieren a las pequeñas fracturas que se forman a través o a lo largo de las placas de martensita y en los límites de grano de austenita primitivos. Se piensa que se forman cuando las deformaciones generadas en la punta de una placa de martensita que van creciendo son de suficiente magnitud para inducir la fractura en cualquier límite o placa con la cual la placa que va creciendo choca. Esta misma placa también puede fracturarse por tal choque.

Aunque se sabe que las microfracturas ocurren en las placas de martensita pequeñas, se observan más frecuentemente en las placas grandes, la mayor densidad de microfracturas se asocia con las placas más grandes y delgadas. El máximo tamaño de placa, o volumen, está directamente relacionado al tamaño de grano, y por tanto, se podría esperar que la incidencia de las microfracturas se incremente con el tamaño de grano de la austenita. Rauch y Thurtle confirmaron lo anterior, establecieron que tanto la frecuencia y tamaño de las microfracturas se incrementan con el tamaño de grano, ver figura 81.

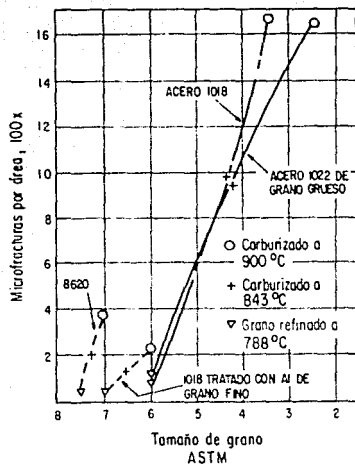


Figura No. 61

INFLUENCIA DEL TAMAÑO DE GRANO SOBRE LA FRECUENCIA DE LAS MICROFRACTURAS EN ALGUNOS ACEROS.<sup>27</sup>

Sin embargo, Mediratta y colaboradores sugieren que es el contenido de carbono de la martensita el factor más importante, pero que los factores que incrementan el contenido de carbono de la martensita, por ejemplo, la temperatura de austenización y/o el tiempo, también incrementan el tamaño de la placa, al menos hasta una cierta temperatura arriba de la cual el tiempo y la temperatura no tienen importancia.

Davies y Mcgee establecieron que ha mayores tamaño de placa, era menor el nivel de carbono al cual fue posible detectar microfracturas.

Similarmente Rauch y Thurtle sugirieron que no se observaron microfracturas a niveles de carbono menores al eutéctico, pero que arriba de este, la frecuencia de fracturas se incrementa con el contenido de carbono. Por tanto se espera que, en superficies endurecidas, el fracturamiento ocurra solo a la profundidad a la cual el carbono excede a la proporción eutéctica. Se debe mencionar, sin embargo, que conforme el contenido de aleantes se incrementa, el contenido eutéctico de carbono disminuye, por tanto, el microfracturamiento puede ser encontrado a profundidades significativas de la superficie.

El microfracturamiento en las superficies endurecidas puede ser agravado por la presencia de hidrógeno el cual se sabe es absorbido durante la carburización. Investigaciones en soldadura han indicado que el microfracturamiento de la martensita en la zona afectada por calor de una soldadura está influenciada por la presencia de hidrógeno.

#### IV.7.2.-Efecto de las microfracturas sobre las propiedades del material.

Existe poca información acerca de la influencia del microfracturamiento sobre las propiedades del metal. Sin embargo, se podría resumir, que podrían ocurrir fallas prematuras en estructuras martensíticas microfracturadas cuando se someten a esfuerzos de tensión, y que la presencia de pequeñas fracturas reducirá la energía requerida para iniciar y propagar fracturas durante las pruebas de impacto.

Se realizó una investigación para intentar mostrar el efecto del microfracturamiento sobre la resistencia a la fatiga de muestras endurecidas para las cuales el tratamiento de templado fue variado como un medio para cambiar la densidad de las microfracturas. Los resultados se muestran en la figura 62, de la cual se observa que los tratamientos aplicados dejaron diferencias en el tamaño de grano, cantidad de austenita retenida, dureza y densidad de microfracturas. Aunque los resultados son interesantes también son desconcertantes dado que ellos subrayan las dificultades que los investigadores tuvieron al intentar aislar una característica microestructural en el estudio. En el ejemplo presentado no hay manera de determinar que tanto el microfracturamiento ha contribuido a la falla por fatiga, y es más probable que el tamaño de grano y la cantidad de austenita retenida fueran mucho más responsables de las diferencias observadas que el microfracturamiento. Un punto para hacer notar es que las muestras que fueron doblemente recalentadas y templadas tenían menor cantidad pero más largas microfracturas que las observadas en otras muestras. Esto sugiere que al menos bajo condiciones de fatiga el microfracturamiento no es muy significativo. Sin embargo, una buena conclusión requiere de más trabajo antes de considerar definitivamente que el microfracturamiento no es de consecuencias.

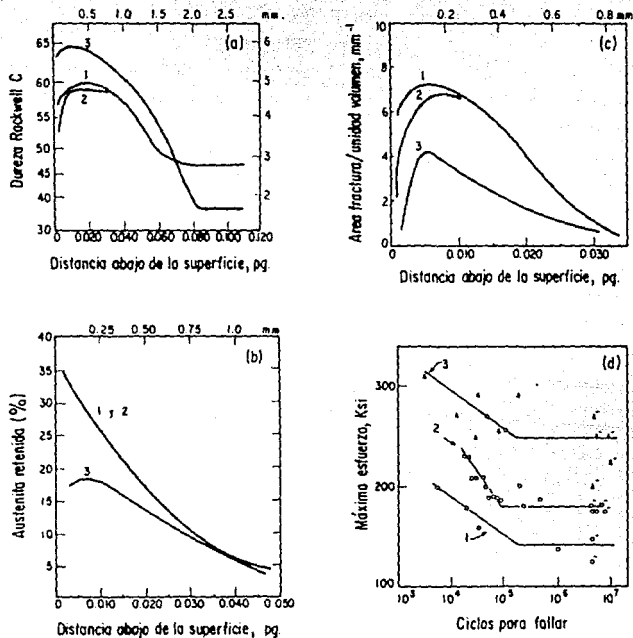


Figura No. 62

CURVAS DE DUREZA, AUSTENITA RETENIDA, DENSIDAD DE MICROFRACTURAS Y DE FALLA PARA UN ACERO CARBURIZADO Y ENDURECIDO SAE 8620 TEMPLADO POR TRES METODOS: 1) TEMPLADO DIRECTO (TAMAÑO DE GRANO ASTM 1-3); 2) RECALENTADO SENCILLO (TAMAÑO DE GRANO ASTM 4-5); 3) DOBLE RECALENTADO 27

#### IV.8. -Fatiga.<sup>20</sup>

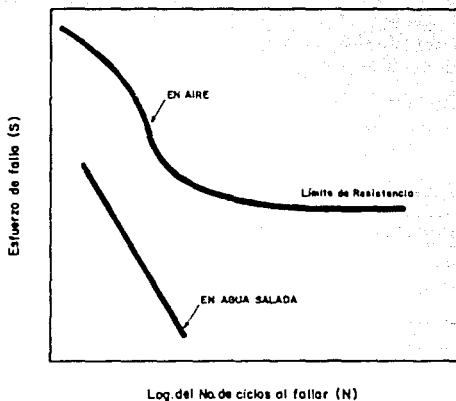
Cuando los metales son sujetos a esfuerzos en forma cíclica, fallan a un esfuerzo mucho menor que el esfuerzo de cedencia. Hay sin embargo, un esfuerzo límite abajo del cual el material puede ser indefinidamente sujeto a esfuerzos cíclicos, sin que fallen. Este esfuerzo es llamado el límite de resistencia y siempre es menor al esfuerzo de cedencia.

El comportamiento de los metales sujetos a un esfuerzo cíclico es descrito normalmente por una gráfica del esfuerzo al que falla contra el logaritmo del número de ciclos. Este tipo de gráficas se conocen como curvas S-N, figura 63.

El límite de resistencia para metales ferrosos es generalmente del 40 al 60 % del esfuerzo de cedencia, dependiendo de la microestructura y el tratamiento térmico. Los aceros templados y revenidos rápidamente, generalmente tienen mejores propiedades a la fatiga que aquellos aceros enfriados lentamente. Dado que el esfuerzo de cedencia de los metales ferrosos es proporcional a la dureza en un gran rango, el límite de resistencia también es proporcional a la dureza en el mismo rango.

Como las fracturas por fatiga generalmente se inician en la superficie del metal, el comportamiento de la fatiga está fuertemente influenciado por las condiciones de la superficie. Las muescas o heterogeneidades metálicas tal como inclusiones o porosidades, actúan como incrementadores de esfuerzos, en la raíz de una muesca pueden ser varias veces mayor al esfuerzo nominal aplicado. Los tratamientos térmicos pueden decarburizar la superficie de un metal y la resistencia a la fatiga depende de la resistencia de esta capa superficial de bajo contenido de carbono. El comportamiento de la fatiga también se ve influenciado por la historia de esfuerzos a los que dicha pieza haya sido sometida. Si ha sido sujeta a grandes esfuerzos, puede sufrir una reducción en su vida útil, si fue sujeta a bajos esfuerzos puede provocar poco o casi nada de daño.





**Figura No. 63**  
FATIGA DEL ACERO<sup>29</sup>

#### IV.9. -Relación entre dislocaciones y corrosión bajo tensión.<sup>1</sup>

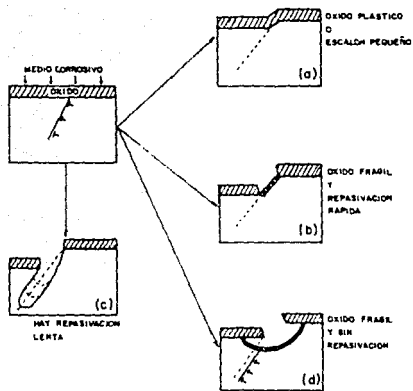
La corrosión bajo tensión aparece en general en metales cubiertos por una película pasivante (óxido). Cuando se aplica una deformación mecánica, las dislocaciones comienzan a propagarse, y al llegar a la superficie producen un escalón. Si el escalón es muy pequeño, o si el óxido es muy plástico, figura 64-a, no se observará ningún efecto importante en la velocidad de corrosión del metal. Si el escalón es alto, y el óxido es frágil, la propagación de dislocaciones producirá la ruptura del óxido. En este caso pueden ocurrir varios procesos, dependiendo de la velocidad de repasivación del metal.

Si la repasivación es muy rápida, figura 64-b, habrá un rápido paso transitorio de corriente debido a la reformatión del óxido. Como el óxido es muy delgado, no habrá efectos visibles de corrosión.

Si la pasivación es muy lenta, o nula, figura 64-d, se localizará picado sobre el escalón, provocando un ataque localizado de metales. Finalmente si la repasivación ocurre a una velocidad moderada, el metal en el escalón presentará un un cierto grado de corrosión. Antes de una repasivación total, la llegada de nuevas dislocaciones permitirá que el ataque continúe en forma muy localizada y genere fisuras por corrosión bajo tensión.

De lo anterior se puede concluir que el proceso de corrosión bajo tensión es el resultado de una combinación muy estrecha de procesos mecánicos y electroquímicos. Por un lado, se necesita la llegada de dislocaciones a la superficie del metal. Si se detiene la deformación, el escalón se repasiva totalmente y el ataque se detiene. Así mismo, es muy importante el proceso electroquímico.

Si la repasivación es muy rápida, no habrá ataque. Si es muy lenta habrá ataque generalizado o picado. Sólo en un intervalo estrecho de velocidades de repasivación se presenta la fisuración. Si se baja el potencial de modo que el metal deje de disolverse, la fisuración también se detendrá.



**Figura No. 64**

MECANISMO DE RUPTURA DE OXIDOS EN CORROSION  
BAJO TENSION.

## V-CRITERIOS DE DISEÑO

### V.1. -Introducción.

La operación óptima y segura de pozos petroleros que manejan fluidos amargos, no sólo se logra a partir de la selección de los materiales sino también de la realización de algunas prácticas tanto operativas, como de supervisión, manejo y control de calidad de los productos tubulares adquiridos.

Los trabajos técnicos que aparecen en la literatura, la mayoría de muy buena calidad, han sido un gran esfuerzo por intentar entender los mecanismos de corrosión y fragilización, y los parámetros que juegan un papel importante con estos fenómenos. El principal problema al que se enfrenta cada investigador, es la compleja y aún no bien entendida interrelación y diversidad de condiciones ambientales, fuentes corrosivas y estados físicos y químicos de los materiales empleados.

El personal de campo, en su mayoría operativos y diseñadores, pueden encontrar publicaciones donde se presentan experiencias, en su mayoría de laboratorio, realizadas bajo condiciones muy específicas y con materiales muy diversos, cada una con recomendaciones y conclusiones basadas en sus observaciones. La NACE publicó normas de selección de materiales metálicos resistentes al fracturamiento por sulfhídrico. Ninguno de los documentos hasta ahora presentados (dificilmente aparecerá alguno), debe ser tomado como regla universal y única, pues cada uno tiene sus propias restricciones. Sus conclusiones y sugerencias no deben ser aplicadas a todas las situaciones que se presenten en el campo. Cada autor ha especificado que circunstancias específicas no predecibles, pueden dejar sin utilidad sus apreciaciones.

## V. 2. Hacia un diseño apropiado.

Es importante puntualizar, que para cumplir con el objetivo de la terminación de un pozo (obtener la producción deseada al mínimo costo), la terminación debe ser simple y segura.

Para lograr tal meta, es indispensable contar con toda la información posible, la tabla 18 sugiere un mínimo de datos requeridos, clasificados en: datos de ingeniería petrolera; ingeniería geológica, de daño a la formación e historia de perforación. Así mismo, es importante visualizar las posibles restricciones presentes, tales como: ¿Existe un buen sello alrededor de la tubería de revestimiento?, ¿Buena adherencia entre la tubería y el cemento y entre el cemento y la formación?, ¿Se prevee una posible conificación de agua o gas?, ¿Se ha tomado alguna precaución para prevenir el daño a la formación por el fluido de perforación, cemento, fluido de terminación y fluidos de estimulación?, ¿Qué tipo de agente oxidante se considera ahora y en operaciones futuras?

Tabla 18.- Datos del Medio Ambiente y Fuentes de Donde se Puede Obtener."

### Datos de Ingria. Petrolera.

Medio ambiente	Fuente de datos.
Propiedades del fluido, PVT, composición química etc. del aceite, agua y gas.	Análisis de aceite, agua y gas.
Presión inicial del yacimiento.	Pruebas de pozos.
Mecanismo de empuje del yacimiento, presente y futuro.	Características de producción, geología.
Propiedades de las rocas, - porosidad, permeabilidad, - saturación de agua, permeabilidades relativas.	Análisis de núcleos.

Tabla 18.- Datos del Medio Ambiente y Fuentes  
(continuación)

Datos de Ingria. Petrolera.

Medio ambiente	Fuente de datos.
Historia: Características de producción. Gastos: aceite, agua y gas Prod. acumulada: aceite, -- gas y agua. Relaciones: agua-aceite, -- gas-aceite.	Datos registrados de la producción.
Historia: Terminación y reparación.	Archivo del pozo.
Historia: Fallas del equipo subsuperficial.	Archivo del pozo.
Distribución del tamaño de grano.	Pruebas de cedazo.
Resistencia mecánica de la formación.	Registro de las propiedades mecánicas.
Solubilidad de la formación.	Pruebas de laboratorio.
Propiedades volumen-drenaje: presiones; $P_{wf}$ , $P.P.$ permeabilidad, continuidad del yacimiento, daño a la formación, comportamiento de la entrada del flujo.	Pruebas transitorias de flujo, decremento, incremento, multi-flujo, isocrónicas, presión de fondo a pozo cerrado y pruebas de formación.
Entrada del fluido, tipo, -- cantidad y localización.	Registros de producción, temperatura, molinete hidráulico, gradiomanómetro combinado.

Tabla 18. - Datos del Medio Ambiente y Fuentes  
(continuación)

Datos de Ingria. Geológica.

Medio ambiente	Fuente de datos
Clasificación de trampas.	Datos geológicos y geofísicos.
Propiedades de las rocas - porosidad, saturación de agua, espesor total y neto poroso, contactos gas-aceite y aceite agua.	Registros de agujero descubierto, registros de pozo entubado y registro de lodos.
Arcilla. Sedimentos, tipo de lutitas y contenido mineral.	Análisis petrofísicos.
Fracturas, cavidades vugulares, canales de disolución.	Análisis de núcleos.
Estratificación.	Núcleos y registros.
Otras formaciones de interés para operaciones presentes y futuras: - Zonas vecinas de hidrocarburos adicionales. - Acuíferos. - Almacenamiento potencial de gas. - Zonas ladronas. - Sal y anhidrita.	

Datos del daño a la formación.

Medio ambiente	Fuente de datos
Dispersión de arcillas.	Pruebas de laboratorio.
Taponamiento por partículas y derrumbes.	Pruebas de flujo y contra flujo.
Efectos de permeabilidad relativa.	Análisis especiales de núcleos.
Cambios de mojabilidad.	Pruebas de laboratorio.

Tabla 18. - Datos del Medio Ambiente y Fuente  
(continuación)

Datos del daño a la formación.

Medio ambiente	Fuente de datos
Emulsión o bloqueo de - agua.	Muestras de fondo.
Daño potencial a la for- mación.	Pruebas de compatibilidad: líquido a líquido líquido a formación.

Datos durante la perforación.

Medio ambiente	Fuente de datos
Derrumbes, cavidades.	Registro de calibración.
Zonas de pérdidas de cir- culación.	Reporte diario de perforación.
Zonas de alta presión.	Reporte diario de perforación.
Manifestaciones de fluidos amargos.	Reporte diario de perforación.

El desarrollo de un programa de mitigación de corrosión, durante las etapas de perforación y terminación, requiere del análisis de tres áreas específicas: a) Selección de la tubería de producción, b) Métodos de tratamientos de la corrosión y c) Diseño de la terminación.<sup>24</sup>

La selección de la tubería de producción es el tema que se analiza en este trabajo, pero es conveniente hacer algunas menciones con respecto a las demás.



Métodos de tratamiento de corrosión. El diseño de una terminación requiere de la selección del inhibidor de corrosión apropiado y la mejor técnica de tratamiento de la corrosión de entre una variedad de métodos (dosificación, desplazamiento en la tubería, forzado en la formación y continuo), tabla 19. Aún cuando la efectividad del método para reducir la corrosión es una de las consideraciones principales, un mal diseño de la terminación puede reducir la eficiencia de un buen inhibidor de corrosión hasta en un 50%.

A mediados de los 40's se desarrolló el método de inyección de fondo en forma continua, el cual ha demostrado ser el más eficiente. La protección proporcionada por este método puede ser mayor al 93% y reduce los ritmos de corrosión uniforme a menos de una milésima de pulgada por año.<sup>34</sup>

Diseño de la terminación. Es evidente que el uso del método de inyección de fondo en forma continua proporciona un programa de reducción de corrosión efectivo y eficiente. Por tal motivo, el diseño de terminación a que se hace referencia, se enfoca a tres tipos generales que permiten el empleo de la técnica de inyección de fondo, estas son:

- 1) Inyección por el espacio anular sin empacador.
- 2) Terminación doble.
- 3) Inyección por el espacio anular con empacador.

El empleo de cualquiera de estas técnicas está sujeta a discusión, debido a las ventajas y desventajas que cada una proporciona, sin embargo en la literatura se pueden encontrar nuevas opciones, como lo es la terminación sencilla con un sistema de inyección de fondo en forma continua, el cual según algunos autores ofrece un alto grado de flexibilidad, figura 65.

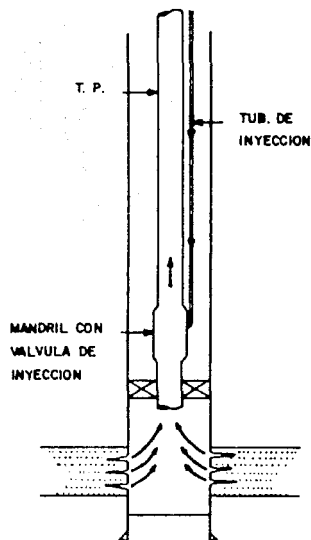
Selección de la tubería de producción. Una de las primeras decisiones en el diseño de una terminación, es la selección de la tubería apropiada, normalmente se consideran la tensión, presión interna, colapso y los movimientos de la sarta, pero las consideraciones para reducir la corrosión requieren de un conjunto de criterios que consideran, diámetro interno, metalurgia, tipo de conexión de la tubería, el tipo y la causa de la corrosión, las

TABLA 19 .- COMPARACION DE LOS METODOS DE TRATAMIENTO DE CORROSION. (34)

METODO DE TRATAMIENTO DE CORROSION	TIPO DE FORMACION		PRODUCCION			VELOCIDAD DE FLUJO	RESTAURACION DE LA PELICULA DE INHIBICION
	CONSOLIDADA	INCONSOLIDADA	GAS	GAS Y COND.	ACEITE		
BACHE	SI	NO	SI	SI	NO	< $V_e$	NO
DESPLAZAMIENTO EN TUBERIA	SI	NO	SI	SI	SI	< $V_e$	NO
FORZADA A LA FORMACION	SI	NO	SI	SI	SI	> $V_e$	SI
CONTINUO	SI	SI	SI	SI	SI	> $V_e$	SI

METODO DE TRATAMIENTO DE CORROSION	EFICIENCIA (%)	FRECUENCIA (DIAS)	DAÑO A LA FORMACION	CIERRE DEL POZO	ANGULO	
					VERTICAL	INCLINADO
BACHE	60 A 80	<= 30	POCO PROBABLE	SI	SI	NO
DESPLAZAMIENTO EN TUBERIA	80 A 90	<= 30	POCO PROBABLE	SI	SI	SI
FORZADA A LA FORMACION	80 A 90	> 30	POSIBLE	SI	SI	SI
CONTINUO	95 A 100	---	NINGUNO	NO	SI	SI

NOTA:  
 $V_e$  = VELOCIDAD EROSIONAL



**Figura No. 65**

TERMINACION CON TUBERIA DE INYECCION DE  
DIAMETRO PEQUEÑO.<sup>34</sup>

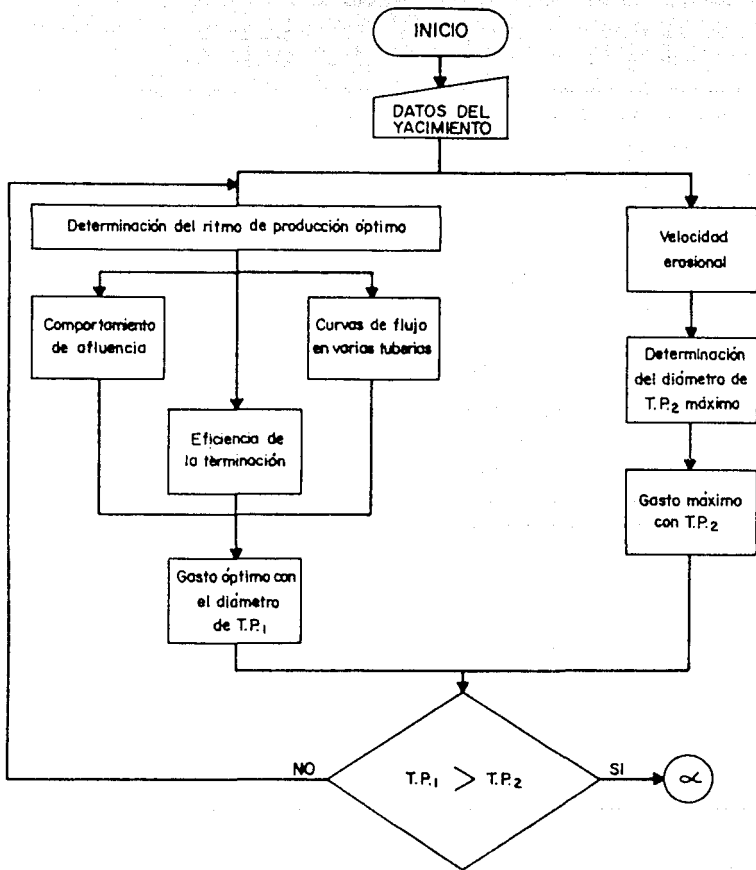


Figura No. 66

condiciones ambientales y de esfuerzos.

En los capítulos anteriores se ha intentado dar a entender la relación de estas consideraciones en el sistema total; el proceso de selección se basa en todos estos y aun más conocimientos y experiencias de otras fuentes de información. Sin perder de vista que este trabajo tiene un carácter bibliográfico, se plantean algunos lineamientos para la selección de aparejos de producción.

### V. 3. -Procedimiento de diseño.

Cuando se realiza el diseño de un sistema de producción subsuperficial para ambientes corrosivos, el sistema se debe de visualizar como un todo y entender a cada variable como un elemento interactuando simultáneamente. Para lo cual se deben considerar cuatro puntos principales:

- Condiciones de producción (análisis nodal); comportamiento de afluencia del pozo, eficiencia de la terminación y determinación del diámetro óptimo de flujo.
- Consideraciones mecánicas; diseño del aparejo por esfuerzos y movimientos, tipo de terminación.
- Consideraciones de corrosión; determinación de las condiciones ambientales. Metalurgia de las tuberías, y las restricciones de diámetros por velocidad erosional.
- Modificación del diseño convencional de acuerdo a las condiciones corrosivas del punto anterior.

Para complementar el procedimiento de diseño propuesto, se presenta un diagrama de bloques de las etapas que se requieren en el orden recomendado fig. 66.<sup>53</sup>

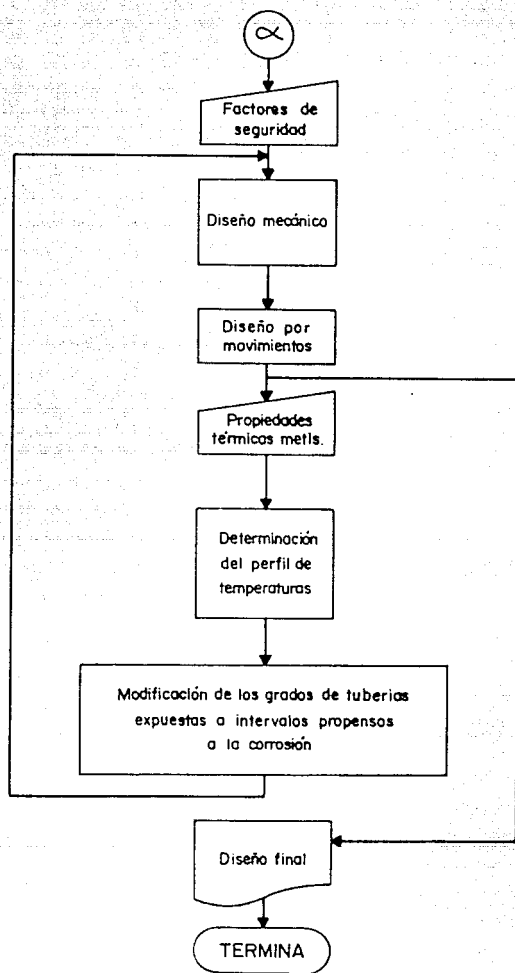


Figura No.66

#### V. 4. -Condiciones de producción.<sup>57</sup>

Diseño geométrico del aparejo de producción.

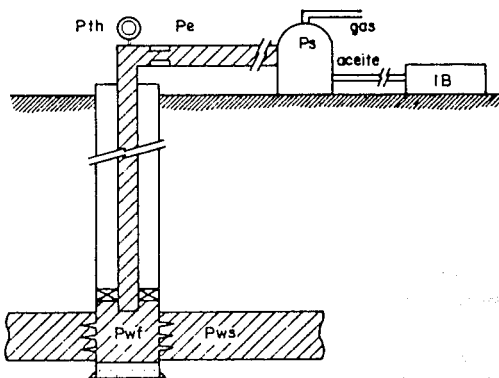
La aplicación de los procedimientos de flujo multifásico a los elementos que constituyen un sistema de producción y que permiten determinar la capacidad de producción de un pozo y el efecto del cambio de la tubería de producción, la línea de descarga o el estrangulador sobre el gasto, se denomina análisis nodal. Su principal objetivo es determinar la capacidad de transporte del sistema de producción, el cual queda definido por cuatro diferentes etapas de flujo en pozos fluyentes, ver figura 57.

- 1.- Comportamiento de flujo del yacimiento al pozo.
- 2.- Comportamiento del flujo en la T.P.
- 3.- Comportamiento del flujo en el estrangulador.
- 4.- Comportamiento del flujo en la línea de descarga.

El análisis del sistema de producción se puede efectuar calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos del sistema, a fin de determinar la distribución de presiones en los nodos y analizar los efectos de diferentes diámetros de tubería de producción con el objeto de determinar el diámetro adecuado de T.P. y estrangulador. La selección del método de cálculo involucra todas aquellas correlaciones de flujo multifásico. La mejor opción será aquella que se acerque más a los datos de presión medidos.

Una vez seleccionados los métodos de cálculo para el análisis nodal, se procede a determinar el diámetro adecuado de T.P.; el método consiste en:

- 1.- Determinación de diámetros factibles de selección.
- 2.- Determinación de los gastos máximos para cada tubería seleccionada.
- 3.- Determinación del máximo gasto para una tubería específica.
- 4.- Determinación del gasto óptimo para la tubería seleccionada.



**Figura No.67**

SISTEMA DE PRODUCCION SIMPLIFICADO Y PRESIONES EN LOS NODOS.<sup>63</sup>



1.- Diámetros factibles de selección. Los posibles diámetros de tubería de producción se pueden seleccionar de la siguiente manera:

En una gráfica de gasto contra presión de fondo fluyendo (Pwf) se determina la curva de comportamiento de afluencia al pozo (figura. 68). Para tal fin en yacimientos de aceite se puede emplear el índice de productividad, la correlación de Vogel, la ley de Darcy u otra; para yacimientos de gas y condensado y aceite volátil el procedimiento apropiado es apartir de modelos composicionales de flujo a través del yacimiento, sin embargo, para fines prácticos se han desarrollado algunos métodos simplificados para determinar dicho comportamiento, como la ecuación de McLeod.<sup>55</sup>

Con la correlación de flujo multifásico seleccionada, se determina el comportamiento del flujo en la tubería de producción, para un diámetro determinado. Las propiedades de los fluidos se mantienen constantes para todos los gastos y únicamente varían por la presión y temperatura a lo largo de la tubería de producción. Esta etapa se repite para diferentes diámetros de T.P. manteniendo constantes todos los demás parámetros. Los resultados se incluyen en la gráfica anterior, obteniéndose una gráfica similar a la figura 69.

A continuación se seleccionan aquellos diámetros de tubería que se encuentren por debajo de la curva del comportamiento de afluencia. Para los diámetros mayores, la energía necesaria para elevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie será insuficiente, provocando el cese del flujo natural.

2.- Gastos máximos para cada tubería seleccionada. Para la determinación de los gastos máximos para cada tubería seleccionada, se grafica el gasto contra la presión en la cabeza del pozo (Pwh), considerando constante el diámetro de la línea de descarga, como se muestra en la figura 70 donde los gastos  $q_1, q_2, \dots, q_{n-1}, q_n$  son los gastos máximos obtenidos con los diámetros de T.P.  $\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_{n-1}, \phi_n$ , respectivamente. La disminución del gasto máximo al aumentar el diámetro obedece a efectos del colgamiento de fases.

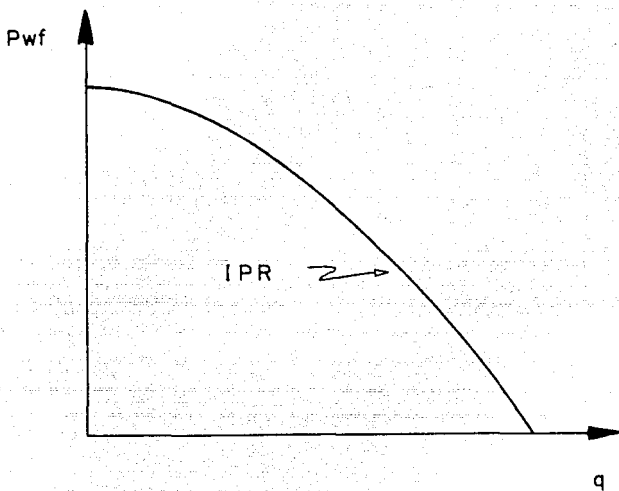


Figura No.68

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO<sup>57</sup>

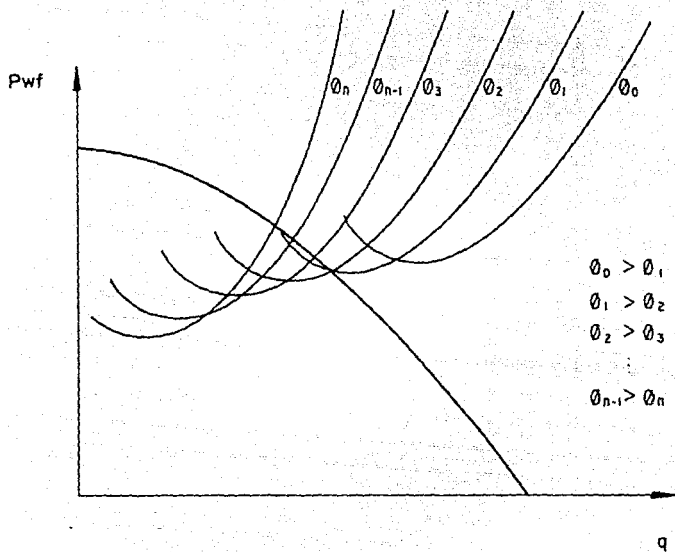


Figura No. 69

DETERMINACION DE LOS DIAMETROS FACTIBLES DE SELECCION<sup>57</sup>

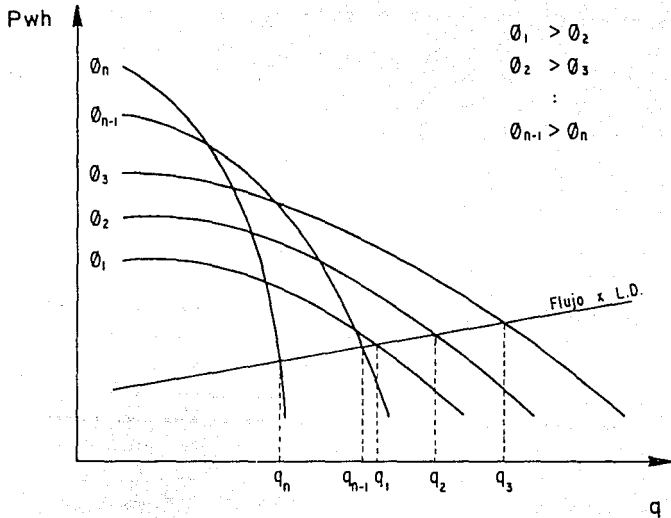


Figura No. 70

DETERMINACION DE  $q$  MAXIMO PARA CADA TUBERIA SELECCIONADA.<sup>57</sup>

3.- Graficando los gastos máximos contra el diámetro de tubería, se determina el diámetro para el cual se tiene el máximo gasto.

Análizando la figura 71 se observa que para ciertos diámetros menores a  $\phi_4$ , los gastos máximos obtenidos por esas tuberías son menores que el obtenido por la T.P. de diámetro  $\phi_4$ , esto se debe a efectos de capacidad y fricción en el interior de las tuberías.

Para las tuberías de diámetro  $\phi_{n-1}$  y  $\phi_n$  (mayores a  $\phi_4$ ), los gastos máximos son menores debido a excesivas caídas de presión causadas por el colgamiento de fases.

En el ejemplo ilustrado, la tubería que aporta el mayor gasto es la del diámetro  $\phi_4$ . Sin embargo, considerando la diferencia de gastos máximos entre la T.P. de  $\phi_4$  y  $\phi_3$ , podría seleccionarse ésta última si la diferencia no es grande, tomando en cuenta que la tubería de diámetro  $\phi_3$  puede proporcionar una vida fluuyente mayor que con una de diámetro  $\phi_4$ .

En este sentido, es necesario hacer un análisis técnico-económico de los requerimientos de explotación y producción del yacimiento que permitan tomar decisiones adecuadas.

4.-Determinación del gasto óptimo. Una vez seleccionado el diámetro óptimo de tubería, se procede a determinar el gasto óptimo para ésta, considerando los demás elementos del sistema mediante el análisis nodal, empleando una gráfica de presión contra gasto. Para lo cual se supone un gasto de aceite, con la presión estática y el gasto supuesto se obtiene una presión de fondo fluuyente. A partir de ésta, se calcula, para el gasto supuesto, la presión en la cabeza del pozo. El valor de la presión obtenida (Pwh) corresponde al flujo corriente arriba del estrangulador.

A continuación la secuencia de cálculo se reanuda a partir de la presión de separación, para obtener la presión corriente abajo del estrangulador (Pe), necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga.

Este procedimiento se repite suponiendo diferentes gastos.

Los valores de las presiones obtenidas (Pwf, Pwh, Pe) se grafican contra los gastos, como en la figura 72.

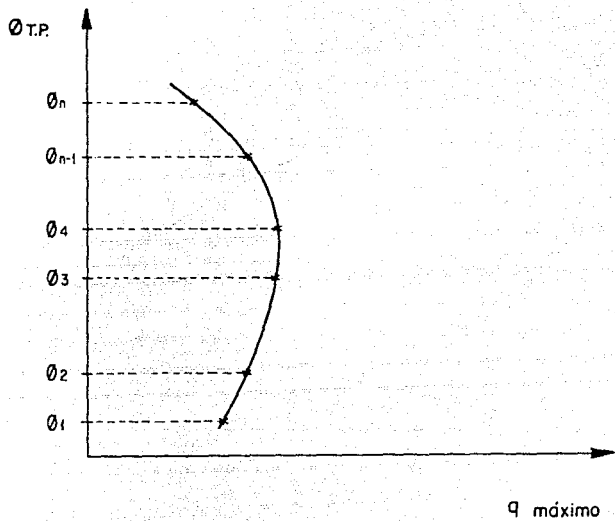


Figura No. 71

DIAMETROS DE T.P. CONTRA GASTOS MAXIMOS <sup>57</sup>

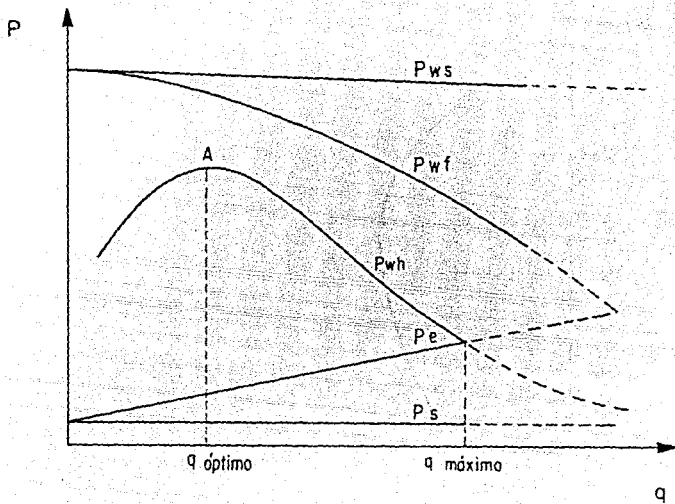


Figura No.72

ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA<sup>57</sup>

En la fig. 72 la presión de separación (Ps) es constante. La presión estática del yacimiento (Pws) es casi constante para un cierto periodo de tiempo. La presión de fondo fluyendo (Pwf) varía con el gasto en la forma indicada. La presión en la línea de descarga aumenta linealmente con el gasto y se representa por una cierta presión corriente abajo del estrangulador (Pe). La curva de Pwh indica las caídas de presión en la tubería de producción.

La distancia entre una curva y otra indica las caídas de presión en los elementos que representan. Así, la distancia mínima entre la curva de Pwh y Pwf significan la caída mínima de presión entre el fondo y la cabeza del pozo, y el gasto correspondiente es el gasto óptimo buscado.

Cuando Pwh es igual a Pe se tiene el gasto máximo correspondiente al flujo sin estrangulador. Los gastos inferiores se pueden obtener usando estranguladores en el cabezal del pozo. Al ir reduciendo el diámetro del estrangulador, disminuye el gasto y aumenta la presión en la cabeza del pozo (Pwh), hasta alcanzar un valor máximo, indicado por el punto A en la fig. 72.

Estrangulamientos adicionales provocarán una reducción en la presión en la boca, al aumentar las pérdidas de presión en la tubería de producción.

#### V.4.1.-Comportamiento de flujo del yacimiento al pozo.

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo representa la capacidad que tiene la formación de aportar fluidos. Esta capacidad depende principalmente del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables tales como la presión, la permeabilidad, etc. El comportamiento de flujo para yacimientos saturados, se representa con el índice de productividad:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Para yacimientos bajo saturados la correlación de Vogel establece de manera apropiada el comportamiento de afluencia al pozo (IPR); no obstante Vogel consideró una eficiencia de flujo de 1.0.



$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} = 1 - 0.2 \left[ \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right] - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right]^2$$

Standing complementó el trabajo de Vogel y desarrolló una gráfica con curvas de IPR para eficiencias de flujo diferentes de 1.0; donde considera pozos dañados y pozos estimulados. figura 73.

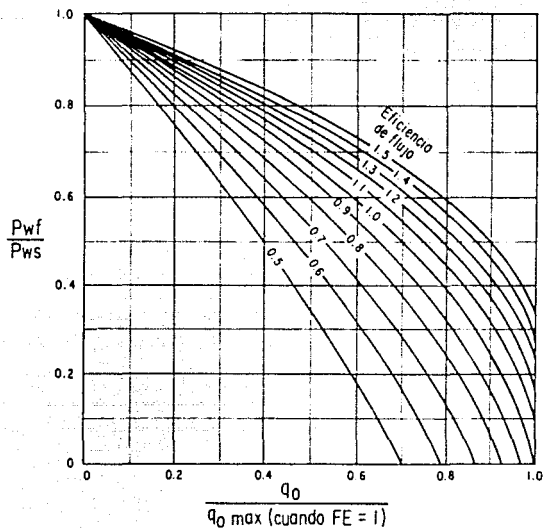
Estas correlaciones fueron establecidas para pozos de aceite, las cuales aunque representan un comportamiento aproximado no pueden ser aplicables para yacimientos de gas y de gas y condensado, para tales yacimientos se han desarrollado algunas correlaciones.

El índice de productividad para pozos de gas a partir de la ecuación de flujo radial de Darcy es:

$$J = \frac{q_g}{P_{ws}^2 - P_{wf}^2} = \frac{0.73 k_g h}{\mu_g Z T \ln(r_e/r_w)}$$

Donde:

- $P_{ws}$  presión estática del yacimiento (lb/pg<sup>2</sup>).
- $P_{wf}$  presión de fondo fluyendo (lb/pg<sup>2</sup>).
- $q_o$  gasto de aceite (bl/día).
- $q_g$  gasto de gas (Mpies<sup>3</sup>/día).
- IP o J índice de productividad (blo/día/lb/pg<sup>2</sup>).
- $q_{o\text{ máx}}$  gasto de aceite máximo (blo/día).
- $\mu_g$  viscosidad del gas (cp).
- Z factor de supercompresibilidad (adim).
- T temperatura (°F).
- $k_g$  permeabilidad relativa al gas (md).
- h espesor de la formación (pies).
- $r_e$  radio de drenaje (pies).
- $r_w$  radio del pozo (pies).



**Figura No. 73**

CURVAS DE IPR PARA POZOS DAÑADOS Y MEJORADOS DE UN YACIMIENTO  
 CON EMPUJE DE GAS DISUELTO.<sup>69</sup>

McLeod modificó la ecuación de Darcy para incluir las caídas de presión tanto en el yacimiento como en las perforaciones. La característica principal de la ecuación propuesta por McLeod es que toma en cuenta las caídas de presión debido a la turbulencia en la zona dañada y en la zona compacta alrededor de las perforaciones en la tubería.<sup>65</sup>

Las pérdidas de presión por turbulencia pueden representar más del 90% de la caída de presión del yacimiento al pozo y, por tanto, se deben incluir en la evaluación del comportamiento de afluencia del yacimiento.

Las ecuaciones propuestas por McLeod son:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \left[ \frac{1.424 \mu_g Z T T q}{k_y h} \right] \left[ \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S + \frac{D q}{1000} \right]$$

Para presiones menores a 4000 lb/pg<sup>2</sup>.

$$P_{ws} - P_{wf} = \left[ \frac{0.1412 \mu_g B_g q}{k_y h} \right] \left[ \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S + \frac{D q}{1000} \right]$$

Para presiones mayores a 4000 lb/pg<sup>2</sup>.

$$D = 2.22 \times 10^{-15} \left( \beta \gamma_g / (c n^2 L_p^2 r_p^2) \right) (k_y h / \mu_g)$$

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.201}} \quad \text{ó} \quad \beta = \frac{2.6 \times 10^{10}}{k_{dp}^{1.2}}$$

Las correlaciones del coeficiente de velocidad  $\beta$  arriba mostradas, deben utilizarse cuando no se cuenta con correlaciones adecuadas a la región en estudio, o algunas otras como las presentadas por Katz y Firoozabadi.<sup>70</sup>

Donde para las ecuaciones anteriores se tiene:

Pws	presión estática del yacimiento (lb/pg <sup>2</sup> ).
Pwf	presión de fondo fluyendo (lb/pg <sup>2</sup> ).
$\mu_g$	viscosidad del gas (cp).
Z	factor de supercompresibilidad (adim).
TI	temperatura (°R).
q	gasto de gas (pies <sup>3</sup> /día).
k <sub>y</sub>	permeabilidad del yacimiento (md).
k <sub>dp</sub>	permeabilidad de la zona dañada y compactada (md).
h	espesor de la formación (pies).
r <sub>e</sub>	radio de drenaje (pies).
r <sub>v</sub>	radio del pozo (pies).
r <sub>p</sub>	radio de las perforaciones (pies).
B <sub>g</sub>	factor de volumen del gas (bl/Mpies <sup>3</sup> a c.y.).
S	factor de daño (adim).
$\gamma_g$	densidad específica del gas (aire = 1).
L <sub>p</sub>	longitud de las perforaciones (pies).
n	número total de perforaciones (adim).
$\beta$	coeficiente de velocidad (s/pie).
D	parámetro del gasto para el flujo no Darcy (s/Mscf/día).

De entre los parámetros que afectan a la producción con relación a la terminación como son la densidad de disparos, el tipo de pistola y el tamaño de la perforación, el más significativo es la densidad de disparos. Una forma de seleccionar apropiadamente la densidad de disparos es calcular el comportamiento de afluencia contra diferentes densidades de disparos. Para seleccionar la densidad de disparos se deben considerar el gasto de producción, las condiciones del pozo y los costos, además se sugiere realizar un análisis de sensibilidad de la relación de permeabilidades  $k_{dp}/k$ .

A continuación se presenta el procedimiento<sup>55</sup> para elaborar las curvas de presión contra gasto para diferentes densidades de disparos:

- a.- Datos:  $P_{ws}$ ,  $\mu_g$ ,  $Z$ ,  $T$ ,  $h$ ,  $K_y$ ,  $R_o$ ,  $R_w$ ,  $S$ ,  $B_g$ ,  $\gamma_g$ ,  $r_p$ ,  $L$ .
- b.- Se calcula  $\beta$ .
- c.- Se supone una densidad de disparos y se determina el número total de perforaciones  $n$ .
- d.- Se calcula  $D$ .
- e.- Se suponen diferentes gastos de gas.
- f.- Se determina la presión de fondo fluyendo para cada gasto supuesto con la ecuación apropiada.
- g.- Se grafican los valores de  $P_{wf}$  contra el gasto como se indica en la figura 74. Esta curva representa el comportamiento de afluencia para la densidad de los disparos supuesta en C.
- h.- Se repite el procedimiento a partir de C para diferentes densidades de disparos.

La figura 74 ilustra el comportamiento de afluencia para densidad de 1, 2, 4, 6 y 8 disparos por pie.

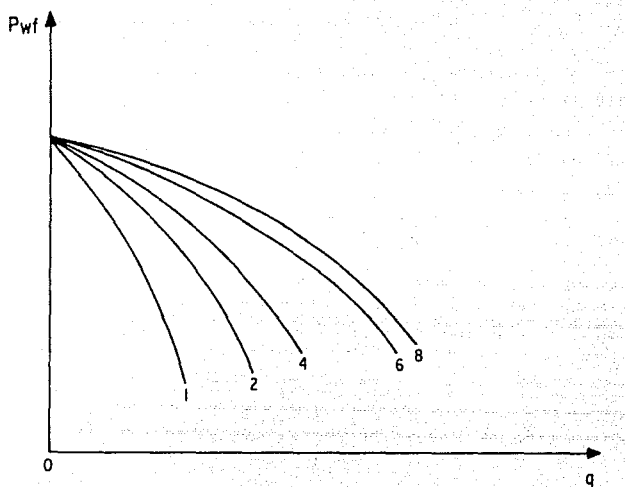


Figura No. 74

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA DIFERENTES DENSIDADES DE DISPARO<sup>55</sup>

#### 7.4.2. - Factor de daño. <sup>53</sup>

El factor de daño efectivo, puede ser expresado como la suma de los factores de daño independientes generados por la geometría de las perforaciones ( $S_p$ ), daño al pozo por la cementación ( $S_d$ ), y el daño en la zona compactada alrededor de las perforaciones ( $S_{dp}$ ), y algunos otros factores de pseudodaño que no se consideran en este estudio. En esta discusión se supone que el pozo está disparado en todo el espesor de la formación.

$$S = S_p + S_d + S_{dp}$$

El factor de daño por la geometría de las perforaciones,  $S_p$ , se puede obtener a partir de las diversas correlaciones que existen. Las más fáciles de usar son las de Hong<sup>74</sup> y Locke.

La siguiente ecuación para el pozo dañado se deriva del flujo radial en el pozo:

$$S_d = \text{Ln}(r_d/r_w) (k_y + k_d)^{-1}$$

La ecuación del factor de pseudodaño para la zona compactada alrededor de las perforaciones también se puede derivar de la ecuación de flujo radial.

$$S_{dp} = \left[ \frac{h}{L_p n} \right] \left[ \text{Ln} \left[ \frac{r_{cp}}{r_p} \right] \left[ \frac{k_y}{k_{dp}} - \frac{k_y}{k_d} \right] \right]$$

Donde:

- S factor de daño total para flujo Darcy laminar o viscoso a través de las restricciones.
- $S_p$  factor de pseudodaño por efecto de la convergencia del flujo hacia las perforaciones alrededor del pozo.
- $S_d$  factor de daño por el flujo alrededor de la zona dañada.
- $S_{dp}$  factor de pseudodaño por flujo a través de la zona dañada y compactada alrededor de las perforaciones.
- $r_d$  radio de la zona dañada alrededor del pozo (pies).
- $r_{dp}$  radio de la zona compactada alrededor de las perforaciones (pies).
- $r_p$  radio de las perforaciones en la roca (pies).
- $k_d$  permeabilidad de la zona dañada alrededor del pozo (md).

Klotz y colaboradores puntualizaron que la permeabilidad de la zona compactada es menor que la permeabilidad del pozo, la cual ha sido reducida por el filtrado del lodo y el cemento. Por ejemplo, si la permeabilidad de la zona dañada es 40% de la permeabilidad original del yacimiento, la permeabilidad de la zona compactada puede ser del 10% de la permeabilidad de la zona dañada, ó 4% de la permeabilidad del yacimiento, ver figura 75.

#### V. 4.3. -Correlaciones de flujo multifásico.

Es importante tener un buen modelo del comportamiento del pozo para el diseño y los cálculos (para pozos de aceite, gas y gas y condensado) para la determinación de la capacidad productiva y la optimización de las medidas geométricas del aparejo de producción.

También es importante para investigar los problemas de producción provocados por la condensación de los líquidos, particularmente cuando el fluido es una mezcla rica de gas y condensado.

Varios modelos y correlaciones están disponibles en la literatura con el propósito de predecir el flujo multifásico de mezclas de hidrocarburos en pozos verticales e inclinados, así como en estranguladores y líneas de descarga. Desafortunadamente, la selección del método apropiado para una situación en particular ha sido históricamente un área de gran controversia.

Todas las correlaciones para gradientes de presión se pueden agrupar en cualquiera de las siguientes cuatro categorías:

- 1.- Correlaciones de una sola fase.
- 2.- Correlaciones que no reconocen la existencia del resbalamiento entre fases o distintos regímenes de flujo.
- 3.- Correlaciones que consideran el resbalamiento entre las fases pero no reconocen la existencia de regímenes de flujo.
- 4.- Correlaciones que emplean patrones de flujo y consideran el resbalamiento de fases.



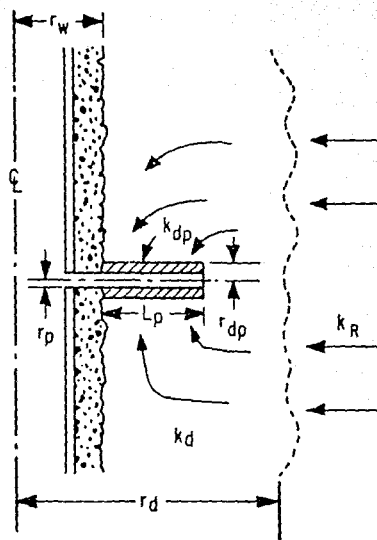


Figura No. 75

FLUJO DENTRO DE UNA PERFORACION<sup>55</sup>

La ecuación general para determinar el gradiente de presión, la cual es la base para todas las correlaciones esta dada por:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\rho_m g \cos\theta}{g_c} + \frac{f \rho_m V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m V_m \Delta V_m}{2 g_c \Delta L} \dots\dots A$$

Donde:

- $\frac{\Delta P}{\Delta L}$  gradiente de presión total (lb/pg<sup>2</sup>/pie).
- g aceleración de la gravedad (pies/seg<sup>2</sup>).
- g<sub>c</sub> constante de la aceleración de la gravedad (pies/seg<sup>2</sup>).
- f factor de fricción (adim).
- V<sub>m</sub> velocidad de la mezcla (pie/seg).
- d diámetro interior de la tubería (pie).
- ρ<sub>m</sub> densidad de la mezcla (lbm/pie<sup>3</sup>).

La densidad de la mezcla se obtiene:

$$\rho_m = H_L \rho_L + (1 - H_L) \rho_g \dots\dots\dots B$$

que se calcula en función del colgamiento de los líquidos H<sub>L</sub> (fracción de líquido por unidad de volumen).

Las ecuaciones A y B se pueden combinar para calcular la presión en función de la profundidad considerando:

- 1.- Las propiedades PVT de los fluidos que pueden ser determinadas en función de la presión y la temperatura.
- 2.- Correlaciones confiables y exactas para el colgamiento de los líquidos y el factor de fricción están disponibles.
- 3.- El conocimiento de la variación de la temperatura con la profundidad.
- 4.- La apropiada definición de la densidad de la mezcla.

A continuación se enlista una serie de nombres de correlaciones que se encuentran disponibles en la literatura y han tenido bastante uso dentro de la industria.

#### Correlaciones de flujo multifásico vertical.

Método de Poettmann y Carpenter.

Método de Hagedorn y Brown.

Método de Duns y Ross.

Método de Orkiszewski.

Método de Aziz, Govier y Fogaraši.

Método de Beggs y Brill.

Método de Fancher y Brown.

Método de Baxendel y Thomas.

#### Correlaciones de flujo a través de estranguladores.

Método de Gilbert.

Método de Ross.

Método de Poettmann y Beck.

Método de Omafia y Col.

Método de Ashford.

Método de Ashford y Pierce.

Método de Pilehvari.

#### Correlaciones de flujo multifásico horizontal.

Método de Bertuzzi, Tek y Poettmann.

Método de Eaton, Andrews, Knowles y Brown.

Método de Beggs y Brill.

Método de Taitel y Duklers.

#### V.4.4. -Remoción de líquidos en pozos de gas <sup>56</sup>

Uno de los factores que frecuentemente reducen la productividad de un pozo de gas o gas y condensado, es el incremento de la presión de fondo fluyendo debido a la acumulación de líquidos en el fondo. Esta acumulación puede ocurrir en pozos que nunca han producido grandes cantidades de líquidos. Cuando la velocidad del fluido en la tubería no es suficiente para elevar los líquidos a la superficie, el líquido comienza a acumularse e incrementarse en el fondo del pozo. El aumento del líquido en la tubería produce un aumento en la presión hidrostática que actúa sobre la formación, lo que disminuye el gasto y con ello la velocidad del líquido. Este proceso continúa hasta que el pozo deja de fluir o comienza a fluir

con flujo intermitente. Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos, del agua producida o de la entrada del agua a la formación.

En 1989 Turner y colaboradores presentaron un modelo para calcular la velocidad mínima del gas para remover partículas de líquido en los pozos. El modelo se basa en el hecho de que una partícula que cae libremente en un fluido alcanzará una velocidad terminal cuando las fuerzas de arrastre se equilibren con las fuerzas gravitacionales. La velocidad terminal está en función del tamaño, la forma y densidad de la partícula y de la viscosidad del fluido a través de la cual está cayendo, y de la tensión interfacial entre los dos fluidos.

Las ecuaciones simplificadas propuestas por Turner y colaboradores están únicamente en función de la presión mínima en la tubería de producción.

$$V_{g_{\text{agua}}} = \frac{5.62 (67 - 0.0031 P_{wh})^{2.5}}{(0.0031 P_{wh})^{0.50}} \dots\dots\dots C$$

$$V_{g_{\text{cond.}}} = \frac{4.02 (45 - 0.0031 P_{wh})^{2.5}}{(0.0031 P_{wh})^{0.50}} \dots\dots\dots D$$

$$q_{sc \text{ mínimo}} = \frac{3.06 V_g A_{et} P_{wh}}{TT Z} \dots\dots\dots E$$

Donde:

- $q_{sc \text{ mínimo}}$  gasto mínimo para la remoción continua de líquidos (MMPCSD).
- $V_g$  velocidad del gas (pies/seg).
- $A_{et}$  área transversal de flujo (pies<sup>2</sup>).
- $TT$  temperatura de flujo (°R).
- $P_{wh}$  presión a la cabeza del pozo (lb/peg<sup>2</sup>).
- $Z$  factor de compresibilidad evaluado a la temperatura y a la presión utilizadas en el cálculo de  $V_g$  (adim).

Las ecuaciones C y D se derivaron utilizando la presión a la cabeza del pozo, debido a que fueron datos de presión medidos en las pruebas de campo. Realmente, la mínima velocidad en un pozo de gas se presenta en el punto de más alta presión, esto es, en el fondo del pozo. Usando la presión de fondo fluyendo para determinar  $q_{sc\text{mínimo}}$  se introducirá un factor de seguridad en el diseño.

#### V.5. -Consideraciones de diseño de tuberías por esfuerzos y movimientos.

Generalmente es del dominio público el diseño de un aparejo de producción por esfuerzos y movimientos. Sin embargo, en situaciones complejas, el diseñador se enfrenta al problema de decidir que otros factores adicionales a los ordinarios deben ser considerados, y cómo estos deben ser incorporados a la técnica de diseño normalmente empleada. Emplear altos factores de seguridad, requiere de espesores gruesos y tuberías de alto grado que no sólo harán del costo prohibitivo, sino que también dificultarán las operaciones de terminación. De lo contrario, un programa deficiente podría provocar fallas y problemas para alcanzar los objetivos del pozo.

Considerando que las tuberías han sido diseñadas adecuadamente con respecto a la función primaria de un tubo, esto es, como un conducto de flujo, el principal objetivo del diseñador es agregar una adecuada integridad bajo todas las probables condiciones de servicio, al costo más bajo posible.

Un análisis uniaxial es adecuado para pozos normales de baja presión ( $< 3000$  m., y/o  $350$  kg/cm<sup>2</sup>). Un estudio biaxial se debe hacer para condiciones y pozos críticos, particularmente donde una tensión significativa puede ocurrir durante una carga de colapso o con diámetros de tubería grandes. Un mucho más riguroso análisis triaxial se emplea a menudo en lugar de o adicional a los procedimientos arriba mencionados, para desarrollar un efectivo programa de costos de tuberías para condiciones de carga severas ( $> 4000$  m.,  $715$  kg/cm<sup>2</sup> y  $150$  °C). Para maximizar el beneficio de este tipo de análisis sofisticados, es importante tener la

capacidad para entender y describir apropiadamente las condiciones de cargas reales, incluyendo presión, temperatura y estado de esfuerzos iniciales.

El comportamiento de las tuberías bajo condiciones de esfuerzos es un problema básico de resistencia de materiales. El API ha desarrollado un conjunto de fórmulas estándar, las cuales son empleadas en la industria petrolera para predecir la capacidad de carga mínima que se espera para un grado y peso de tubería en particular.

#### V.5.1. -Condiciones de carga críticas.

Las condiciones de carga más severas ocurrirán:

- durante las operaciones de correr y/o jalar tuberías.
- durante pruebas de presión.
- durante brotes y/o operaciones para matar al pozo.
- durante operaciones de estimulación.
- durante la investigación de problemas de producción.
- durante la perforación de la tubería y el arranque del pozo.
- durante severas pérdidas de circulación.
- durante reventones.

Los aparejos rara vez fallan durante operaciones rutinarias de producción excepto como resultado del deterioro del tubo debido a corrosión, uso, fragilización por hidrógeno o fatiga; o debido a la falta de apreciación de los efectos térmicos en pozos con alta temperatura.

Con mucho, la causa más común de falla son los errores humanos al seleccionar el curso de acción sin considerar las condiciones de carga de la tubería. Obviamente, esto es más posible que ocurra en situaciones en las cuales el grupo se siente bajo la presión de actuar rápido. Por tanto, es prudente prever estas condiciones cuando se planea la operación de un pozo.

Se debe recordar que hay pasos que pueden realizarse para mitigar los esfuerzos inducidos durante las operaciones. Así mismo, el diseñador debe tener cuidado de no incrementar excesivamente el costo inicial del pozo al tratar de prever toda clase de remotas pero posibles situaciones.

Al discutir sobre el diseño de las tuberías, se tiende a pensar preliminarmente en el colapso y la presión interna, sin embargo, la causa más común de falla de tuberías es la tensión.

#### V.5.2.-Consideraciones de diseño.

Operaciones de correr y jalar tuberías.

Muchos de los factores que afectan a la carga de tensión de la tubería durante estas operaciones son extremadamente complejas y difíciles de fijar:

-El exceso de carga instantánea debido a la aceleración y desaceleración del aparejo puede aumentar en un 15 % la carga sobre la tubería (o más si la tubería es detenida repentinamente).

-El esfuerzo de flexión en pozos desviados o con pata de perro pueden aumentar de un 5 a un 15 % el esfuerzo sobre las juntas.

-Las tolerancias de fabricación y las variaciones del tipo de juntas seleccionadas pueden resultar en una mala estimación del peso real del aparejo (-3 % a +8 %).

-La corrosión atmosférica en los patios de tuberías y la corrosión y erosión de la pared pueden provocar una reducción difícil de definir en el área de la sección transversal efectiva de un tubo viejo.

-De manera similar, un daño al manejarla o la fatiga pueden debilitar el área de los coples.

En vista de esto, la mayoría de las compañías optaron por simplificar el procedimiento de diseño despreciando las cargas de flexión normal y aceleración, estableciendo una condición de carga simplificada y grandes factores de seguridad.

Para establecer la condición de carga se deben hacer dos consideraciones adicionales:

- El jalón extra requerido para liberar al aparejo del empacador.
- Las fuerzas de arrastre cuando se jala, especialmente en pozos desviados.

Estas son condiciones de carga completamente independientes entre

si y no ocurrirán juntas. Por tanto, sólo la mayor de ellas necesita ser agregada al peso del aparejo. Obviamente las fuerzas de arrastre serán las más importantes en los pozos desviados. Considerando que el coeficiente de fricción entre el aparejo de producción y la tubería de revestimiento en presencia de un fluido empacador es de 0.25, el factor de arrastre cuando se jala el aparejo en un pozo desviado se presenta en la tabla 20.

Tabla 20.- Factores aproximados para estimar las fuerzas de arrastre adicionales cuando se jala el aparejo.

Desviación (Grados)	Factor de arrastre (porcentaje de peso flotado del tubo en la sección tangente )
0	10
30	30
45	38
60	44
>60	45

basados en observaciones de campo.

A continuación se presenta un ejemplo para el uso de estos factores.

Considere:

Tubería :  $3 \frac{1}{2}$ " , 9.3 lb/pie (13.84 kg/m).

Fluido empacador : Agua.

Angulo de inclinación : 45°

Profundidad total (PT) : 13120 pies (4000 m).

Profundidad vertical verdadera : 10000 pies (3050 m).

Kick-off (KOP) : 1150 pies (305 m).

Ritmo de incremento del angulo : 2.5°/100' (2.5°/30m).

Calculos:

$$\begin{aligned} \text{Sección tangente} &= 4000 - (350 + 45/2.5 \times 30) = \\ &= 3110 \text{ m.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Peso flotado de la tubería en la sección tangente} &= \\ &= 3110 \times 13.84 \times 0.875 \\ &= 37652 \text{ Kgs.} \\ &= 37.7 \text{ tons.} \end{aligned}$$



Componente de la fuerza de arrastre a 45° =  
ver tabla 20. = 38 %

Fuerza de arrastre =  
= 37.7 \* 0.38  
= 14.3 tons.

Componente del peso de la tubería que carga el mastil =  
= 3050 \* 13.84 \* 0.875  
= 369355 kgs.  
= 38.9 tons.

carga total en el gancho =  
= 36.9 + 14.3  
= 51.2 tons.

Peso flotado de todo el aparejo =  
= 4000 \* 13.84 \* 0.875  
= 48440 kgs.  
= 48.4 tons.

$\frac{\text{Carga en el gancho}}{\text{Peso total flotado}} = \frac{51.2}{48.4} = 1.057 = 1.06$

Como una rápida aproximación el peso flotado de todo el aparejo es a menudo empleado como una primera aproximación de la carga total al jalar incluyendo el arrastre.

Basándose en este tipo de cálculos y observaciones de campo, se han establecido algunas reglas de dedo para hacer estimaciones preliminares de la carga total en el gancho durante las operaciones al jalar el aparejo. Estas se presentan en la tabla 21.

Tabla 21.- Reglas de campo para estimar las cargas al jalar.

Pozos verticales ( < 15° )	Usar el peso de la tubería en el aire.
Pozos desviados ( 15 - 70° )	Usar el peso flotado de todo el aparejo a lo largo del pozo.
Pozos altamente desviados (>70°)	Usar el 70 % del peso flota- do de todo el aparejo a lo - largo del pozo.

Muchos ingenieros incluyen un margen de tolerancia de peso en sus diseños por tensión para incluir un margen de trabajo, o de contingencia, para todos los factores indeterminados. La magnitud de esta tolerancia se basa en la experiencia de campo. Sin embargo es común emplear:

Para pozos profundos : 22 toneladas.

Para pozos someros : 11 toneladas.

#### V.5.3.-Esfuerzo de flexión.

Aunque en el factor de diseño se considera un esfuerzo de flexión normal de  $1^{\circ}/10m$ , deben hacerse correcciones debido a los efectos de las patas de perro severas en aparejos bajo tensión, particularmente cuando se van a emplear aparejos con diámetros grandes.

Este puede ser calculado como:

$$F_{bn} = \pm 63 \phi De W_u$$

Donde:

$F_{bn}$  tensión debido a la flexión (lbs).

$\phi$  ritmo de curvatura ( $^{\circ}/100$  pies).

$De$  diámetro externo (pulg).

$W_u$  peso unitario de la tubería (lb/pie).

El esfuerzo de tensión será tensional (positivo) en la pared externa y compresional (negativo) en la pared interior.

Es importante recordar que la tubería de revestimiento aligerará la severidad de la pata de perro, así que el grado de flexión de la tubería de producción es sustancialmente reducido en comparación con el que se mide en agujero descubierta.

#### V.5.4.-Operando bajo tensión y compresión.

Una vez que la tubería es colgada, es una práctica común emplear factores de diseño reducidos debido a que:

-Se reducen los riesgos de esfuerzos instantáneos originados por movimientos de tuberías.

-Los ritmos de cambios en las condiciones de carga disminuyen.

-Se reducen los riesgos de fallas humanas.

Sin embargo, es importante recordar que bajo condiciones de operación y pruebas de presión, habrá cargas inducidas adicionales generadas por:

-Fuerzas de pistón cuando se presuriza contra tapones.

-Fuerzas de pistón debido a los cambios de la presión y de las fuerzas de flotación que actúan sobre el área transversal del aparejo.

-Expansiones y contracciones térmicas.

-Alabeo ocasionado por la presión.

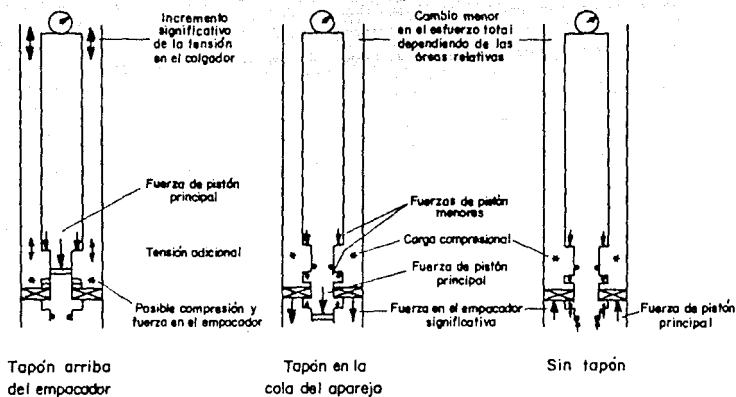
-Alabeo inducido mecánicamente.

Estos efectos han sido ampliamente discutidos en los artículos clásicos de movimientos del aparejo.

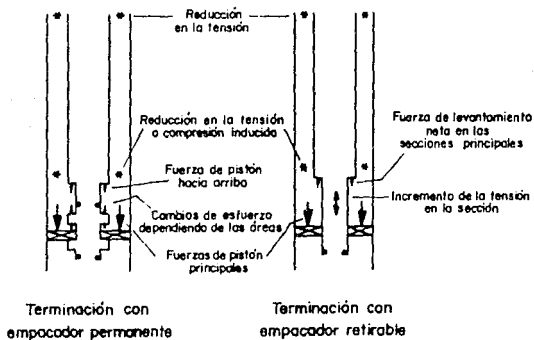
V.5.5. -Pruebas de presión.

La mayoría de las pruebas de presión se realizan contra un tapón provocando una carga de tensión inducida debido a la fuerza de pistón.

En aparejos con reducciones, las fuerzas de pistón también se pueden sentir en los hombros del up set de la tubería o en los sellos de los empaques. Estos fenómenos se ilustran en la figura 76, los efectos no sólo serán de tensión y compresión, sino que también se ven afectadas la capacidad al colapso y a la presión interna debido a las cargas biaxiales.



PRUEBAS DE PRESION INTERNA



PRUEBAS DE PRESION EXTERNA

Figura No.76

A continuación se ilustra una situación donde una prueba de presión fue aceptada desde el punto de vista de la presión interna, pero que podría no ser aceptada debido a las cargas de tensión que se generan cerca de la superficie en la tubería.

Sea un pozo a 2500 m. el cual se terminó con una tubería de 2 3/8" (60 mm.) J-55 4.7 lb/pla (7.0 kg/m), y será probada con 352 kg/cm<sup>2</sup>, además se tiene un tapón. Aunque el pozo fue terminado con un empacador permanente y tope localizador, el espacio final entre este y el empacador será de un metro arriba del empacador. Por lo que la fuerza de pistón se transmitirá hasta la superficie.

Análisis a la presión interna:

carga esperada	= 352 kg/cm <sup>2</sup>
resistencia API	= 738 kg/cm <sup>2</sup>
factor de seguridad	= 1.125
carga permitida	= 658 kg/cm <sup>2</sup>

Por tanto la prueba es aceptable desde el punto de vista de la presión interna.

Análisi a la tensión:

Peso de la tubería	
en el aire	= 18200 kgs
factor de flotación	= 0.875
carga de tensión	= 15925 kgf
fuerza de pistón	= 352 kg/cm <sup>2</sup> * 20.18 cm <sup>2</sup>
	= 7098 kgf
carga esperada	= 15925 + 7098
	= 23021 kgf
resistencia API	= 32518 kgf
factor de seguridad	= 1.5
carga permitida	= 21879 kgf

La prueba es inaceptable desde el punto de vista de tensión.

#### V.5.6. -Factores de seguridad.

Los factores de seguridad se emplean para prevenir situaciones desconocidas o difíciles de evaluar (tales como defectos de fabricación, daño durante el manejo y fatiga entre otros). En la tabla 22 se presentan los factores de seguridad más comunes en la industria.

Tabla 22. - Factores de Seguridad.

Carga	Rango	Común	Recomendado.
Presión interna	1.0 - 1.125	1.125	1.125
Colapso	0.85 - 1.5	1.125	1.125
Corriendo tubería			
Tensión-Juntas	1.5 - 2.0	1.8	1.8
Tensión-Cuerpo	1.3 - 2.0	1.8	1.8
Operando			
Tensión-Juntas	1.1 - 2.0	1.8	1.5
Tensión-Cuerpo	1.1 - 2.0	1.8	1.3

El factor de seguridad para las juntas a tensión durante la corrida de la tubería o cuando se tensiona, es significativamente mayor que los de presión interna y colapso. Esto refleja la falta de certeza de las condiciones de carga; el riesgo a una falla del personal en el piso; y la falta de margen de seguridad en los datos de resistencia del API. La tabla 23 muestra la derivación del factor de seguridad a la tensión.

Tabla 23. - Derivación del factor de seguridad a la tensión.

Factores de seguridad:

A la cedencia 1.125 (Colapso/Presión interna)

Resistencia de la junta 1.8

	Junta	Cuerpo
factor de seguridad incorrecto	1.3	1.125
corrección por flexión normal	x1.10	x1.10
corrección por error en el peso	x1.05	x1.05
factor de diseño para condiciones estáticas	1.50	1.03
corrección por movimiento de tuberías	x1.10	x1.10
seguridad adicional por personal	x1.075	x1.075
factor de diseño para condiciones dinámicas	1.78	1.54
redondeando	1.8	1.5

V.5.7. -Fuerzas y movimientos en tuberías y empacadores.

Los cambios de presión y temperatura dentro y fuera de la tubería generarán:

- Cambios en la longitud de la tubería si se permite el movimiento.
- Cambios en las fuerzas experimentadas por el empacador si no se permite el movimiento.
- Cambios en el grado de alabeo de la tubería.

Estos cambios en la longitud de la tubería o fuerzas entre las

condiciones de inyección o producción pueden ser grandes y deben considerarse en el diseño del aparejo y en las especificaciones del empacador y las condiciones de colgado. Esto toma una mayor importancia en pozos profundos y calientes; en terminaciones con aparejos telescopiados; en pozos con alto índice de productividad y en operaciones en pozos geotérmicos.

Para analizar el movimiento de la tubería se requiere establecer las condiciones más críticas. Estas normalmente incluyen:

- Efecto del espaciamiento entre las tuberías.
  - Condiciones de anclaje (a la temperatura de operación).
  - Todas las condiciones de las pruebas de presión.
  - Condiciones estabilizadas de producción.
  - Condiciones estabilizadas de cierre.
  - Condiciones iniciales al matar el pozo.
  - Condiciones finales al matar o estimular al pozo.
  - Inducción después de la estimulación.
  - Al arrancar al pozo especialmente si las perforaciones van a ser realizadas con las columnas desbalanceadas.
- Sin embargo, es a menudo extremadamente difícil definir muchas de estas condiciones, especialmente los efectos de la temperatura. Las mediciones de la temperatura superficial son frecuentemente inexactas debido a los efectos de las condiciones atmosféricas y el enfriamiento cerca de la superficie. Además obtener un gradiente promedio entre la temperatura de fondo y la superficial no provee de una buena estimación de la temperatura durante las condiciones de producción. Para diseños críticos es preferible emplear un simulador térmico para estimar la temperatura de los pozos.



V.6.-Criterios de selección para las juntas de tuberías para los pozos.<sup>02</sup>

En las etapas de perforación y terminación de pozos, la selección apropiada de conexiones en el diseño de tuberías juega un importante papel tanto en el aspecto operativo como en el económico. En general se ha establecido que actualmente no existe una conexión ideal que resuelva todos los problemas que se presentan en un pozo, debido a que todas las conexiones, ya sea API o mejoradas han sido desarrolladas para una función en particular. Por tanto, es obligación del ingeniero petrolero conocer todas las alternativas disponibles para llevar a cabo una buena selección, para lo cual es importante establecer una comunicación constante entre proveedores y consumidores, con respecto a los nuevos desarrollos tecnológicos que las compañías ofrecen así como de los resultados que de estos se obtengan en el campo.

Los criterios de selección que se establecen son:

- 1) Características mecánicas.
- 2) Área de sección crítica.
- 3) Integridad de la junta.
- 4) Pozos verticales y pozos desviados.
- 5) Grados de acero especiales.
- 6) Ambientes corrosivos.
- 7) Características de operación.
- 8) Aspectos económicos.
- 9) Ingeniería de aplicación vs. ingeniería de utilización.

1) Características mecánicas.

Dentro de una gráfica normal de diseño de tuberías figura 77, los esfuerzos de tensión, presión interna y colapso determinan el tipo de acero requerido para soportar las condiciones de un pozo en particular. De esta manera, se pueden distinguir tres zonas con requerimientos diferentes:

Carga	Tensión	P. Interna	Colapso/Compresión
Zona 1	alto	medio	-----
Zona 2	medio	alto	medio
Zona 3	-----	alto	alto

Se puede reconocer que en la zona 1 será necesaria una junta que tenga una alta eficiencia a la tensión y que soporte, al menos, la presión de trabajo de las conexiones superficiales. En este caso, el colapso y el diámetro externo de la conexión no son características importantes ya que la tubería se colocará en el agujero entubado.

Las conexiones que sujetarán a la tubería dentro de la zona 2 presentan condiciones diferentes: La presión interna podría ser máxima en este punto, existen esfuerzos moderados de tensión y disminución de capacidad de resistencia al colapso (reducción biaxial).

Contrario a la zona 1, las conexiones en la zona 3 sufren altos esfuerzos por colapso, presión interna y compresión por el efecto de flotación. Adicionalmente, la tubería se cementará en agujero descubierto, por lo que se deben considerar las restricciones en el espacio anular que proporciona el diámetro externo de la conexión, ya que esto puede incrementar la presión necesaria para desplazar al cemento y romper la formación. Esta condición es particularmente crítica en zonas de bajo gradiente de fractura o con pérdida de circulación.

## 2) Area de sección crítica (ASC).

Para calcular la resistencia a la tensión de una junta mejorada, las empresas proporcionan el área de sección crítica de la junta (en pulgadas cuadradas) en sus catálogos de productos.

El A.S.C. de una rosca se encuentra debajo del último diente enganchado del piñón o la caja, y es normalmente menor que el área de sección transversal del tubo. Esta área, multiplicada por el valor de resistencia del grado seleccionado del tubo nos determina el valor de resistencia a la tensión de la junta, la cual debe ser comparada con el peso total de tubería que soporte.

Los factores de seguridad de las conexiones se deben seleccionar

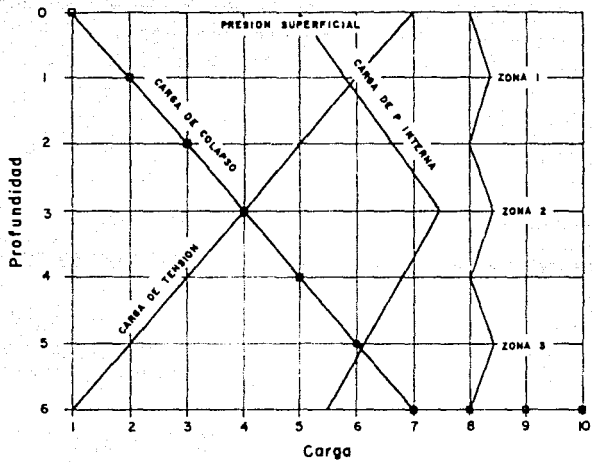


Figura No.77

GRAFICA DE DISEÑO DE TUBERIAS <sup>62</sup>

proporcionalmente al valor de resistencia (cedencia o última) que se utilice en el diseño de la tubería; como regla general, en tuberías de baja resistencia (grados k-55, N-80) se recomiendan factores de seguridad bajos (1.4-1.6) si se utiliza la resistencia a la cedencia para calcular este valor, o altos (1.6-2.0) si se utiliza la resistencia última del tubo. En tuberías de alta resistencia (P-110, V-150), los factores de seguridad pueden ser bajos o moderados (1.5-1.8) sin importar el valor de resistencia seleccionado, ya que estos dos valores, cedencia y última, son muy cercanos en este tipo de grados.

### 3) Integridad de la junta.

Actualmente, debido a la profundidad de los yacimientos, los pozos totalmente verticales no existen. La perforación direccional es hoy por hoy el tipo de operación normal para la mayoría de los pozos, por lo que la eficiencia a la flexión en las conexiones puede ser uno de los puntos importantes para su selección.

En el diámetro interno la zona de roscado debe ser pulida y no tener defectos o muescas. La presencia de un diámetro interior irregular a través del área piñon y caja no sólo crea condiciones de turbulencia sino también propicia una zona que tiene tendencias a agrietarse por la corrosión.

La NACE sugiere las siguientes recomendaciones: Se deben considerar varios factores en la selección de las juntas para servicio amargo incluyendo: el tipo de sello, los esfuerzos anulares resultantes y el número de conexiones que se tienen que hacer. Las juntas integrales de tipo de hombro que proporcionan un sello metal a metal son las más adecuadas. El número de conexiones reales se reduce al 50%, el sello es más positivo y los esfuerzos anulares son significativamente menores que los de las juntas API acopladas.

### 5) Grados de acero especiales.

Las condiciones actuales de temperatura, presión, corrosión y profundidad, combinados, han ocasionado el desarrollo de aceros especiales. Aceros como el TAC-140, TAC-95, etc., que se pueden obtener comercialmente, no están clasificados bajo norma API, ya

que es tecnología de patente de las empresas fabricantes de tuberías. Por regla general, los grados de acero sin especificación (no API), requieren de juntas mejoradas con características superiores que permitan obtener el 100% de eficiencia del tubo seleccionado, sería un error seleccionar un tubo con grado especial para unirlo con una conexión ineficiente, el costo adicional es normalmente bajo.

#### 6) Ambientes corrosivos.

Para pozos petroleros con ambiente amargo, existen algunas alternativas o soluciones para contrarrestar su efecto. Las cuales pueden involucrar la utilización de aceros especiales, inhibidores o recubrimientos plásticos internos. La selección de una junta mejorada, adecuada para este tipo de servicio es importante.

El apriete de las conexiones siempre induce un porcentaje relativo de esfuerzos en el piñón o la caja, sin importar el tipo o diseño de la conexión. Adicionalmente, la integridad de los sellos depende de que existan estos esfuerzos aplicados para su buen funcionamiento.

Algunos diseños de roscas cónicas, como la VAM regular y AF, cuentan con un diseño de diente con perfil bajo, el cual reduce el efecto de esfuerzo tangencial o parásito al contacto de la rosca, además de proveer un diseño que somete a la conexión a compresión, una vez efectuado el apriete recomendado.

Otras roscas como la Hydril SEU y MAC, utilizan roscas rectas con interferencia mínima, las cuales proveen un claro máximo entre los hilos del piñón y la caja, minimizando esfuerzos en la conexión. Las roscas de estas conexiones únicamente soportan dos esfuerzos de tensión y no actúan como sello.

#### 7) Características de operación.

Los costos de operación de un equipo de perforación son extremadamente elevados. Esta condición favorece la selección de roscas mejoradas ya que casi todas presentan características similares que facilitan el enrosque, apriete, manejo, etc. Es importante considerar la viabilidad y disponibilidad de los

accesorios de roscado para la rosca seleccionada.

### 8) Aspecto económico.

Todas las roscas que existen en el mercado, API o mejoradas, han sido diseñadas para cumplir con una función en particular. Es responsabilidad del ingeniero petrolero que realiza el diseño de la tubería, seleccionar la rosca apropiada al costo más efectivo, sin que por ello se deban sacrificar factores de seguridad, o incurrir en riesgos medidos.

### 9) Ingeniería de aplicación vs. ingeniería de utilización.

Una condición crítica en el diseño de tuberías radica en el tiempo de fabricación que requiere una tubería desde que la fábrica recibe el pedido hasta que el tubo roscado está disponible en el patio de tuberías. Por este motivo, es natural que los pedidos de tubería se realicen con poca anticipación y en grandes cantidades, motivando que no se cuente con la tubería o rosca idónea en el momento en que esta se necesita. De tal manera, el ingeniero petrolero debe realizar su selección y diseño en base a los materiales existentes y no a los ideales; aunque no será la selección más económica como material, si resolverá el problema de parar la operación del equipo de perforación.

Existe la tendencia entre los responsables de diseñar tuberías a seleccionar un tipo de rosca en particular. Esto se debe a diferentes circunstancias:

- 1) Existe una mayor familiaridad con la rosca en cuestión.
- 2) Se tiene mayor información de un tipo que de otro.
- 3) Desconocimiento total de las características de otras roscas.
- 4) Temor al riesgo de utilizar un producto desconocido o nuevo en su área.
- 5) Malas experiencias anteriores al utilizar una junta en particular.
- 6) Tendencia a estandarizar a un menor número de opciones con la ventaja de tener intercambiabilidad o accesorios disponibles.

Algunas de estas razones son justificadas y otras no. Si se parte

de la base de que cada pozo exige condiciones individuales de operación, y por tanto, diversidad en los grados de tuberías seleccionados, es natural pensar que existe una conexión adecuada para cada necesidad. Esta situación se confirma con el hecho de que actualmente no existe una conexión ideal única, que reúna todas las características que puedan requerirse en un pozo. De igual manera, se puede afirmar que todas las conexiones tienen una o varias características importantes que las hacen ideales para una selección determinada; el deber del ingeniero petrolero es el de conocer cuales son estas ventajas. En la tabla 24 se presentan algunas de estas características.

Tabla 24.- Principales características de las juntas

Tipo	(acoplada, integral, soldada).
Diseño	(recta, cónica).
Tipo de diente	(Butres, triangular, redondo, gancho, etc).
Perfil interno liso	(si o no).
Sello metal a metal	
Hombro de torsión	(grados).
Características de diseño principales	(tensión, presión interna, Colapso).
Diámetro externo	
Area de sección crítica	
Longitud del cople	
Eficiencia	

La figura 78 muestra una comparación de características de las conexiones para una tubería de 7 pgs de diámetro, 32 lb-pie, P-110, en relación a su diámetro externo contra la capacidad de resistencia a la tensión.

Las conexiones mejoradas proveen en sus diseños un balance entre estas dos condiciones, por lo que las roscas con diámetros reducidos sacrifican resistencia a la tensión (HD, FJP, HDSFJP, VAMFJL, etc.), mientras que las roscas que cuentan con una alta resistencia a la tensión sacrifican el diámetro externo de la

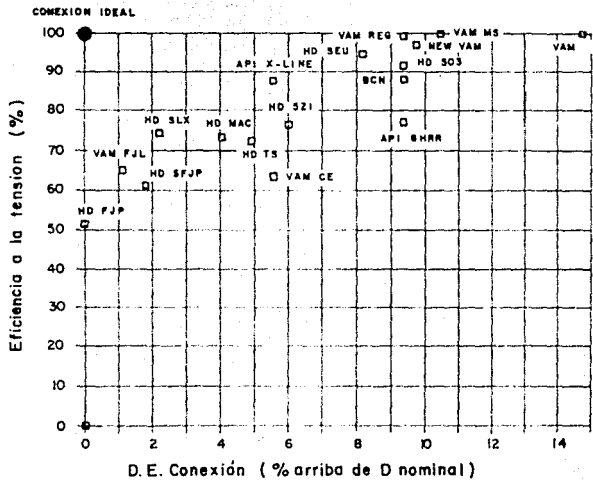


Figura No. 78

GRAFICA COMPARATIVA DE CONEXIONES. DIAMETRO EXTERNO CONTRA LA RESISTENCIA A LA TENSION.<sup>62</sup>



misma. Esto en realidad no presenta ningún inconveniente, ya que cada uno de estos diseños se presenta para una aplicación en particular.

Se puede apreciar que las roscas cónicas acopladas en general, ofrecen características superiores a la tensión, esto se logra por el diseño desvanecido de la rosca hasta el diámetro máximo del tubo. El área de sección crítica se encuentra debajo del último diente y es la máxima que se puede obtener en una conexión; el cople debe diseñarse con un criterio de resistencia superior al del pífón, con objeto de obtener el máximo de eficiencia en el mismo, tomando en cuenta el espesor máximo de tubería y la intercambialidad de la rosca, por lo que el diámetro externo del cople es generalmente muy amplio.

Las características principales de las roscas acopladas nos permiten afirmar que su utilización eficiente será en tuberías superficiales (BCN, HDS21), en donde no se esperan valores de presión o desvíos considerables y/o en tuberías intermedias en la zona 1 de la figura 77 ( VAM RFG, VAM ATAC, VAM AF, HD 563 ) en donde se esperan presiones altas que requieran conexiones con sello metal a metal y tolerancias más pequeñas.

Cuando se seleccionan aceros especiales, las roscas acopladas presentan una desventaja, el material del cople debe fabricarse especialmente para el tubo en cuestión, ya que por proceso de fabricación, este se debe laminar de manera independiente, lo que puede provocar que el costo de fabricación y el tiempo de entrega se eleven por ser un material especial y de pared muy gruesa, y que existan posibles diferencias en las características metalográficas por ser una colada diferente a la del tubo.

Las roscas integrales con recalado (HD SEU, X-LINE) tienen excelentes factores de eficiencia a la tensión y a la compresión, y/o ventajas en aplicaciones en claros restringidos.

Estas son maquinadas en el extremo recalado en caliente del tubo, el cual ha sido tratado y revenido térmicamente para lograr las mismas características del acero solicitado. Las conexiones con recalado son ideales para ser utilizadas en pozos desviados o con problemas de pata de perro. Sin embargo, el proceso de fabricación del extremo recalado hacen que el costo del producto terminado sea

muy elevado.

Las roscas integrales realizadas en el extremo liso de la tubería (HDSFJP, HDFJP, VAMFJL), nacieron de la necesidad de contar con una conexión económica que no requiere de coples o recalcados, altamente resistente al colapso y a la presión interna y con características de eficiencia a la compresión, factores necesarios para una conexión que se utilice en la zona 3 de la figura 77.

Para incorporar todos estos elementos básicos en una conexión que requiere un diámetro externo mínimo para proveer un mayor claro en el espacio anular, sellos de metal a metal y hombro de torsión, el diseño de estas roscas requiere del abocinado de la caja y remetido del pifón, ya sea en frío o en caliente, con un relevado de esfuerzos posterior al proceso.

De esta manera, el área de sección crítica y la integridad de la rosca son las máximas posibles. Sin embargo, sacrifica en la mayoría de los casos la intercambiabilidad en el mismo diámetro de tubería con espesores diferentes.

Los requisitos para seleccionar roscas en la zona 2 de la figura 77 normalmente pueden ser cumplidos con los criterios de selección mencionados para las zonas 1 y 3, ya que es una combinación de ambas.

Según se vió anteriormente, existen varios criterios que pueden facilitar la selección de las roscas más apropiadas para un diseño, el análisis detallado de las características mecánicas y económicas de las conexiones disponibles en el mercado nacional debe incluir:

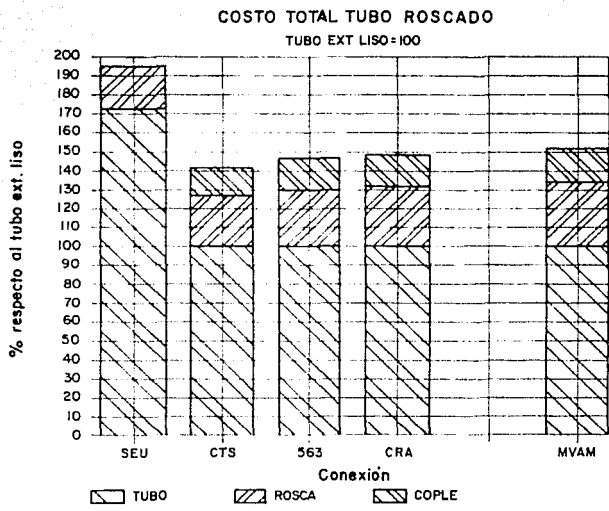
- 1) Evaluación de las características principales de diseño de cada rosca y diámetros recomendados por el fabricante.

- 2) Diseño y perfiles de cada rosca analizada.

- 3) El análisis en forma tabular de las dimensiones, eficiencias y capacidades mecánicas de cada rosca.

- 4) Un diagrama comparativo de las conexiones utilizando los parámetros de eficiencia a la tensión contra el porcentaje de incremento en el diámetro exterior de la conexión con respecto al diámetro nominal del tubo. La conexión ideal se deberá acercar lo más posible al 100 % de resistencia y al 0 % de incremento en diámetro externo con respecto al tubo, figura 78.

5) Diagrama comparativo de costos de las tuberías roscadas, mostrando el porcentaje que representa el valor del cople y el maquinado de la rosca con respecto al valor del tubo, suponiendo que el tubo de extremos lisos tiene un valor de 100 %, figura 72.



*Figura No. 79*

GRAFICA DE COSTOS DE TUBERIAS<sup>62</sup>

#### V.7.-Cálculo del diámetro interno por efectos erosionales. 40''

La selección del diámetro interno es importante en pozos altamente corrosivos debido a los efectos sinérgicos de erosión y corrosión. La corrosión por erosión es el incremento en el ritmo de desgaste del metal debido a los efectos abrasivos de un fluido fluyendo a través de un conducto, esta puede ser identificada por las muescas, agujeros redondeados generalmente pulidos que tienen un patrón de dirección igual al sentido del flujo. Este sinérgismo puede acelerar el ritmo de corrosión hasta cien veces debido a la remoción de incrustaciones protectoras, óxidos y/o películas de inhibidores de corrosión, dejando a la superficie del metal expuesta al ataque de los diversos agentes corrosivos. Por tanto, el cálculo de la velocidad de erosión y la medida apropiada del diámetro interior de la tubería de producción son una fase crítica para reducir la agresividad de un medio ambiente corrosivo.

La remoción del inhibidor de corrosión u óxido de corrosión ocurre cuando el esfuerzo sobre la película u óxido supera al esfuerzo para afallar a la película. El esfuerzo crítico para la falla del óxido de corrosión es mayor que el esfuerzo para la falla de una película formada por un inhibidor (aminas). Por tanto, es más tardado romper el óxido que desprender una película de un inhibidor, con esto no se quiere decir que los óxidos que se forman por la reacción de corrosión primaria protejan contra el ataque de corrosión secundario, dado que no existe una integridad en la formación de estas películas protectoras. De hecho, estos óxidos y/o sulfuros locales operan como defectos en una protección interna generando un severo ataque localizado alrededor de estos cupones protectores y una falla rápida del aparejo, dado que la producción de finos erosiona a los escudos locales rápidamente.

Los estudios sobre la corrosión han mostrado que una película de sulfuro denso se forma sobre una superficie metálica colocada en un ambiente amargo. Si la película de sulfuros consiste de pirita, triolita y kanesita, el metal será protegido de una deterioración posterior a menos que esta sea rota por los efectos erosivos de las partículas abrasivas que fluyen a través del

conducto. Esta película protectora falla para proteger al metal del ataque de la corrosión cuando predomina la kansita, dado que la estructura cristalina de esta ( $\text{Fe}_3\text{S}_4$ ) es más imperfecta que la pirita ( $\text{FeS}_2$ ) o triolita ( $\text{FeS}$ ). A temperaturas arriba de 130 °F las películas son uniformes, de aproximadamente 0.00344 pulgadas de espesor, incrementándose al aumentar la temperatura. Estos cristales de mayor tamaño tienen un esfuerzo crítico para fallar menor que los más pequeños.

La estructura química de la película de corrosión protectora muestra apreciables diferencias dependiendo del tipo de metal, agentes corrosivos y condiciones de presión y temperatura.

Las películas formadas por componentes de aminas son catódicas, y son absorbidos por la superficie metálica por la adherencia de los átomos de nitrógeno. La efectividad de un inhibidor esta determinada por la resistencia de la absorción con la pared del tubo. La capa formada por un inhibidor es sólo de algunas moléculas de gruesa, y puede ser visualizada en términos de amstrongs, de aproximadamente  $3.937 \times 10^{-9}$  pulgadas. Por lo cual, la protección descansa sobre el equilibrio del mecanismo de abrasión-desabsorción.

Los inhibidores inorgánicos insolubles estan dispersos en la fase líquida y se adsorben sobre la pared del tubo. Este tipo de inhibidores se pueden adsorber entre si; así, la película protectora puede ser de varias milésimas de pulgada de espesor. La estabilidad mecánica de esta película depende de las fuerzas intermoleculares laterales, espesor de la película y condiciones de escurrimiento.

Las películas de los inhibidores están sujetas a ser desprendidas por la alta velocidad de los fluidos independientemente de su espesor. El método de inyección continua o forrada de inhibidores no será efectivo si el diámetro interno del aparato es menor al diámetro interior mínimo requerido para prevenir la erosión dado que la película será continuamente desprendida. En pozos que manejan altos volúmenes, el ataque preferencialmente ocurre en las uniones de las juntas, donde el flujo choca directamente. Esta restricción causa una turbulencia adicional, originando un picado más profundo. La turbulencia y la alta velocidad

agravan la corrosión por  $\text{CO}_2$ , especialmente cuando el control de la corrosión se alcanza inyectando un inhibidor. La terminación, por tanto, debe resistir a la corrosión dulce. Esto se puede lograr por la inyección continua de inhibidor, seleccionando el diámetro interno basándose en el criterio de la velocidad de erosión y con un material resistente a la corrosión para los puntos de turbulencia o alta velocidad donde el inhibidor u óxido podrían ser discontinuos.

El cálculo de la velocidad de erosión y el diámetro interno mínimo para un pozo considera tres pasos, los cuales aparecen en la tabla 25 (ecuaciones obtenidas del boletín API RP-14).<sup>52</sup> Aunque el procedimiento es simple, existe cierta incertidumbre del valor apropiado para la constante de la velocidad de erosión. Un análisis conciso revela que el valor de  $C_v$  puede variar de 50 a 500 y que el efecto de los sólidos sólo se puede obtener empíricamente. No obstante, un valor de  $C_v$  igual a 100 se toma para un flujo continuo y de 125 para un flujo intermitente, valores menores a 100 se pueden tomar si se considera producción de sólidos.

Otros criterios para seleccionar el valor de  $C_v$  en función de los productos de corrosión establecen que para las películas de sulfuro de hierro formadas sobre el acero en presencia de  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $C_v$  fue determinada como 65. Para una película de corrosión de carbonato de hierro en presencia de  $\text{CO}_2$ ,  $C_v$  es igual a 90. Si la película de corrosión es  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ , el valor de  $C_v$  es de 150.

Es importante entender que el  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  se puede formar en los tubos de acero en ambientes con  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  en ausencia de oxígeno a altas temperaturas. Por ejemplo, a temperaturas mayores a 100 °C y con  $\text{CO}_2$  la película de corrosión puede contener o ser completamente de  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ . Por tanto, la velocidad crítica puede ser mayor en el fondo de un pozo profundo y caliente donde se forma  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  que en la superficie donde se puede formar  $\text{FeS}$  o  $\text{FeCO}_3$ .

El rango correcto para los valores de  $C$  para los aceros de cromo en ambientes con  $\text{CO}_2$  es de 160 a 300 dependiendo de si se forma  $\text{FeCr}_2\text{O}_4$  o se forma el óxido  $\text{Cr}_2\text{O}_3$ .

Tabla 25. - Cálculo del diámetro interno de la tubería.

Paso 1. - Cálculo de la densidad de la mezcla del pozo.

$$\rho_m = \frac{12490 \gamma_l P + 2.7 R \gamma_g P}{198.7 P + R T}$$

Paso 2. - Cálculo de la velocidad de erosión.

$$V_e = \frac{C_v}{(\rho_m)^{3/7}}$$

Paso 3. - Cálculo del área transversal de flujo.

$$A_T = \frac{9.35 + (R T)/(21.25 P)}{V_e}$$

Donde:

$A_T$	área transversal por cada mil barriles de aceite ( $\text{pg}^2/1000\text{bl}/\text{día}$ )
$V_e$	velocidad de erosión (pies/seg)
$\rho_m$	densidad de la mezcla a cond. de operación ( $\text{lb}_m/\text{pie}^3$ )
$P$	presión de operación ( $\text{lb}/\text{pg}^2$ )
$T$	temperatura de operación ( $^{\circ}\text{R}$ )
$R$	relación gas-aceite ( $\text{pie}^3/\text{blo}$ )
$\gamma_l$	gravedad específica del líquido
$\gamma_g$	gravedad específica del gas
$C_v$	constante empírica

En la presencia de  $\text{H}_2\text{S}$  se podría esperar que se formara  $\text{Cr}_2\text{S}_3$  o  $\text{FeCr}_2\text{S}_4$  en los aceros inoxidables con 13 % de cromo dependiendo de la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$ . No hay minerales conocidos de la forma  $\text{Cr}_2\text{S}_3$ , por tanto, la dureza de tales películas no se puede predecir ni tampoco su resistencia a la corrosión-erosión. Un mineral natural de composición  $\text{FeCr}_2\text{S}_4$  existe pero su dureza no ha sido medida. Para predecir el comportamiento de la corrosión-erosión de las tuberías de cromo en ambientes amargos se debe medir la dureza



de estas películas de sulfuros de corrosión.<sup>59</sup>

Una vez que la velocidad erosional es conocida, se calcula el área de la sección transversal requerida para evitar la erosión del fluido para un gasto de producción dado, cualquier restricción o diámetro interior pequeño preferiblemente debe ser evitado para prevenir la erosión.

#### V.8. Determinación del gradiente térmico en pozos productores.<sup>60</sup>

En el procedimiento de diseño propuesto se ha indicado la necesidad de calcular la temperatura dentro del pozo, debido a que existen algunos niveles de temperatura a los cuales el  $H_2S$  y el  $CO_2$  se vuelven corrosivos junto a la presencia de agua. La idea es determinar las profundidades de los intervalos que desde el punto de vista de la temperatura son críticos, y sobreproteger estos intervalos contra los agentes corrosivos.

Conforme los fluidos se mueven a través del pozo, existe una transferencia de calor entre los fluidos y la tierra debido a la diferencia de temperaturas del fluido y el gradiente geotérmico. Este tipo de transferencia de calor ocurre durante la perforación y todas las operaciones de producción.

El modelo propuesto por Herfjord y Tokle se fundamenta en la solución que Remy dió al problema de la distribución de la temperatura en un pozo. Para pozos productores, la solución se obtiene por las siguientes expresiones:

$$T(z_l, t) = T_{bh} - mZ_l + mA(1 - e^{-z_l/A})$$

$$A = \frac{W C_f (k_e + r_{ll} U F(t))}{2 \pi r_{ll} U k_e}$$

Estas ecuaciones fueron desarrolladas considerando que las propiedades físicas y térmicas de la tierra y los fluidos del pozo no cambian con la temperatura, que el calor se se transfería radialmente en la tierra y que la transferencia de calor en el pozo es rápida comparándola con el flujo de calor en la formación y, por

tanto, puede ser representado por una solución de estado estable.<sup>61</sup> El coeficiente de transferencia de calor total U considera la resistencia neta al flujo de calor ofrecida por los fluidos en el interior del aparejo, por la pared del aparejo, por los fluidos o sólidos en el espacio anular y la pared de la tubería de revestimiento.

El espacio anular entre la tubería de revestimiento y el agujero está cementado. Debido a que la conductividad del cemento puede ser menor que aquella de la tierra que la rodea, en el coeficiente de transferencia de calor debe aparecer un término semejante al de la resistencia de las paredes de las tuberías. En estos casos el diámetro o radio correspondiente al espesor de cemento se debe emplear para calcular la función F(t).

La función F(t) se puede estimar de la solución para la transferencia de calor radial, donde la convergencia a la solución de línea fuente es del orden de una semana para muchos yacimientos. Así que la solución de línea fuente proporcionará resultados apropiados para tiempos mayores a una semana. La ecuación de la solución de línea fuente es:

$$F(t) = - \ln \left( \frac{r}{2 \sqrt{r_0^2 t}} \right) - 0.29$$

Para estimar la temperatura a tiempos menores al tiempo de convergencia, se puede emplear la ecuación:

$$\log(F(t)) = 0.31333 \log(y) - 0.06(\log(y))^2 + 0.006666(\log(y))^3$$

$$y = \frac{3.8333 \text{ tpo}}{\text{dec}^2}$$

Una de las consideraciones empleadas para resolver el problema es que las propiedades térmicas del pozo permanecen constantes con la profundidad. En la configuración real de un pozo, el coeficiente de transferencia de calor total U cambia con la profundidad.

La ecuación dada por Ramey debe ser modificada para considerar los cambios térmicos con la profundidad, dividiendo el pozo en secciones. Una forma más general de la ecuación de distribución de temperaturas es:

$$T(z_i, t) = T_{bh} - mZ_i + mA + Ce^{-z_i/A}$$

C es una constante de integración que se calcula a partir de las condiciones de frontera. La constante C será diferente para cada sección. Si se calcula la temperatura para la sección i y para i+1, las dos ecuaciones quedan:

$$T(z_i, t)_i = T_{bh} - mZ_i + mA_i + C_i e^{-z_i/A_i}$$

$$T(z_i, t)_{i+1} = T_{bh} - mZ_i + mA_{i+1} + C_{i+1} e^{-z_i/A_{i+1}}$$

En el nivel  $Z_i = Z_{i+1}$ , donde las dos secciones se encuentran, la temperatura debe ser igual. Igualando las dos expresiones anteriores se obtiene el valor de la constante de integración.

$$C_{i+1} = (mA_i - A_{i+1}) + C_i e^{-z_i/A_i} e^{z_i/A_{i+1}}$$

Para la primera sección la constante está dada por:

$$C_1 = -mA_1$$

El coeficiente de transferencia de calor total en cada sección se calcula de:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_{ti}} + \frac{D_{ti}}{2} \sum_{i=1}^n \frac{\ln(D_{i+1}/D_i)}{k_i}$$

El gasto másico que se requiere para calcular a A se obtiene a partir de las siguientes expresiones:

$$W = q_0 M$$

$$M = 350.5(\gamma_o + \gamma_w \text{WORD}) + 0.0754 \text{ RGA } \gamma_g$$

La secuencia de cálculo propuesta para obtener el gradiente de temperatura es:

- 1.- Calcular el gasto másico W.
- 2.- Calcular la función del tiempo F(t).
- 3.- Calcular el coeficiente de transferencia de calor total U para la sección i.
- 4.- Calcular a la función A para la sección i.
- 5.- Calcular el valor de la constante de integración C para la sección i.
- 6.- Calcular el valor de la temperatura en función de la profundidad y el tiempo T(z,t) para la sección i.
- 7.- Repetir las operaciones a partir del paso 3 hasta completar el total de secciones.

Para el caso de inyección de fluidos la ecuación desarrollada por Ramey es:

$$T(z_1, t) = mZ_1 - mA + t_{sup} + C e^{-z_1/A}$$

A partir de las mismas suposiciones y efectuando un desarrollo similar al anterior la ecuación puede generalizarse, para quedar:

$$T(z_1, t) = t_{sup} + mZ_1 - mA + C_1 e^{-z_1/A_1}$$

Para cuando i toma el valor de 1, la constante de integración  $C_1$  se obtiene evaluando la ecuación con la condición inicial en la superficie,  $z_1=0$ , el valor inicial de la temperatura es igual a la temperatura del fluido que será inyectado  $T_0(t)$ . Por tanto, sustituyendo dichos valores se obtiene:

$$C_1 = T_0(t) - t_{sup} - mA_1$$

Para los valores siguientes de  $C_i$  se tiene:

$$C_{i+1} = \left[ m(A_{i+1} - A_i) + C_i e^{-z_i/A_i} \right] e^{z_i/A_{i+1}}$$

El procedimiento de solución para este caso es exactamente el mismo que el planteado para los pozos productores. Sin embargo, es importante establecer que los valores de profundidad,  $Z_1$ , son: para los pozos productores  $Z_1$  se considera del fondo del pozo hacia arriba y para los pozos inyectores  $Z_1$  es la profundidad del pozo medida a partir de la superficie.

La nomenclatura de las ecuaciones de esta sección se despliega a continuación.

$T(z_1, t)$	temperatura a la profundidad $z_1$ y tiempo $t$ ( $^{\circ}\text{F}$ )
$T_{bh}$	temperatura de fondo ( $^{\circ}\text{F}$ )
$m$	gradiente de temperatura ( $^{\circ}\text{F}/\text{pie}$ )
$Z_1$	distancia del fondo o de la superficie a el punto donde la temperatura es calculada (pies)
$A$	función de tiempo (pies)
$W$	gasto másico (lb/día)
$C_f$	calor específico de la tierra (Btu/lb $^{\circ}\text{F}$ )
$k_e$	conductividad térmica de la tierra (Btu/hr-pie- $^{\circ}\text{F}$ )
$r_{ti}$	radio interior de la tubería (pies)
$U$	coeficiente de transferencia de calor total entre el interior de la tp y el exterior de la TR basado en $r_{ti}$ (Btu/hr-pie $^2$ - $^{\circ}\text{F}$ )
$F(t)$	función tiempo de la conducción de calor (adim)
$r$	radio exterior de la capa externa de cemento (pies)
$\alpha$	difusividad térmica de la tierra (pies $^2$ /hr)
$t_{po}$	tiempo de producción o inyección (días)
$dec$	diámetro exterior de la capa externa de cemento (pie)
$C_i$	constante de integración para la sección $i$
$k_i$	conductividad térmica del material $i$ (Btu/hr-pie- $^{\circ}\text{F}$ )
$D_i$	diámetro de interés de la capa $i$
$h_{ti}$	coeficiente de transferencia de calor de la película local para gas o líquido en el interior de la tp (Btu/hr-pie $^2$ - $^{\circ}\text{F}$ )
$q_o$	gasto de aceite (lb/día)

M	masa asociada a un barril de aceite (lb <sub>m</sub> /bbl c.s.)
$\gamma_o$	densidad específica del aceite
$\gamma_g$	densidad específica del gas
$\gamma_w$	densidad específica del agua
R	relación gas-aceite (pie <sup>3</sup> /bbl)
WOR	relación agua-aceite (blw/blo)
$t_{sup}$	temperatura superficial (°F)
$T_o(t)$	temperatura del fluido a inyectar (°F)

A continuación se presenta el listado del programa GRADTEM.PAS desarrollado en lenguaje Pascal, con el cual se obtiene la temperatura en el interior del pozo, a distintas profundidades, empleando las ecuaciones y el procedimiento arriba descritos. el programa contempla tanto la opción de un pozo productor como la de uno inyector.

PROGRAM GRADTEMP;

USES CRT, PRINTER;

CONST

NI=12;

VAR

M, EGO, RGA, EGG, PP, EGV, WOP, QO, W, CALE, VIS, EGFE, HT, CF, KE, GT: REAL;  
TI, PDT, TBN, Z, DTT, CTT, CTA, CTC, CTFP, CTFE, CTL, THI, TPO, T, FI: REAL;  
F2, S1, Z1, A2, SS, X1, TFL, TS, LS, PRG: REAL;  
DIA, X, A, C, U, T: ARRAY [1..NI] OF REAL;  
MS, R, VI, MI, G, MC, MCI, I, J, AI: BYTE;  
CH, SW, LE, CHD: CHAR;  
NOMBRE: STRING[15];

PROCEDURE DATOS;

BEGIN

SS:=0;

REPEAT

CURSOR;

WRITELN(LST);WRITELN(LST);WRITELN(LST);WRITELN(LST);

WRITE(LST, ' ESTE PROGRAMA CALCULA EL GRADIENTE TERMICO DE UN POZO ');

WRITE(LST, ' PETROLERO PRODUCTOR O INYECTOR, EL CALCULO SE REALIZA ');

WRITE(LST, ' POR SECCIONES. ');

WRITE(' ESTE PROGRAMA CALCULA EL GRADIENTE TERMICO DE UN POZO ');

WRITE(' PETROLERO PRODUCTOR O INYECTOR, EL CALCULO SE REALIZA ');

WRITE(' POR SECCIONES. ');

WRITELN;WRITELN;

WRITELN(LST);WRITELN(LST);

WRITE(' INTRODUCER LOS DATOS. ');

WRITE(LST, ' DATOS. ');

WRITELN(LST);WRITELN;

WRITE(' NOMBRE DEL POZO : ');

WRITE(LST, ' NOMBRE DEL POZO : ');READ(NOMBRE);

WRITELN(LST, NOMBRE:10);

WRITE(' PROFUNDIDAD DEL POZO (pies) : ');

WRITE(LST, ' PROFUNDIDAD DEL POZO (pies) : ');READ(PP);

WRITELN(LST, PP:9:3);

WRITE(' TEMPERATURA DE FONDO (grad. F) : ');

WRITE(LST, ' TEMPERATURA DE FONDO (grad. F) : ');READ(TBH);

WRITELN(LST, TBH:6:3);

WRITE(' COEF. TRANSF. CALOR CONV. (Btu/hr-pie<sup>2</sup>-F) : ');

WRITE(LST, ' COEF. TRANSF. CALOR CONV. (Btu/hr-pie<sup>2</sup>-F) : ');READ(THI);

WRITELN(LST, THI:8:3);

WRITE(' DIFUSIVIDAD TERM. TIERRA (pie<sup>2</sup>/hr) : ');

WRITE(LST, ' DIFUSIVIDAD TERM. TIERRA (pie<sup>2</sup>/hr) : ');READ(DTT);

WRITELN(LST, DTT:6:3);

WRITE(' COND. TERM. TIERRA (Btu/hr-pie-F) : ');

WRITE(LST, ' COND. TERM. TIERRA (Btu/hr-pie-F) : ');READ(CTT);

WRITELN(LST, CTT:8:3);

WRITE(' COND. TERM. ACERO (Btu/hr-pie-F) : ');

WRITE(LST, ' COND. TERM. ACERO (Btu/hr-pie-F) : ');READ(CTA);

WRITELN(LST, CTA:8:3);

WRITE(' COND. TERM. CEMENTO (Btu/hr-pie-F) : ');

WRITE(LST, ' COND. TERM. CEMENTO (Btu/hr-pie-F) : ');READ(CTC);

WRITELN(LST, CTC:8:3);

WRITE(' COND. TERM. F. PROC. (Btu/hr-pie-F) : ');

WRITE(LST, ' COND. TERM. F. PROC. (Btu/hr-pie-F) : ');READ(CTFP);

```

WRITE(LST,CTFE:8:3);
WRITE(' COND. TERM. F. EMP. (blu/hr-pie-f) : ');
WRITE(LST,COHO. TERM. F. EMP. (btu/hr-pie-f) : ');READ(CTFE);
WRITE(LST,CGHO. TERM. F. EMP. (btu/hr-pie-f) : ');
WRITE(' COND. TERM. LOOD (blu/hr-pie-f) : ');
WRITE(LST,COND. TERM. LOOD (btu/hr-pie-f) : ');READ(CTL);
WRITE(LST,CAL. ESP. F. PROD (blu/lbm-F) : ');
WRITE(LST,CAL. ESP. F. PROD (btu/lbm-F) : ');READ(CALE);
WRITE(LST,GRAV. ESP. F. PROD. (adim) : ');
WRITE(LST,GRAV. ESP. F. PROD. (adim) : ');READ(EGD);
WRITE(LST,GRAV. ESP. F. EMPAC. (adim) : ');
WRITE(LST,GRAV. ESP. F. EMPAC. (adim) : ');READ(EGFE);
WRITE(LST,GRAV. ESP. GAS (adim) : ');
WRITE(LST,GRAV. ESP. GAS (adim) : ');READ(EGG);
WRITE(LST,GRAV. ESP. AGUA (adim) : ');
WRITE(LST,GRAV. ESP. AGUA (adim) : ');READ(EGW);
WRITE(LST,VISC. F. PROD (cp) : ');
WRITE(LST,VISC. F. PROD (cp) : ');READ(VIS);
WRITE(LST,GASTO ACEITE (bl/dia) : ');
WRITE(LST,GASTO ACEITE (bl/dia) : ');READ(QO);
WRITE(LST,REL GAS-ACEITE (pie3/bl) : ');
WRITE(LST,REL GAS-ACEITE (pie3/bl) : ');READ(RGA);
WRITE(LST,REL AGUA-ACEITE (bl/bl) : ');
WRITE(LST,REL AGUA-ACEITE (bl/bl) : ');READ(WOR);
WRITE(LST,GRAD. GEOTERMICO (F/pie) : ');
WRITE(LST,GRAD. GEOTERMICO (F/pie) : ');READ(GT);
WRITE(LST,HUMERO DE SECCIONES : ');
WRITE(LST,HUMERO DE SECCIONES : ');READ(NS);
WRITE(LST,POZO PRODUCTOR (1) o INYECTOR (2) : ');
WRITE(LST,POZO PRODUCTOR (1) o INYECTOR (2) : ');READ(D);
WRITE(LST,':3,D:2);

```

IF D=2 THEN

```

BEGIN
WRITE(' TEMP. DEL FLUIDO A INYECTAR (F) : ');
WRITE(LST,TEMP. DEL FLUIDO A INYECTAR (F) : ');READ(TFL);
WRITE(LST,TEMP. SUPERFICIAL (F) : ');
WRITE(LST,TEMP. SUPERFICIAL (F) : ');READ(TS);
WRITE(LST,TIEMPO DE INYECCION (DIAS) : ');
WRITE(LST,TIEMPO DE INYECCION (DIAS) : ');READ(TPO);
WRITE(LST,':3,D:2);

```

END

ELSE

BEGIN

```

WRITE(' TIEMPO DE INYECCION (DIAS) : ');
WRITE(LST,TIEMPO DE INYECCION (dias) : ');READ(TPO);
WRITE(LST,':3,D:2);

```

END;

```

WRITE(LST);
REPEAT
READLN;

```



```

WRITE('          DATOS CORRECTOS ? S/N : ');READ(CH);
WRITELN(CH:2);
UNTIL CH IN ['s','S','n','N'];

UNTIL CH IN ['s','S'];
CLASCR;
WRITELN(LST);WRITELN(LST);WRITELN(LST);
END;

```

PROCEDURE INFORMA;

```

BEGIN
WRITELN('          EL PROGRAMA SE REALIZA POR SECCIONES, EN CADA SECCION SE');
WRITELN('          FEDERA UN JUEGO DE DATOS ADICIONAL, DEBE TENERSE PRECAU');
WRITELN('          CION, SI SE TRATA DE UN POZO PRODUCTOR, SE INICIA CON LA');
WRITELN('          SECCION DEL FONDO, SI ES INYECTOR CON LA SUPERFICIAL. ');
WRITELN;
WRITELN('          DEBERA SELECCIONAR EL TIPO DE MATERIAL DE CADA CAPA, LA ');
WRITELN('          TABLA A CONTINUACION LO AUXILIARA. ');
WRITELN;
WRITELN('          MATERIALES :');
WRITELN('          ACERO(A)  CEMENTO(C)  LODO(L)  FPROD(P) ');
WRITELN('          FEMPAC(E)  TIERRA(T)  OTRO(O) ');
WRITELN;
WRITELN('          ---PRECAUCION EMPLEA LETRAS MAYUSCULAS--- ');
WRITELN;
WRITELN('          DESEAS CONTINUAR S/N : ');READ(SN);
END; (end de Procedure Informa)

```

PROCEDURE MASDATOS;

```

BEGIN
CLASCR;
REPEAT
WRITELN(LST);WRITELN(LST);
WRITELN(LST,'          SECCION No. ',R);
WRITELN('          SECCION No. ',R);
WRITELN;
WRITE('          NUNERO DE CAPAS          : ');READ(NC);
WRITE('          LONGITUD DE LA SECCION (pies) : ');READ(LS);
NC1:=NC+1;
FOR I:= 1 TO NC1 DO
BEGIN
WRITE('          DIAMETRO (pies)          : ');READ(DIA[I]);
END;
WRITELN(LST);
REPEAT
READLN;
WRITE('          DATOS CORRECTOS ? S/N : ');READ(CHU);
UNTIL CHU IN ['s','S','n','N'];
UNTIL CHU IN ['s','S']; (fin de repeat MDI)
WRITELN;
WRITELN('          MATERIALES :');
WRITELN('          ACERO(A)  CEMENTO(C)  LODO(L)  FPROD(P) ');
WRITELN('          FEMPAC(E)  TIERRA(T)  OTRO(O) ');
WRITELN;
WRITELN('          ---PRECAUCION EMPLEA LETRAS MAYUSCULAS--- ');
WRITELN;

```

```

FOR I:= 1 TO NC DO
  BEGIN
    READLN;
    WRITE(' SELECCIONA EL MATERIAL DE LA CAFE ',I);
    WRITE('); CUAL ES TU OPCION : ');READ(LI);
    IF LI='A' THEN
      K[I]:=CTA;
    IF LI='C' THEN
      K[I]:=CTC;
    IF LI='L' THEN
      K[I]:=CTL;
    IF LI='P' THEN
      K[I]:=CTFP;
    IF LI='E' THEN
      K[I]:=CTFE;
    IF LI='T' THEN
      K[I]:=CTT;
    IF LI='O' THEN
      BEGIN
        WRITE(' COND. TERM. NVO. MATL : ');READ(K[I]);
        WRITELN(K[I]:9:3);
      END;
  END;
END;
      (fin de for1)
END;
      (fin de procedure Masdatos)

```

```

PROCEDURE PRODUCTOR;
BEGIN
  I1:=LS/5;
  Z1:=X1;
  M1:=1;
  WHILE M1<= 5 DO
    BEGIN
      Z:=SS+Z1;
      PRO:=PP-Z;
      IF R=1 THEN
        C[I]:=-GT*A[R]
      ELSE
        C[R]:=(GT*(A[R-1]-A[R])+C[R-1]*EXP(-Z/A[R-1]))*EXP(Z/A[R]);
        T[M1]:=(TEH-GT*(1+GT*A[R])+C[R])*EXP(-Z/A[R]);
        WRITELN(LST,' :15,PRO:9:3,' pies', ' ',T[M1]:9:3,' grad. F');
        M1:=M1+1;
        Z1:=Z1+X1;
        V1:=V1+1;
      END;
      SS:=Z;
    END;
END;

```

```

PROCEDURE INVECTOR;
BEGIN
  I1:=LS/5;
  Z1:=X1;
  M1:=1;
  WHILE M1<= 5 DO
    BEGIN
      Z:=SS+Z1;
      IF R=1 THEN
        C[I]:=TFL-15*GT*A[R]
      ELSE
        C[R]:=(GT*(A[R]-A[R-1])+C[R-1]*EXP(-Z/A[R-1]))*EXP(Z/A[R]);
        T[M1]:=(15*GT*(1+GT*A[R])+C[R])*EXP(-Z/A[R]);
        WRITELN(LST,' :15,Z:9:3,' pies', ' ',T[M1]:9:3,' grad. F');
    END;
  END;

```

```

MC:=M+1;
Z1:=Z1+1;
V1:=V1+1;
END;
SS:=Z;
END;

```

```

BEGIN { PRINCIPAL ***** }

```

```

DATOS;

```

```

SS:=0;

```

```

IMPGENA;

```

```

R:=1;

```

```

V1:=10;

```

```

REPEAT

```

```

  NADATOS;

```

```

  CLCSCR;

```

```

  WRITELN(WRITELN;

```

```

  WRITELN('          POZO ',NOMBRE:10);

```

```

  WRITELN;

```

```

  WRITELN(LST, '          PROFUNDIDAD          TEMPERATURA');

```

```

  WRITELN(LST);

```

```

  W:=(350.S*(EGO+EGV*VOR)+0.0764*RG6*EG6)*QO;

```

```

  Y:=552*TPD/(DIA[MC]*DIA[MC]*144);

```

```

  F1:=LN(Y)/LN(10);

```

```

  F2:=0.31333*F1-0.06*F1*F1+0.006666*F1*F1*F1;

```

```

  FOT:=EXP(F2*LN(10));

```

```

  I:=1;

```

```

  S1:=0;

```

```

  WHILE I<= MC DO

```

```

    BEGIN

```

```

      S1:=S1+LN(DIA[I+1]/DIA[I])/X[I];

```

```

      I:=I+1;

```

```

    END;

```

```

  U[R]:=1/3H1*DIA[I]/2*51;

```

```

  V[R]:=24/U[R];

```

```

  A2:=(V*CALE*(CTT*24+DIA[I])/2*U[R]*FOT);

```

```

  A[R]:=A2/(6.283185*(DIA[I]/2)*U[R]*CTT*24)/5.5;

```

```

  IF D=1 THEN

```

```

    PRODUCTOR

```

```

  ELSE

```

```

    INYECTOR;

```

```

  R:=R+1;

```

```

  NS:=NS-1

```

```

  UNTIL NS=0

```

```

END.

```

#### V.S.1.-Descripción del programa.

El programa desarrollado en lenguaje Pascal inicia solicitando datos preliminares. desde este nivel se debe determinar si el pozo es productor o inyector, al final de la solicitud de información, pregunta si los datos están correctos, las únicas opciones de respuesta es un si, 's' o un no, 'n'.

Como se menciona dentro del mismo programa, este se ejecuta por secciones, para cada cual volverá a pedir información adicional, es importante recordar que si el pozo es productor, se inicia con la sección del fondo, si es inyector entonces se inicia con la sección superior. Cada sección se encuentra perfectamente limitada en un pozo, el criterio de división se basa en que una sección comprende el rango de profundidades a las cuales las condiciones de frontera de la convección de calor son uniformes, esto quiere decir que cada sección tiene un número único de capas de material distribuidas en forma radial, y cada capa es de un solo material, por ejemplo, generalmente la capa inferior de un pozo, con la cual se iniciarían los cálculos en un pozo productor, tiene una longitud que va de la profundidad media de los disparos o la profundidad donde se midió la temperatura de fondo, hasta el extremo de la tubería de producción, y radialmente está constituida por la tubería de revestimiento, y el cemento.

El programa pide el número de capas, en el ejemplo serían dos. a continuación, pide los diámetros de las distintas capas, iniciando con el diámetro más interno, y finalizando con el más externo. para mayor información la cantidad de diámetros solicitados es igual al número de capas más uno. Posterior a este juego de datos se despliega una tabla de selección del material de cada capa, esto con el fin de asignar a cada capa un valor de conductividad térmica del material de que se trate.

Con esta información realiza los cálculos de temperaturas, desplegando los resultados de interés, los cuales son la profundidad y la temperatura. Si el número de secciones es igual a uno, el programa finaliza, si es mayor, entonces reinicia a pedir los datos de la nueva sección, esto se sucede hasta que se haya analizado el total de número de secciones.

#### V.9. -Variables ambientales.

El pH de los fluidos. La tendencia de falla por SSC disminuye conforme aumenta el pH, a valores de pH altos, los metales serán más resistentes, dependiendo de las demás condiciones específicas. El control del pH del fluido ha sido empleado exitosamente para prevenir el SSC en operaciones de perforación, debido a que se requiere emplear materiales de alta resistencia los cuales son susceptibles al SSC. Cuando el pozo esta produciendo, es impráctico controlar el pH de los fluidos producidos, por lo que en el interior de la tubería de producción, este parámetro no se emplea para prevenir la falla. No obstante, tal control se debe de tener sobre el fluido empacador el cual no debe de ser corrosivo. En la práctica común se recomienda tener fluidos con un pH mayor a 7.

Temperatura. La disminución del SSC a altas temperaturas, permite que tuberías de alta resistencia puedan ser utilizadas en las zonas más profundas de los pozos, donde puedan estar sujetas a compresión. La zona superior, sujeta a las cargas de tensión y de menor temperatura es la más crítica.<sup>41</sup>

La tabla 26 fué tomada del boletín de la NACE MRO175-88.

Concentración y Presión Parcial. Existe cierta discrepancia en la literatura de si la concentración o la presión parcial es el parámetro principal para decidir si un ambiente es amargo o no. Esto no es un gran problema, como quiera que sea, ya que cantidades pequeñas de  $H_2S$  que puede causar fallas por SSC en sistemas de gas y en sistemas multifásicos Como un ejemplo, a presiones parciales de  $H_2S$  menores a 0.05 psia, el equipo generalmente empleado para gases dulces debe proporcionar un servicio adecuado. Arriba de 0.05 psia los materiales deben ser seleccionados en base a la norma MRO175-88.

Tabla 26.- Especificaciones API y ASTM aceptable para productos tubulares.

Todos los materiales que satisfacen las especificaciones de la Sección 3 o enlistados en la tabla 1 ó 2 son aceptables. Los materiales de esta tabla se aceptan bajo las condiciones ambientales marcadas.

Temperaturas de Operación para Tuberías de Revestimiento y Producción.

Para todas las Temperaturas <sup>(1)</sup>	Para 65°C o más <sup>(2)</sup>	Para 80°C o más
API Spec 5CT grados H-40 <sup>(3)</sup> , C-75, (tipos 1,2,3), y L-80 (tipo 1).	API Spec 5CT grados N-80 (T y R) y grados C-95.	API Spec 5CT grados H-40, N-80, P-105 y P-110.
API Spec 5CT grados H-40 <sup>(3)</sup> , J-55, K-55, C-75 y L-80.	Convenientemente grados T y R con esfuerzo de cedencia máximo de 110 000 psi o menos	Convenientemente grados T y R con esfuerzo de cedencia máximo de 140 000 psi.

Grados de acuerdo al párrafo 3.2.3.  
UNS K12125

\* Sección 3 de la Norma NACE MRO175-88

\*\* IDEM.

(1) Resistencia al impacto puede ser requerida por otros estándares o códigos para temperaturas de operación bajas.

(2) Temperatura mínima continua; para temperaturas menores, seleccionar de la columna 1.

(3) 80 000 psi como máximo esfuerzo de cedencia permisible.

T y R= Templado y Revenido.

#### V.10. -Identificación de la fuente corrosiva.

El inicio de la metodología de selección de materiales y productos tabulares debe partir de la identificación de la fuente corrosiva, quizás la solución al problema pueda resolverse de raíz y de manera más económica. Un buen porcentaje de personal de campo, al tener contacto con problemas de corrosión en pozos, automáticamente piensa en el ácido sulfhídrico como causa del problema. Sin lugar a dudas el agente corrosivo más común es el sulfhídrico, pero no debe considerarse como único; aunque en la literatura sea el más estudiado, y los procedimientos y recomendaciones de selección hasta ahora del dominio público intentan resolver el fracturamiento y fragilización por sulfhídrico. En la tabla 27 se presentan los agentes corrosivos probables en un pozo petrolero ya sea durante la perforación y/o la terminación, y el posible origen de los mismos.

En la sección de condiciones ambientales, que consiste esencialmente en un análisis de los agentes corrosivos y algunos parámetros ambientales se proporcionó información muy útil para identificar las circunstancias a las cuales se puede presentar un agente corrosivo.

El oxígeno, generalmente se presenta en pozos someros y por incorporación al fluido de control al ser circulado o desplazado. El empleo de inhibidores de corrosión podrían ser la solución al problema; si no existe una regeneración de oxígeno la corrosión se detendrá al ser consumido totalmente.

La estimulación de pozos de aceite y gas con soluciones concentradas de HCl, se realiza para incrementar la producción y remover el daño a la formación. Debido a que el ácido debe ser bombeado a través de la tubería de producción, éste debe contener inhibidores de corrosión.

Estos inhibidores deben de funcionar al menos 2 horas mientras el ácido es inyectado. En algunos casos (por ejemplo si se dispara en seno de ácido), los inhibidores deben proporcionar protección hasta por 24 horas. Debido a que la corrosión del acero en HCl es un proceso electroquímico, los inhibidores pueden retardar la reacción anódica, la reacción catódica o ambas. La selección del inhibidor

Tabla 27 .- Contaminantes y su posible fuente.

Contaminantes	Fuentes
Oxígeno.	Aeración.
Acidos minerales.	Aditivos de estimulaciones.
Sales solubles.	Formación Aditivos de los lodos.
Bacterias.	Aditivos de lodos. Actividad bacteriana. Aditivos de estimulación.
Dióxido de carbono.	Formación. Aeración. Crudo dulce y gas. Actividad bacteriana. Agua producida.
Acido sulfhídrico.	Formación. Crudo amargo y gas. Agua producida. Degradación de los aditivos. Actividad bacteriana.

más eficiente no es el objetivo de este trabajo, por lo que sólo se plantea como una posible solución, la cual deberá ser respaldada con un análisis más específico de las condiciones particulares de cada caso.<sup>20</sup>

Las bacterias pueden ser la causa de la corrosión. Algunos microorganismos forman lama que recubre a la tubería y generan una celda de concentración oxigenada. Las bacterias sulfato reductoras (desulfovibrio desulfuricans) pueden producir  $H_2S$  el cual es corrosivo. Estas bacterias crecen en sistemas libres de oxígeno pero sobrevivirán en sistemas donde existe oxígeno. Los microorganismos que crecen en los fluidos de los pozos son controlados por sustancias químicas, si estos matan a las bacterias se llaman bactericidas y a los que controlan su crecimiento se les llama bacteriostats. Los bactericidas muestran



un rango de toxicidad sobre los humanos, se deben tomar medidas de seguridad y un cuidado extremo cuando se manejan estas sustancias. Nunca se deben agregar al agua para consumo humano o para ganado. Los bactericidas no tienen un poder universal para aniquilar, cada uno debe ser probado contra la flora presente en el sistema. Las bacterias son muy adaptables y pueden desarrollar inmunidad a un bactericida después de un largo periodo de tratamiento. Las prácticas recomendadas, incluyendo el tiempo de efectividad, para evaluar el efecto de los bactericidas sobre las bacterias sulfato reductoras están dadas en el boletín API RP 38. El bactericida seleccionado en el laboratorio debe ser evaluado en el campo. El bactericida seleccionado debe ser compatible con el agua del sistema y con cualquier otra sustancia química empleada.<sup>27</sup>

Una de las características más importantes de los fluidos de control de los pozos es que no deben ser corrosivos, algunos fluidos de perforación y de empaque base agua, se pueden degradar y formar bacterias sulfato reductoras también algunas salmueras pueden ser corrosivas; analizar y controlar el empleo de este tipo de fluidos, reducirán en gran medida los problemas de corrosión. Cuando se producen mezclas de fluidos con  $H_2S$  y/o  $CO_2$ , la capacidad de control se ve reducida a tomar medidas en su mayoría preventivas, ninguna que evite la presencia de dichas sustancias. Basta tan sólo mencionar a los pozos de gas y condensado, los cuales se han vuelto un verdadero reto para los ingenieros de corrosión. La corrosión generalmente es de la forma de picaduras sobre la tubería y se presenta arriba de la profundidad donde el agua producida alcanza su punto de rocío.

El efecto de los cloruros en pozos de aceite y gas no está ampliamente estudiado. Muy pocas fallas de tuberías han sido atribuidas únicamente a problemas con cloruros debido a la similitud del fracturamiento bajo esfuerzos por cloruros (CSCC) a otras formas de corrosión.

Como con el  $H_2S$  y el  $CO_2$ , los problemas asociados a los cloruros se incrementan en pozos más profundos y de alta presión. Los factores que contribuyen al CSCC (Chloride Stress Corrosion Cracking) son la temperatura, presión, contenido de oxígeno, pH y el contenido de

cloruros.

A mayor temperatura, aumentan las posibilidades de fallas por CSCC. Debido a que tienen un comportamiento opuesto al que sigue el SSCC, el CSCC ocurre a mayores profundidades. Si se incrementa el contenido de oxígeno, se necesitará una baja concentración de cloruros para que ocurra un fracturamiento.

Así mismo, en la terminación, el periodo inicial es crítico, por que todo el equipo instalado es nuevo, y aunque este ha sido probado a presión, no ha sido probado con presión sometido a esfuerzos de tensión como a los que está sujeto cuando esta en servicio. También es el momento en el que los fluidos de la formación están en contacto con el acero; tanto las experiencias de laboratorio como de campo han mostrado que las fallas por fracturamiento de corrosión por sulfhídrico SSC, en ambientes con un alto contenido de sulfhídrico ocurren en cuestión de horas o días o ellas no ocurren. En ambientes con bajas concentraciones de sulfhídrico pueden ocurrir después de varios meses de servicio.

#### V.11. Elementos de análisis.<sup>54</sup>

La corrosión genera altos costos por las reparaciones o la falla de las tuberías. Por tanto, dentro de los elementos de control de fallas, se deben contemplar los siguientes elementos:

1) Grandes esfuerzos en las tuberías. Se deben comparar los niveles de esfuerzos a los que estará sujeta la tubería con la resistencia de esta. Un criterio de falla debe ser establecido para determinar si los esfuerzos calculados son superiores o inferiores a la resistencia del material. Se debe prestar atención a la relación espesor-diámetro de cada sección. Los diámetros y los espesores de pared deben ser medidos al menos cada 15 grados alrededor de la tubería y compararlos con las tolerancias tabuladas dadas para tuberías por el API u otra organización.

2) Dureza y microestructura. Se debe medir la dureza y examinar la microestructura para determinar, por ejemplo, si hay tubos con acero no normalizado (que no existe uniformidad en los granos) con durezas inapropiadas (mayor a 22 HRC), o para establecer si

el material es demasiado duro para trabajar en ambientes amargos. El normalizado o enfriado al aire y revenido generalmente no es deseable, mientras que el templado y revenido es más aceptable debido a la resistencia dada por los granos de cementita contra el esfuerzo de corte, el cual provoca el deslizamiento de los granos o dislocación.

3) Composición del acero y análisis de las películas de superficie. La composición del acero es extremadamente importante, cada componente desempeña un papel importante contra la corrosión. Por ejemplo, se agrega níquel al acero para incrementar la resistencia al ataque alcalino; el molibdeno reduce la tendencia al picado tanto por bióxido de carbono como por los cloruros; y finalmente, el cromo en un rango del 13 al 17 por ciento incrementa la resistencia al ataque por sulfhídrico.

4) Dimensiones. Se deben checar todos los diámetros internos y externos de las tuberías y sus conexiones de acuerdo a las especificaciones y estándares para aplicarles el torque adecuado. Algunas conexiones al someterse a un fuerte torque ceden en o cerca de los pifones y cerca de los sellos. Es obvio que el material no puede soportar un ambiente corrosivo.

5) Manejo de la tubería. Se deben emplear técnicas con cuñas adecuadas o dados de diseño especial para evitar o minimizar las marcas sobre la tubería.

En general, las fallas comienzan en el lado del diámetro interno y se propagan hacia fuera. Además, las microfracturas y esfuerzos internos de la tubería pueden acelerar el ataque por corrosión.

#### V.12. -Aleaciones Disponibles.

Siempre es deseable poner a producir un pozo con la tubería más económica. Esto implica que no necesariamente se comprará la más barata ni tampoco la tubería de aleaciones más caras. La tabla 28 muestra una lista de las aleaciones más comunes que han sido usadas y evaluadas en el campo. Estas se pueden clasificar fácilmente en cuatro grupos distintos: aceros de baja aleación, aceros de aleación media, aceros inoxidables y aleaciones no ferrosas.<sup>45</sup>

Los aceros de baja aleación contienen menos del 4% de elementos

aleantes considerado solo al manganeso como un elemento aleante si su concentración es mayor al 8% en peso. Los grados de tubería de alta resistencia (L-80 a V-150) tienen generalmente Mn-Cr-C como elementos aleantes en una matriz templada y revenida.

Las tuberías de baja resistencia son aceros de baja aleación generalmente Mn y C, y sus estructuras son recocidas o normalizadas. Las pruebas en varias investigaciones han mostrado que las tuberías de baja resistencia soportan mejor la corrosión.

Los aceros de aleaciones medias tal como el 9Cr-1Mo son aceros de grados especiales que tienen propiedades específicas deseables. Esta aleación en particular es un material resistente al calor el

Tabla 2B. - Productos Tubulares.

Aceros de Baja Aleación	J - 55 C - 75 L - 80 N - 80 RY - 85 RY - 95 P - 105 P - 110 V - 150
Aceros de Aleación Media	9Cr - 1Mo (resistente al calor)
Aceros Inoxidables	Austeníticos Fe-Ni-Cr Ferríticos Fe-Cr Martensíticos Fe-Cr Dobles Fe-Ni-Cr-Mo Endurecidos por precipitación Fe-Cr-Ni
Aleaciones No Ferrosas	Ni-Cr-Mo-Fe (Inconel) Ni-Cr-Mo-Fe (Astelloy) Fe-Ni-Cr (Incoloy) Ni-Cr-Mo-CO (MP 35N)

cual se emplea en el campo por su resistencia a la corrosión. El contenido de cromo es menor que aquel requerido para una resistencia a la corrosión efectiva.

La dureza de los aceros al carbono tratados térmicamente, y de

aceros de baja y media aleación esta actualmente limitada por la Norma NACE MR-0175-88 a una máxima de dureza Rockwell C igual a 22, excepto para el grado AISI 41XX especialmente templado y revenido el cual está limitado a 26 (Párrafo 3.2.3. de MRO174-88) y para el grado L-80 especificado por el API Spec 5 AC limitado a una dureza HRC 23.

Un gran número de productos tubulares de acero inoxidable cumplen satisfactoriamente bajo ciertas condiciones de dureza y tratamientos térmicos, estos se especifican en la Sección 3 del MR-0175-88. Sin embargo, se deben tomar ciertas precauciones cuando se seleccionan aceros inoxidables al 12% de cromo. Los aceros inoxidables generalmente tienen un contenido menor al 12% de cromo y, se subdividen en cuatro tipos; Martensíticos, Ferríticos, Austeníticos y Aceros inoxidables dobles, cuya estructura está determinada por su composición química.

Los aceros inoxidables al 12% de Cromo (dureza máxima HRC 22) se consideran apropiados para el servicio en ambientes con sulfhídrico y han sido empleados exitosamente en algunos campos de aceite y gas amargos. Este tipo incluye aceros inoxidables ferríticos y martensíticos de la serie AISI 400.

Datos de laboratorio de éste tipo de aceros, establecen que el riesgo de falla es mayor que para aceros de baja aleación o otras aleaciones aceptadas.

Sin embargo, no se han reportado fallas por SSC en aceros con 12% de Cromo con dureza máxima HRC 22 y con un tratamiento térmico de acuerdo con el párrafo 3.2. de la MR-0175-88. Para algunas aplicaciones se recomienda emplear aceros de baja aleación debido al posible riesgo de falla debido al SSC.

Los aceros inoxidables austeníticos tienen una buena resistencia a la corrosión. Bajo condiciones de trabajo en frío, es susceptible al fracturamiento por cloruros CSCC. Son poco susceptibles a la fragilización por hidrogeno. La aleación Sanicron 28 posee el mejor potencial del grupo austenítico.

Los aceros inoxidables ferríticos han tenido un uso limitado en el campo debido a su baja resistencia a la corrosión por picado, baja resistencia a los ácidos y su susceptibilidad a la fragilización

por hidrógeno.

Algunos aceros ferríticos tal como el RA33 pueden tener cierto potencial para la resistencia de la corrosión, pero quizás no poseen los requerimientos de esfuerzos.

Los aceros inoxidables martensíticos generalmente son templados y revenidos a 593°C. Estos aceros muestran una mejora insignificante de la resistencia a la corrosión sobre los aceros blandos y su uso en el campo a tenido un éxito limitado.

Los aceros inoxidables dobles contienen 50% de austenita y 50% de ferrita y son trabajados en fríos hasta en un 50%. Muestran una gran susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno cuando se presenta H<sub>2</sub>S y tienen poca resistencia a los ácidos a temperaturas arriba de 65°C.

Otro tipo de aceros es el endurecido por precipitación. Este muestra una resistencia a la corrosión ligeramente mayor que los martensíticos.

En la tabla 29 aparecen aceros inoxidables aceptables a la exposición directa en ambientes amargos. Los materiales de la tabla se deben usar sólo bajo las condiciones establecidas en los párrafos 3.5, 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 de la Sección 3 de la norma MRO175-88.

Las aleaciones no ferrosas se identifican como aquellas que contienen menos del 50 % de Fe en su composición. Artículos recientes establecen que las aleaciones con alto contenido de níquel pueden ser la mejor solución para ambientes amargos y aquellos que contienen altas concentraciones de iones de cloruros. Dado que algunos materiales contienen hasta 80 % de níquel, son muy caros. Los indicadores establecen que las aleaciones Inconels, Incolloys, Hastelloys y MP35N pueden jugar un papel importante en el futuro de la industria del aceite y gas. Se han hecho sugerencias para usar tuberías con titanio en ambientes muy corrosivos.

En la tabla No. 2 de las normas MRO175-88 se presentan Materiales No ferrosos aceptables a la exposición directa en ambientes amargos.

TABLA 29.- Aceros inoxidables aceptables a la exposicion directa en ambientes amargos. (14)

Ferriticos	Martensiticos	Endurecido por Precipitacion	Austeniticos	Dobles Austeniticos Ferriticos
AISI	AISI	ASTM	AISI	UNS S31803
405	410	A 453 GR 660*	302	
430	501	A 438 GR 660*	304	UNS S32550***
			304L	
ASTM	ASTM	UNS S17400	305	FUNDICION DOBLE
A 268	A 217 Gr		308	(AUSTENITICO/
Gr TP 405.	CA 15	UNS S45000	309	FERRITICO) ace
TP 430.	A 268 Gr TP		310	ro inoxidable
TP XM 27.	410		316	
TP XM 33	A 743 Gr	UNS S666206	316L	Z 6CNDU20.08M.
	CA 15M		317	NF A 320-55
	A 487 CI		321	Estandar fran-
	CA 15M		347	ces.
	A 487		ASTM	
	CI C46NM		A 182	
	A 182		A 193**	
	CI F6NM		Gr 88R, B8RA	
			B8, B8M	
			B8MA	
			A 194**	
			Gr 8R, B8A	
			B8, B8M	
			A 320**	
			Gr B8, B8M	
			A 351	
			Gr CF3, CF8	
			CF8M, CF8M	
			B 463	
			B473	
			UNS S20910	
			UNS N08020	

NOTAS:

\* Ver parrafo 3.8.2 de MR-0175-88

\*\* Tratado en solucion de carburos

\*\*\* Recocido mayor a 260 C puede reducir el limite inferior de temperatura y reducir la resistencia a ambientes fracturantes.

### V.13. - Índice de Materiales Resistentes a la Corrosión.<sup>44</sup>

Una vez discutidos los mecanismos de ataque de agentes como el  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y Salmueras o Cloruros, se presenta el comportamiento comparativo de algunos materiales en contacto con dichos agentes. En la tabla 30 se presenta en forma generalizada el comportamiento de algunos materiales en ambientes con  $\text{CO}_2$ .

Conforme el contenido de cromo se incrementa, la corrosión causada por  $\text{CO}_2$  disminuye debido a que se forma óxido de cromo  $\text{Cr}_2\text{O}_3$  sobre la superficie de las tuberías. Esta capa estable de óxido recubre de manera uniforme lo cual previene la reacción del ácido carbónico con el hierro. También se retarda la corrosión incrementando las cantidades de níquel y molibdeno.

Tabla 30. -Servicio en Ambientes  $\text{CO}_2$ .

Incremento de la resistencia a la corrosión.

L-80	9 Cr-1Mo	22-25 Cr	Convenientemente
N-80	13 Cr	(austenítico/ ferrítico)	aceros de alta a- leación
P-110			Sanicron 28 Incoloy Inconel Hastelloy C MP35N

\* Todos los materiales deben ser los apropiados bajo condiciones específicas.

En la tabla 31 se ilustra el comportamiento de varios materiales en un ambiente con  $\text{H}_2\text{S}$ . Generalmente, tuberías de alta resistencia, de baja aleación o aceros al carbono son más susceptibles a fallar por SSC. La composición del material, la calidad del tratamiento térmico y el control o remoción de los esfuerzos residuales durante su fabricación, afectan de manera radical el comportamiento de los productos tubulares en un ambiente con  $\text{H}_2\text{S}$ .

El control químico y varios métodos de templado interno y externo explican porque algunos aceros de alta resistencia y de baja aleación tienen un comportamiento aceptable en ambientes anargos.



Los aceros de alta aleación generalmente se comportan bien en estos ambientes debido a su estructura.

Tabla 31. - Servicio en Ambientes con H<sub>2</sub>S.\*

Incremento de la resistencia a la corrosión.

V-150	P-110	9Cr-1Mo	N-80	22-25 Cr	22-25Cr	L-80	Conveniente
		13 Cr		140 ksi	110 ksi	C-75	grados de -
						K-55	90 ksi.
						H-40	Aceros in -
							oxidables.
							Sanicron 28
							Incoloy
							Inconel
							Hastelloy C
							MP35N

\* Todos los materiales deben ser los apropiados bajo condiciones específicas.

La tabla 32 muestra el comportamiento relativo de algunos materiales en un ambiente de CSCC. Generalmente hablando, aceros de baja aleación y aceros carbono no son susceptibles a problemas de cloruros. Algunos aceros austeníticos y principalmente los martensíticos son sensibles al CSCC y al picado por cloruros. Esto debido a que los cloruros pueden romper la capa de Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> que se forma en los aceros y atacar al material.

Tabla 32. - Servicio en Ambientes con Cloruros.\*

Incremento de la resistencia a la corrosión.

304 acero inoxidable	22-25 Cr	Sanicron 28
316 acero inoxidable	Hastelloy*	Incoloy
410 acero inoxidable	MP35N*	Inconel
13 Cr		Hastelloy C
9Cr-1Mo		MP35N

\* Todos los materiales deben ser los apropiados bajo condiciones específicas.

+Depende del tratamiento térmico.

#### V.14. Desarrollo de Nuevas Aleaciones Resistentes a la Corrosión.

Al hablar de un metal o aleación resistente a la corrosión se piensa inmediatamente en los metales nobles: platino, rodio, oro, plata, etc., o en los metales muy resistentes, como el tantalio. Pese a que los metales nobles ofrecen la ventaja de poder ser recuperados en su totalidad y por métodos no muy costosos, su elevado precio los hace inaccesibles en la mayoría de las aplicaciones prácticas. De este modo surge la necesidad de buscar otros metales o aleaciones resistentes en cierto grado.

Dejando a un lado a los metales nobles descubrimos que el término resistencia a la corrosión es demasiado vago para ser útil. No existen las aleaciones resistentes a la corrosión. Sólo existen aleaciones resistentes a ciertas formas de corrosión. Para ilustrar esto cabe mencionar el caso de las aleaciones de Fe-Cr-Ni. De esta familia de aleaciones las que han encontrado uso más amplio son los aceros inoxidable austeníticos con aproximadamente 18% Cr y 8% Ni. La amplitud de sus aplicaciones proviene de sus propiedades mecánicas, la resistencia a la oxidación en el aire a temperaturas hasta de 800°C y de su excelente resistencia a la corrosión en medios acuosos levemente oxidantes. Sin embargo, cuando hay peligro de corrosión bajo tensión, se descubre que dicha elección no es muy eficiente. Un estudio realizado por Hines y Jones mostró que de los aceros inoxidable austeníticos el que presenta menos resistencia a la corrosión bajo tensión es precisamente el Fe-18% Cr- 8% Ni.<sup>1</sup>

El ejemplo anterior muestra que al mejorar la resistencia a la corrosión de una aleación en un cierto medio puede ocurrir que se le empeore en otro. Por esto, al hablar de aleaciones resistentes a la corrosión, debe tenerse presente el tipo de corrosión y el medio al que se refiere.

La experiencia muestra que la obtención de aleaciones resistentes a la corrosión se ha logrado hasta ahora siguiendo tres métodos a) por accidente b) por tanteo, c) por consideraciones teóricas.

a) El primer método no se puede tomar muy en serio, pero se debe de reconocer que el número de hallazgos de índole técnico y científico

debidos a accidentes es muy grande.

b) El método de tanteo en la búsqueda de aleaciones resistentes es bastante frecuente, y la experiencia muestra que si bien en algunos casos es el único camino posible, en la mayoría de ellos los resultados obtenidos no compensan el esfuerzo realizado.

c) El desarrollo de aleaciones resistentes a partir de consideraciones teóricas es el método más adecuado. Para aplicarlo hay que conocer el mecanismo del proceso corrosivo que se desea evitar. Esta condición no es fácil de cumplir por lo que este método ha alcanzado una aplicación apreciable sólo en algunos campos de la corrosión metálica. En la oxidación a alta temperatura, por ejemplo, el amplio conocimiento de los mecanismos de oxidación ha permitido diseñar numerosas aleaciones resistentes a esta forma de corrosión, en cambio, en los casos de corrosión electroquímica, lo sabido en la actualidad es demasiado pobre aún, por lo que las aleaciones resistentes a este tipo de corrosión han progresado en forma muy lenta.

V.14.1.-Desarrollo de Grados C - 90/95/100.<sup>47</sup>

Muchos pozos son muy profundos y con ambientes amargos, tales pozos requieren tuberías de alta resistencia a los esfuerzos así como al SSCC, por lo cual, se han desarrollado tuberías resistentes al SSCC con esfuerzos de cedencia mínimos de 90,000, 95,000 y 100,000 psi.

La composición de los aceros para estos grados se estableció después de evaluar el comportamiento al SSCC de varios aceros con un amplio rango de composiciones, microestructuras y esfuerzos. De esta evaluación, se seleccionó un sistema de Cr-Mo-V como la composición base para los grados C-90,95 y 100, los componentes aleantes se ajustaron para alcanzar las propiedades requeridas a la tensión y la resistencia al SSCC.

Entre los aceros probados, los aceros martensíticos recocidos mostraron tener la mejor combinación de resistencias a la tensión y al SSCC, y de éstos, aquellos con sólo niveles residuales de níquel mostraron una mejora sustancial a la resistencia al SSCC que aquellos aceros con un alto contenido de níquel. Basándose en este trabajo, se desarrolló un sistema Cr-Mo-V-B para emplearse en tuberías C-90 y C-95 resistentes al SSCC.

Las pruebas de la NACE sobre estas tuberías tuvieron límites de

esfuerzo equivalentes al menos al 90 % de la resistencia al esfuerzo de cedencia para los materiales C-90 y C-95.

También desarrollaron un acero con contenido de cobalto para el grado de tubería C-100, y el acero encontrado con propiedades a la tensión exhibió una buena resistencia al SSCC (el límite de esfuerzo fue mayor al 85 % al esfuerzo de cedencia mínimo especificado).

#### V.14.2.-Desarrollo del grado C-110.<sup>48</sup>

Se ha desarrollado un material de grado 110 con buena resistencia al SSCC que se puede producir a las condiciones de fabricación existentes. Las probables razones de la buena resistencia al SSCC del acero, el cual contiene 0.45%C, 0.8%Mn, 1.0%Cr, 0.8%Mo, 0.04%NB, 0.05%V y 0.03%Ti, son; 1) la estructura martensítica totalmente templada, 2) una temperatura alta de recocido, 3) esferoidización y una dispersión uniforme de carburos, 4) concentración óptima de Cr y Mo, 5) la adición de V y Ti y 6) el grano fino.

Los ensayos de tubería hechos de este acero fueron recocidos dentro del rango de esfuerzos de la tubería C-110 a una temperatura arriba de 710 °C. Todas estas muestras de tubería satisficieron los requerimientos para el grado C-110 donde el límite de esfuerzos obtenido de la prueba de la NACE fue mayor al 80 % de su esfuerzo de cedencia mínimo especificado.

Parámetros metalúrgicos en tuberías de grado 90-100 ksi.

En experimentos realizados a materiales para trabajar en ambientes amargos, se ajustó un nuevo producto para mejorar la resistencia al SSCC al agregar boro a un acero modificado UNS G-41300.

La adición controlada de titanio, aluminio y niobio permite obtener una mejor resistencia al SSCC que la requerida para el grado API SCT C-90.

Está bien establecido que la resistencia al SSCC disminuye conforme el grado aumenta. Además, para mejorar la resistencia al SSCC, la estructura metalúrgica tiene que ser fina y homogénea y tener los siguientes requerimientos:

-Adición de titanio en una cantidad limitada para evitar la

formación de carbonitrilos angulares grandes.

-Adición de niobio.

-Adición de aluminio en una cantidad suficiente para evitar el nitrógeno libre en el acero.

No tiene influencia el contenido de cobre sobre el SSCC hasta un contenido de 0.15%.

Cuando todos los requerimientos son satisfechos la resistencia al SSCC es excelente.<sup>4P</sup>

### V.15. - Selección de conexiones superficiales.<sup>63</sup>

Para el control de la producción del pozo, se debe contar con instalaciones superficiales que aseguren una fácil maniobra y una resistencia del material a las condiciones de servicio, las cuales consideran a la presión, temperatura y el contacto con los diferentes constituyentes de la corriente de producción. El diseño se basa en el API Specification 8A. La selección implica especificar los rangos; de la presión de trabajo expresada en lb/pg<sup>2</sup> manométricas; de temperatura que va de la mínima ambiental a una temperatura máxima del fluido fluyendo, expresadas en grados Fahrenheit; y el tipo de material para los componentes. Además de determinar el nivel de especificación del producto, PSL. Las cuatro designaciones de PSL definen diferentes niveles de requerimientos técnicos, en otras palabras, definen la magnitud del control de calidad de la producción.

Las presiones máximas de trabajo para las que un equipo puede ser seleccionado son de 2000, 3000, 5000, 10 000, 15 000 y 20 000 lb/pg<sup>2</sup>. Se debe tener cuidado si el equipo fue diseñado con cuerdas o roscas API debido a que el rango de presiones que manejan es menor.

El equipo debe ser seleccionado para operar en uno o más rangos de temperatura especificados en la tabla 33. La temperatura mínima es la temperatura ambiente más baja a la cual el equipo se puede someter. La temperatura máxima es la temperatura más alta del fluido que está en contacto directo con el equipo.

Tabla 33. - Rangos de temperatura.

Clasificación de la Temperatura	Rangos de Operación (°F)	
	Mínimo	Máximo
K	-75	180
L	-50	180
P	-20	180
R	Temperatura ambiental	
S	0	150
T	0	180
U	0	250
X	0	350
Y	0	350

El tipo de material para los componentes se selecciona de la tabla 34, la cual no define si se trata del ambiente actual o futuro en la cabeza del pozo, pero proporciona las distintas clases de materiales para el incremento de los niveles de severidad de las condiciones de servicio y la corrosividad relativa.

Tabla 34. - Requerimiento de material.

Clase del Material	Requerimientos de material mínimos.	
	Cuerpo, Bonetes y Bridas.	Partes controladoras de Presión, Corrientes y Colgadores.
AA Servicio General	Acero carbono o de baja aleación.	Acero carbono o de baja aleación.
BB Servicio General.	Acero carbono o de baja aleación.	Acero inoxidable.
CC Servicio General.	Acero inoxidable.	Acero inoxidable.
DD Ambiente Amargo.	Acero carbono o de baja aleación.	Acero carbono o de baja aleación.
EE Ambiente Amargo.	Acero carbono o de baja aleación.	Acero inoxidable.
FF Ambiente Amargo	Acero inoxidable.	Acero inoxidable.
HH Ambiente Amargo.	Aleaciones Resistentes a la Corrosión.	Aleaciones Resistentes a la Corrosión.

Para seleccionar el nivel de especificación del producto PSL, la tabla 35 y la figura 80 muestran los niveles de especificación recomendados para las partes primarias del árbol de válvulas. Tanto la tabla como la figura proporcionan la misma respuesta, las partes primarias del árbol de válvulas son como mínimo:

- Cabezal de producción.
- Colgador de la tubería de producción.
- Brida superior del cabezal de producción.
- Válvula maestra inferior.

Todas las demás partes están clasificadas como secundarias. El nivel de especificación para las partes secundarias puede ser el mismo o menor al menos en un nivel que el seleccionado para las partes primarias.

Tabla 35. - Selección de los niveles de especificación (partes primarias).

Niveles de especificación mínimos recomendados para partes primarias de árboles de válvulas.

¿NACE? <sup>1</sup> .....	NO...	SI...	SI...	SI...	NO...	SI
¿Alta concentración de H <sub>2</sub> S? <sup>2</sup> .....	NO...	NO...	SI...	NO...	NO...	SI
¿Proximidad cercana? <sup>3</sup> .....	NO...	NO...	NO...	SI...	SI...	SI
¿Presión de trabajo máxima (psi)?						
5000 y menos.....	1...	1...	2...	2...	1...	3
10 000.....	2...	2...	3...	3...	3...	4
15 000 y más.....	3...	3...	4...	4...	4...	4

1. -  $\geq 0.05$  psi -presión parcial de H<sub>2</sub>S.

El uso de la tabla 35 implica dar primeramente respuesta a las cuatro preguntas que aparecen al margen izquierdo, posteriormente se lee el nivel de especificación de producción en la intersección de la columna y el renglón que corresponden a las respuestas obtenidas.



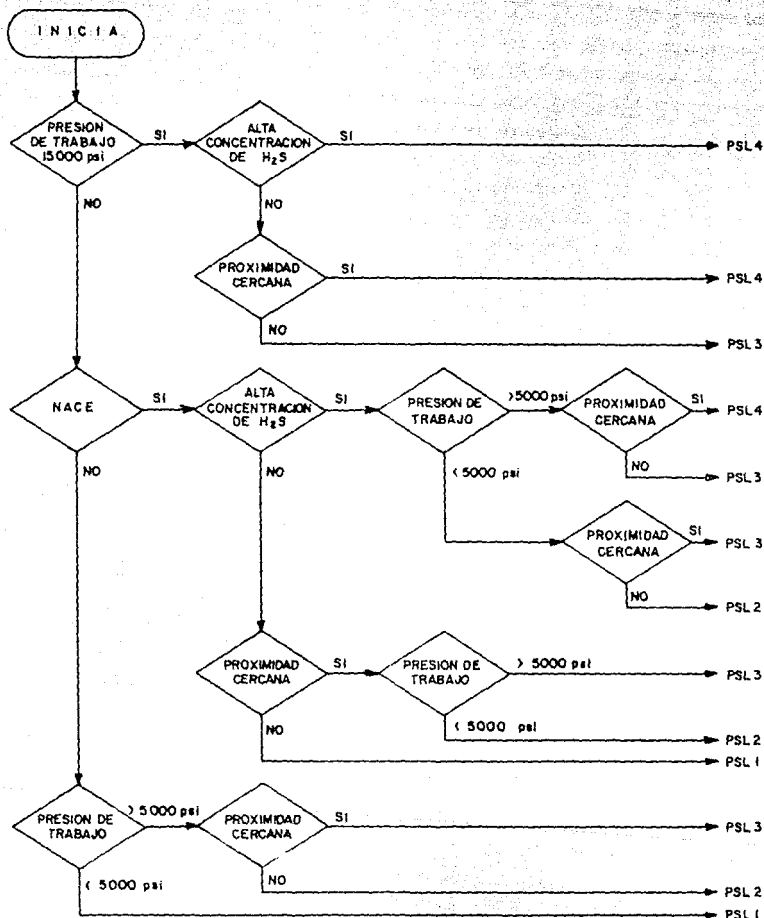


Figura No. 80

PSL MINIMO RECOMENDABLE PARA PARTES PRIMARIAS DE CABEZALES DE PRODUCCION Y ARBOL DE VALVULAS.<sup>63</sup>

Las siguientes definiciones permiten contestar las preguntas básicas de la tabla y la figura mencionadas.

Quando aparece la pregunta ¿NACE?; se considera la presión parcial del sulfhídrico en el fluido producido como se ha expuesto en el capítulo dos.

A la pregunta de ¿Alta concentración de  $H_2S$ ?; la respuesta es afirmativa si el radio de exposición (RDE) de 100 ppm de  $H_2S$  es mayor de 50 pies a partir de la cabeza del pozo.

¿Proximidad cercana?; esta evaluación de la proximidad debe contemplar el impacto potencial de una condición de descontrol sobre la vida y el medio ambiente cerca del pozo. Los enunciados que se enumeran a continuación pueden emplearse para determinar el riesgo potencial.

- 1) Si el radio de exposición de 100 ppm de  $H_2S$  es mayor que 50 pies a partir de la cabeza del pozo e incluye cualquier parte de un área pública exceptuando un camino público.
- 2) Si el radio de exposición de 500 ppm es mayor que 50 pies a partir del pozo e incluye cualquier parte de un área pública o camino público.
- 3) Cuando el pozo está ubicado en cualquier área ambientalmente sensible tal como parques, reservaciones de la vida salvaje, límites de la ciudad, etc.
- 4) Si el pozo está ubicado a menos de 150 pies de una flama abierta.
- 5) Si el pozo se localiza a menos de 50 pies de un camino público.
- 6) Si el pozo esta en aguas estatales o federales.
- 7) Si el pozo está localizado dentro o cerca de aguas navegables tierra adentro
- 8) Si el pozo esta ubicado cerca de abastecimientos de aguas superficiales.
- 9) Si el pozo esta ubicado a menos de 350 pies de cualquier área habitada.

Radio de exposición (RDE) de  $H_2S$ .

Para determinar la longitud del radio de exposición de 100 ppm de  $H_2S$  se tiene:

$$X = (1.589 * \text{fracc. mol de } H_2S * Q)^{0.0258}$$

y para 500 ppm de  $H_2S$ :

$$X = (0.4546 * \text{fracc. mol de } H_2S * Q)^{0.0258}$$

Donde:

X radio de exposición (pies)

Q gasto máximo que puede escapar ( $\text{pies}^3/\text{día}$ )

El dato del gasto que se requiere para calcular el radio de exposición se debe determinar:

a) Para los pozos nuevos en áreas desarrolladas, el gasto de escape debe determinarse empleando el gasto a la atmosfera, o el gasto promedio del gasto franco del campo, el que resulte mayor.

b) El gasto de escape debe ser corregido a las condiciones estandar, 14.65 psia y 60 °F.

Si un pozo esta en un área donde no hay suficientes datos para calcular el radio de exposición, pero que se espera la presencia de sulfhídrico, se debe considerar un radio de exposición de 100 ppm de  $H_2S$  igual a 3000 pies.

Corrosividad del fluido retenido. Para seleccionar la clase de material deseado de la tabla 34, se debe determinar la corrosividad del fluido contenido considerando los factores ambientales y las variables de producción. La corrosión, fragilización por combinación de esfuerzos con la presencia de sulfhídrico, la erosión-corrosión son factores que se encuentran afectados por la interacción de los factores ambientales y las variables de producción.

Se debe determinar si el material debe de encontrarse dentro de la norma NACE Standard MR-0175-88 para servicio amargo, esta norma sólo considera los requerimientos del material metálico para prevenir el SSC y no la corrosión. La segunda consideración es

contemplar la presión parcial del bióxido de carbono, la cual generalmente se relaciona con la corrosividad en los pozos como:

Tabla 38. - Corrosividad del bióxido de carbono.

Fluidos Contenidos	Corrosividad Relativa.	Presión Parcial de CO <sub>2</sub> (psia).
Servicio general	No corrosivo	< 7
Servicio General	Ligeramente corrosivo	7 a 30
Servicio General	De moderado a altamente co- rrosivo	> 30
Servicio Amargo	No corrosivo	< 7
Servicio Amargo	Ligeramente corrosivo	7 a 30
Servicio Amargo	De moderado a altamente co- rrosivo.	> 30
Servicio Amargo	Muy corrosivo	> 30

La presión parcial mínima de bióxido de carbon requerida para iniciar la corrosión y el efecto relativo del incremento de la presión parcial sobre el ritmo de corrosión esta fuertemente influenciado por todos los factores ambientales.

Finalmente, se deben contemplar las operaciones futuras en el pozo cuando se selecciona la clase de material, esto no sólo incluye anticipar los cambios de la presión parcial del bióxido de carbono, sino que debe incluir operaciones de reparación tales como acidificaciones.

## M.- ESTUDIO DEL CAMPO LUNA

### VI.1. Localización y aspectos geológicos.

El campo Luna pertenece a una prolifera provincia que es productora en rocas carbonatadas del Mesozoico, se encuentra localizado aproximadamente a 65 Km. al Noreste de la Cd. de Villahermosa y a 17Km. al Suroeste de la Cd. de Frontera, Tabasco, figura 81.

Las formaciones productoras del campo Luna corresponden a un anticlinal orientado de NW a SE, cortado por fallas normales e inversas que originan bloques estructurales de distinto tamaño.

A partir de la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos, de los resultados de las pruebas de producción y de la interpretación geológica, se definió la existencia de acumulación de hidrocarburos en formaciones del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. La estructura productora del Jurásico está limitada por el contacto gas-agua a 3967 mbNM, con un área de 19 Km<sup>2</sup> definida por fallas inversas e internamente por fallas normales Figura 82.

En agosto de 1988 la división de reservas de hidrocarburos de la Superintendencia de Yacimientos de la Zona Sureste reportaba un volumen original de 311 MMM PCCS, por Desarrollo de Campos en Marzo de 1989 se calculó un volumen de 770 MMMPCCS.

Regionalmente la estructura Luna forma parte del complejo Miguel Angel Zenteno Basurto.

La información estratigráfica obtenida de todos los pozos del campo es muy similar, en la tabla 37 se presenta la columna geológica atravezada por el pozo Luna 13.

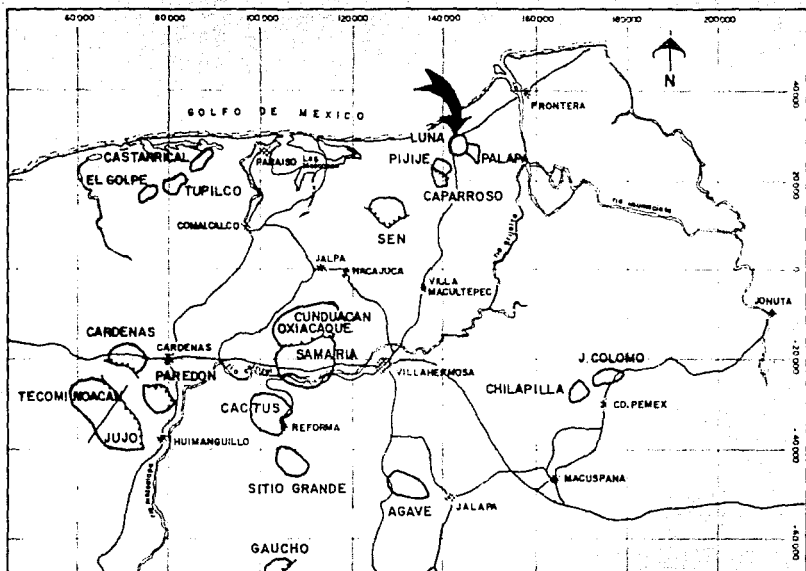


Figura No. 81

PLANO REGIONAL <sup>65</sup>

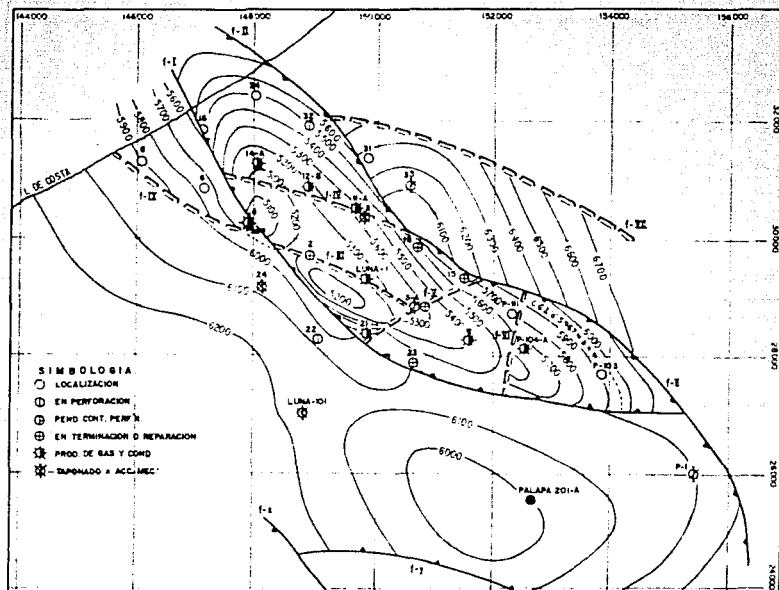


Figura No.82

PLANO DE LA CONFIGURACION ESTRUCTURAL. CAMPO LUNA,  
CIMA J. S. KIMMERIDGIANO.<sup>65</sup>

Tabla 37. - Estratigrafía Campo Luna. 73

Columna Geológica	Profundidad
Paraje Solo	Aflora.
Filisola	Indeterminado.
Concepción Superior	485.00
Concepción Inferior	575.00
Encanto	1040.00
Depósito	2315.00
Oligoceno	3271.00
Eoceno	4100.00
Paleoceno	4715.00
Cretácico Superior Méndez	4880.00
Cretácico Superior Sn Felipe	4980.00
Cretácico Superior Agua Nueva	5055.00
Cretácico Medio	5092.00
Cretácico Inferior	5177.00
Jurásico Superior Tithoniano	5338.00
Jurásico Superior Kimmeridgiano	5737.00

#### VI.2. -Tipo de Terminaciones.

En el campo Luna se han practicado dos tipos de terminaciones; sencilla con T.P. franca y sencilla con empacador produciendo por agujero descubierto o a través de disparos.

El estado mecánico de los pozos, varía en cuanto a las profundidades de asentamiento de la tuberías de revestimiento.

En la tabla 38 se presenta la distribución de las tuberías de revestimiento y la variación de las profundidades de asentamiento.

Tabla 38. - Distribución de Tuberías de Revestimiento.

Tipo de T.R.	Diámetro	Rango de Profundidad de Asentamiento.
Superficial	20"	350 - 700 m.
Superficial	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	1500 - 2500 m.
Intermedia	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	3000 - 4800 m.
Intermedia/Producción	7" - 7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	4500 - 5500 m.
Producción	5"	5800 m.



En resumen la terminación típica en el área Mesozoica Chiapas - Tabasco se realiza con una tubería de revestimiento del 7" o 7<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" cuya zapata se localiza en el ambiente del Cretácico, a profundidades mayores de 4500 m. Una tubería corta de revestimiento (liner) de 5" se utiliza para terminar el pozo, cuya boca se posiciona generalmente a profundidades superiores a 4000 m. y la zapata hasta la profundidad final, de tal manera de dejar al pozo ya sea en agujero descubierto o para disparar a través del liner.

El aparejo de producción es combinado con tubería de 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub>" y 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>", y el extremo se baja más allá de la boca del liner. Las operaciones de disparos se basan en el empleo de pistolas Scallop de 2<sup>1</sup>/<sub>8</sub>", con fase de 0° y con una densidad de disparos de 13 cargas por metro; las cargas son del tipo Hyperdome. Esta práctica significa el 70 % del total de operaciones realizadas en el área Mesozoica Chiapas-Tabasco. El 21 % de las operaciones restantes corresponde a la utilización de pistolas de 1<sup>9</sup>/<sub>16</sub>", 3<sup>2</sup>/<sub>8</sub>", 1<sup>11</sup>/<sub>16</sub>" y 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>".<sup>54</sup>

La decisión de terminar los pozos con tubería de producción franca, se debe principalmente a las profundidades a las que se encuentran los horizontes productores, y los diámetros reducidos con los que se alcanzan dichas profundidades. Debido a que se incrementan las dificultades y los riesgos para instalar y operar equipos y herramientas subsuperficiales, dentro de las cuales se incluyen: anclaje de empacadores, ajuste de aparejos de producción, operaciones con la Unidad de Línea de Acero tales como calibrar el aparejo y operar válvulas de circulación entre otras, operaciones con la Unidad de Registros Geofísicos y de Disparos. Así como las grandes presiones de circulación que se requiere alcanzar durante el lavado del pozo y el cambio de la base de los fluidos. Otro factor que influye es la política de producción, debido a que pueden obtenerse grandes gastos al explotar a los pozos tanto por la t.p. como por el espacio anular.

La desventaja de este tipo de terminaciones es que la tubería de revestimiento se encuentra sujeta a los esfuerzos ejercidos por los fluidos del yacimiento, así también esta expuesta al ambiente

amargo ocasionado por la composición de los fluidos producidos.

### VI.3. Análisis de los fluidos producidos.<sup>66</sup>

Las condiciones originales de presión y temperatura encontradas en el intervalo 5164 - 5288 mbMR en el pozo Luna 12-B fueron 839 kg/cm<sup>2</sup> (11938.6 lb/pg<sup>2</sup>) y 168 °C al nmd. Según el análisis PVT efectuado a muestras tomadas en este pozo, se clasifica al fluido del yacimiento como gas y condensado, con una presión de rocío de 412 kg/cm<sup>2</sup> (5858.6 lb/pg<sup>2</sup>) a la temperatura original y un porcentaje máximo de condensación del 16 % a una presión de 153 kg/cm<sup>2</sup> (2175.7 lb/pg<sup>2</sup>).

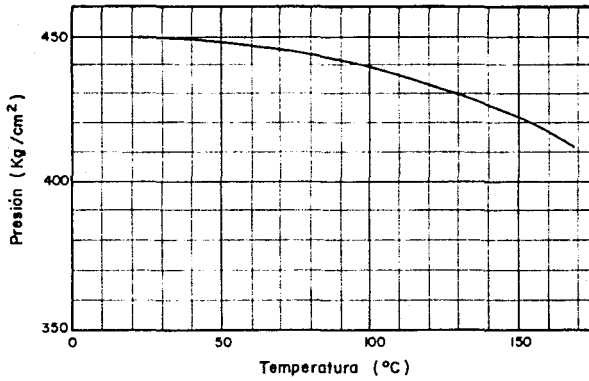
En la tabla 39 y figura 83 se presentan los resultados obtenidos del análisis PVT, donde se obtuvieron las presiones de saturación a diferentes temperaturas, observándose únicamente puntos de rocío.

Tabla 39. - Envoltente de Fases del Fluido Original Luna 12-B<sup>66</sup>

Temperatura (°C)	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Observaciones
22	450	punto de rocío
75	444	punto de rocío
100	439	punto de rocío
125	431	punto de rocío
150	422	punto de rocío
168	412	punto de rocío

La composición del fluido original determinada se obtuvo represionando la muestra a 500 kg/cm<sup>2</sup> y empleando diferentes técnicas de destilación y cromatográficas, tabla 40.

POZO LUNA 12-B



**Figura No. 83**

ENVOLVENTE DE FASES PRESION - TEMPERATURA DEL FLUIDO ORIGINAL <sup>66</sup>

Tabla 40. - Composición del fluido original.<sup>oo</sup>

Componente	% Mol
Nitrógeno	1.47
Dióxido de carbono	2.51
Acido sulfhídrico	0.30
Metano	72.05
Etano	7.77
Propano	3.45
Isobutano	0.67
Butano normal	1.33
Isopentano	0.36
Pentano normal	0.79
Hexano normal	0.64
Heptanos y más pesados	8.64
Total	100.00

Caracterización de la fracción C<sub>7</sub><sup>+</sup>

Densidad a 20 °C	0.8017
Peso molecular	165.0000

Los resultados de la separación flash y diferencial a 168 °C realizadas al fluido original, permiten determinar algunas propiedades de los fluidos tales como factor de desviación, factor del volumen del gas, densidad del gas a C. Y., volumen de condensados retrogradados, viscosidad del gas y composición; tablas 41, 42 y 43 y figuras 84 a 89.

Tabla 41.- Separación flash a 168 °C. Luna 12-B. <sup>66</sup>

Presión	Volumen	Factor de	Factor de	Densidad	Compresi
	Relativo	Desviación	Volumen	del gas	bilidad
		Z	del Gas	a C. Y.	del Gas
kg/cm <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	-	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	gr/cm <sup>3</sup>	cm <sup>2</sup> /kg
			x 10 <sup>-2</sup>		
500	0.9202	1.1942	4.073	0.3301	-
475	0.9388	1.1633	4.158	0.3235	8.12
450	0.9603	1.1358	4.281	0.3163	8.53
425	0.9849	1.1096	4.359	0.3084	9.06
412	1.0000	1.0937	4.426	0.3038	9.45
400	1.0147	--	--	--	-
350	1.0945	--	--	--	-
300	1.2095	--	--	--	-
280	1.2777	--	--	--	-

Tabla 42.- Separacion diferencial a 168 C. (66)

Presion kg/cm <sup>2</sup>	Condensado retrogrado (%)	Prod. ac. de gas (%)	Factor de desviacion -	Factor de vol. gas m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Densidad del gas gr/cc	Densidad relativa aire=1
412	0.0000	0.00	1.0937	4.426	0.3038	-
400	2.2845	0.70	1.0830	4.413	0.2749	0.7328
350	9.2916	7.68	1.0409	4.553	0.2119	0.7174
300	13.3493	17.98	1.0037	4.910	0.1719	0.7129
250	15.6497	29.12	0.9731	5.888	0.1398	0.7096
200	16.3904	41.33	0.9515	7.218	0.1121	0.7077
153	16.4605	54.35	0.9416	9.320	0.0915	0.7081
116	16.2635	64.30	0.9427	12.044	0.0710	0.7093
46	15.4458	80.03	0.9670	18.791	0.0488	0.7202
25	15.0673	84.80	0.9802	21.327	0.0410	0.7258
0	14.6533	91.92	1.0000	-	-	0.7384

Densidad del condensado residual = 0.8061 (gr/cc)

Tabla 42.- Separacion diferencial a 168 C. (66)

Presion kg/cm <sup>2</sup>	Condensado retrogrado (%)	Prod. ac. de gas (%)	Factor de desviacion -	Factor de vol. gas m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Densidad del gas gr/cc	Densidad relativa aire=1
412	0.0000	0.00	1.0937	4.426	0.3038	-
400	2.2845	0.70	1.0830	4.413	0.2749	0.7328
350	9.2916	7.68	1.0409	4.553	0.2119	0.7174
300	13.3493	17.98	1.0037	4.910	0.1719	0.7129
250	15.6497	29.12	0.9731	5.888	0.1398	0.7096
200	16.3904	41.33	0.9515	7.218	0.1121	0.7077
153	16.4605	54.35	0.9416	9.320	0.0915	0.7081
116	16.2635	64.30	0.9427	12.044	0.0710	0.7093
46	15.4458	80.03	0.9670	18.791	0.0488	0.7202
25	15.0673	84.80	0.9802	21.327	0.0410	0.7258
0	14.6533	91.92	1.0000	-	-	0.7384

Densidad del condensado residual = 0.8061 (gr/cc)

Tabla 43.- Características del gas de separación diferencial a 168 C, Pozo Luna 12B (66)

Etapa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Presion (Kg/cm <sup>2</sup> )	400	350	300	250	200	153	116	46	25	15	5
Componente	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol
N	0.823	0.813	0.799	0.806	0.814	0.824	0.842	0.893	0.915	0.919	0.933
CO	2.792	2.712	2.673	2.654	2.696	2.699	2.756	2.916	2.999	3.054	3.092
H S	0.338	0.318	0.311	0.304	0.297	0.302	0.312	0.358	0.382	0.395	0.413
C	83.227	83.785	84.178	84.364	84.352	84.264	84.017	83.366	83.034	82.865	82.692
C	4.926	4.734	4.656	4.586	4.539	4.593	4.633	4.757	4.842	4.884	4.888
C	3.713	3.596	3.496	3.418	3.426	3.414	3.451	3.556	3.617	3.645	3.696
C	0.673	0.655	0.641	0.640	0.643	0.642	0.655	0.678	0.681	0.683	0.696
C	1.436	1.387	1.312	1.298	1.274	1.258	1.285	1.301	1.303	1.315	1.346
C	0.456	0.413	0.396	0.389	0.399	0.415	0.428	0.472	0.489	0.499	0.500
C	0.515	0.489	0.475	0.469	0.476	0.479	0.498	0.521	0.537	0.539	0.541
C	1.101	1.098	1.063	1.072	1.084	1.110	1.123	1.182	1.201	1.202	1.203
H O	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Propiedades											
MW	21.075	20.918	20.781	20.738	20.756	20.788	20.870	21.080	21.175	21.221	21.127
Ppc(PSIA)	672.504	672.268	672.368	672.263	672.312	672.282	672.399	672.915	673.250	673.509	673.666
Tpc (R)	391.833	390.205	388.890	388.353	388.405	388.674	389.410	391.283	392.181	392.633	393.130
g	0.723	0.717	0.712	0.709	0.707	0.708	0.709	0.720	0.725	0.730	0.735



POZO LUNA 12-B

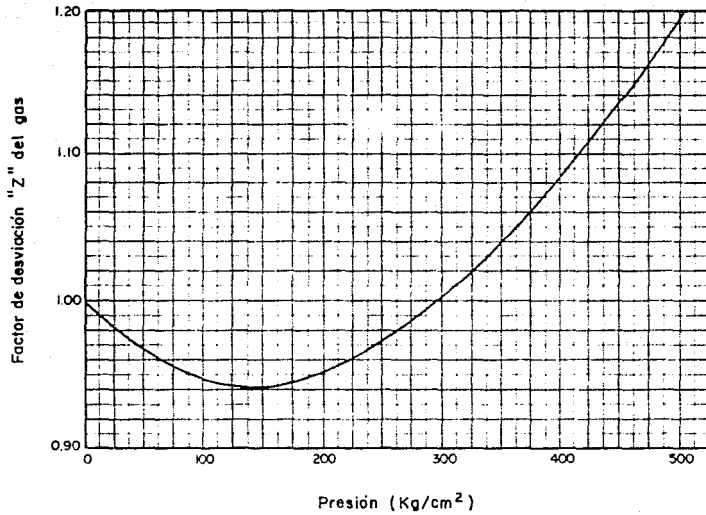


Figura No. 84

VARIACION DEL FACTOR DE DESVIACION "Z" DEL GAS CON LA PRESION A 168°C<sup>66</sup>

POZO LUNA 12-B

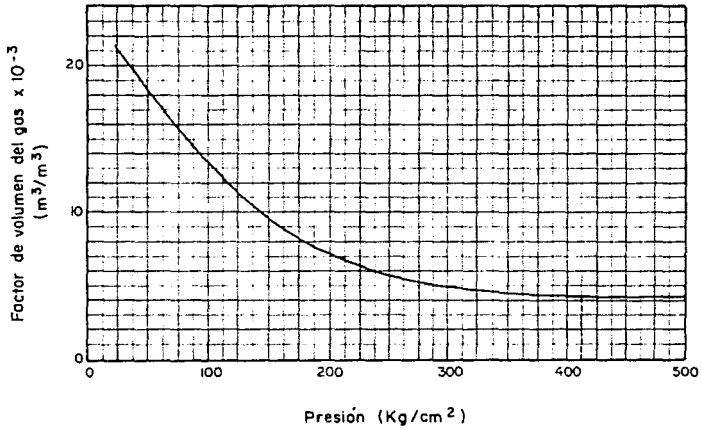


Figura No. 85

VARIACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS CON LA PRESION A 168°C<sup>66</sup>

POZO LUNA 12-B

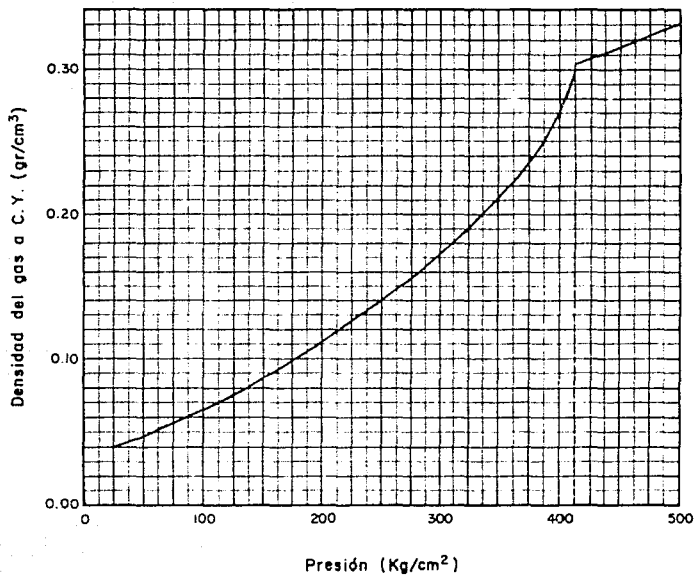


Figura No. 86

VARIACION DE LA DENSIDAD DEL GAS A CONDICIONES DE YACIMIENTO  
CON LA PRESION A 168 °C. <sup>66</sup>

POZO LUNA 12-B

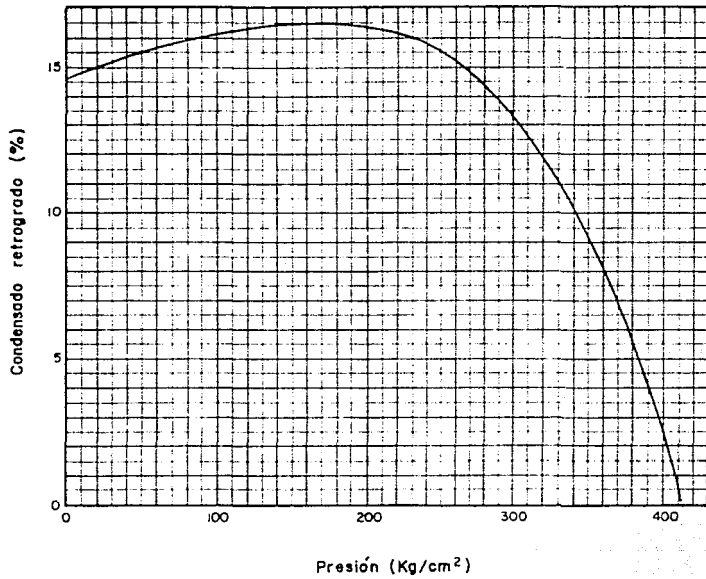
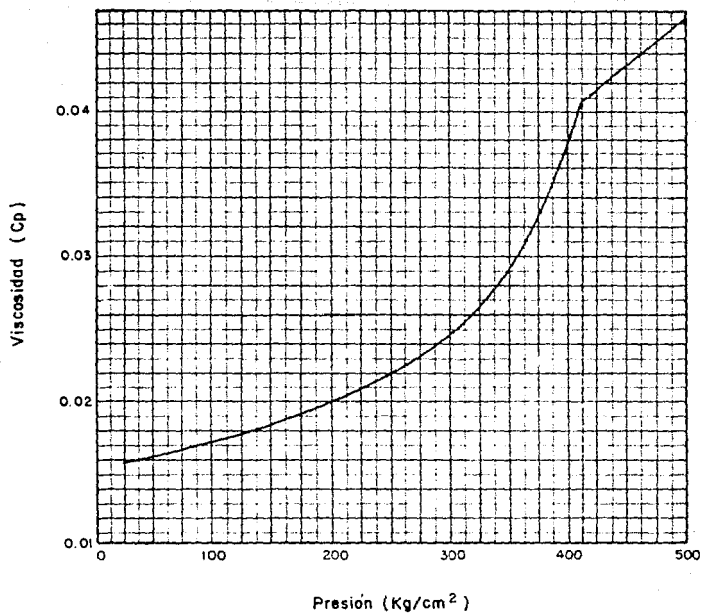


Figura No. 87

VARIACION DEL CONDENSADO RETROGRADO CON LA PRESION A 168 °C<sup>66</sup>

POZO LUNA 12-B



**Figura No.88**

VARIACION DE LA VISCOSIDAD DEL GAS EN EL YACIMIENTO CON LA PRESION A 168 °C<sup>66</sup>

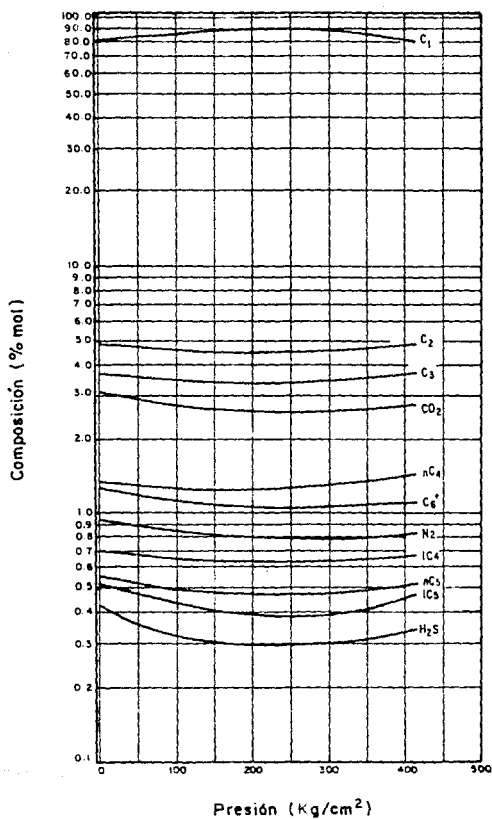


Figura No. 89

VARIACION DE LA COMPOSICION DEL GAS CON LA PRESION A 168 °C<sup>66</sup>

En un trabajo posterior<sup>63</sup> donde se requería caracterizar a los fluidos del campo Luna, se determinaron las constantes de equilibrio con el fin de validar el análisis de laboratorio. Los valores calculados para estas constantes se muestran en la tabla 44 y figura 90, donde se observa el comportamiento anómalo de las curvas provocado por un análisis PVT probablemente semicomposicional o por deficiencias en las mediciones de laboratorio, por lo cual se requieren realizar otros análisis a los fluidos, donde se obtengan resultados congruentes y permita el uso de la información, sin la incertidumbre que provoca un análisis sin validación.

Tabla 44.- Determinación de las constantes de equilibrio a partir del análisis PVT del pozo Luna 12-B

Componente	Presiones (lb/pg <sup>2</sup> abs)				
	4977	4266	3555	2844	1650
N <sub>2</sub>	0.015	0.054	0.070	0.072	0.062
CO <sub>2</sub>	-0.217	-3.545	7.731	-9.490	-1.245
H <sub>2</sub> S	-0.307	3.900	1.268	0.861	4.482
C <sub>1</sub>	-0.105	-0.493	-0.745	-0.748	-0.533
C <sub>2</sub>	0.020	0.086	0.082	0.081	0.088
C <sub>3</sub>	-0.486	1.382	0.884	0.899	1.006
iC <sub>4</sub>	0.367	0.513	0.571	0.598	0.584
nC <sub>4</sub>	-0.477	0.776	0.717	0.587	0.586
iC <sub>5</sub>	-0.115	-1.097	-5.095	-1.767	-0.453
nC <sub>5</sub>	0.021	0.0057	0.083	0.086	0.078
C <sub>6</sub> <sup>+</sup>	0.002	0.005	0.008	0.008	0.007

Un análisis composicional del gas se efectúa en cada pozo terminado, de éstos se han determinado los porcentajes mol de los gases amargos, agentes corrosivos en el sistema de producción, tabla 45.

El porcentaje mol de CO<sub>2</sub> para el campo varía de 1.990 a 3.665, en tanto que para el H<sub>2</sub>S es de 0.070 a 1.545, en ninguno de ellos se encontró agua durante las etapas de pruebas.

CAMPO: LUNA POZO: 12-B

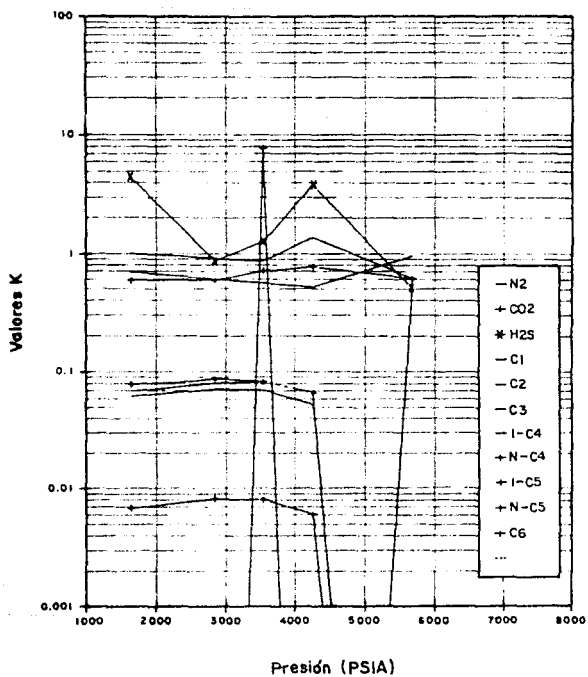


Figura No.90

CONSTANTES DE EQUILIBRIO <sup>65</sup>



Tabla 45.- Analisis composicional del gas. Campo Luna. (66)

Componente	11	12B	101	1	21	4	23	2	11A	14A
N	0.220	0.761	0.127	0.755	0.702	0.989	0.851	0.965	0.902	1.082
CO	2.270	3.579	2.603	3.665	3.400	3.047	3.147	3.039	2.844	1.990
H S	0.070	0.473	0.258	0.854	1.008	0.967	1.170	1.151	1.545	0.910
C	63.730	76.525	83.877	79.564	78.105	85.021	80.878	77.955	80.039	80.084
C	16.240	10.256	8.637	9.474	10.524	7.784	8.418	9.040	7.162	9.364
C	7.590	4.836	2.892	3.540	4.113	1.749	3.148	4.260	3.294	3.879
C	2.590	0.756	0.567	0.553	0.564	0.161	0.551	0.695	0.470	0.734
C	2.750	1.498	0.641	0.773	1.013	0.207	0.904	1.307	0.856	0.954
C	1.050	0.392	0.170	0.232	0.225	0.024	0.198	0.298	0.354	0.301
C	1.300	0.534	0.163	0.183	0.238	0.020	0.328	0.531	0.497	0.311
C	1.390	0.388	0.065	0.407	0.108	0.122	0.407	0.759	2.037	0.409
H O	0.800	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Propiedades										
MW	25.729	21.809	19.604	20.766	20.903	19.041	20.549	21.624	21.902	20.689
Ppc(psia)	662.829	684.078	683.815	689.388	689.873	690.526	688.628	685.223	684.236	681.359
Tpc(R)	445.159	404.197	383.241	393.539	397.011	375.647	391.069	401.522	400.843	393.207
g	0.893	0.753	0.677	0.717	0.722	0.667	0.709	0.747	0.756	0.714
Fecha	OCT 86	ENE 88	FEB 88	FEB 88	JUN 88	FEB 89	ABR 89	JUN 89	MAR 90	JUN 90

VI.4. - Análisis de agua.

De los pozos que han producido agua, se han realizado sus respectivos análisis, la información obtenida aparece en la tabla 46.

Tabla 46. - Análisis de las aguas producidas. <sup>72</sup>

Características	Luna 21	Luna 22	Luna 23
Densidad gr/cc	1.161	1.200	1.149
Potencial hidrógeno	6.54	5.1	3.5
Temperatura °C	31	24	29
Resistividad $\Omega m^2/m$	-	-	-
Turbidez mg/lt	-	430	170
Color	Turbio	Turbio	Turbio
Olor	Hcs.	-	-
Gases en solución mg/lt			
Acido sulfhídrico	-	-	-
Bióxido de carbono	-	-	-
Oxígeno	-	-	-
Sólidos en suspensión mg/lt			
Sólidos totales	252590	352528	366280
Sólidos disueltos	252605	352568	366370
Sólidos en suspensión	-	228	-
Silice soluble ( $SiO_2$ )	15.0	36.2	95
Oxido férrico ( $Fe_2O_3$ )	2.144	1.6	0.2
Acidez ( $CaCO_3$ )	-	-	-
Dureza total ( $CaCO_3$ )	88000	83000	82000
Salinidad (Na Cl)	235000	320000	332000
Índice de estabilidad	-	Tendencia corrosiva	Corrosiva
Iones disueltos mg/lt			
Cationes			
Sodio	87750	124800	129480
Calcio	24000	26800	30400
Magnesio	1600	3840	1440
Fierro	1.5	2.27	0.28
Aniones			
Cloruros	133855	195200	202520
Bicarbonatos	3680	1830	2440
Sulfatos	8.67	56.0	0.02
Carbonatos	-	-	-
Fecha de muestreo	7 Sep 89	-	25 Abril 90
Fecha de análisis	7 Sep 89	3 Abril 90	25 Abril 90

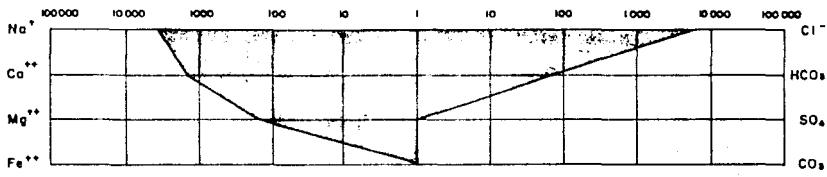
Las figuras 91, 92, y 93 representan los diagramas Stiff de cada muestra de agua analizada.

La observación más importantes que se puede concluir de estos reportes es que no son muy confiables, debido a que este tipo de análisis requiere que la determinación de algunas propiedades se realicen a boca de pozo, en el momento mismo del muestreo, tal como el pH, gases disueltos, temperatura, carbonatos, y bicarbonatos, concentración de sólidos suspendidos, turbidez y bacterias. La información obtenida carece de cantidad de gases en solución, un análisis fue realizado un día después del muestreo (Luna 23), en otro se reporta que no alcanzó la muestra, (Luna 21) por lo que se sustentan fuertemente los temores de no tener una información que represente las características reales del agua del sistema.

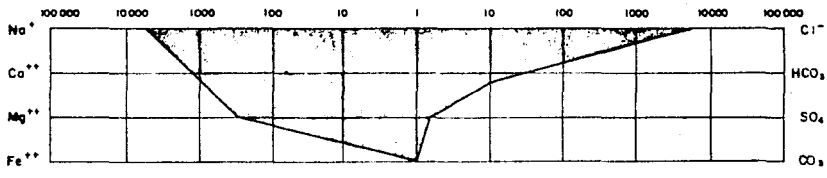
Sin contemplar dichos puntos, se reporta que el agua tiene una tendencia corrosiva, lo cual se comprueba al efectuar el cálculo de las resistividades (de acuerdo a la metodología del capítulo 2) de las tres muestras, los resultados obtenidos son 0.034, 0.039 y 0.035  $\Omega m^2/m$  para los pozos Luna 21, 22 y 23 respectivamente; como se observa, son datos de resistividad muy bajos, indicativos de una gran capacidad conductiva del agua, lo que permitirá que está opere como un electrólito efectivo.

Otro argumento que invalida a los análisis es el propuesto en el capítulo dos, en el que se presenta una correlación de la gravedad específica del agua y la cantidad total de sólidos disueltos, figura 2, al graficar los datos para los pozos analizados del campo, se observó que para el Luna 22 y 23 los datos se disparan y se salen del rango de valores propuesto, en tanto que para el pozo número 21, los valores están muy próximos a dicho rango.

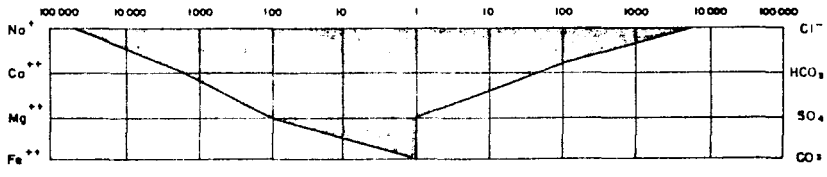
A manera de correlación, se tiene que los diagramas stiff de las figuras 91, 92, y 93, presentan una gran similitud, lo que implica invariablemente que el agua producida por los pozos tiene una fuente común.



LUNA 21



LUNA 22



LUNA 23

**Figuras No.91,92 y 93**

DIAGRAMAS DEL ANALISIS DE AGUA DE LOS POZOS LUNA 21, 22 y 23 RESPECTIVAMENTE.<sup>73</sup>

## VI.5. Determinación de la fuente corrosiva.

La mayoría de los yacimientos productores del mesozoico de la región Chiapas-Tabasco, producen fluidos amargos cuyo porcentaje se encuentra dentro de un rango de variación de 0% mol a 7.86% mol para el  $H_2S$  y 0.12 a 8.54% mol de  $CO_2$ , encontrándose algunos pozos con porcentajes tan altos como 32.8% de  $H_2S$  del pozo Bellota 114, el cual resultó improductivo o el Gaucho 1 y el Carmito 1 con 49.80% y 66.60% mol de  $CO_2$  respectivamente, actualmente en producción.

El pozo exploratorio Luna 1 terminado en abril de 1985, resultó productor en el intervalo 5281-5274m, correspondiente al jurásico superior kimmeridgiano, con una presión de fondo estático de 714 kg/cm<sup>2</sup> y una temperatura de fondo de 162°C a la profundidad media de los disparos. El análisis de los fluidos producidos indica que corresponden a un yacimiento de gas y condensado, con 0.854% mol de  $H_2S$  y 3.605% mol de  $CO_2$ , y un flujo fraccional de agua de 0%, no obstante el yacimiento se encuentra limitado en su parte inferior por un acuífero cuyo contacto se estima a 5967 m.b.N.M. de acuerdo a correlaciones con el pozo Palapa 201-A.

Las condiciones del fondo del pozo y la composición de los fluidos forman un ambiente hostil, que podría atacar a las instalaciones una vez que el contacto agua-gas alcance la profundidad de los disparos o el agua se conifique a causa de altos ritmos de explotación del yacimiento. Los primeros pozos que empezaron a aportar agua han sido el Luna 23 y el Luna-2, actualmente en reparación mayor y menor respectivamente, y los pozos Luna 4 con un 19.9% y el Luna 21 con 1.2% de agua.

De la interpretación de los análisis del agua producida en el campo, tomando las reservas apropiadas, se ha establecido que el agua tiende a ser corrosiva, y actuar como un electrólito, además dada la presencia comprobada de los gases amargos, se produce una mezcla que podría atacar al metal de las tuberías y conexiones superficiales.

Sin embargo, y para evitar un sobre diseño de tuberías, se puede considerar que los porcentajes de  $CO_2$  y principalmente de  $H_2S$  son bajos con respecto a los porcentajes de gases amargos que

generalmente se reportan en la literatura de pozos que tienen un ambiente amargo.

Otro factor que debe contemplarse es que el aceite o condensados producidos puede inhibir el ataque al acero al evitar el contacto del agua con la tubería, la relación de fases entre el agua y el aceite que permite en un momento dado proteger a la tubería es del 25 al 30%, al alcanzar dichos valores las condiciones de mojabilidad pueden cambiar y provocar que el agua moje a la tubería.<sup>64</sup>

Por lo anterior se resume que los agentes corrosivos en el campo, provienen de los fluidos del yacimiento estos son:  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ . En el momento en que los pozos comienzan a producir agua de formación, se pueden dejar sentir los problemas de corrosión y/o fragilización.

#### VI.6. - Análisis de las presiones parciales.

Con los datos de presión de operación de los pozos y sus respectivos porcentajes mol de  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{CO}_2$  obtenidos de los análisis composicionales del gas producido, se calcularon las presiones parciales por pozo, tabla 47 y los resultados se presentan en la gráfica propuesta por la NACE en la norma MRO175-88, (fig 94), la cual nos permite visualizar las condiciones ambientales de los pozos en producción.

Tabla 47.- Presiones parciales de gases amargos.

Pozo	Presión (psi)	$\text{H}_2\text{S}$ (% mol)	Pp $\text{H}_2\text{S}$ (psi)	$\text{CO}_2$ (% mol)	Pp $\text{CO}_2$ (psi)
1	3555	0.854	30.36	3.655	130.20
2	2488	1.151	28.54	3.032	75.61
4	5830	0.967	55.30	3.047	177.54
5	3128	-	-	-	-
11 A	6527	1.545	100.84	2.844	185.63
12 B	4622	0.473	21.86	3.579	165.42
13	6257	-	-	-	-
21	5830	1.008	58.77	3.400	128.22
23	6527	1.170	73.21	3.147	198.01

GRANOS DE H<sub>2</sub>S POR 100 SCF

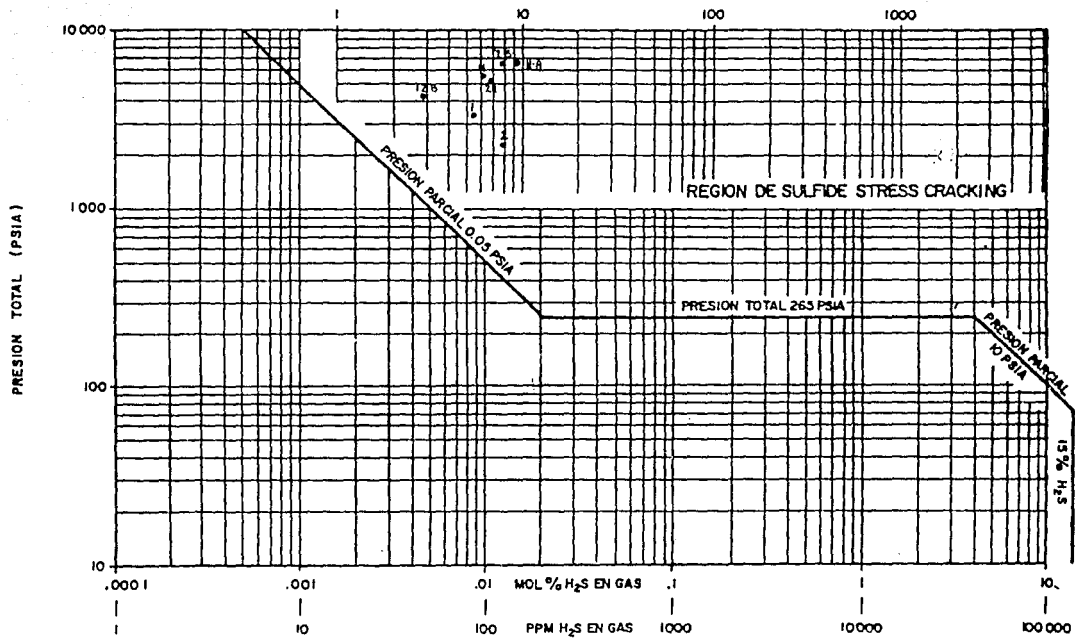


Figura No.94 SISTEMA MULTICOMPONENTE AMARGO

En primer instancia los datos en la grafica confirman que las condiciones operativas sitúan al sistema dentro de la región de fracturamiento por esfuerzos y sulfhídrico (SSC).

Respecto a las presiones parciales de sulfhídrico todas son mayores a 10 psia, límite inferior que marca la NACE para definir un ambiente amargo. En cuanto a las presiones parciales por bioxidos de carbono, el valor inferior de 30 psia que es el límite que define las condiciones donde se presenta la corrosión, siempre fue superado.

#### VI.7. Análisis de las condiciones de producción.<sup>73</sup>

La información de las condiciones operativas al 31 de Mayo de 1990 del campo Luna se presentan transformadas a otro sistema de unidades, para facilitar el análisis comparativo con la norma NACE MR-01-75-88, tabla 48.

Tabla 48. - Producción al 31 de Mayo de 1990.

Pozo	Qo (BFPD)	Qg (MMPCD)	RGA (PC/BL)	P (PSI)	Agua ( % )
1	3994	24.60	8159	3555	0
4	1867	9.10	5459	5830	19.9
5	4384	20.88	4717	3128	0
11 A	1598	7.41	4637	8527	0
12 B	5812	32.56	5602	4822	0
13	4051	23.36	5766	8257	0
21	528	3.34	8325	5820	1.2

La norma NACE standard MR-0175-88, define un ambiente amargo para facilitar la selección de aceros al carbono y de baja aleación, basándose en la experiencia industrial y los datos de laboratorio disponibles.

NACE sugiere que para sistemas multifásicos solo se puede tolerar la presencia de H<sub>2</sub>S a una presión total de 265 psia, siempre y cuando la relación gas-aceite RGA sea menor a 5000 pie<sup>3</sup>/bl y que la fase gaseosa contenga menos de 15 % mol de H<sub>2</sub>S.

De la totalidad de los pozos en operación, sólo el pozo número 5 y el 11-A tienen relaciones gas-aceite menores a 5000 pie<sup>3</sup>/bl, el



resto supera este límite. Además la presión total máxima que define la norma de 265 psia. es un vigésimo de la presión total de operación media.

De estos resultados parciales se desprende la conclusión de que la selección de la tubería de producción se debe realizar siguiendo los lineamientos propuestos por la NACE, en la norma MR-0175-88.

Es importante volver a resaltar que los yacimientos de gas y condensado, por naturaleza propia podrían inhibir el fenómeno de corrosión y fragilización debido a la producción de aceite, el cual impide el contacto entre la tubería y la sustancia electrolítica.

A la fecha señalada, se encontraban en reparación menor y mayor los pozos Luna-2 y Luna 23, respectivamente. Estas reparaciones fueron generadas por los altos porcentajes de agua producidos. Así mismo, se observa que el pozo Luna 4 presenta un 19.9 % de agua y el Luna 21 un 1.2 %, porcentajes con probabilidad de incrementarse.

#### VI.8. -Análisis de las cargas de tensión de los aparejos.

De los estados mecánicos de los pozos, y considerando que todos los aparejos se encuentran colgando, se calculó el peso que soportan las tuberías más someras y su resistencia a la tensión, determinándose el porcentaje de carga con respecto a su resistencia, con el objeto de verificar que los aparejos no se encuentren trabajando bajo condiciones de tensión severas.

La fragilización, a diferencia de la corrosión que disuelve a la tubería, ataca puntos sujetos a un alto esfuerzo a la tensión. Una vez que se inicia una fisura por fatiga, el esfuerzo a la tensión aumenta en esa área debido a su reducción, lo cual conduce a una fatiga acelerada.

De los resultados obtenidos en la tabla 49 se observa que el rango de operación a la tensión de las tuberías más superficiales, varía de 35 a 52% de su capacidad de carga, de lo cual se desprende que ningún aparejo se encuentra sometido a condiciones severas de trabajo, lo que favorece a las tuberías a

Tabla 49.- Condiciones de tension. Campo Luna.

Pozo No	Extremo del esperejo (a)	Tuberia analizada	Prof. cima (a)	Carga (M lbs)	Resistencia Cuerpo (Mlbs)	Resistencia Conexion (Mlbs)	Porcentaje de Carga (%)	Factor de Seguridad
1	5220	3 1/2 L-80 12.7 VAM	0	151	295	295	52	1.9
2	4985	3 1/2 TRC-95 12.7 VAM AF	0	122	350	350	35	2.8
2	4985	2 7/8 TRC-95 8.6 VAM AF	465	103	236	236	44	2.3
2	4985	2 7/8 L-80 8.6 VAM AF	919	90	199	199	45	2.2
4	5500	3 1/2 TRC-95 12.7 S/D	0	141	350	S/D	40	2.5
4	5500	3 1/2 L-80 12.7 S/D	287	129	295	S/D	44	2.3
4	5500	3 1/2 C-75 12.7 S/D	401	124	276	S/D	45	2.2
5	5392	3 1/2 L-80 12.7 VAM AF	0	149	295	295	51	2.0
5	5392	3 1/2 L-80 9.2 VAM AF	1083	105	207	207	51	2.0
12B	4520	3 1/2 L-80 12.7 VAM	0	146	293	293	50	2.0
12B	4520	3 1/2 N-80 12.7 VAM	810	112	293	293	38	2.6
13	5556	3 1/2 L-80 12.7 VAM AF	0	150	295	295	51	2.0
13	5556	3 1/2 L-80 9.2 VAM AF	1044	107	207	207	52	1.9
21	5090	3 1/2 TRC-95 12.7 VAM AF	0	164	350	350	47	2.1
23	5605	3 1/2 TRC-95 12.7 VAM AF	0	155	350	350	44	2.3
23	5605	3 1/2 C-75 12.7 VAM AF	499	136	276	276	49	2.0
23	5605	3 1/2 TRC-95 9.2 VAM AF	1162	108	246	246	43	2.3

reducir de manera moderada su resistencia a la fragilización. Los factores de seguridad a la tensión son del orden de 2.2, un valor que se puede considerar apropiado, tendiendo a ser alto.

Las tuberías empleadas en las partes superficiales C-75, TRC-95 y L-80 tiene un rango restringido a la cedencia de 15000 lb/p<sub>g</sub><sup>2</sup>, lo cual tiene un efecto neto de mantener baja la máxima resistencia del acero, mientras se mantiene una adecuada resistencia mínima a la cedencia. Además de tener un rango de variación de la resistencia mínima a la cedencia más corto, tienen controles adicionales tanto químicos como en el tratamiento térmico.<sup>50</sup>

Dentro de los factores que contribuyen a las fallas de los aparejos en medios ambientes amargos se encuentra el nivel de fatiga en el acero (cargas de tensión) y el tiempo de exposición. Los bajos niveles de tensión reducen la posibilidad de fisuras por H<sub>2</sub>S. En el diseño de tuberías de producción se acostumbra seleccionar los grados de acero adecuados a la temperatura del pozo. El nivel de tensión, aunque no menos significativo, en general no se considera, a pesar de poder incurrir en un grave error.

#### VI.9. -Determinación del diámetro interno.

La información disponible para evaluar la velocidad de erosión y posteriormente el diámetro interno, corresponde al análisis PVT del pozo Luna 12-B, la cual aparece a continuación.

Gravedad específica del gas,  $\gamma_g = 0.7174$   
Relación gas-liquido, RGA = 5502 pie<sup>3</sup>/hl  
Gravedad específica del condensado,  $\gamma_o = 0.8061$   
Gasto de condensado, Q<sub>c</sub> = 5812 blo/día  
Gasto de gas, Q<sub>g</sub> = 32.58 × 10<sup>6</sup> pie<sup>3</sup>/día  
Factor de desviación a cond. op. Z = 1.0409  
Presión de operación, P = 4636.2 psia  
Temperatura de operación, T = 672 °R

Para la selección del valor de la constante C<sub>v</sub>, no se pueden emplear como parámetros el tipo de los productos de corrosión,

debido a que no hay información disponible de ellos. Además dado que el pozo es fluente, sin producción de sólidos y que presenta un flujo continuo, se consideró un valor igual a 100 para  $C_v$ , debido a que estos son los únicos parámetros de campo que la literatura cita y que no se puede obtener algún valor experimental de dicha constante para el campo Luna. Empleando las formulas de la tabla 25 se tienen los siguientes valores:

Densidad de la mezcla,  $\rho_m = 20.633 \text{ lbm/ pie}^3$

Velocidad de erosión,  $V_e = 27.329 \text{ pie/aeg}$

El área transversal por cada mil barriles de aceite

$$A = 1.740 \text{ pg}^2 / 1000 \text{ bl/día}$$

El área total,  $A_T = 10.115 \text{ pg}^2$

Finalmente, el diámetro interno de la tubería,  $d = 3.589 \text{ pg}^2$

Resumiendo, la velocidad de erosión es igual a 27.3 pies/aeg, y el menor diámetro requerido para evitar los problemas de erosión es de 3.5 pg. al compararse con el diámetro interno de la tubería de  $3 \frac{1}{2}$ " de 9.2 lb/pie que es de 2.992 pulgadas, la diferencia es de aproximadamente  $\frac{1}{2}$  pulgada, lo que presupone la existencia de erosión en el interior de la tubería, es decir que las mayores caídas de presión dentro del aparejo se deberán más al fenómeno de la fricción, por sobre el colgamiento de los fluidos.

#### VI.10. Gradientes de temperatura en el campo Luna.

En la tabla 50 se presentan datos de temperatura de los pozos del campo Luna. Se observa en todos los pozos que las temperaturas desde el fondo del pozo hasta la superficie son mayores a los rangos de temperatura críticos señalados por la NACE, por tanto, esta condición ambiental permite manejar grados de tubería de explotación y de producción apropiados para ambientes amargos que se fabrican en la industria nacional.

Tabla 50.- Temperaturas en el campo Luna.

Pozo	Temperatura de fondo	Temperatura superficial.
1	162 °C a 5275 m.	97 °C
2	166 °C a 5310 m.	80 °C
4	163 °C a 5654 m.	100 °C
5	157 °C a 5557 m.	100 °C
12 B	171 °C a 5000 m.	--
13	168 °C a 5700 m.	98 °C
21	--	87 °C
23	158 °C a 5781 m.	85 °C

En la figura 95, se presenta el gradiente térmico calculado con el programa GRADTEMP.PAS del capítulo cinco. Aunque como se menciona, la temperatura medida en la superficie es alta, el objetivo es ejemplificar el método propuesto por Herfjord y Tokle.

#### VI.11. Comentarios al diseño de aparejos en el campo Luna.

Como se planteó en el método de diseño de aparejos de producción para ambientes amargos, realmente no existen grandes diferencias con la metodología conocida para diseños convencionales, la propuesta actual no modifica; agrega la determinación de la velocidad de erosión y remarca la importancia de obtener perfiles de temperatura de cada pozo de manera más exacta, medida esta última que aunque obvia, en el campo difícilmente se realiza. Hasta aquí, se ha analizado la información de que se pudo disponer, y es a partir de ella de donde se pueden establecer los siguientes comentarios.

La magnitud del estudio de un campo, para la búsqueda de soluciones a un problema específico, y concretamente hablando del problema de corrosión, requiere de la integración de un grupo interdisciplinario, dentro del cual deben participar, no sólo los distintos especialistas en ingeniería petrolera, como son de producción, yacimientos, perforación, servicios a pozos, geólogos y geofísicos, sino también un profesional en ciencias químicas y un metalurgista, todos y cada uno con las instalaciones y recursos que requieran.

El presente análisis se encuentra significativamente simplificado. Actualmente el campo Luna se encuentra con la mayoría de los pozos terminados, esto no implica que en el futuro no puedan ser modificados.

De la información de las tuberías de producción en operación al mes de Octubre de 1989, todos los aparejos son combinados con tubería de  $2 \frac{7}{8}$ " y  $3 \frac{1}{2}$ ", durante la recolección de información, no se dispuso de la justificación del diseño geométrico de los aparejos, y como se mencionó es a partir de este proceso cuando se inicia el diseño. Se debe determinar el potencial o comportamiento de afluencia de los pozos, la eficiencia de la terminación, las correlaciones de propiedades de los fluidos presentes y de las caídas de presión en el aparejo, para concluir una primera etapa con los datos de potencial de producción y del diámetro de tubería y gastos óptimos para el pozo en análisis.

La velocidad de erosión obtenida en base a las ecuaciones propuestas es de 27.3 pies/seg, para el pozo Luna 12-B, a partir de ella se obtuvo un diámetro mínimo para evitar la erosión, el cual es de 3.6 pulgadas, lo que implica la posibilidad de tener efectos de erosión relativamente agudos. No obstante, se considera que la expresión empleada por el API para la determinación de dichos parámetros no presenta una sustentación técnica que asegure en un alto porcentaje la certidumbre para obtener datos que se debieran de tomar como seguros y absolutos, la discusión de los diversos autores que tratan el tema, cae dentro del área de la determinación del valor que debe tener la constante  $C_v$ . Resalta inmediatamente que el diámetro está en función de las propiedades de los fluidos, y que estas varían a lo largo de su trayectoria, lo que podría utópicamente hacer pensar en aparejos telescopiados variando el diámetro cada longitud establecida. Para reducir la incertidumbre, el análisis selectivo del diámetro interior de las tuberías recuperadas de los pozos, permitirá ajustar, validar o en su defecto, deshechar los resultados obtenidos por las ecuaciones propuestas.

Un parámetro que ha permitido evaluar las condiciones mecánicas de las tuberías ha sido el estado de esfuerzos en la cabeza del pozo y de las tuberías de producción cercanas a la superficie. Del análisis realizado se determinó que las tuberías de producción se encuentran operando a la tensión en un porcentaje que va del 35 al 50 por ciento de su capacidad de carga, equivalentes a factores de seguridad de 1.9 a 2.5, los cuales se consideran conservadores.

Los factores negativos que generan problemas son: la producción de gases como el sulfhídrico y el bióxido de carbono, las presiones parciales de dichos gases superan el límite máximo propuesto por la NACE, las condiciones de producción en altas relaciones gas-aceite y las altas presiones de operación que también superan las máximas permisibles por dicho organismo, y por supuesto el factor determinante, la presencia de agua se empieza a dejar sentir, al grado que tres pozos entraron a reparación en el mes de Julio de 1990.

No obstante, se concluye que los porcentajes de sulfhídrico son bajos, alrededor de uno por ciento mol en promedio, el bióxido de carbono aunque en mayor cantidad, aproximadamente tres por ciento mol, también se considera bajo, además de que tiene sus efectos dañinos sobre la tubería de menor grado que los que genera el sulfhídrico.

Las altas presiones del campo generan que las presiones parciales de cada componente sean considerables. En función del comportamiento del yacimiento, estas tenderán a bajar o en su defecto a mantenerse si se dejara sentir el efecto del acuífero asociado.

Aunado a los bajos contenidos de gases amargos, la temperatura a lo largo del aparejo de producción es superior a los 80 °C, lo cual inhibe en gran medida la disolución de los gases en el agua que se produce ya en algunos pozos, este factor es determinante para poder tener un mayor rango de opciones cuando se selecciona el grado de las tuberías que se introducen.

Una vez puntualizado todo lo anterior, se concluye que los grados de tubería que actualmente se utilizan en el campo Luna para evitar daños por corrosión y por presencia de sulfhídrico, es decir, los grados C-75, L-80 y TRC-95, son los adecuados para manejar a los fluidos que se producen, o sea, desde el punto de vista metalúrgico dichos grados son los adecuados, sin embargo, se recomienda justificar el diseño geométrico de los aparejos.

Para finalizar, un recorrido por el campo Luna permitió verificar satisfactoriamente que las conexiones superficiales de control, se encuentran dentro de las especificaciones del API, los niveles de especificación de producción PSL de los componentes primarios de los árboles de válvulas fueron seleccionados de acuerdo a los criterios más recientes que ha seguridad se refieren.



# LUNA 1

GRADIENTE DE TEMPERATURA  
MODELO DE HERFJORD & TOKLE

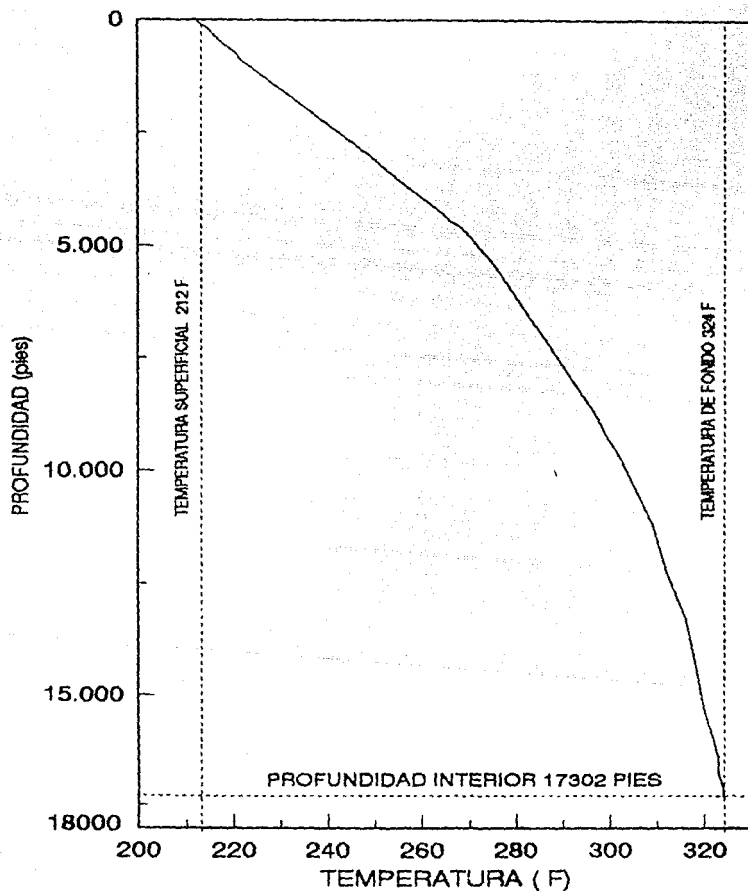


FIGURA 95

## VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las condiciones operativas a las que se someten las tuberías de producción en la actualidad, requieren del análisis geométrico, de esfuerzos, de movimientos y finalmente de corrosión o fragilización para garantizar una operación óptima y segura de las instalaciones. Los tres primeros diseños han tenido una gran difusión en la industria, sin embargo, el último hasta hace algunos años se había mantenido al margen.

La propuesta del presente trabajo, es que partiendo del conocimiento real del fenómeno, el diseñador proponga medidas preventivas a las situaciones operativas comunes.

Como se ha visto a lo largo del desarrollo del trabajo y hasta este punto, es un área muy amplia de investigación y de desarrollo tecnológico que requiere de la formación de verdaderos especialistas; no obstante, se intenta introducir al ingeniero petrolero de una manera total y accesible a los principios más importantes, base para fundamentar la toma de decisiones durante el procedimiento de selección de materiales. Los daños a los materiales que operan en ambientes amargos se generan debido a la ocurrencia de procesos electroquímicos, los cuales requieren de un potencial eléctrico, un ánodo y un cátodo, un electrolito y un conductor entre el ánodo y el cátodo. El principio de la reducción de la corrosión o fragilización se basa en el intento por eliminar a cualquiera de los componentes mencionados.

Los principales agentes que promueven la corrosión son el ácido sulfhídrico,  $H_2S$ , el oxígeno,  $O_2$ , el dióxido de carbono,  $CO_2$ , los ácidos, las salmueras y las bacterias. Cada uno de los cuales se manifiesta en una diversidad de condiciones, ya sea en forma aislada o simultánea.

Otros factores trascendentales lo son el potencial Hidrógeno de los fluidos, las presiones parciales de los gases amargos, la temperatura y el tiempo de exposición. Sin embargo, la condición operativa que determina la ocurrencia del fenómeno es la presencia de agua o cualquier otro electrolito, sean estos provenientes de la formación o de los fluidos de control. El agua como disolvente universal adquiere una gran capacidad conductiva que en la medida de la severidad del medio, acelera la corrosión o fragilización de los metales.

Así mismo, la temperatura se convierte en uno de los principales parámetros de diseño por corrosión. Se ha comprobado que en ambientes amargos con contenido de sulfhídrico, los aceros muestran una disminución de la susceptibilidad a la fragilización por sulfhídrico al incrementarse la temperatura, pero el efecto contrario ocurre en presencia de cloruros, al acelerarse la fragilización del acero debido a la presencia de estos.

Uno de los objetivos del capítulo de metalurgia es dotar al ingeniero petrolero de un conocimiento y un vocabulario que le permita entender la terminología que manejan los fabricantes y prestadores de servicios, así como poder interpretar los resultados de los estudios que se realizan a muestras de tuberías en laboratorios de investigación metalúrgica.

Concretando se puede concluir que un buen diseño se inicia a partir de la obtención de información confiable del tipo de yacimiento, de su comportamiento y de la caracterización de los fluidos que produce, lo cual permitirá elaborar en primera instancia un diseño geométrico que permita explotar al pozo de manera óptima y racional. En segundo lugar, la determinación de la velocidad de erosión y el subsecuente diámetro interior mínimo requerido para evitar o disminuir la corrosión-erosión, da oportunidad de afinar el diseño geométrico, para hacer producir a los pozos con los menores efectos sinérgicos de los fluidos sobre las paredes de las tuberías.

Una vez con las dimensiones geométricas de las tuberías a introducir se procede al diseño por esfuerzos, el cual proporcionará los grados de las tuberías capaces de resistir las condiciones de tensión, colapso y presión interna, actuales y futuras, posibles durante la vida productiva del pozo. Al realizar el análisis de movimientos de la sarta, se está en condiciones de prevenir un desprendimiento, alabeamiento excesivo o desconexión de la tubería del empacador, en pocas palabras se podrán seleccionar las condiciones más favorables para colgar al aparejo. Finalmente la etapa complementaria es la determinación del gradiente de temperatura del pozo en análisis, con dicha información se establece si dentro del pozo existe algún intervalo con una temperatura menor a las establecidas como mínimas recomendables para que un determinado grado de tubería pueda trabajar sin someterse a condiciones ambientales severas. Si de acuerdo a las especificaciones se requiere cambiar algún grado de tubería seleccionado previamente, entonces se deberá reiniciar el diseño por esfuerzos y movimientos contemplando los cambios realizados.

Con lo anterior se hace notar que las únicas variantes para el diseño de aparejos por corrosión son: La determinación del diámetro interior mínimo para evitar problemas de erosión, los cuales agravan a los de la corrosión, si es que existe, y el cálculo del gradiente térmico del pozo, este último con el fin de establecer si se requiere algún grado de tubería apropiada para ambientes amargos y quizás lo más importante determinar la longitud de dicha sección, evitando de esta manera sobrediseñar a los pozos, no introduciendo grados especiales a profundidades más allá de las necesarias.

A simple vista, parecen dos etapas muy sencillas y obvias para el diseño de aparejos de producción, pero se debe contemplar que para la toma de decisiones, no basta una serie de procedimientos que se puedan mecanizar y dejar que una máquina los realice, sino se requiere que el diseñador conozca los principios de los problemas a que se enfrenta y cuente con la experiencia necesaria para elegir la mejor opción.

Actualmente el campo Luna es uno de los más importantes campos en desarrollo de la zona Sureste del país, presenta unas condiciones de producción caracterizadas por altas presiones y altos gastos y dada su naturaleza de contener un yacimiento de gas y condensado altas relaciones gas aceite; el análisis de los fluidos producidos ha mostrado que en números redondos produce un uno por ciento mol de ácido sulfhídrico y tres por ciento mol de bióxido de carbono. Debido a que se encuentra asociado a un acuífero, pozos que no presentaron agua durante su etapa inicial de producción, poco a poco han incrementado el porcentaje de tal compuesto, por lo que uno de los intereses iniciales fue prevenir posibles problemas mecánicos generados por la corrosión o fragilización de las tuberías e instalaciones superficiales del campo. Aunque algunas condiciones operativas tales como las presiones totales y parciales superan a las especificaciones mínimas recomendadas por asociaciones como la NACE, para la selección de materiales en pozos con ambientes amargos, existen otros factores como el bajo o nulo contenido de agua, bajas condiciones de esfuerzos a la tensión de los aparejos y los contenidos de gases amargos, que se consideran pequeños.

Aunado a los bajos contenidos de gases amargos, la temperatura a lo largo del aparejo de producción es superior a los 80 °C, lo cual inhibe en gran medida la disolución de los gases en el agua que se produce ya en algunos pozos. Este factor es determinante para poder tener un mayor rango de opciones cuando se selecciona el grado de las tuberías que se introducen.

En base a lo anterior, se concluye que los grados de tubería que actualmente se utilizan en el campo Luna para evitar daños por corrosión y por presencia de sulfhídrico, es decir, los grados C-75, L-80 y TRC-95, son los adecuados para manejar a los fluidos que se producen, entonces, desde el punto de vista metalúrgico dichos grados son los apropiados, sin embargo, se recomienda justificar el diseño geométrico de los aparejos.

Es importante no dejar de mencionar que en el campo se han estado llevando a cabo medidas operativas de prevención muy importantes, las cuales se visualizan como medidas complementarias a cualquier iniciativa, estas son: control estricto de la dureza de las tuberías; asegurarse que el esfuerzo al que se somete a los aparejos esté significativamente por debajo de su resistencia; el fluido de control y/o empacador no sea base agua y controlar su valor de pH; evitar el daño a la tubería durante su introducción, ya sean por huellas de las llaves de apriete, o golpearlas para aflojar el guardaroscas o someterlas a calentamiento con el mismo fin; se han mejorado notablemente las condiciones de almacenamiento y transporte de las tuberías.

Para complementar el esfuerzo que se está realizando por mejorar la eficiencia de operación de los aparejos, se recomienda mejorar la información estadística de toda operación, de entre las cuales se pueden mencionar un mejor control sobre las tuberías que se introducen, registrando además de sus características físicas el valor de su dureza y la eficiencia del apriete, contar con un análisis químico de los fluidos producidos, de perforación, de terminación, de reparación y de empacamiento, los cuales están en contacto con las tuberías.

Ampliar la existencia de accesorios de terminación para contar con los diámetros, roscas y grados de acero semejantes a las tuberías seleccionadas, para evitar la introducción de material sin control de calidad o no apropiado al ambiente presente.

Evitar la introducción de accesorios hechos principalmente combinaciones, los cuales al ser maquinados en frío alteran la microestructura original del acero.

Todo aparejo que sea recuperado, debe ser muestrado selectivamente y enviar las muestras a laboratorios metalúrgicos para evaluar las condiciones a las que sale, manteniendo un control estadístico que permita a los diseñadores mejorar en la medida posible los criterios de selección.

Si en el campo se produce agua, realizar un muestreo y análisis confiable de la misma a intervalos de tiempo adecuados a la urgencia del problema, para detectar precipitaciones de sales, incrustaciones o productos de corrosión, los cuales facilitarán el diagnóstico de los problemas presentes y la programación de la intervención más adecuada para solucionarlo.

Evaluar en conjunto con los fabricantes el funcionamiento del material y equipo adquirido para mejorar su diseño y sus especificaciones.

Mantener al personal operativo al tanto de los desarrollos tecnológicos más recientes.

## REFERENCIAS

1. Galvele J.R. Corrosión. Serie de química, monografía 21, Secretaría General de la Organización de Estados Americanos. Programa Regional de Desarrollo Científico y Tecnológico. Washington D.C. (1979).
2. Chilangarian G.V. y Vorabutr P. Drilling and Drilling Fluids. Elsevier Scientific Publishing Co. (1981).
3. S/D Electronics of Corrosion. Electronics World. (Noviembre 1989), 92-98.
4. Brescia F., Mehlaman S. Pellegrini F.C. y Stambler S. Química. Editorial Interamericana, (1984).
5. Ostroff A.G. Understanding and Controlling Oil Field Corrosion I. Petroleum Engineer Intl. (Febrero 1967), 45-52.
6. Warren E.B. How Carbon Dioxide Affects Corrosion In Line Pipe. Oil and Gas Journal. (Marzo 21 1983), 160-163.
7. EnDean H.J. Avoiding Drilling and Completion Corrosion. Petroleum Engineer Intl. (Septiembre 1983), 23-28.
8. Nipon Kokan Co. Sulfide Corrosion Cracking of Welded Line Pipe in Sour Gas Service. Technical Bulletin NKK.
9. Miyasaka A. Denpo K. y Ogawa H. Corrosion and Cracking of Steel in Production of Gas with Liquid  $H_2S$  and Brine. SPE., Production Engineering. (Nov. 1988), 579-583.
10. Beachem C.D. Hydrogen Damage (Introduction). America Society for Metals (Noviembre 1987).
11. Schmidt D.D., Hudson T.E. y Harris T.M. Introduction to Brine Completion and Workover Fluids. Petroleum Engineer Int. (Agosto 1983), 80-95.
12. Davis J.B. Petroleum Microbiology. Elsevier Scientific Publishing Co. (1967).
13. Simpson J.P. y Barbee R.D. How Corrosive are Water Base Completion Muds? Petroleum Engineer Intl. (Dic. 1970), 42-48.
14. NACE MRO175-88 item No. 53024. Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment. (Dic. 1988).



15. Wendt R.P. Control of Hydrogen Sulfide by Alkalinity may be Dangerous to Your Health. Petroleum Engineer Intl. (Mayo 1985), 65-74.
16. Levesque Ch. J. Materials Choice Can Cut Downhole Corrosion. Reprint Oil and Gas Journal. (Septiembre 27, 1982).
17. Dunlap H.F. and Hawthorne R.R. The Calculation of Water Resistivities from Chemical Analysis. Trans. Vol. 102. (1951), 373-375.
18. Singh A. K., Kohli B. S. and Wendt R. P. Handling Hydrogen Sulfide in Drilling Fluids. World Oil, (Noviembre 1989), 99-103.
19. Rice P. W. Selecting Metallic Materials for Downhole Service World Oil, (Noviembre 1989), 70-76.
20. Patton Ch. C. Oilfield Waters Systems. Campbell Petroleum Series, (1977).
21. Stiff H. A. The Interpretation of Chemicals Water Analysis by Means of Patterns. Trans. Vol. 192, (1951), 376-379.
22. API Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters. Segunda edición. (Noviembre 1968).
23. Richman M. H. An Introduction to the Science of Metals. Blaisdell publishing Co. (1967).
24. Krauss G. Principles of Heat Treatment of Steel. American Society for Metals. (1980).
25. Greer J. B. Factores Affecting the Sulfide Stress Cracking Performance of High Strenght Steels. Reprint from Materials Performance. (Marzo de 1985).
26. Johnson C.G. y Weeks W. R. Metalurgia. Edit. Reverte (1961).
27. Parrish G. The Influence of Microstructure on the Proprieties of Case Carburized Componentes. ASM (1980).
28. Digges T. G., Rosenberg S. J. y Geil G. W. Heat Treatment and Proprieties on Iron and steel. National Bureau of Standards. Monograph 98, (Noviembre 1966).
29. Patton Ch. C. Corrosion Fatigue Causes Bulk of Drill-String Failures. Petrotech Ltd. London. 50-53.
30. Stüdeman H. Tratamientos térmicos de los aceros. Edit. Urmo S. A. (1980).
31. Honeycombe R. W. K. Hancock P. Steels-Microstructure and

- Properties. British library Cataloging in Publication Data (1981).
32. Pickering F. B. Physical Metallurgy and the Design of Steels. Applied Science Publishers (1983).
  33. Patton L. D. y Abbot W. A. Well Completion and Workover, Part 2 Data Requirements for Completion Planning. Petroleum Engineer Intl. (Mayo 1979), 104-110.
  34. Bradburn J. B. y Kalra S. K. Corrosion Mitigation - A Critical Facet of Well Completion Design. SPE 11185.
  35. Byars H. G. Corrosion Control Programs Improve Profits, Part 1 How to Approach the Problem. Petroleum Engineer Intl. (Octubre 1985), 42-49.
  36. Huggins Ch. M. Jr. Hydrogen Sulfide Corrosion Can Be Controlled, Petroleum Engineer Intl. (Diciembre 1970), 33-40.
  37. Ostroff A. G. Understanding and Controlling Oilfield Corrosion Part 3. Petroleum Engineer Intl. (Julio 1987), 58-67.
  38. Ostroff A. G. Understanding and Controlling Oilfield Corrosion Part 4. Petroleum Engineer Intl. (Agosto 1987), 46-49.
  39. Frenier W. W., Growcock F. B. y Loop V. R. Mechanims of Corrosion Inhibitors Used in Acidizing Wells. SPE Production Engineer. (Noviembre 1988), 584-590.
  40. Altunbay M. y Kalra S. K. Nomograms Helps Predict Erosional Corrosion, World Oil. (Marzo 1988), 43-45.
  41. Tuttle R N. Guidelines Aid in Designing for H<sub>2</sub>S Service. Reprint of Oil and Gas Journal. (Diciembre 11, 1978), 108-116.
  42. Kane R. D. y Greer J. B. Sulfide Stress Cracking Of High-Strength Steels in Laboratory and Oilfield Enviroments. SPE 6144
  43. Greer J. B. Metal Thickness and Temperature Effects in Casing and Tubing Design for Deep, Sour Wells. SPE 3698.
  44. Mudge K. y Levesque Ch. J. Materials Choise Can Cut DownHole Corrosion. Reprint of Oil and Gas Journal. (Septiembre 27, 1982).
  45. Farshad F. F., Garber J. D. y Bradburn J. B. How to Increase Gas Well Production and Temper Corrosion, Part 2 -Corrosive Variables in Gas Well. Petroleum Engineer Intl. (Mayo 1983), 84-108.

46. Hamby T. W. y Turtle R. N. Deep High-Pressure Sour Gas Is Challenge. Oil and Gas Journal. (Mayo 12, 1975), 114-120.
47. Kim C. D. y Beldy M. F. Developmente of C-90/95/100 Grades -A Family of Sulfide Stress Cracking Resistant OCTG Steels. U. S. Steel Technical Center, 83-89.
48. Motuda K. y Masuda T. Development of 110-Ksi Grade OCTG With Good Resistant to Sulfide Stress Corrosion Cracking. JPT (Septiembre 1988), 1232-1236.
49. David F. R., Guntz G. C. y Galis M. J. Metallurgical Parameters Affecting the Sulfide Stress Corrosion Cracking of 90-100 Ksi OCTG. Corrosin 89 (Abril 17-21 1989). New Orleans Convention Center, Paper No. 474.
50. Boletín PRINVER Diseño de Tuberías en pozos petroleros, cuarta parte.
51. Chacón H. F., Vargas F. M. y Araujo N. H. Proyecto Para la Optimización de la Explotación del Campo Luna. Ingeniería Petrolera, (Octubre 1987), 25-31.
52. API Recomendad Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. RP14E.
53. Altunbay M. Method Determin Best Way to Control Downhole Corrosion. World Oil. (Noviembre 1985), 63-68.
54. Hayatdavoudi A. y Altunbay M. Tubing Protection and Design for Corrosion Enviroment. SPE 13806, 127-134.
55. McLeod H. O. Jr. The Effect of Perforating Conditions on Well Performance. JPT (Enero 1983), 31-39.
56. Anguiano R. y León Análisis nodal para pozos de gas. Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM (1988).
57. Morales D. de V. J. A. Diseño Geométrico de Aparejos de Producción. Comunicación personal, (1990).
58. Pearson R. M. Tensional Design Considerations for Tubing and Casing. Petroleum Society of CIM paper No. 86-37-30. pgs. 399-422.
59. Craig. B. Equation Clarifies Critical Velocity Calculation. Petroleum Engineer Intl. (Octubre 1990), pg. 42.
60. Herfjorud H. J. y Tokle K. Method Offered for Overall Temperature Calculations in Production Wells. Oil and Gas Journal. (Junio 14, 1982), 88-90.

61. Ramey H. J. Jr. Wellbore Heat-Transmission. JPT (Abril 1962), 427-435.
62. Olvera J. C. Criterios de Selección de Roscas para Tuberías de Revestimiento. Boletín Hydrill.
63. API Specification 6A (SPEC 6A) Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. Sixteenth edition. (Octubre 1, 1989).
64. EnDean H. J. Corrosion Control in the Wellbore. Petroleum Engineer Intl. (Agosto 1987), 50'62.
65. Vargas R. A., Pavón Ch. L. A. y Camas I. J. Campo Luna, Caracterización de Fluidos y Simulación del Comportamiento de Yacimientos de Gas y Condensado. Suptcia. Ingria. de Yacimientos. Zona Sureste, Petróleos Mexicanos. (Marzo 1990).
66. Monter O. J., Méndez L. T. y Pérez A. H. Pozo Luna 12-B, Análisis PVT Composicional. Div. de Yacimientos, Depto de Investigación Experimental. IMP, (Octubre 1988).
67. Schlumberger, Log Interpretation Charts, Schlumberger well Service U.S.A. (1985).
68. Mach J. Apply Nodal Analysis to Production Systems. Johnston-Macco/Schlumberger, Lafayette L.A.
69. Gómez C. J.A. Apuntes de Producción de Pozos I. U.N.A.M., Facultad de Ingeniería, (Octubre 1985).
70. Firoozabadi A., Katz D. L. An Analysis of High-Velocity Gas Flow Through Porous Media. Jpt. (Febrero 1979), 211- 216.
71. Hong K. C. Productivity of Perforated Completions In Formation With and Without Damage. JPT (Septiembre 1979), 1095-1103
72. Notas del curso Seminario de problemas prácticos de ingeniería petrolera. DEPEI, UNAM. (1989-1990).
73. Depto. Ingria. Petrolera, Informes de Labores Dtto Villahermosa, Zona Sureste, Petróleos Mexicanos (1990).
74. Laboratorio de yacimientos, Informes de labores, Suptcia. de yacimientos, Zona Sureste, Petróleos Mexicanos. (1990).

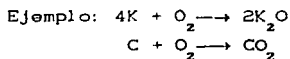
## APENDICE I.

### Química.

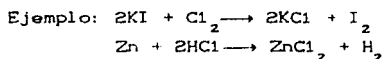
El estudio del fenómeno de corrosión requiere del manejo de algunos conceptos, por tal motivo se presenta éste apéndice con algunos de ellos, se sugiere remitirse a la bibliografía indicada, para lograr una mejor comprensión de ellos.

**Reacción.** Es un cambio químico donde se producen una o más sustancias distintas a las iniciales. (un cambio químico implica un cambio de composición).

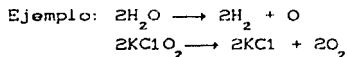
**Reacción de síntesis.** Es la unión química de dos o más elementos para formar compuestos más complejos.



**Reacción de sustitución.** Cuando un elemento es más activo que otro elemento que forma el compuesto, lo reemplaza o sustituye.



**Reacciones de descomposición.** Aquí el compuesto se descompone en sus elementos o en otros compuestos más sencillos.



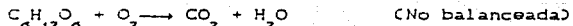
**Reacción química.** Es la expresión abreviada o simbólica por la que se representa un fenómeno o reacción química.

Puede aumentar la utilidad de una ecuación química si muestra el estado físico de las sustancias. Esto se hace escribiendo abreviaturas dentro de los paréntesis que siguen inmediatamente a la fórmula química. Para referirse a los gases se usa (g), en tanto que el estado líquido se muestra con (l). Los sólidos se clasifican ya sea como cristalinos (c) o amorfos (amorfo). Una

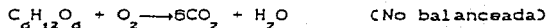
substancia en solución se indica como (sol); Si hay una cantidad relativamente grande de agua, la abreviatura es (ac).

Ecuación balanceada, es aquella que conserva el mismo número de átomos en ambos miembros de una ecuación química.

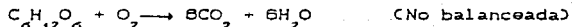
Ejemplo: Se balanceará la ecuación para la combustión del azúcar.



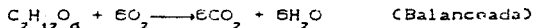
1- Observamos 6 átomos de carbono en el primer miembro (reaccionantes) y sólo uno en el segundo (productos), por tanto, la molécula de  $CO_2$  se multiplica por 6.



2- Se tienen 12 átomos de H en los reaccionantes, por tanto, multiplicando por 6 al  $H_2O$ .



3- Observamos 8 átomos de O en los reaccionantes y 18 en los productos, no se puede alterar el coeficiente de  $C_6H_{12}O_6$  por que se desequilibra el balanceo de C y H, por tanto, queda multiplicando la molécula de oxígeno por 6.



Valencia. Es la capacidad de un átomo o radical para combinarse con otros, tomando como unidad arbitraria al H.

Aquellos elementos capaces de unirse átomo a átomo con el H, tiene valencia uno. Ejemplo: F, Cl, Br, I.

Los elementos que necesitan dos átomos de H para combinarse tienen valencia dos. Ejemplo: O, Cd, Ca, etc.

Los gases nobles son elementos que no se combinan con ninguno y tienen una valencia cero.

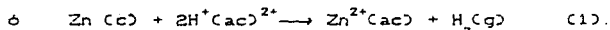
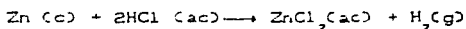
No todos los elementos se combinan con el hidrógeno, sin embargo

se conoce su valencia. Para lo cual se busca su relación con otros elementos de valencia conocida.

Dada la relación entre valencia y carga eléctrica de la estructura atómica de las sustancias, a veces se aconseja indicarla con tantos signos positivos (+) o negativos (-), según el número de valencia que tenga el elemento, metal o no metal. Ejemplo:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{S}^{2-}$ .

Oxidación-reducción. Muchos átomos, moléculas u iones en solución participan en soluciones en las cuales parece ocurrir una transferencia de electrones. Estas reacciones se clasifican como reacciones de oxidación-reducción.

Para su comprensión y ejemplificación considere:



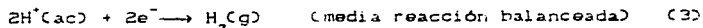
Para problemas de corrosión a veces se analizan como dos medias reacciones:



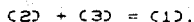
El zinc, eléctricamente neutro  $\text{Zn (c)}$ , pierde 2 electrones al cambiar a  $\text{Zn}^{2+}$ . Se modifica por tanto la fórmula.



Y los iones  $\text{H}^+$  ganarán electrones al cambiar a  $\text{H}_2(\text{g})$ , por tanto se modifica.



La suma de las dos medias reacciones da la reacción total:



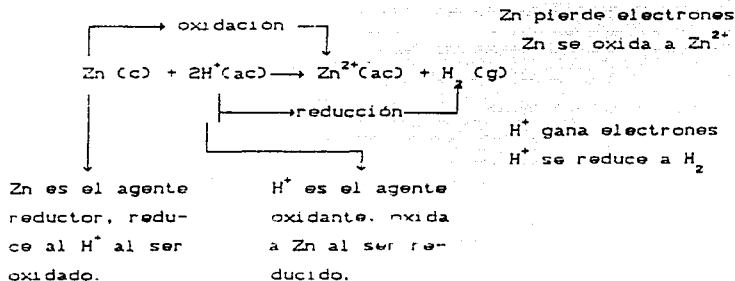
Oxidación, es la pérdida de electrones.

Reducción, es la ganancia de electrones.

La sustancia que gana electrones queda reducida y oxida a otra sustancia, por tanto recibe el nombre de agente oxidante.

La sustancia que pierde electrones se oxida y reduce a otra sustancia, por ello se llama agente reductor.

Estos términos se ilustran a continuación:

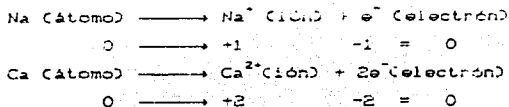


Ionización. Es la conversión de partículas neutras a partículas cargadas llamadas iones.

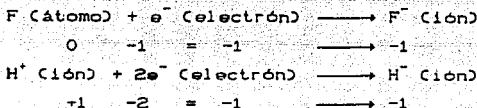
La eliminación de electrones de una partícula neutra deja a ésta partícula cargada positivamente. Una partícula neutra se convierte en negativa cuando adquiere electrones.

ionización

Ejemplo:







En esta forma ni se crean ni se destruyen las cargas. Después de cualquier cambio, las sumas de las cargas resultantes deberá ser igual a la suma de las cargas (0, +, -) que existían antes de que ocurriera el cambio.

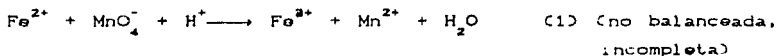
Balanceo de ecuaciones de oxidación-reducción.

Se ilustra un método para balancear ecuaciones de oxidación-reducción en solución acuosa.

Considera sólo las ecuaciones iónicas por lo que se le conoce como método ión-electrón.

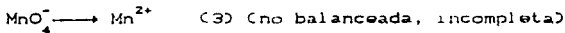
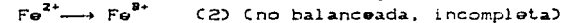
Sea una reacción que se usa para determinar la cantidad de hierro en solución, la reacción de una solución ácida de permanganato potásico  $\text{KMnO}_4$  con sulfato de hierro (II),  $\text{FeSO}_4$ .

La ecuación iónica es:



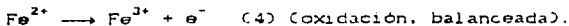
Primero se debe determinar que iones, moléculas o átomos se oxidan o se reducen.

Se observa que  $\text{Fe}^{2+}$  cambia a  $\text{Fe}^{3+}$  y que  $\text{MnO}_4^-$  pasa a  $\text{Mn}^{2+}$  o sea



La ecuación (2) parece estar balanceada, pero lo está sólo con respecto a la conservación de la masa (átomos). Pero no respecto a un balance eléctrico.

Al cambiar de  $2^+$  a  $3^+$  debe ceder un electrón, por tanto, el cambio de  $\text{Fe}^{2+}$  a  $\text{Fe}^{3+}$  corresponde a oxidación.

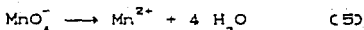


La ecuación (3) no está ni atómica ni electrónicamente balanceada por tanto, se balanceará primero la cantidad de átomos a cada

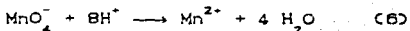
lado.



Los 4 átomos de oxígeno del lado izquierdo se balancean mediante la adición de moléculas de agua.

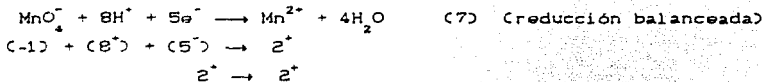


Ahora se deben balancear los 8 átomos de hidrógeno que aparecieron, agregando 8 iones de H.



Hasta aquí se encuentra atómicamente balanceada, revisando eléctricamente que sucede:

La carga a la derecha es +2, la carga a la izquierda es  $(-1) + (8^+) = 7^+$ , por tanto, agregando 5 electrones al lado izquierdo para balancear.

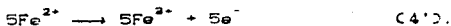


La suma de las dos medias reacciones (4) y (7) proporciona la ecuación balanceada (1).

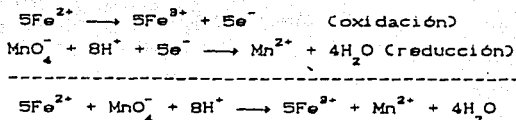
Pero la reacción entre iones no carga a la solución, ésta permanece eléctricamente neutra. Esto significa que el número de electrones cedidos en la media reacción de oxidación, debe equivaler al número de electrones tomados o adquiridos en la media reacción de reducción.

En esta reacción, un ión de  $\text{Fe}^{2+}$  cede un electrón en tanto que un ion  $\text{MnO}_4^-$  toma o adquiere cinco electrones.

Así, por cada 1 ion  $\text{MnO}_4^-$  cambiando a un ion  $\text{Mn}^{2+}$ , deben cambiar 5 iones  $\text{Fe}^{2+}$  a 5 iones  $\text{Fe}^{3+}$ , por tanto, redactando la media reacción 4 como 4'.



sumando 4' y 7 .



Se observa atómicamente balanceada.

Analizando las cargas:

$$\begin{array}{l} 5(2^{-}) + (1^{-}) + (8^{+}) = 5(3^{+}) + (2^{+}) + (0) \\ 10^{+} + 1^{-} + 8^{+} = 15^{+} + 2^{+} \\ 17^{+} = 17^{+} \end{array}$$

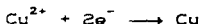
Reacción electroquímica.

En el cuerpo del presente trabajo, se explica la reacción electroquímica que ocurre en una pila galvánica. Para complementar tal información, es preciso mencionar:

Se tiene una semireacción oxidación.



Y otra semireacción de reducción.



La reacción global es la suma de ambas semireacciones.



Por tanto, la base de una pila galvánica es una reacción típica de oxidación-reducción.

El electrodo donde se verifica la oxidación se llama ANODO, el otro electrodo donde se verifica la reducción se llama CATODO.

El signo negativo se emplea para designar a la fuente de electrones, de modo que para el ejemplo, al electrodo de zinc se le asigna un signo negativo, mientras que al de cobre un signo positivo.

Los iones de Zn se producen en el ánodo y los iones de Cu en el cátodo. A pesar de eso, las soluciones no se cargan porque las dos soluciones están en contacto permitiendo la emigración de iones positivos y negativos. Los iones negativos se llaman ANIONES porque se dirigen al ánodo, los iones positivos se llaman

CACIONES porque siempre se dirigen hacia el cátodo.

A continuación se presenta un ejemplo muy útil para distinguir los elementos de la reacción.



Identificar la reacción de los electrodos.

el ánodo

el cátodo

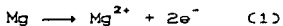
el electrodo negativo

el electrodo positivo

la dirección de emigración de aniones y cationes

la dirección de flujo de electrones.

Respuesta.



En la ecuación 1 Mg cede electrones, por tanto, existe una oxidación. Es el ANODO y presenta el signo negativo, y es la fuente de electrones.

En la ecuación 2  $\text{Cd}^{2+}$  adquiere electrones, por tanto, se presenta una reducción. Es el CATODO y se le asigna el signo positivo.

Los iones  $\text{Mg}^{2+}$  emigran hacia el cátodo.

Los aniones  $\text{Cl}^-$  emigran hacia el ánodo.

Los electrones fluyen del ánodo Mg hacia el cátodo Cd. Ver figura (A1).

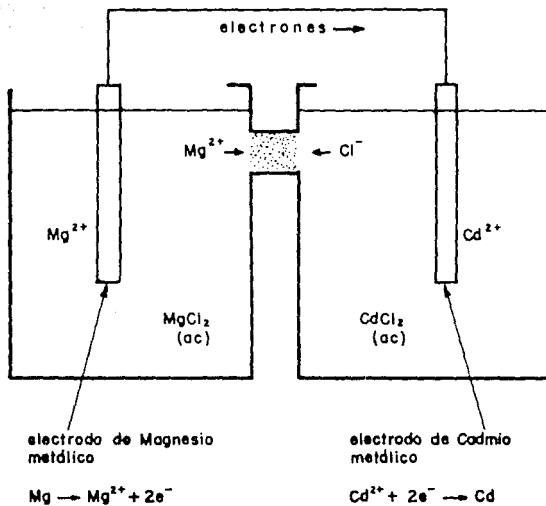


Figura No.(AI)  
 CELDA GALVANICA.<sup>3</sup>

Voltaje de una pila galvánica. (Potencial de electrodo estandar). Cuando una corriente fluye entre dos puntos, se dice que existe una diferencia de potencial, ésta se mide en volts V. A mayor diferencia de potencial, mayor voltaje.

En los fenómenos de corrosión, la diferencia de potencial se mide única y exclusivamente entre los dos electrodos. Toda pila galvánica presenta dos electrodos y a la diferencia de potencial se le conoce como fuerza electromotriz, FEM de la pila, y se le designa  $E_{pila}$ . Entonces se mide experimentalmente  $E_{pila}$  que es la diferencia entre el potencial de cátodo (el electrodo donde ocurre la reducción  $E_{reducción}$ ) y el potencial del ánodo (el electrodo donde ocurre la oxidación  $E_{oxidación}$ ).

$$E_{pila \text{ medida}} = E_{reducción} - E_{oxidación}$$

Ejemplo:  $E_{pila} = E_{Cl_2} - E_{H_2} = 1.36$  voltios (medidos)

Sin embargo, se ha estandarizado asignar un potencial a cada electrodo, para poder calcular  $E_{pila}$  para un gran número de pilas a partir de un pequeño número de potenciales asignados.

Arbitrariamente se asigna un potencial de cero al electrodo hidrógeno  $H_2$  así, del ejemplo anterior.

$$E_{pila} = E_{Cl_2} - E_{H_2} = 1.36 \text{ volts (medidos)}$$

Como  $E_{H_2} = 0$

$$E_{pila} = E_{Cl_2} - 0 = 1.36$$

Por tanto  $E_{Cl_2} = 1.36$  volts

Se asigna un potencial de +1.36 al electrodo de cloro.

Sin embargo, la diferencia de potencial de una pila depende de la temperatura y la concentración de las soluciones que rodean a los electrodos. Teniendo en cuenta esta consideración, y forzados a fijar la temperatura, presión y concentración, se hace una definición incorrecta, pero en general aceptable del

potencial de electrodo asignado, llamado potencial de electrodo estandar.

Este es el potencial de un electrodo cuando la concentración de cada soluto es 1 mol por litro y la presión de cada gas es 1 atm a 25°C, se le asigna el símbolo  $E^\circ$  (ver tabla 1 del capítulo 2).

En otras palabras, el FEM estandar es la diferencia de potencial medida cuando los electrodos están en contacto con soluciones ideales en las cuales el soluto y el gas tienen una actividad de exactamente 1.

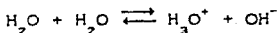
La actividad, es la concentración multiplicada por un término de corrección que considera la desviación de las condiciones ideales, el término de corrección cambia moles/litro por actividad. Una solución real de actividad unitaria tiene una concentración real que es cercana, pero un poco diferente de 1 mol/litro.

Nota: Al hablar de soluciones, generalmente se hace en términos de disolvente y soluto. La substancia presente en mayor cantidad recibe el nombre de disolvente, en tanto que la otra se llama soluto.

La diferencia de potencial de una pila calculada a partir de potenciales de electrodos estandar, se llama FEM estandar de la pila.

El potencial hidrógeno, PH.

El agua reacciona consigo misma experimentando una auto-ionización.



$\text{H}_3\text{O}^+$  ion hidrónico  
 $\text{OH}^-$  ion hidróxido.

Donde la condición de equilibrio es:

$$K_w = [\text{H}_3\text{O}^+] [\text{OH}^-] = 1.008 \times 10^{-14} \text{ a } 25^\circ\text{C}$$

La expresión significa que el agua siempre contiene una

determinada cantidad de  $H_3O^+$  y  $OH^-$ . También significa que en agua pura las concentraciones de iones hidrónico e hidróxido son iguales, se forma un  $H_3O^+$  por cada  $OH^-$  formado.

La concentración molar, la concentración en moles por litro, de estos iones en agua a 25°C puede obtenerse de las condiciones de equilibrio.

$$\begin{aligned} \text{Si } X &= H_3O^+ = OH^- \\ X * X &= 1.0 * 10^{-14} \\ X^2 &= 1.0 * 10^{-14} \\ X &= (1.0 * 10^{-14})^{1/2} \\ X &= 1 * 10^{-7} \text{ moles/litro} \end{aligned}$$

La adición de un ácido o una base, cambia a  $H_3O^+$  y  $OH^-$  de modo que sus concentraciones no son iguales, pero su producto debe ser igual a la constante de equilibrio  $K_w$ .

Por tanto, al agregar un ácido la concentración de  $OH^-$  disminuye. Cuando se agrega una base ocurre lo contrario.

La concentración de ion hidrógeno es una propiedad importante,  $H_3O^+$  es un número pequeño, por lo cual se convierte a un número más común, el pH, y se define como el logaritmo negativo (base 10) de la concentración de  $H_3O^+$  en moles/litro.

$$pH = -\log [H_3O^+]$$

Así una solución neutra  $[H_3O^+] = [OH^-] = 1 * 10^{-7}$

$$pH = -\log [H_3O^+] = -\log (1 * 10^{-7})$$

$$pH = 7.$$

**Pesos equivalentes.**

Cuando los elementos se combinan para formar un compuesto, ellos lo hacen en una relación de peso, fija e invariable. Esta relación puede ser predeterminada por medio de los pesos equivalentes.

Para un elemento o ión :

$$\text{Peso equivalente} = \frac{\text{peso atómico}}{\text{valencia}} ;$$

Para un compuesto:

$$\text{Peso equivalente} = \frac{\text{peso molecular}}{\text{valencia}}$$



## APENDICE II.

### Metalurgia.

Análisis térmico y transformación de los metales y de las aleaciones. Regla de las fases o de Gibbs.

Considerese estaño puro de fusión a 400°C, dejando enfriar lentamente, graficando lecturas de tiempo y temperatura se obtienen dos curvas descendentes hacia la derecha unidas por un trazo horizontal, cuya interpretación es la siguiente:

De la temperatura de 400°C el metal líquido se enfría continuamente hasta los 231°C manteniéndose siempre líquido (Figura A2 curva A-B.); a esta temperatura se presentan dos fenómenos: 1) del líquido se separan los primeros cristales sólidos de estaño.

2) la temperatura se detiene (trazo B-C) y ya no desciende más hasta que todo el líquido no se haya solidificado (contención eutéctica); cuando todo el estaño se solidifica vuelve a disminuir la temperatura (trazo C-D). figura (A2).

Este comportamiento sigue la regla de las fases de Gibbs, que proporciona el número de fases que pueden existir en equilibrio en un cierto sistema a una cierta temperatura y presión.

En el caso de los procesos metalúrgicos donde la presión es constante (atmosférica) se expresa:

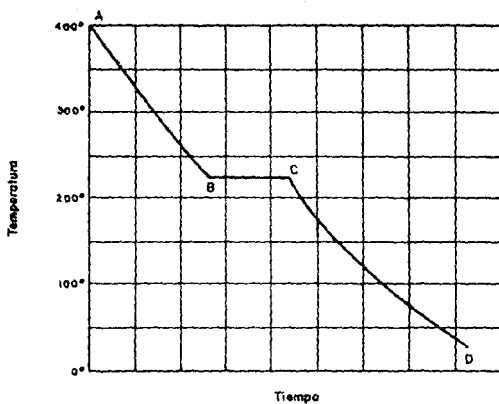
$$V = C + 1 - F$$

donde:

V= variación es decir, la posibilidad de cambiar algunos factores líquidos al equilibrio, como el número de los componentes, número de fases, la temperatura y la concentración, sin cambiar la estructura del sistema.

C= número de componentes.

F= número de fases.



**Figura No. (A2)**

DIAGRAMA DE TEMPERATURA-TIEMPO PARA UN METAL PURO (ESTAÑO).<sup>26</sup>

Haciendo algunas consideraciones y presentando un ejemplo se tiene:

1.- Sea estaño a  $400^{\circ}\text{C}$ . el sistema es de 1 componente, el estaño, y se tiene una sola fase (desestimando la fase vapor); el grado de variación será:

$$V = 1 + 1 - 1 (\text{liquida}) = 1$$

Se dice que el sistema es monovariante y es posible variar la temperatura sin alterar el sistema.

2.- A  $231^{\circ}\text{C}$  aparecen los primeros cristales de estaño y con esto las fases ahora son dos, una sólida y una líquida por tanto.

$$V = 1 + 1 - 2 = 0$$

El sistema es invariante y la temperatura ya no puede cambiarse más y permanece constante; para que vuelva a ser monovariante y se pueda bajar aún la temperatura, es preciso que desaparezca una fase, en este caso la líquida:

$$V = 1 + 1 - 1 (\text{sólida}) = 1$$

3.- Sea un bronce (aleación cobre-estaño) en estado líquido. Los componentes son dos y la fase una, líquida;

$$V = 2 + 1 - 1 = 2$$

Es decir el sistema es bivariante y puede existir a varias temperaturas y concentraciones.

4.- Una fundición gris revela al microscopio las siguientes fases: hierro, grafito, carburo de hierro.

Los componentes son dos, hierro y carbono, y las fases tres entonces tenemos:

$$V = 2 + 1 - 3 = 0$$

Por lo cual el sistema sólo puede existir a una temperatura y concentración. Realmente esta estructura se tiene a varias temperaturas y concentraciones. Mientras la regla vale para sistemas en equilibrio, el sistema fundición no está en equilibrio y tiende a transformarse si bien a velocidad prácticamente nula.

Diagramas de estado.

a) Caso de un metal puro.

Es similar al ejemplo del estaño, en la figura (A3) se tiene un líquido que se subenfria para iniciar después la solidificación brusca en toda la masa. La gran cantidad de calor cedida eleva la temperatura del sistema y puede fundir de nuevo una parte del sólido.

b) Caso de una aleación binaria.

1.- Los dos componentes son completamente miscibles en estado líquido e inmiscibles en estado sólido.

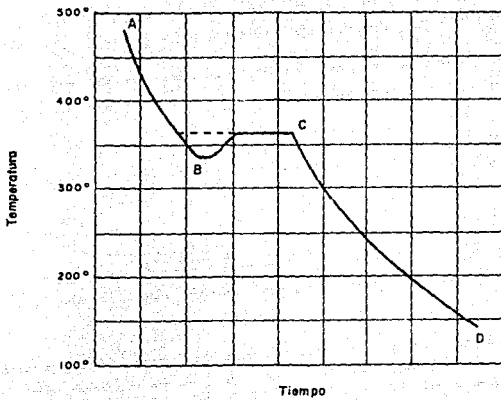
Considerese las curvas temperatura-tiempo (análisis térmicos) para varias mezclas de dos componentes A y B figura (A4). Las dos curvas externas se refieren al metal puro, las intermedias a las mezclas que de izquierda a derecha enriquecen en B. Considerese la mezcla F a una temperatura tal que sea líquida.

$$V = 2 + 1 - 1 (\text{líquida}) = 2$$

El líquido puede existir a varias temperaturas y concentraciones en un cierto punto 1 se separan los primeros cristales de A.

$$V = 2 + 1 - 2 (\text{líquida} + \text{sólida}) = 1$$

Esto es, se puede variar a voluntad o la temperatura o la concentración. La inclinación de la curva cambia por que el calor latente de fusión del componente A compensa en parte la pérdida de calor.



**Figura No.(A3)**

DIAGRAMA DE TEMPERATURA - TIEMPO PARA UN METAL PURO CON ZONZ DE SUBENFRIAMIENTO.<sup>26</sup>

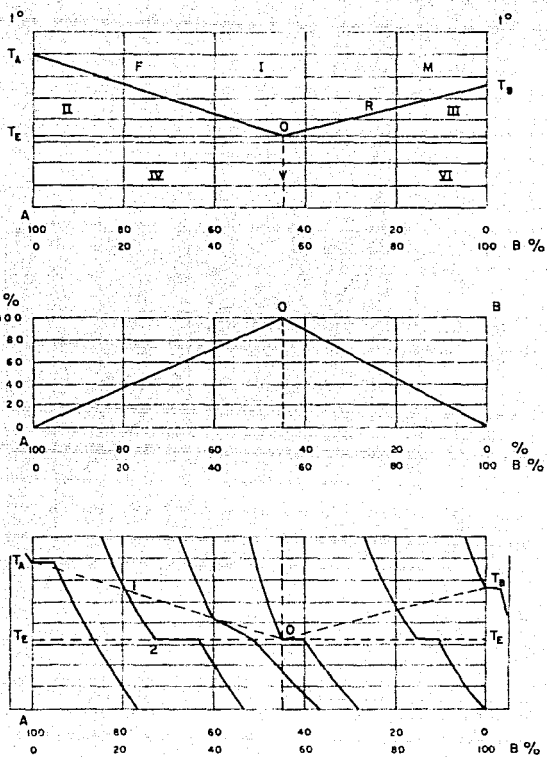


Figura No. (A4)

CONSTRUCCION EXPERIMENTAL DEL DIAGRAMA DE ESTADO DE UNA ALEACION BINARIA CON COMPONENTES COMPLETAMENTE MISCIBLES EN ESTADO LIQUIDO E INMISCIBLES EN EL SOLIDO.<sup>26</sup>

Enfriando después se llega al eutéctico 2, en el cual se separan también cristales de B.

$$V = 2 + 1 - 3 \text{ (2 sólidas y 1 líquida)} = 0$$

El sistema es invariante hasta que desaparezca una fase (el líquido).

Trazando esta curva para varias mezclas habrá una sin quiebre, en la cual el líquido se solidificará todo eutécticamente (CO).

De esta curva, como muestra la construcción, el diagrama de estado de la aleación figura (A4 arriba) y el triángulo de las concentraciones eutécticas figura (A4 centro).

Una aleación M se enfría. Llegando a R se cristalizará B, y el líquido se enriquecerá en A. Esta continúa separando B a lo largo de O-T<sub>B</sub> hasta que en B se separa también A (eutéctico).

En la figura (A5) se presentan esquemáticamente las estructuras pertinentes a los distintos campos del diagrama.

2.- Los dos componentes son totalmente miscibles en estado líquido y parcialmente miscibles en estado sólido.

El diagrama de estado se presenta en la figura (A5).

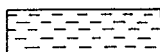
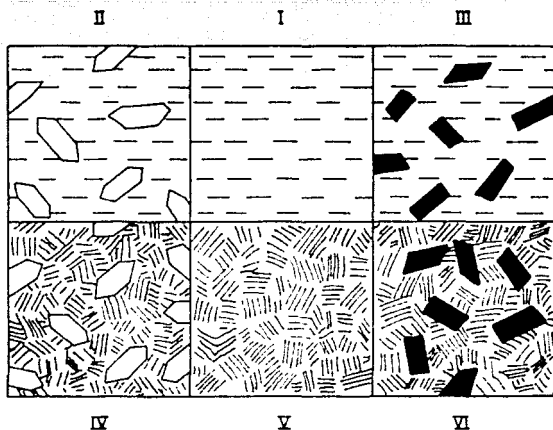
El campo CDEF representa una zona en la cual los dos componentes A y B no son solubles; a la izquierda y derecha de este campo se tienen dos tipos de soluciones sólidas  $\alpha$  y  $\beta$ .

1.- Considérese aleaciones con composiciones entre A y C. Sea una aleación líquida M.

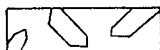
$$V = 2 + 1 - 1 \text{ (líquida)} = 2$$

Al enfriarse encuentra en el punto G a la curva a (curva del lado líquido); se separa del sólido cuya composición está dada por la intersección H de la isoterma pasando por G con la línea del sólido b.

$$V = 2 + 1 - 2 \text{ (1 sólida + 1 líquida)} = 1$$



LIQUIDO HOMOGENEO



CRISTALES A



EUTECTICO



CRISTALES B

**Figura No. (A5)**

REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS FASES COEXISTENTES EN  
LOS VARIOS CAMPOS DEL DIAGRAMA DE LA FIGURA II 3<sup>26</sup>



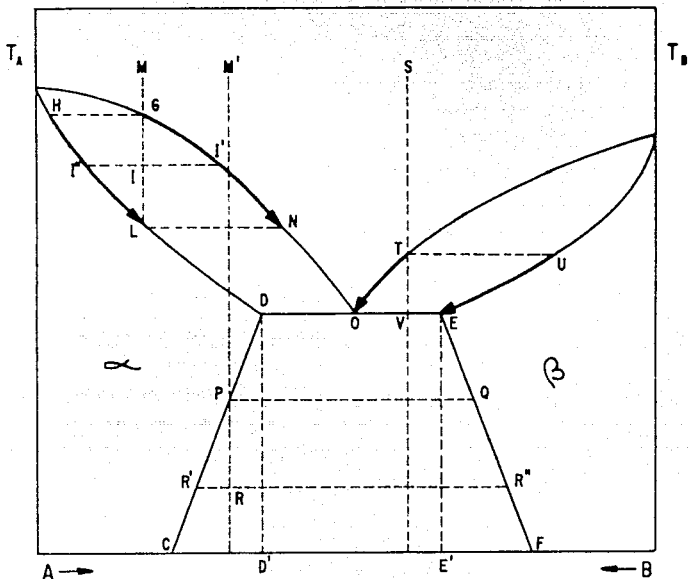


Figura No. (A6)

DIAGRAMA DE ESTADO DE DOS COMPONENTES COMPLETAMENTE MISCIBLES EN ESTADO LIQUIDO E INMISCIBLES EN EL SOLIDO.<sup>26</sup>

El líquido se enriquece en B porque el sólido que se separa se enriquece en A, y su temperatura de solidificación se extiende a lo largo de la curva a.

Las sucesivas composiciones de los sólidos serán siempre dadas por la isoterma con las líneas del sólido.

La composición media (líquida-sólido) del sistema será, sin embargo, siempre la de partida, esto es, se encontrará siempre sobre la ordenada pasando siempre por M.

En un cierto instante I, el sistema está compuesto de un líquido I' y un sólido I. La relación de masa en que se encuentran está dada por la regla del equilibrio de la palanca: el líquido es proporcional al segmento I''I, y el sólido, al segmento I'I.

Al llegar a L el sistema es todo sólido, la última gota de líquido tiene la composición N.

La solución sólida  $\alpha$  se enfría sin ulterior transformación hasta la temperatura ambiente.

Lo anterior también vale para el campo. FB.

## 2.- Aleaciones con composición comprendida entre CD' o bien E'F.

Sea M' tal aleación. Se enfría exactamente igual como la primer aleación vista M, pero una vez sólida, encuentra la línea de mezcla CD en el punto P, en este punto se separa la solución conjugada de composición Q.

$$V = 2 + 1 - 2 (2 \text{ sólidas}) = 1$$

En R coexisten las dos soluciones conjugadas R' y R'' en relación de masas dada por la regla de la palanca:  $\alpha$  de composición R', es proporcional a RR'', y  $\beta$  de composición R'', es proporcional a RR'.

## 3.- Aleaciones de composición comprendida entre DO o bien OE.

Sea S tal aleación. En T se separa el sólido V, rico en B.

El líquido se enriquece en A y se desplaza a lo largo de la curva TO, el sólido a lo largo de la curva OE.

Cuando el líquido tiene la composición O, se separa también la

solución conjugada  $\alpha$  de composición D:

$$V = 2 + 1 - 3 (1 \text{ líquida} + 2 \text{ sólidas}) = 0$$

El sistema es invariante hasta que desaparece el líquido que se solidifica formando  $\alpha$  y  $\beta$  de composición D y E respectivamente. Cuando todo es sólido, las soluciones se enfrían desagregándose según DC y EF.

#### 4. - Aleaciones de composición eutéctica.

Esta enfría hasta O, en que se separan las dos soluciones conjugadas hasta la desaparición del líquido; después estas se enfrían a lo largo de DC Y EF.

#### Definiciones.

Alotropía. - Cuando un elemento existe en la forma de dos o más substancias diferentes se dice que es alotrópico.

Ejemplo. El carbono existe como grafito y como diamante.

El oxígeno existe como oxígeno (diatómico)  $O_2$ , y trióxígeno, ozono  $O_3$ . En la tabla periódica de los elementos la región alotrópica comprende aproximadamente los elementos cercanos a la línea que separa a los no metálicos de los metálicos.

Acero eutéctico. Acero que contiene 0.8% de carbono a temperaturas mayores a  $273^\circ C$ , la temperatura eutéctica, la muestra es austenítica. A  $273^\circ C$  la aleación se transforma isotérmicamente para formar al microconstituyente eutéctico.

El microconstituyente eutéctico consiste de ferrita y cementita  $Fe_3C$ . El microconstituyente eutéctico es llamado perlita.

Acero hipoeutéctico. Un acero hipoeutéctico es una aleación que contiene menos de 0.8% de carbono.

La microestructura de tal acero contiene ferrita y cementita, pero la ferrita esta presente como ferrita primaria o proeutéctica y como parte del microconstituyente eutéctico.

**Acero hipereutéctico.** Una aleación hipereutéctica es aquella cuya composición contiene más del 0.8% de carbono. En un acero de este tipo, cementita proeutéctica se forma de la misma manera como la ferrita primaria de las aleaciones hipoeutécticas.

**Endurecimiento secundario.** Endurecimiento por envejecimiento, generalmente después de un rápido enfriamiento o trabajo en frío.

**Envejecimiento.** Un cambio en propiedades metalúrgicas que generalmente ocurre lentamente a temperatura ambiente (envejecimiento natural) y más rápido a altas temperaturas (envejecimiento artificial).

**Recocido.** Calentar y mantener a una temperatura apropiada y después enfriar a una velocidad adecuada, con el propósito de reducir la dureza; mejorar la maquinabilidad o para obtener ciertas propiedades.

**Austenita.** Una solución sólida de carbono y/o otros elementos en un acero con arreglo cúbico de cara centrada.

**Acero austenítico.** Una aleación de acero cuya microestructura a temperatura ambiente normalmente consiste de austenita.

**Austenización.** Formación de austenita calentando una aleación ferrosa dentro del rango de transformación (austenización parcial) o arriba del rango de transformación (austenización completa).

**Soldadura fuerte.** Unir metales haciendo fluir una capa delgada (de espesor capilar) de un metal no ferroso de menor punto de fusión entre ambos metales.

**Pulimento.** Pulir superficies a través del contacto de fricción entre el metal de trabajo y otra pieza más dura.

Acero carbono. Aleación de carbono y acero con un contenido de carbono de hasta 2% y de manganeso hasta de 1.65%, conteniendo cantidades residuales de otros elementos excepto aquellos agregados intencionalmente para desoxidación (generalmente silicio y/o aluminio). El acero carbono empleado en la industria petrolera generalmente contiene menos del 0.8% de carbono aproximadamente.

Endurecimiento de la superficie. Endurecimiento de una aleación ferrosa de tal manera que la porción exterior se hace substancialmente más dura que la porción interior o el núcleo. Procesos típicos son carburización, cianurización, nitrurización, endurecimiento por inducción.

Fundición. Metal que se obtiene a o cerca de su forma final por la solidificación de un metal fundido en un molde.

Fierro de fundición. Aleación de fierro y carbono conteniendo aproximadamente del 2 al 4% de carbono. Los fierros de fundición pueden clasificarse como:

- 1) Fundición gris. fundición que da una apariencia gris debido a la presencia de hojuelas de grafito.
- 2) Fundición blanca. Fundición que da una apariencia blanca debido a la presencia de cementita.
- 3) Fundición maleable. Fundición blanca que es térmicamente tratada para convertir la mayoría o toda la cementita a grafito (carbono templado).
- 4) Fundición dúctil. Fundición que ha sido tratada mientras se funde con un elemento (generalmente magnesio o cesio) que convierte el grafito en forma esferoidal.
- 5) Fundición austenítica. Fundición blanca con superficie níquel para producir una estructura austenítica.

Fracturamiento por esfuerzos en cloruros (CSCC). Falla por fracturamiento bajo la acción combinada de esfuerzos de tensión y corrosión en la presencia de cloruros y agua.

Trabajo en frío. Deformación del metal plásticamente a una temperatura menor a su temperatura de recristalización.

Doble revenido. Tratamiento en el cual a un acero templado o normalizado se le dan 2 ciclos de revenidos completos (enfriamientos a la temperatura ambiente después de cada ciclo) a la misma o casi la misma temperatura con el objeto de revenir cualquier martensita la cual puede haberse formado en el enfriamiento durante el primer ciclo de revenido.

Aceros inoxidables dobles (austenítico/ferrítico). Acero inoxidable cuya microestructura a la temperatura ambiente consiste principalmente de austenita y ferrita.

Ferrita. Solución sólida de carbono y/o otros elementos en un acero con arreglo cúbico de cuerpo centrado.

Acero ferrítico. Acero cuya microestructura a la temperatura ambiente normalmente consiste de ferrita.

Metal ferroso. Metal en el cual el constituyente principal es el hierro.

Acero de libre maquinado. Acero en el cual elementos como el azufre, selenio y el plomo se han agregado intencionalmente para mejorar la maquinabilidad.

Dureza. Resistencia del metal a la deformación plástica, generalmente por muescas.

Tratamiento térmico. Calentamiento y enfriamiento a un metal sólido o aleación de tal manera que se obtengan las propiedades deseadas. El calentamiento con el único propósito de trabajar en caliente se excluye de esta definición.

Zona afectada por calor. Aquella porción de la base del metal que no fue fundida durante el pulido, cortado o soldado, pero cuya

microestructura y propiedades fueron alteradas por el calor de tales acciones.

Rolado en caliente. Trabajo en caliente de un metal a través de troqueles o rodillos para obtener la forma deseada.

Trabajo en caliente. Deformación plástica del metal a una temperatura mayor a la temperatura de recristalización.

Acero de baja aleación. Acero que contiene menos del 5% del total de elementos aleantes, pero más que el especificado para el acero carbono.

Temperaturas críticas inferiores. Temperaturas a las cuales la austenita se comienza a formar durante el calentamiento o aquellos donde la transformación de la austenita es terminada durante el enfriamiento.

Martensita. Solución sólida supersaturada de carbono en hierro caracterizada por una microestructura acicular. (agujas).

Acero martensítico. Acero en el cual una microestructura de martensita puede lograrse por el templeado a una velocidad de enfriamiento lo suficientemente rápida para evitar la formación de otra microestructura.

Microestructura. La estructura de un metal como se revela en un examen microscópico de un espécimen preparado adecuadamente.

Metal no ferroso. Metal en el cual el constituyente principal no es el hierro.

Normalizando. Calentar una aleación ferrosa a una temperatura apropiada arriba del rango de transformación (austeniting), mantener la temperatura durante un tiempo conveniente, y después enfriarlo en aire a una temperatura sustancialmente abajo del rango de transformación.

Presión parcial. En una mezcla de gases, cada componente ejerce la presión que este ejercería si estuviera presente solo a la misma temperatura en el volumen total ocupado por la mezcla. La presión parcial de cada componente es igual a la presión total multiplicada por su fracción mól en la mezcla. Para la mayoría de los gases la fracción mól es igual a la fracción de volumen del componente.

Deformación plástica. Deformación que es o será permanente después de remover el esfuerzo que la causó.

Endurecimiento por precipitación. Endurecimiento causado por la precipitación de un constituyente de una solución sólida supersaturada.

Endurecimiento por templado. Endurecimiento a una aleación ferrosa por austenización y después un enfriamiento lo suficientemente rápido para que algo o toda la austenita se transforme en martensita.

Templado y revenido. Endurecimiento por templado seguido de un revenido.

Temperatura de recristalización. Es la temperatura mínima aproximada a la cual una nueva estructura libre de formación es producida en un metal trabajando en frío dentro de un tiempo específico.

Esfuerzo residual. Esfuerzo presente en un componente que está libre de fuerzas externas o gradientes térmicos.

Dureza Rockwell C (HRC). Es un valor de dureza obtenido con un cono de diamante aplicando una carga de 150 kgs.

Solución sólida. es una fase cristalina homogénea sólida simple que contiene dos o más especies químicas.



Tratamiento térmico en solución. Es calentar el metal a una temperatura adecuada y mantenerla el tiempo suficiente para que uno o más constituyentes entren en solución sólida, después es enfriada lo suficientemente rápido para retener dichos constituyentes en solución.

Acero inoxidable. Acero que contiene suficiente cromo (generalmente más del 11% aproximadamente). Para mejorar la resistencia a la corrosión del acero. Otros elementos pueden ser agregados para asegurar propiedades especiales.

Relevado de esfuerzos. Consiste en calentar un metal a una temperatura adecuada abajo del rango de transformación ( $AC_1$ ), y mantenerla el tiempo necesario para reducir los esfuerzos residuales, y posteriormente enfriado lentamente para minimizar el desarrollo de nuevos esfuerzos residuales.

Fracturamiento por esfuerzos en presencia de sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). Falla frágil por fracturamiento bajo la acción combinada de esfuerzos de tensión y de corrosión en la presencia de agua y ácido sulfhídrico.

Revenido. Recalentar una aleación ferrosa que ha sido templada o normalizada a una temperatura abajo del rango de transformación ( $AC_1$ ), y mantenerla por un tiempo apropiado, posteriormente enfriada a la velocidad deseada.

Resistencia a la tensión. En una prueba de tensión, es el cociente entre la carga máxima y el área transversal original. También llamada "última resistencia".

Esfuerzo de tensión. La componente de tensión neta de todos los esfuerzos combinados; axial o longitudinal, circunferencial y residual.

Rangos de transformación. Aquellos rangos de temperatura para los aceros dentro de los cuales la austenita se forma durante el

calentamiento y se transforma durante el enfriamiento. Los dos rangos son distintos, algunas veces se superponen pero nunca coinciden.

Soldar. Unir dos o más piezas de metal aplicando calor, presión o ambos con o sin un metal rellenedor, para producir una unión localizada por medio de fusión o recristalización a través de la interfase.

Soldadura. Ensamble cuyos componentes están unidos por soldadura. La soldadura incluye tanto al metal soldado y la zona afectada por el calor.

Forjado. Metal en condición sólida que es formado a la forma deseada al ser trabajado generalmente a altas temperaturas.

Resistencia a la cedencia. El esfuerzo al cual un material muestra una desviación específica de la proporcionalidad de esfuerzo-deformación.

# NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción.
A	función de tiempo (pies).
A <sub>at</sub>	área transversal de flujo (pies <sup>2</sup> ).
A <sub>T</sub>	área transversal por cada mil barriles de aceite (pg <sup>2</sup> /1000bl/día).
Bg	factor de volumen del gas (bl/Mpies <sup>3</sup> a c.y.).
C <sub>f</sub>	calor específico de la tierra (btu/lb*F).
C <sub>t</sub>	constante de integración para la sección i (cadim).
C <sub>v</sub>	constante empírica para el cálculo de la velocidad de erosión. (cadim).
D	diámetro de la esfera (pgs).
d	diámetro interior de la tubería (pie).
dh	diámetro de la huella (pgs).
De	diámetro externo (pulg).
dec	diámetro exterior de la capa externa de cemento (pie).
D <sub>i</sub>	diámetro de interés de la capa i (pies).
f	factor de fricción (cadim).
F <sub>bn</sub>	tensión debido a la flexión (lba).
F(t)	función tiempo de la conducción de calor (cadim).
g	aceleración de la gravedad (pies/seg <sup>2</sup> ).
gc	constante de la aceleración de la gravedad (pie/seg <sup>2</sup> ).
h	espesor de la formación (pies).
Hd	dureza Brinell en (Kg/mm <sup>2</sup> ).
H <sub>L</sub>	colgamiento de los líquidos (fracc).
h <sub>tl</sub>	coeficiente de transferencia de calor de la película local para gas o líquido en el interior de la tp (btu/hr-pie <sup>2</sup> -°F).
IP o J	índice de productividad (bl/día/lb/pg <sup>2</sup> ).

Simbolo	Descripción.
$k_{DP}$	permeabilidad de la zona dañada y compactada (md).
$k_d$	permeabilidad de la zona dañada alrededor del pozo (md).
$k_e$	conductividad termica de la tierra (Btu/hr-pie-°F).
$k_i$	conductividad térmica del material i (Btu/hr-pie-°F).
$k_g$	permeabilidad relativa al gas (md).
$k_y$	permeabilidad del yacimiento (md).
Lp	longitud de las perforaciones (pies).
M	masa asociada a un barril de aceite (lb <sub>m</sub> /bloque).
m	gradiente de temperatura (°F/pie).
n	número total de perforaciones (adim).
P	presión de operación (lb/pg <sup>2</sup> ).
p	profundidad de la huella (pgs).
Pwf	presión de fondo fluyendo (lb/pg <sup>2</sup> ).
Pwh	presión a la cabeza del pozo (lb/pg <sup>2</sup> ).
Pws	presión estática del yacimiento (lb/pg <sup>2</sup> ).
Q	gasto máximo para el cálculo de RDE (pies <sup>3</sup> /día).
Qw	carga (lbs).
q <sub>o</sub>	gasto de aceite (bl/día).
qsc mínimo	gasto mínimo para la remoción continua de líquidos (MMrcsp).
q <sub>g</sub>	gasto de gas (mpies <sup>3</sup> /día).
q <sub>o</sub> max	gasto de aceite máximo (bl/día).
R	relación gas-aceite (pie <sup>3</sup> /bl).
r	radio exterior de la capa externa de cemento (pies).
r <sub>d</sub>	radio de la zona dañada alrededor del pozo (pies).

Símbolo	Descripción.
$r_{dp}$	radio de la zona compactada alrededor de las perforaciones (pies).
$r_e$	radio de drene (pies).
$r_p$	radio de las perforaciones en la roca (pies).
$r_{ti}$	radio interior de la tubería (pies).
$r_v$	radio del pozo (pies).
$So'$	solubilidad a cualquier presión.
$So$	solubilidad a 14.22 lb/pg <sup>2</sup> .
$S$	factor de daño total para flujo Darcy laminar o viscoso a través de las restricciones.
$S_p$	pseudo factor de daño por efecto de la convergencia del flujo hacia las perforaciones alrededor del pozo.
$S_d$	factor de daño por el flujo alrededor de la zona dañada.
$S_{dp}$	pseudo factor de daño por flujo a través de la zona dañada y compactada alrededor de las perforaciones.
$T_{bh}$	temperatura de fondo (°F).
$IT$	temperatura de flujo (°R).
$T$	temperatura (°F).
$t_{po}$	tiempo de producción o inyección (días).
$t$	espesor de una hoja antes de la deformación (pgs).
$t_o$	espesor de una hoja (pgs).
$T_o(t)$	temperatura del fluido a inyectar (°F).
$t$	temperatura superficial (°F).
$T(z,t)$	temperatura a la profundidad $z$ y tiempo $t$ (°F)
$U$	coeficiente de transferencia de calor total entre el interior de la $t_p$ y el exterior de la TR basado en $r_{ti}$ (Btu/hr-pie <sup>2</sup> -°F).
$V_e$	velocidad de erosión (pies/año).
$V_g$	velocidad del gas (pies/año).
$V_m$	velocidad de la mezcla (pie/año).

Simbolo	Descripción.
W	gasto másico (lb/día).
WOR	relación agua-aceite (blv/bló).
$W_s$	peso unitario de la tubería (lb/pie).
X	radio de exposición (pies).
Z	factor de supercompresibilidad (adim).
$Z_L$	distancia del fondo o de la superficie a el punto donde la temperatura es calculada (pies).
$\alpha$	difusividad termica de la tierra (pies <sup>2</sup> /hr).
$\gamma_o$	gravedad especifica del aceite.
$\gamma_g$	gravedad especifica del gas.
$\gamma_v$	gravedad especifica del agua.
$\gamma_l$	gravedad especifica del liquido.
$\frac{\Delta p}{\Delta L}$	gradiente de presión total (lb/pg <sup>2</sup> /pie).
$\mu_g$	viscosidad del gas (cp).
$\phi$	ritmo de curvatura (°/100 pies).
$\rho_m$	densidad de la mezcla (lbm/pie <sup>3</sup> ).