



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“COMUNICACIÓN TUBING - CASING ORIGINADA POR
PRESENCIA DE INCRUSTACIONES Y CORROSIÓN”**

TESINA DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Presentado por:

Guichay Farez Ronald Efraín

Mayorga Zambrano Christopher Jonathan

Guayaquil – Ecuador

2014

AGRADECIMIENTO

Nuestro agradecimiento sincero primordialmente a Dios quien nos otorgó la fe y fortaleza necesaria para sobreponernos a momentos difíciles y por todo lo brindado durante nuestras vidas. A nuestras familias por el apoyo incondicional que siempre estuvo presente para que podamos concluir satisfactoriamente nuestros estudios superiores. Al Ing. Kléber Malavé nuestro Director de Tesis por su invaluable apoyo para la culminación de este trabajo.

DEDICATORIA

A mis padres Mario Mayorga y Verónica Zambrano por impulsarme y apoyarme en todas las etapas de mi vida y llegar a cumplir mis objetivos. A mi hijo Mathías Mayorga que es parte esencial de mí ser, por brindarme la inspiración necesaria, para culminar esta meta. A mi esposa Kerly Ríos por su amor, comprensión, por confiar en mí y esperar pacientemente este momento tan especial para mí.

Christopher Mayorga Zambrano

Dedico este trabajo a mis padres, Cesar Guichay F. y María Farez R., como gratitud a sus inmensos esfuerzos y apoyo incondicional en mi etapa formativa, por todo el amor y cariño brindado y a toda mi familia por su apeo en estos cinco años y ayudarme a cumplir mis metas.

Ronald Guichay Farez

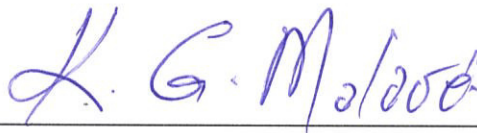
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Elizabeth Peña C.', written over a horizontal line.

Ph.D. Elizabeth Peña C.

SUBDECANA FICT

PRESIDENTE

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'K. G. Malavé Tomalá', written over a horizontal line.

Ing. Kléber Malavé Tomalá

DIRECTOR DE TESINA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este trabajo de Graduación, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de Pregrado de la ESPOL)



Christopher Jonathan Mayorga Zambrano



Ronald Efraín Guichay Farez

RESUMEN

En el presente trabajo se analiza el problema particular de un pozo ubicado en un campo del Oriente Ecuatoriano, debido a la presencia de incrustaciones o corrosión en la tubería de producción.

El pozo problema esta completado con la herramienta “Y tool” y produce de la arena T principal con bomba eléctrica sumergible a través de un BHC, como se muestra en el respectivo diagrama de completación. Mediante un análisis fisicoquímico se determinó que el fluido producido por el yacimiento tiene tendencia incrustante y corrosiva.

El agua de formación producida por la arena T principal contiene iones y sólidos totales, que precipitan formando incrustaciones que reducen y/o taponan el diámetro interno de las tuberías, adhiriéndose sobre las cianobacterias ya presentes y siendo una de las principales causas para que existan los problemas de comunicación tubing-casing.

Otro de los factores que incide en la problemática analizada es la presencia de la corrosión que origina recirculación tubing-casing debido al desgaste

electroquímico de la tubería, situación causada por las características del fluido de producción y los parámetros asociados como temperatura y presión.

Establecida la relación entre las incrustaciones y la corrosión con las tuberías de producción obtenemos los criterios requeridos para evaluar y cuantificar el problema originado en el pozo, pudiendo adoptar las acciones inmediatas para prevenir, controlar y/o superar la situación presentada.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	XVI
CAPÍTULO I	17
MARCO TEÓRICO	17
1.1 FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	17
1.1.1 Propiedades físico – químicas.....	17
1.1.1.1 Gravedad Específica.....	18
1.1.1.2 Factores volumétricos de formación	19
1.1.1.3 Viscosidad	23
1.1.1.4 BS&W.....	23
1.1.1.5 Salinidad	23
1.1.1.6 Corrosión	24
1.1.1.7 Incrustaciones.....	24
1.1.2 Clasificación de flujo.....	25
1.1.2.1 Número de Reynolds	25
1.2 TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN	27
1.2.1 Propiedades Físicas.....	27
1.2.1.1 Grado API del acero	27
1.2.1.2 Diámetros	29
1.2.1.3 Peso	29
1.2.1.4 Conexiones	31
1.2.1.5 Longitudes	32

CAPÍTULO II.....	17
DESCRIPCIÓN DEL POZO SELECCIONADO.....	17
2.1 UBICACIÓN EN EL CAMPO	17
2.2 HISTORIAL DEL POZO.....	35
2.2.1 <i>Recirculación Tubing-casing</i>	37
2.2.2 <i>Taponamiento del BHC</i>	38
2.2.3 <i>Perdida de eficiencia del equipo BES</i>	38
2.3 TENDENCIA DE LA ARENA T PRINCIPAL	38
2.4 TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO SIN TORRE NO. 1.....	39
2.5 TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO SIN TORRE NO. 2.....	40
2.6 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DESPUÉS DEL <i>WORKOVER</i> NO. 8	40
2.7 INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA Y DEL EQUIPO BES.....	42
CAPÍTULO III.....	45
INCRUSTACIONES.....	45
3.1 PRINCIPALES COMPUESTOS Y PROPIEDADES	45
3.2 QUÍMICOS PARA TRATAMIENTO	47
3.3 TIPOS Y PROPIEDADES DE LAS INCRUSTACIONES	51
3.3.1 <i>Incrustaciones comunes</i>	51
3.3.1.1 Carbonato de calcio (CaCO ₃).....	51
3.3.1.2 Sulfato de calcio (CaSO ₄)	52
3.3.1.3 Sulfato de Bario (BaSO ₄).....	53
3.3.1.4 Compuestos Férricos.	54

3.4	CAUSA DE LAS INCRUSTACIONES	55
3.5	COMO DETERMINAR PRESENCIA DE INCRUSTACIONES	55
3.6	IDENTIFICACIÓN DE INCRUSTACIONES EN BES	56
3.7	REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES EN TUBERÍAS.....	56
3.7.1	<i>Limpieza en el tubing</i>	56
3.7.2	<i>Limpieza de tubería en superficie</i>	57
CAPÍTULO IV.....		60
PROBLEMAS DE COMUNICACIÓN TUBING-CASING A CAUSA DE LA CORROSION.....		60
4.1	ÁNODO.....	62
4.2	CÁTODO.....	62
4.3	ELECTROLITO.....	63
4.4	CONDUCTORES DE ELECTRONES	63
4.5	NATURALEZA DEL METAL	64
4.6	EFFECTO DEL ELECTROLITO (AGUA DE FORMACIÓN)	65
4.6.1	<i>Oxígeno disuelto</i>	66
4.6.2	<i>Dióxido de carbono disuelto</i>	66
4.6.3	<i>Sulfuro de hidrogeno disuelto</i>	67
4.7	EFFECTO DE VARIABLES FÍSICAS EN LA CORROSIÓN	68
4.7.1	<i>Temperatura del agua</i>	68
4.7.2	<i>Presión del sistema</i>	70
4.7.3	<i>Velocidad del agua</i>	70
4.7.4	<i>Velocidad de erosión</i>	71

4.7.5	<i>Abrasión</i>	72
4.7.6	<i>Iones disueltos</i>	74
4.8	TIPOS DE CORROSIÓN	75
4.8.1	<i>Corrosión uniforme o general</i>	75
4.8.2	<i>Corrosión localizada</i>	75
4.8.3	<i>Corrosión galvánica</i>	75
4.8.4	<i>Corrosión por erosión</i>	76
4.8.5	<i>Corrosión por picadura</i>	77
4.8.6	<i>Corrosión por hendidura</i>	78
4.8.7	<i>Corrosión filiforme</i>	79
4.8.8	<i>Corrosión por ruptura forzada</i>	80
4.9	CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA	81
4.9.1	<i>Biopelícula</i>	83
4.9.2	<i>Corrosión microbiológica</i>	84
4.10	MONITOREO DE LA CORROSIÓN INTERNA EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	85
4.10.1	<i>Pruebas de Análisis Físicoquímico</i>	86
4.10.1.1	Calcio	86
4.10.1.2	Sulfuros	87
4.10.1.3	Salinidad	88
4.11	TÉCNICAS DE MONITOREO	91
4.11.1	<i>Cupones de corrosión</i>	93
4.11.2	<i>Prueba de contenido de hierro</i>	98
4.11.3	<i>Cultivo de bacterias sulfato reductoras</i>	98

4.12	TRATAMIENTOS QUÍMICOS	99
4.12.1	<i>Inhibidor de corrosión</i>	99
4.12.2	<i>Biocida</i>	99
CAPITULO V		101
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		101
5.1	CONCLUSIONES	101
5.2	RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA		105

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG.1.1 FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO VERSUS PRESIÓN	20
FIG.1.2 FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL GAS VERSUS PRESIÓN	21
FIG.1.3 FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL AGUA VERSUS PRESIÓN	22
FIG.1.4 FLUJO LAMINAR.....	26
FIG.1.5 FLUJO TURBULENTO	26
FIG.2.1 CAMPO EN EL BLOQUE 15	34
FIG.2.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	35
FIG.2.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN	41
FIG.2.4 CORROSIÓN INTERNA SEVERA EN LA CAJA DE LA TUBERÍA SEC (TUBO # 65)	42
FIG.2.5 FISURA LATERAL Y CORROSIÓN INTERNA SEVERA EN LA CAJA DE LA TUBERÍA SEC CLASE A.....	43
FIG.3.1 INCRUSTACIÓN INTERNA EN TUBERÍA.....	49
FIG.3.2 TIPOS DE CHANCHOS	58
FIG.3.3 VISTA LATERAL DE DOS TIPOS DE CHANCHOS	59
FIG.4.1 VELOCIDAD DE CORROSIÓN EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN PARCIAL DE CO_2	67
FIG.4.2 EFECTO DE LA TEMPERATURA VS LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	69
FIG.4.3 CORROSIÓN INTERNA DE TUBERÍA POR EROSIÓN	72
FIG.4.4 ABRASION EN EL BOX DE UNA TUBERIA	73

FIG.4.5 ABRASION EN EL BOX POR SOBRETORQUE	74
FIG.4.6 CORROSIÓN GENERAL GALVÁNICA.....	76
FIG.4.7 CORROSIÓN GENERAL POR EROSIÓN	77
FIG.4.8 CORROSIÓN LOCALIZADA POR <i>PITTING</i>	78
FIG.4.9 CORROSIÓN GENERAL POR HENDIDURA EN UNA BRIDA	79
FIG.4.10 CORROSIÓN LOCALIZADA FILIFORME ENTRE PLACAS	80
FIG.4.11 CORROSIÓN INTERGRANULAR.....	81
FIG.4.12 RESULTADO DE CORROSIÓN POR BIOPELÍCULA	84
FIG.4.13 <i>GASKET</i> Y AMPOLLA DE H ₂ S.....	88
FIG.4.14 TITULADOR DIGITAL DE HACH MODELO 16900.....	89
FIG.4.15 CUPÓN NUEVO CÓD. Q841.....	95
FIG.4.16 CUPÓN AFECTADO POR ACTIVIDAD MICROBIANA	95
FIG.4.17 CUPÓN CON PRESENCIA DE PICADURAS POR CO ₂	96
FIG.4.18 CUPÓN CON CORROSIÓN LAMINAR UNIFORME EN CONTACTO DE UN FLUIDO MULTIFÁSICO	96
FIG.4.19 CUPÓN Y PORTA-CUPÓN DE CORROSIÓN.....	97

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA I TUBERÍAS DE ACUERDO AL GRADO API	28
TABLA II DIÁMETROS Y PESOS DE TUBERÍAS	30
TABLA III DATOS DE PRODUCCIÓN (26-OCT-2006)	36
TABLA IV DATOS DE PRODUCCIÓN (17-NOV-2009)	37
TABLA V HISTORIAL FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN	39
TABLA VI MÉTODOS DE ANÁLISIS DE COMPUESTOS Y PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN	46
TABLA VII INCRUSTACIONES COMUNES	50
TABLA VIII SOLUBILIDAD DE ESCALAS.....	54
TABLA IX FUERZA ELECTROMOTORA DE LOS METALES.....	61

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se describe la ubicación general en el campo del pozo analizado, su historial de producción y de reacondicionamiento, las características de la zona productora y los actuales problemas que originan pérdidas de producción.

Para un mejor entendimiento del problema se describen las características físicas y químicas del agua de formación producida por el yacimiento considerado, los diferentes parámetros del pozo, las variables físicas que influyen en la deposición de sedimentos y la velocidad de corrosión en el sistema.

El propósito del proyecto es determinar cuáles son los indicadores que permitan establecer si existe el problema debido a incrustaciones o corrosión y cuáles podrían ser los posibles trabajos remediales para evitar pérdidas de producción y mejorar la vida útil del pozo.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 Fluidos del yacimiento

1.1.1 Propiedades físico – químicas

Generalmente en un yacimiento encontramos gas, petróleo y agua, teniendo cada fluido sus propiedades específicas. En el caso de crudo y gas para definirlos se realiza un análisis PVT, obteniéndose parámetros que permiten predecir la productividad del yacimiento, definir esquemas de producción, diseñar instalaciones de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y obtener el POES (Petróleo original en sitio) aplicando balance de materiales.

Las principales propiedades del petróleo son: gravedad específica, factor volumétrico de formación, viscosidad y compresibilidad. También es importante conocer las propiedades del agua de formación, especialmente la salinidad o si contiene gases disueltos como dióxido de carbono [CO₂], ácido sulfhídrico [H₂S] y nitrógeno, bacterias sulfato-reductoras, materiales

incrustantes, etc. con el objetivo de seleccionar las tuberías y herramientas adecuadas para completar el pozo teniendo en cuenta las características enunciadas, evitando la acumulación de sólidos en los equipos de fondo y en superficie.

Las propiedades mencionadas varían entre un yacimiento y otro y dentro de un mismo yacimiento. Por ejemplo, la composición del agua de formación depende de una serie de parámetros, que incluyen el ambiente de depositación, la mineralogía de la formación, su variación de presión y temperatura y el influjo o migración de los fluidos.

A continuación se describe brevemente las principales características de los fluidos que se manejan dentro de un proceso de producción.

1.1.1.1 Gravedad Específica

Se define como la densidad de una sustancia dividida para la densidad del agua a 4°C (39.2°F). (Hernán y Cuéllar “WEATHERFORD”, 2012). La ecuación es:

$$SG = \frac{\gamma_s}{\gamma_w} = \frac{\rho_s}{\rho_w}$$

Ecuación 1

Reemplazando los valores de γ_w y ρ_w la ecuación en unidades prácticas es:

$$SG = \frac{\gamma_s}{62,4 \frac{\text{lb}_f}{\text{ft}^3}} = \frac{\rho_s}{62,4 \frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3}} \quad \text{Ecuación 2}$$

1.1.1.2 Factores volumétricos de formación

- **Petróleo, β_o**

Es el volumen de petróleo (más su gas en solución) a condiciones del yacimiento requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie o estándar. El β_o siempre va a ser mayor a 1 y la ecuación es (Hernán y Cuéllar “WEATHERFORD”, 2012) y (Mousalli, 2011).

$$\beta_o = \frac{V(\text{Petróleo} + \text{gas en solución})_{\text{Cond. Yac.}}}{V(\text{Petróleo})_{\text{Cond. Sup.}}}; \quad \left[\frac{BY}{BN} \right] \quad \text{Ecuación 3}$$

En la figura 1.1 se observa que a partir de la presión inicial (P_i) el valor de β_o aumenta debido a la expansión del petróleo mientras se reduce la presión; esta sección se conoce como región monofásica. Al llegar a

la presión de burbuja (P_b) el factor volumétrico (β_o) disminuye ya que el gas disuelto se libera y la parte líquida (petróleo) es menor. (Ahmen, 2006)

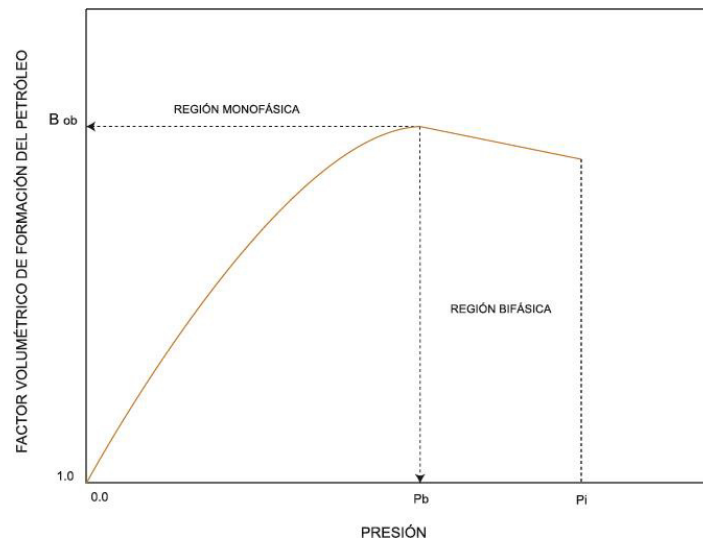


Fig.1.1 Factor volumétrico de formación del petróleo versus Presión

Fuente: Los Autores en base a: AHMED, Tarek. RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK - Third edition 2006.

- **Gas, β_g**

Relaciona el volumen de gas a condiciones del yacimiento con el volumen obtenido a condiciones de superficie. (Da Silva, 2010). La ecuación es:

$$\beta_g = \frac{V(\text{gas})_{\text{Cond. Yac.}}}{V(\text{gas})_{\text{Cond. Sup.}}} = 0,02827 \left(\frac{Z * T}{P} \right)_{\text{Cond. Yac.}} ; \left[\frac{PCY}{PCN} \right] \quad \text{Ecuación 4}$$

En el yacimiento la compresibilidad (Z) y la temperatura (T) se mantienen constantes, variando únicamente la presión, como indica la figura 1.2.

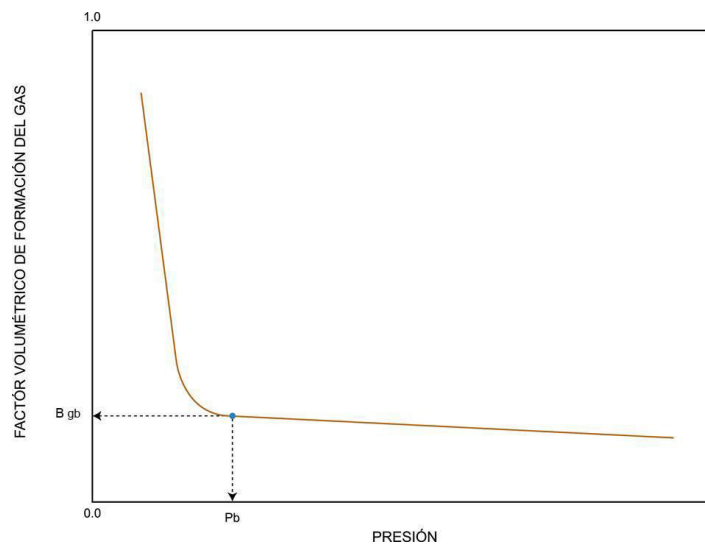


Fig.1.2 Factor volumétrico de formación del gas versus Presión

Fuente: Los Autores en base a: DA SILVA, Ángel: Ingeniería de Yacimiento

II, Parámetros PVT ([http://www.angeldasilva.com/wp-](http://www.angeldasilva.com/wp-content/uploads/2010/10/Clase1.pdf)

[content/uploads/2010/10/Clase1.pdf](http://www.angeldasilva.com/wp-content/uploads/2010/10/Clase1.pdf))

- **Agua, β_w**

Representa el cambio de volumen cuando el fluido pasa de condiciones de yacimiento a las de superficies. (De Ferrer, 2009). La ecuación es:

$$\beta_w = \frac{V(\text{agua})_{\text{Cond. Yac.}}}{V(\text{agua})_{\text{Cond. Sup.}}} ; \left[\frac{BY}{BN} \right] \quad \text{Ecuación 5}$$

En la figura 1.3 se observa el comportamiento del factor volumétrico de agua con respecto a la presión.

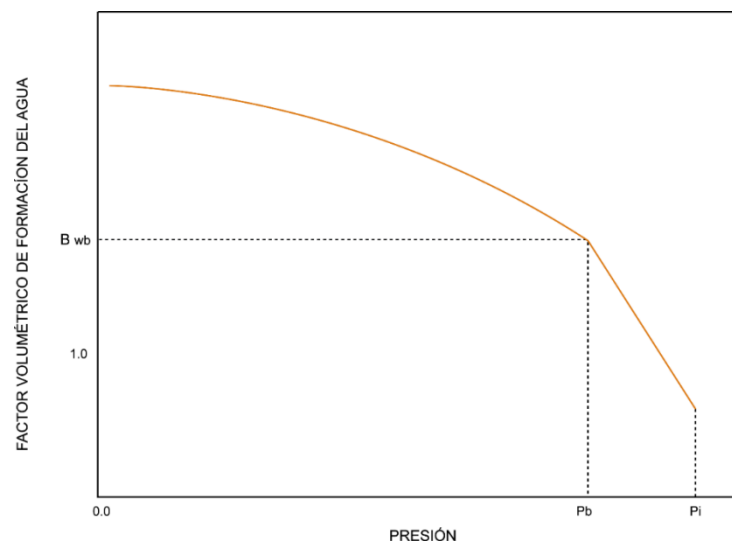


Fig.1.3 Factor volumétrico de formación del agua versus Presión

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos – 2009

1.1.1.3 Viscosidad

Es la medida de la fricción interna dada por la resistencia del fluido a su movimiento. Depende del tipo de fluido, presión y temperatura a la que se encuentre la sustancia. (Hernán y Cuéllar “WEATHERFORD”, 2012) y (Mousalli, 2011).

1.1.1.4 BS&W

Representa el contenido de sólidos y agua en el fluido del pozo. Para cuantificarlo existen tres métodos:

- Centrifugación
- Decantación
- Destilación

1.1.1.5 Salinidad

El agua de formación contiene sales disueltas o en suspensión, sólidos de distintos tipos y tamaños así como contaminantes peligrosos y corrosivos.

Por estas razones es necesario separar los sólidos y el agua del crudo. (Benalcázar, 2003).

La salinidad se mide en $[ppm Cl^-]$ y los métodos utilizados para determinarla son: Aruba y Mohr. (Benalcázar, 2003).

1.1.1.6 Corrosión

Se define como el deterioro de un metal debido a reacciones químicas o electroquímicas con el medio en el que trabaja. (Durán, 2002).

1.1.1.7 Incrustaciones

Se originan por los minerales y sólidos suspendidos en el agua de formación como sulfatos, carbonatos de calcio y magnesio, los cuales ocasionan problemas en los orificios de los disparos, revestidores, sarta de completación, tuberías de superficie, válvulas y bombas. (Larrea, 1999)

1.1.2 Clasificación de flujo

A los fluidos se los puedes clasificar por muchos criterios, pero ahora los clasificaremos según su número de Reynolds.

1.1.2.1 Número de Reynolds

Es un indicador adimensional para identificar el tipo de fluido que estamos manejando. Se clasifican en:

- Flujo laminar: $Re < 2100$
- Flujo turbulento: $Re > 4000$

Matemáticamente se obtiene por la ecuación 6. (Aguirre, 2011).

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

Ecuación 6

- **Flujo laminar:** Existe un movimiento ordenado donde las partículas del fluido se mueven en líneas paralelas (en capas), sin que se combinen.

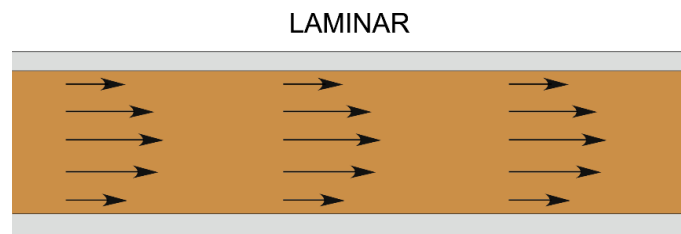


Fig.1.4 Flujo laminar

Fuente: Los autores

- **Flujo turbulento:** Hay mezcla de fases debido a que la velocidad de los flujos en cada punto no es constante.

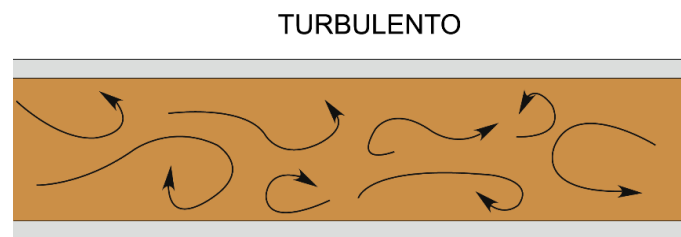


Fig.1.5 Flujo turbulento.

Fuente: Los autores

(Aguirre, 2011).

1.2 Tuberías de producción

Comunican los fluidos desde el fondo del pozo con la superficie. Son de acero al carbono altamente resistente para soportar las presiones, temperaturas y velocidades del flujo, los esfuerzos constantes de tensión/compresión y la corrosión provocada por los fluidos del pozo. Dr. SIMINI, J. A. (2007).

1.2.1 Propiedades Físicas

1.2.1.1 *Grado API del acero*

Son las combinaciones de metales necesarias para fabricar las diferentes tuberías utilizadas en la industria petrolera. En la tabla I se muestran los diferentes tipos de acuerdo al grado API. Dr. SIMINI, J. A. (2007).













Grado	Especificacion
H – 40	 Marcado con 40
J – 55 (TUBING)	 Codigo color verde
J – 55 (CASING)	 Codigo color verde – blanco
K – 55	 Codigo color verde
M – 65	 Codigo color verde- azul
N – 80	 Codigo color rojo
L – 80	 Codigo color rojo- - verde
C – 90	 Codigo color rosado
T – 95	 Codigo color blanco
C – 95	 Codigo color rojo
P – 110	 Codigo color blanco
Q - 125	 Codigo color naranja

Tabla I Tuberías de acuerdo al grado API.

Fuente: Informe Universidad de Aquino Bolivia – Producción 1

1.2.1.2 Diámetros

Las tuberías se caracterizan por tener tres tipos de diámetro: externo, interno y “*drift*”. El externo e interno define el espesor de la tubería. El *drift* es el diámetro máximo de cualquier herramienta que puede pasar internamente por una tubería. (Colque, 2012).

En Ecuador los diámetros de tubería de producción más comunes son: 2 3/8”, 2 7/8”, 3 1/2” y 4 1/2”.

1.2.1.3 Peso

Definido como el peso nominal API de un tubo sin conexiones, en lb/pie. Cada espesor de tubería corresponde a un peso dado. (Colque, 2012)

En la tabla II constan los diámetros de tubería más comunes con su correspondiente peso y área interna.

DIAMETRO	PESO	DIAMETRO INTERNO	ESPEJOR	AREA
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg ²
2 3/8	4,00	2,041	0,167	1,1584
	4,60	1,995	0,190	1,3042
	4,70	1,995	0,190	1,3042
	5,10	1,939	0,218	1,4773
	5,30	1,939	0,218	1,4773
	5,80	1,867	0,254	1,6925
	5,95	1,867	0,254	1,6925
2 7/8	6,40	2,441	0,217	1,8120
	6,50	2,441	0,217	1,8120
	7,80	2,323	0,276	2,2535
	7,90	2,323	0,276	2,2535
	8,60	2,259	0,308	2,4839
	8,70	2,259	0,308	2,4839
	9,60	2,195	0,340	2,7077
3 1/2	7,70	3,068	0,216	2,2285
	9,20	2,992	0,254	2,5902
	9,30	2,992	0,254	2,5902
	10,20	2,992	0,289	2,9153
	10,30	2,992	0,289	2,9153
	12,70	2,750	0,038	3,6816
4	9,50	3,548	0,226	2,6795
	10,90	3,476	0,262	3,0767
	11,00	3,476	0,262	3,0767
	13,00	3,340	0,330	3,8048
	13,20	3,340	0,330	3,8048
	14,86	3,115	0,443	4,9455
4 1/2	9,50	4,09	0,205	2,7661
	10,50	4,052	0,224	3,0091
	11,60	4	0,250	3,3379
	12,60	3,958	0,271	3,6004
	12,75	3,958	0,271	3,6004
	13,50	3,92	0,290	3,8356
	15,20	3,92	0,290	3,8356
	15,50	3,826	0,337	4,4074

Tabla II Diámetros y pesos de tuberías

Fuente: Manual de uso de casing y tubing, Tenaris – 2007

1.2.1.4 Conexiones

Su objetivo es suministrar sello hermético entre tubos y soportar los diferentes esfuerzos a que estará sometida la tubería. (Colque, 2012)

Existen diferentes tipos de conexiones. La roscada, que es la más común, se utiliza para ensamblar la sarta de tubería de producción a partir de tubos individuales. En las conexiones se dispone de diversos tipos de roscas que se adecuan a las condiciones del pozo y a las funciones requeridas por la sarta de producción. (STEELTUBINGS, Investigado 24/06/2014)

Los tipos de conexión utilizadas con mayor frecuencia en el país están clasificadas en: EUE, UN y *NEW VAM*, que se explican brevemente.

- EUE (*external upset*) o conexiones API Standard. Integrada por 8 hilos (8RD) donde la junta o unión tiene más resistencia que el cuerpo de la tubería. (Colque, 2012)
- NU (*non upset*) o conexiones API Standard. Tiene 10 hilos y menor resistencia (*strength*) que el cuerpo de la tubería. (Colque, 2012).

- *NEW VAM*. Se destaca por su sección rectangular en intervalos iguales, así como un diseño sin recalcado externo, también conocido como SEC. (STEELTUBINGS, Investigado 24/06/2014).

1.2.1.5 Longitudes

El API especifica los siguientes rangos de longitudes: Rango 1 de 20 a 24 fts y Rango 2 de 28 a 32 fts. (Colque, 2012).

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL POZO SELECCIONADO

2.1 Ubicación en el campo

La problemática se analizó en un pozo ubicado en la Región Amazónica de la República del Ecuador. El respectivo campo se encuentra entre las provincias de Sucumbíos y Orellana, teniendo el pozo las siguientes coordenadas UTM.

- Latitud: $76^{\circ}30'0''W$ / 9968039 - 9963196 N
- Longitud: $0^{\circ}30'0''S$ / 371568 - 378000 E

La mencionada información se presenta en la figura 2.1.

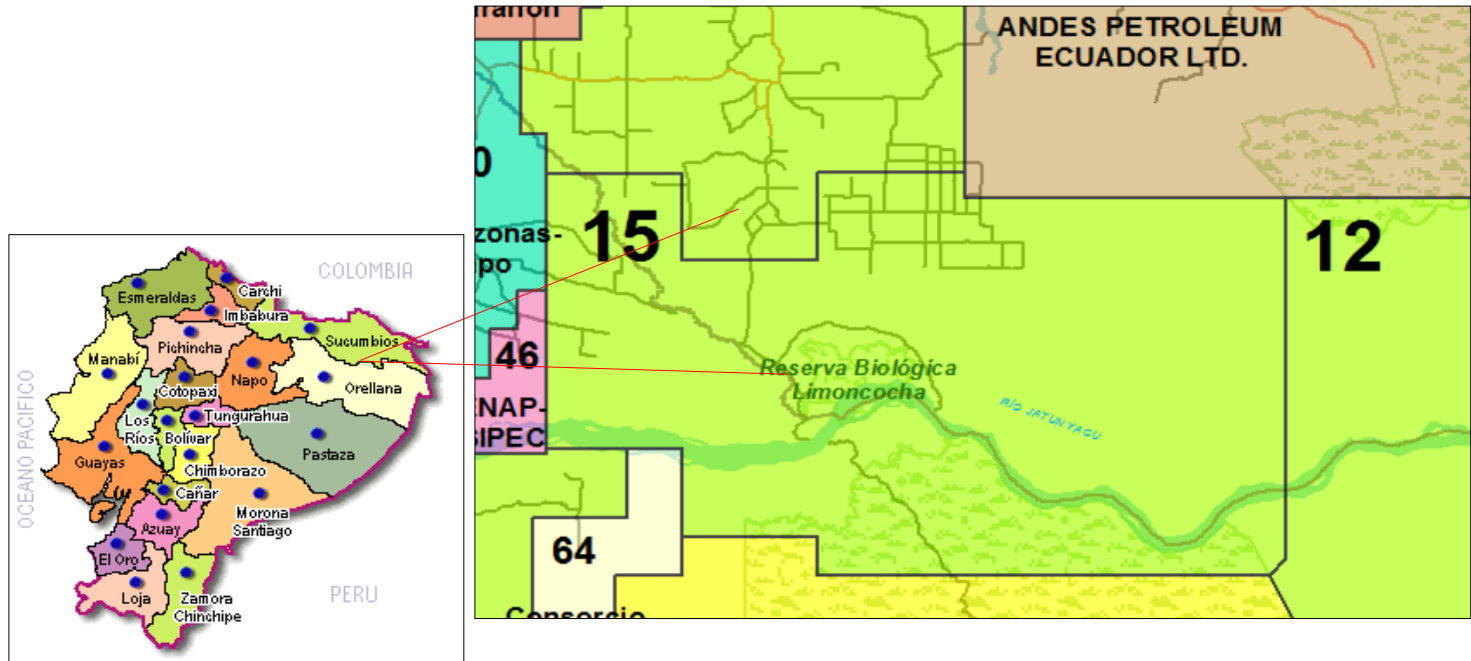


Fig.2.1 Campo en el bloque 15

Fuente: Ministerio de recursos no renovables (http://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/08/mapa_petrolero_alta_resolucion.png)

2.2 Historial del pozo

La figura 2.2 representa el comportamiento de la producción con bomba electrosumergible desde el 1 de octubre del 2010 hasta el 1 de junio del 2014.



Fig.2.2 Historial de producción

Fuente: Datos tomados en una locación del Oriente Ecuatoriano. Empresa ecuatoriana

De manera resumida el historial del pozo se explica a continuación.

- El pozo se completó el 7 de diciembre del 2002 siendo las formaciones productoras U medio, inferior y T principal. Con el tiempo debido al incremento en el corte de agua de las formaciones U media e inferior, se aislaron con una completación de fondo (BHC).
- El 23 de octubre del 2006, después del *Workover* No 5, se inicia la producción de la arena T principal con la siguiente información:

SAND	FLUID (BFPD)	BS&W (%)	API 60°F	SALINITY (ppm)	PWF (psi)
TP	1,847	7.5	26.2	46,400	1,628

Tabla III Datos de producción (23-Oct-2006)

Fuente: Datos tomados en una locación del Oriente Ecuatoriano. Empresa ecuatoriana

- El 17 de noviembre del 2009, en el *Workover* No 8, se corre una completación simple con “Y Tool” mostrada en la figura 2.3. La producción de la arena fue:

SAND	FLUID (BFPD)	BS&W (%)	API 60°F	SALINITY (ppm)	PWF (psi)
TP	998	48.0	24.1	30,000	1,304

Tabla IV Datos de producción (17-Nov-2009)

Fuente: Datos tomados en una locación del Oriente Ecuatoriano. Empresa ecuatoriana

- A partir del 13 de mayo del 2011 no opera el sensor de la BES.
- El 20 de mayo del 2014 se observa que la producción tiende a disminuir, aumentando la presión de “*Intake*” como se muestra en la figura 2.2. Se consideran tres posibles escenarios:
 - Recirculación Tubing-casing,
 - Taponamiento en el BHC, o
 - Pérdida de eficiencia del equipo BES.

2.2.1 Recirculación Tubing-casing

Debido al incremento en la presión de “*Intake*”, a la pérdida de producción y a la tendencia levemente corrosiva e incrustante del pozo mostrada en la tabla V, se estima un posible hueco en la tubería de producción.

2.2.2 Taponamiento del BHC

En base a la información mostrada en la tabla V también se analiza la hipótesis de un posible taponamiento por escala del BHC.

2.2.3 Perdida de eficiencia del equipo BES

El equipo operó con un “*run life*” de 1632 días siendo la eficiencia del 80% cuando se apagó automáticamente el 25 de Mayo del 2014.

2.3 Tendencia de la arena T principal

La tendencia corrosiva e incrustante de la arena se fundamenta en el análisis fisicoquímico del agua de formación, mostrado en la tabla V.

ANALISIS FISICO QUIMICO DEL AGUA DE FORMACION		
SODIO (Na)	(mg/l)	14.196
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	216
CALCIO (Ca)	(mg/l)	1.280
BARIO (Ba)	(mg/l)	3
HIERRO (Fe)	(mg/l)	14
Hierro de Formacion (Fe)	(mg/l)	11
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	24.400
SULFATO (SO ₄)	(mg/l)	117
BICARBONATOS (HCO ₃)	(mg/l HCO ₃)	571
ACIDOCARBOXILICOS	(mg/l HAc)	122
SOLIDOS DISUELTOS (Cal)	(mg/l)	40.840
SOLIDOS DISUELTOS	(mg/l)	41.140
% CO ₂ (EN GAS)	(%)	10
H ₂ S (EN GAS)	mg/L	15
H ₂ S (EN AGUA)	mg/L	0,02
TENDENCIA DE INCRUSTACION		
Fondo de Pozo	-	LEVE
Cabeza de Pozo	-	No Incrustante
VELOCIDAD DE CORROSION POR CUPONES		
Línea de Flujo	mpy	LEVE

Tabla V Historial fisicoquímico del agua de formación

Fuente: Datos tomados en una locación del Oriente Ecuatoriano. Empresa ecuatoriana

2.4 Trabajo de reacondicionamiento sin torre No. 1

El 22 de mayo del 2014 la unidad de “*Slick Line*” asienta el “*standing valve*” a 9514’, profundidad del “*NO-GO*”, para realizar prueba hidrostática del tubing. La presión declina de 400 psi a 240 psi en dos minutos,

concluyéndose que existe posible hueco en tubería. Se arranca equipo BES.

2.5 Trabajo de reacondicionamiento sin torre No. 2

El 25 de mayo del 2014 el pozo no fluye. La unidad de “*Slick Line*” asienta memorias con “*Standing valve*” a 9514’. Como se obtienen datos de presión y temperatura se descarta la posibilidad de taponamiento en el equipo de fondo.

2.6 Diagrama de completación después del *Workover* No. 8

En la figura 2.3 se muestra la completación del pozo después del *Workover* No. 8.

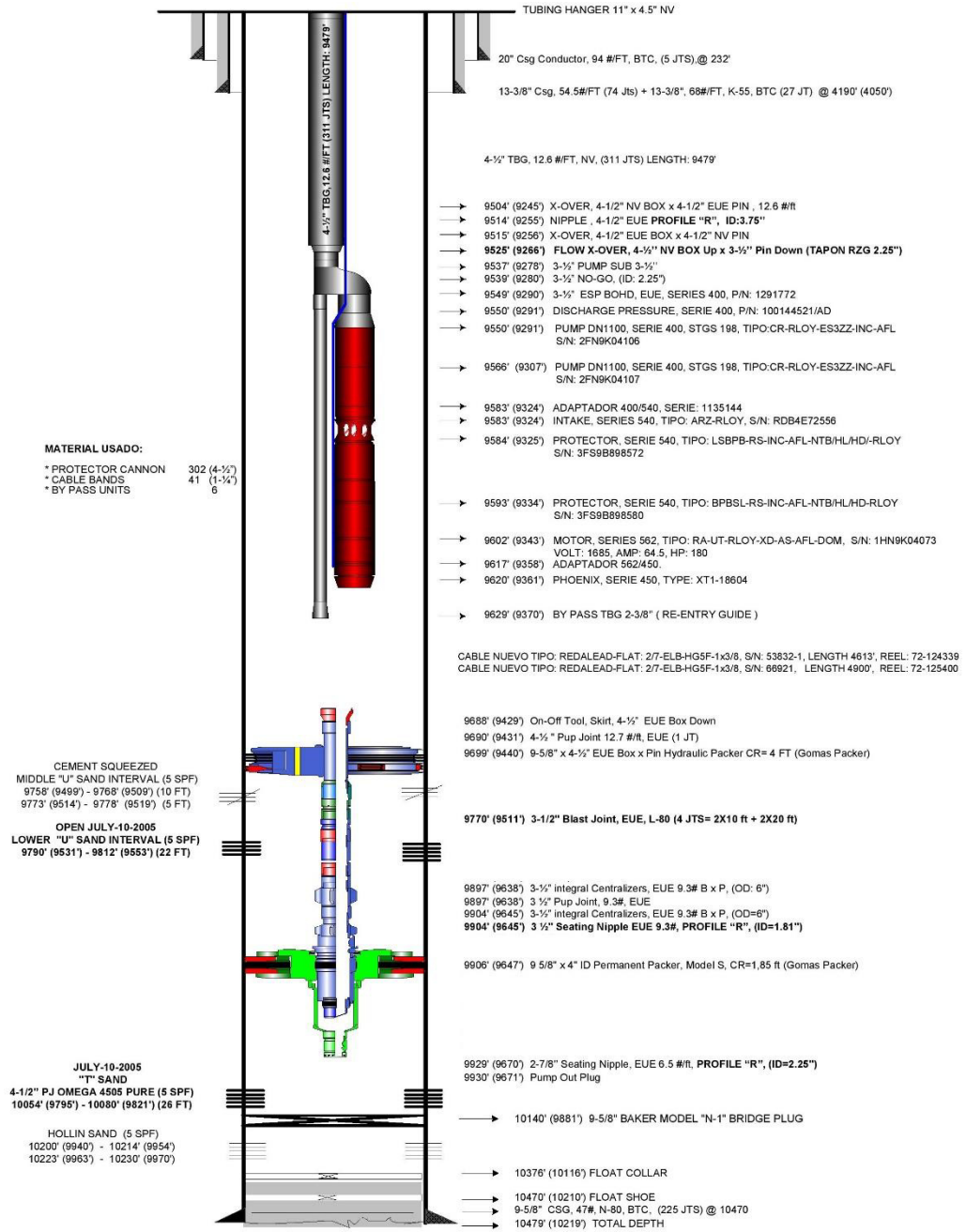


Fig.2.3 Diagrama de completaci3n

Fuente: Diagrama de completaci3n del pozo analizado. Empresa ecuatoriana

2.7 Inspección de la tubería y del equipo BES

Después de recuperar del pozo la tubería y el equipo BES se llegó a las siguientes conclusiones.

- Se inspeccionaron 302 juntas de 4½” TBG SEC Clase A, determinándose en las mismas presencia de corrosión leve y 5 tubos con corrosión interna severa, como se muestra en la figura 2.4.



Fig.2.4 Corrosión interna severa en la caja de la tubería SEC (tubo # 65)

Fuente: Foto tomado en una locación del Oriente Ecuatoriano.

Empresa ecuatoriana

- En la figura 2.5 se muestra una fisura transversal en la caja del tubo # 35 a +/-1067'



Fig.2.5 Fisura lateral y corrosión interna severa en la caja de la tubería SEC

Clase A

Fuente: Fotos tomadas en una locación del Oriente Ecuatoriano. Empresa
ecuatoriana

- El “*Tubing Bypass*” presenta corrosión severa como se observa en la figura 2.6.



Figura 2.6 *Tubing bypass* con corrosión desde la altura del sensor hasta el *Intake*

Fuente: Foto tomada en una locación del Oriente Ecuatoriano.

Empresa ecuatoriana

CAPÍTULO III

INCRUSTACIONES

La comunicación tubing-casing es un problema común en la industria petrolera y ocurre por las características del fluido del yacimiento que puede ser incrustante y/o corrosivo. Para identificarlas se realizan pruebas de laboratorio siguiendo las normas la API RP 45 y NACE (*National Association of Corrosion Engineers*).

3.1 Principales compuestos y propiedades

El agua de formación, que origina la deposición de incrustaciones, puede tener presencia de aniones y cationes como se indica a continuación.

- Cationes (Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{+++} , Fe^{++} , Ba^{++} y Sr^{++})
- Aniones (Cl^- , SO_4^- , HCO_3^- , CO_3^-)

Además algunas propiedades como: pH, Sílice, Resistividad, Total de sólidos disueltos, etc. Para cada uno de los compuestos y propiedades

existentes en el agua se dispone de métodos de análisis indicados en la tabla VI.

Métodos de Análisis	
Determinación	Método
Sodio	Cálculo, espectrometría y gravimetría
Calcio	Titulación, espectrometría y gravimetría
Magnesio	Titulación, espectrometría y gravimetría
Hierro	Colorimetría, titulación y espectrometría
Bario	Turbidímetro y espectrometría
Estroncio	Espectrometría
Cloruro	Titulación
Sulfato	Turbidímetro y gravimetría
Bicarbonato	Titulación
Carbonato	Titulación
pH	pH meter, Colorimetría, Papel pH
Colonias de bacterias	Cultivo, Microscopio u otros
Concentración de sólidos en suspensión	Gravimetría
Tamaño de partículas	Contador Coulter, Light Scattering y microscopio
Forma de la partícula	Microscopio
Composición de los sólidos en suspensión	Análisis químico
Turbidez	Turbidímetro
Calidad del agua	Prueba con filtro de membrana
Oxígeno disuelto	Oxígeno meter, titulación y colorímetro
CO ₂	Titulación
Total de sulfuros	Prueba de Alkalizer, Colorimetría y titulación
Petróleo en agua	Colorimetría, espectrometría y gravimetría
Temperatura	Termómetro
Total de sólidos disueltos	Cálculo, gravimetría y conductividad
Gravedad específica	Hidrómetro
Resistividad	Celda resistiva y cálculo
Sílice o Silicio	Colorimetría, espectrometría y gravimetría

Tabla VI Métodos de análisis de compuestos y propiedades del agua de formación

Fuente: Los Autores, en base APPLIED WATER TECHNOLOGY del Dr. CHARLES C. PATTON

3.2 Químicos para tratamiento

Para el tratamiento del crudo se dispone de diferentes productos químicos, que se pueden inyectar a partir del cabezal del pozo. Los principales se mencionan a continuación:

- **Demulsificante:** Rompe la emulsión agua-petróleo, ayudando a la separación de fases.
- **Antiespumante:** Facilita la separación del gas del líquido.
- **Inhibidor de corrosión:** Protege de la corrosión química a la completación de fondo y facilidades de superficie.
- **Antiescala:** Previene la formación de depósitos de sales inorgánicas que provocan obstrucciones en tuberías.
- **Biocidas:** Combaten la corrosión provocada por bacterias.
- **Clarificante:** Favorece la separación del petróleo residual en el agua para reinyección.

3.3 Incrustaciones

Es la deposición en tuberías de sales inorgánicas e insolubles presentes en el agua de formación, que al depositarse forman una capa densa y fuertemente adherida a la superficie metálica. Pueden estar compuestas principalmente por calcio, magnesio, hierro y bario.

También existen compuestos denominados sólidos disueltos, que son solubles en el agua bajo condiciones como:

- pH
- Temperatura
- Presión
- Concentración, etc.

En la figura 3.1 podemos observar una tubería con una capa interna de incrustaciones.



Fig.3.1 Incrustación interna en tubería

Fuente: La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención
(SCHLUMBERGER)

Podemos decir que la incrustación es la precipitación “in situ” de minerales inorgánicos previamente disueltos en el agua de formación.

Debemos recordar que con el tiempo de producción disminuyen la presión y temperatura, provocando que el agua de formación que se encontraba a condiciones de yacimiento se sobresature de las sales disueltas que contiene, las cuales se depositan en la tubería de producción (*tubing*), líneas de superficie e inclusive en los espacios porosos de la formación.

En la tabla VII podemos observar varios de los compuestos químicos que pueden estar presentes en un sistema geo-presurizado.

Nombre	Formula Quimica	Variables primarias
Carbonato de calcio CALCITA	$CaCO_3$	Presion parcial del CO ₂ , pH, temperatura, presion total, solidos disueltos totales
Sulfato de calcio Gypsum (más común)	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	Temperatura, presion total, solidos disueltos totales
Semi-hidrato Anhidrita	$CaSO_4 \cdot 1/2H_2O$ $CaSO_4$	
Sulfato de bario	$BaSO_4$	Temperatura, presion total, solidos disueltos totales
Compuestos de hierro Carbonato ferroso Sulfato ferroso Hidróxido ferroso Hidróxido férrico Oxido férrico	$FeCO_3$ FeS $Fe_2(OH)_2$ $Fe_2(OH)_3$ Fe_2O_3	Temperatura, presion total, solidos disueltos totales

Tabla VII Incrustaciones comunes

Fuente: QUIMIPAC ENERGY GROUP (FORMACION DE INCRUSTACIONES) Ing. Eduardo Benalcázar G. Julio 2013

3.3 Tipos y propiedades de las incrustaciones

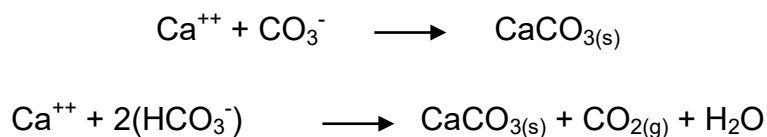
3.3.1 Incrustaciones comunes

En la tabla 3.2 se presentan los tipos de incrustaciones comunes originadas por el agua de formación producida en el país, cuyas principales propiedades se explican a continuación.

3.3.1.1 Carbonato de calcio (CaCO_3)

Es una de las más comunes, presente en yacimientos ricos en calcio y carbonatos. Se forma por la combinación de los iones de calcio con los carbonatos y bicarbonatos.

El carbonato de calcio presente en el agua se origina por la descomposición térmica de una sal soluble de bicarbonato de calcio, en base a la siguiente reacción química.

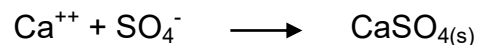


Los factores físico-químicos más importantes para la precipitación del carbonato de calcio $\text{CaCO}_{3(s)}$ son:

- 1.- Disminución parcial del CO_2
- 2.- Incremento del pH
- 3.- Incremento de la temperatura
- 4.- Disminución de la presión total del sistema
- 5.- Disminución de las sales disueltas

3.3.1.2 Sulfato de calcio (CaSO_4)

La precipitación del sulfato de calcio tiene a lugar por la siguiente reacción.



Según Oddo y Thomson a temperaturas inferiores de 176°F (80°C) el óxido más probable que se forma es el YESO. Bajo otras condiciones podemos encontrar la Anhidrita y Hemi-hidrato.

La solubilidad del sulfato de calcio depende de las siguientes propiedades:

- **Temperatura:** Hasta los 100°F la solubilidad aumenta, pero cuando se incrementa el valor la solubilidad disminuye.
- **TDS:** Hasta una concentración de 150000 mg/L incrementa la solubilidad. A mayores concentraciones la solubilidad disminuye.
- **Presión Total:** Al aumentar la presión en el sistema incrementa la solubilidad de todos los sulfatos de calcio, debido a las condiciones termodinámica del fluido. Pero en el caso de la Anhidrita su concentración disminuye al aumentar la presión y la temperatura.
- **pH:** no tiene mayor influencia en la solubilidad

3.3.1.3 Sulfato de Bario ($BaSO_4$)

Es el compuesto menos soluble de los analizados hasta el momento. Su solubilidad puede incrementar con:

- El aumento de **temperatura**, y concentracin mayores de 55000 ppm de NaCl. A concentraciones menores la solubilidad disminuye.

- El aumento de **sales disueltas** es proporcional a la solubilidad de BaSO_4 .
- Si la **presión total** incrementa, aumenta la solubilidad.
- El **pH** no se considera para efecto de solubilidad.

En la tabla VIII se compara la solubilidad a 25°C de los 3 componentes citados anteriormente.

ESCALAS	SOLUBILIDAD (mg/L)
Sulfato de calcio (YESO)	2080
Carbonato de calcio	53
Sulfato de bario	2,3

Tabla VIII Solubilidad de escalas

Fuente: Los autores, en base APPLIED WATER TECHNOLOGY del Dr.

CHARLES C. PATTON

3.3.1.4 *Compuestos Férricos*

Pueden estar presentes de forma natural o ser resultado de corrosión de las tuberías, El hierro en la forma de Fe_2O_3 es soluble pero cuando existe como

$\text{Fe}[\text{OH}]_3$ es insoluble y se precipita formando incrustaciones. Con H_2S forma sulfuro férrico que resulta más insoluble generando problemas de corrosión.

Con la presencia de CO_2 puede dar compuestos como Carbonato Ferroso.

3.4 Causa de las incrustaciones

El agua de los yacimientos tiene varias sales inorgánicas disueltas siendo las más comunes el calcio y el magnesio. La formación de incrustaciones (escala) se puede originar debido a la alta concentración de estas sales o por disminución de su solubilidad, lo cual altera el equilibrio químico dando lugar a la precipitación.

3.5 Como determinar presencia de incrustaciones

Mediante un análisis físico-químico y determinación de los índices de Stiff-Davis y de Oddo-Tomson, para establecer la cantidad de incrustación presentes en el agua de formación.

3.6 Identificación de incrustaciones en BES

Para identificar la presencia de incrustaciones en equipos BES se recomienda efectuar los siguientes trabajos.

1.- Realizar una evaluación de producción, preferible por 72 horas, para analizar la presión de cabeza, el caudal que se maneja, cambios en la temperatura del motor, variación de amperaje entre las fases de corriente y presiones de Intake y de descarga.

2.- Análisis de las cartas amperimétricas.

3.- Chequeo de válvulas y tuberías desde el cabezal hasta el *Manifold*.

4.- Bajar calibradores de tubería (*tubing gauge*). De haber obstrucción se recupera una muestra para su respectivo análisis.

3.7 Remoción de incrustaciones en tuberías

3.7.1 Limpieza en el tubing

La última tecnología para la limpieza interna de la tubería de producción es mediante "*Coiled Tubing*", empleando en caso de ser necesario una broca

pequeña para moler la incrustación, obteniéndose mejor resultado cuando el espesor es mayor a 0,5 in. También se puede reemplazar la broca por una boquilla con “jets” para inyectar Ácido Clorhídrico y remover químicamente las escalas.

El la figura tal se presenta una unidad de “*Coiled Tubing*”

3.7.2 Limpieza de tubería en superficie

Se realiza combinando solventes químicos con raspadores mecánicos o *pigs* (chanchos).El la figura 3.4 se observan algunos tipos.

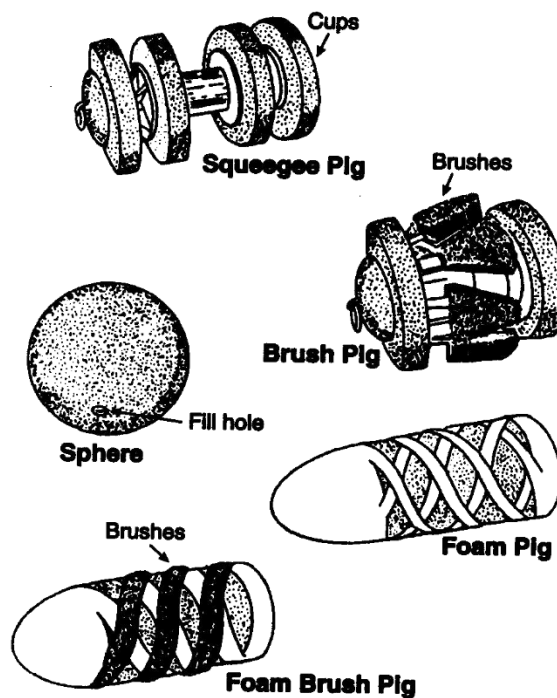


Fig.3.2 Tipos de chanchos

Fuente: Applied water technology del Dr. Charles C. Patton – Capitulo 3

Los *pigs* pueden ser de diferentes diámetros ya que su cuerpo se adapta al diámetro interno de la tubería y generalmente la longitud es el doble del diámetro.

Los “*foam pigs*” se emplean en tuberías que no se limpian frecuentemente. Tienen un hueco interno con un envoltorio de caucho duro, aunque también hay raspadores plásticos tipos cepillos.

Para efectuar una limpieza de las tuberías en superficie se recomienda el siguiente procedimiento:

- 1.- Enviamos el *pig*
- 2.- Desplazamos con un “*batch*” de biocida.

De esta manera el *pig* limpia las incrustaciones de la tubería y el biocida ayuda eliminando las bacterias sulfato-reductoras que posiblemente estén ocasionando un problema asociado. En la figura 3.3 tenemos una vista lateral de los 2 tipos de *pig* antes mencionado.

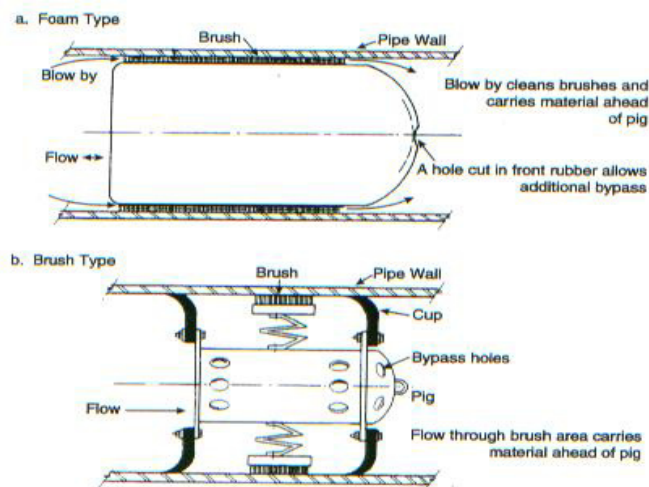


Fig.3.3 Vista lateral de dos tipos de chanchos

Fuente: Applied water technology del Dr. Charles C. Patton – Capitulo 3.

CAPÍTULO IV

PROBLEMAS DE COMUNICACIÓN TUBING-CASING A CAUSA DE LA CORROSION

En algunos casos el fluido producido por los yacimientos contienen sustancias altamente corrosivas, especialmente cuando el agua de formación tiene valores elevados de salinidad, generando con el tiempo huecos en la tubería del pozo y por consiguiente comunicación tubing – casing, ocasionando la recirculación de fluido y la consiguiente disminución de producción.

La corrosión se define como el deterioro que sufren las tuberías cuando interactúan con el medio que las rodea. Por ello es necesario conocer su microestructura y la composición química del metal, el medio corrosivo y el comportamiento electroquímico entre las fases que siguen los átomos al pasar de la estructura metálica hacia el medio corrosivo.

La vida útil de una sarta de producción se acorta a medida que incrementa la velocidad de corrosión; por tanto, el ingeniero de petróleos tiene que

conocer los métodos disponibles para identificar, prevenir y/o controlar la corrosión, conociendo como se origina, su severidad, técnicas de detección y las herramientas o métodos necesarios para solucionar el problema.

Durante el proceso electroquímico, en donde la energía eléctrica fluye entre ánodo y cátodo, debe existir una fuente de voltaje y un circuito eléctrico. La primera es la energía almacenada en el metal y por tanto puede ceder electrones. En consecuencia, los metales tienen diferentes tendencias a la corrosión, como se muestra en la tabla IX.


Metal	Potencial de oxidación (volts)	Tendencia a la corrosión
Magnesio	-2,37	Mas Propenso  Menos Propenso
Aluminio	-1,66	
Zinc	-0,76	
Hierro	-0,44	
Plomo	-0,13	
Cobre	+0,43 a +0,52	
Plata	+0,80	
Oro	+1,58 a +1,68	

Tabla IX Fuerza electromotora de los metales

Fuente: Applied Water Technology. Dr. Charles Patton, Dallas, Texas.

Corrosión

Para que ocurra corrosión es necesario que exista un circuito integrado por cuatro elementos fundamentales: Ánodo, cátodo, electrolito y conductor de electrones, cuyas funciones se describen a continuación.

4.1 Ánodo

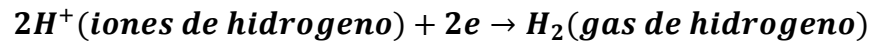
Es el punto del metal que se disuelve en una solución. El átomo del metal pierde electrones y pasa a la solución como un ion; la pérdida de electrones deja un exceso de cargas positivas resultando en un ion positivo. Para el ion hierro la reacción química es:



4.2 Cátodo

Es la superficie del metal que no se disuelve, por tanto los electrones que se liberan en la solución viajan del ánodo al área catódica en donde son consumidos por la reacción con los iones presentes en el agua.

El flujo de corriente eléctrica fluye en dirección opuesta al movimiento del electrón, desde el área del cátodo hacia la del ánodo. La reacción química para el hierro es:



4.3 Electrolito

Es la solución electro conductora que entra en contacto con la superficie del metal en donde están presentes el ánodo y el cátodo. En nuestro caso el electrolito es el agua de formación donde a medida que las sales o iones disueltos aumentan, incrementa su conductividad eléctrica. El electrolito conduce la corriente desde el cátodo hacia el ánodo.

4.4 Conductores de electrones

El ánodo y el cátodo deben estar conectados para que los electrones puedan transportarse y que la corriente fluya desde el cátodo hacia el ánodo. En este caso el conductor de electrones es el metal de la tubería.

La combinación de ánodo, cátodo, electrolito y conductor de electrones se la denomina celda de corrosión, en donde los átomos del metal no necesariamente se disuelven en un único punto sobre la superficie del mismo, ni tampoco en el área catódica o en ciertos puntos específicos. La microestructura de la superficie de la tubería tiene una configuración no homogénea, por lo cual los aniones y cationes se encuentran distribuidos

de manera desordenada y las reacciones ocurren aleatoriamente en la superficie del metal. En el caso de la corrosión localizada, como la de picadura (pitting), estos procesos se limitan a ciertas zonas.

4.5 Naturaleza del metal

El metal no homogéneo puede contener inclusiones y golpes, que al momento de interactuar con un electrolito generan varios potenciales entre fases, obteniéndose las celdas de corrosión.

El acero al carbono es el metal más utilizado en las operaciones de producción, existiendo algunos aceros que contienen cromo y níquel que son resistentes a cualquier tipo de corrosión e inclusive a la mecánica. Se debe entender que el acero consta de una aleación de hierro y carbono. El hierro puro es un material débil y dúctil que tiende a ser corrosivo. Cuando se combina con carbono en porcentajes del 0.2 al 1.0% se crea un material mucha más resistente, obteniéndose de esta manera una aleación compuesta de dos metales: el carburo de hierro (cátodo) y el hierro puro (ánodo); estos dos metales se encuentran microscópicamente en contacto permitiendo así el flujo de electrones. Considerando que la tubería está

sumergida en el pozo, con la presencia del fluido (electrolito) se completa la celda de corrosión.

4.6 Efecto del electrolito (agua de formación)

Como se ha mencionado, el flujo de corriente se optimiza a medida que aumenta su conductividad. El agua destilada no es buena conductora y no es corrosiva. En cambio el agua salada de formación es totalmente conductora y corrosiva. La corrosión del agua es un factor que depende de varias características: La concentración de Cloruro de sodio (directamente proporcional), el pH (indirectamente proporcional) y los gases disueltos que se encuentran en el agua como el oxígeno, dióxido de carbono o el sulfuro de hidrogeno, que aumentan potencialmente su corrosividad. Si se considera un sistema ideal, los gases podrían ser eliminados y el agua se mantendría con un pH neutro o más alto, siendo menos corrosiva. Pero en realidad, los gases disueltos son las principales causas por las que una tubería se corroe y genere comunicación tubing-casing.

4.6.1 Oxígeno disuelto

El oxígeno es uno de los gases que mayor efecto corrosivo tiene, pero en cambio no se presenta como tal en las formaciones petroleras. Por tanto nunca encontraremos corrosión por oxígeno en las tuberías de producción.

4.6.2 Dióxido de carbono disuelto

Usualmente el dióxido de carbono esta disuelta en el agua como acido carbónico, disminuyendo el pH de la misma y aumentando su corrosividad. Generalmente causa picaduras con una secuencia lineal a lo largo de la tubería.

La solubilidad del dióxido de carbono en el agua es función de su presión parcial sobre el fluido. En el flujo multifásico a mayor presión parcial mayor solubilidad.

En la figura 4.1 se ilustra el efecto de presión por dióxido de carbono con respecto a la velocidad de corrosión en el acero al carbono.

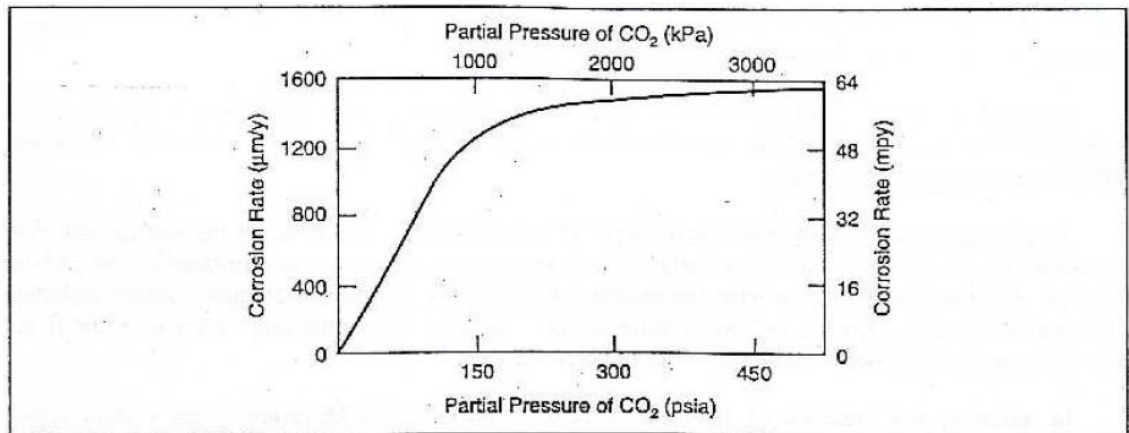


Fig.4.1 Velocidad de corrosión en función de la presión parcial de CO₂. **Fuente:** Applied Water Technology. Dr. Charles Patton, Dallas, Texas.

Corrosion

4.6.3 Sulfuro de hidrogeno disuelto

Es soluble en el agua y al estar disuelto se comporta como ácido débil.

El sulfuro de hierro tiene la naturaleza de generar *pitting* profundo que es un producto de la corrosión. Se precipita adhiriéndose a las paredes de la tubería como incrustación, siendo excelente conductor de electrones y actuando como cátodo para el acero. Por tanto el sulfuro de hierro forma una capa galvánica que tiene a acelerar la corrosión como efecto de la incrustación.

El sulfuro de hidrogeno también puede ser producido por desechos bacterianos.

4.7 Efecto de variables físicas en la corrosión

En el pozo productor se pueden encontrar varios medios agresivos que afectan la completación de producción, siendo importante las siguientes preguntas: ¿De qué manera influye en la corrosión la disminución de la temperatura y presión a medida que el fluido asciende?; ¿Qué tan solubles son los iones del agua del yacimiento por los cambios de presión y temperatura en el pozo?; ¿Cómo se comporta la velocidad del agua de formación con respecto a la tubería?; ¿Qué puede ocasionar el aumento de la velocidad del flujo?. Cada interrogante se explica a continuación.

4.7.1 Temperatura del agua

La velocidad de corrosión incrementa a medida que aumenta la temperatura, debido a que el sistema de producción es cerrado y los gases disueltos no tienen a dónde ir, permaneciendo en solución.

En la figura 4.2 se ilustra el efecto de la temperatura con respecto a la velocidad de corrosión del fluido conteniendo oxígeno disuelto en acero al carbono.

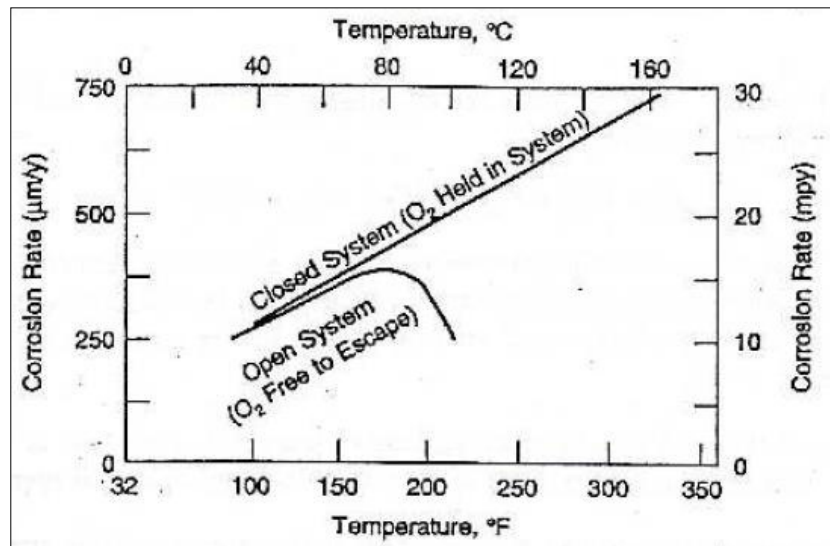


Fig.4.2 Efecto de la temperatura vs la velocidad de corrosión

Fuente: Applied Water Technology. Dr. Charles Patton, Dallas, Texas.

Corrosión

Cuando el agua contiene bicarbonatos, los aumentos de temperatura fomentarán la formación de incrustaciones de estas sustancias, pudiendo retardar la corrosión. Sin embargo, si la temperatura no es lo suficientemente alta puede originar la descomposición de bicarbonatos y

producir más dióxido de carbono cuya solubilidad aumenta a medida que disminuye la temperatura.

4.7.2 Presión del sistema

Si incrementa la presión en el fondo del pozo aumenta la solubilidad del fluido y si disminuye se libera dióxido de carbono.

4.7.3 Velocidad del agua

El agua fluyendo a bajas tasas tiene una mínima velocidad de corrosión, siendo normal observar picaduras en tuberías de superficie o en tanques. La velocidad del fluido debe ser suficientemente alta para mantener la mayoría de sólidos disueltos en el fluido y evitar la depositación excesiva en el sistema. La consecuencia obvia de la depositación de sólidos es la existencia de lugares para la proliferación de bacterias. Aun cuando la depositación sea mínima, la actividad bacteriana es probable en áreas de baja velocidad.

Si la velocidad es alta, puede existir corrosión por erosión debido a los finos y sólidos suspendidos en el fluido, que se agrava a medida que el flujo encuentra dificultades para fluir, volviéndose turbulento.

Otro inconveniente es que debido a la erosión por velocidad las capas monocelulares anticorrosivas son constantemente rasgadas y eliminadas, dejando a la superficie del metal expuesta a la corrosión.

4.7.4 Velocidad de erosión

Se puede estimar con una ecuación empírica que no se relaciona con la corrosión, bajo la norma API NPR-14E. Sin embargo, si el fluido es corrosivo el ataque de velocidad erosivo tiene un efecto tal llegando al punto que desaparece el acero al carbono. La ecuación 7 se aplica para determinar la velocidad máxima de erosión.

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}}$$

Ecuación 7

Dónde:

V_e = velocidad máxima en pies por segundos. (Sobre la cual se espera que ocurra erosión para un fluido limpio y libre de sólidos).

C = Una constante: cuyos valores están entre 100 para flujo continuo y 125 para flujo intermitente.

ρ = Densidad del fluido a una presión y temperatura dadas, en libras por pies cúbicos. Se puede utilizar la densidad del agua para crear una relación con la velocidad de erosión, alternando los valores de C de entre 100 y 125.

En la figura 4.3 podemos identificar erosión la tubería quedando pequeñas capas no corroídas.



Fig.4.3 Corrosión interna de tubería por erosión

Fuente: Foto tomada en una locación del Oriente Ecuatoriano. Empresa ecuatoriana

4.7.5 Abrasión

El efecto de la producción de arenas, sólidos y el contacto metal – metal, puede ser un factor significativo de la corrosión debido a que el metal está

expuesto a su destrucción por abrasión. Por ejemplo en pozos direccionales es común que la superficie de la tubería de producción roce con la sección curva del *casing*, produciéndose como resultado una abolladura, donde actúa el electrolito, creándose una celda corrosiva como se puede observar en el BOX de un tubo mostrado en la figura 4.4. También se muestra el ejemplo de tubería sobre-torqueada donde se presenta el mismo efecto, como se ve en la figura 4.5.



Fig.4.4 Abrasion en el BOX de una tubería

Fuente: Nalco Champion. *Corrosión, factors affecting corrosion – Abrasion*



Fig.4.5 Abrasion en el BOX por sobretorque

Fuente: Foto tomada en una locación del Oriente Ecuatoriano. Empresa ecuatoriana

4.7.6 Iones disueltos

La presencia de iones cloruro aumenta el riesgo de corrosión por picadura. A medida que su concentración aumenta también incrementa la velocidad de corrosión, debido a que el fluido salino es más conductivo y el flujo de corriente es mucho mayor.

Los iones de sulfato diluido en agua es otra causa de corrosión, pero no es tan severa como la producida por la presencia de cloruros.

4.8 Tipos de corrosión

La presentación de una estructura metálica corroída tiene varios aspectos, que por lo general se debe a parámetros específicos que modifican las celdas de corrosión, como por ejemplo la combinación de metalurgia (aleación), el contacto directo (tubo a tubo) y el amplio rango de ambientes expuestos a las condiciones del pozo. A continuación mencionaremos los distintos tipos de corrosión que puede presentarse en equipos de subsuelo.

4.8.1 Corrosión uniforme o general

Es la más visible y sencilla de detectar. Se sitúa a lo largo de la superficie metálica expuesta a un ambiente corrosivo.

4.8.2 Corrosión localizada

A diferencia de la uniforme tiende a presentarse en ciertos sectores del sistema, concentrándose microscópicamente en los ánodos del metal.

4.8.3 Corrosión galvánica

Tiende a tener una naturaleza uniforme y localizada. Ocurre cuando dos clases de metalurgias de distinto potencial electroquímico están en contacto

por una sonda conductiva, por ejemplo en el caso de la unión de una tubería de rosca SEC con cromo al 1% y una tubería de acero al carbono SEC. El contacto de las uniones produce que la tubería SEC se comporte como ánodo, desprendiendo sus electrones y corroyéndose. A continuación un ejemplo en la figura 4.6.

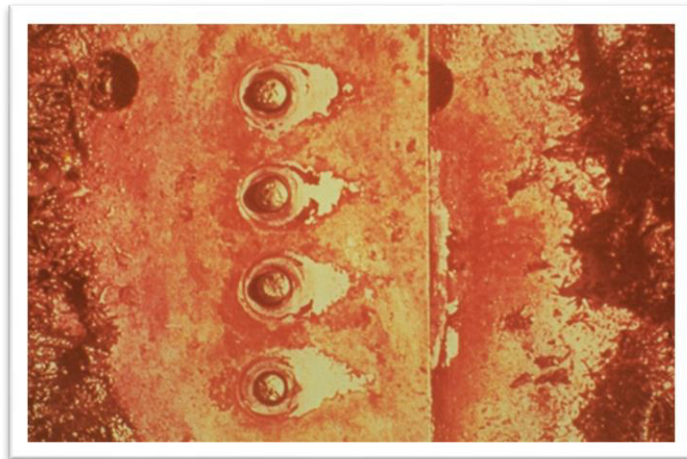


Fig.4.6 Corrosión general galvánica

Fuente: NACE, *The corrosion society*. Curso básico de Corrosión

4.8.4 Corrosión por erosión

Ocurre cuando el fluido y sedimentos impiden la formación de una membrana protectora en la superficie del metal expuesta continuamente al

medio agresivo del pozo. El rozamiento y la cavitación por el contacto *tubing-casing* en pozos direccionales son formas especiales de corrosión por erosión. Un claro ejemplo de esta situación se presenta en la figura 4.7.



Fig.4.7 Corrosión general por erosión

Fuente: NACE, *The corrosion society*. Curso básico de Corrosión

4.8.5 Corrosión por picadura

Ocasiona desgaste profundo en el espesor de la tubería generando huecos en la misma, caracterizándose como una reducción del metal en una determinada región rodeada por una superficie no-corroída (circundante). El

flujo electroquímico entre el cátodo (que se presenta en la aleación microscópicamente) y el área anódica crea un potencial interno mayor debido a las sales acidas o hidrolizadas presentes en el ánodo.

En la figura 4.8 se muestra un ejemplo de picadura localizada.

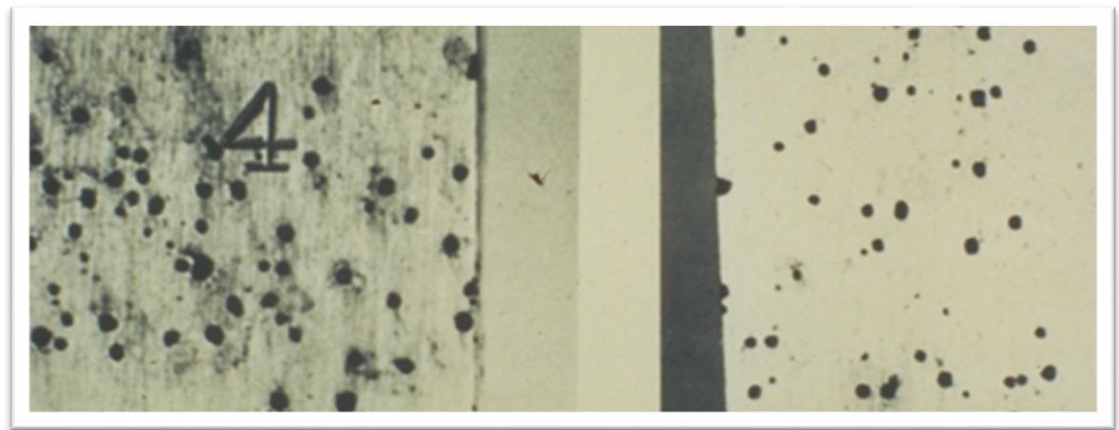


Fig.4.8 Corrosión *localizada* por *Pitting*

Fuente: NACE, *The corrosion society*. Curso básico de Corrosión

4.8.6 Corrosión por hendidura

Se presenta en lugares donde la exposición al medio ambiente es restringida, en espacios confinados donde existe contacto metal-metal o

metal-no metal, o por debajo de una biopelícula adherida a la superficie de la tubería.

La corrosión por hendidura es causada por dos mecanismos principales: celda de concentración de oxígeno y metal-ion. En la figura 4.9 se muestra un ejemplo de corrosión por hendidura.



Fig.4.9 Corrosión general por hendidura en una brida

Fuente: NACE, *The corrosion society*. Curso básico de Corrosión

4.8.7 Corrosión filiforme

Se asocia a una contaminación sobre la superficie metálica existente entre el contacto de dos placas con partículas depositadas de la atmosfera o

residuos del mismo metal causado por rasgado o contacto. En la figura 4.10 se muestra un ejemplo de este tipo de corrosión.



Fig.4.10 Corrosión localizada filiforme entre placas

Fuente: NACE, *The corrosion society*. Curso básico de Corrosión

4.8.8 Corrosión por ruptura forzada

Es un ataque localizado que ocurre internamente en el metal (microscópicamente), donde no puede ser observado. Rupturas casi imperceptibles se producen en la superficie, se prolongan y destruyen la integridad del metal. A continuación un ejemplo en la figura 4.11 en donde se observa espacios que son el génesis de las celdas corrosivas.

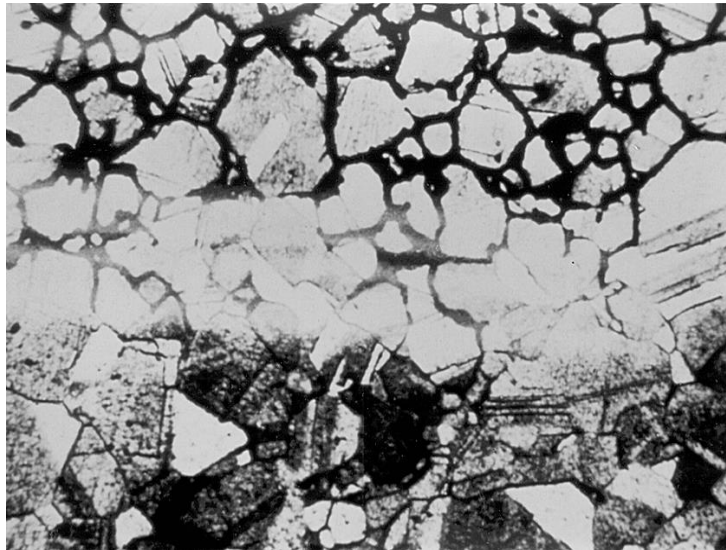


Fig.4.11 Corrosión intergranular

Fuente: NACE, *The corrosion society*. Curso básico de Corrosión

4.9 Corrosión microbiológica

Las bacterias son organismos unicelulares sin núcleo, que pueden poseer varios metabolismos como anaeróbicas, aeróbicos y fermentativos. Proliferan en distintos medios, por ejemplo en los lodos de perforación o en los sedimentos de formación.

Los sulfatos reductores son organismos anaeróbicos que reducen los iones del sulfato a sulfuro como parte del metabolismo y se alimentan del metal de la tubería.

Algunas bacterias, como parte de su metabolismo, generan ácidos que pican la superficie metálica obteniendo energía al oxidar el hierro y magnesio, como ya hemos mencionado.

Las bacterias aeróbicas proliferan en presencia de oxígeno, que es uno de los más complicados gases para que exista corrosión.

Existen bacterias especiales que debido al medio proliferan en mayor magnitud. Estos organismos extremófilos se reproducen en condiciones extremas así como en ambientes con altas temperaturas y salinidades que inciden en la producción de energía para las bacterias. Se clasifican según su medio en bacterias Termófilas y Halófilas. Como su prefijo lo indica, las termófilas se reproducen en ambientes de temperaturas de hasta $160^{\circ}F$ ($70^{\circ}C$) y son comunes en aéreas subterráneas. Las Halófilas son organismos que se alimentan de salmueras.

4.9.1 Biopelícula

Los organismos planctónicos (de libre flotación) se convierten en sésiles cuando se adhieren a una superficie metálica, se adaptan a un determinado metabolismo y excretan una película protectora de sustancias poliméricas extracelulares, llamada biopelícula que son organismos que a menudo se comportan de manera simbiótica, es decir, que el producto de desecho de un organismo es el nutriente de otro. Se comportan como barreras y por ello son difíciles de penetrar con biocidas. El fenómeno se debe a que las células se agrupan o se amontonan para estar menos expuestas.

También está el hecho que se produce una barrera que desactiva al biocida reaccionando con los productos de desecho de las células, como por ejemplo el sulfuro.

En la figura 4.12 podemos notar como las Biopelículas con bacterias sulfatos reductoras actúan en una tubería de producción durante un determinado tiempo, produciendo un hueco.



Fig.4.12 Resultado de Corrosión por biopelícula

Fuente: Practical Manual on Microbiologically Influenced Corrosion,
Gregory Kobrined 1993

4.9.2 Corrosión microbiológica

La acción microbiana es el resultado de la proliferación de bacterias que se adaptan a un medio y sobreviven de él, de modo que se las puede encontrar en casi cualquier punto del sistema de producción, debido a los fluidos de completación contaminados, cloruros, sulfatos, carbonatos o

minerales del agua de formación, expuestos a diferentes condiciones de presión y temperatura.

Las bacterias se adhieren a las paredes del pozo creando una biopelícula sin la presencia de oxígeno, y comienzan a consumir la sal del ion sulfato (calcio o magnesio), liberando hidrógenos (H^+) que reacciona con el azufre libre (S^{-2}) en el medio, formando sulfuro de hidrogeno (H_2S). Por ello se efectúan seguimientos fisicoquímicos para determinar cuántas partes por millón de sulfuro llegan a las líneas de superficie antes de los separadores y determinar si el pozo presenta bacterias.

4.10 Monitoreo de la corrosión interna en los sistemas de producción

En pozos donde el medio es incrustante, con altas velocidades y gran aporte de agua de formación, independientemente del sistema de producción, son propensos a la corrosión. En el caso del equipo electro sumergible de fondo es difícil que actué como ánodo debido a que tiene una carcasa de acero inoxidable con 13% de Cr.

El monitoreo de un pozo consiste en realizar un seguimiento periódico para entender la tendencia incrustante y corrosiva que tiene el fluido de producción, realizando análisis fisicoquímicos con el fin de obtener parámetros que ayuden a evaluarlo. A continuación se mencionan las principales pruebas de laboratorio que se ejecutan.

4.10.1 Pruebas de Análisis Fisicoquímico

4.10.1.1 Calcio

El Ca^{2+} es un mineral solvente que actúa de soluto diluido en la salmuera estando presente en las incrustaciones, en los carbonatos y en los sólidos totales. Si se realiza un análisis fisicoquímico en un tiempo determinado y resulta que la masa inicial del calcio es menor a la final, indica que las incrustaciones se están precipitando en puntos de diferenciales de presión, adhiriéndose a las paredes del tubo.

La presencia de incrustaciones no significa corrosión porque antes de su depositación ya pueden estar presentes bacterias sulfato reductoras. El problema puede ser grave, debido a que antes de neutralizar las incrustaciones se debe remover el carbonato.

La prueba consiste en pesar una muestra del sólido incrustante y agregar ácido acético donde son solubles los carbonatos, se vuelve a pesar la muestra y determinamos la cantidad de masa perdida de calcio en mg/l.

4.10.1.2 Sulfuros

Debido a que las bacterias sulfato reductoras transforman los sulfatos a sulfuros, la cantidad de este compuesto obtenida en superficie da una idea de la proliferación de bacterias en el pozo. Como en la prueba, las partes por millón iniciales son mayores a las finales en un tiempo dado, se concluye que el tratamiento químico con el biocida no está siendo efectivo y se requiere aumentar la concentración del mismo.

Para ejecutar la prueba se utiliza un *Gasket* y una ampolla de H_2S , que se muestran en la figura 4.13.



Fig.4.13 Gasket y ampolla de H_2S

Fuente: Análisis fisicoquímico en el laboratorio del campo. Empresa ecuatoriana.

4.10.1.3 Salinidad

El análisis se aplica a todas las muestras de agua de formación y residuales para determinar la concentración de cloruros, que son sales presentes en todas las fuentes de abastecimiento de agua. La muestra para la prueba de salinidad debe someterse a un baño maría, de tal manera que el agua pasa por un proceso de decantación, observándose la separación por densidades del agua y petróleo.

En la figura 4.14 podemos observar el resultado de una prueba de salinidad, en ppm, efectuada en el Titulador Digital de HACH modelo 16900.



Fig.4.14 Titulador Digital de HACH modelo 16900

Fuente: Análisis fisicoquímico en el laboratorio del campo. Empresa ecuatoriana.

Se deben tomar en cuenta las precauciones requeridas para efectuar un monitoreo que permita obtener la información necesaria con la cual se detecta y predice los comportamientos corrosivos del fluido sobre el equipo de subsuelo.

En conclusión, el monitoreo de corrosión en un sistema de producción nos sirva para:

1. Anticipar daños potenciales que podrían ocurrir en la completación.
2. Estudiar la correlación de los cambios en los parámetros y efectos del proceso corrosivo.
3. Diagnosticar un problema de corrosión particular, identificar sus causas y los parámetros de control tales como: presión, temperatura, pH, gases disueltos, biopelículas, caudal, velocidades de flujo, sedimentos y salinidad del agua.
4. Realizar un seguimiento del tratamiento químico para determinar su efectividad en el tiempo y mejorarla si fuese necesario.

4.11 Técnicas de monitoreo

Se basan en los resultados del análisis fisicoquímico que indican la tendencia corrosiva del fluido producido.

El procedimiento básico para inspeccionar una tubería es retirarla del pozo teniendo una torre de reacondicionamiento, siendo una técnica visual y rápida para detectar algún tipo de corrosión. En caso del equipo de fondo, como por ejemplo la Bomba electro sumergible (BES), se necesita efectuar un “*Tear Down*” con el objetivo de inspeccionar parte por parte los diversos componentes del equipo y encontrar cualquier indicio de incrustaciones o corrosión.

Cuando no existe la necesidad de retirar la completación del pozo se puede correr un bloque viajero mediante la unidad de “*Slick Line*”, herramienta de diámetro interno (ID) similar a la tubería de producción y que da una idea de cómo, dónde y cuál es el estado de la tubería en el punto donde haya un hueco. También se puede realizar una prueba hidrostática en la sarta de producción utilizando un “*Standing Valve*” que impide el retorno del fluido por el interior de la tubería, para descartar la posibilidad de un hueco por corrosión de la misma.

El procedimiento a aplicarse depende de la tendencia corrosiva del fluido del pozo. Si por ejemplo mediante análisis fisicoquímico se observa un incremento de calcio, carbonatos, sulfuros, entre otros compuestos, se puede considerar la idea de realizar pruebas microbianas.

Las técnicas microbianas son utilizadas para analizar el comportamiento de bacterias sulfato reductoras dentro de una tubería de producción y caracterizar los microorganismos vivos. Las principales son: El tubo de microbios, que es una el técnica de cultivos para determinar porcentaje de microorganismos vivos; La de Bioluminiscencia, que es un método que determina la actividad microbiana más no la biomasa y la de biología molecular, que tiene la función de caracterizar las bacterias sin necesidad de efectuar un cultivo.

En cambio las técnicas intrusivas indirectas son pruebas físicas, como por ejemplo la de contenido de hierro, que cuantifica el desprendimiento del mineral en la tubería de producción; la de pérdida de peso, que consiste en colocar estratégicamente unos cupones de la misma aleación metálica en las facilidades de superficie y calcular la velocidad de corrosión con respecto al tiempo.

Las técnicas de monitoreo más aplicadas en el Oriente Ecuatoriano se describen a continuación.

4.11.1 Cupones de corrosión

Se seleccionan apropiadamente para estimar cuantitativamente la tasa de corrosión en base a su pérdida de peso. La prueba es la mejor evidencia física del verdadero comportamiento agresivo del pozo y sus resultados influyen en la selección del cupón en cuanto al tamaño, uniformidad, colocación, área de superficie y acabado.

Como ya se mencionó los cupones se fabrican de una aleación de similar composición química al material del *tubing*. El cupón pre-pesado se coloca en dirección del flujo exponiéndose la menor área de contacto (de lado) por un tiempo de treinta días (según la norma NACE), a dos centímetros del fondo de la tubería de superficie para que este en contacto directo con el agua. Cuando el cupón se retire presentara cambios o transformaciones que dependerán de los patrones de flujo multifásicos existentes en la tubería de superficie.

El cupón se limpia de todos los productos secundarios de la corrosión y es repesado. En base a la pérdida de peso se aplican las siguientes

ecuaciones para calcular la pérdida de espesor (T) en pulgadas y el promedio de la velocidad de corrosión (V_{corr}) en milésimas de pulgadas por año (mpy) en el periodo de tiempo considerado.

$$V_{corr} = \frac{(2.227 \times 10^4) * (W_1 - W_2)}{A * \rho * D} \quad \text{Ecuación 8}$$

Dónde:

$W_1 =$ *Peso inicial del cupon (gr)*

$W_2 =$ *Peso final del cupon (gr)*

$A =$ *Área del cupon (cm²)*

$\rho =$ *Densidad de la aleacion (gr/cm³)*

$D =$ *Dias de exposicion (dias)*

En base al uso de cupones se analizan varios de corrosión. En la figura 4.15 se muestra un cupón nuevo antes de ser expuesto al medio abrasivo. Luego de permanecer treinta días en la tubería de superficie, presenta cambios por acción de microbios como se muestra en la figura 4.16. En otra prueba se detectó una picadura por presencia de CO_2 , mostrada en la figura 4.17. Por último en la figura 4.18 se observa la acción del flujo de agua que produce corrosión uniforme laminar en el cupón.



Fig.4.15 Cupón nuevo Cód. Q841

Fuente: Análisis fisicoquímico en el laboratorio del campo. Empresa ecuatoriana.



Fig.4.16 Cupón afectado por actividad microbiana

Fuente: Análisis fisicoquímico en el laboratorio del campo. Empresa ecuatoriana.



Fig.4.17 Cupón con presencia de picaduras por CO_2

Fuente: Análisis fisicoquímico en el laboratorio del campo. Empresa ecuatoriana.



Fig.4.18 Cupón con corrosión laminar uniforme En contacto de un fluido multifásico

Fuente: Análisis fisicoquímico en el laboratorio del campo. Empresa ecuatoriana.

Los datos cualitativos y cuantitativos obtenidos con las pruebas realizadas indican cual es el comportamiento real del fluido del pozo y ayudan a decidir un futuro tratamiento. La principal ventaja es que se conoce en corto tiempo como influye el fluido en el medio circundante.

En la figura 4.19 se puede apreciar que el porta-cupón para propósitos de montaje contiene un aislante, usualmente de Nylon, que permite que la celda de corrosión se concentre en esa área y no se fuguen los electrones en otras direcciones.

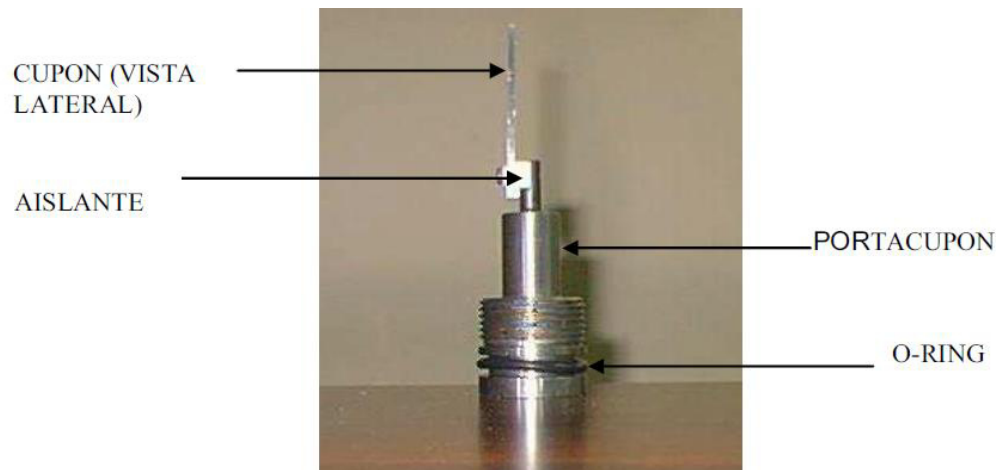


Fig.4. 19 Cupón y porta-cupón de corrosión

Fuente: Foto tomada antes de ser instalado en el pozo

La practica descrita se encuentra reglamentada bajo las normas RPO775-99 (NACE), G-1 y G-4 (ASTM), que detallan los procedimientos de acabado superficial y limpieza de los cupones despues de ser utilizados.

4.11.2 Prueba de contenido de hierro

Su objetivo es cuantificar los hierros desprendidos de la tubería de producción por efecto de la corrosión, teniendo en cuenta que la formación tiene minerales presentes como el calcio, hierro, potasio y magnesio. Por tanto si la prueba se realiza en el cabezal del pozo tendremos un resultado erróneo, pues sería la suma del hierro desprendido del metal de la tubería y del contenido en el fluido.

4.11.3 Cultivo de bacterias sulfato reductoras

El análisis de laboratorio aplica a todas las muestras de agua de formación obtenidas de los pozos, cumpliendo la normas de ISO 9000: 7.1 - 7.5.1 - 7.5.3 - 7.5.4 - 7.5.5 - 8.2.4, ISO 14000: 4.4.6, OHSAS 18000: 4.4.6, con el objetivo de enumerar la población de bacterias sulfato reductoras (SRB).

4.12 Tratamientos químicos

Los principales tratamientos químicos aplicados en el Oriente Ecuatoriano se describen a continuación.

4.12.1 Inhibidor de corrosión

Suministran una barrera química entre el agua y la tubería de producción (cargada negativamente) de modo que ya no se puede crear la celda de corrosión. En el caso de un equipo electro-sumergible el químico que se inyecta es una base de aminas que son radicales hidrófobas, de modo que se cumplen las leyes de polaridad por las cuales el químico se adhiere a las paredes del pozo formándose la película anti-corrosiva.

4.12.2 Biocida

Es el tratamiento químico más común para eliminar las bacterias que se encuentran en estado sésiles, principalmente las sulfato reductoras. Aunque existen varios químicos que pueden eliminarlas los más utilizados en la industria petrolera ecuatoriana son:

a. Biocidas oxidantes: cloro, bromo, químicos clorinados

b. Biocidas no oxidantes: Aldehídos, aminas cuaternarias, fosfonias cuaternarios

c. Químicos halogenados: 2-2-DiBromo-3-Nitrilopropionamida

d. Compuestos sulfurosos: isothiazolina, carbamates, metrodinazol

Por tanto indistintamente del químico que se utilice sus componentes están diseñados para combatir cada miembro de la bacteria unicelular. Los aldehídos, las aminas y las fosfonias cuaternarias se encargan de suprimir la membrana de la célula. El cloro elimina el citoplasma y los metales pesados, alcoholes, fenoles clorinados atacan a la proteína.

El diseño y selección del químico se concentra en la composición de la bacteria, teniendo en cuenta la cantidad de microbios presentes, su ambiente de depositación y a que medio se han adaptado para poder sobrevivir.

La inyección del biocida es un aspecto importante debido a que contribuye a la integridad del pozo. En el caso de un equipo de Bombeo electro sumergible se recomienda inyectar en el punto más profundo (sensor) y cerca del área afectada.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

1. Al efectuar la inspección visual de la tubería del pozo problema se confirma que existe recirculación tubing-casing.
2. Debido al contacto entre el *“housing”* del equipo BES y el Tubing Bypass se produjo corrosión galvánica, afectando al *“Blanking Plug”* dando como resultado una posible recirculación.
3. La inyección de químicos no elimina por completo los agentes incrustantes y corrosivos.

4. El uso del cromo en la aleación metálica incrementa la resistencia de la tubería a la corrosión, pero siendo menos resistentes a los esfuerzos mecánicos.
5. Estudios recientes permiten determinar la relación que existe entre la producción de calcio y de hierro que se originan en la formación, lo cual permite calcular en superficie el valor del hierro total desprendido por el metal.
6. Monitorear y controlar parámetros del pozo, especialmente cuando se produce con BES.
7. El tratamiento químico efectuado en el fondo del pozo analizado se puede considerar exitoso porque cuando se recupera el equipo BES se observa presencia leve de corrosión e incrustación.
8. De acuerdo al análisis fisicoquímico el principal componente de las incrustaciones encontradas en la bomba eléctrica es el sulfuro de hidrogeno con un 39% del total.

5.2 Recomendaciones

1. Analizar las tendencias del fluido del yacimiento para determinar si es recomendable utilizar tubería SEC con 1% de Cr en el diseño de la completación, con el objetivo de minimizar problemas ocasionados por corrosión galvánica.
2. Analizar en nuevos pozos el potencial de todas las arenas productoras, para considerar si es conveniente correr el BHC y el “Y tool”.
3. Para mitigar o reducir los problemas ocasionados por: presencia de bacterias, celdas corrosivas, precipitación de carbonatos o sólidos en suspensión, se recomienda seleccionar el tratamiento químico adecuado en base a las características de los fluidos producidos.
4. Monitorear constantemente el pozo para determinar la efectividad de cualquier tratamiento.
5. Utilizar una configuración metalúrgica que no forme parte de una celda de corrosión galvánica. En lo posible usar 1% Cr en las aleaciones de

tuberías, roscas y cajas, para mejorar la resistencia a la corrosión del material.

6. Realizar tratamientos de limpieza de la tubería de producción con la unidad "*Coiled Tubing*" para asegurar una buena calidad del trabajo.
7. No utilizar "*Standing Valve*" en una completación de producción, debido a que si es alta la presencia de sólidos en el flujo puede dar como resultado que exista erosión lateral en la válvula.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Applied water Technology . Dr. Charles Patton Dallas, Texas.
Chapter 4. Control of Corrosion.

[2] NACE standard RP0176-83: Corrosion of steel, fixed-offshore platforms associated with petroleum production, NACE international, Houston, Texas (1983)

[3] NACE Standard 0475-91: Selection of metallic to be used in all phases of water handling for injection into oil bearing formation, NACE International, Houston, Texas (1991)

[4] De Berry, D.W and Clack, W.S.: "Corrosion due to use of carbone dioxide for enhance oil recovery", CO₂ Corrosion in oil and gas production, National Association of corrosion Engineers (1984).

[5] Patton, C.C.: "Practical consideration in the design of oil field water injetion system" Material perfomances (1977)

[6] Miller, Jhon E. "Forces acting on liquid and NPSH Explained, oil and gas (1983)

- [7] Patton, C.C: "Petroleum production stringent corrosion control procedures key to extended fatigue life" Materials Protection (1972)
- [8] Sveltick, H.: "UHMWHDPE linnes: An engineered solution to production corrosion problems" paper presented at NACE corrosion, Boston (1985)
- [9] Tesis de grado, "Análisis predictivo que defina la influencia de la corrosión en la vida útil de redes de producción del área de Barinas". Autor: Jean Carlos Durán Villamizar. 2002.
- [10] Ing. Benalcázar, E. (2003). FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES. QUIMIPAC "Energy Group". Artículo no publicado.
- [11] Dr. Patton, CH. (1995). APPLIED WATER TECHNOLOGY (2nd Edition). Unites States of America: Campbell Petroleum Series.
- [12] Larrea, I. A. (1999). Estudio De Problemas De Incrustaciones Evaluación Técnica Y Estimación De Costos De Químicos Anti-Incrustantes para Diseños De Tratamientos Tipo Squeeze A Las Areniscas U Y T Del Campo Shushufindi (Tesis de Grado). Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil – Ecuador.

[14] AHMED, Tarek. (2006 - Third edition). *RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK*, CAPITULO 2: RESERVOIR - FLUID PROPERTIES.

[15] MOUSALLI, V. (2011) *FLUIDO DE YACIMIENTOS*. Capítulo 5, (Manuscrito no publicado). Venezuela: Mérida

[15] HERNÁN L. & CUÉLLAR C. (2012). *PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN* (Manuscrito no publicado). Colombia: Bogotá.

[16] DA SILVA, Á. (2010). *Ingeniería de Yacimiento II*, Parámetros PVT Disponible en :<http://www.angeldasilva.com/wp-content/uploads/2010/10/Clase1.pdf>. Investigado: 24 de junio del 2014

[17] STEELTUBINGS. *Tipos de roscas de uso común*. Disponible en : <http://www.steeltubings.es/tubing-joint.html>. Investigado: 24 de junio del 2014

[18] PARIS DE FERRER, M. (2009), *FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS*, Capítulo 3: Propiedades de los fluidos. Venezuela: Maracaibo.

- [19] AGUIRRE, A. E. (2011). *NUMERO DE REYNOLDS* (Manuscrito no publicado). México: Culiacán.
- [20] Dr. SIMINI, J. A. (2007). *MANUAL DE USO DE CASING Y TUBING. TENARIS*. Argentina: Buenos Aires.
- [21] COLQUE A. (2012). *DISEÑO DE TUBERIAS DE PRODUCCION*. Bolivia: La Paz, Universidad de Aquino de Bolivia.