

**AJUSTE DE UN MODELO ANALÍTICO PARA LA
ESTIMACIÓN DEL DESGASTE EN TUBERÍA DE
PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS EN
POZOS PRODUCTORES.**

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.
PRÁCTICA EMPRESARIAL

YEISON ALBERTO URIETA SIERRA

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físico-Químicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2011

**AJUSTE DE UN MODELO ANALÍTICO PARA LA
ESTIMACIÓN DEL DESGASTE EN TUBERÍA DE
PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS EN
POZOS PRODUCTORES.**

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.
PRÁCTICA EMPRESARIAL

YEISON ALBERTO URIETA SIERRA

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Msc. Nicolás Santos Santos

Codirector

Manfredo Kleber Salgado

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físico-Químicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2011

A Dios por guiarme día a día y darme la fortaleza suficiente para cumplir todas mis metas.
A mi madre por su amor, por su apoyo constante, por su incondicionalidad y por irradiar en
mí esa fortaleza que solo tienen los grandes luchadores de la vida.
A mi padre por confiar en mí, por darme aliento cuando lo he necesitado, por regalarme
siempre una sonrisa, por sentirse orgulloso de mí siempre.
A mi hermanos por su cariño, por su apoyo y su complicidad, por su diplomacia y porque
sé que cuento con ellos incondicionalmente.
A todos mis amigos, los buenos y los mejores.
A los miembros del CLUB ROTARY INTERNATIONAL, por brindarme su ayuda para
seguir adelante con mis estudios.

Yeison Alberto Urieta Sierra.

Agradecimientos

A Occidental de Colombia Inc., por brindarme la información y asesoría necesaria para la realización de este proyecto.

Al Ingeniero Manfredo kleber Salgado, por permitirme desarrollar este proyecto, por brindarme su confianza y completa disposición para poder alcanzar este objetivo.

Al ingeniero y RMT de La Cira de Occidental de Colombia Aldo Andrés Cáliz, por su soporte intelectual y aporte de excelentes ideas para el mejoramiento del proyecto.

Al ingeniero y RMT de Infantas de Occidental de Colombia Ernesto Durán, por su incondicional apoyo en el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero y jefe de operaciones de Occidental de Colombia Rodolfo Rivera, por brindarme su confianza y apoyo en el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero José Pedro vivas por su orientación y compromiso durante el desarrollo del mismo, por brindarme las pautas necesarias para generar confianza en lo que estaba desarrollando.

Al ingeniero Carlos Botero por ser quien propuso el tema de investigación y por brindarme la información necesaria.

Al personal de Campo conformado por Heider Arevalo, Harold Cediél por brindarme información para el proyecto.

A todo el equipo integrado de La Cira Infantas Bogotá, que con su calidad humana hicieron de esta práctica toda una experiencia de vida.

Contenido

1. Introducción	14
2. Generalidades del Campo la Cira-Infantas.	15
2.1. Localización del campo.	15
2.2. Reseña histórica del campo la cira-infantas.	15
2.3. Geología	18
2.3.1. Modelo estratigráfico del campo la cira-infantas.	18
2.3.2. Modelo estructural campo La Cira-Infantas.	24
3. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	27
3.1. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS PCP	27
3.2. BOMBEO MECÁNICO	28
3.3. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ESP	29
3.4. MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO	30
3.5. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS	31
4. ESTADO DEL ARTE	33
4.1. FRICCIÓN Y DESGASTE	33
4.1.1. Concepto de Fricción	33
4.1.2. Concepto de Desgaste	33
4.2. INTERACCIONES FISICOQUÍMICAS.	34
4.3. TIPOS DE DESGASTE.	35
4.3.1. Desgaste adhesivo.	35
4.3.2. Desgaste abrasivo.	36
4.4. INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO DE 2-7/8', 3-1/2', 4-1/2' Y 5-1/2' POR MEDIO DE FLUJO MAGNÉTICO	36
4.4.1. Descripción del equipo	36
4.4.2. Personal y equipos utilizados para la prestación del servicio	37

4.4.3. Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la api.	38
4.4.4. Reporte del sistema de administración de información (sai) rd scan inc.	39
4.4.5. Ventajas y conclusiones	40
4.5. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.	43
4.5.1. Corrosión por CO_2	44
4.5.2. Parámetros que influyen en la corrosión por CO_2	44
4.5.3. Control de la corrosión.	45
5. METODOLOGÍA.	48
5.1. REVISIÓN Y ELABORACIÓN DE LA LISTA DE POZOS.	48
5.2. PLANTEAMIENTO DEL MODELO DE DESGASTE.	48
5.2.1. Modelo desgaste por Fricción y Abrasión	49
5.3. PLANTEAMIENTO TENIENDO EN CUENTA EL EFECTO DE CORROSIÓN.	55
5.4. GENERACIÓN DEL PERFIL DE DESGASTE	56
6. DESARROLLO DEL MODELO PARA LA PREDICCIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (RUN LIFE).	62
6.1. COMPARACIÓN DEL MODELO DE PREDICCIÓN VERSUS RD SCAN. . .	64
6.2. COMPORTAMIENTO ENTRE EL RUN LIFE PREDICHO Y EL RUN LIFE CALCULADO POR C-FER.	65
7. APLICABILIDAD Y RECOMENDACIONES	69
8. CONCLUSIONES	70
Bibliografía	71

Lista de Figuras

2.1. Sísmica de superficie. Fuente: Informe Técnico LCI, Ecopetrol, 2005.	16
2.2. Columna Estratigráfica general para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Fuente: Columna Estratigráfica general para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	19
2.3. Modelo Estructural actual para el Campo La Cira-Infantas. Fuente: : MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.	25
2.4. Sección sísmica, orientada Este-Oeste, a través de la Estructura La Cira.. Fuente: : MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.	26
2.5. Sección sísmica a través de Infantas. Fuente: : MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.	26
3.1. Sistema de levantamiento artificial de cavidades progresivas (PCP).. Fuente: :Ciulla, Francesco. "Principios Fundamentales para el diseño de sistemas con bombas cavidades progresivas".	28
3.2. Equipo de superficie en Bombeo Mecánico. Fuente: : LUFKIN Industries Inc. Instalation Manual CU-04.	29
4.1. Equipos utilizados para realizar el servicio del scanner de la tubería.	37
4.2. Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la api.	38
4.3. Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la api.	39
4.4. Tipos de desgaste más comunes encontrados en los tubos.	40
4.5. Reporte del sistema de administración de información (SAI) RD SCAN INC.	41
5.1. Estadística de pozos que han tenido falla por tubería rota por primera vez.	49

5.2.	Esquema de las Fuerzas de contactos inducidos por gravedad.	51
5.3.	Esquema de las fuerzas de contactos inducidas por curvatura.	52
5.4.	Comportamiento de la presión con el desgaste del tubing.	57
5.5.	Intersección del efecto combinado entre la presión de trabajo y la mayor tasa de desgaste para el pozo UIS1.	58
5.6.	. Relación del comportamiento de la presión y las pulgadas desgastadas para el pozo UIS1.	58
5.7.	. Clasificación de los Estándares de Desgaste Estipulados por la API.	59
5.8.	. Generación del perfil de desgaste del Pozo UIS1	61
6.1.	.Promedio del run life de la tubería de producción	63
6.2.	.Comparación del perfil de desgaste del pozo UIS1.	64
6.3.	.Comparación del perfil de desgaste del pozo UIS2.	65
6.4.	.Comparación del perfil de desgaste del pozo UIS3.	65
6.5.	.Comparación del perfil de desgaste del pozo UIS4.	66
6.6.	.Comportamiento del run life del pozo UIS1	66
6.7.	.Comportamiento del run life del pozo UIS25.	67
6.8.	.Comportamiento del run life del pozo UIS30.	67
6.9.	Comportamiento del run life del pozo UIS100.	68

Lista de Tablas

2.1. Inicio de la inyección por áreas	17
---	----

RESUMEN

TÍTULO:

AJUSTE DE UN MODELO ANALÍTICO PARA LA ESTIMACIÓN DEL DESGASTE EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS EN POZOS PRODUCTORES.*

AUTOR: YEISON ALBERTO URIETA SIERRA**

PALABRAS CLAVE: Desgaste de tubing, Campo La Cira-Infantas, corrosión, run life, perfil de desgaste.

DESCRIPCIÓN:

El campo la Cira- Infantas, es un yacimiento maduro actualmente en la etapa de recuperación secundaria a través del proceso de inyección de agua, donde el 84 % de los pozos productores cuentan con sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico, el 15.5 % cuenta con sistemas de cavidades progresivas y el 0.5 % con sistemas de bombeo electro sumergible.

En este trabajo se presenta una sinergia entre el modelo analítico desarrollado por C-FER, el cual tiene en cuenta los efectos de fricción-abrasión y el modelo de corrosión desarrollado por el ICP utilizado para determinar la velocidad de corrosión. Esto tiene como finalidad obtener una mejor estimación del desgaste de la tubería. Una vez teniendo el modelo ajustado se desarrolló un RD SCAN sintético, que permita visualizar el estado de criticidad de la tubería. Adicionalmente se presentará el desarrollo de un modelo analítico para la estimación del RUN LIFE, basado en un análisis estadístico.

Los resultados mostraron que el 85 % de la pérdida del espesor de la tubería de producción es ocasionado por el efecto combinado entre fricción y abrasión, y en un 15 % por el efecto corrosivo; donde el mayor desgaste se presenta en las áreas de mayor contacto entre tubing y acople, es decir que éste dependen de la geometría del pozo, el peso de las varillas, ángulo de inclinación, doglegs, y las propiedades de los fluidos. El modelo desarrollado para la estimación del RUN LIFE tiene un coeficiente de correlación de 0.92, generando un porcentaje de error entre un rango de 0.1 % a 12 %.

Este trabajo, es realizado como parte de la labor principal desarrollada en la práctica empresarial con Occidental de Colombia, Inc., y fundamentado en propuestas y proyectos ideados por la ingeniería de la compañía.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería De Petróleos. Directores Msc. Nicolás Santos Santos, Manfredo Kleber Salgado

ABSTRACT

TITLE:

ADJUSTMENT OF AN ANALYTICAL MODEL FOR THE ESTIMATION OF PRODUCTION TUBING WEAR IN FIELD CIRA INFANTAS PRODUCING WELLS.*

AUTHOR: YEISON ALBERTO URIETA SIERRA**

KEYWORDS: Tubing wear, Field Cira-Infantas, corrosion, run life, wear profile.

DESCRIPTION:

The field Cira-Infantas is a mature reservoir that is actually in a secondary recuperation stage through a process of water injection, where 84 % of the producing wells have an artificial lift system by beam pumping. 15.5 % have a progressive cavity system (PCP) and 0.5 % with an electrical submersible pumping system.

This work presents a synergy of the analytical model develop by C-FER, which takes into account the friction-abrasion effects and the corrosion model develop by ICP used to determinate the corrosion speed. This is intended to obtain a better tubing wear estimation. Once the model was adjusted, a synthetic RD SCAN was develop which allows to visualize the tubing critical condition. Additionally an analytical model of the RUN LIFE estimation will be presented based on statistically analysis.

The results show that the 85 % of production tubing loss of thickness is caused by the friction-abrasion effects while 15 % is done by the corrosive effect. The main wear is located is the areas of most contact between the tubing and the coupling. This means that the wear depends on the well geometry, the rod weight, the inclination angle, doglegs and the fluid properties. The model develops for the RUN LIFE estimation has a correlation coefficient of 0.92, causing an error range between 0.1 % and 12 %.

This work was done as part of the main job develops in the business practice with Occidental de Colombia, Inc., and based on proposals and projects designed company's engineering.

* Degree project

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Advisors Msc. Nicolás Santos Santos, Manfredo Kleber Salgado.

Capítulo 1

Introducción

El campo la Cira- Infantas, es un yacimiento maduro actualmente en la etapa de recuperación secundaria a través del proceso de inyección de agua, donde el 84 % de los pozos productores cuentan con sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico, el 15.5 % cuenta con sistemas de cavidades progresivas y el 0.5 % con sistemas de bombeo electro sumergible cuya energía es suministrada a través de las varillas de bombeo tanto para bombeo mecánico, como para PCP y por esta razón, una de las principales causas de falla es la ruptura de tubería. Adicionalmente dos factores aceleran los procesos de ruptura son: la producción de arena del campo y el efecto de corrosión que ocasionan los fluidos producidos. En este trabajo se presenta una sinergia entre el modelo analítico desarrollado por C-FER, el cual tiene en cuenta los efectos de fricción-abrasión y el modelo de corrosión desarrollado por el ICP utilizado para determinar la velocidad de corrosión con la finalidad de obtener una mejor estimación del desgaste de la tubería. Una vez se obtuvo el modelo ajustado se desarrolló un RD SCAN sintético, que permite visualizar el estado de criticidad de la tubería. Adicionalmente se presentará el desarrollo de un modelo analítico para la estimación del RUN LIFE, basado en un análisis estadístico.

Capítulo 2

Generalidades del Campo la Cira-Infantas.

2.1. Localización del campo.

El campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la parte central de la antigua Concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 22 Km. al sur-este de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 Km. al NW de Santa Fe de Bogotá (Figura 2.1). El campo abarca un área de aproximadamente 160 Km².

2.2. Reseña histórica del campo la cira-infantas.

El pozo Infantas 2 considerado como el pozo descubridor del campo fue completado el 27 de abril de 1918 en la zona C, a una profundidad de 1580 con una producción de 800-1000 Bpd. En 1920 la Standard Oil (Tropical Oil Company) adquirió la Concesión de Mares y mantuvo su explotación hasta el 25 de Agosto de 1951 cuando la concesión revirtió a la nación y su manejo pasó a Ecopetrol. A comienzos de febrero de 1925, se inicia la perforación del pozo LC58, el cual es completado en la zona A y comprueba la existencia del anticlinal de la Cira. En este mismo año, se descubren las arenas 116 de la zona A mediante la perforación del pozo LC116. El pozo LC125 es el primer pozo productor de zona B y es también considerado como el descubridor de la zona C en la estructura de la Cira, el pozo fue completado en julio de 1926 con una producción inicial de 2350 Bpd¹. En 1926 la Andian terminó la construcción del oleoducto entre El Centro y el puerto de Mamonal en la costa norte, lo cual permitió continuar con el desarrollo del campo y es así como en 1931 se considera completo el desarrollo de la

¹ECOPETROL-ICP. "Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas". 1999

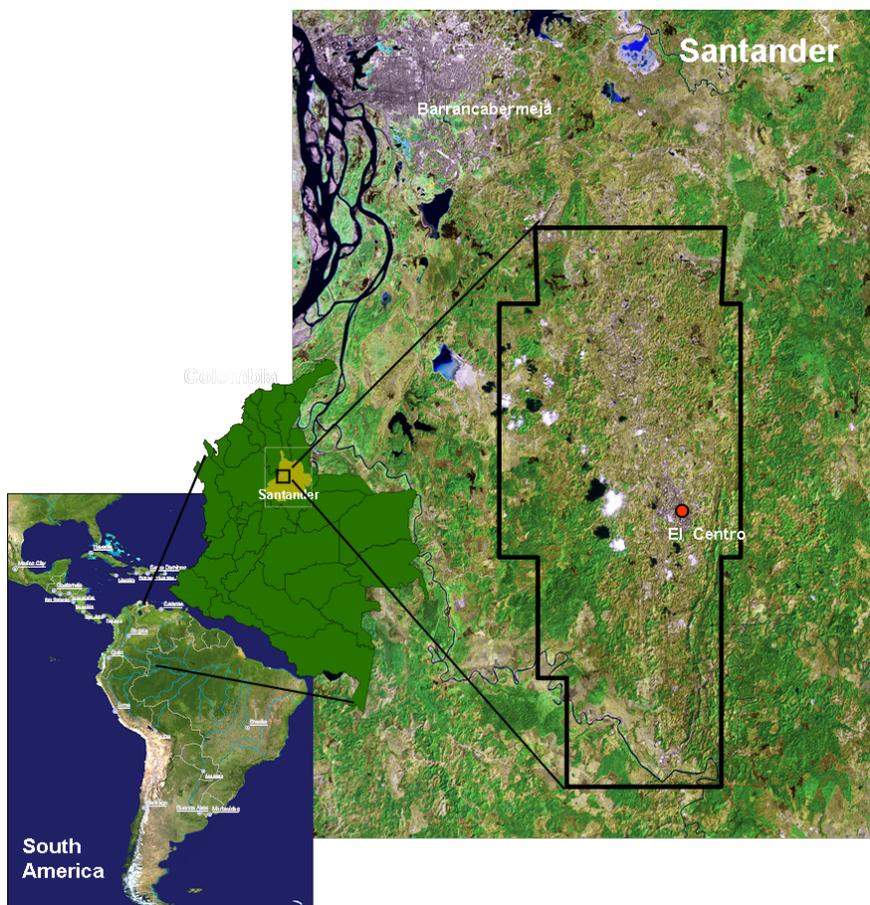


Figura 2.1: Sísmica de superficie. Fuente: Informe Técnico LCI, Ecopetrol, 2005.

zona *C* para la estructura de Infantas, con un espaciamento promedio de 11 acres. Entre 1930 y 1932 se desarrolla la zona "B" completándose 23 pozos y se profundizan 111 pozos de zona *C*. En 1947 se suspende la perforación en la estructura de La Cira, habiéndose perforado 857 pozos con un espaciamento promedio de 14 acres.

Ecopetrol perfora 64 pozos adicionales en la estructura de Infantas durante el período de 1953 a 1957 y en el período de 1964 a comienzos de 1966 desarrolla el Área de La Cira Norte, con la perforación de 19 pozos, siendo el pozo LC 1753 el descubridor del área. Actualmente, mediante el contrato de asociación de Ecopetrol-OXY se han perforado en todo el campo 400 pozos adicionales para el desarrollo secundario de la zona *C*. A septiembre de 2009, en el campo había 781 pozos productores activos y 234 pozos inyectores activos.

Tanto en La Cira como en Infantas, inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) que fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico que se mantiene en la actualidad (656), al igual que el bombeo por cavidades progresivas (121 pozos) y el bombeo

electrosumergible (4 pozos).

En 1928, se inicia la inyección de gas en la zona C de la estructura de Infantas, como sistema de mantenimiento de presión, siendo suspendida en 1970. Posteriormente, se continúa inyectando en forma esporádica hasta 1986 cuando se suspende definitivamente. En La Cira, se inicia la inyección de gas en la zona C en mayo de 1930, la cual se mantuvo con tasas variables hasta los inicios de la recuperación secundaria. El primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira se realizó entre 1946 y 1949 a través de siete pozos localizados en el acuífero, en el sector del área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento. En 1957, la Forest Oil Corporation inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en un área de 280 acres localizado en la parte central del área 3W formada por 17 modelos de 5 puntos (24 inyectoros y 18 productores) y una tasa de inyección de 1000 BWPD/pozo, denominado *PrimerDesarrollo*. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectoros, en una extensión de 530 acres adicionales, formado por patrones que rodeaban el área del primer programa de inyección realizado en 1957. Estudios posteriores realizados por Ecopetrol para cada una de las áreas, recomendaron la expansión del sistema secundario a la zona C de las mismas, desarrollándose como se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Inicio de la inyección por áreas

AREA	AÑO DE INICIO	PATRÓN DE INYECCIÓN
3E	1965	Líneas alternas
4-5-6	1969	7 puntos
02	1969	Líneas alternas
07	1970	7 puntos
LCN	1971-1982	Periférico/5 puntos

En el campo se han realizado programas de inyección en otras zonas, que son descritas a continuación:

Zona A: Programa realizado en las arenas 58 en un sector del área 3W. Se inició en febrero de 1973 y finalizó en mayo de 1977, se inyectaron 2.4 Mbls de agua y se produjeron 56 Kbls secundarios. En noviembre de 1978 se reinicia la inyección, suspendida para un programa de reordenamiento y reducción de espaciamiento; el volumen de agua inyectado en esta segunda

fase fue de 6.3 Mbls y con una producción secundaria de 375 Kbls. El programa se suspendió en septiembre de 1988.

Zona B: Se realizaron pilotos de inyección en las arenas 244, 13 y *LaCira* del área 3W, que involucraron como pozos productores centrales a los pozos: LC-892, LC-762 y LC-853.

En 1974, se realizó un ensayo piloto de inyección de vapor en el pozo INF 152 sin éxito.

El campo ha estado en producción principalmente en las zonas A y B de La Cira, en las zonas B y C de Infantas y en la zona C de un sector de la parte alta de la estructura del Área 02 y en el Área 01 de La Cira. Secundariamente en el resto de la zona C de La Cira y en algunos pozos localizados en el sector norte de Infantas que han sido afectados por la inyección de agua en el área 07 de La Cira.

El Campo La Cira-Infantas alcanza su máxima producción en 1940, con una producción de 62000 Bpd de petróleo. Actualmente, la producción promedia es de 26000 Bpd, con una inyección de agua promedia de 193000 Bwipd.

2.3. Geología

2.3.1. Modelo estratigráfico del campo la cira-infantas.

El Campo La Cira-Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo tanto su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectónico-sedimentarios que le han impreso su morfología actual. En la Figura 2.2 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones que se encuentran en el registro sedimentario de los pozos en este campo:

Secuencia precretácea

Basamento :Las rocas más antiguas expuestas en la Cordillera Central y el Macizo de Santander incluyen gneis, anfibolitas y rocas meta sedimentarias polimetamorfizadas de edad Proterozoico tardío y rocas metasedimentarias de edad Devónico a Cámbrico. Estas rocas cristalinas fueron la fuente de sedimentos durante las fases de cuenca de antepaís y cuenca

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
T E R C I A R I O	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
	OLIGOCENO	MUGROSA		
		ESMERALDAS		
	EOCENO	LA PAZ		
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
	PALEOCENO	LISAMA		
	C R E T A C E O	MAESTRICHIANO	UMIR	
		CAMPANIANO		
		SANTONIANO	L A L U N A	GALEMBÓ
CONIACIANO		PUJAMANA		
TURONIANO		SALADA		
CENOMANIANO				
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO			TABLAZO	
BARREMIANO			PAJA	
			ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR			
JURASICO		GIRON		
PREMESOZOICO		BASAMENTO		

Figura 2.2: Columna Estratigráfica general para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Fuente: Columna Estratigráfica general para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

intramontaña.

Formación Girón :Debido al carácter discordante angular de la secuencia Cretácea, la cual se hace más espesa hacia el Occidente del Campo y se adelgaza hasta estar ausente en el Oriente, los pozos perforados hacia el extremo oriental del campo pasan directamente del Terciario a la Formación Girón. Es la más antigua de las unidades sedimentarias perforadas en el campo y yace discordantemente sobre el basamento; está compuesta por areniscas rojizas y limolitas intercaladas. Ésta formación fue perforada por los pozos La Cira.

Secuencia cretácea

Formación Los santos-(tambor) : Descansa paraconforme sobre las capas rojas del Jurásico. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltaicas e intramareales. Fue perforada por los pozos La

Cira-1796 e Infantas-1613 donde se reporta como Formación Arcabuco.

Formación Cumbre: Está compuesta por lodolitas y areniscas depositadas en ambientes de mareas. No se presenta en el área de influencia del campo La Cira - Infantas.

Formación Rosablanca : Fue depositada en una plataforma de carbonatos, está localizada en el costado occidental de la cuenca sedimentaria del Cretáceo temprano. Está compuesta por carbonatos y evaporitas. Fue perforada por los pozos La Cira-1085 e Infantas 1613, en éste último tiene un espesor aproximado de 900 pies. Tiene una relación estratigráfica transicional con la unidad inferior.

Formación Paja : Consiste de shales negros ligeramente calcáreos delgadamente laminados los cuales son ocasionalmente micáceos y limosos. Hacia la base, la formación contiene concreciones de calizas y venas de calcita y las capas de calizas se vuelven más abundantes a medida que nos acercamos a la Formación Rosablanca. Esta formación es fácilmente reconocida por ser una espesa secuencia de shales entre las calizas de la Formación Rosablanca y Tablazo.

Su espesor en el pozo Infantas-1613 es de aproximadamente 500 pies y parece haber sido depositada en un ambiente de aguas más profundas que la Formación Rosablanca.

Formación Tablazo : Consiste de calizas masivas, shales calcáreos y margas, con predominio de las calizas hacia el tope de la Formación. Las calizas son café a café oscuro y grises, densa y dura, en algunos horizontes contiene pirita. En el pozo Infantas-1613 alcanza un espesor de aproximadamente de 800 pies. Esta formación se considera una roca fuente excelente y su potencial como roca almacenadora se limita a la permeabilidad de fracturas. La formación es gradacional con la Formación Simití que la suprayace.

Formación Simití: La formación consiste principalmente de shales y ocasionalmente de calizas y areniscas. La parte alta de la formación está compuesta principalmente por shales grises no calcáreos a ligeramente calcáreos, en algunas partes se encuentran escamas de pescados. Hacia la base de la formación el color del shale cambia a pardo y pardo grisáceo, igualmente el contenido de limo aumenta y ocasionalmente aparecen capas de shale calcáreo con algunas areniscas calcáreas de grano muy fino y glauconita. En el pozo Infantas-1613 esta formación alcanza un espesor de 2100 pies. A 400 pies por encima de la base de esta formación se encontró un horizonte calcáreo que produjo muestras de aceite de 44° API, razón por la

cual fue correlacionado a través de la secuencia Cretácea con el nombre de Intrasimití.

Formación La luna: Es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesto de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Los miembros Galembó y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, mostrando fósiles de gasterópodos y escamas de pescado localmente. El miembro Salada fue probado productor por el pozo Infantas 1625.

Formación Umir: Esta unidad litoestratigráfica está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas principalmente en frentes de playa y bahías, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con potencial almacenador pobre. Esta unidad es de edad Campaniano-Maestrichtiano, y fue depositada durante un pulso regresivo. Esta unidad es demasiado arcillosa y apretada, razón por la cual no muestra la existencia de aceite. En el campo solo se encuentra presente hacia el extremo suroccidental del campo, pero ningún pozo, de los que llegaron al Cretáceo, la perforaron en su espesor total.

Secuencia terciaria

Formación Lisama: Esta unidad estratigráfica no está presente en el área de influencia del Campo la Cira Infantas.

Grupo Chorro (zona d): Bajo este nombre, en la nomenclatura del Valle Medio del Magdalena, se consideran las Formaciones La Paz y Esmeraldas. En el área del Campo La Cira-Infantas la información geológica regional muestra que estas formaciones no se desarrollaron tal como están descritas en su localidad tipo, presentándose únicamente una secuencia de lutitas de color gris claro a verdoso intercaladas con algunos pobres desarrollos de areniscas, que podrían corresponder de acuerdo con su posición estratigráfica a la Formación Esmeraldas. No existe información bioestratigráfica para validar exactamente la edad de estos depósitos.

En el área del Campo La Cira-Infantas se considera que el Grupo Chorro no es de carácter productivo dado que presenta un escaso desarrollo de arenas, excepto en Infantas donde el pozo Infantas 1274 reporta producción de facies arenosas de esta unidad.

Operacionalmente estos depósitos se denominan zona D y presentan un espesor variable de entre 300 y 700 pies, dependiendo del control paleogeográfico. Algunos pozos reportan hacia la base de esta zona la presencia de un nivel conocido en el Valle Medio del Magdalena como *ToroShale*. Debido a su carácter arcilloso y al espesor promedio de 500 pies aproxi-

madamente, se considera que esta unidad sirve de roca sello para los prospectos Cretáceos definidos en este proyecto.

Formación Mugrosa: Esta formación yace concordantemente sobre la Formación Esmeraldas. Consiste de areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas *bedload* y *mixload*, depósitos de *overbank*, y lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. Esta unidad incluye operacionalmente dos zonas almacenadoras: la más superior es la zona B, (Arenas 13, Arenas La Cira y Arenas 47) y la inferior es la zona C, separada por intervalos de lodolitas. En el área La Cira, la Formación Mugrosa presenta un espesor aproximado de 1800 pies. Se le ha asignado a la Formación Mugrosa una edad Oligoceno Inferior a Medio; su contacto con la infrayacente zona D es concordante.

La mayor parte de la producción del campo proviene de esta formación y de, en especial de la Zona-C.

Formación Colorado: Esta formación está compuesta por lodolitas rojas, grises y púrpura, masivas, interestratificadas con areniscas de grano fino y se depositó en ambiente fluvial. El espesor promedio perforado para la Formación Colorado en el campo la Cira es de 1500 pies y se tiene producción en las unidades operacionales conocidas como zona A (Arenas 58 y 116) y zona B Superior (Arenas 244). En el área de la Cira-Infantas el ambiente de sedimentación para la Formación Colorado es de tipo fluvial (meandriforme) con una edad que abarca desde el Oligoceno Superior hasta Mioceno Inferior, presentando un contacto concordante con la infrayacente Formación Mugrosa. Al tope de esta formación se puede diferenciar una unidad compuesta de shales carbonáceos, duros, ocasionalmente calcáreos con delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino, y que aflora en el flanco Noroccidental del Anticlinal de La Cira. A esta unidad, perteneciente a la Formación Colorado se le ha denominado La Cira Shale; aunque en alguna literatura también se le conoce como Horizonte Fosilífero de La Cira, debido a la presencia de bivalvos de agua salobre y dulce.

Grupo Real: Este grupo incluye las Formaciones Real inferior, medio y superior, separadas entre sí por inconformidades. Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. La edad para este grupo es Mioceno Inferior a Mioceno Superior. Este grupo está ausente en el área de influencia del campo.

Los yacimientos del campo se han dividido en cuatro zonas productoras denominadas de tope a base de la columna como Zonas A, B, C y D, ésta última solo está presente en algunas

partes del campo. Para efectos de obtener mayor detalle a nivel de cada una de las zonas, éstas fueron subdivididas en unidades operacionales que abarcan las arenas productoras. La tabla 2 muestra una relación entre las formaciones, las zonas productoras, unidades operacionales y las unidades genéticas definidas en este proyecto para el Terciario del campo.

Estudios realizados por la división de yacimientos de ECOPETROL-El Centro, permitieron concluir que los cuerpos arenosos presentes en la secuencia Terciaria del campo se depositaron en un ambiente fluvial, a partir del cual se definieron los siguientes subambientes para cada zona así:

Zona A: Ríos meandriiformes y trezados.

Zona B: Ríos meandriiformes, lo cual explica el alto contenido de arcillas para esta zona.

Zona C: Ríos trezados, en los cuales se presenta apilamiento de canales.

A continuación se hace una breve descripción de las zonas en que está dividido los yacimientos del campo.

La Zona A, la cual comprende la Formación Colorado, está constituida por areniscas de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición entre arcosa lítica y subarcosa, de edad Oligoceno Superior y depositada en un ambiente meandriiforme.

La Zona B, de la Formación Mugrosa Superior, está constituida por intercalaciones de arena fina a muy fina con composición entre subarcosas y arcosas, de edad Oligoceno, depositadas en un ambiente "braided" (ríos trezados) con tendencia a meandriiformes.

La Zona C, de la Formación Mugrosa Inferior, considerado el mejor yacimiento del campo, está constituido por areniscas de grano medio a grueso y composición variables entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas, de edad Eoceno Superior-Oligoceno Inferior, depositadas en un ambiente de tipo braided, presentándose apilamiento de canales.

La Zona D, de la Formación Esmeraldas, presenta poco espesor y una escasa extensión, está constituida por intercalaciones de arenas y arcillas con predominio de las últimas, de edad Eoceno, depositadas en un ambiente fluvial. Son productoras especialmente en el flanco Occidental de la estructura de Infantas.

2.3.2. Modelo estructural campo La Cira-Infantas.

Desde el punto de vista estructural se puede establecer que el Campo La Cira-Infantas, en la secuencia Terciaria, está conformado por dos estructuras, una al norte, que es un anticlinal con cabeceo hacia el Norte, cortado en su eje por la falla de La Cira y con buzamientos suaves (10° a 15°), denominada la estructura de La Cira, y otra al sur, denominada la Estructura Infantas, que es un anticlinal fallado inversamente en su flanco Oriental por la Falla de Infantas, más estrecho que el anterior y con buzamientos más inclinados (35° a 40°). Como característica importante es necesario resaltar que la Estructura Infantas se encuentra estructuralmente más alta que la Estructura La Cira, y en la primera está erosionada la Zona-A del yacimiento. Los principales rasgos estructurales del campo al nivel de la secuencia Terciaria, además de los pliegues anticlinales antes mencionados, son: La Falla de la Cira con rumbo Norte-Sur, buzamiento de 70° al Oeste y tiene un salto del orden de 200 pies, corta el Anticlinal de La Cira a lo largo de su eje, en los trabajos anteriores esta falla era denominada como plegamiento de Wheeler, y la Falla de Infantas con rumbo Norte-Sur, buzamiento de $50-60^\circ$ al Este y salto de hasta 700 pies, sirve de límite oriental al Campo La Cira-Infantas, existiendo además una serie de fallas transversales, casi perpendiculares a las anteriores que en muchos casos constituían los límites de las áreas operacionales y estadísticas del campo. La figura 2.3 muestra el modelo estructural para la secuencia Terciaria, elaborado a partir de información geológica y geofísica.

En la figura 2.4 se observa una sección sísmica, orientada Este-Oeste, a través del Campo La Cira, donde se muestran los principales rasgos estructurales. La figura 2.5 muestra una sección sísmica a través del Campo Infantas.

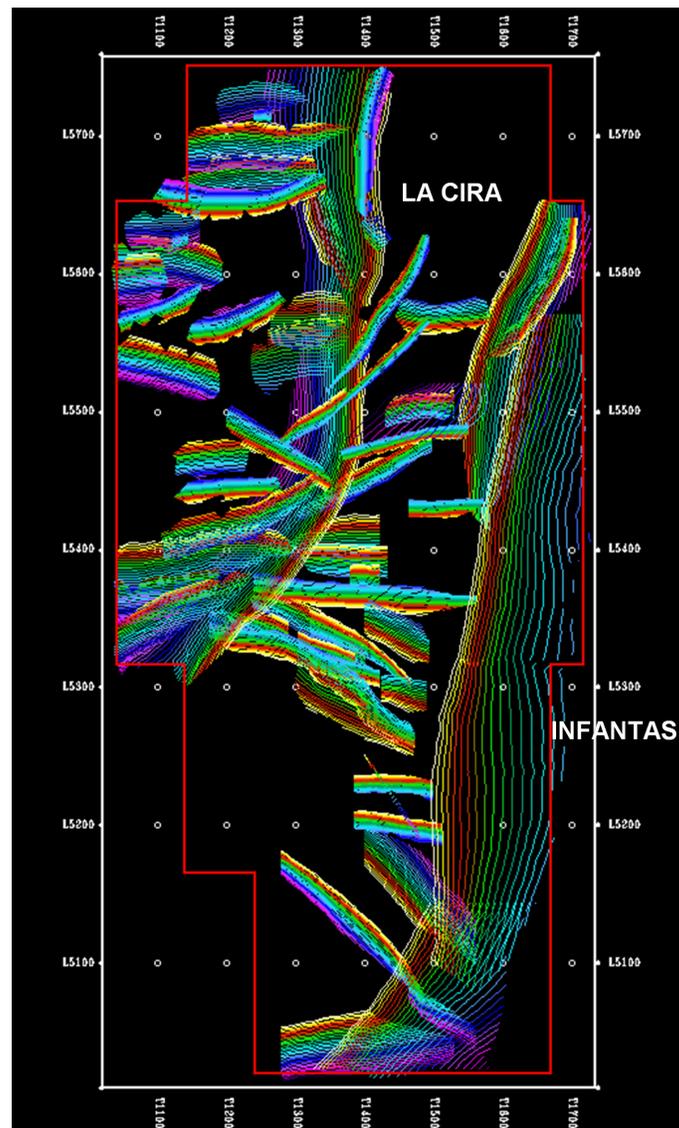


Figura 2.3: Modelo Estructural actual para el Campo La Cira-Infantas. Fuente: : MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

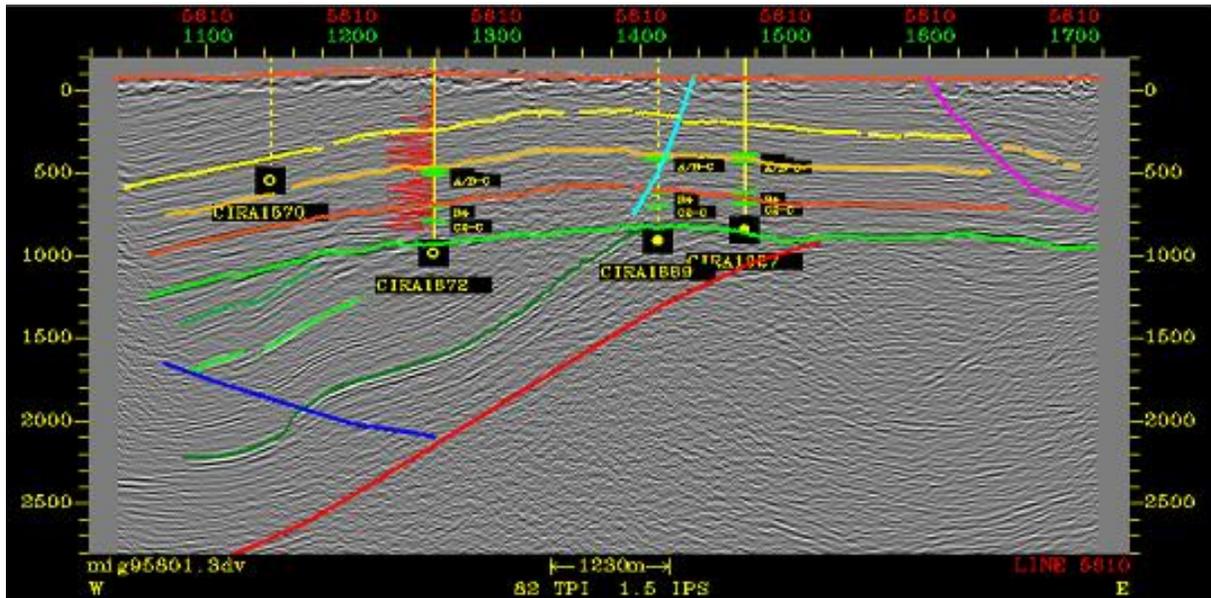


Figura 2.4: Sección sísmica, orientada Este-Oeste, a través de la Estructura La Cira.. Fuente: : MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

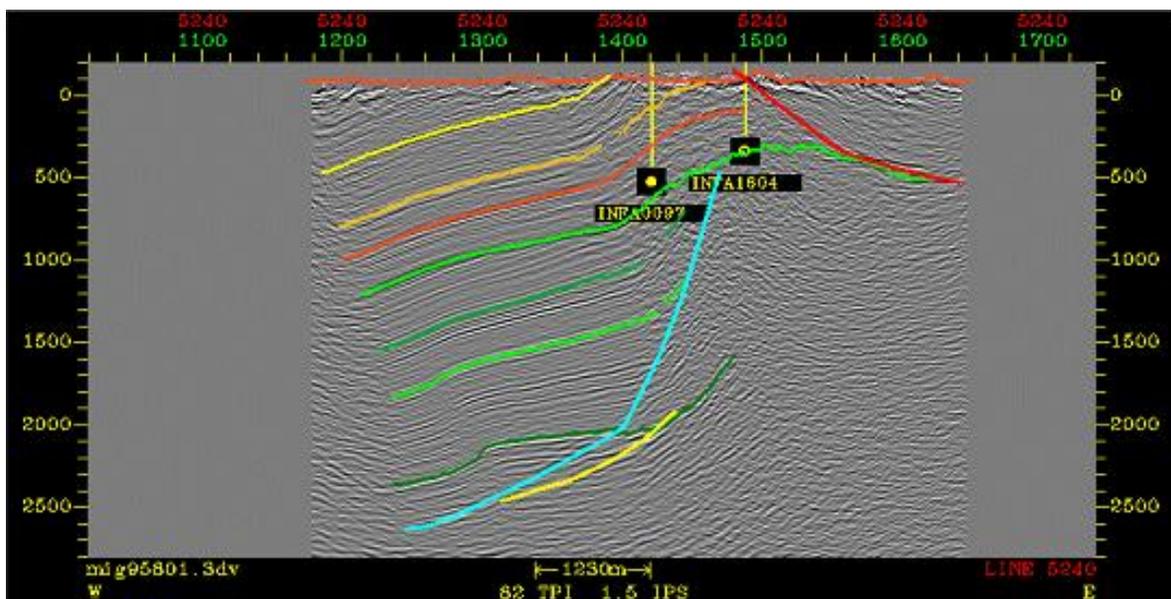


Figura 2.5: Sección sísmica a través de Infantas. Fuente: : MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

Capítulo 3

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Actualmente el campo cuenta con tres mecanismos de levantamiento artificial, bombeo mecánico, PCP y ESP, siendo los dos primeros los más utilizados. Cada método tiene sus bondades, para el caso del PCP el cual cuenta con una alta eficiencia en el campo, tiene la gran ventaja de manejar una alta producción de arena gracias a su sistema con elastómero resistente a la abrasión, la ESP es utilizada especialmente para pozos cuyos caudales exceden los 3000 BFPD, y el bombeo mecánico, el cual es usado en la mayoría de los casos, tiene una gran tolerancia a la producción de arena y un amplio rango de caudales de producción.

3.1. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS PCP

Consiste en una bomba de desplazamiento positivo no pulsátil en forma de flujo laminar y estable con una tasa de descarga proporcional al tamaño de la cavidad, la velocidad de rotación y el diferencial de presión a través de la bomba. Como resultado de este diseño no hay válvulas gastadas o sucias por efecto de la arena.

El equipo en superficie consta de un motor eléctrico, unido a una caja reductora de velocidades a través de la cual se regulan las revoluciones por minuto de la bomba, variando el diámetro de las poleas. Adicionalmente, posee una caja de empaques para impedir el derrame de fluidos en superficie, además de un cabezal y las respectivas varillas de succión que se escogen de acuerdo al tipo de la bomba y profundidad a la cual se encuentran.

El uso de este tipo de bombas, tiene diferentes aplicaciones: Petróleo pesado, pozos produc-

tores de crudos con H₂S, crudo liviano con cierto contenido de aromáticos, pozos de agua, proyectos de inyección de agua (caso La Cira Infantas), pozos horizontales, inclinados y desviados. Su uso en el campo, se debe principalmente a su aplicabilidad en casos de inyección de agua como método de recobro, además de ser una excelente opción para los crudos con un alto contenido de abrasivos. A pesar de sus ventajas, este mecanismo tiene su debilidad en el tipo de elastómero que se use, ya que de este puede depender la vida útil de la bomba. El elastómero es un polímero que tiene la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente (resiliencia) va en conjunto con el estator y es quien sufre principalmente la abrasión de la arena.

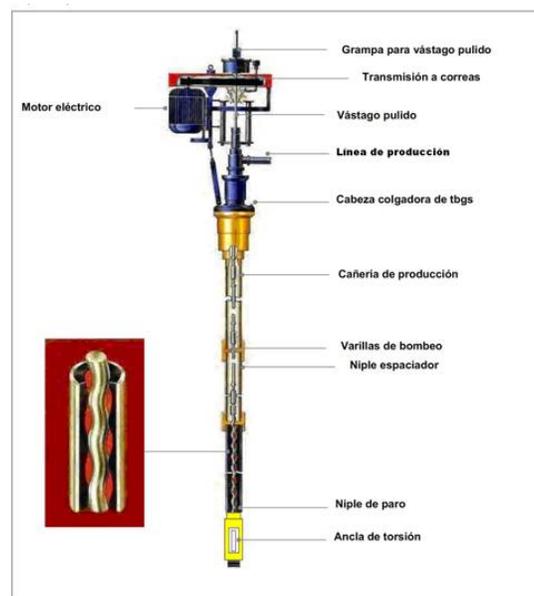


Figura 3.1: Sistema de levantamiento artificial de cavidades progresivas (PCP).. Fuente: :Ciulla, Francesco. "Principios Fundamentales para el diseño de sistemas con bombas cavidades progresivas".

3.2. BOMBEO MECÁNICO

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo. Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre

el principio del desplazamiento positivo y son del tipo cilindro - pistón. Sus partes básicas son: el Barril de Trabajo (cilindro), el Embolo (pistón) y las dos válvulas de Bola. La válvula que viene agarrada al Barril de Trabajo actúa como una válvula de Succión y se denomina válvula Fija. La otra válvula, contenida en el émbolo, actúa como una válvula de descarga y se llama válvula Viajera. Dichas válvulas operan como válvulas cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie.

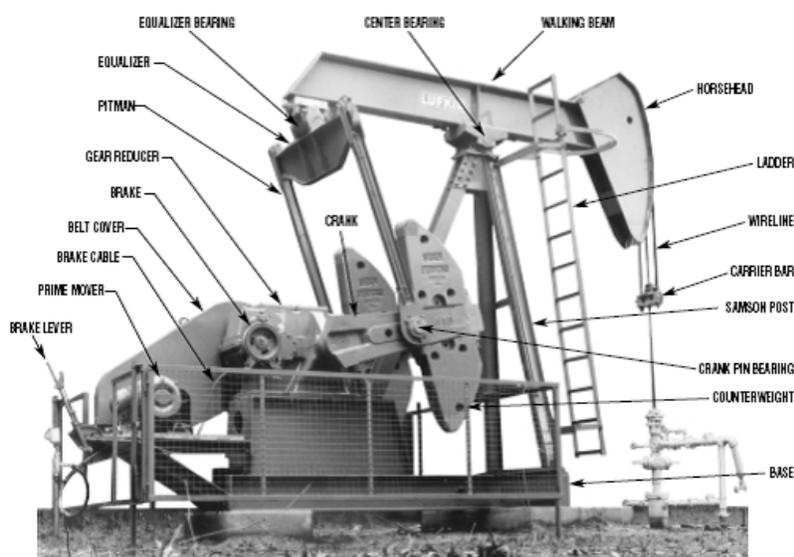


Figura 3.2: Equipo de superficie en Bombeo Mecánico. Fuente: : LUFKIN Industries Inc. Instalation Manual CU-04.

3.3. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ESP

El uso de las bombas electrosumergible en el campo La Cira Infantas, ha sido escaso comparado con los demás mecanismos, puesto que las características del campo el cual provee pozos con bajos caudales y alta producción de arena, no son suficientes para su aplicación. Actualmente el campo cuenta con 4 pozos trabajando con bombas de este tipo con caudales superiores a 1500 BFPD.

Sus características respecto a otros sistemas de bombeo son:

- Manejo altos caudales de fluido.
- Mantenimiento rápido.

- Permite una pronta atención a los pozos caídos.
- Pronta recuperación de la inversión inicial de los equipos.

El equipo se compone de:

- Equipo de superficie:
- Transformador reductor (SDT)
- Tablero de control (Variador o arrancador directo)
- Transformador elevador (SUT)

Equipo de fondo:

- Bomba
- Sello
- Motor
- Sensores (Opcionales)

La bomba para este tipo de bombeo, es una bomba del tipo centrífuga, que transfiere energía mecánica a un fluido por la acción rotativa de una turbina -llamada impulsor- que gira dentro de una cavidad o difusor. Al conjunto impulsor - difusor se le llama etapa de la bomba. A medida que el impulsor gira, todo el fluido que entra en él es expulsado hacia afuera por acción de la fuerza centrífuga. Debido a la forma de los alabes del impulsor, el fluido es levantado hacia el difusor, quien a su vez lo encamina al impulsor de la siguiente etapa. A mayor número de etapas en una bomba ESP, mayor es la presión a la salida.

3.4. MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO

La inyección de agua es el proceso de recuperación secundaria más ampliamente utilizado hoy en el mundo, desde el año 1880 se ha reconocido la inyección de agua como un potencial para mejorar el recobro de hidrocarburos. Sin embargo, las experiencias de campo no se tuvieron sino hasta 1930 cuando varios proyectos de inyección fueron iniciados, y no fue sino hasta cerca de los años 50 que comenzó el auge de este proceso de recuperación. La inyección de agua es la responsable de una amplia fracción del aceite producido hoy en el mundo.

Las principales razones por las cuales la inyección de agua es el proceso más exitoso y de mayor aplicación en el mundo son la disponibilidad general del agua, el bajo costo comparado con

otros líquidos de inyección, la facilidad para inyectar agua en la formación, y la alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite.

El recobro de aceite debido a la inyección de agua puede ser determinado en cualquier tiempo en la vida de un proyecto por inyección de agua, si los siguientes factores son conocidos.

- *Aceite in-Situ al inicio de la inyección de agua:* El aceite recuperado por inyección de agua es una función del volumen poroso a ser inundado y de la saturación de aceite. Para que un proyecto de inyección sea exitoso se requiere que suficiente aceite este presente en el yacimiento, el cual forme un banco que se mueva a través de la formación hacia los pozos productores, gracias al desplazamiento que le induce el agua inyectada. Si se conoce el aceite existente en el yacimiento al inicio de la inyección de agua se puede realizar una predicción exacta del funcionamiento o la interpretación del comportamiento de la inyección.
- *Factor de Recobro:* Cuando una cierta cantidad de agua es inyectada en el yacimiento, se necesita calcular la cantidad de aceite que se desplazará en la región invadida por el agua inyectada, así como la cantidad de aceite que se recuperará en los pozos productores, por lo cual se necesita estimar la eficiencia de recobro de la inyección de agua. La eficiencia de recobro se puede definir como la fracción de aceite inicial recuperado del yacimiento. Esta variable puede ser analizada en términos de la Eficiencia de desplazamiento (ED), la eficiencia de barrido areal (EA) y la eficiencia de barrido vertical (El)

3.5. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

Como se dijo anteriormente, el campo La Cira Infantas contiene tres zonas productoras conocidas como zonas A, B, y C, cada zona presentan características variables y particulares tanto de la formación como de fluidos.

En la Cira, la zona A corresponde a la formación de Colorado y consiste en aproximadamente 1200 pies de intercalaciones de arenisca y shale, además de más de 20 cuerpos individuales de arena que son los mejores productores de esta zona.

La zona B, tiene cerca de 1800 pies de espesor y está presente tanto en La Cira como en Infantas. Las mejores arenas se encuentran en la parte inferior de la zona. La zona C, es la más productiva de los campos. Esta, contiene más de 20 cuerpos individuales de arena suaves con tendencia a fluir entre pozos.

Para la descripción general de los fluidos producidos en el campo, se hace referencia al informe técnico de La Cira Infantas realizado por la gerencia de yacimientos de ECOPETROL,

referidos en la bibliografía al final de este trabajo, quienes realizaron un muestreo de fluidos y analizaron diferentes propiedades en laboratorio.

Capítulo 4

ESTADO DEL ARTE

4.1. FRICCIÓN Y DESGASTE

A. D. Sarkar B¹, dice: ".Es muy importante conocer la naturaleza original de las superficies a fin de comprender la interacción interfacial de las partes móviles de una maquinaria. Un aspecto importante de las superficies es saber si se encuentran libres de contaminantes u óxidos. Además, es necesario saber si una superficie es mecánicamente suave. Pero la premisa básica para comprender los mecanismos de fricción y desgaste es saber que no existe una superficie perfectamente plana a escala microscópica". En el trabajo de grado ".Evaluación del desgaste por fricción de algunos metales ferrosos y no ferrosos, con una máquina de cilindros cruzados", se plantea las siguientes definiciones:

4.1.1. Concepto de Fricción

La palabra fricción deriva del latín *fricare*, que significa rozamiento o frotamiento, esta palabra es usada para describir la pérdida gradual de energía cinética en situaciones donde los cuerpos o sustancias se mueven relativamente unas contra otras y se define como la resistencia al movimiento de un cuerpo, cuando éste se desplaza sobre otro. La fricción se puede producir entre un sólido y un gas, la cual se conoce como fricción aerodinámica, la producida entre un sólido y un líquido, que se conoce como fricción líquida y la producida por procesos de disipación de energía que se conoce como fricción interna.

4.1.2. Concepto de Desgaste

El desgaste se presenta cuando un material es removido o desplazado por el efecto producido entre las superficies interactuantes de dos sólidos en contacto, sometidos a una carga,

¹SARKAR, A. D. Desgaste de metales. México: Limusa, 1990. p.27

y en movimiento relativo, este movimiento puede ser en una o varias direcciones y deslizante o rodante.

Respecto a la razón de desgaste con el aumento de la carga, las investigaciones indican que; cuando la carga es baja, el régimen de desgaste es moderado, seguido por un régimen de transición cuando el desgaste aumenta unos órdenes de magnitud, hasta alcanzar un valor en el cual el desgaste es catastrófico. No se debe confundir fricción con el desgaste. La diferencia es que cuando se producen fuerzas de fricción a través de las áreas de contacto, estas fuerzas varían de acuerdo al sistema tribológico, y una vez que generan el arranque o desgarre de material, se está frente al fenómeno de desgaste.

4.2. INTERACCIONES FISICOQUÍMICAS.

Las superficies ingenieriles son rugosas y tienen valles y colinas, de manera que cuando ocurre el contacto entre dos sólidos, éste ocurre en ciertos puntos de ambas superficies, por eso el área de contacto real se localiza únicamente en una fracción del área aparente. De este modo, el esfuerzo normal aplicado es muy alto en estos puntos de contacto y puede exceder el punto de fluencia de uno de los sólidos o de ambos, en cuyo caso, las áreas de contacto se soldarán entre sí formando uniones o juntas, las cuales deben romperse para sostener el movimiento relativo. La fuerza necesaria para romper estas uniones es una medida de la fricción.

A medida que se rompen las uniones, aparecen residuos producidos por el desgaste. Para evitar esto hay que impedir la formación de uniones, lo que se logra separando las interfaces con una película lubricante que inhiba la interacción de los puntos de contacto entre los sólidos. Sin embargo, las superficies expuestas al ambiente se cubren rápidamente por una o más capas de gases absorbidos y de óxidos. La oxidación de las superficies se facilita por el calentamiento friccional, pero al aumentar los esfuerzos normales la capa de óxido se rompe, dejando expuesto el metal una vez más, lo que conlleva a un aumento en el desgaste.

De esta manera, las propiedades de ambos cuerpos influyen en el comportamiento de sus capas superficiales y pueden tener lugar penetraciones de las asperezas de uno de los cuerpos en el otro, promoviendo la formación de surcos y hasta desprendimientos de pedazos del cuerpo.

Las temperaturas elevadas en combinación con altas presiones en los puntos de contacto de los materiales pueden producir cambios significativos en la superficie, en las propiedades y en su geometría, creándose esfuerzos térmicos, cambios de microestructura, así como fenómenos de oxidación, formación de compuestos químicos y difusión. La interacción de gases y líquidos con

las superficies de los sólidos puede provocar la aparición de una tercera fase también llamada "tercer cuerpo". La destrucción de la superficie de rozamiento se manifiesta generalmente por la separación de las partículas de material, las cuales son de dimensiones micrométricas; en algunos casos esta destrucción se manifiesta por la evaporación del sólido, lo que comúnmente se conoce como disociación.

La destrucción se produce por la acción de cargas y diferencias de temperaturas repetidas en las asperezas individuales, la falta de homogeneidad estructural y a la aparición de esfuerzos generados por la concentración de tensiones que producen grietas, que al unirse ocasionan el desprendimiento de las partículas, precedida de un cambio en las propiedades de los sólidos. Como se puede observar, durante todo el proceso están ocurriendo deformaciones y transformaciones que cambian las propiedades fisicoquímicas en la capa superficial de cada sólido, permitiendo que la conexión entre la fricción y el desgaste sea compleja y dependa de muchos factores.

4.3. TIPOS DE DESGASTE.

Se pueden distinguir dos tipos especiales de desgaste involucrados en el proceso bajo estudio, estos son: desgaste adhesivo y desgaste abrasivo.

4.3.1. Desgaste adhesivo.

Cuando dos superficies están en contacto, se generan asperezas o protuberancias en alguna de las superficies friccionantes; aparecen pequeñas áreas de contacto y las presiones aplicadas se hacen relativamente grandes respecto a estas áreas, superando así los esfuerzos de fluencia de una o de las dos superficies, originando de esta manera una deformación plástica. Este proceso es llamado algunas veces soldadura en frío. Cuando las superficies están sujetas a movimientos relativos, las uniones de la soldadura en frío se rompen, esta ruptura depende de condiciones tales como geometría local, distribución de esfuerzos y características de dureza del material.

En el momento de la ruptura de la unión, una partícula de una superficie es transferida a la otra, provocando un proceso de desgaste adhesivo eventual. Si el proceso de desgaste adhesivo se vuelve severo ocurre un arranque de partículas en la zona de contacto.

4.4. INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO DE 2-7/8', 3-1/2', 4-1/2' Y 5-1/2' POR MEDIO DE FLUJO MAGNÉTICO 36

4.3.2. Desgaste abrasivo.

Este fenómeno de desgaste se produce por micropartículas provenientes de la misma pieza, las cuales actúan como lija directamente sobre una de las caras de contacto. Se manifiesta por la aparición de una serie de surcos y ranuras en la superficie del material que está experimentando el fenómeno. Debido a que en este proceso de desgaste aparecen partículas abrasivas entre las superficies friccionantes, causando el desgaste de una de ellas, a este fenómeno también se le conoce con el nombre de *desgastepor tercercuerpo*. Los surcos formados en la superficie del metal afectado, son zonas con altos niveles de esfuerzos y son frecuentemente causados por cargas de impactos y corte. La acción de corte está acompañada por una deformación superficial notable.

Cuando las condiciones de desgaste abrasivo o adhesivo existen junto con las condiciones que conducen a la corrosión, los dos procesos persisten y frecuentemente interactúan sinérgicamente. Si los productos de corrosión son duros y abrasivos, estas partículas se desprenderán quedando atrapadas entre las superficies de contacto, lo que origina la aceleración del desgaste abrasivo. En ciertos casos, los procesos de desgaste pueden remover la capa superficial protectora de la corrosión dejando expuesto el metal a la corrosión atmosférica, acelerando de ese modo el proceso de corrosión. Entonces los procesos de corrosión y desgaste pueden ser así mismos acelerados y conducir a una alta velocidad de desgaste.

4.4. INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO DE 2-7/8', 3-1/2', 4-1/2' Y 5-1/2' POR MEDIO DE FLUJO MAGNÉTICO

4.4.1. Descripción del equipo

El ScanNex basa su funcionamiento en una tecnología de dispersión de flujo magnético y en principios de desviación/redistribución, el cual trabaja con microprocesadores controlados por sensores. Un campo magnético es inducido dentro del tubo al momento de ser pasado por el escáner ScanNex, donde se ubican unas zapatas de detección, las cuales contienen los sensores que corren fuera de la superficie del tubo que es escaneado. La dispersión de los flujos magnéticos y la desviación/redistribución localiza las anomalías y defectos encontrados, dada la cercanía de las ondas detectadas por las matrices de los sensores. La información que estos recogen es entonces enviada a la computadora montada en una unidad vehicular o en su defecto sobre una mesa en la locación donde es analizada, graficada, interpretada y guardada. La tecnología brinda una cobertura circunferencial del tubo del 100 % y es capaz de detectar picaduras, corrosión, erosión de las paredes de los tubos, cortes, agujeros, cortaduras

4.4. INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO DE 2-7/8', 3-1/2', 4-1/2' Y 5-1/2' POR MEDIO DE FLUJO MAGNÉTICO 37

longitudinales y desgastes en general en cada inspección. Los tubos son codificados de acuerdo con los estándares internacionales de la API (American Petroleum Institute) y seleccionados, de manera tal que solo se quedan los tubos que presentan aun condiciones de ser re-utilizables y lo que presentan condiciones de no utilizables se sacan. La inspección solamente es en el cuerpo del tubo no se realiza en el tool joint, por lo cual un especialista simultáneamente debe inspeccionar el mismo.

4.4.2. Personal y equipos utilizados para la prestación del servicio



Figura 4.1: Equipos utilizados para realizar el servicio del scanner de la tubería.

- Camioneta Pick-Up 4x4 Diesel
- Equipo de Inspección SCANNEX según la medida de la tubería.
- Cables de datos (Aprox 30 m).
- Cables de Poder (Aprox 50 m).
- Pelican Case.
- UPS
- Bala de Inserción.
- Hug Box

4.4. INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO DE 2-7/8', 3-1/2', 4-1/2' Y 5-1/2' POR MEDIO DE FLUJO MAGNÉTICO 38

- Pinturas
- Polo a tierra
- Sensores
- Rectángulo Guía
- Conos de Seguridad
- Carpa o Toldo

4.4.3. Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la api.

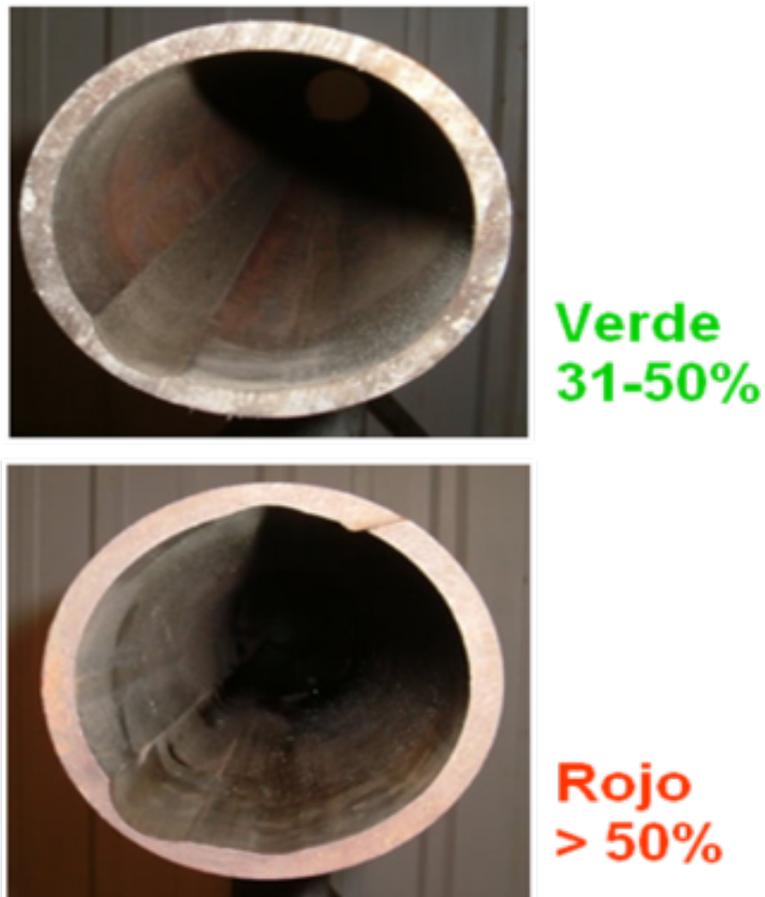


Figura 4.2: Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la api.

4.4. INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO DE 2-7/8', 3-1/2', 4-1/2' Y 5-1/2' POR MEDIO DE FLUJO MAGNÉTICO 39

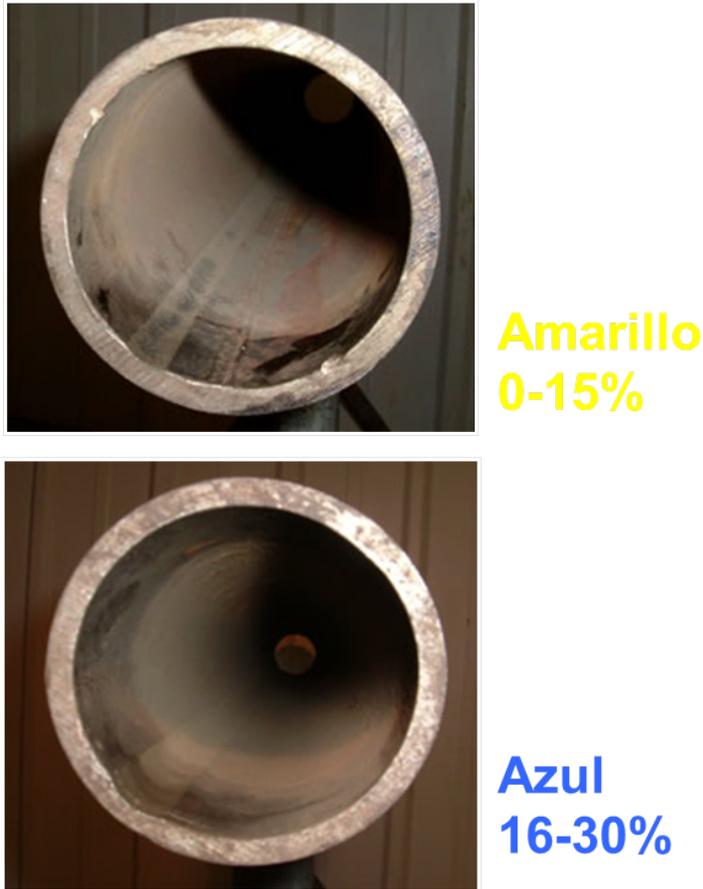


Figura 4.3: Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la api.

4.4.4. Reporte del sistema de administración de información (sai) rd scan inc.

Este reporte permite conocer la ubicación de la tubería dentro del pozo y su clasificación de desgaste según los estándares API. La empresa que contrata el servicio, dispone de un acceso mediante internet a la base de datos de la tubería que va siendo almacenada en una base de datos un vez se vallan escaneando los pozos y así puede tener un mayor control sobre la tubería que está utilizando para poder administrarla y darle un mejor uso, alargando la vida útil y reduciendo inventarios.

Beneficios de la inspección de tubos con nuestra tecnología.

- Menor congestión en el pozo.
- Poco personal de operación, lo que significa menor riesgo de accidentes

4.4. INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO DE 2-7/8', 3-1/2', 4-1/2' Y 5-1/2' POR MEDIO DE FLUJO MAGNÉTICO 40



Desgaste por barra



Corrosión



Desgaste por succión de barra



Perforaciones de tubo

Figura 4.4: Tipos de desgaste más comunes encontrados en los tubos.

- Elimina trabajos de Wellservices causados por tubería defectuosa.
- Elimina transporte innecesario al centro de inspección (solo Rojos).
- Predice la vida de los tubos reduciendo tiempo de inactividad inesperado
- Maximiza la vida de los tubos minimizando inversión (Reduciendo Inventarios).
- Reporte del perfil del pozo, el cual es un gran instrumento de administración.
- Indica problemas que pueden ser dirigidos a las áreas correctas
- Evaluación imparcial de los tubos.
- Grupo Atlas S.A. no transporta o vende tubos

4.4.5. Ventajas y conclusiones

Los resultados aportados por la pruebas permiten deducir el estado en que se encuentran los tubos en la sarta. De acuerdo al tipo de color señalado por el sensor se advierte ese estado, tal y como se explicó anteriormente. Por lo tanto se observó y se puede concluir:

4.4. INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO DE 2-7/8', 3-1/2', 4-1/2' Y 5-1/2' POR MEDIO DE FLUJO MAGNÉTICO 42

- Sirve para detectar las áreas de mayor desgaste dentro del pozo y por consiguiente el estado de los tubos en esas áreas.
- Los taladros y el personal que laboran en ellos se adapta fácilmente a la herramienta,
- No genera tiempos extras de uso de la torre para quebrar tubería,
- No implica ningún riesgo extra para los trabajadores de los taladros, Minimiza los riesgos de accidentes de movilización, ya que solo se movilizaría al depósito de materiales la tubería no utilizable,
- Por su tamaño es de fácil transporte a cualquier pozo,
- Ahorro de costos por minimizar el reemplazo de tubos malos por nuevos o usados en buenas condiciones que estén disponibles en el depósito de materiales. Como el caso de los tubos denominados Verdes, que muy pocas veces o quizá nunca son retornados a los pozos desde los centros de inspección,
- El escáner puede ir en el piso de la planchada o debajo de ella.
- No requiere de maquinaria pesada para su instalación
- Demuestra que no es necesario regresar en un corto plazo a un pozo para realizarle workover o servicio debido a fallas en la tubería,
- En general implica un gran ahorro de costos al no tener que reemplazar tubería que se cree pueda estar dañada; ahorra y permite que se aprovechen mas los tiempos de taladro, evitando así que tener que enviarlos innecesariamente a pozos por presunciones en futuras fallas de tubería ya que el sistema coloca al analista en posición de predecir su estado futuro o elegir una disposición que sea más apropiada a una mayor durabilidad.
- Un efecto importante en el uso de esta tecnología es el ahorro de costos de transporte y manipulación por efecto de la logística con la tubería que debe ser llevada al pozo. Especialmente en esos casos donde la distancia y las dificultades topográficas hacen difícil ese servicio y más costosa la operación, sin sumarle los posibles accidentes. Con el uso de esta tecnología solo se cambian los tubos rechazados y no toda la sarta.

Deseamos aprovechar éste momento para agradecer ECOPETROL-OXY LA CIRA su receptividad a las nuevas tecnologías, una forma de demostrar su inquietud por mejorar las que tiene a su alcance y ahorrar costos sin menoscabar la seguridad de las operaciones; gracias a ésta actitud, se puede demostrar que se ahorran costos de operación, de adquisición de tuberías, de logística y de seguridad y además, cuenta con el respaldo nacional de una

4.5. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO. 43

empresa como GRUPO ATLAS S.A. con más de veintidós años ininterrumpidos de servicio a ECOPETROL y otras empresas del sector petrolero como lo son OXY, Petrobras, Ocesa, Mansarovar, BP, Emerald, Chevron entre otras con muy buena aceptación.

4.5. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

Todos los equipos destinados a la perforación de pozos, producción, transporte y refinación de hidrocarburos están expuestos en algún grado, a ser atacados por la corrosión. La corrosión interna de equipos, tuberías y dispositivos asociados, es una de las principales fuentes de daño que provoca serios percances; por un lado, pérdidas de producción por reparaciones o cambio de partes de equipos, y por otro, pueden generar lamentables consecuencias de orden ambiental y de seguridad industrial.

En un campo productor de petróleo, sus instalaciones son construidas subestimando la dimensión de los daños de corrosión, probablemente porque, al inicio de la producción no se evidencian los principales agentes corrosivos; sin embargo, con el transcurrir de la producción del crudo, algunos factores como el nivel del agua de producción y algunos gases corrosivos se incrementan hasta convertir el sistema en un ambiente extremadamente corrosivo.

La velocidad y los mecanismos de corrosión en la producción y transporte de hidrocarburos están directamente relacionados con los siguientes factores: volumen de agua producida, fisicoquímica del agua, concentración de gases corrosivos como el CO_2 , H_2S y O_2 , presencia de microorganismos, metal expuesto y algunas variables físicas como la presión, temperatura, velocidad de flujo e interacción dinámica con otros elementos metálicos vecinos.

La presencia de agua en todos los pozos en diferentes porcentajes, ocasiona que los gases presentes en el interior (CO_2, H_2S), se disuelvan, dando lugar a una disminución del pH del agua. La corrosividad de ésta es una función de la cantidad de estos dos gases que se mantienen en solución. Todas las aguas con valores de pH bajos (acidez) se consideran corrosivas al acero.

El nivel de agresividad del oxígeno, aún en concentraciones bajas, es enorme, pero afortunadamente este gas es poco común en los fluidos de producción, pero en cambio, sí puede estar presente en las aguas utilizadas para inyectar en los pozos de aquellos campos de recuperación secundaria (desplazamiento del crudo con agua en el yacimiento).

El ácido sulfhídrico (H_2S) es un gas que comúnmente está asociado a la producción de hidrocarburos, y cuando se disuelve en agua se convierte en un ácido débil y en presencia de oxígeno puede ser desastroso. Su producto de corrosión es el sulfuro de hierro FeS , que gen-

4.5. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO. 44

eralmente se adhiere a la superficie del acero como un residuo de color oscuro tipo incrustante y bajo el cual, suele generarse picado.

El gas contaminante que se encuentra en mayor proporción con los fluidos de producción es el dióxido de carbono (CO_2). El mecanismo y los factores que influyen la corrosión por CO_2 se describen seguidamente:

4.5.1. Corrosión por CO_2 .

La corrosión ocasionada por el CO_2 en la producción de petróleo y gas es comúnmente conocida como corrosión dulce. La corrosión dulce ocurre como resultado de la presencia de dióxido de carbono que disuelto con el agua produce un ácido orgánico corrosivo. Generalmente, un incremento en la presión incrementa la solubilidad del CO_2 en el agua. El CO_2 se diluye en el agua y como producto de la reacción de éstos se forma el ácido débil H_2CO_3 .

Este ácido reduce el pH del agua y corroe el acero que está en contacto. El producto resultante de la corrosión por CO_2 de los aceros al carbono es denominado siderita, depósito de color grisáceo o negro que se adhiere fuertemente a la superficie del metal.

El daño ocasionado por el CO_2 sobre los aceros al carbono y en los aceros de baja aleación se presenta como picado superficial y fisuras las cuales en algunas oportunidades se generan unas sobre otras. Mientras algunas superficies pueden permanecer sin daño, generalmente la corrosión se presenta en forma uniforme en las áreas atacadas, llevando a la llamada corrosión tipo mesa, la cual es característica de la corrosión por CO_2 .

4.5.2. Parámetros que influyen en la corrosión por CO_2

Se han desarrollado muchos estudios experimentales tratando de explicar la influencia del pH, presión parcial del CO_2 y la temperatura en la velocidad de corrosión. Con base en los resultados de estos estudios, se han podido crear herramientas que permiten establecer algún tipo de predicción de los procesos corrosivos por CO_2 . El efecto de la presión parcial de CO_2 , la temperatura, el pH, condiciones de flujo, solubilidad del $FeCO_3$ y formación de películas ha sido estudiado en circuitos de flujo a alta presión y a diferentes temperaturas.

- pH. El incremento del pH disminuye la solubilidad del $FeCO_3$, dando altas probabilidades de formación de una película protectora. Altos pH también dan como resultado una disminución en la velocidad de corrosión, ya que disminuye la disponibilidad de los iones H^+ y disminuye la velocidad de la reacción de reducción del hidrógeno.

4.5. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO. 45

- Presión parcial del CO_2 . Altas presiones parciales de CO_2 incrementan la velocidad de corrosión, debido a la disminución del pH y al incremento en la velocidad de reacción de reducción del ácido carbónico.
- Temperatura. Altas temperaturas incrementan la velocidad de corrosión por la aceleración de las reacciones químicas y electroquímicas. Sin embargo, también se incrementa la velocidad de precipitación, por lo que las películas protectoras se forman más fácilmente a altas temperaturas y pueden disminuir la velocidad de corrosión.
- Formación de capas. La capa de $FeCO_3$ se considera en muchos casos protectora, pues reduce la velocidad de corrosión limitando el transporte de las especies químicas involucradas en la reacción.

La capa de $FeCO_3$ es el principal producto final de la reacción de corrosión de aceros en soluciones con CO_2 ; esta capa por debajo de los $60^\circ C$ no es muy protectora, pero por encima si lo es, aumentando dicha característica en la medida en que se incremente la temperatura hasta los $100^\circ C$. Se debe tener claro que todos los ambientes pozo abajo son corrosivos hasta cierto punto. Algunos fluidos corrosivos pueden ser considerados no corrosivos si la velocidad de penetración de la corrosión, registrada como milésimas de pulgadas perdidas por año (mpy), es suficientemente baja para no ocasionar problemas.

4.5.3. Control de la corrosión.

Algunos de los sistemas de control de la corrosión interna disponibles son:

Tratamiento químico por medio de inhibidores de corrosión.

Dentro de los métodos de control de la corrosión interna que existen en la producción de petróleo, el uso de inhibidores de corrosión es el más utilizado por su costo, disponibilidad y versatilidad.

Un inhibidor es una sustancia que retarda o disminuye una reacción química. Por lo tanto, un inhibidor de corrosión es un agregado, que adicionado en pequeñas cantidades al ambiente corrosivo, disminuye el ataque del medio hacia el metal. Con relación a la forma de actuar, algunos inhibidores retardan la corrosión por adsorción al formar una película delgada e invisible con un poco de moléculas, otros forman precipitados en el seno del fluido que recubren el metal y lo aíslan de los ataques del medio, y otros actúan directamente sobre el metal corroído y como resultado de la adsorción y los productos de corrosión forman una película pasiva.

4.5. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO. 46

Existen varias formas de clasificar los inhibidores de corrosión, de las cuales la más aceptada se debe a su mecanismo de acción. Esta clasificación comprende a los inhibidores pasivadores, convertidores de película, inhibidores de adsorción o filmicos, neutralizantes, secuestrantes y misceláneos. Los primeros tres grupos son los más numerosos y corresponden a compuestos que pueden formar barreras entre el metal y el medio agresivo, mientras que los secuestradores y neutralizantes actúan sobre el medio, eliminando agentes agresivos, tales como el ion hidrógeno o el oxígeno disuelto entre otros.

Para la protección interior de ductos, la familia de inhibidores más utilizada es la de los inhibidores que actúan por adsorción o filmicos, este tipo de compuestos se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal. Su nivel de protección depende tanto de su concentración, que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y el compuesto. Las barreras de inhibidor formadas son hidrofóbicas, las cuales rechazan la fase acuosa que contiene las especies corrosivas.

Por otro lado, dentro de los inhibidores misceláneos se encuentran los biocidas, los cuales son compuestos químicos que se utilizan para disminuir y controlar la población de bacterias. Pueden ser considerados como inhibidores de la corrosión, ya que al disminuir la población bacteriana, la corrosión ocasionada por la presencia de esta clase de microorganismos, también disminuye.

Los inhibidores que se seleccionan para el control de la corrosión en ductos que transportan hidrocarburos pueden ser: formadores de películas, solubles en aceite y dispersables en agua, solubles en agua y dispersables en aceite, parcialmente solubles en agua y aceite, parcialmente dispersables en agua y aceite.

Recubrimientos internos.

Materiales poliméricos como plásticos y cauchos son débiles, blandos y en general menos resistentes a ácidos inorgánicos fuertes en comparación con los metales y aleaciones y, por tanto, su uso como material primario es limitado donde la corrosión es un factor a considerar. Sin embargo, conforme aumente la disponibilidad de materiales poliméricos resistentes, su uso también aumentará. Los materiales cerámicos tienen alta resistencia a la corrosión y a las altas temperaturas, pero tienen la desventaja de ser quebradizos cuando son expuestos a esfuerzos de tensión.

4.5. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO. 47

Empleo de aceros inoxidables y aleaciones especiales.

Hay reglas generales bastante aceptadas y razonablemente seguras que pueden aplicarse para seleccionar metales y aleaciones resistentes a la corrosión para aplicaciones en ingeniería. Éstas son:

- Para condiciones reductoras o no oxidantes tales como ácidos o disoluciones acuosas libres de aire, se usan a menudo aleaciones de níquel y cobre.
- Para condiciones oxidantes se usan aleaciones que contienen cromo.
- Para condiciones fuertemente oxidantes se utilizan comúnmente aleaciones de titanio. De los sistemas de control mencionados, en la industria del petróleo, los dos últimos son poco comunes por disponibilidad y costo; mientras que, los inhibidores de corrosión, se han convertido en la alternativa más utilizada por su versatilidad, eficiencia y bajo costo inicial.

Por último es importante resaltar, que al ocurrir una falla, el objetivo principal es determinar si la causa raíz es un problema de corrosión, cual fue el mecanismo de daño, conocer las razones y como puede prevenirse en el futuro. Por lo tanto es esencial que el personal, ingenieros y operadores, tengan un conocimiento general del fenómeno de corrosión, su apariencia y las condiciones de operación que pueden iniciar el ataque, y si bien es cierto que la corrosión no se puede eliminar completamente, también es cierto que es posible controlar su reacción y su influencia en los materiales con que están fabricados los equipos en la actualidad.

Capítulo 5

METODOLOGÍA.

5.1. REVISIÓN Y ELABORACIÓN DE LA LISTA DE POZOS.

Para el desarrollo de este trabajo se elaboró una lista de pozos completados con sistemas de levantamiento artificial PCP (bombeo por cavidades progresivas) a partir del 2008 en adelante y que se tuvo en cuenta la primera falla por tubería rota porque se esta garantizando que toda la tubería de producción es totalmente nueva. En la Figura 5.1 se observa el número de tubos rotos perteneciente al eje de las ordenadas y en el eje de las abcisas los pozos productores completados por sistema de levantamiento artificial PCP, donde, para un mismo servicio al pozo 2206 se encontraron tres tubos rotos. También se observa que el área con mayor número de fallas por tubería rota es Cira sur, seguido de infantas norte.

Adicionalmente se necesita variables como las revoluciones por minutos (RPM), el diámetro externo e interno de la tubería de producción, el espesor de la tubería (walk ticknees), el diámetro de la varilla, la presión a la entrada de la bomba, la presión de descarga, las propiedades de los fluidos y el tiempo de vida útil de la tubería cuando ocurrió la primera falla.

5.2. PLANTEAMIENTO DEL MODELO DE DESGASTE.

Para plantear el modelo de desgaste de tubería se tienen en cuenta tres efectos importantes, tales como el efecto de fricción, abrasión y corrosión. Los efectos de fricción y abrasión se pueden combinar como se observa en la ecuación 5.1 mientras que el efecto de corrosión tiene que trabajar se por aparte ya que éste no depende de las variables operacionales si

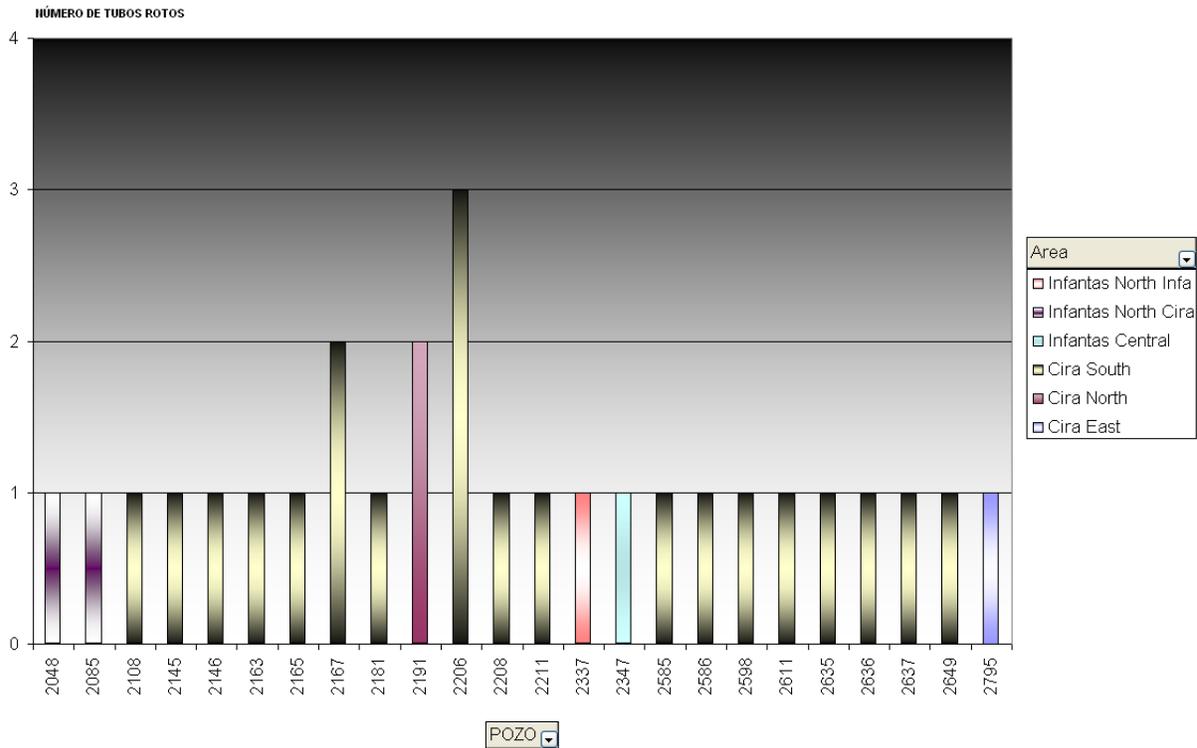


Figura 5.1: Estadística de pozos que han tenido falla por tubería rota por primera vez.

no del ambiente agresivo de la formación. A continuación se presentaran el planteamiento matemático del desgaste total de la tubería y posteriormente el desarrollo de los modelos de fricción -abrasión y el modelo por corrosión.

$$Desgaste_{Total} = Desgaste_{Fricción} + Desgaste_{Abrasión} + Desgaste_{Corrosión} \quad (5.1)$$

5.2.1. Modelo desgaste por Fricción y Abrasión

C-FER (Center For Energy Research Inc.) basado en muestras representativas de algunos pozos de Canadá y EE.UU. desarrollaron una ecuación empírica donde determinaron que el desgaste de la tubería era una función del contenido abrasivo, la fricción, las fuerzas de contacto distribuida y la velocidad de operación. A continuación se muestra la ecuación en mención:

$$W = 1,1231X (10^{0,075YS}) F_{ContactoDistribuida} RPM \quad (5.2)$$

Donde:

w: Tasa de desgaste (pulgadas/día)

S: Corte arena (%)

$F_{ContactoDistribuida}$: Fuerza contacto distribuida (lbs/ft)

RPM: evoluciones por minutos

X, Y: Coeficientes de desgaste del material

Cuando el material usado es acero la constante a utilizar es 1, mientras que si es poliuretano los valores para X es 0.75 y para Y es 0.9.

Las fuerzas de contacto distribuida es una función de una constante, las fuerzas de contacto neta sobre los acoples y la longitud del acople. La ecuación 5.3 representa lo dicho anteriormente.

$$F_{ContactoDistribuida} = \frac{CF_{ContactoNeto_sobreacople}}{L_{Acople}} \quad (5.3)$$

Donde:

C: constante (12)

$F_{ContactoNeto_sobreacople}$: Fuerza contacto sobre los acoples (lbs)

La fuerza neta sobre los acoples tiene en cuenta las fuerzas inducidas por gravedad y las fuerzas inducidas por curvaturas.

$$F_{ContactoNeto_sobreacople} = F_{InducidaGravedad} + F_{InducidaCurvatura} \quad (5.4)$$

Para hallar las fuerzas inducidas por gravedad y curvatura hay que hacer una salvedad en cuanto al tipo de varilla a utilizar, es decir, si es varilla convencional o varilla continua. Para varillas convencionales las fuerzas por gravedad se determinan de la siguiente manera:

$$F_{InducidaGravedad} = CWL_{EntreAcople} \sin(\phi) \quad (5.5)$$

Donde:

C: Constante =1

W: peso unitario de las varillas (lbs/ft).

$L_{EntreAcople}$: Longitud entre los acoples (ft).

ϕ : Angulo de inclinación.

Las fuerzas inducidas por gravedad son aquellas ejercidas por la acción del peso de las varillas y el ángulo de inclinación como se muestra en la Figura 18 Cabe aclarar que ésta es la componente horizontal del peso de las varillas.

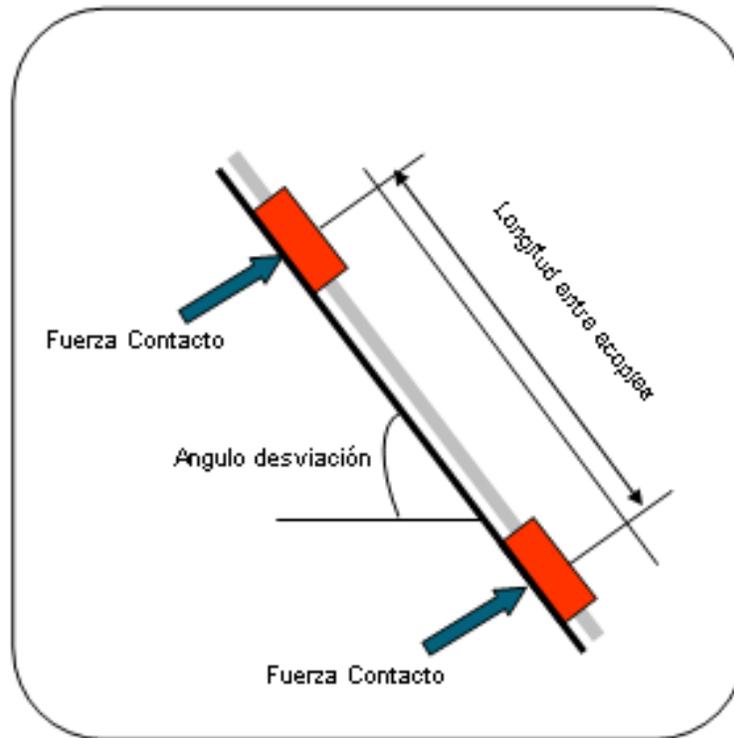


Figura 5.2: Esquema de las Fuerzas de contactos inducidos por gravedad.

Con la siguiente ecuación se puede modelar las fuerzas inducidas por curvaturas.

$$F_{InducidaCurvatura} = A(T_{Sarta}L_{EntreAcople})Dogleg \quad (5.6)$$

Donde:

A: Constante=1.736E-4

T_{sarta} : Tensión Sarta (lbs)

$L_{Entreacoples}$: Longitud entre acoples (ft)

Dogleg: Severidad del pozo (grados/100ft).

Esta fuerza es debe a la acción de la geometría del pozo, el radio de curvatura, las propiedades de los fluidos, la longitud que hay entre los acoples y la tensión de la sarta. La variable que más incide para el cálculo de la fuerza inducida por curvatura es la tensión, debido a que ésta es función del peso sobre la bomba, el peso total de la sarta y las fuerzas de boyanza. En la Figura 19 se ilustra las fuerzas ejercidas sobre los acoples, las fuerzas distribuidas y las tensiones de las varillas.

La tensión a lo largo de la sarta de varillas es una combinación de distintos componentes.

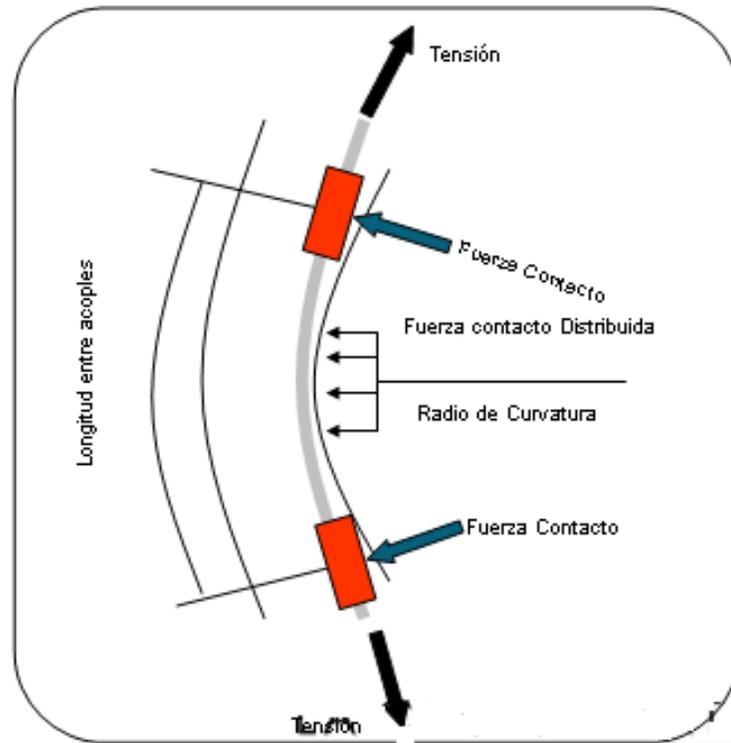


Figura 5.3: Esquema de las fuerzas de contactos inducidas por curvatura.

Para determinar la tensión de la sarta matemáticamente se puede calcular como:

$$T_{Sarta} = P_{Bomba} + P_{TotalSarta} - \sum (F_{Ascendente}) \quad (5.7)$$

Donde:

P_{Bomba} : Carga sobre la bomba (lbs)

$P_{TotaldeLasarta}$: Peso total de la sarta (lbs)

$F_{Ascendente}$: Fuerzas ascendente (lbs)

La carga de presión sobre la bomba es el resultado de la presión diferencial a través de la misma, la cual empuja hacia abajo el rotor de forma análoga de la acción que se ejecuta sobre el pistón en aplicaciones reciprocantes. La siguiente correlación provee una muy buena aproximación par el cálculo de esta carga.

$$P_{Bomba} = C [(P_{Desgaste} - P_{Entrada}) (2D^2 + 13eD + 16e^2) - P_{Desgaste} D_r] \quad (5.8)$$

Donde:

P_{Bomba} : Carga sobre la bomba (lbs)

$P_{Descarga}$: Presión de descarga de la bomba (psi)

$P_{Entrada}$: Presión de entrada de la bomba (psi)

D: Diámetro nominal del rotor (pulgadas)

e: Excentricidad de la bomba (pulgadas)

D_r : Diámetro externo de la varilla (pulgadas)

C: Constante (0.79).

El peso de las varillas dependerá de la metalurgia con que ellas están fabricadas y sus dimensiones. Usualmente se conoce este valor en función de su peso por unidad de longitud, calculado de la siguiente manera:

$$P_{Totalsarta} = CW_r L_{Vertical}$$

(5.9)

Donde:

$P_{Totalvarillas}$: Peso total de la sarta de varillas (lbs)

W_r : Peso unitario de las varillas (lbs/ft)

$L_{Vertical}$: Longitud vertical de la sarta (ft)

C: Constante (1)

Las fuerzas ascendentes son provocadas por el mismo movimiento del fluido. Al actuar sobre la sarta de varillas, estas fuerzas reducen significativamente la carga de tensión de la misma. Estas fuerzas actúan tanto sobre los acoples (fuerza ascendentes areales) como sobre el cuerpo de las varillas (fuerzas superficiales).

Las pérdidas de fluido y la presión hidrostática crean un diferencial de presión a través de los acoples, centralizadores y guías de la sarta. La magnitud de esta fuerza areal puede ser calculada como:

$$F_{Areal} = CP_{\Delta(c)}(D_c - D_r) \quad (5.10)$$

Donde:

F_{Areal} : Fuerza ascendente areal (lbs)

$P_{\Delta c}$: Presión diferencial a través de los acoples (psi)

D_c : Diámetro externo de los acoples (pulgadas)

D_r : Diámetro externo de la varilla (pulgadas)

C: constante (0.7854).

La manera más simple de calcular de determinar la fuerza ascendente areal total en un sistema completo sarta-tubería es calcular individualmente los valores de la fuerza para cada combinación varilla-acople, totalizando para ello, las pérdidas de flujo, la columna hidrostática y las longitudes equivalentes de la varilla y acople. En cuanto a las fuerzas ascendentes superficiales, éstas se producen por la fricción entre el fluido en movimiento y la cara externa tanto de la varilla como de los acoples. La magnitud de esta fuerza se puede calcularse como:

$$F_{Sup} = CLQ\mu D_r \left[\frac{Ln \frac{D_r}{D_t}}{((D_t)^4 - (D_r)^4) (Ln \frac{D_r}{D_t}) + (D_t)^2 - (D_r)^2} \right] \left[D_r + \frac{D_t^2 - (D_r)^2}{2D_r Ln(\frac{D_r}{D_t})} \right] \quad (5.11)$$

Donde:

F_{sup} : Fuerza ascendente superficial (lbs).

L: Longitud (ft)

Q: Caudal (Bls/día)

μ : Viscosidad (Cp)

D_r : Diámetro de la varilla (pulgadas)

D_t : Diámetro interno del tubing (pulgadas).

Cuando se utilizan varillas continuas la forma de modelar estas fuerzas es análoga a las utilizadas en varillas convencionales, la diferencia radica en que en las continuas no se tiene en cuenta la longitud entre los acoples si no que las fuerzas están distribuidas en toda la longitud de la varilla. Para varillas convencionales las fuerzas por gravedad se determinan de la siguiente manera:

$$F_{InducidaGravedad} = CW \sin(\phi) \quad (5.12)$$

Donde:

C: Constante =1

W: peso unitario de las varillas (lbs/ft).

ϕ : Angulo de inclinación.

Las fuerzas inducidas por gravedad son aquellas ejercidas por la acción del peso de las varillas y el ángulo de inclinación. Con la siguiente ecuación se puede modelar las fuerzas inducidas por curvaturas.

$F_{InducidaCurvatura} = A(T_{Sarta})Dogleg(5.13)$ Donde:

A: Constante=1.736E-4

T_{sarta} : Tensión Sarta (lbs)

Dogleg: Severidad del pozo (grados/100ft).

Esta fuerza es debe a la acción de la geometría del pozo, el radio de curvatura, las propiedades de los fluidos, y la tensión de la sarta. La variable mas incide para el cálculo de la fuerza inducida por curvatura es la tensión, debido a que ésta es función del peso sobre la bomba, el peso total de la sarta y las fuerzas de boyanza.

5.3. PLANTEAMIENTO TENIENDO EN CUENTA EL EFECTO DE CORROSIÓN.

Se han desarrollado muchos estudios experimentales tratando de explicar la influencia del pH, presión parcial del CO_2 y la temperatura en la velocidad de corrosión. Con base en los resultados de estos estudios, se han podido crear herramientas que permiten establecer algún tipo de predicción de los procesos corrosivos por CO_2 . El efecto de la presión parcial de CO_2 , la temperatura, el pH, condiciones de flujo, solubilidad del $FeCO_3$ y formación de películas ha sido estudiado en circuitos de flujo a alta presión y a diferentes temperaturas. El efecto de la corrosión en el campo la Cira-Infantas ha sido una variable muy influyente para el proceso de ruptura de tubería de producción es por ello que el equipo integrado OXY-ECOPETROL han aplicado diferentes técnicas para determinar el tipo de corrosión predominante en el campo la Cira- Infantas. Las diferentes técnicas empleadas son a través de análisis físico químicos, cupones y mediciones directas. En la primera tienen en cuenta la presión parcial del CO_2 y H_2S donde dependiendo de que tan alta sean estas presiones de cada agente corrosivo así mismo se define el tipo de corrosión; en la segunda, utilizan cupones del mismo material de la tubería de producción y la dejan expuesta dentro de la mismo por un periodo de tiempo, para el calculo de la velocidad de corrosión por medio de cupones se tienen que tener en cuenta la fecha de instalación del cupón y la fecha de retiro del mismo, así como otras variables como lo son el diámetro el área transversal del cupón entre otros. La tercera técnica es la medición directa, con ésta lo que realizan es tomar una muestra de fluido en la boca del pozo, se introduce una herramienta exclusivamente para estas mediciones de velocidad de corrosión y le muestra en pantalla cuanto es el valor. En la Cira-Infantas emplean las técnicas de análisis físico-químicos y la de los cupones para determinar la velocidad de corrosión de los pozos donde se ha determinado que el tipo de corrosión predominante es la corrosión por dióxido de carbono (CO_2) y que es una función de la velocidad de transferencia máxima y la velocidad

de corrosión máxima las cuales son funciones de variables como la fugacidad, el PH real, el tipo de flujo, el diámetro de la tubería de producción, la presión parcial del agente corrosivo, los bicarbonatos, la cantidad de sólidos, la relación que hay entre los fluidos.

A continuación se muestran las ecuaciones para determinar la velocidad de corrosión.

$$V_{CorrosiónCO_2} = f(Velocidad_{Transferencia\ máxima}, Velocidad_{Corrosión\ máxima}) \quad (5.14)$$

$$Velocidad_{Corrosión} = \left[\frac{1}{\frac{1}{Velocidad_{Transferencia\ máxima}} + \frac{1}{Velocidad_{Corrosión\ máxima}}} \right] \quad (5.15) V_{CorrosiónCO_2} = f(Velocidad_{Transferencia\ máxima}, Velocidad_{Corrosión\ máxima})$$

$$Velocidad_{Corrosión} = \left[\frac{1}{\frac{1}{Velocidad_{Transferencia\ máxima}} + \frac{1}{Velocidad_{Corrosión\ máxima}}} \right] \quad (5.16)$$

Teniendo en cuenta las ecuaciones para estimar el desgaste por fricción-abrasión y las de corrosión se puede realizar una sinergia entre estos fenómenos con la finalidad de alcanzar una mejor aproximación en cuanto a la pérdida de espesor de la tubería de producción. Adicionalmente a partir de esta corrección se puede generar un perfil de desgaste que permita visualizar el estado de criticidad de la tubería durante toda la trayectoria de la misma, a continuación se explicará la forma de generar el perfil de desgaste.

5.4. GENERACIÓN DEL PERFIL DE DESGASTE

Un perfil de desgaste permite establecer el estado de la tubería, es decir, si está en buenas condiciones, en regulares, media o en malas condiciones. Para ello se tiene que tener en cuenta varias variables como son:

Comportamiento de la presión con la profundidad y el desgaste: Debido a que el modelo desarrollado por C-FER para estimar el desgaste de la tubería no modela el desgaste por corrosión, tampoco tiene presente una variable fundamental como lo es la presión hidrostática ya que antes de poner a producir un pozo se realiza dicha prueba para garantizar la integridad de la tubería. Cuando se hacen estas pruebas de presión hidrostáticas el tubing se desgata X cantidad de espesor lo cual quiere decir que no es necesario que la varilla llegue a desgastar el 100% del espesor del tubing si no que ésta desgata el tubing hasta cierto punto y luego por efecto de la presión se rompe la tubería. En la *Figura 5.4* se observa que a mayor profundidad

mayor es la presión y el desgaste; además cuando la profundidad es cero (0 pies) la presión registrada es la de cabeza y el desgaste es mínimo. Para saber cual es espesor con el cual se va a generar el perfil de desgaste se realiza una intersección del efecto combinado donde exista mayor tasa de desgaste y mayor presión de trabajo (Working Pressure) como se muestra en la *Figura 5.5*. En la *Figura 5.6* se puede observar la generación de un perfil de presiones que le permite a los personal de campo con que presión se realizará la prueba hidrostática, ésta figura quiere decir que a menor pulgadas desgastadas mayor va hacer la presión de prueba. El espesor perdido por la presión de trabajo de calcula de la siguiente manera:

$$\text{Perdida}_{\text{Espesor}} = \frac{W_{\text{Espesor}} \text{OD}_{\text{Tubing}}}{2fY_{\text{Min}}} \quad (5.17)$$

Donde: Perdida espesor= Espesor perdido debido a la presión de trabajo. (Pulgadas)

Wpressure= Presión de trabajo. (Psi).

f= Factor que depende del grado del material N80=0.8, J55=0.6

ODtubing= Diámetro externo del tubing. (Pulgadas)

Ymin= Esfuerzo mínimo a la cadencia (psi), los valores se obtienen de tablas.

Una forma aproximada para calcular la presión de trabajo es con la siguiente ecuación:

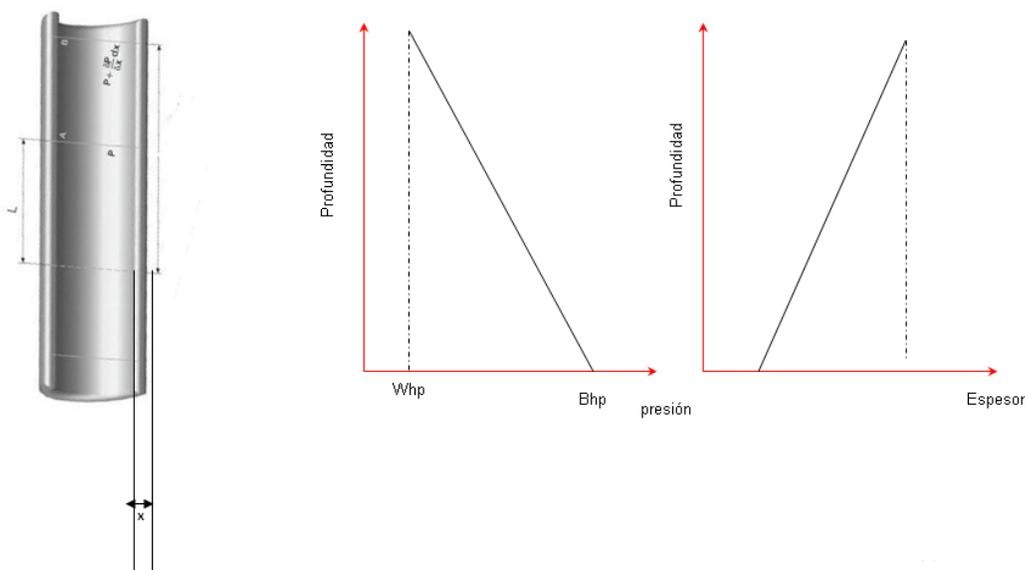
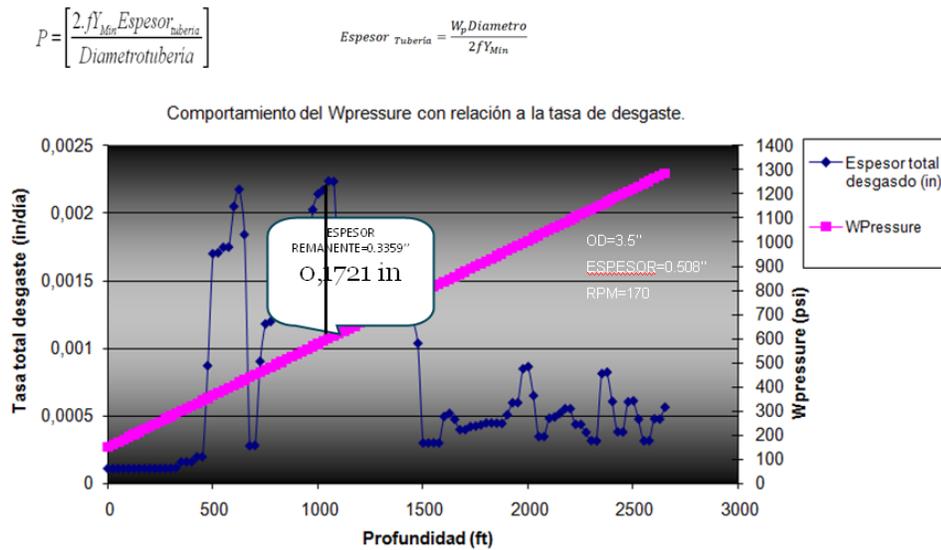


Figura 5.4: Comportamiento de la presión con el desgaste del tubing.



Fuente: Norma API 5CT ISO 11960:2001

Figura 5.5: Intersección del efecto combinado entre la presión de trabajo y la mayor tasa de desgaste para el pozo UIS1.

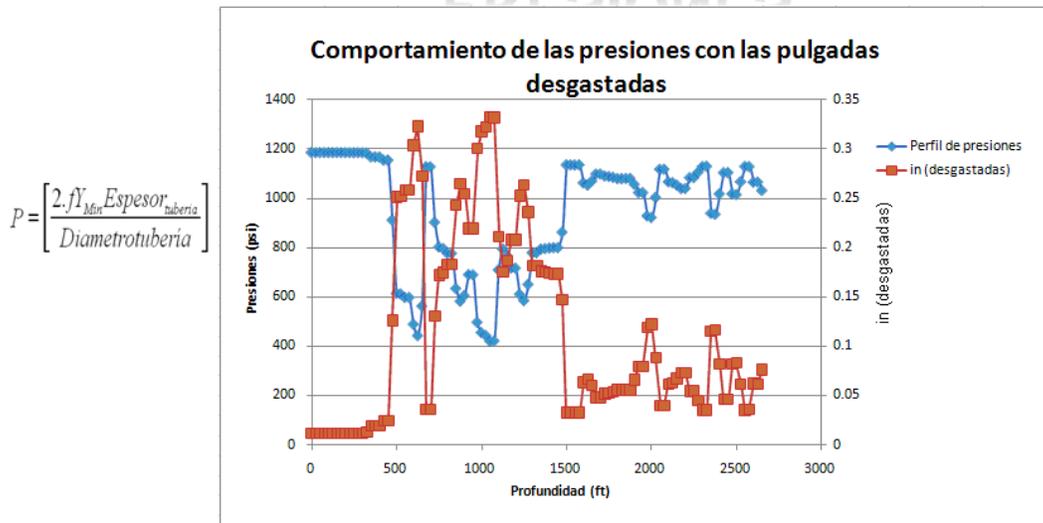


Figura 5.6: . Relación del comportamiento de la presión y las pulgadas desgastadas para el pozo UIS1.

El espesor total del tubing desgastado: Es la relación que existe entre el espesor desgastado por los efectos de fricción-abrasión y corrosión en comparación al espesor real del tubing. Una forma de calcular ese desgaste es a través de la siguiente ecuación:

$$W_{Espesor} = (Gradiente_{Agua} * \%BSW + Gradiente_{Aceite} (1 - \%BSW)) Profundidad(5.18)$$

Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la API: Ésta clasificación se utiliza con el propósito de distinguir cuales son las tuberías que hay que cambiar y cuales se pueden utilizar por un periodo de tiempo, para ello se utilizan unos colores específicos. A continuación se muestran los rangos de los desgastes:

Amarillo: El porcentaje de desgaste oscila entre 0-15 %

Azul: El porcentaje de desgaste oscila entre 16-30 %.

Verde: El porcentaje de desgaste oscila entre 16-30 %.

Rojo: El porcentaje de desgaste oscila entre 16-30 %.

Según la API la tubería que tenga un desgaste mayor al 50 % se tiene que desechar mientras que las menores de 50 % se pueden utilizar salvaguardando que cada grado tiene su orden de criticidad.

Clasificación de los Estándares de Desgaste Estipulados por la API

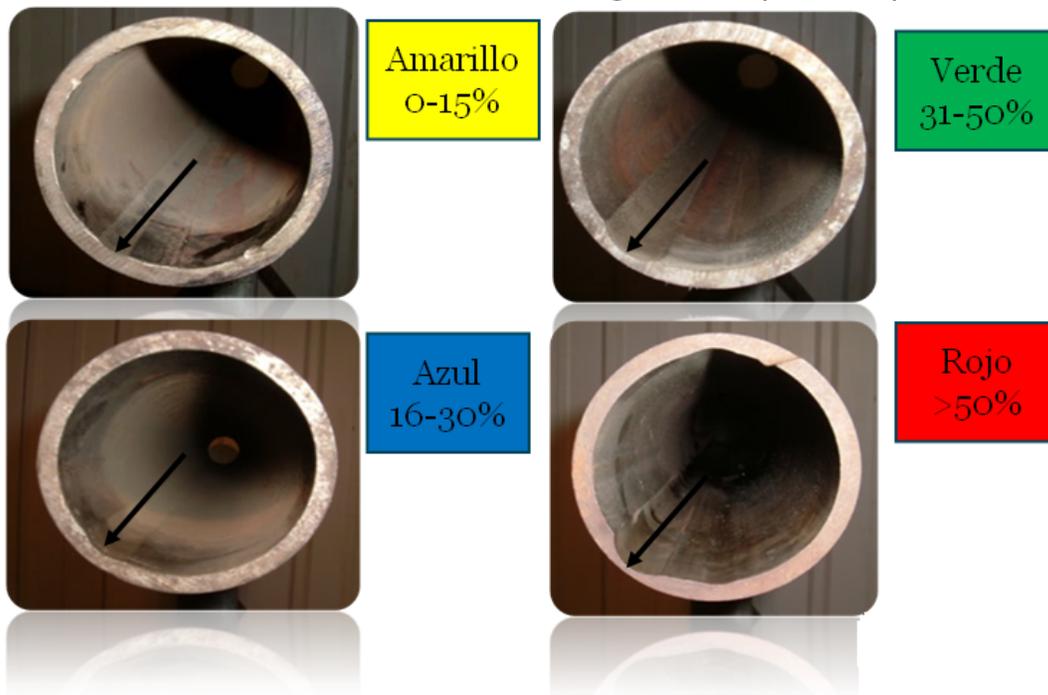


Figura 5.7: . Clasificación de los Estándares de Desgaste Estipulados por la API.

Teniendo como base estas variables se procede a la generación del perfil de desgaste con la

ayuda de herramientas computarizadas se realizó una macro en la cual vaya comparando la predicción del desgaste total es decir incluyendo los efectos de fricción, abrasión y corrosión con la estipulada con la API y la colore de acuerdo con la especificación de la misma como se muestra en la Figura 5.8. Se puede observar el comportamiento de la tubería a una determinada profundidad donde los colores rojos indican que se tiene que cambiar la tubería a esa profundidad con la finalidad de evitar una falla por ruptura. Adicionalmente a través de esta generación se puede hacer una reubicación de la tubería es decir, los tubos que estén en el rango de color verde se pueden ubicar donde están los amarillos que tienen el menor desgaste ya que uno de los objetivos principales de este trabajo es disminuir el índice de fallas por tubería rota y optimizar la vida útil de la tubería de producción.

Measured Depth (ft)	desgaste por fricción(in)	% desgaste	% desgaste total	perdida de espesor (in)
0	1.33233E-05	0.002622695	2.29361	
25	2.97018E-05	0.005846818	2.296834	
50	4.60804E-05	0.00907094	2.300058	
75	6.24581E-05	0.012294906	2.303282	
100	7.88367E-05	0.015519026	2.306506	
125	9.46144E-05	0.018624875	2.309612	
150	0.000110383	0.021729016	2.312716	
175	0.000126152	0.024833153	2.31582	
200	0.000141921	0.027937288	2.318924	
225	0.00015769	0.031041419	2.322028	
250	0.000173459	0.034145546	2.325133	
275	0.000197113	0.038801729	2.329789	
300	0.000212882	0.041905845	2.332893	
325	0.000894123	0.176008542	2.466996	
350	0.007353446	1.447528662	3.738516	
375	0.007380978	1.45294852	3.743936	
400	0.007395521	1.455811145	3.746798	
425	0.013027516	2.564471733	4.855459	
450	0.01298904	2.556897693	4.847885	
475	0.114607595	22.56055028	24.85154	
500	0.239584216	47.16224726	49.45323	
525	0.24043844	47.33040164	49.62139	
550	0.246459976	48.51574331	50.80673	
575	0.246598267	48.54296585	50.83395	
600	0.292140192	57.50791184	59.7989	
625	0.311454782	61.30999642	63.60098	
650	0.260992039	51.37638557	53.66737	
675	0.023883134	4.70140437	6.992391	
700	0.024211008	4.76594639	7.056933	
725	0.118488533	23.32451442	25.6155	
750	0.160521652	31.5987504	33.88974	
775	0.163042334	32.09494756	34.38593	
800	0.171424193	33.74491983	36.03591	
825	0.171597418	33.7790193	36.07001	
850	0.2311032	45.49275584	47.78374	
875	0.252943402	49.79200834	52.083	
900	0.243137747	47.8617612	50.15275	
925	0.207717752	40.88932134	43.18031	
950	0.207925645	40.93024508	43.22123	
975	0.288527632	56.79677786	59.08776	
1000	0.306200091	60.27560845	62.5666	
1025	0.310872218	61.19531854	63.48631	
1050	0.320842328	63.15793853	65.44893	

Figura 5.8: . Generación del perfil de desgaste del Pozo UIS1

Capítulo 6

DESARROLLO DEL MODELO PARA LA PREDICCIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (RUN LIFE).

Cuando se hace referencia al Run Life de la tubería de producción; se está haciendo alusión a la vida útil de la misma una vez se completa el pozo. En el campo la Cira- Infantas el promedio del run life a la primera falla es de 324 días y para la segunda falla de 124 días como se muestra en la Figura 6.1.

Basados en el ajuste del modelo para la estimación del desgates de la tubería de producción teniendo en cuenta una variable muy importante como o es el efecto corrosivo se desarrolló un modelo para predecir el run life de la tubería de producción. Para alcanzar este objetivo es necesario realizar un análisis estadístico del run life a la primera falla por ruptura de tubería, el run life predicho por C-FER, y el run life predicho por corrosión.

Uno de los inconvenientes durante el desarrollo de éste trabajo fue como relacionar datos matemáticamente de fenómenos que son totalmente diferente como lo son la corrosión y la fricción-abrasión, sabiendo que la corrosión no depende de ningún parámetro operación si no de los fluidos de la formación. Luego de investigar e indagar como solucionar dicho problema se llegó a la conclusión de utilizar una regresión multilineal que permita relacionar matemáticamente varios fenómenos y se llegó como resultado a la siguiente ecuación:

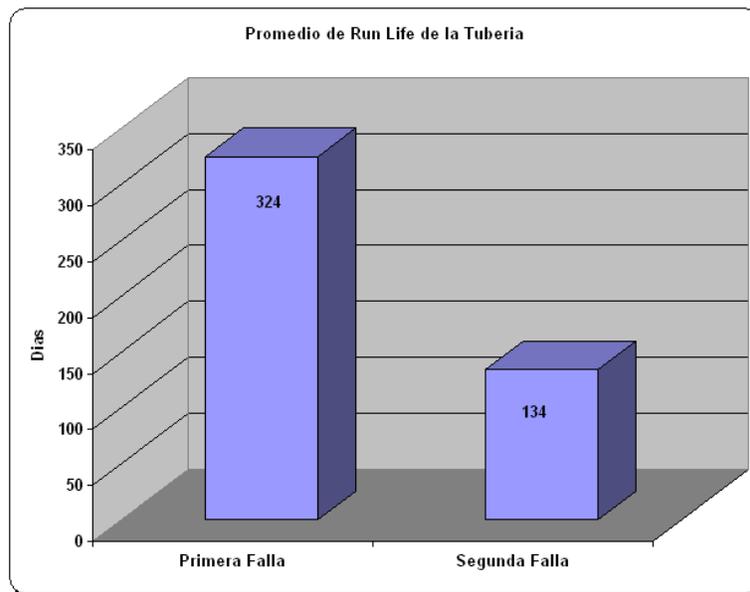


Figura 6.1: .Promedio del run life de la tubería de producción

$$\%InDesgastadastotaltubing = \left(\frac{InFricción,abrazión + InCorrosión}{EspesorTubing} \right) \quad (6.1)$$

$$RunLife_{Ajustado} = B_0 + B_1 RunLife_{Corrosión} + B_2 RunLife_{Fricción,Abración} \quad (6.2)$$

$$RunLife_{Fricción,Abración} = \frac{\Delta EspesorTubingCorregido}{W} \quad (6.3)$$

$$RunLife_{Corrosión} = \frac{EspesorTubingCorregido}{V_{Corrosión}} \quad (6.4)$$

Donde:

Bo, B1, B2: Factores de ajuste provenientes de una correlación multilínea de dos variables

Run Life (Fricción, Abrasión): Modelo Predictivo CFER

Run Life Corrosión: (Ecuaciones fisicoquímicas de determinación de velocidad de corrosión ICP).

6.1. COMPARACIÓN DEL MODELO DE PREDICCIÓN VERSUS RD SCAN.

Esta comparación se realiza con la finalidad de observar que tan alejados está el modelo ajustado para la predicción del desgaste y el método de medición directa de desgaste RD SCAN y así poder utilizar este trabajo como una herramienta para mitigar las fallas por ruptura de tubería y ahorrarse el costo del RD SCAN que son aproximadamente 7000 dólares por pozo.

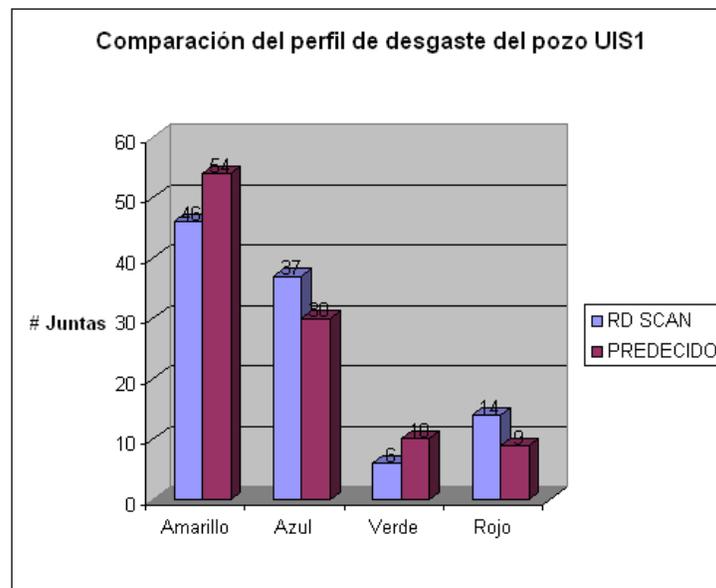


Figura 6.2: .Comparación del perfil de desgaste del pozo UIS1.

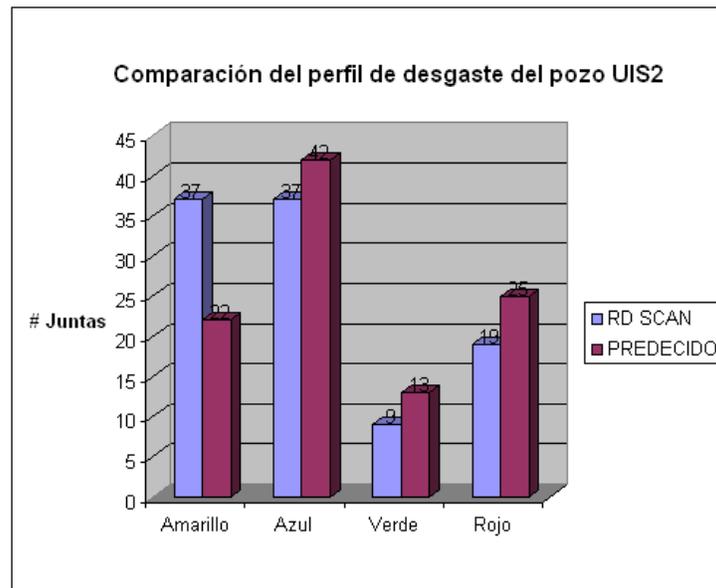


Figura 6.3: .Comparación del perfil de desgaste del pozo UIS2.

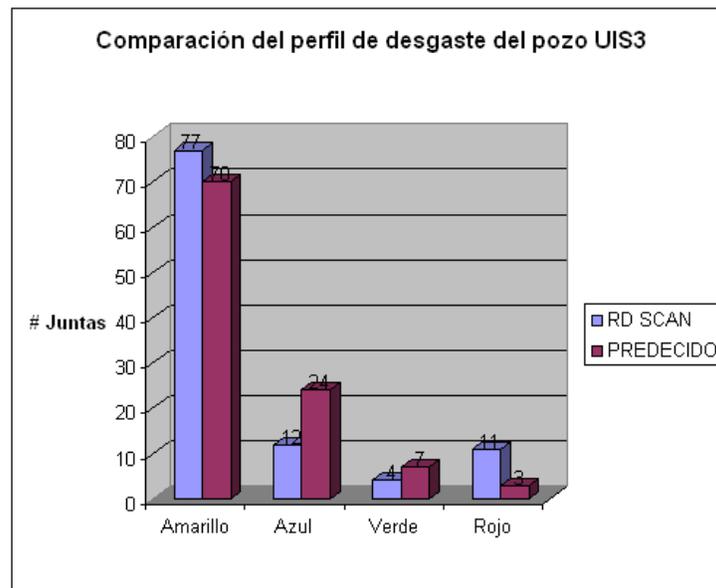


Figura 6.4: .Comparación del perfil de desgaste del pozo UIS3.

6.2. COMPORTAMIENTO ENTRE EL RUN LIFE PREDICHO Y EL RUN LIFE CALCULADO POR C-FER.

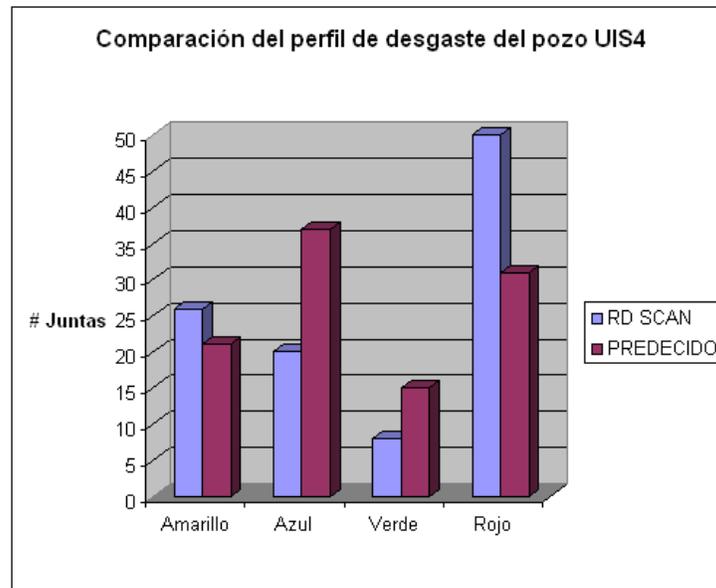


Figura 6.5: .Comparación del perfil de desgaste del pozo UIS4.

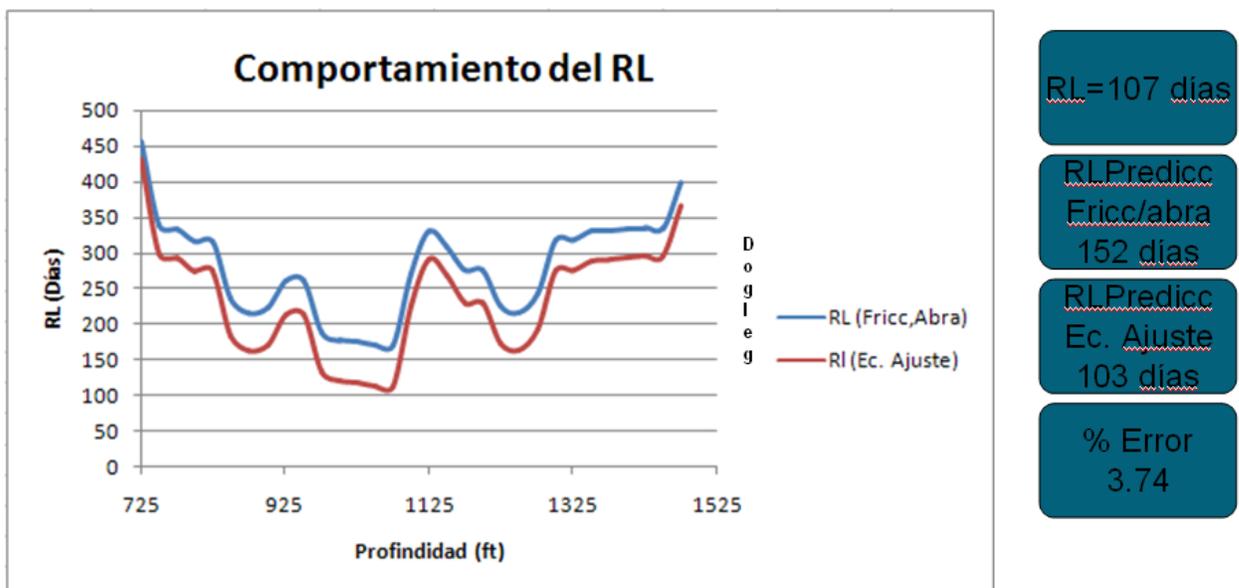


Figura 6.6: .Comportamiento del run life del pozo UIS1

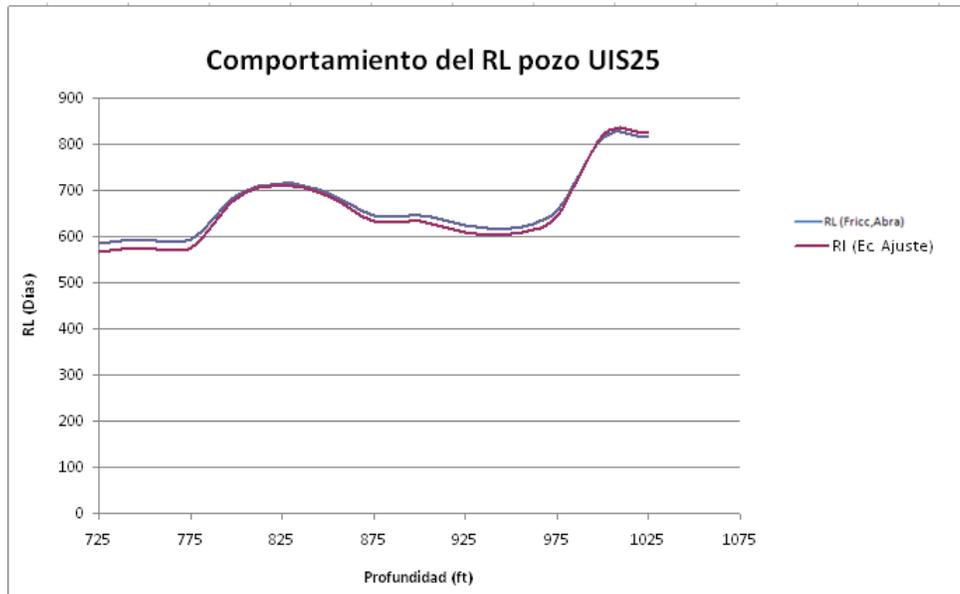


Figura 6.7: .Comportamiento del run life del pozo UIS25.

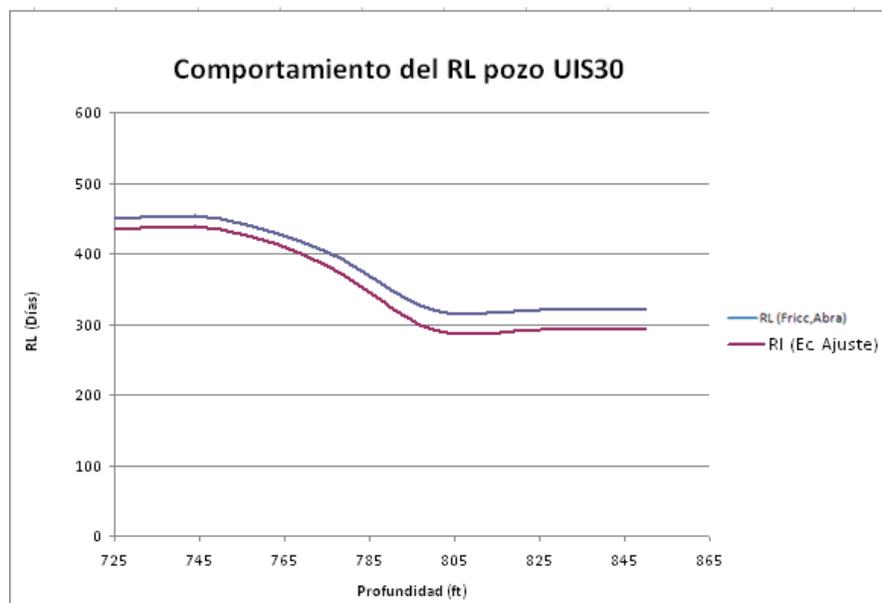


Figura 6.8: .Comportamiento del run life del pozo UIS30.

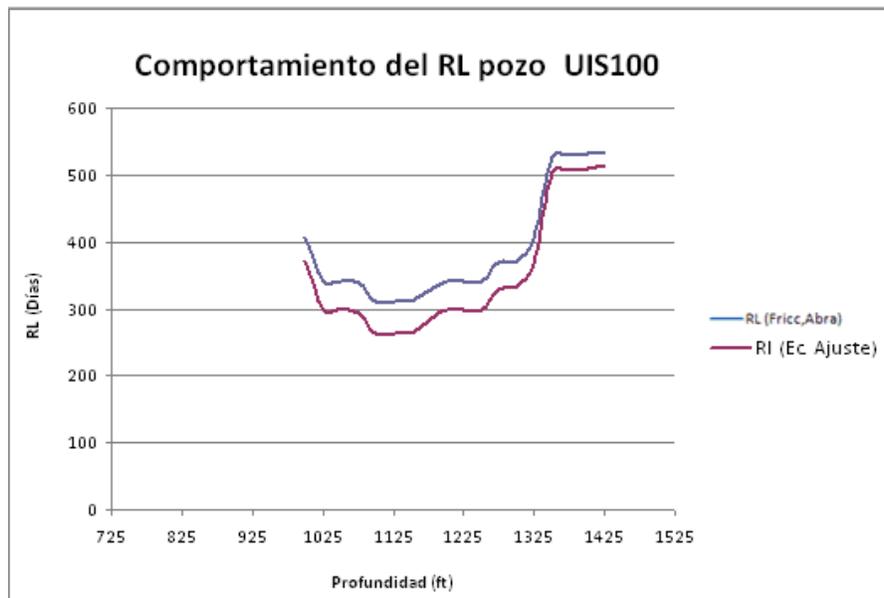


Figura 6.9: Comportamiento del run life del pozo UIS100.

Capítulo 7

APLICABILIDAD Y RECOMENDACIONES

- Reducir el número de fallas por tubería rota ya que se pueden evitar fallas prematuras a través del perfil de desgaste porque permite visualizar en que profundidad se tienen que cambiar la tubería que está en mal estado y así ganar más run life.
- Utilizar para el diseño de sartas de producción. Porque se pueden realizar acciones como utilizar centralizadores donde exista mayor fuerza de contacto entre acople y tubería, adicionalmente permite hacer sensibilidades de los diferentes tipos de varillas para así poder definir un diseño óptimo de la sarta de varilla.
- Para Predecir en el tiempo, que día aproximadamente ocurrirá una falla en la tubería. es muy importante porque le permite al equipo de producción tomar las acciones respectivas para evitar la ruptura de tubería.
- A partir de las pulgadas desgastadas, generar un perfil de presiones, que permita establecer cual es la presión máxima para realizar la prueba hidrostática y poder garantizar la integridad de la tubería de producción.
- Se recomienda hacer nuevo ajuste con el recálculo de la velocidad de corrosión determinada a partir de cupones de corrosión, debido a que el modelo desarrollado para la predicción del run life está fundamentado en un análisis estadístico variarían los factores de ajustes del campo.
- Se recomienda hacer este análisis de desgaste de tubería de producción para bombeo mecánico.
- Se recomienda llevar seguimiento detallado de la instalación de tubería.

Capítulo 8

CONCLUSIONES

- El ajuste del modelo radica en los cálculos del run life tanto por fricción/abrasión como el calculado por corrosión, obteniéndose porcentajes de errores entre un rango de 0.1-11 %, con un coeficiente de correlación de 0.92.
- El principal motivo de la ruptura de tubería, es debido al efecto de desgaste por fricción y abrasión, en un 85 %; seguido del efecto de corrosión con un 15 %.
- Con el perfil de presiones se pretende determinar la presión óptima a aplicar durante las pruebas hidráulicas con el fin de evitar una falla prematura.
- Es posible mediante la implementación de este modelo, generar un perfil de desgaste de tubería, es decir una inspección de tubería sintética.

Bibliografía

- [1] ASM INTERNATIONAL HANDBOOK COMMITTEE: *Metals Handbook. V.1. Properties and Selection: Irons, Steels, and High-Performance Alloys. 1990. p 149.*
- [2] BÁEZ, Sandro: *Evaluación del desgaste por fricción de algunos metales ferrosos y no ferrosos, con una máquina de cilindros cruzados. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2002. P.21.*
- [3] De Waard, C., Lotz, U. y Dugstad, A. : *Influence of liquid flow velocity on CO2 corrosion: A semiempirical model. The Nace international annual conference and corrosion show. Paper No 128, 1995.*
- [4] ECOPETROL-ICP : *."Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas". 1999.*
- [5] HE., Kan, A y TOMPSOM,M. : *."A new interactive software for scale prediction, control and management. SPE. Annual technical conference and exhibition", No 38801, 1997. 1999.*
- [6] Hirschfeldt, Marcelo: *"Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas".Edición 2005.*
- [7] Mamdouth, Salama: *."Influence of sand production on piping system". Corrosión 2000. Oklahoma, 2000, Paper No 80, 14 páginas.Edición 2005.*
- [8] NORMA API 5CT ISO 11960:2001:
- [9] COLLINS, A.D.: *"Failure of materials in mechanical design". Estados Unidos of America. 1981, p.584.*
- [10] Netzsch.: *"Manual de Sistemas PCP. Sexta edición".2005.*
- [11] Ciulla, Francesco.: *"Principios Fundamentales para el diseño de sistemas con bombas cavidades progresivas"*
- [12] Dickey. P. A.: *La Cira-Infantas Field Colombia. Middle Magdalena Basin. Owasso (Oklahoma), Paper SPE120794, 25 p.*

- [13] ESP Básico: *Nivel Básico. Occidental de Colombia, Inc. 46 Slides*
- [14] Gerencia de yacimientos, División de yacimiento GCO ECPETROL : *Evaluación integrada de yacimientos del campo La Cira Infantas. Informe Técnico.1999. 290 p. Santafé de Bogotá CRAIG, Forrest. "The Reservoir Engineering Aspects of Water flooding". Dallas, 1982.*
- [15] i-Handbook.: *Unit conversion calculator. Schlumberger Limited.*
- [16] J. Sample, A.T.: *Bourgoyne An Experimental Evaluation of correlations used for predicting cutting slip velocity. Lousiana 1977 SPE 6645.*
- [17] Joel, Garzón.: *."Análisis de distribución y eficiencia de la inyección de agua en un sector del área 3W del campo La Cira Infantas a través de trazadores radioactivos". Trabajo de Grado para optar al título de ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2009.*
- [18] MANTILLA, ANDRES E. TRIANA, JESÚS A. : *."Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.*
- [19] MANTILLA, Jorge M.: *Quantificación de la Incertidumbre Asociada en la Predicción del Comportamiento de Producción de un Yacimiento Altamente Heterogéneo sometido a Inyección de Agua: Campo La Cira". Tesis Maestría, Universidad Industrial de Santander.*
- [20] Norton J, Lapeyrouse.: *"Formulas and calculations for drill, production and workover."*
- [21] SARKAR, A. D.: *Desgaste de metales. México: Limusa, 1990. p.27*