TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LOS MECANISMOS DE CORROSIÓN PRESENTES EN LÍNEAS DE POZOS PRODUCTORES, CON ALTO POTENCIAL DE PRODUCCIÓN, DEL CAMPO OPERACIONAL DACIÓN PERTENECIENTE AL DISTRITO SAN TOMÉ

Tutor Académico:
Prof. Francisco Yánez

Tutor Industrial:
Ing. Noemí Roche

Presentado por:
Br. Luis H. Orellana G.

CONTENIDO DE LA PRESENTACIÓN

- **FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**
  - Planteamiento del problema
  - Antecedentes
  - Objetivos General y específicos
- **MARCO TEÓRICO**
  - Corrosión por CO_2
  - Corrosión por H_2S
  - Patrones de flujo
  - Velocidad de corrosión
- **METODOLOGÍA**
  - Inspección visual
  - Medición de Gases
  - Pruebas de Ultrasonido
  - Microscopia Electrónica de Barrido
  - Simulación hidrodinámica (aplicación PIPESIM)
  - Determinación de Velocidad de Corrosión (Simulación predictiva Predict 4.0)
- **DISCUSIÓN DE RESULTADOS**
- **CONCLUSIONES**
- **RECOMENDACIONES**

Fundamentos de la investigación

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

UBICACIÓN DEL CAMPO OPERACIONAL

UNIDAD DE PRODUCCIÓN
DACIÓN
EMPRESA
PDVSA Exploración y Producción San Tomé. División Ayacucho

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

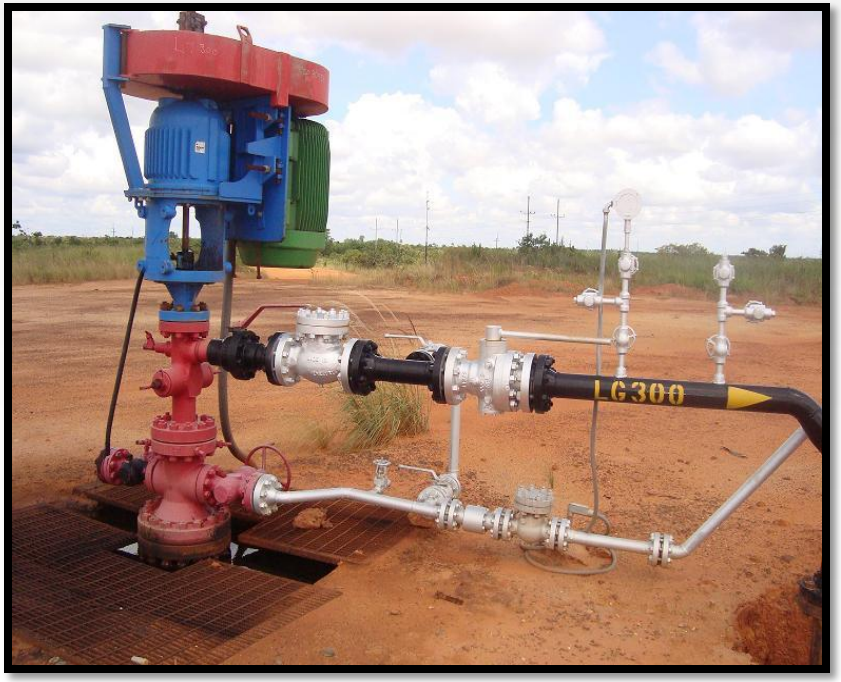


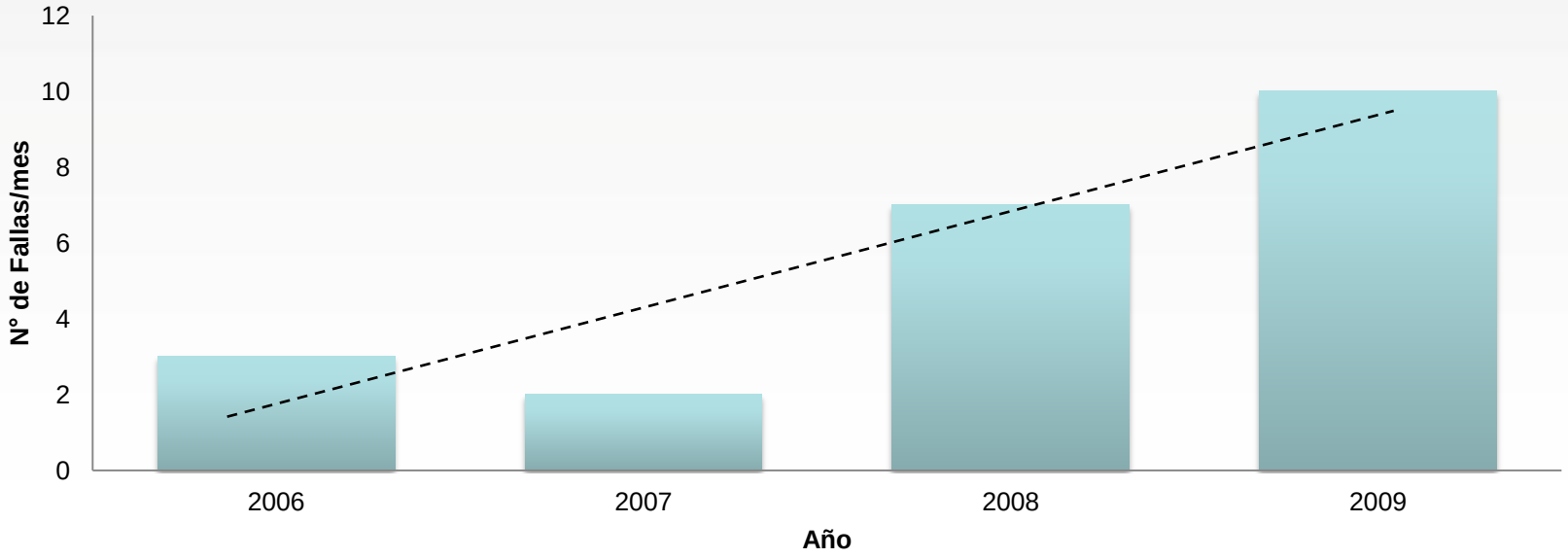
Figura 1. Vista de Pozo de producción

Figura 2. Vista de red de tuberías llegando
A un múltiple de producción

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Histórico de fallas asociadas presuntamente a corrosión en tuberías de pozos productores e inyectores del Campo Operacional Dación, período 2006-2009*



* Fuente: Superintendencia de Ingeniería de Mantenimiento

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Figura 3. Costos en reparaciones

Figura 4. Derrames que ocasionan un impacto ambiental y pérdida de producción.

Figura 5. Gastos en reemplazos, así como equipos y personal obrero

Figura 6. Fugas que ponen en riesgo al personal

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

ANTECEDENTES

En el año 2006, ROMERO Angelys (Ingeniería Química UDO). realizó estudios de tendencia corrosiva en los gasoductos asociados a las plantas compresoras críticas del área II del distrito San Tomé.

Conclusiones

- El mecanismo predominante de corrosión en dichos sistemas es por CO_2
- Las simulaciones y el conteo de hierro coinciden en niveles de corrosión leves o moderados por debajo de 5 mpy y un patrón de flujo predominante estratificado con ondas.

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

ANTECEDENTES

En el año 2008, CABRERA Cesar (Ingeniería Química UDO) realizó un estudio de tendencia corrosiva en tuberías de 20plg del campo Dación.

Conclusiones

El mecanismo de degradación predominante es un mecanismo mixto, en donde primeramente ocurre el proceso de corrosión por CO_2 y luego las irregularidades en la superficie del metal ocasionadas por el proceso corrosivo, son eliminadas mediante el fenómeno de erosión en las líneas de transferencia.

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

ANTECEDENTES

En el año 2009, URBAEZ Carlos (Ingeniería Química UCV)realizó un estudio integral de la corrosión en los pozos petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa.

Conclusiones

- 77% de los pozos intervenidos presentaron daños por corrosión, de los cuales un 81% de los daños se presume corrosión localizada por bacterias.

OBJETIVO GENERAL

Estudiar los mecanismos de corrosión presentes en líneas de pozos productores, del campo Operacional Dación perteneciente al Distrito San Tomé.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar estudio de criticidad de los pozos productores activos que han presentado fallas por corrosión.
2. Realizar análisis fisicoquímicos en los fluidos transportados por las tuberías
3. Determinar la tendencia corrosiva y velocidades de corrosión de los pozos seleccionados, mediante simuladores (modelos predictivos).
4. Evaluar un caso de falla en una tubería de producción para identificar el mecanismo de daño.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

5. Determinar la velocidad de corrosión real mediante ensayos de ultrasonido.
6. Realizar estudio costo-beneficio en el sistema de tuberías de interés y comparar la factibilidad entre la implantación de un programa de inyección de Química anticorrosiva o el reemplazo de las tuberías.

Marco Teórico

CORROSIÓN POR CO_2

Efecto de la presión parcial

Tabla n° 1. Severidad de la corrosión por CO_2 en función de las presiones parciales según la Norma NACE SP-0106

Presión parcial CO_2 (psia)	Severidad de la corrosión por CO_2
Pp < 3	No es corrosivo
3 ≤ Pp ≤ 30	Puede ser corrosivo
Pp > 30	Corrosivo

$$P_p(CO_2) = X(CO_2) * P_T = \frac{\%CO_2 * P_T}{100}$$

CORROSIÓN POR H_2S

TIPO DE CORROSIÓN POR H_2S

Tabla n° 2. Tipo de corrosión por H_2S en función de las presiones parciales según la Norma NACE MR-0175

Presión parcial H_2S (psia)	Tipo de corrosión por H_2S
Pp ≥ 0,05	SCC(Stress Corrosion Cracking)
Pp ≥ 0,1	General por H_2S

$$Pp(H_2S) = Pt * ppm\ H_2S / 1x10^6$$

CORRELACIONES PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS

***Beggs and Brill* 1973**

Tabla n° 3 Criterios para conocer el patrón de flujo según *Beggs and Brill* 1973

Patrón de Flujo	Criterio
Segregado	$(\lambda_L < 0{,}01 \; y \; Fr < L_1) \; ó \; (\lambda_L \geq 0{,}01 \; y \; Fr < L_2)$
Transición	$\lambda_L \geq 0{,}01 \; y \; (L_2 \leq Fr \leq L_3)$
Intermitente	$((0{,}01 \leq \lambda_L \leq 0{,}4) y (L_3 < Fr \leq L_1)) \; ó \; ((\lambda_L \geq 0{,}4) y (L_3 < Fr \leq L_4))$
Distribuido	$(\lambda_L < 0{,}4 \; y \; Fr \geq L_1) \; ó \; (\lambda_L \geq 0{,}4 \; y \; Fr > L_4)$

MARCO TEÓRICO

CORRELACIONES PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS

***Beggs and Brill* 1973**

Parámetros en función del *Holdup* sin deslizamiento

$$L_1 = 316 \cdot \lambda_L^{0,302}$$

$$L_2 = 9,252\,E-4 \cdot \lambda_L^{-2,4684}$$

$$L_3 = 0,10 \cdot \lambda_L^{-1,4516}$$

$$L_4 = 0,5 \cdot \lambda_L^{-6,738}$$

Retención de líquido (*Holdup*) sin deslizamiento $\lambda_L = \dfrac{Q_L}{Q_L + Q_G}$

Número de Froude $F = \dfrac{v}{\sqrt{g \cdot \dfrac{A}{T}}}$

Donde:
V=Velocidad media
A=área mojada del flujo
T=ancho superficial de
La lámina libre.

MARCO TEÓRICO

CORRELACIONES PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS

***Beggs and Brill* 1973**

Caída de presión

$$\Delta P = (\Delta P)_{Gr} + (\Delta P)_F + (\Delta P)_A$$

Pérdida por Gravedad	Pérdida por fricción	Pérdida por aceleración
$(\Delta P)_G = \rho_S \cdot g$ $\rho_S = \rho_L \cdot H_L + \rho_G \cdot H_G$	$(\Delta P)_F = \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{2.D}$	$(\Delta P)_A = \frac{\rho_s \cdot v_m \cdot v_{SG}}{P} \cdot \Delta P$

$(\Delta P)_g$= pérdidas por gravedad
ρl= Densidad del líquido
ρg= Densidad del Gas
H_L= *Holdup* del líquido
H_G= *Holdup* del Gas
ρs= Densidad superficial

$(\Delta P)_f$= pérdidas por fricción
ρm= Densidad de la mezcla
vm= Velocidad de la mezcla
D= Diámetro
f= factor de fricción

$(\Delta P)_A$= pérdidas por Aceleración
ρs= Densidad superficial
vm= Velocidad de la mezcla
vSG= Velocidad superficial del Gas
P= presión de entrada

CORRELACIONES PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS

***Beggs and Brill* 1973**

Retención de líquido (*Holdup)* para tuberías horizontales

$$H_L|_{\theta=0} = \frac{a \cdot \lambda_L^b}{Fr^c}$$

Tabla n°3. Constantes para el cálculo del *Holdup*

Patrón	a	b	c
Segregado	0,98	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuido	1,605	0,5824	0,0609

MARCO TEÓRICO

PATRONES DE FLUJO

Figura 7.ESTRATIFICADO SUAVE

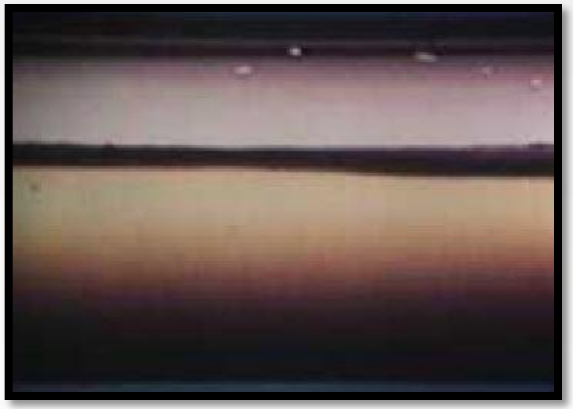


Figura 8.BURBUJA

Figura 9.ESTRATIFICADO ONDULADO

Figura 10. INTERMITENTE

Figura 11. TIPO TAPÓN(SLUG)

MARCO TEÓRICO

CORRELACION DEWAARDS AND MILLIAMS 1995

$$Vcorr = \frac{V_D \cdot V_r \cdot fc \cdot fs \cdot fcr}{V_D + V_r \cdot fc}$$

$$V_D = 2{,}8 * \frac{U^{0,8}}{d^{0,2}} * Ppco_2$$

$$LogVr = 5{,}875 + 0{,}41 * Log(Ppco_2) - (\frac{1119 - 0{,}0013 * T^2}{T}) - 0{,}34 * pH_{actual}$$

Donde:

Vcorr: velocidad de corrosión (mmpy)
V_D: velocidad de corrosión controlada por transferencia de masa (mmpy)
Vr: velocidad de corrosión controlada por la reacción (mmpy)
fs: factor de corrección por formación de capa de carbonato de hierro ($FeCO_3$)
fc: factor de corrección por contenido de hierro en el acero.
fcr: factor de corrección por contenido de cromo en el acero.
U= Velocidad superficial del líquido(m/s)
d=diámetro interno de la tubería(m)
T= temperatura(K)
$PpCO_2$=Presión parcial del CO_2(Bar)
Ph=Grado de acidéz o basicidad.

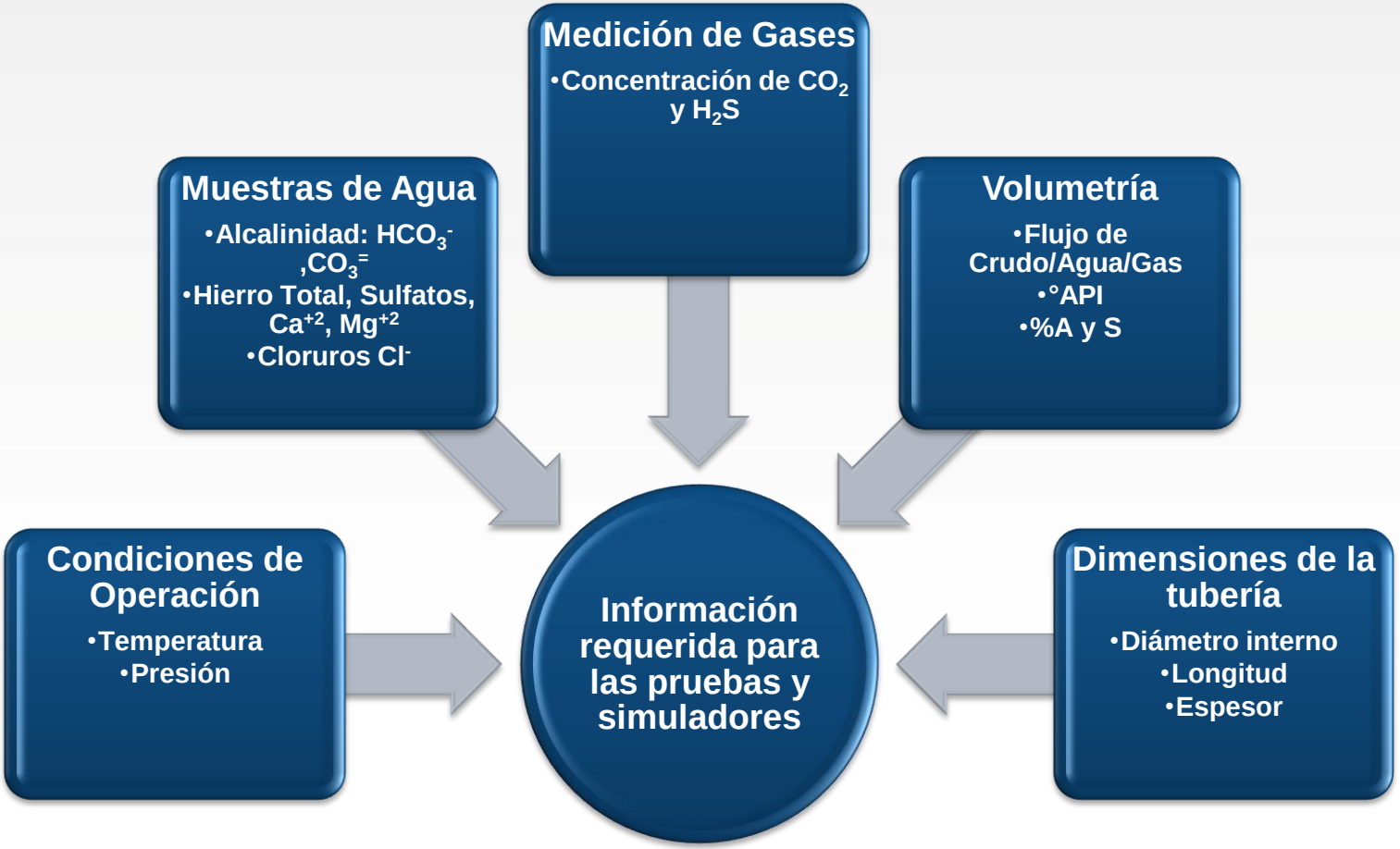
Metodología

METODOLOGÍA

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS POZOS

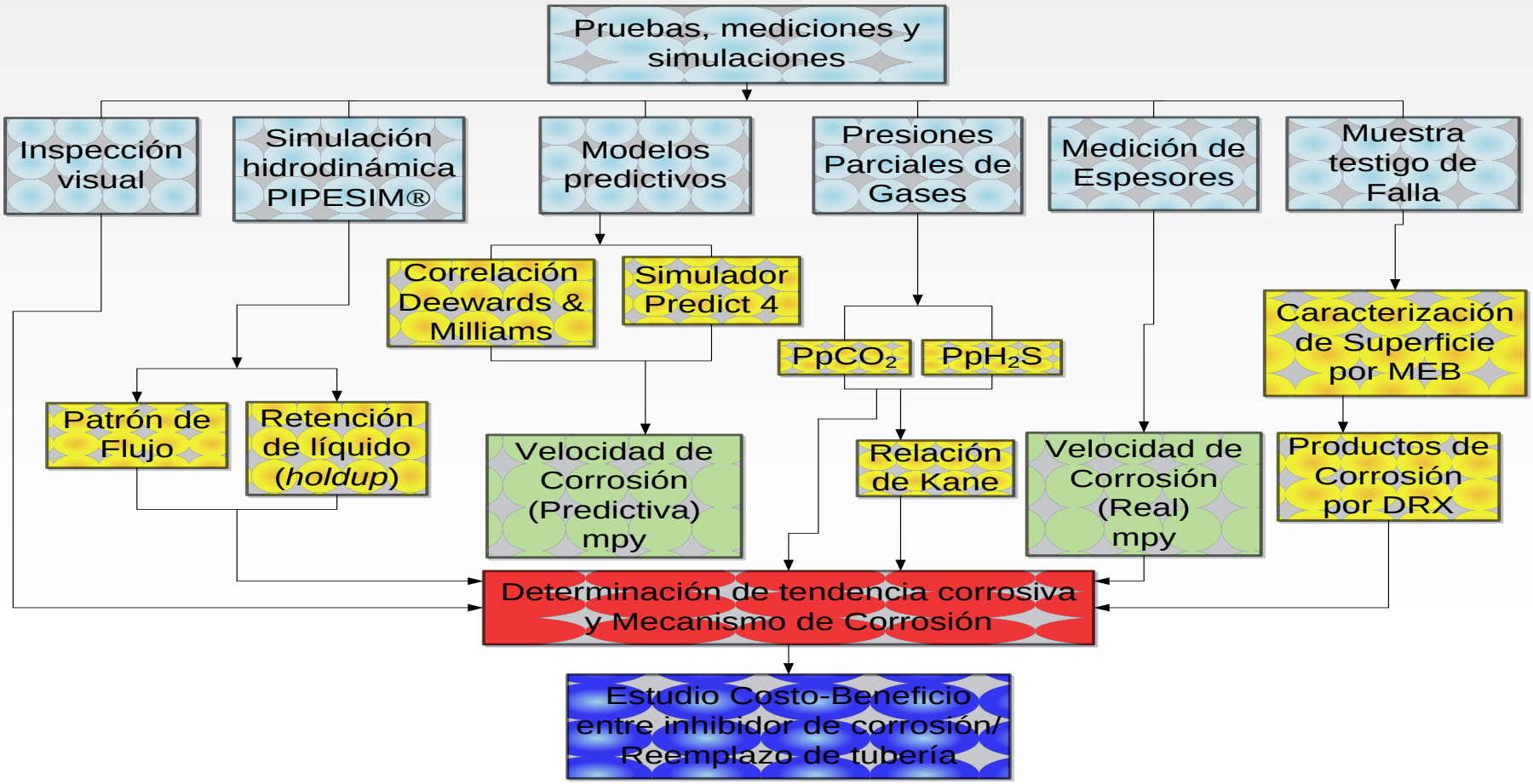
METODOLOGÍA

RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN PARA LAS PRUEBAS Y SIMULACIONES



METODOLOGÍA

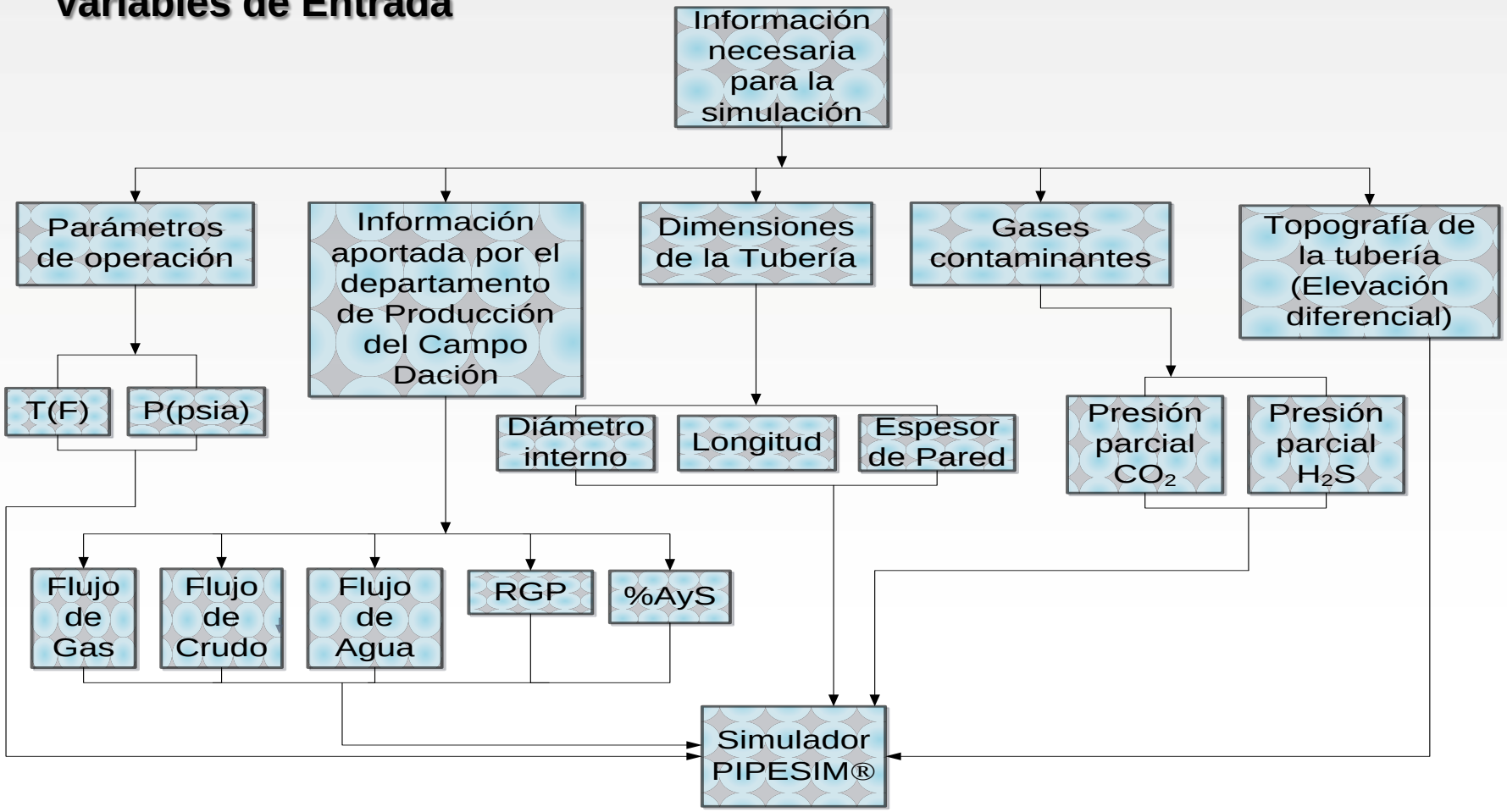
PRUEBAS DE CAMPO, MEDICIONES Y SIMULACIONES



METODOLOGÍA

SIMULACIÓN HIDRODINÁMICA (PIPESIM)

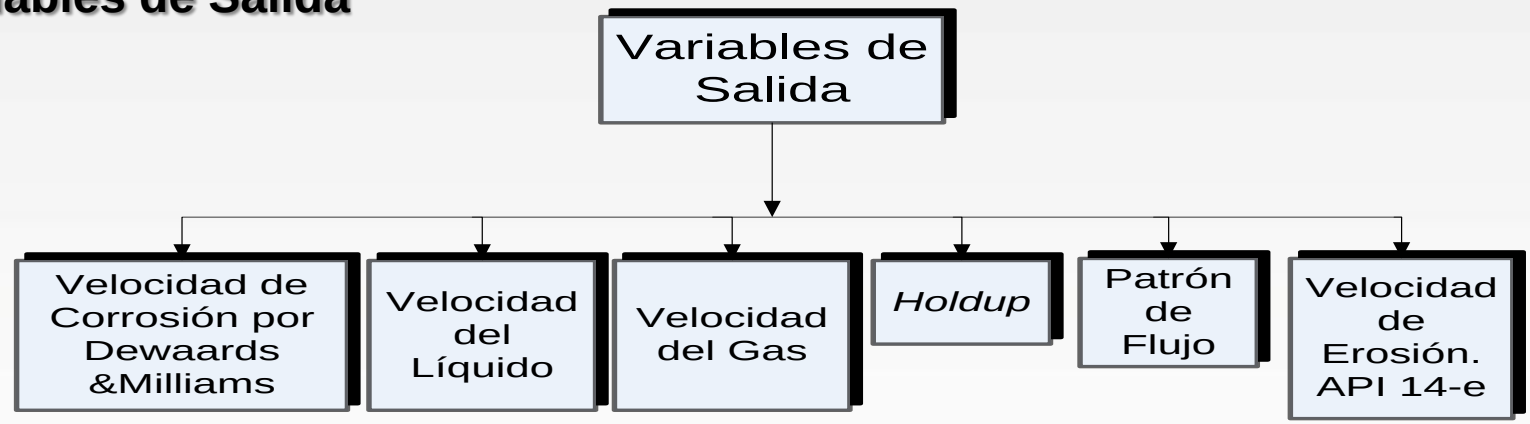
Variables de Entrada



METODOLOGÍA

SIMULACIÓN EN PIPESIM

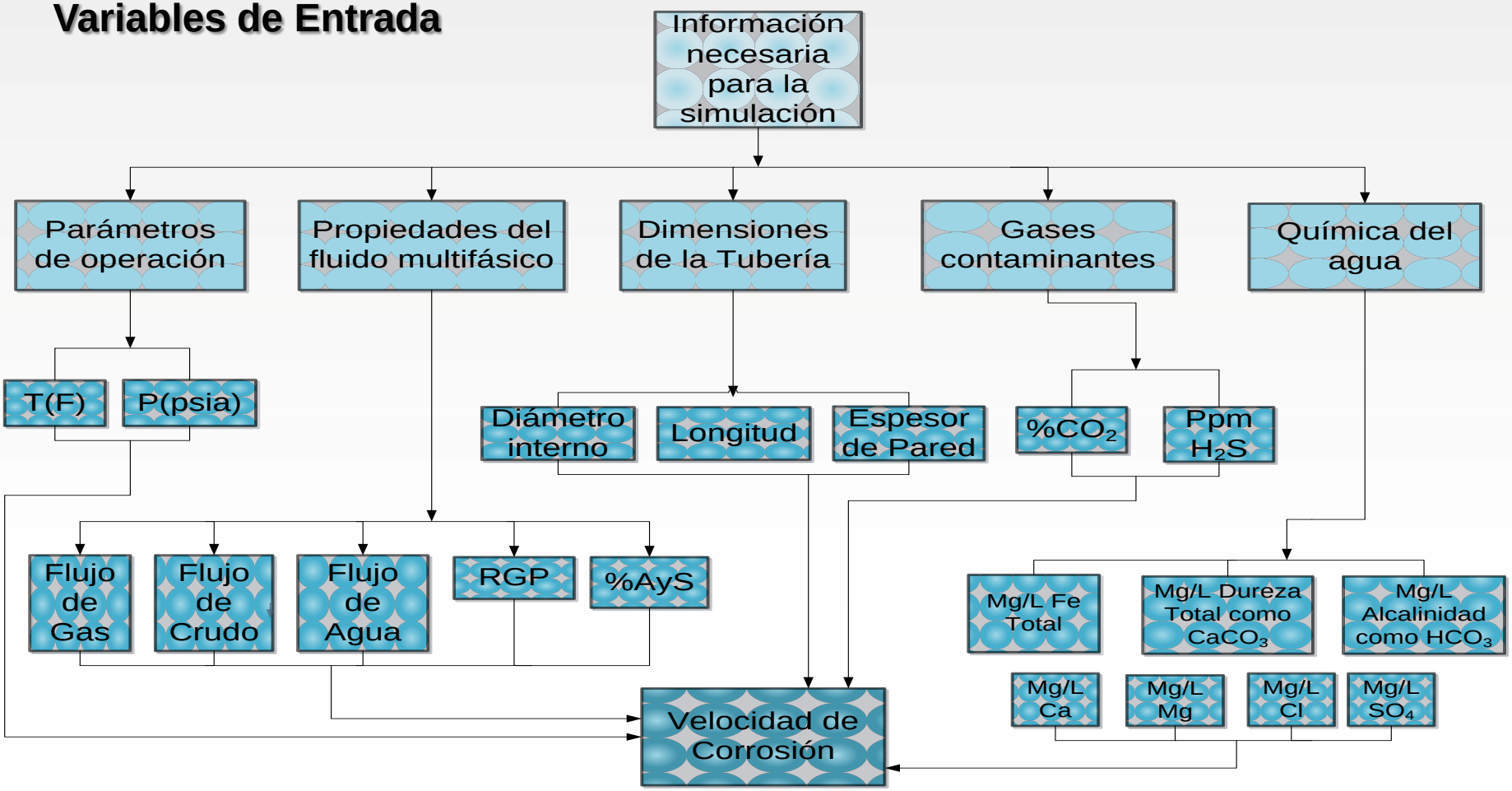
Variables de Salida



METODOLOGÍA

MODELO PARA DETERMINAR VELOCIDAD DE CORROSIÓN(PREDICT 4.0)

Variables de Entrada



METODOLOGÍA

INSPECCIÓN VISUAL

Permite recoger directamente en el terreno parámetros de importancia que influyen en el diagnóstico de los daños causados por la corrosión

Figura 12. Corrección en Codo de 45°

Figura 13. Cambio de dirección del fluido

Figura 14. Tubería no soportada

METODOLOGÍA

MEDICIÓN DE ELEVACIÓN DIFERENCIAL (GPS)

Levantamiento topográfico

Se utilizará un equipo de GPS Trimble® GeoXT™ handheld de la serie GeoExplorer® 2008.

METODOLOGÍA

MEDICIÓN DE GASES

Figura 15. Ampollas colorimétricas

Figura 16. Bomba gastec

METODOLOGÍA

CARACTERIZACIÓN DEL AGUA(FLUIDO MULITFÁSICO)

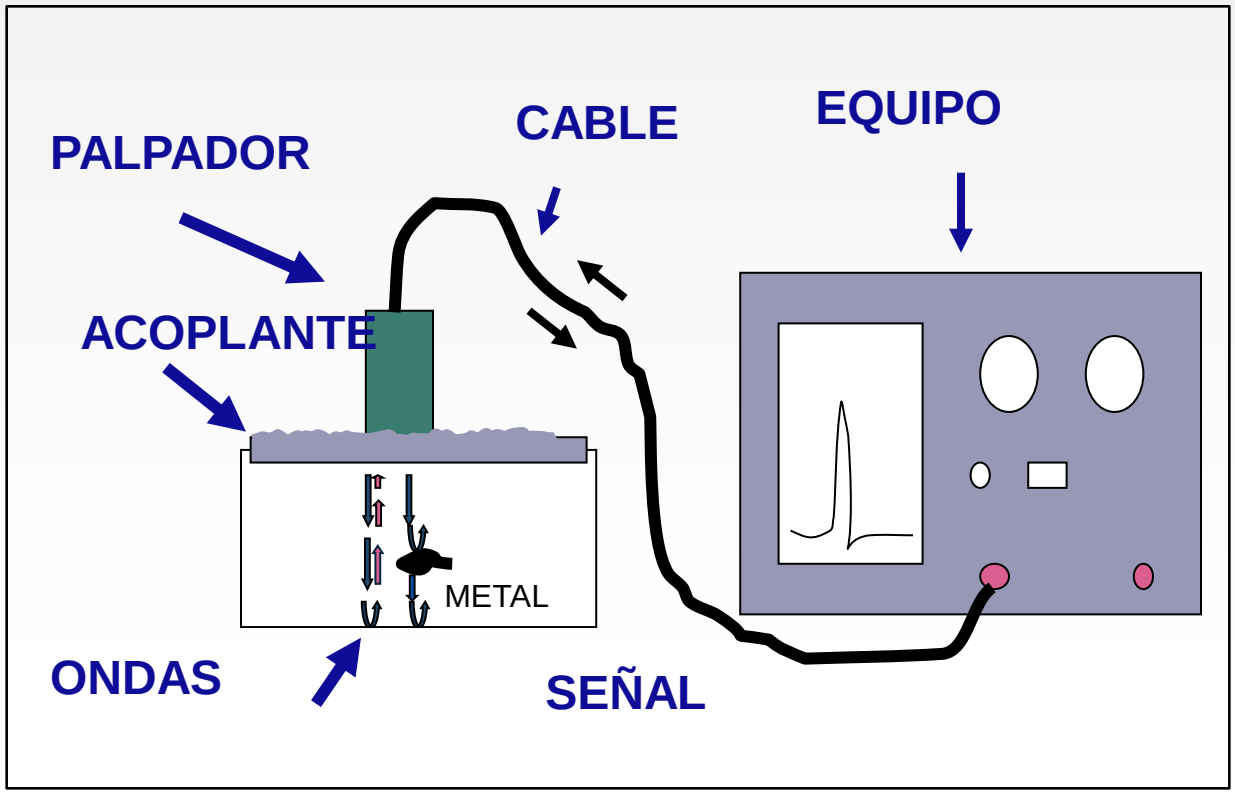
- Determinación del pH
- Dureza Total
- Alcalinidad HCO_3^-
- Alcalinidad CO_3^-
- Determinación de Ca^{+2} y Mg^{+2}
- Determinación del Ión Cloruro
- Determinación del Ión Hierro
- Determinación de los Sulfatos

METODOLOGÍA

MEDICIÓN DE ESPESORES: PRUEBAS DE ULTRASONIDO (UT)

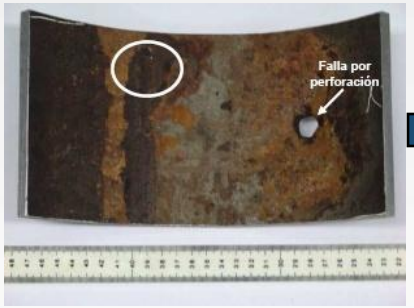
Esquema de funcionamiento

DM4 DL Krautkramer



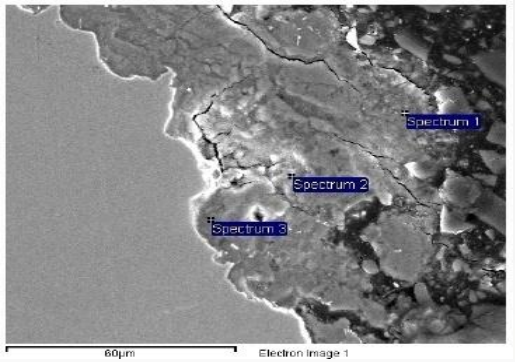
METODOLOGÍA

CARACTERIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS DE CORROSIÓN: MICROSCOPÍA ELECTRÓNICA DE BARRIDO (MEB), REALIZADA POR INTEVEP

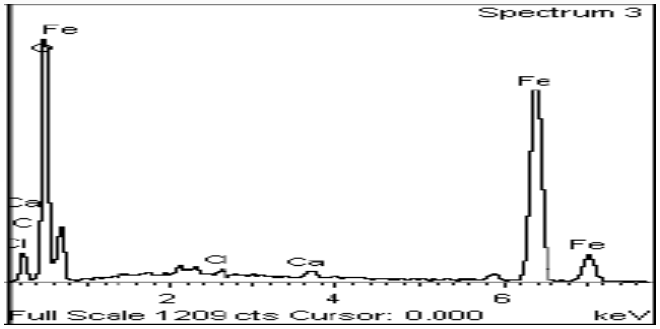


Muestra testigo

Equipo de MEB



A través de un software especializado se obtiene la composición de los elementos que se encuentran en la muestra.



Histograma

Análisis de resultados

ANÁLISIS DE RESULTADOS

SELECCIÓN DE POZOS QUE PRESENTARON FALLAS ASOCIADOS A CORROSIÓN

TABLA 3. Pozos seleccionados

Zona	Estación	Pozo	Historial Fallas (2006- 2009)
Este	DEPE	LG300	5
Este	LTM01	LM411	5
Este	LTM01	LM416	3
Este	DEFE-2	LG250	1
Este	DEFE-1	LG437	1
Este	DED01	LM228	1
Este	DED01	LM250	1
Este	DEFE-1	LM427	1
Oeste	DEPO	GS167	7
Oeste	MEF25	MS636	6
Oeste	GED10	MS626	2
Oeste	DEFO-2	GS190	1
Oeste	DEFO-2	GS293	1
Oeste	DEFO-2	GS300	1

ANÁLISIS DE RESULTADOS

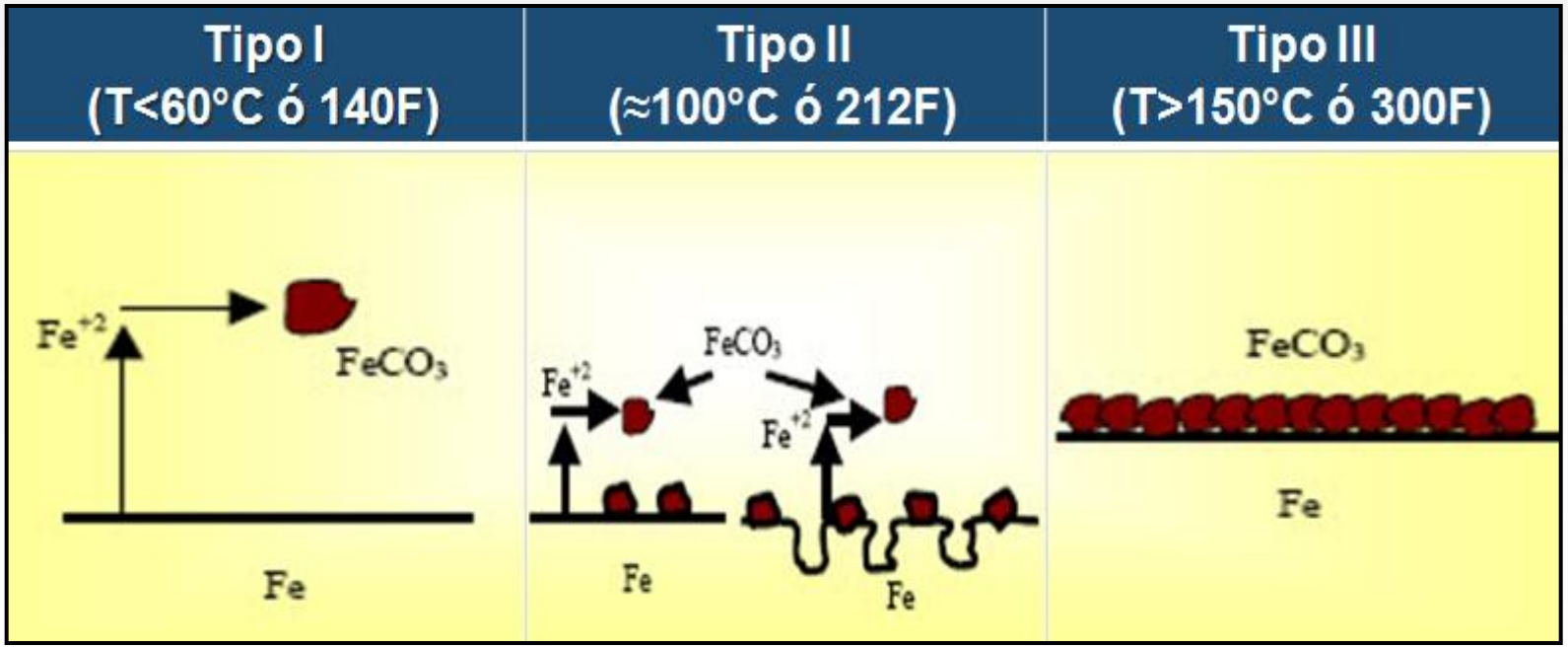
CONDICIONES DE OPERACIÓN

TABLA 4. Variables operacionales

Pozos	Temperatura (F)	Presión (psia)
GS167	148	125
MS636	128	155
LG300	110	135
LM411	123	115
LM416	99	295
MS626	92	135
GS190	84	55
GS293	156	195
LG250	154	175
LG437	107	135
LM228	157	215
LM250	135	159
LM427	92	95
GS300	128	235

ANÁLISIS DE RESULTADOS

CONDICIONES DE OPERACIÓN



ANÁLISIS DE RESULTADOS

ESPECIFICACIONES DE LAS TUBERÍAS

TABLA 5. Especificaciones de tuberías

Línea	Estación	Tipo de Tubería	Diámetro Nominal(plg)	Schedule	Espesor(plg)	Longitud(m)
LG300	DEPE	API-5L	4	XS-80	0,312	522
LM411	LTM01	API-5L	6	STD-40	0,312	250
LM416	LTM01	API-5L	6	STD-40	0,312	2903
LG250	DEFE-2	API-5L	4	XS-80	0,312	1289
LG437	DEFE-1	API-5L	4	XS-80	0,312	222
LM228	DED01	API-5L	6	XS-80	0,375	500
LM250	DED01	API-5L	3	XS-80	0,281	2400
LM427	DEFE-1	API-5L	6	STD-40	0,312	2000
GS167	DEPO	API-5L	6	XS-80	0,500	600
MS636	MEF25	API-5L	6	STD-40	0,312	1849
MS626	GED10	API-5L	6	STD-40	0,312	1659
GS190	DEFO-2	API-5L	4	XS-80	0,312	595
GS293	DEFO-2	API-5L	6	XS-80	0,500	2017
GS300	DEFO-2	API-5L	4	STD-40	0,281	1000

ANÁLISIS DE RESULTADOS

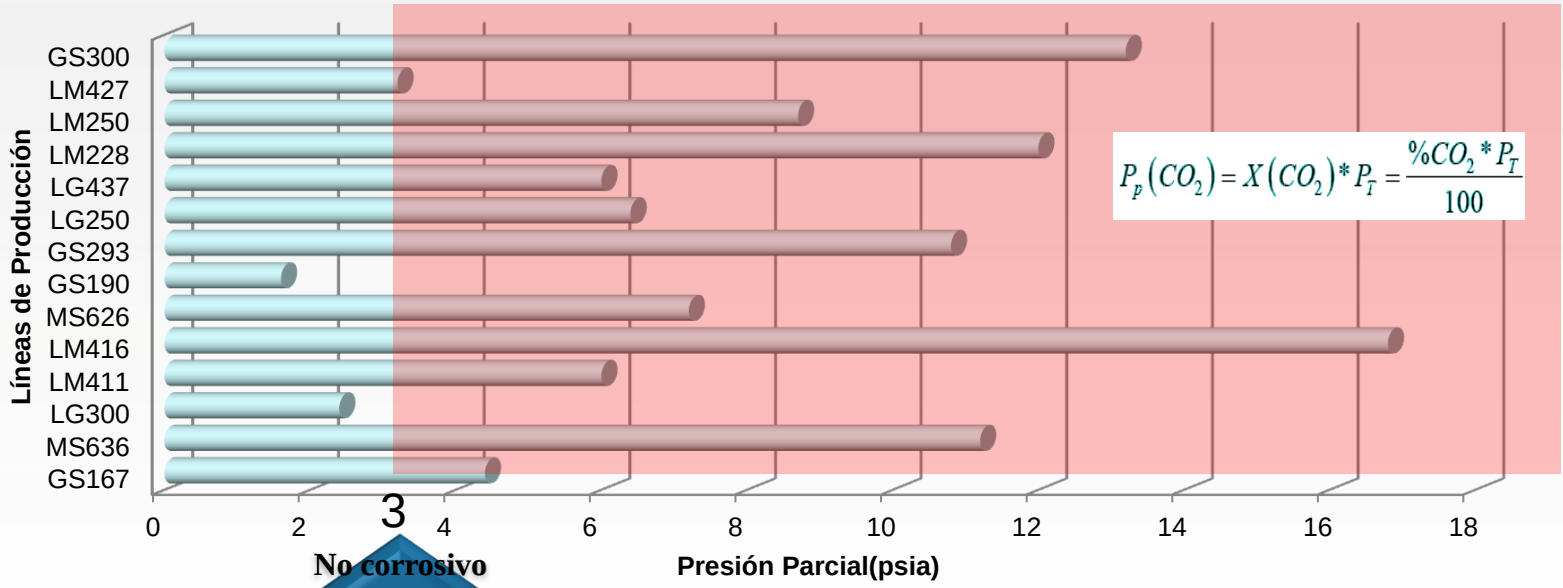
INFORMACIÓN DE CALIDAD DEL CRUDO

Tabla 6. Volumetría de los diferentes cortes del fluido

Línea	Tipo de Levantamiento	Tasa de Gas(mmpcd)	Tasa de Crudo(BNPD)	Tasa de Agua(BNPD)	%AyS	RGP
LG300	BCP	25	18	103	85	1377
LM411	HPGL	382	270	501	65	1.416
LM416	ROTA	26	139	93	40	187
LG250	HPGL	45	270	1.982	88	167
LG437	HPGL	85	69	162	70	1237
LM228	HPGL	252	207	1517	88	1218
LM250	ROTA	19	45	255	85	422
LM427	HPGL	474	269	292	52	1.760
GS167	HPGL	12	221	2930	93	54
MS636	ESP	66	22	1094	98	2957
MS626	HPGL	102	50	24	32	2.027
GS190	HPGL	193	218	2	1	886
GS293	HPGL	46	132	1.519	92	671
GS300	HPGL	90	73	260	78	1229

ANÁLISIS DE RESULTADOS

PRESIÓN PARCIAL DE CO_2



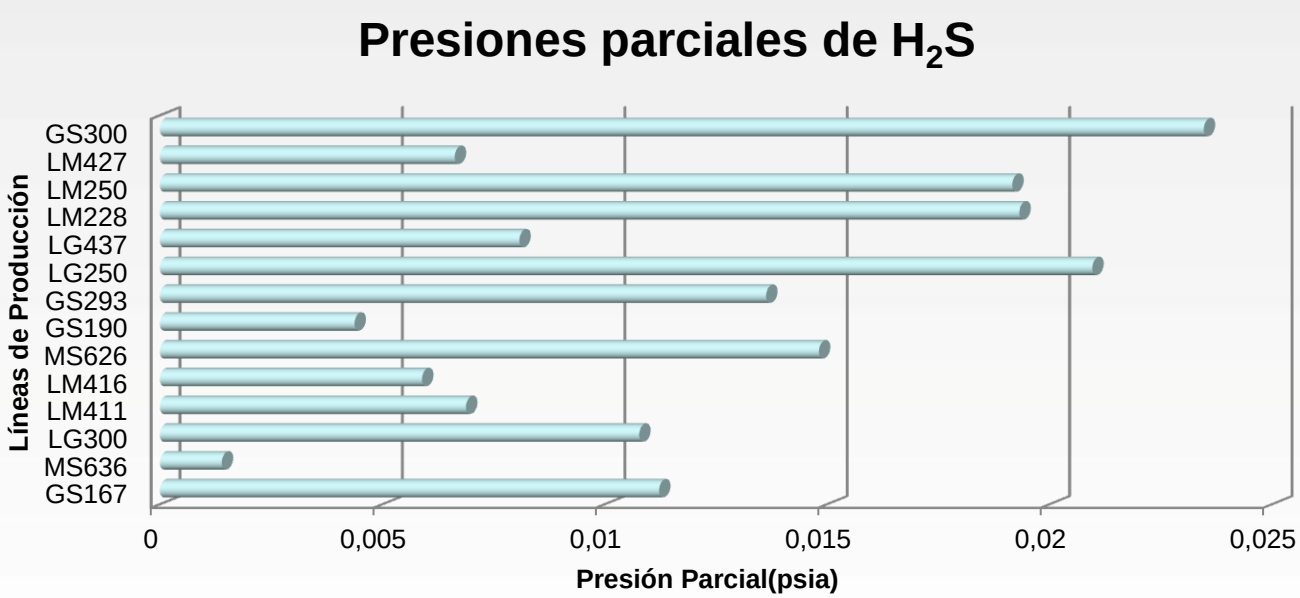
Norma NACE SP-106

Reacciones del CO_2

$$CO_2 + H_2O \rightarrow H_2CO_3$$
$$H_2CO_3 \rightarrow H^+ + HCO_3^-$$
$$HCO_3^- \rightarrow H^+ + CO_3^=$$
$$Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e^-$$
$$Fe^{2+} + CO_3^= \rightarrow FeCO_3$$

ANÁLISIS DE RESULTADOS

PRESIÓN PARCIAL DE H_2S



Norma NACE MR-175	
Pp $H_2S \geq 0,05$ SCC	Pp $H_2S \geq 0,1$ General

Reacciones

$$H_2S \rightarrow HS^- + H^+$$

$$Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e^-$$

$$2H^+ + Fe^{2+} + S^= + 2e^- \rightarrow 2H^0 + FeS$$

ANÁLISIS DE RESULTADOS

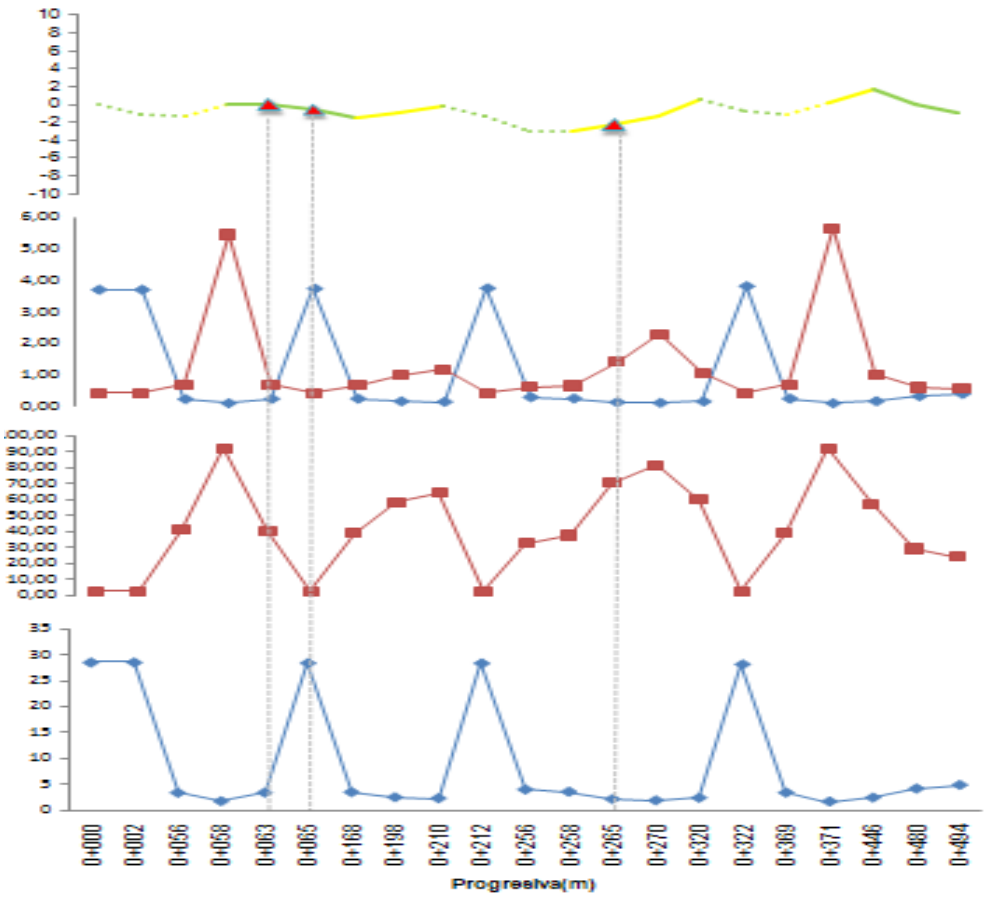
Resultados de las simulaciones: Pozo LG-300

Elevación

Velocidad del fluido(pie/s)

%*Holdup* del líquido

Velocidad de corrosión (mpy)



Estratificado Suave
Intermitente
Fuga en línea
Tubería enterrada

Líquido
Gas

RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ESTUDIADOS EN LOS POZOS.

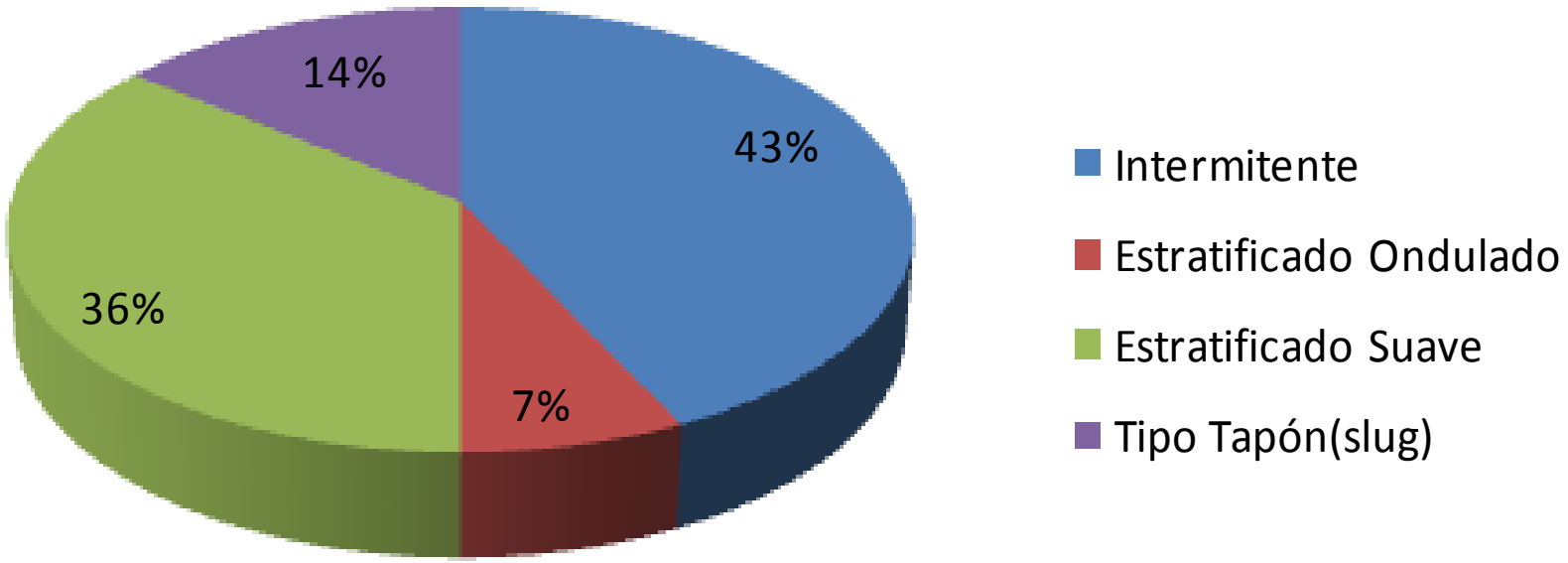
ANÁLISIS DE RESULTADOS

RESUMEN DE PARÁMETROS CORROSIVOS

Pozo	Sistema de producción	Zona de Daño	Patrón de flujo	Agente corrosivo	Mecanismo	Velocidad de corrosión teórica(mpy)		Velocidad de corrosión real(mpy)
						Modelo Dewaard-Milliam	Predict 4.0	Método de medición de espesores
GS167	L.A.G	Codo-Bajante	Intermitente	CO_2	Corrosión CO_2-Erosión	21,50	0,05	1,81
MS636	B.E.S	Bajante y Codo	Estratificado Suave	CO_2	Corrosión CO_2	22,84	0,54	4,85
LG300	B.C.P	Línea	Estratificado Suave	-	-	4,47	0,11	1,19
LM411	L.A.G	Línea	Estratificado Ondulado	CO_2	Corrosión CO_2	18,36	0,35	1,51
LM416	ROTAFLEX	Línea	Intermitente	CO_2	Corrosión CO_2-Erosión	8,05	0,71	1,65
MS626	L.A.G	Codo	Estratificado Suave	CO_2	Corrosión CO_2	5,08	0,1	1,79
GS190	L.A.G	Línea	Estratificado Suave	-	-	21,93	0,01	Enterrada
GS293	L.A.G	Línea	Estratificado suave	CO_2	Corrosión CO_2	27,52	0,17	1,8
LG250	L.A.G	Línea	Intermitente	CO_2	Corrosión CO_2-Erosión	34,79	0,1	-
LG437	L.A.G	Línea	Tipo tapón	CO_2	Corrosión CO_2-Erosión	21,42	0,22	2,14
LM228	L.A.G	Línea	Tipo tapón	CO_2	Corrosión CO_2-Erosión	53,62	0,27	1,28
LM250	ROTAFLEX	Línea	Intermitente	CO_2	Corrosión CO_2-Erosión	23,65	0,2	2,34
LM427	L.A.G	Codo	Intermitente	CO_2	Corrosión CO_2-Erosión	23,37	0,11	1,74
GS300	L.A.G	Línea	Intermitente	CO_2	Corrosión CO_2-Erosión	46,09	0,35	2,14

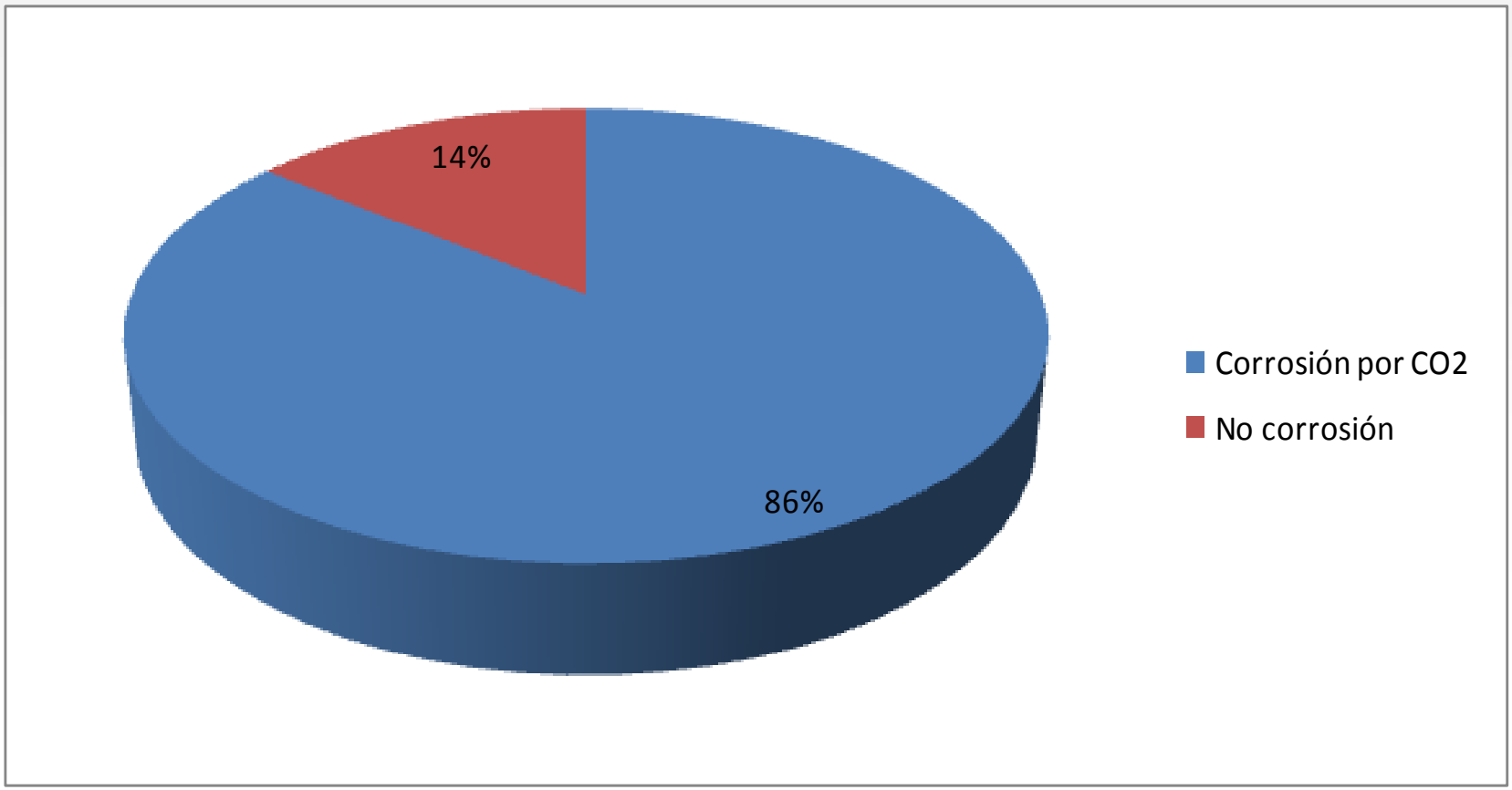
ANÁLISIS DE RESULTADOS

Figura 16. Patrones de flujo existente en las líneas



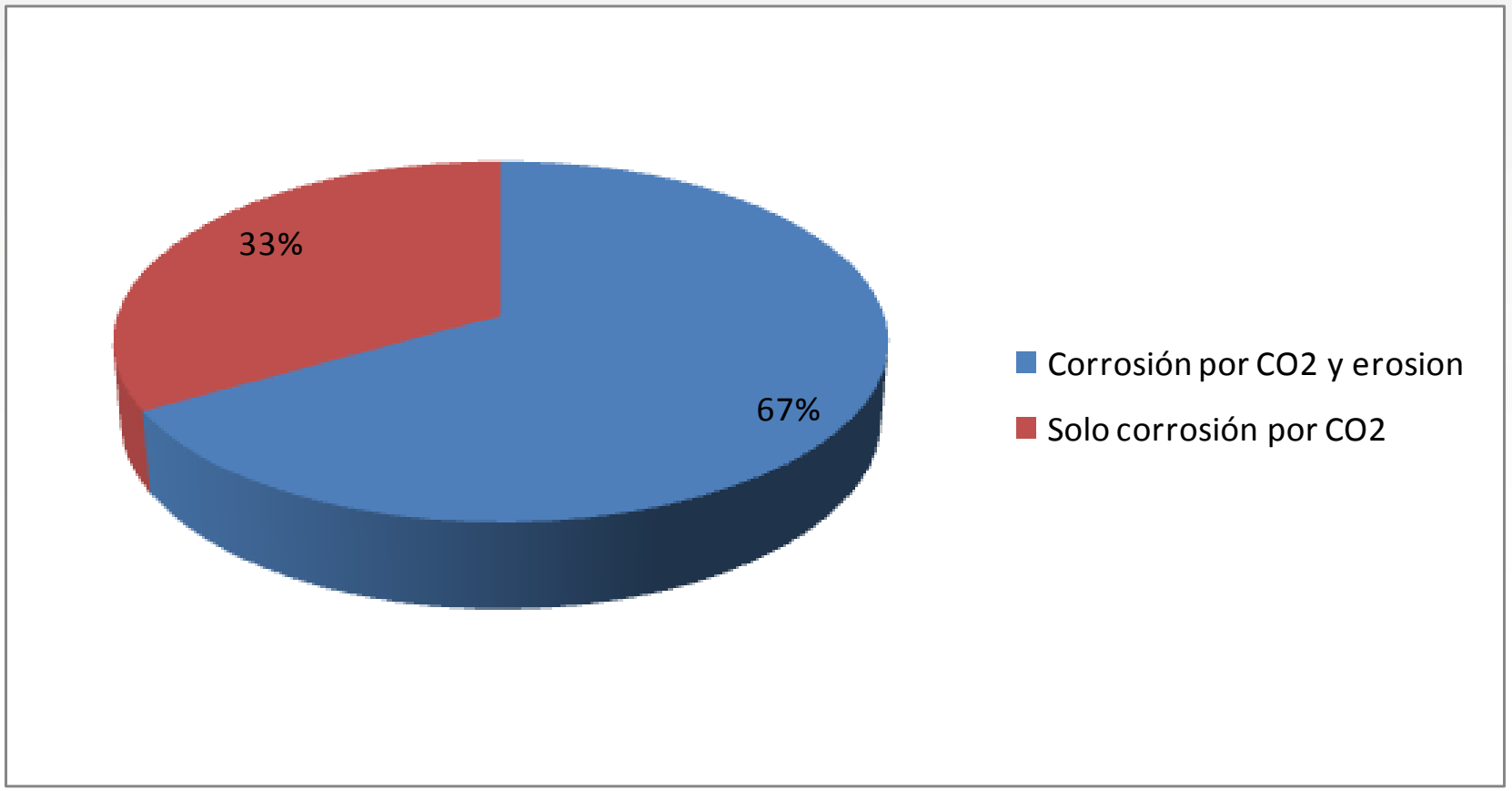
ANÁLISIS DE RESULTADOS

Figura 17. Mecanismos de corrosión encontrados en las tuberías de producción (12/14 pozos) Campo operacional Dación



ANÁLISIS DE RESULTADOS

Figura 18. Mecanismos combinado en los pozos con presencia de CO_2 en el campo operacional Dación



IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACON ASOCIADOS A CORROSIÓN EN FALLA DEL POZO LG-300

ANÁLISIS DE RESULTADOS

POZO LG-300: Condiciones de Operación

A. Condiciones de Operación					
Temperatura(F)		**Presión(psia)**			
110		134,7			
A. Dimensiones de la tubería					
Diámetro nominal		**Espesor de Pared(plg)**		**Longitud(m)**	
4” Schedule 80		0,312		522	
C. Cortes del fluido					
°API	**Flujo de Crudo (BNPD)**	**Flujo de Agua (BNPD)**	**Flujo de Gas (MMPCPD)**	**(RGP)**	**%A y S**
21,8	18,15	102,85	25	1377	85

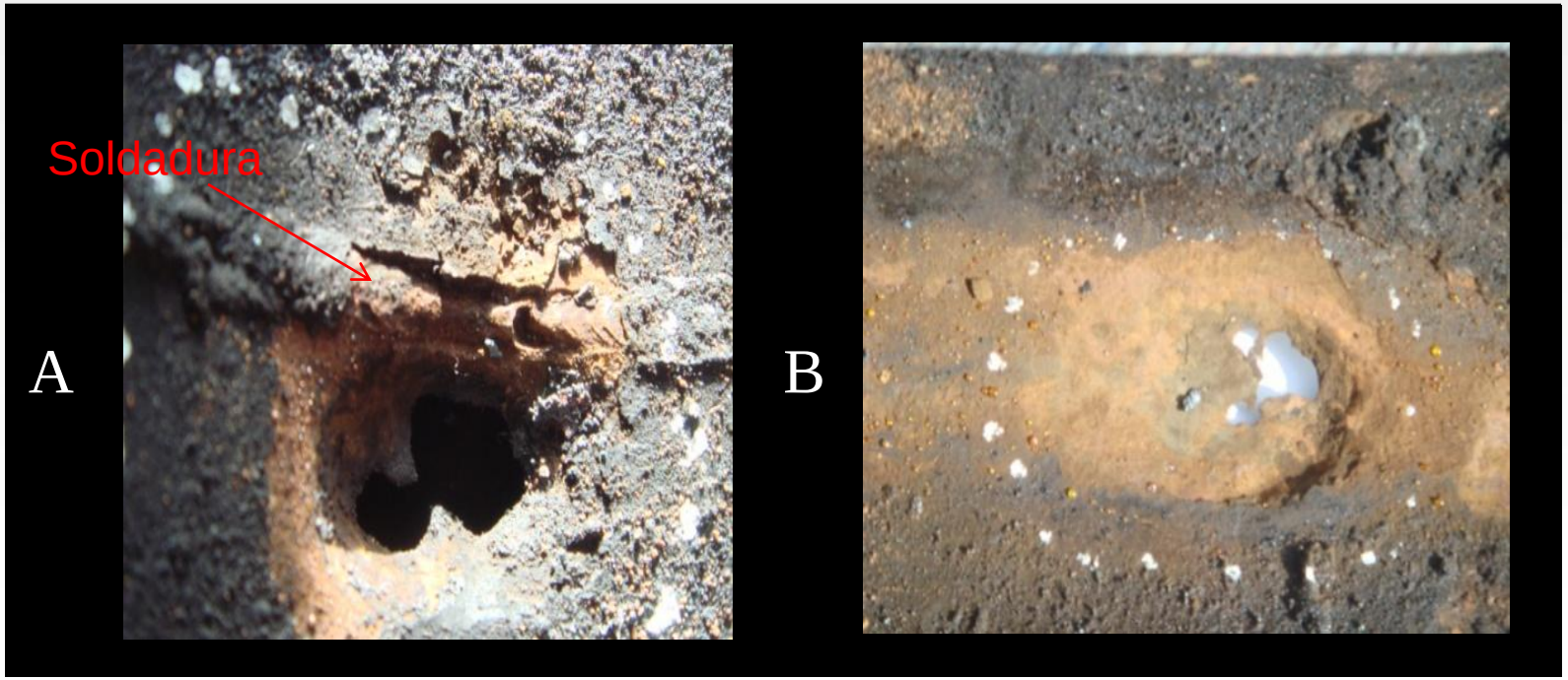
ANÁLISIS DE RESULTADOS

POZO LG-300: Lugar de Corte de la muestra

Figura 19. Ubicación del punto de corte de la muestra

ANÁLISIS DE RESULTADOS

POZO LG-300: Muestra de falla



Fotografía A. Ataque localizado(*pitting*) Cerca de soldadura

Fotografía B. Ataque localizado por el movimiento del fluido

ANÁLISIS DE RESULTADOS

POZO LG-300: Productos de corrosión

Fotografía aumentada de la muestra testigo

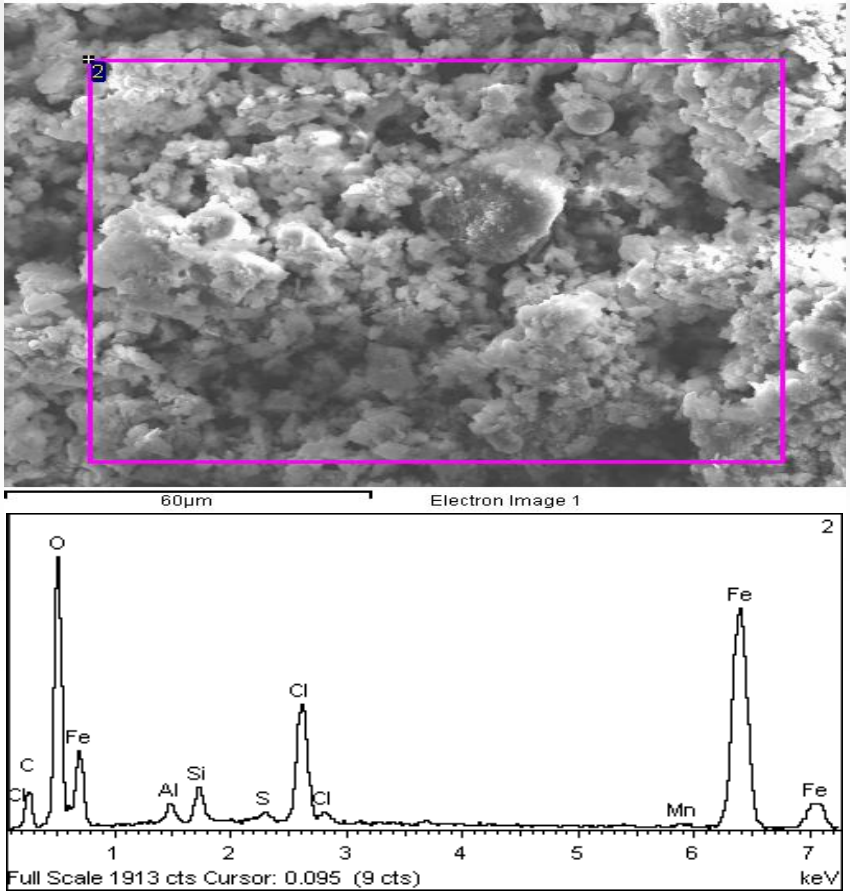


Tabla 7. Elementos encontrados en la perforación

Elemento	Porcentaje en peso	Porcentaje Atómico
Carbono	12.06	21.44
Aluminio	0.89	0.71
Silicio	1.33	1.01
Azufre	0.29	0.19
Cloro	5.70	3.43
Manganeso	0.40	0.16
Hierro	34.46	13.18
Oxigeno	44.86	59.88
Total	100.00	

ANÁLISIS DE RESULTADOS

POZO LG-300: Productos de Corrosión

Tabla 8. Resultados de la Difracción de Rayos X

Nombre del compuesto	Formula
Akaganeite-Q	$FeO(OH)$
Hidroxi-Cloruro de Hierro	$Fe_2(OH)_3Cl$
Siderita	$FeCO_3$

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Costo de Química anticorrosiva/BNPD

Utilizando una concentración de Inhibidor de 20ppm

$$\frac{Gal}{día}(Inhibidor) = \frac{ConcentraciónInhibidor(ppm)\cdot 42\frac{gal}{bbl}\cdot \text{Pr}oducciónde Agua(BNPD)}{1000000}$$

$$\frac{Bs}{gal}(Inhibidor) = \frac{2200BsF}{Tambor}\cdot\frac{Tambor}{55gal} = \frac{40BsF}{gal}$$

$$\frac{BsF}{día}(Inhibidor) \Rightarrow \frac{40BsF}{gal} \Rightarrow multiplica\ mospor\ \frac{gal}{día} \Rightarrow \frac{BsF}{día}(Inhibidor)$$

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 9. Resultados de la Difracción de Rayos X

Línea de producción	Diámetro de tubería	Costo de Inhibidor de Corrosión a 10años/ con 20% de interés fijo anual (MBsF)	Costo de Reemplazo de tubería (MBsF). En 10años 2 reemplazos.	Relación entre el tratamiento y el reemplazo
LG300 (522mL)	4	33	1268	56
LM411 (250mL)	6	160	14727	8
LM416 (2903mL)	6	30	4561	498
LG250 (1289mL)	4	631	786	7
LG437 (222mL)	4	51	2537	15
LM228 (500mL)	6	483	6069	5
LM250 (2400mL)	3	81	10146	75
LM427 (2000mL)	6	93	3044	109
GS167 (600mL)	6	933	9380	3
MS636 (1659mL)	6	348	8416	27
MS626 (595mL)	6	8	2106	1.116
GS190 (2017mL)	4	1	1268	3.006
GS293 (1000mL)	6	484	14727	21
GS300 (1000mL)	4	83	4561	43
Total		3416	78659	23

23veces Mayor el costo de Reemplazo de tubería

Conclusiones

CONCLUSIONES

- La alta concentración de cloruros presentes en estos pozos favorecen y aceleran los procesos de corrosión.
- La existencia de altos cortes de agua en el crudo multifásico de los pozos estudiados influye en los procesos de corrosión.
- El agente corrosivo con mayor influencia en los mecanismos de degradación presente en las tuberías estudiadas es el dióxido de carbono($CO_{2.}$)
- En este estudio se descarta el mecanismo de corrosión por H_2S, debido a que el criterio de presiones las parciales de H_2S arrojó valores por debajo de lo establecido en la norma NACE MR-175.
- Este estudio no incluyó la evaluación de la tendencia corrosiva bacteriana(Bio-corrosión)
- Altos valores de RGP crean patrones de flujo no deseados, generando turbulencia y arrastrando sedimentos en la tubería, en consecuencia degradando el material de manera combinada (corrosion –erosion).

CONCLUSIONES

- Los pozos con levantamiento artifical vía Gas Lift presentan patrones de flujo intermitente y tipo tapón (Slug), estos patrones de flujo son indeseables en los sistemas de tuberías multifásicos, debido a que favorecen el arrastre de sedimentos internamente en las tuberías y por ende el desgaste.
- La simulación hidrodinámica arrojó que en los inicios de pases de carretera las tuberías esta presente patrones de flujo estratificados suaves y a las salidas de los pases se presentan patrones de flujo intermitentes.
- De los 14 pozos analizados el 43% presentó un patrón de flujo intermitente, el 36% Estratificado Suave, el 14% tipo tapón y el 7% Estratificado Ondulado.

CONCLUSIONES

- De los 14 pozos estudiados, 86% resultaron con tendencia corrosiva por CO_2 y 14% no presentaron problemas de corrosión, del 86% solo 49% de los pozos presentaron un mecanismo combinado de corrosión-erosión.
- La Velocidad de corrosión obtenida por el simulador Predict 4.0 se acerca más a los valores de velocidad de corrosión real calculados por medición de espesores.
- La Velocidad de corrosión obtenida por el modelo Dewaards-Milliams fue la que arrojó un resultado más confiable, con los valores de mpy más altos, Cabe destacar que este modelo predictivo a diferencia del predict, integra un conjunto de factores de corrección y variables como la presión parcial de CO_2 y la velocidad del fluido.

CONCLUSIONES

- El análisis económico entre la factibilidad de la aplicación de un programa de química anticorrosiva y el reemplazo de la tubería en los proximos 10años resultó que se debe implementar dicho programa, siendo 23 veces mayor el costo de reemplazo de tubería, sin olvidar que se debe evitar a toda costa la filtración de la tubería principalmente por los daños irreversibles que causan al ambiente, por lo que no se debe esperar que falle la tubería para su posterior reemplazo.

Recomendaciones

RECOMENDACIONES

1. Implementar un programa para la instalación de facilidades que permitan realizar monitoreo de velocidades de corrosión con cupones de pérdida de peso en los pozos estudiados, esto con la finalidad de validar los resultados obtenidos del presente estudio.

2. Monitorear los cupones de pérdida de peso como mínimo 6 meses en la condición actual(sin Química anticorrosiva), lo cual permitirá estudiar e identificar los mecanismos de corrosión presentes en dichos sistemas.

3. Una vez identificado los mecanismos de corrosión en cada sistema de tubería, implementar el programa de química anticorrosiva con su respectivo control y seguimiento sobre su efectividad y eficiencia.

4. hacer un estudio de inoculación de bacterias que permita verificar y/o descartar la posibilidad del mecanismo de corrosión bacteriana presente en el sistema de tuberías.

RECOMENDACIONES

5. Instalar facilidades en las tuberías para toma de muestras líquidas en los puntos donde se presume la mayor retención de líquido, este dato lo aportó la simulación hidrodinámica (*HOLDUP DE LÍQUIDO)*

6. Se debe realizar una caracterización de los sedimentos(arenas) presentes en los crudos multifásicos de las tuberías estudiadas, ya que el estudio arrojó la presencia de patrones de flujo que arrastran dichos sedimentos y por ende deterioran la tubería de manera acelerada. La caracterización incluye porcentaje de sedimento, morfología de la arena, composición, granulometría…etc.

¡Muchas Gracias!

Pozos	CO_2 (%)	H_2S(ppm)	Alcalinidad (mg/L) HCO_3	Alcalinidad (mg/L) CO_3	Dureza Total(mg/L) $CaCO_3$	Ca^{+2} (mg/L)	Mg^{+2} (mg/L)	Cl- (mg/L)	SO_4 (mg/L)	Hierro Total Fe (mg/L)
GS167	4	90	366	ND	1320	344	112	21333	3	2,45
MS636	8	9	445	ND	770	224	51	16032	1	0,08
***LG300**	2	80	-	-	-	-	-	-	-	-
LM411	6	60	342	ND	1170	372	58	22166	27	2,15
LM416	6	20	458	ND	1000	252	90	17500	2	77,5
***MS626**	6	110	-	-	-	-	-	-	-	-
GS190	4	80	250,1	36	590	196	24,3	18203	145	ND
GS293	6	70	390	ND	2430	752	134	21666	93	5,85
LG250	4	120	275	ND	2100	648	117	20166	2	3,95
LG437	5	60	427	ND	2150	732	78	23166	500	3,6
LM228	6	90	305	ND	2570	764	160	19873	170	0,35
LM250	6	120	311	ND	3300	1020	182	19372	305	0,65
LM427	4	70	311,1	24	370	148	53,46	16199	1	ND
GS300	6	100	305	ND	2100	624	131	17500	210	12,15