

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Orellana G., Luis H.
Para optar al Título de Ingeniero Químico

Caracas, 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

TUTOR ACADÉMICO: Ing. MSc. Francisco Yáñez
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Noemí Roche

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Orellana G., Luis H.
Para optar al Título de Ingeniero Químico

Caracas, 2010

Orellana G. Luis H.

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

**Tutor Académico: Prof. Francisco Yáñez. Tutor Industrial: Ing. Noemí Roche
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.
2010, 118págs**

Palabras Clave: Corrosión, Velocidad de Corrosión, Patrones de Flujo, Erosión,
Simulador PIPESIM 2007.

Resumen: el objetivo del presente trabajo es estudiar los mecanismos de corrosión en las líneas de producción del campo operacional Dación, que presentaron fallas atribuidas al fenómeno de la corrosión, en el período 2006-2009. La causa principal que motivó la realización de esta investigación fue la de maximizar la rentabilidad del negocio petrolero, desarrollando planes de producción donde se requieran de instalaciones seguras, que procuren un menor gasto en mantenimiento y se disminuya el impacto ambiental que puede traer las consecuencias de fugas en las líneas de producción.

El campo de la Unidad de Producción Dación pertenece a la Gerencia Operacional del Distrito San Tomé de PDVSA E&P División Faja del Orinoco en el Estado Anzoátegui, Venezuela. De 42 pozos productores que presentaron fallas por corrosión en el período 2006-2009 se seleccionaron 14, bajo los criterios de: no tener un programa de inyección de inhibidor de corrosión, ser pozos activos con un alto potencial de producción y que tengan características de ser pozos cercanos a zonas de riesgo para los trabajadores y poblaciones cercanas.

Para realizar el estudio se diseñó una metodología experimental que consistió en reunir información de cada uno de los pozos. En primer lugar se realizó un histórico de fallas desde el año 2006 al 2009 para conocer la frecuencia de falla de las tuberías de producción, se hicieron mediciones de gases (CO_2 y H_2S) que son agentes corrosivos así como también se midieron las condiciones de operación de cada pozo y se tomaron muestras de agua de condensado para determinar sus propiedades Físico-Químicas.

Luego de tener toda esta información se procedió a realizar simulaciones hidrodinámicas de los fluidos en cada pozo, pudiéndose decir que 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, siendo el patrón intermitente y tapón los que generan mayor turbulencia en el fluido. Se pudo conocer que las presiones parciales de CO_2 son elevadas en la mayoría de los pozos y se presume que pueden generarse mecanismos de corrosión por CO_2 . En general del total de pozos estudiados el 86% de ellos se presume un mecanismo de corrosión por CO_2 y de este 86% se presume un mecanismo combinado de corrosión por CO_2 y Erosión.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar al Gran Arquitecto del Universo por su magnífica creación. A mis Padres Humberto Orellana y Carmen Gómez, por su paciencia, tolerancia y motivación, así como también a mis hermanas que siempre me apoyaron en este proyecto. Quiero agradecer al personal de la Gerencia de Mantenimiento de PDVSA San Tomé: a mi querida Tutora Ing. Noemí Rothen, que me prestó toda su atención y delegó funciones para que se consumara este proyecto de gran importancia para la empresa y el país, a los técnicos de corrosión Yudithmar Rodríguez y Carlos Torrealba, por su colaboración y ayuda en la realización de las pruebas; necesarias para que se llevara a cabo esta tesis. Quiero agradecer a mi Tutor Académico Prof. Francisco Yáñez, que con su experiencia y conocimiento, me brindó las pautas necesarias para que se organizara el trabajo y se cumpliera de una manera ordenada y metódica. Agradezco a todo el personal de la U.P Dación que me apoyó en este trabajo, a la Ing. Mariela, Ing. Yusila y la Ing. Yusmila de tratamiento y calidad del fluido. Quiero agradecer profundamente a mis amigos: Edward Fung, Leandro Coronil, Elías Najul, Ángel Zabala, Yirvida García, Miguel Castro, Rómulo Vildert y Antonio González, que estuvieron de manera incondicional muy pendiente de mi proyecto y ayudándome en lo que pudieran. Agradezco a mi gran amiga Karina Árias por su colaboración y ayuda en el trabajo de tesis. Agradezco a mi querida Profesora Lucy Montsalves por confiar en mí y llenarme de esperanzas frente a las pruebas que se me iban a presentar. En General agradezco a todos aquellos que aportaron hasta lo más mínimo porque se realizara esta tesis, a todo ellos muchas Gracias...!!!

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I	1
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2. ANTECEDENTES.....	2
1.3. OBJETIVOS	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivos Específicos.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1. CORROSIÓN.....	5
2.2. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN SEGÚN LA NATURALEZA QUÍMICA	6
2.2.1 Corrosión Química	6
2.2.2 Corrosión Electroquímica	6
2.3. TIPOS DE CORROSIÓN SEGÚN EL ATAQUE DE SUPERFICIE.....	7
2.3.1 Corrosión Uniforme	7
2.3.2 Corrosión localizada.....	7
2.3.2.1 Corrosión por <i>Pitting</i> o picadura.....	7
2.4.1. Criterio termodinámico para la factibilidad de ocurrencia de un proceso corrosivo.	8
2.4.2 Diagrama de estabilidad electroquímica del agua.....	9
2.4.3. Diagrama Tensión – pH	10
2.5 CINÉTICA DE LA CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA.....	11
2.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN	12
2.5.1 Temperatura	12
2.5.2 Gases disueltos	13
2.5.3 Ión cloruro.....	13
2.5.4 pH de la solución.....	14
2.6 CORROSIÓN POR CO ₂	15
2.6.1 Mecanismos de reacción	15
2.6.2 Descripción del Daño.....	17
2.6.3 Materiales Afectados.....	18
2.6.4 Factores Críticos	18
2.6.5 Aspecto o Morfología del Daño.....	19
2.6.6 Prevención/Mitigación	20
2.6.7 Inspección y Supervisión	20
2.7 CORROSIÓN POR H ₂ S	20
2.7.1 Mecanismo de Reacción	21
2.7.2 Tipos de corrosión por H ₂ S.....	22
2.7.2.1 <i>Stress Corrosion Cracking</i> (SCC).....	22
2.7.3 Factores críticos	22
2.7.4 Aspecto o Morfología del Daño.....	23
2.7.5 Prevención/Mitigación	23
2.8. CORROSIÓN-EROSIÓN	24
2.8.1 Tipos de Corrosión-Erosión.....	24
2.8.2 Descripción del Daño.....	25

2.8.3 Materiales Afectados.....	25
2.8.4 Factores Críticos	25
2.8.5 Aspecto o Morfología del Daño.....	26
2.8.6 Prevención/Mitigación	26
2.8.7 Inspección y Supervisión	26
2.9 CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA INDUCIDA (MIC).....	27
2.9.1 Descripción del Daño.....	27
2.9.2 Materiales Afectados.....	27
2.9.3 Factores Críticos	27
2.9.4 Aspecto o Morfología del Daño.....	28
2.9.5 Prevención/Mitigación	29
2.9.5 Inspección y Supervisión	30
2.10 CORROSIÓN COMBINADA DE H ₂ S Y CO ₂	30
2.11 INCRUSTACIONES	30
2.12.- MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	31
2.12.1.- Sistema de Bombeo Mecánico.....	31
2.12.2 Levantamiento Artificial por Gas.....	31
2.13.- INHIBIDORES DE CORROSIÓN	32
2.13.1 Mecanismos de acción del Inhibidor.....	32
2.13.2 Tipo de Adsorción.....	32
2.13.2.1 Adsorción Física	32
2.13.2.2 Adsorción Química	33
2.13.3 Clasificación de los Inhibidores.....	33
2.13.4 Procedimientos de Inyección de Inhibidores de Corrosión.....	34
2.13.4.1 Procedimiento de Inyección Continua	34
2.13.4.2 Procedimiento de tratamiento por Inyección Forzada	35
2.13.4.3 Procedimiento por carga periódica con inhibidor disperso.....	35
2.14. CORRELACIONES PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS	35
2.14.1 Correlación Beggs and Brill (1973)	36
2.14.1.1 Patrones de flujo.....	36
2.14.1.2 Cálculo de la retención de líquido ó <i>Hold up</i>	37
2.14.1.3 Caída de Presión a lo largo de la Tubería.	38
2.14.2 Mapa de Taitel-Dukler.	39
2.14.3 Retención de Líquido o <i>hold up</i> real	40
2.15. REGÍMENES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES O LIGERAMENTE INCLINADAS	40
2.15.1 Flujo Tipo Burbuja.....	41
2.15.2 Flujo Intermitente Tipo Pistón	41
2.15.3 Flujo Estratificado Suave	41
2.15.4 Flujo Estratificado Ondulante	42
2.15.5 Flujo Intermitente Tipo Tapón	42
2.15.6 Flujo Anular	42
2.15.7 Flujo Tipo Disperso (También conocido como flujo tipo rocío)	43
2.16 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN	43
2.16.1 Velocidad de corrosión por Dewaards- milliams.....	44
2.16.1.1 Cálculo de la velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa (Vd).....	45

2.16.1.2 Cálculo de la Velocidad de corrosión controlada por la reacción (Vr).....	45
CAPÍTULO III.....	46
METODOLOGÍA.....	46
3.1. Diseño de la Investigación	46
3.1.1 Selección de las tuberías	46
3.1.2 Inspección Visual.....	48
3.1.3 Recopilación de información para las pruebas y simuladores	48
3.1.3 Pruebas, mediciones y simulaciones	50
3.2 Población y muestra	51
3.3 Medición de Gases	51
3.5 Caracterización del Agua	52
3.5.1 Procedimiento de Muestreo.....	52
3.5.2 Determinación del pH	52
3.5.3.1 Alcalinidad HCO_3^-	52
3.5.3.2 Alcalinidad CO_3^{2-}	53
3.5.4 Determinación del Ión Cloruro	53
3.5.5 Determinación del Ión Hierro	53
3.5.6 Determinación de los Sulfatos (SO_4^{2-}).....	53
3.6 Técnica de Ultrasonido UT	53
3.7 Microscopía Electrónica de Barrido (MEB)	54
3.8 Difracción de Rayos X (DRX).....	55
3.9 PIPESIM	56
3.9.1 Modelo Blackoil.....	56
3.9.2 Relación de Variables de Entrada y Salida del programa.....	56
3.10 Predict 4.0	58
3.10.1 Características del Programa.....	58
CAPÍTULO IV.....	60
ANÁLISIS DE RESULTADOS	60
4.1. Selección de los pozos	60
4. 2 Simulación del pozo LG-300	62
4.2.1 Caracterización de muestra de falla	68
4.3 Simulación del pozo GS-167	72
4.7 Simulación del pozo MS-636.....	74
4.4 Simulación del pozo LM-411	78
4.5 Simulación del pozo LM-250	80
4.6 Simulación del pozo LM-416	83
4.7 Simulación del pozo MS-626.....	86
4.8 Simulación del pozo LM-427	88
4.9 Simulación del pozo GS-293	91
4.10 Simulación del pozo LG-250	93
4.11 Simulación del pozo GS-190	95
4.12 Simulación del pozo GS-300	97
4.13 Simulación del pozo LM-228	99
4.14 Simulación del pozo LG-437	101
4.15 Análisis global de los pozos.....	104
4.15.1 Condiciones de Operación	104
4.15.2 Especificaciones de las tuberías	105

4.15.3 Cortes del fluido.....	105
4.15.4 Patrones de flujo.....	106
CAPÍTULO V.....	115
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	115
BIBLIOGRAFÍA.....	118
ANEXOS.....	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1 Corrosión electroquímica del hierro.....	7
Figura N° 2 Diagrama de estabilidad electroquímica del agua.....	9
Figura N° 3 Diagrama de Tensión-pH para el sistema Hierro-agua a 25°C	11
Figura N° 4 Efecto de la Temperatura sobre la Velocidad de Corrosión.	12
Figura N° 5 Tasa de corrosión del hierro en función del pH.	15
Figura N° 6 Tipo de corrosión por CO ₂	18
Figura N° 7 Morfología de Corrosión por CO ₂	19
Figura N° 8 Ataque de gota de agua Fuente: Nalco	19
Figura N° 9 Ataque tipo mesa.....	20
Figura N° 10 Corrosión localizada por H ₂ S.....	23
Figura N° 11 Corrosión general o uniforme por H ₂ S.....	23
Figura N° 12 Corrosión por MIC tipo terraza.....	28
Figura N° 13 Corrosión por MIC, superficie moteada.....	29
Figura N° 14 Mapa genérico de patrones de flujo.	40
Figura N° 15 Patrones de flujo en sistema bifásico Gas/Crudo.....	43
Figura N° 16 Premisas para la selección de los pozos.....	47
Figura N° 17 Variables requeridas para las pruebas y simulaciones	49
Figura N° 18 Pruebas, mediciones y simulaciones	50
Figura N° 19 Equipo de Ultrasonido.....	54
Figura N° 20 Diagrama esquemático Entrada-Salida de Variables PIPESIM.....	57
Figura N° 21 Variables de Entrada-Salida del simulador Predict 4.0.....	59
Figura N° 22 Distribución de los pozos en el Campo Dación.	61
Figura N° 23 Pozo LG-300 Bombeo por Cavidad progresiva (BCP).....	63
Figura N° 24 Corrección de fugas con camisa apernada.Pozo LG-300.....	63
Figura N° 25 Fotografía de muestra testigo.	69
Figura N° 26 Fotografía con equipo MEB.....	70
Figura N° 27 Corrección en bajante.....	72
Figura N° 28 Correcciones de fuga en tubería de producción MS-636	75
Figura N° 29 Unidad Rotaflex del pozo LM-416	84
Figura N° 30 Corrección en codo con grampa pozo MS-626.....	86
Figura N° 31 Corrección en codo con grampa pozo LM-427.....	89

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1 Variables de salida de la simulación del pozo LG-300.	66
Gráfico N° 2 Variables de salida de la simulación del Pozo GS-167.	73
Gráfico N° 3 Variables de salida de la simulación del Pozo MS-636.	76
Gráfico N° 4 Variables de salida de la simulación del Pozo MS-636.	79
Gráfico N° 5 Variables de salida de la simulación del Pozo LM-250.	82
Gráfico N° 6 Variables de salida de la simulación del Pozo MS-636.	85
Gráfico N° 7 Variables de salida de la simulación del Pozo MS-626.	87
Gráfico N° 8 Variables de salida de la simulación del Pozo LM-427.	90
Gráfico N° 9 Variables de salida de la simulación del Pozo GS-293.	92
Gráfico N° 10 Variables de salida de la simulación del Pozo LG-250.	94
Gráfico N° 11 Variables de salida de la simulación del Pozo GS-190.	96
Gráfico N° 12 Variables de salida de la simulación del Pozo GS-300.	98
Gráfico N° 13 Variables de salida de la simulación del Pozo LM-228.	100
Gráfico N° 14 Variables de salida de la simulación del pozo LG-437.	102
Gráfico N° 15 Porcentajes de los patrones de flujo en las tuberías.	107
Gráfico N° 16 Presiones parciales de CO ₂ en cada pozo.	108
Gráfico N° 17 Presiones parciales de H ₂ S para cada uno de los pozos.	109
Gráfico N° 18 Porcentajes de presencia de mecanismos de degradación en las tuberías.	112

ÍNDICE DE TABLA

Tabla N° 1 Tipos de Falla en la Industria Petrolera	5
Tabla N° 2 Severidad de la Corrosión en función del pH.....	15
Tabla N° 3 Tipo de corrosión por H ₂ S en función de la presión parcial.....	22
Tabla N° 4 La tasa básica de inyección diaria en petróleo y agua por día.....	35
Tabla N° 5 Criterios para conocer el patrón de flujo por Beggs and Brill 1973...	37
Tabla N° 6 Constantes para el cálculo del <i>Holdup</i>	37
Tabla N° 7 Características del Difractómetro empleado en las pruebas de DRX. 56	
Tabla N° 8 Frecuencia de fallas de los pozos estudiados.	62
Tabla N° 9 Especificaciones de la tubería y fluido del pozo LG-300.....	64
Tabla N° 10 Pozo LG-300.Propiedades Físico-Químicas del agua	65
Tabla N° 11 Resultados de análisis MEB	71
Tabla N° 12 Resultados DRX	71
Tabla N° 13 Condiciones de operación de los pozos.....	104
Tabla N° 14 Especificaciones de las tuberías de producción.....	105
Tabla N° 15 Cortes del fluido	106
Tabla N° 16 Resumen de las características y variables obtenidas de las simulaciones de los pozos	110
Tabla N° 17 Evaluación de costos entre aplicación de Inhibidor o reemplazo...	114

ABREVIATURAS

%A yS	Porcentaje de Agua y Sedimentos
λ_L	<i>Holdup</i> sin deslizamiento
(ΔP)a	Pérdidas por aceleración
(ΔP)g	Pérdidas por gravedad
(ΔP)f	Pérdidas por fricción
a	Aceleración
atm	Atmosférico
D	Diámetro
BNPD	Barriles Netos por día
F	Fricción
Fr	Número de Froude
G	Gas
Gr	Gravedad
GV	Velocidad del gas
H _L	<i>Holdup</i> del líquido
L	Líquido
LV	Velocidad de líquido
M	Mezcla
psia	<i>Pounds per Square Inch absolute</i>
RGP	Relación Gas/petróleo
SG	Superficial de gas
SL	Superficial de líquido
SM	Superficial de la mezcla
T	Total

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se muestra el planteamiento de problema y los objetivos a tomar en cuenta para el trabajo de grado.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo de la Unidad de Producción Dación perteneciente a la Gerencia Operacional del Distrito San Tomé de PDVSA E&P División Faja del Orinoco, se extiende sobre un área de 427km² dentro del municipio Freites en el Estado Anzoátegui, Venezuela. La ciudad más cercana es la ciudad de El Tigre, a unos 50 km al oeste del campo. Para cumplir con los planes de producción se requiere de instalaciones seguras, que procuren un menor gasto en mantenimiento, siendo responsabilidad de la empresa la implementación de técnicas de control de corrosión, logrando así, maximizar la rentabilidad del negocio, minimizar los riesgos asociados, brindar seguridad al personal que labora en la empresa y por encima de ello disminuir el impacto ambiental que traería las consecuencias del deterioro de las instalaciones de producción.

En el Campo Operacional Dación están conformados sistemas de entre 5 y/o 15 pozos individuales cuya producción es transportada a lo largo de un conjunto de tuberías, que llegan a un múltiple y son recogidas a través de líneas de transferencias principales donde se transporta el fluido hacia las estaciones de flujo y descarga. Es importante, estudiar los mecanismos de corrosión en las líneas que llegan al múltiple y así ver en cual sistema de producción se presentan fallas imprevistas ocasionadas por la corrosión presente en las tuberías, lo que podría generar daños ambientales y altos costos en mantenimiento. Cabe mencionar, que este Campo Operacional presenta un crudo multifásico de característica especial, por tener un elevado corte de agua y sedimentos (arenas) que se obtiene de los pozos de producción y por consiguiente en las líneas de transferencia, tanto principales como secundarias, se encuentran por encima del

85% (Agua + Sedimentos). Las actividades de reparación y reemplazo de tuberías, deja ver la necesidad de realizar un diagnóstico de los mecanismos de corrosión allí presentes. Hasta el momento, no se cuenta con un estudio de este tipo en dichas instalaciones; el cual permitiría, identificar y reducir las fugas en las tuberías, que traen como consecuencia eventos ambientales no deseados y con posible impacto al ambiente: áreas de ríos, fundos y en algunos casos hasta con afectación a zonas pobladas. Otros costos asociados a esta problemática son los pagos por saneamiento de la zona, reparaciones y posibles indemnizaciones a terceros. El estudio consistirá en la determinación de los mecanismos de corrosión que puedan estar presentes en dichas tuberías, mediante la caracterización de los fluidos multifásicos (estudio de variables y parámetros corrosivos) y determinando las velocidades de corrosión a través de simuladores que predicen la velocidad de corrosión. Este es un problema que no tiene antecedentes de control de corrosión en el Campo Dación a pesar de que presenta un historial de fallas desde hace varios años (2006 – 2009).

1.2. ANTECEDENTES

En el año 2006, ROMERO Angelys realizó estudios de tendencia corrosiva en los gasoductos asociados a las plantas compresoras críticas del área II del distrito San Tomé. En este estudio se realizaron análisis fisicoquímicos de los fluidos transportados por la tubería y se trabajó con simuladores para establecer la tendencia corrosiva de estas líneas. Esto permitió conocer que el mecanismo predominante de corrosión en dichos sistemas es por CO₂ y que aún cuando las presiones parciales del dióxido de carbono en todos los casos superan los 30 psi considerados como corrosión severa, 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, que implica que aunque no existe un patrón de corrosión severa, no se descarta la posibilidad de ataques localizados en la parte inferior de las mismas. En cuanto a las propiedades metalúrgicas, no se observaron parámetros fuera de especificación.

En el año 2008, CABRERA Cesar realizó un estudio de tendencia corrosiva en tuberías de 20plg del campo Dación. Para tal estudio se determinaron las condiciones hidrodinámicas de las tuberías y se utilizaron simuladores predictivos para proporcionar información acerca de la tendencia corrosiva de las líneas en estudio. Todo esto permitió conocer que el mecanismo de degradación predominante es un mecanismo mixto, en donde primeramente ocurre el proceso de corrosión por CO₂ 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.

En el año 2009, URBAEZ Carlos realizó un estudio integral de la corrosión en los pozos petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa. Para realizar el estudio integral de corrosión de los pozos petroleros, se diseñó una metodología experimental que consistió en reunir información de cada uno de las variables que pudiera tener influencia en el fenómeno de la corrosión. Además de establecer la frecuencia de fallas de cada pozos también se determinó la composición química del fluido y las condiciones de operación de cada pozo. Después de los análisis realizados se llegó a la conclusión que un 77% de los pozos intervenidos presentaron daños por corrosión, de los cuales un 81% de los daños se presume actividad bacteriana. Confirmando lo dicho anteriormente un 87% de los pozos presentaron daño por corrosión, estos fueron en zonas localizadas. También se determinó que el Troncal I es de criticidad media.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo General

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

1.3.2. 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 teórica de los pozos seleccionados, mediante simuladores predictivos (modelos predictivos).
- (4) Determinar las velocidades de corrosión real a través de pruebas de ultrasonido.
- (5) Evaluar un caso de falla en una tubería de producción para identificar el mecanismo de daño.
- (6) Realizar un estudio costo-beneficio en el sistema de tuberías de interés y realizar un comparativo entre la implantación de un programa de inyección de química anticorrosiva o el reemplazo de las tuberías.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. CORROSIÓN

Es el deterioro de un material, comúnmente un metal, como resultado de las reacciones de este con su ambiente (NACE, 2002). La corrosión establece un grave problema en las industrias y especialmente en la industria petrolera donde existe una multitud de agentes corrosivos que atacan las facilidades y las deterioran teniendo que tomar medidas muy serias en cuanto a prevención y mantenimiento. La corrosión disminuye el tiempo de vida de muchos equipos y esto se traduce en gastos enormes de operación para el reemplazo de los mismos siendo un gran problema a la hora de interrumpir la producción. Dentro de los tipos de falla en la industria petrolera la corrosión es la que predomina por encima de las demás causas de falla en equipos y facilidades de producción como lo representa la siguiente tabla:

Tabla N° 1 Tipos de Falla en la Industria Petrolera

Tipos de Falla	Porcentaje (%)
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño mecánico	14
Fractura frágil	9
Defecto de fabricación	9
Defecto de soldadura	7
Otros	10

Fuente: Kermamy, M. B. "Paper SPE 29748", BP Internacional, (1995)

2.2. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN SEGÚN LA NATURALEZA QUÍMICA

2.2.1 Corrosión Química

Es la interacción espontánea del metal con el medio corrosivo, en la cual la oxidación del metal y la reducción del componente oxidante del medio corrosivo tienen lugar en un solo acto. Este tipo de corrosión se observa cuando sobre el metal actúan gases secos (el aire, productos de combustión, etc.) y líquidos no electrolíticos (el petróleo, la gasolina y otros) .Este tipo de corrosión se produce durante la operación de muchos equipos y aparatos (armazones metálicos de los hornos, motores de combustión interna, turbinas de gas, equipos de síntesis de amoníaco y otros sistemas), así como durante muchos procesos de elaboración de los metales (en el calentamiento antes del laminado, estampado, forja y tratamiento térmico). (Gil L., 2002)

2.2.2 Corrosión Electroquímica

La mayoría de los procesos de corrosión son de naturaleza electroquímica (Figura N° 1); esto es, una corriente eléctrica que circula entre determinadas zonas de la superficie del metal, conocidas con el nombre de ánodos y cátodos, y a través de un medio o solución llamada electrolito, capaz de conducir dicha corriente, el funcionamiento de esta pila produce la corrosión de las zonas anódicas.

Cuando los átomos del ánodo se disuelven para formar iones, los electrones que dejan libres hacen al ánodo negativo con respecto a la solución, sus electrones pasan al cátodo a través del metal conductor y allí neutralizan a los iones positivos. La corrosión, por tanto, está sostenida por procesos simultáneos anódicos y catódicos. (Lugo M., 2004)

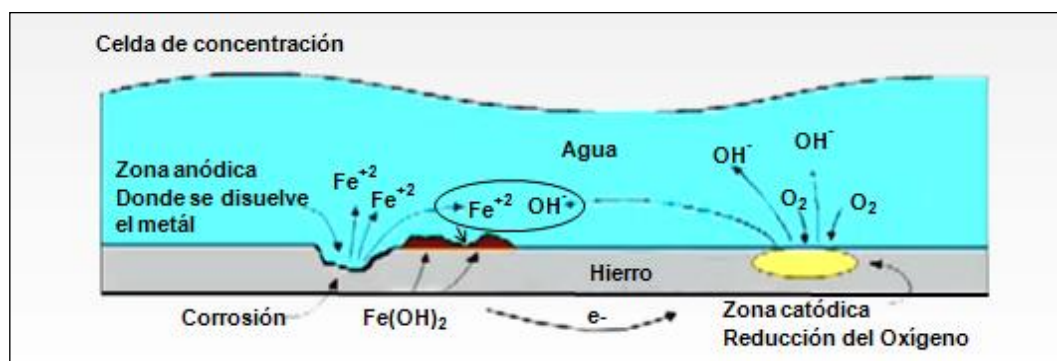


Figura N° 1 Corrosión electroquímica del hierro

2.3. TIPOS DE CORROSIÓN SEGÚN EL ATAQUE DE SUPERFICIE

2.3.1 Corrosión Uniforme

Es la forma más común de corrosión. Se caracteriza por una reacción química o electroquímica que ocurre uniformemente sobre toda la superficie metálica expuesta. En este tipo de corrosión no se distinguen áreas en el metal que puedan ser catódicas o anódicas, por lo que ánodos y cátodos son inseparables.

Este tipo de corrosión representa la forma en que el 90% de los metales son destruidos. Se conoce como “Corrosión no peligrosa”, ya que es fácilmente detectable y al ocurrir uniformemente en toda la superficie del metal, la vida útil de los equipos o piezas puede asegurarse fácilmente (se hacen pruebas sumergiendo el metal en el medio corrosivo y anotando la pérdida de peso\ tiempo). (Gil L., 2002)

2.3.2 Corrosión localizada

Se limita a una pequeña área y toma la forma de cavidades o fosas. La corrosión localizada incluye lo que son las picaduras, que resultan en agujeros en el metal y corrosión por grietas. (NACE, 2004)

2.3.2.1 Corrosión por *Pitting* o picadura

La corrosión por picadura es una forma localizada de la corrosión, se produce cuando las áreas discretas de un material sufren un ataque rápido, mientras que la mayoría de la superficie adyacente permanece prácticamente integra formando cavidades, o "agujeros" en el material. La corrosión por

picadura se considera que es más peligrosa que el daño por corrosión uniforme, porque es más difícil de detectar y predecir. Los productos de corrosión a menudo cubren las fosas o cavidades. (Pierre R, 2000)

2.4. TERMODINÁMICA DE LA CORROSIÓN

2.4.1. Criterio termodinámico para la factibilidad de ocurrencia de un proceso corrosivo.

El estudio de la corrosión es esencialmente el estudio de la naturaleza de reacción del metal con su medio ambiente. La mayoría de los metales bajo condiciones atmosféricas son termodinámicamente inestables. La tendencia de los metales a oxidarse es posible como consecuencia de una disminución de la energía libre de la reacción del metal en un medio específico.

El valor de ΔG en términos electroquímicos puede ser calculado por la siguiente expresión:

$$\Delta G = -nF\Delta E \quad \text{Ec. 1}$$

En donde:

ΔG (El cambio en la función de Gibbs, G: que es la disminución de la energía de un sistema en el que el único trabajo realizado por el sistema es contra una expansión externa constante de presión).

n = números de electrones que participan en la reacción electroquímica.

F = constante de Faraday.

ΔE = fuerza electromotriz de la pila.

- Si la energía libre de Gibbs es negativa significa una disminución de la energía libre del sistema y muestra la probabilidad de transición al estado iónico en el caso de un metal, la probabilidad es mayor cuando la diferencia es mayor. (La velocidad puede ser muy lenta, muy rápida o intermedia; la termodinámica no da información, pero la cinética si)
- Si la energía libre es positiva indica un incremento de la energía libre del sistema, lo que implica que la reacción no se lleva a cabo en esa dirección.

- Si la energía libre es IGUAL a cero, se considera equilibrio termodinámico, esto es, NO habrá aumento o disminución en la concentración de los productos de corrosión formados. (Gil L., 2002)

2.4.2 Diagrama de estabilidad electroquímica del agua

Dos semipilas de gran importancia en corrosión la constituyen la semipila reversible de hidrógeno (electrodo de hidrógeno) y la de oxígeno. Su importancia radica en que en el electrolito (medio corrosivo) siempre se encuentran presentes los iones H^+ y OH^- y en muchos casos este contiene oxígeno disuelto. Es por ello que las reacciones catódicas más comunes en corrosión son la reducción del H^+ y del O_2 presentes.

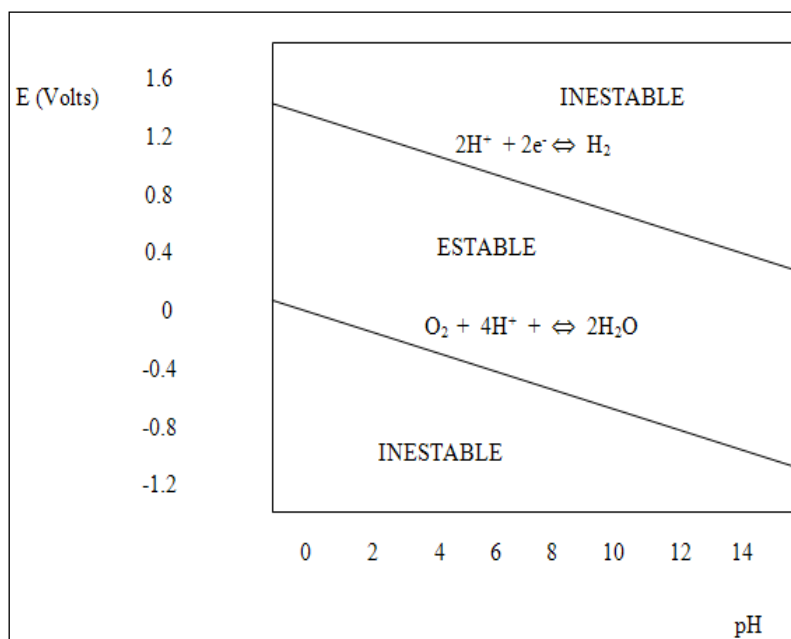


Figura N° 2 Diagrama de estabilidad electroquímica del agua

Del gráfico se desprenden tres conclusiones significativas respecto a la corrosión:

1. El agua es termodinámicamente estable en el dominio comprendido entre las dos rectas.
2. No hay reacción catódica posible en esta área en ausencia de oxígeno y de hidrógeno.

3. El agua puede ser electrolíticamente descompuesta a potenciales por sobre o debajo de este dominio. (Gil L., 2002)

2.4.3. Diagrama Tensión – pH

Los diagramas de equilibrio termodinámico de los metales en agua se conocen como “Diagramas Tensión-pH”, o “Diagramas de Pourbaix” en honor al corrosionista belga que sistematizó este estudio y confeccionó los gráficos correspondientes para una gran cantidad de metales. Los diagramas de Pourbaix son una herramienta valiosa para predecir el sentido que tendrán las reacciones de corrosión. De ellos se puede determinar cuando un metal se encuentra en estado activo (corrosión), inactivo (inmunidad) o pasivo (películas protectoras). En la zona inmune el metal es posible que se corroa, en cambio, en la zona de pasivación, dependerá de la naturaleza de los productos de corrosión formados para que la corrosión se desarrolle a velocidades importantes. Otra particularidad del diagrama tensión-pH para el hierro lo constituye la pequeña zona marcada al extremo derecho del diagrama a $\text{pH} > 12$ (Figura N° 3). Esta zona corresponde a la disolución de los óxidos en ambientes fuertemente alcalinos con formación del ión ferrito ($\text{FeH}(\text{OH})^-$). Este ión es importante en el tipo de corrosión llamado “corrosión cáustica” o “fragilización cáustica”, y debe considerarse cuando se tomen medidas protectoras contra la corrosión en aparatos generadores de vapor. (Gil L., 2002)

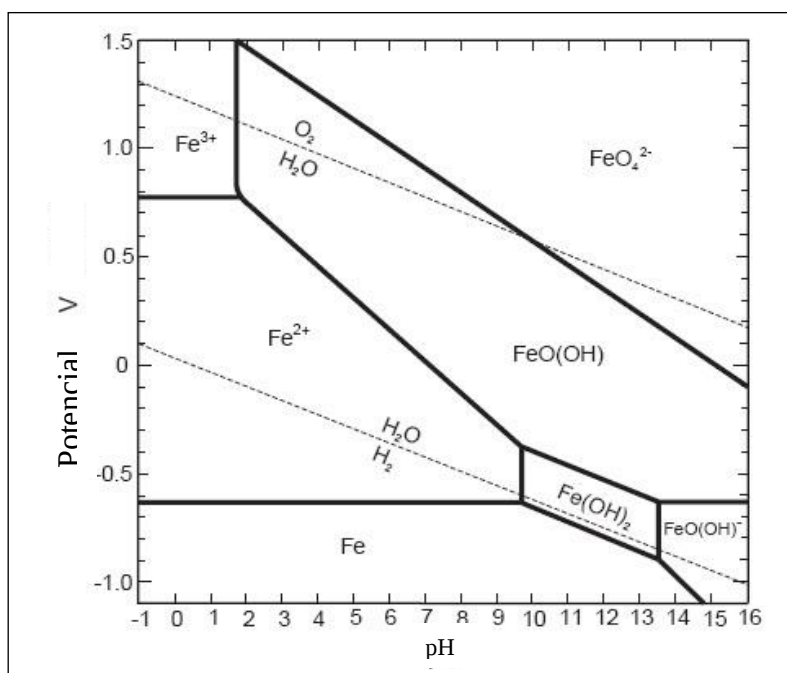


Figura N° 3 Diagrama de Tensión-pH para el sistema Hierro-agua a 25°C

2.5 CINETICA DE LA CORROSION ELECTROQUIMICA.

Cuando se introduce un material en una solución electrolítica se produce un cambio de iones metálicos entre el metal y la solución y que en dependencia de los potenciales químicos en las fases, estará favorecido en un sentido dado. Al cabo de un cierto tiempo se alcanza el equilibrio cinético de los procesos en direcciones opuestas gracias al establecimiento de una diferencia de potencial eléctrico entre ambas fases metal-electrolito.

Al existir en esta condición un equilibrio cinético en las magnitudes de las semirreacciones anódicas y catódicas de liberación y toma respectiva de electrones no se producirá intercambio de corriente entre el electrodo y el exterior, o sea la corriente neta será igual a 0. El potencial que posee un electrodo en este estado se denominará POTENCIAL DE REPOSO y es el que manifiesta, por ejemplo, en un metal solo sometido a una disolución electrolítica.

Ahora bien, en esta condición y cumpliendo los requisitos anteriores se pueden diferenciar dos casos significativamente distintos. Un primer caso donde las semirreacciones catódicas y anódicas no solo son iguales en magnitud sino también en naturaleza, como puede ser la oxidación del metal y la reducción de los propios iones en cuyo caso el electrodo posee un potencial denominado de

EQUILIBRIO, y un segundo caso donde ambos procesos son iguales en magnitud pero de diferente naturaleza como la oxidación metálica y la reducción de un agente oxidante del medio corrosivo, tomando entonces el potencial el nombre de MIXTO O ESTACIONARIO DE CORROSION. (Gil L., 2002)

2.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN

2.5.1 Temperatura

La temperatura influye fuertemente en la velocidad de los procesos de Corrosión de los metales. Con el aumento de la temperatura, los procesos de oxidación de los metales tienen lugar mucho más rápidamente, sin embargo disminuye su probabilidad termodinámica.

En la figura N° 4 vemos que se pueden presentar dos casos, en el caso A, a medida que incrementa la temperatura aumenta la velocidad de corrosión, sin embargo, en el caso B no aumenta la velocidad de corrosión sino hasta cierto punto, observándose este comportamiento en metales que se encuentran en su estado pasivo y pasan a su estado transpasoivo donde es fácilmente corroído. (Palacios C.,1995)

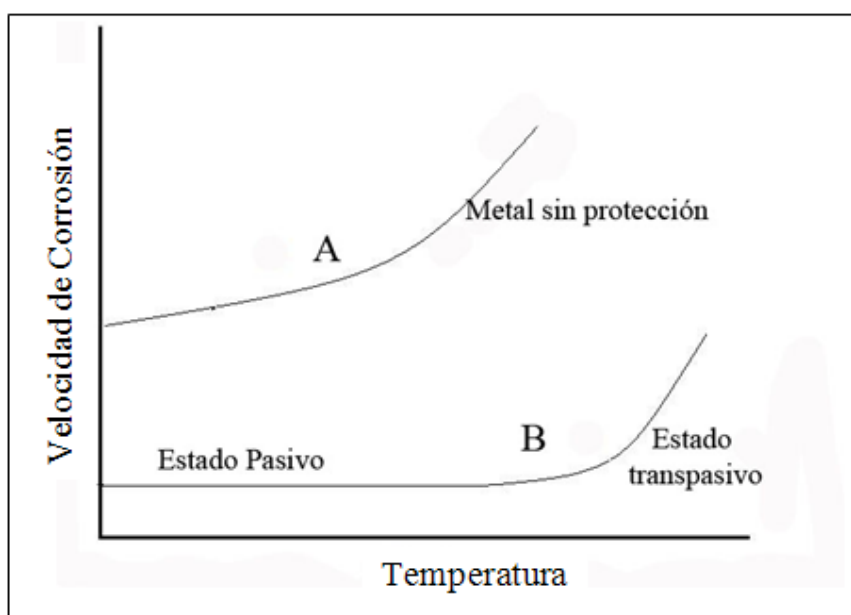


Figura N° 4 Efecto de la Temperatura sobre la Velocidad de Corrosión.
Fuente: (PALACIOS C., "Corrosión", 1995)

2.5.2 Gases disueltos

La influencia de la composición del medio gaseoso sobre la velocidad de la corrosión de los metales es grande, es específica para diferentes metales y varía con la temperatura.

La composición del medio gaseoso tiene una gran influencia sobre la velocidad de oxidación del hierro y aceros. Especialmente influyen el oxígeno, los compuestos de azufre y el vapor de agua. (Palacios C.,1995)

- Oxígeno: El oxígeno disuelto puede causar corrosión severa aún en bajas concentraciones (desde 0,1ppm) y si hay presencia de CO₂ y/o H₂S puede incrementar su corrosividad. El oxígeno acelera la corrosión debido a que es un rápido agente oxidante en las reacciones catódicas.



- Dióxido de carbono: Cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, este forma ácido carbónico lo cual disminuye el pH e incrementa la corrosividad del medio.
- Sulfuro de hidrógeno: El sulfuro de hidrógeno es soluble en agua a presión y temperatura comunes en las operaciones petroleras y, cuando se disuelve, se comporta como un ácido débil y por lo general causas picaduras.

2.5.3 Ión cloruro

El electrolito más frecuente en la producción de petróleo es el agua, y uno de los iones más comunes en este electrolito es el ión cloruro. El ión cloruro tiene un efecto importante en las reacciones de corrosión y a continuación se nombran algunos de estos efectos:

- Los productos de corrosión formados entre el metal y el ión cloruro son muy solubles en agua, en comparación con la herrumbre formada sin iones

cloruros. Lo anterior indica que la capa de productos de corrosión formadas en ambientes salinos no tenderá a proteger al metal ya que tiene a disolverse con la humedad condensada y/o el agua presente, exponiendo metal fresco al medio ambiente respectivo.

- El cloruro de sodio y otras sales son sustancias muy higroscópicas, es decir, muy absorbentes de agua. Esta característica conduce a una mayor retención del agua (de la humedad condensada) sobre las superficies metálicas cuando hay sales o salitres depositados sobre las estructuras, equipo y materiales expuestos a medios marinos. Mientras mayor es el tiempo de contacto entre la humedad y el material metálico, mayor es la corrosión.
- Finalmente, la presencia de cloruros en una solución acuosa disminuye la resistividad de dicha solución lo cual promueve la conducción eléctrica (iones y electrones) y facilita el contacto entre las diversas micro-zonas anódicas y las micro-zonas catódicas del material metálico, lo cual, unidos al hecho de una capa húmeda de mayor permanencia sobre dicho material, conduce a una mayor corrosión que la observada en el caso de no existir salitre. (Gil L., 2002)

2.5.4 pH de la solución

Las variaciones en el pH afectan notablemente la velocidad de corrosión de los materiales metálicos (Figura N° 5). En el rango de pH's ácidos, o sea, menores de 4, el $\text{Fe}(\text{OH})_3$ se disuelve, eso elimina la película en contacto con el hierro o el acero lo cual conduce a un contacto directo del metal con el medio corrosivo acuoso. Esto hace aumentar la velocidad de corrosión ya que ocurre la despolarización del oxígeno y el hidrógeno evoluciona, todo lo cual conduce a un aumento en la corrosión.

Para pH mayores de 10, la alcalinidad del ambiente aumenta lo cual conduce a un aumento del pH en la superficie del metal. La velocidad de corrosión disminuye ya que el hierro se pasiva en presencia de álcalis y oxígeno disuelto. A un pH extremadamente alto, el hierro es nuevamente atacado por el

fenómeno conocido como rompimiento cáustico. (Nalco/Exxon Energy Chemicals,1997)

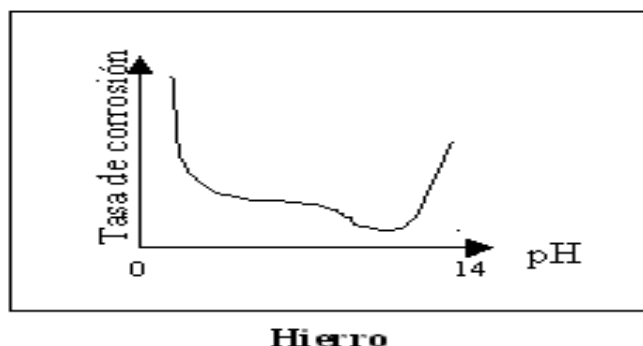


Figura N° 5 Tasa de corrosión del hierro en función del pH.
Fuente: (Nalco/Exxon Energy Chemicals,1997)

También podemos observar en la tabla N° 2 la relación entre el pH de la solución y el grado de corrosión para el agua sin sólidos que fluye a velocidades de 3 pies por segundo o menos. (Endean H.,Champion Technologies INC,1989)

Tabla N° 2 Severidad de la Corrosión en función del pH

pH > 7	Corrosión poco probable
$7 \geq \text{pH} \geq 6,5$	Corrosión menor
$6,5 \geq \text{pH} \geq 6,0$	Corrosión moderada
pH < 6,0	Corrosión significativa

2.6 CORROSIÓN POR CO₂

El CO₂ es altamente soluble en agua y reacciona formando un ácido débilmente ionizado, el ácido carbónico (H₂CO₃) que se combina con el hierro (ferroso) para formar Siderita (FeCO₃) que es, tanto un producto de corrosión como una incrustación.

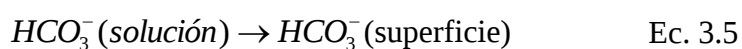
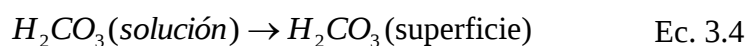
2.6.1 Mecanismos de reacción

El mecanismo de corrosión por CO₂ se desarrolla a través de una serie de etapas.

Etapla I: Disolución de CO_2 en agua para la formación de especies químicas que van a tomar parte en la reacción. El CO_2 se disuelve en presencia de agua formando un ácido débil (ácido carbónico), creándose un ambiente sumamente corrosivo. El H_2CO_3 obtenido sufre una doble disociación formando en primer lugar iones bicarbonato y luego iones carbonatos.



Etapla II: Transporte de los reactantes desde la solución hasta la superficie del metal



Etapla III: Reacciones electroquímicas (anódicas y catódicas) en la superficie del metal. El hierro de la tubería se oxida (reacción anódica)



Los iones H^+ disociados se reducen al ganar dos electrones (reacción catódica)



Etapa IV: La combinación de los iones carbonato producidos en (3.10) con el ion ferroso de la reacción (3.7) para formar carbonato de hierro.



El carbonato de hierro obtenido como producto de corrosión se precipita, depositándose sobre la superficie del metal, donde forma una capa que va proporcionando cierto grado de protección al acero contra una mayor corrosión.

Esta capa retarda la velocidad de corrosión cuando no es removida (debido a la acción del flujo) de la superficie del metal. (Palacios C.,1995)

2.6.2 Descripción del Daño

De acuerdo a estudios y observaciones realizados y basados en la configuración del ataque corrosivo en la superficie del metal, en el estado del producto de corrosión y en la tasa de corrosión, clasifican el mecanismo de corrosión por CO₂ dentro de tres tipos básicos:

Tipo I: La corrosión es homogénea, ocurre a temperaturas menores de 60 °C (140°F), en donde la disolución del hierro no es muy alta, pequeñas cantidades de FeCO₃, se forman en la superficie, pero este tiene poca capacidad de adhesión y es arrastrado de la superficie del metal por el fluido en movimiento, pasando a la solución. La mayoría de los carbonatos en este rango de temperatura son estables a un pH por encima de 5, de esta manera los carbonatos formados en solución de pH menor de 5 no contribuyen a la formación de una película estable sobre la superficie del metal.(Figura N° 6)

Tipo II: La corrosión es localizada, se define para temperaturas intermedias cercanas a los 100 °C (212°F), en este rango de temperaturas se produce la mayor tasa de corrosión, y se observan picaduras en el metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de FeCO₃, sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta manera la capa de FeCO₃, será heterogénea de lento

crecimiento y porosa, los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, propiciando corrosión localizada. (Figura N° 6)

Tipo III: Ocurre a temperaturas relativamente altas, superiores a los 150 °C (302°F), la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, compacta y adherente de FeCO_3 . La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del FeCO_3 son altas, de tal manera que la nucleación de cristales de FeCO_3 sobre la superficie es rápida y uniforme. Esto nos indica que la corrosión por CO_2 es controlada por la rápida formación y lenta disolución de esta capa protectora. (Palacios C.,1995)

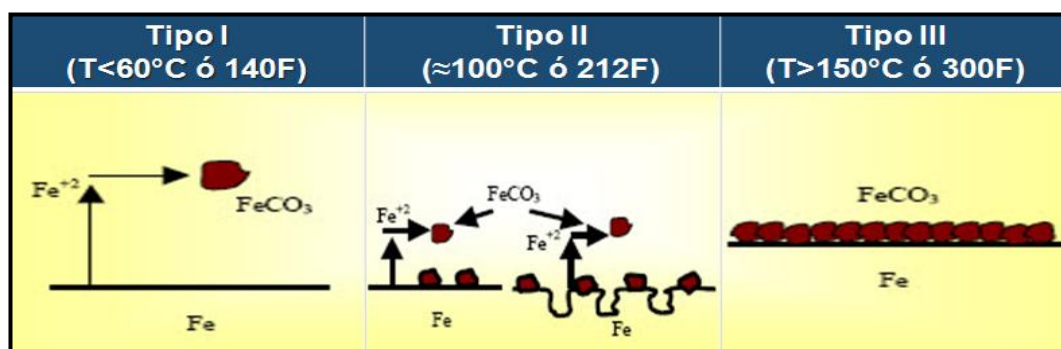


Figura N° 6 Tipo de corrosión por CO_2

2.6.3 Materiales Afectados

Acero al Carbono y aceros de baja aleación (API RP-571,2003)

2.6.4 Factores Críticos

- El aumento de la presión parcial de CO_2 resulta en pH más bajos y mayores tasas de corrosión.
- La corrosión ocurre en la fase líquida, a menudo en los lugares donde se condensa el CO_2 de la fase de vapor.
- El incremento de la temperatura aumenta la tasa de corrosión hasta el punto en que se vaporiza el CO_2 . (API RP-571,2003)

2.6.5 Aspecto o Morfología del Daño

- El producto de la corrosión puede variar de marrón oscuro a negro, generalmente se adhiere en forma floja. Inicialmente las picaduras son pequeñas como las que se muestran en la parte central izquierda de la figura N° 7, los lados son verticales y el fondo redondeado (Edean H.,1989)

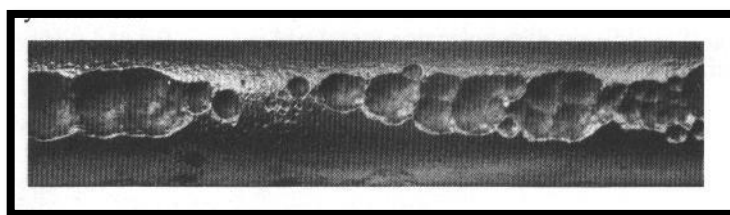


Figura N° 7 Morfología de Corrosión por CO₂.

Fuente: (Edean H.,Champion Technologies,1989)

- El ataque de gota de agua ocurre en pozos de gas condensado, en áreas donde el agua se condensa sobre la superficie metálica, causando picaduras profundas con colas.

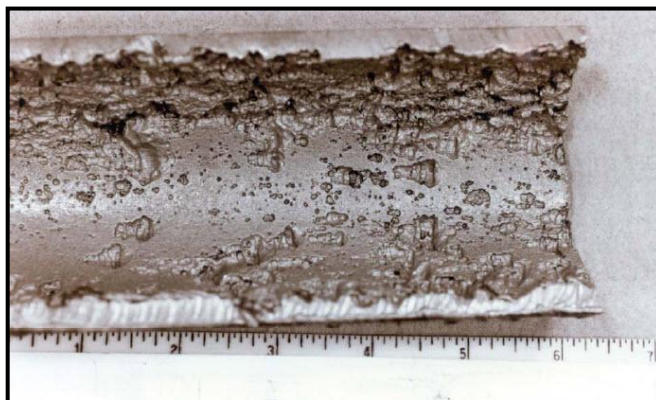


Figura N° 8 Ataque de gota de agua.

Fuente: Nalco

- El ataque tipo Mesa es una forma de corrosión por CO₂ que ocurre en sistemas de flujo, y ocurre en áreas donde la capa de carbonato se desgasta.

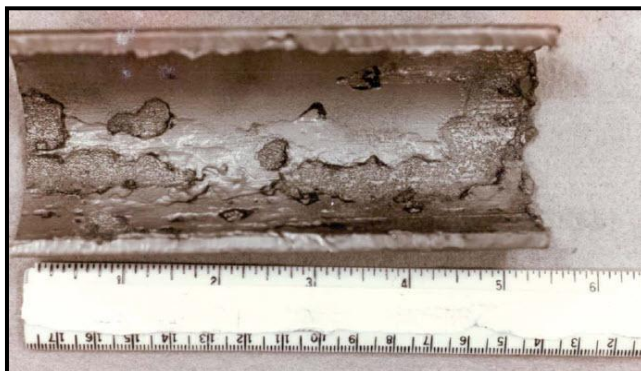


Figura N° 9 Ataque tipo mesa.
Fuente: Nalco

- La corrosión ocurre generalmente en las zonas de turbulencia y de la compresión y, a veces, en la raíz de las tuberías, soldaduras.

2.6.6 Prevención/Mitigación

- El aumento de pH por encima de 6 puede reducir la corrosión en los sistemas de vapor condensado.
- Mejoramiento selectivo de acero inoxidable.
- Los sistemas de vapor condensado que experimentan problemas por CO₂ son generalmente el resultado de problemas de funcionamiento.

2.6.7 Inspección y Supervisión

- UT (Ultrasonido industrial) y técnicas de inspección RT (Radiografía industrial) debe centrarse en pérdidas de espesores general y local.
- Las zonas preferenciales de corrosión donde existen cordones de soldadura puede requerir pruebas de UT o RT. (API RP-571,2003).

2.7 CORROSIÓN POR H₂S

El gas H₂S disuelto en agua, normalmente, en pequeñas cantidades, puede crear un ambiente sumamente corrosivo. Este tipo de ataque puede ser identificado dada la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H₂S.

La corrosión por H_2S es común en sistemas de transporte de gas que contengan dicho elemento en presencia de agua.

2.7.1 Mecanismo de Reacción

El mecanismo bajo el cual opera se puede resumir en tres etapas:

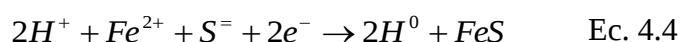
- Etapla I: El sulfuro de hidrógeno gaseoso se disuelve en agua donde ocurre una doble disociación como se muestra a continuación;



- Etapla II: Nuevamente como en el caso de corrosión por CO_2 , la disolución del hierro en la intercara metal/electrolito,



- Etapla III: Los productos de las reacciones (Ec 4.3) y (Ec 4.2) se combinan para formar sulfuro de hierro.



La capacidad protectora de la capa de sulfuro de hierro dependerá de las propiedades físicas y homogeneidad de la misma. Varios productos del tipo Fe_xS_y pueden formarse dependiendo de la presión parcial del sulfuro de hidrogeno gaseoso. A presiones parciales de H_2S por debajo de 0,1 lpc, se forman los productos más protectores FeS (triolita) y FeS_2 (pirita), mientras que por encima de este valor, se forman los productos más imperfectos Fe_9S_8 (kansita) y Fe_7S_8 (pirolita) que permiten la difusión del Fe^{+2} y son menos protectores (GERUS, 1974).

La presencia de otros reactantes, tales como cloruros y dióxido de carbono, también alteran las características de la película de sulfuro de hierro y por lo tanto, el efecto corrosivo del H_2S .

La ruptura de la película de sulfuro de hierro y la formación incompleta o porosa de esta genera desnudos en el metal. Estos puntos, que son anódicos, serán atacados preferencialmente obteniéndose la corrosión localizada en forma de picaduras en la superficie del tubo.

2.7.2 Tipos de corrosión por H_2S

Existen diferentes tipos de corrosión por H_2S una de ellas es el *Stress Corrosion Cracking* (SCC).

2.7.2.1 Stress Corrosion Cracking (SCC)

Este tipo de corrosión se refiere al agrietamiento y/o fractura del material metálico debido a la presencia simultánea de esfuerzos tensiles y un ambiente corrosivo específico. Durante la corrosión bajo tensión la superficie del metal o aleación casi no sufre ataque corrosivo, pero dentro del material grietas corren a través del mismo y ellas conducen a la fractura o falla final del material.

2.7.3 Factores críticos

La presión parcial influye con respecto al tipo de ataque que se puede dar en el metal. La influencia del H_2S en diferentes mecanismos de corrosión se recoge en la Norma MR-750 de la NACE donde se registran cada tipo de corrosión de acuerdo al rango de presión parcial de H_2S que contenga el sistema. En la tabla siguiente se presentan los diferentes tipos de corrosión por H_2S en función de la presión parciales:

Tabla N° 3 Tipo de corrosión por H_2S en función de la presión parcial

Presión parcial H_2S (psia)	Tipo de corrosión por H_2S
$P_p \geq 0,05$	SCC (Stress Corrosion Cracking)
$P_p \geq 0,1$	General por H_2S

2.7.4 Aspecto o Morfología del Daño

- En el caso de ataque por picadura, el producto estará fuertemente adherido. En apariencia puede variar de superficie suave y brillante a áspera, negro opaco, o nodular.

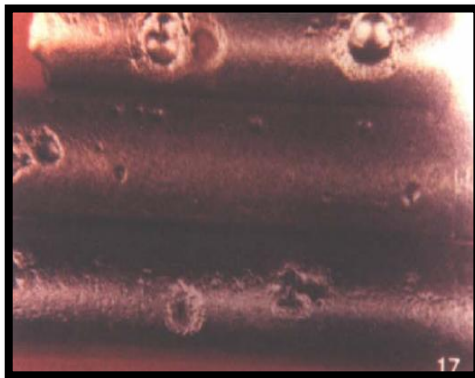


Figura N° 10 Corrosión localizada por H_2S
Fuente: Nalco

- Con el ataque de tipo general, el producto de la corrosión es usualmente delgado, relativamente suave y negro opaco (Endean H.,1989).



Figura N° 11 Corrosión general o uniforme por H_2S .
Fuente: Nalco

2.7.5 Prevención/Mitigación

La reducción de esfuerzos residuales mediante tratamientos térmicos, la utilización de materiales especiales como aceros al carbono ó de baja aleación y/o aceros inoxidable disminuyen la posibilidad de SSCC (Sulphide Stress Corrosion Cracking). Otros métodos para prevenir el SSCC, es el control del medio ambiente mediante la deshidratación de los sistemas ó mediante la eliminación del H_2S por

medio de tratamientos químicos utilizando secuestradores de H_2S , o mediante el uso de recubrimientos internos en los componentes y elementos de tal manera de aislar el metal del ambiente agrio.

2.8. CORROSIÓN-EROSIÓN

La Corrosión-Erosión es un tipo de mecanismo combinado que involucra el desarrollo de un mecanismo mecánico que es la erosión y otro electroquímico, que es el caso de la corrosión.

2.8.1 Tipos de Corrosión-Erosión

En la industria del petróleo y del gas se presentan comúnmente dos tipos de erosión, la primera es originada por los hidrocarburos (petróleo y/o gas sin sólidos) que fluyen a través de las tuberías, válvulas y recipientes. Para que este tipo de erosión ocurra se necesitan altos caudales, corrientes y vórtices generados por la turbulencia del fluido que al impactar la superficie metálica remueven lentamente el material. Existe un segundo tipo de erosión la cual se genera por los fluidos que acarrean sólidos y es la que ocurre más comúnmente, esta es el resultado de dos distintos procesos y estos son:

- Shock o deformación plástica, causada por la componente normal de la fuerza de la partícula contra la superficie en donde la dirección del fluido cambia.
- Fricción o desgaste cortante causado por la componente paralela de la fuerza de la partícula a medida que esta fluye a lo largo de la superficie sin haber cambios en la dirección del flujo.

Los pozos productores de petróleo y gas en donde existe la relación gas/petróleo (RGP) son particularmente sensibles a la erosión ya que las velocidades son bastante mayores lo cual incrementa la fuerza de los impactos.

2.8.2 Descripción del Daño

- La erosión es la de la eliminación mecánica acelerada de material de la superficie como resultado del movimiento relativo de entre, o el impacto de los sólidos, líquidos, vapor o cualquier combinación de éstos.
- La erosión-corrosión es una descripción de los daños que se produce cuando la corrosión contribuye a la erosión por la eliminación de las películas de protección o escalas, o mediante la exposición de la superficie del metal a la corrosión, al amparo de las la acción combinada de la erosión y corrosión. (API RP-571,2003)

2.8.3 Materiales Afectados

Todos los metales, aleaciones y materiales refractarios

2.8.4 Factores Críticos

- Las tasas de pérdida de metal dependen de la velocidad, la concentración de los medios de impacto(es decir, partículas, líquidos, gotas, lodos, flujo de dos fases), el tamaño, la dureza y la resistencia a la corrosión de los materiales sometidos a la erosión, y el ángulo de impacto.
- Las aleaciones más suaves, como el cobre y aleaciones de aluminio que son fáciles de usar, puede ser sujeto a la pérdida de metal bajo condiciones severas de alta velocidad.
- El aumento de la dureza del sustrato de metal no siempre es un buen indicador de la mejora por resistencia a la erosión, en particular cuando la corrosión desempeña un papel importante.
- Para cada combinación de materiales con el medio ambiente, a menudo hay un umbral por encima del cual la velocidad de impacto de diferentes partículas puede producir la pérdida de metal. El aumento de las velocidades por encima de este umbral es el resultado de un aumento en las tasa de pérdida de pérdida del metal.
- El tamaño, forma, densidad y la dureza del medio de impacto afecta a la tasa de pérdida de metal.

- El aumento de la agresividad del medio ambiente puede reducir la estabilidad de la superficie de las películas de protección y aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal. El metal puede ser removido de la superficie en forma de iones disueltos, o como productos sólidos de corrosión que son mecánicamente barridos de la superficie del metal.
- Los factores que contribuyen a un aumento de la corrosión del medio ambiente, tales como temperatura, pH, etc, puede aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal. (API RP-571,2003)

2.8.5 Aspecto o Morfología del Daño

- La erosión y la corrosión-erosión se caracterizan por una pérdida localizada de espesor en forma de pozos, surcos, barrancos, olas, agujeros redondeados y valles. Estas pérdidas a menudo presentan un patrón direccional.
- Las fallas pueden ocurrir en un tiempo relativamente corto. (API RP-571,2003)

2.8.6 Prevención/Mitigación

- Mejoras en el diseño implican cambios en la forma, la geometría y la selección de materiales. Algunos ejemplos son: aumentar el diámetro del tubo para disminuir la velocidad, la racionalización de las curvas para reducir la compresión; aumentar el espesor de pared, y usar pantallas de compresión reemplazables.
- La erosión-corrosión es mejor mitigarse mediante el uso de más aleaciones resistentes a la corrosión y/o alterar el proceso de medio ambiente para reducir la corrosión, por ejemplo, desgasificación o la adición de inhibidores.

2.8.7 Inspección y Supervisión

- El examen visual de las zonas sospechosas o problemáticas, así como el control UT (Ultrasonido industrial) o RT (Radiografía industrial) se puede utilizar para detectar el grado de pérdida de metal.

- Cupones de corrosión especializados y on-line de control de corrosión sondas de resistencia eléctrica se han utilizado en algunas aplicaciones. (API RP-571,2003)

2.9 CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA INDUCIDA (MIC)

La corrosión influenciada microbiológicamente (MIC) es el deterioro de un metal debido a los procesos de los microorganismos (principalmente bacterias, pero pueden incluir hongos, algas y protozoos en ciertos ambientes). (NACE, 2002).

2.9.1 Descripción del Daño

Las bacterias pueden crear las condiciones adecuadas para las picaduras o grietas de corrosión. Una vez que la corrosión localizada se ha iniciado, las reacciones de los microbios pueden mantener las condiciones adecuadas (por ejemplo, bajo nivel de oxígeno) para el deterioro del material. La velocidad de propagación puede ser gobernada a través de la producción de ácidos orgánicos por hongos en ambientes aerobios y por ciertas bacterias en ambientes anaeróbicos. (PEABODY A., 1976)

2.9.2 Materiales Afectados

- La mayoría de los materiales comunes de construcción, incluidos los de carbono y aceros de baja aleación, de la serie 300 SS y 400 de la serie SS, aluminio, cobre y algunas aleaciones base níquel. (API RP-571,2003)

2.9.3 Factores Críticos

- MIC se encuentra generalmente en medios acuosos o servicios donde el agua esta siempre o algunas veces presente, especialmente en estancamientos o bajo condiciones de flujo que pueden permitir y/o promover el crecimiento de microorganismos.
- Debido a que hay varios tipos, los microorganismos pueden sobrevivir y crecer en condiciones difíciles, entre ellas la falta de oxígeno, la luz o de

oscuridad, la alta salinidad, pH de 0 a 12, y las temperaturas de 0 F a 235 F (-17 °C a 113°C).

- Los sistemas pueden llegar a ser "inoculados" por la introducción de organismos que se multiplican y se extienden a menos que sean controlados.
- Los diferentes organismos prosperan alimentándose de nutrientes como las sustancias inorgánicas (por ejemplo, azufre, amoníaco, H_2S) y de sustancias orgánicas (por ejemplo, los hidrocarburos, ácidos orgánicos). Además, todos los organismos requieren una fuente de carbono, nitrógeno y fósforo para el crecimiento.
- En las fugas de contaminantes de procesos tales como hidrocarburos o de H_2S puede conducir a un aumento masivo de la contaminación biológica y la corrosión. (API RP-571,2003)

2.9.4 Aspecto o Morfología del Daño

- La corrosión MIC se suele observar como picaduras localizadas en depósitos o tubérculos que protegen a los organismos.
- Se pueden presentar cavidades en forma de terrazas sobre el metal Figura n° 12.

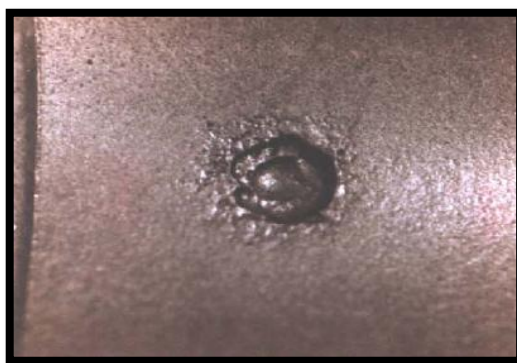


Figura N° 12 Corrosión por MIC tipo terraza

- El Daño a menudo se caracteriza por piscinas en forma de copa (Figura N° 13). El área atacada está cubierta con un revestimiento de producto corrosivo negro e impenetrable. En la fase inicial de la infestación, la

superficie de acero tiene una superficie moteada (con puntos) como la abajo ilustrada. (ENDEAN H.,1989)

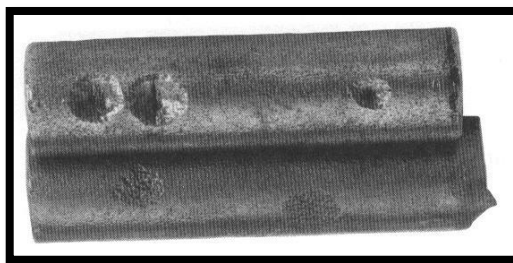


Figura N° 13 Corrosión por MIC, superficie moteada
Fuente: (EDEAN, Champion Technologies INC, 1989)

2.9.5 Prevención/Mitigación

- Los microbios necesitan agua para desarrollarse. Sistemas que contienen agua (agua de refrigeración, tanques de almacenamiento, etc) deben ser tratados con biocidas como el cloro, el bromo, ozono, luz ultravioleta entre otros. La correcta aplicación de los biocidas puede controlar el mecanismo de corrosión, pero no va a eliminar los microbios de modo que el tratamiento continuado es necesario.
- Mantener la velocidad del flujo por encima de los niveles mínimos.
- Minimizar el flujo bajo o en las zonas estancadas.
- Los sistemas que no están diseñados o pensados para la contención de agua debe mantenerse limpios y secos.
- En los embalajes y la protección catódica estructuras subterráneas han sido eficaces en la prevención del MIC.
- La mitigación efectiva de los organismos requiere la eliminación completa de depósitos utilizando para ello una combinación de procedimiento de limpieza como son: raspado, chorro de arena, la limpieza química y el tratamiento biocida.
- Añadir biocidas para la fase agua en los tanques de almacenamiento.
- Mantener los revestimientos en el interior de los tanques de almacenamiento. (API RP-571,2003)

2.9.5 Inspección y Supervisión

- En los sistemas de refrigeración de agua, la eficacia del tratamiento se controla mediante la medición de biocida residual, el conteo de microbios y el aspecto visual.
- El agua maloliente puede ser señal de problemas.

2.10 CORROSIÓN COMBINADA DE H₂S Y CO₂

En presencia de CO₂ es posible que pequeñas cantidades de H₂S, y dependiendo de las condiciones de operación, reduzcan la corrosión del acero, pero la corrosión localizada puede ser severa. En presencia de CO₂ y H₂S compiten los productos de corrosión FeS y FeCO₃ por su formación protegiendo el metal. Siguiendo el método de predicción de Kane se puede presumir que mecanismo es dominante mediante la relación de las presiones parciales pues cuando esta relación es mayor de 200 la tendencia es por Corrosión por CO₂, si la relación es menor a 200, el mecanismo predominante será la corrosión por H₂S.

$$\frac{P_p CO_2}{P_p H_2S} > 200 \quad \text{Ec. 5}$$

$$\frac{P_p CO_2}{P_p H_2S} < 200 \quad \text{Ec. 6}$$

2.11 INCRUSTACIONES

Precipitación a partir de una sal prácticamente insoluble en la superficie de un sistema.

Factores que influyen en la depositación debida a incrustación:

- Velocidad del flujo del Agua
- Tipo de Superficie (Acero inoxidable ,cobre , aleaciones, plásticos, etc)
- Asperezas en la superficie
- Sólidos suspendidos en el agua u otros depósitos pre-existentes.

- Sólidos suspendidos en el agua sirven como sitios de nucleación
- Sólidos suspendidos adsorben el inhibidor y reducen su concentración en solución. (Palacios C.,1995).

2.12.- MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

2.12.1.- Sistema de Bombeo Mecánico

Consiste en una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una serie de cabillas y mediante la energía suministrada por un motor. Este tipo de método de levantamiento artificial trabaja mejor en pozos someros y de poco volumen, que no contengan sólidos o gas, debido a que, la presencia de estos en el fluido extraído puede causar que la bomba trabaje ineficientemente. Las principales desventajas del Bombeo Mecánico, son la gran frecuencia de servicios que requiere el equipo y las grandes dimensiones de los equipos necesarios para levantar volúmenes grandes de fluidos. (CIED,1999)

2.12.2 Levantamiento Artificial por Gas

El Levantamiento Artificial por Gas (LAG) es un método producción que consiste en la inyección de gas a alta presión a través del espacio anular que existe entre el revestidor y la tubería de producción. Una vez que el gas se encuentra en el anular, pasa al interior de la tubería mediante mandriles y válvulas especiales, se mezcla con la columna de fluido disminuyendo su viscosidad, lo que facilita su salida a la superficie. La inyección puede ser continua (flujo continuo), o por inyección de un gas a intervalos regulares, para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (flujo intermitente). (CIED,1999)

2.12.3.- Bombeo de Cavidad Progresiva

Las bombas de cavidad progresiva es un método de producción de desplazamiento progresivo, se fundamenta en desplazamiento positivo de un volumen ocasionado por una diferencia de presión producto de la transformación de la energía cinética en potencial, cuando se combina el movimiento alrededor de un eje longitudinal a lo largo del mismo. (LÓPEZ, J. 2002).

2.13.- INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Los inhibidores son sustancias empleadas frecuentemente con el fin de disminuir las fallas por corrosión., agregados en pequeñas cantidades en el medio corrosivo, disminuyen la agresividad del mismo. En la producción de petróleo se emplean tradicionalmente compuestos orgánicos conteniendo nitrógeno, usualmente en forma de aminas, imidazolinas, amidas o sales de amonio cuaternario que se adsorben sobre la superficie formando una película que interfiere con las reacciones electroquímicas relacionadas con el proceso de corrosión. (Palacios C.,1995).

2.13.1 Mecanismos de acción del Inhibidor

Según Bockris la adsorción de una sustancia orgánica a la interface Metal/Solución cumple la siguiente reacción:



n=número de moléculas de agua removidas del metal por cada molécula de inhibidor adsorbido.

La adsorción de la molécula orgánica ocurre debido a que la energía de interacción entre el metal y el inhibidor es mayor que la energía de interacción entre las moléculas de agua y el metal (Efecto Hidrofóbico).

2.13.2 Tipo de Adsorción

2.13.2.1 Adsorción Física

La Adsorción Física se produce por la atracción de fuerzas electrostáticas entre los iones orgánicos de los inhibidores y la superficie del metal el cual está cargada eléctricamente.

Los iones no están en contacto directo con el metal, existe una muy pequeña capa o Lamela de moléculas de agua que permanecen en la superficie del metal, y es a través de esta capa que los iones se adsorben al metal. (Palacios C.,1995).

2.13.2.2 Adsorción Química

Es la interacción más importante entre un inhibidor y la superficie del metal. En este tipo de adsorción las especies que se adsorben están en contacto directo con el metal. Se comparten las cargas o transferencia de cargas entre las moléculas del inhibidor y las cargas en la superficie del metal, formando un enlace coordinado. (Palacios C.,1995).

2.13.3 Clasificación de los Inhibidores

Los inhibidores se pueden clasificar de acuerdo a su mecanismo de acción en:

- Inhibidores pasivantes: Son los más efectivos, ya que pueden disminuir (en condiciones adecuadas), casi completamente la corrosión del metal. Sin embargo, bajo ciertas condiciones pueden acelerar la corrosión. Hay dos tipos de inhibidores pasivantes: los aniones oxidantes (cromatos, nitratos), los cuales pueden pasivar el acero en ausencia de oxígeno, y los iones no – oxidantes (fosfato, tungstato y molibdato), los cuales requieren de la presencia de oxígeno para pasivar el acero. Este tipo de inhibidor actúa mediante la combinación entre adsorción y formación de óxido sobre la superficie del acero. La adsorción ayuda a la polarización del ánodo de tal manera que se forme un óxido férrico hidratado que protege el acero. (NACE,1971)
- Inhibidores fílmicos: son complejas mezclas de moléculas orgánicas e inorgánicas que se adsorben sobre la superficie del metal protegiéndolo del ataque del medio en el que se encuentra. El inhibidor puede contener una variedad de aniones inorgánicos que asisten en la generación de una capa protectora. (NACE,1971)
- Inhibidores neutralizantes: también son llamados agentes neutralizantes y disminuyen la velocidad de corrosión debido a la remoción de protones. Pueden ser tanto inorgánicos (gas amoníaco, hidróxido de amonio) como orgánicos (morfolina, etanol amina, dietil amina, cicloexil amina); sin

embargo, hay que tomar en cuenta la posible formación de sales como producto de dicha neutralización.

- Inhibidores de interfase: son efectivos para la protección de aceros en soluciones de cloruro neutras. Forman compuestos ligeramente solubles con los iones metálicos en solución, los cuales precipitan sobre la superficie para formar una capa protectora. Estos inhibidores, cuando son utilizados en tratamiento de agua, están compuestos por ácidos fosfóricos.
- Inhibidores secuestrantes: Su función principal es la de reaccionar con la especie agresiva (por ejemplo CO_2 y H_2S) con el fin de disminuir de manera significativa la concentración de la especie en el medio. (Méndez M., 2001).
- Inhibidores varios: incluyen inhibidores de incrustaciones y agentes biocidas, que son utilizados en tratamientos de agua. Estos inhibidores evitan la formación de depósitos orgánicos y eliminan los microorganismos causantes de la corrosión microbiana. (Méndez M., 2001).

2.13.4 Procedimientos de Inyección de Inhibidores de Corrosión

2.13.4.1 Procedimiento de Inyección Continua

La teoría de inyección continua consiste en que el inhibidor inyectado en el anular caerá a través del petróleo depositado en la sección anular e ingresará continuamente en la tubería de completación, manteniendo así un revestimiento en el equipo. Sin embargo, siempre es deseable tener una corriente de bombeo paralelo de lavado junto con la inyección continua. También es preferible inyectar un inhibidor en la tubería de lavado es preferible. (Endean H.,1989)

Tabla N° 4 La tasa básica de inyección diaria en petróleo y agua por día.

Tipo de Corrosión	Concentración (ppm)
Corrosión típica de campo	25
Corrosión de arenas permeables	35
Corrosión severa de campo	50

2.13.4.2 Procedimiento de tratamiento por Inyección Forzada

Este es el procedimiento menos recomendable y debe ser utilizado sólo como último recurso. En formaciones de arena de baja permeabilidad, las tasas de producción iniciales, son a menudo reducidas y hay situaciones de daños permanentes a la formación. En arenas no consolidadas, la producción con pozos empacados con grava, la inyección forzada destruye el empaque con grava. Los tratamientos no son efectivos en porosidad ordinaria y tienen un desempeño pobre registrado en formaciones fracturadas. (Endean H.,1989).

2.13.4.3 Procedimiento por carga periódica con inhibidor disperso

La combinación de inhibidor disperso en forma semi-estable con el agua de inyección asegura que el inhibidor se mantendrá disperso en el fluido vehicular, mientras que el tratamiento se estaría desplazando hacia el fondo del pozo por las paredes de la tubería. Sin embargo, es esencial que el dispersante rompa para el momento que haya alcanzado el fondo de la tubería. (Endean H.,1989).

2.14. CORRELACIONES PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS

Estas correlaciones están basadas en datos obtenidos por la experimentación. La ventaja que ofrecen estos modelos es que son más exactos para las condiciones en las que fue formulada la relación y se basan en variables

que pueden ser medidas o estimadas fácilmente. La desventaja que presentan estos modelos es que se necesita una gran cantidad de ecuaciones que compensen cualquier variación en las condiciones bajo las cuales fueron planteados. Además, la relación mecanística depende siempre de los criterios aplicados por los autores, es decir, la manera en la que se modeló el problema originalmente. Esto varía mucho de autor a autor, y por otra parte, varía con la época en la que fue concebida la correlación. (Campione A., www.petroleoyv.com, 2004)

2.14.1 Correlación Beggs and Brill (1973)

Se utiliza para la pérdida de presión y el cálculo del *Holdup*, fue desarrollado tras un estudio de flujo bifásico en tuberías horizontales o inclinadas. La correlación Beggs & Brill original de 1973 fue la primera en proponer un procedimiento matemático para predecir de forma sistemática los patrones de flujo, cabe destacar, que este modelo fue estudiado en sistemas gas-líquido (agua-aire), en tuberías acrílicas de 27,4 m de longitud y entre 1 in y 1,5 in de diámetro interno. (Palma G. y Pagnone E)

2.14.1.1 Patrones de flujo

Para predecir el patrón de flujo en tuberías horizontales, se necesita conocer los parámetros dados por el grupo de ecuaciones (8), los cuales dependen del *hold up* sin deslizamiento (Ec. 9):

$$\begin{aligned} L_1 &= 316 \cdot \lambda_L^{0,302} \\ L_2 &= 9,252 E - 4 \cdot \lambda_L^{-2,4684} \\ L_3 &= 0,10 \cdot \lambda_L^{1,4516} \\ L_4 &= 0,5 \cdot \lambda_L^{-6,738} \end{aligned} \quad \text{Ec 8}$$

El *Hold up* sin deslizamiento es la aproximación más simple para estimar el *hold up* real, debido a que supone que ambas fases fluyen a la misma velocidad (flujo homogéneo), es decir, no hay deslizamiento entre ellas.

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad \text{Ec, 9}$$

El criterio para determinar el patrón de flujo en el cual se está trabajando, depende del número de *Froude* de la mezcla y del *hold up* sin deslizamiento.

Tabla N° 5 Criterios para conocer el patrón de flujo por Beggs and Brill 1973

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

2.14.1.2 Cálculo de la retención de líquido ó *Hold up*

El cálculo de la retención de líquido es dependiente de la ocurrencia de los patrones de flujo que define este modelo y requiere de ciertas constantes que se especifican a continuación:

Tabla N° 6 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

Para tuberías horizontales, el *hold up* tiene la expresión:

$$H_L|_{\theta=0} = \frac{a \cdot \lambda_L^b}{Fr^c} \quad \text{Ec. 10}$$

Cuando la tubería presenta alguna inclinación se establece un factor de corrección como vemos en la siguiente ecuación:

$$H_L = H_L|_{\theta=0} \cdot \Psi \quad \text{Ec. 11}$$

Cuando el patrón de flujo se encuentra en la región de transición entre los patrones segregado e intermitente, el *hold up* de líquido debe ser calculado según la Ec. (9).

$$H_L|^{TRANS} = A \cdot H_L|^{SEG} + (1 - A) \cdot H_L|^{INTERM} \quad \text{Ec. 12}$$

$$A = \frac{L_3 - Fr}{L_3 - L_2} \quad \text{Ec. 12.1}$$

2.14.1.3 Caída de Presión a lo largo de la Tubería.

Debido a efectos de gravedad, fricción y aceleración, se pueden producir pérdidas de energía en el sistema, que se verían reflejadas en una disminución de la presión. Para obtener la caída de presión teórica por modelo beggs and brill realiza el siguiente balance de energía entre dichos puntos:

$$\Delta P = (\Delta P)_G + (\Delta P)_F + (\Delta P)_A \quad \text{Ec. 13}$$

El modelo de *begg and brill* es uno de los pocos modelos que incluyen los tres términos involucrados en la Ec. (13) para determinar la caída de presión. Las pérdidas por fricción son determinadas de acuerdo a la Ec. (14)

$$(\Delta P)_F = \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{2 \cdot D} \quad \text{Ec. 14}$$

Donde

$$\frac{f}{f_n} = e^s \quad \text{Ec.14.1}$$

y

$$s = \frac{\ln(y)}{-0.0523 + 3.182 \cdot \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.01853 [\ln(y)]^4} \quad \text{Ec.14.2}$$

Las pérdidas por gravedad vienen dadas por la Ec. (15).

$$(\Delta P)_G = \rho_s \cdot g$$

$$\rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_G \cdot H_G \quad \text{Ec. 15}$$

Generalmente, la contribución por aceleración se calcula mediante la Ec. (16); ésta debe ser considerada sobre todo en condiciones de baja presión y alta velocidad

$$(\Delta P)_A = \frac{\rho_s \cdot v_m \cdot v_{SG}}{P} \cdot \Delta P \quad \text{Ec. 16}$$

La correlación beggs and brill de 1973 falla al considerar mecanismos de transiciones que no se asemejan a la realidad, ya que no incluyen los efectos de la turbulencia ocasionada por el aumento en el caudal de gas. Por ejemplo, Beggs y Brill sólo trabajaron con tuberías poco inclinadas, es decir, 0° y 5°, 7° y 10° de inclinación sobre la horizontal. (Palma G. y Pagnone E)

2.14.2 Mapa de Taitel-Dukler.

El mapa Taitel-Dukler se obtuvo utilizando un fluido con Crudo y Gas natural, la correlación se determinó en flujo horizontal, además de esto, las fases son llevadas a cabo a diferentes tasas de flujo y fracciones de líquido a fin de obtener diferentes velocidades superficiales de gas y velocidades superficiales de líquido, estos parámetros se utilizan como base en el mapa de Taitel-Dukler donde cada región indica el patrón de flujo que se encuentre el fluido. (Boriyantor H y Adewumi M, The Pennsylvania State University).

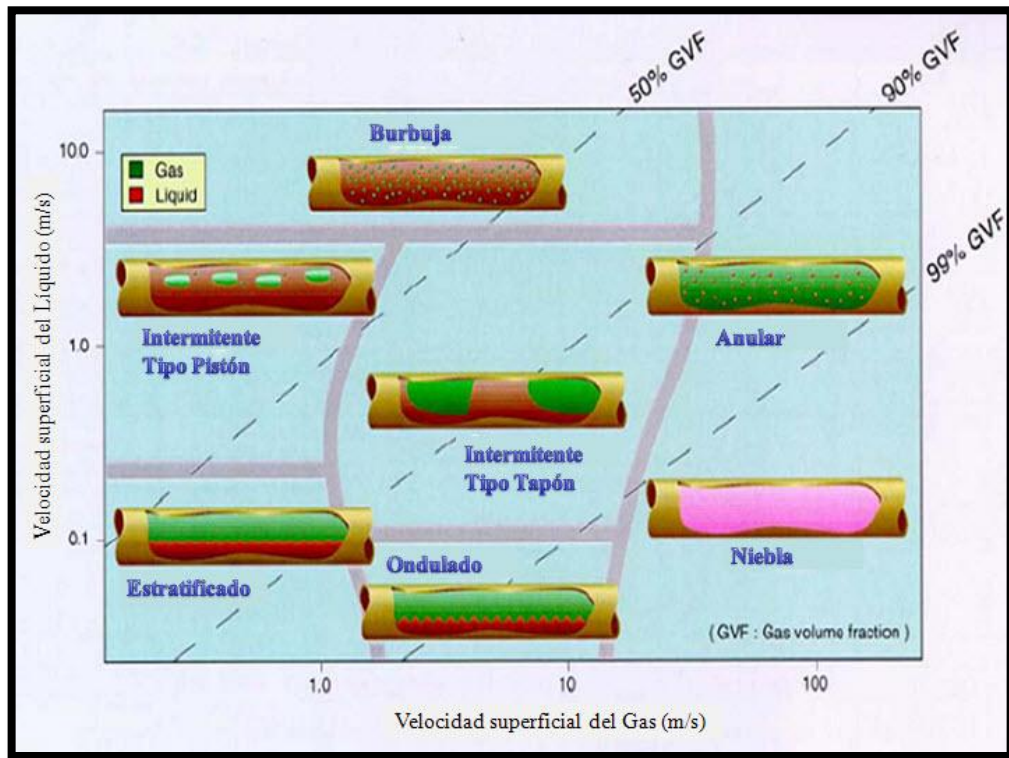


Figura N° 14 Mapa genérico de patrones de flujo.

Fuente: (API, *State of the Art Multiphase Flow Metering*.2004)

2.14.3 Retención de Líquido o *hold up* real

Se define como la relación entre el volumen que ocupa la fase líquida contenida en un segmento de tubería y el volumen total de dicho segmento, para un instante de tiempo y una posición determinada dentro de la tubería.

El *hold up* de líquido es una fracción que varía desde cero, cuando el fluido es solamente gas, hasta uno, cuando la tubería sólo contiene líquido. (Boriyantoro H y Adewumi M, The Pennsylvania State University).

2.15. REGÍMENES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES O LIGERAMENTE INCLINADAS

En flujo bifásico (líquido/vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solamente existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado. Sin

embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regímenes se describen abajo en orden creciente de velocidad del vapor.

2.15.1 Flujo Tipo Burbuja

El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de vapor forma burbujas a lo largo del tope de la tubería. Las velocidades del vapor y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, esto se llama algunas veces flujo tipo espuma. En el flujo ascendente las burbujas retienen su identidad en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo pistón. (Figura N° 15 A) PDVSA N° MDP-02-FF-05, “Flujo Bifásico Líquido-Vapor”. Venezuela (1996)

2.15.2 Flujo Intermitente Tipo Pistón

Al aumentar el vapor, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de vapor y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente, el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado. (Figura N° 15 B)

2.15.3 Flujo Estratificado Suave

Como el flujo de vapor continúa incrementando, los tapones de vapor tienden a una fase continua. El vapor fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interfase entre fases es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante. En flujo ascendente, flujo tipo estratificado ocurre raramente favoreciendo el flujo ondulante. En flujo descendente, el flujo estratificado es favorecido, siempre y cuando la inclinación no sea demasiado pronunciada. (Figura N° 15 C)

2.15.4 Flujo Estratificado Ondulante

Como el flujo de vapor aumenta aún más, el vapor se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa con el aumento del flujo de vapor. El flujo ondulante puede ocurrir hacia arriba, pero en un rango de condiciones más restringido que en una tubería horizontal. Hacia abajo, las olas son más moderadas para un determinado flujo de vapor y en la transición a flujo tipo tapón, si es que ocurre, tiene lugar a caudales más altos que en la tubería horizontal. (Figura N° 15 D)

2.15.5 Flujo Intermitente Tipo Tapón

Cuando el flujo de vapor alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de vapor, el líquido es presionado de manera que el vapor ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo tapón comienza a caudales de vapor más bajos que en las tuberías horizontales. En flujo descendente, se necesitan caudales de vapor más altos que en tuberías horizontales para establecer el flujo tipo tapón y el comportamiento se desplaza hacia el flujo anular. Ya que el flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones de flujo, debe ser evitado en lo posible. (Figura N° 15 E)

2.15.6 Flujo Anular

El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el vapor fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el vapor y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón corriente abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa.

En flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable. Por esta razón y debido a que la transferencia de masa vapor-líquido es favorecida, este régimen de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas. (Figura N° 15 F)

2.15.7 Flujo Tipo Disperso (También conocido como flujo tipo roció)

Cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas. Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo. (Figura N° 15 G)

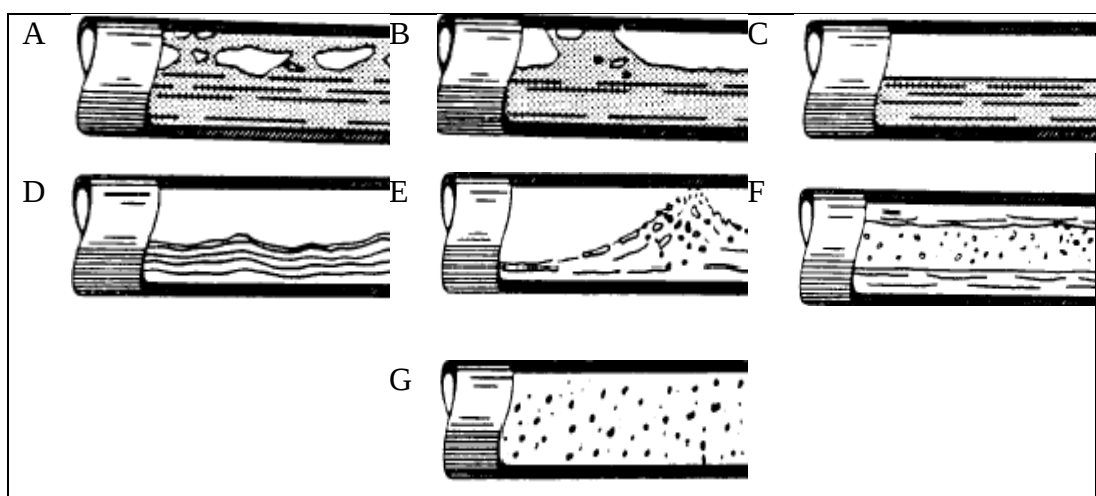


Figura N° 15 Patrones de flujo en sistema bifásico Gas/Crudo.

2.16 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

La velocidad de corrosión es una expresión que permite evaluar el grado de corrosión de un medio de operación óptimo de un equipo. Dicha expresión se puede cuantificar por la pérdida de peso de una sección del material expuesto al agente o medio corrosivo en un período de tiempo determinado (miligramos por decímetro cuadrado por día, gramos por pulgada cuadrada por hora, etc.) o por el

grado de penetración de la corrosión por unidad de tiempo (pulgada por día o milésima de pulgada por año). A nivel de ingeniería la expresión de la velocidad de corrosión más empleada es la de milésima de pulgada por año (mpy), pues la magnitud de la penetración sin un gran número de cifras decimales evita la consecución de errores. Esta expresión viene dada por la siguiente ecuación:

$$mpy = \frac{22,25.W}{\rho.A.T} \quad (\text{Ec. 17})$$

W = Pérdida de peso de la muestra (mg).

ρ = Densidad de la muestra (g/cm^3).

A = Área de la muestra (pulg^2).

T = Tiempo de exposición (días)

2.16.1 Velocidad de corrosión por Dewaards- milliams

Este modelo ha sufrido numerosas actualizaciones, logrando incorporar nuevos y numerosos parámetros a la ecuación original de 1975, a fin de lograr reportar resultados más exactos a la realidad de los sistemas de tuberías. En el año de 1995 estos investigadores consiguieron incorporar a su correlación diferentes factores quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$V_{corr} = \frac{V_D \cdot V_r \cdot fc \cdot fs \cdot fcr}{V_D + V_r \cdot fc} \quad \text{Ec 18}$$

donde:

Vcorr: velocidad de corrosión (mpy).

Vd: 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.

Cada uno de los parámetros involucrados en la ecuación anterior están definidos, de acuerdo al efecto que causan sobre la velocidad de corrosión en presencia de CO₂ de la siguiente manera:

2.16.1.1 Cálculo de la velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa (V_d)

$$V_D = 2,8 * \frac{U^{0,8}}{d^{0,2}} * Pp_{CO_2} \quad \text{Ec.19}$$

donde:

U: velocidad superficial del líquido (m/s)

d: diámetro interno de la tubería (m).

2.16.1.2 Cálculo de la Velocidad de corrosión controlada por la reacción (V_r).

$$\text{Log}V_r = 5,875 + 0,41 * \text{Log}(Pp_{CO_2}) - \left(\frac{1119 - 0,0013 * T^2}{T} \right) - 0,34 * pH_{\text{actual}} \quad \text{Ec.20}$$

donde:

PpCO₂: Presión parcial del CO₂ (bar).

T: Temperatura del fluido (K).

pH_{actual}: grado de acidez que posee la mezcla gaseosa.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Diseño de la Investigación

Se desarrolló una investigación de Campo donde se recogió información directamente sobre el terreno, sin manipular o controlar variable alguna. La metodología aplicada se explica en las siguientes etapas:

3.1.1 Selección de las tuberías

Primeramente se realizó un histórico de fallas de las líneas de producción del Campo Dación, cuyo tendido recorre el cabezal del pozo hasta el manifold o múltiple de producción; estas líneas tienen diámetros nominales de 3,4 y 6 plg por lo que son líneas de recolección de crudo a nivel de superficie y alimentan líneas de transferencia de mayor diámetro. Para la obtención de esta información se recurrió a los reportes de mantenimiento de la U.P. Dación, donde se pudo conocer aquellas tuberías de producción que presentaron daño. Luego se procedió a seleccionar aquellas líneas de producción más críticas, siguiendo ciertas premisas o criterios de importancia.



Figura N° 16 Premisas para la selección de los pozos

Las premisas por medio de las cuales se seleccionaron los pozos, se enuncian a continuación:

- Alta producción: se interesa comenzar el estudio a líneas de alta producción, por lo que ellas proveen de mayor producción y de las cuales hay que proteger con mayor prioridad.
- Mayor Historial de Fallas: se seleccionaron las líneas que presentaron mayor historial de fallas, ya que se presenta una recurrencia del problema y es de vital importancia analizarlas y tomar acciones oportunas como medida de prevención ante futuras fallas.
- Impacto ambiental: Se seleccionaron las líneas que puedan generar mayor impacto ambiental debido a que éstas pueden traer graves consecuencias a nivel de fauna y medio ambiente.
- Sin aplicación de inhibidor de corrosión: Se interesa estudiar aquellos pozos que no tienen un programa de inhibidor de corrosión para luego de determinar los agentes corrosivos dar una recomendación acerca de que tipo de inhibidor aplicar.

3.1.2 Inspección Visual

Una vez seleccionados los pozos se procedió a ubicar y recorrer cada uno de ellos en una inspección visual, obteniendo así características cualitativas de la tubería que permitan relacionar variables en función de los objetivos de la investigación.

Se observaron características tales como:

- Si la tubería está enterrada o aérea.
- Se verificó y ubicó los puntos donde falló la tubería, permitiendo observar si el desgaste fue en un accesorio (Codo, válvula) o sucedió a lo largo de la tubería.
- A través de la inspección visual se verificó el nivel de acceso a la zona de investigación (Maleza, problemas operacionales en línea, zonas de riesgo entre otros).
- Se verificó si las zonas enterradas tenían revestimientos epóxicos para descartar corrosión externa.

3.1.3 Recopilación de información para las pruebas y simuladores

Se realizaron mediciones con la finalidad de obtener las variables necesarias para la corrida de los simuladores, a continuación en la siguiente figura se muestran las variables requeridas.

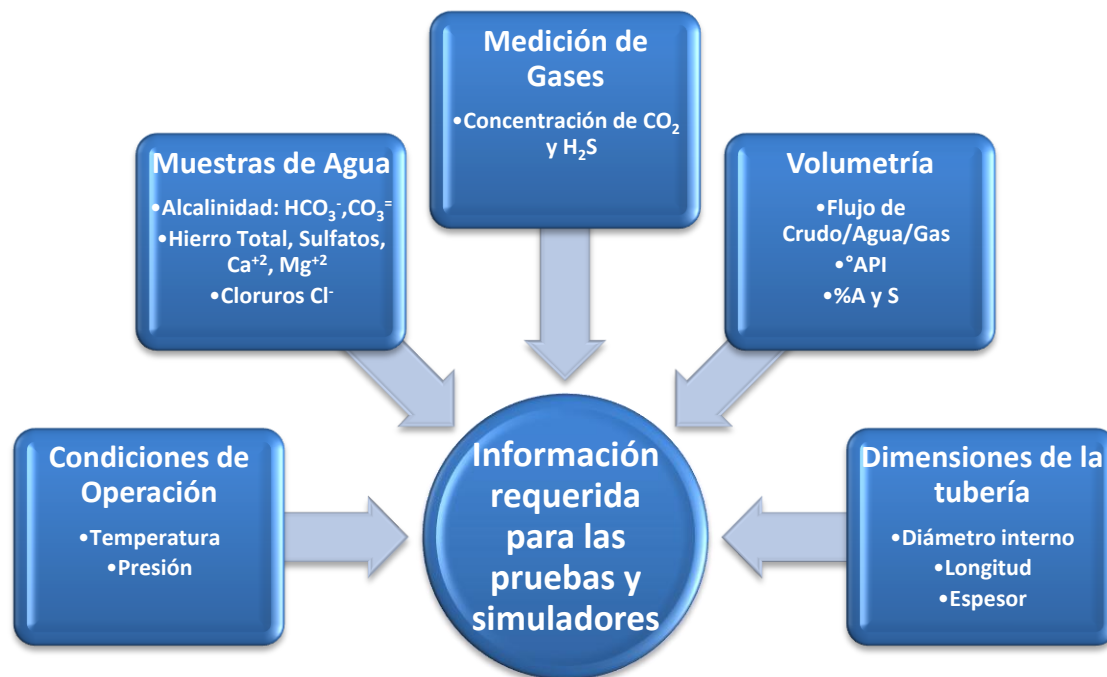


Figura N° 17 Variables requeridas para las pruebas y simulaciones

Como se observa en la figura n° 17 existen una serie de variables de gran importancia para el desarrollo del trabajo y éstas se obtuvieron de la siguiente manera:

- Condiciones de Operación: las condiciones de operación (Temperatura, Presión) se midieron directamente a cabezal de pozo, donde se utilizó un pirómetro para la medición de la temperatura y un manómetro para la presión manométrica.
- Volumetría del fluido multifásico: Para obtener los volúmenes de crudo, agua y gas se tomaron del sumario de producción del Campo Dación, donde se encuentran en barriles por día (bnpd).
- Muestras de agua: Se obtuvieron a la salida del toma-muestras, dispuesto en el bajante del pozo. A través pruebas de laboratorio se logró obtener las concentraciones de los aniones y cationes presentes en las muestras de agua.

- Medición de los gases: Se midieron concentraciones de gases contaminantes (CO_2 y H_2S), que son agentes corrosivos, a través de ampollas colorimétricas en los toma-muestras dispuestos en el cabezal del pozo.
- Dimensiones de las tuberías: A través de las especificaciones de las tuberías se obtuvieron los diámetros nominales y se verificó con un equipo de medición de espesores directamente en campo. También el recorrido de la línea nos permitió verificar la longitud de la tubería utilizando en el recorrido un odómetro.

3.1.3 Pruebas, mediciones y simulaciones

Una vez obtenidas las diferentes variables de entrada, a través de los instrumentos de medición y reportes antes señalados, se realizaron las pruebas y simulaciones. En el siguiente diagrama de flujo se representan las pruebas realizadas.

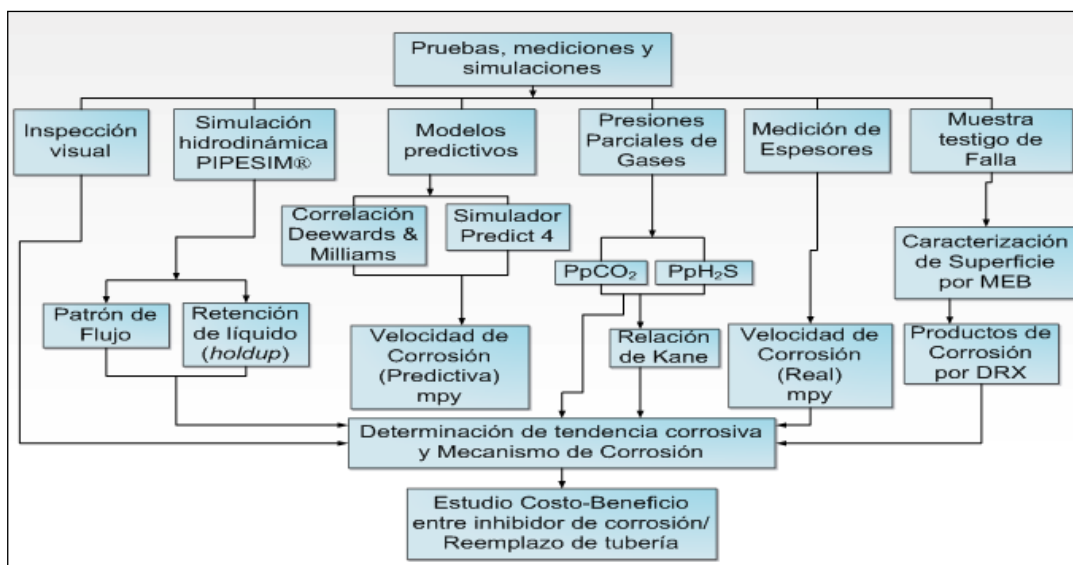


Figura N° 18 Pruebas, mediciones y simulaciones

Como muestra la figura n° 18 se desarrollaron simulaciones para obtener variables hidrodinámicas del fluido que nos permitieron conocer los patrones de flujo y el grado de retención de líquido; variables fundamentales para conocer la influencia del flujo en el proceso corrosivo de las tuberías. También se calcularon las velocidades de corrosión a través de simuladores predictivos y se validaron estas

velocidades con pruebas de ultrasonido; donde con estas pruebas nos permitió conocer la pérdida de espesor en diferentes puntos de las tuberías y la velocidad de corrosión real. Se tomó una sección de tubería crítica que tuvo daño por corrosión y se sometió a análisis de Microscopía Electrónica de Barrido y Difracción de Rayos X, con el objeto de caracterizar la superficie y conocer los productos de corrosión. Luego de identificar la tendencia corrosiva de la tubería, se realizó un estudio de costo-beneficio con la finalidad de buscar una solución eficiente y que prolongue el tiempo de vida útil de las tuberías.

3.2 Población y muestra

Dentro de la U.P. Dación existe un total de 488 pozos entre activos, cerrados y parados por problemas operacionales. En el estudio se seleccionaron pozos activos que nos permitan identificar características importantes y nos lleven a explicar los mecanismos de corrosión que se están desarrollando a través de las tuberías.

3.3 Medición de Gases

Las mediciones de H_2S y CO_2 de los pozos, fueron realizadas en los toma muestras ubicados en el cabezal del pozo. Para la medición de H_2S y CO_2 en las pruebas de pozos, se utilizaron tubos colorimétricos de término corto con bomba tipo pistón. Estos tubos están diseñados para medir la concentración del contaminante (H_2S y CO_2) en un sitio específico. La ampolla colorimétrica contiene la cantidad precisa de los reactivos apropiados dentro de un tubo de vidrio de diámetro interior constante, sellado herméticamente por ambos extremos. Para hacer la medición, se rompen los extremos del tubo detector y se conecta a la bomba muestreadora. Se procede entonces a jalar la manija de la bomba para tomar un volumen predeterminado de la muestra de gas.

El sistema de reactivos dentro del tubo detector reaccionará de inmediato con el gas a medir de la muestra, desarrollando una coloración específica dentro del tubo detector, a partir del extremo donde entra la muestra. La concentración del gas se muestra en el punto de cambio de color en el reactivo. El sistema proporciona una

indicación cuantitativa de la concentración de gas, dependiendo de la longitud de coloración dentro del tubo detector.

3.5 Caracterización del Agua

Para llevar a cabo la caracterización del agua se contó con la asistencia de la empresa Champion Technologies, quienes facilitaron el equipo, las sustancias y la asesoría técnica necesaria para realizar los análisis químicos al agua producida. En la selección de los pozos se tomaron en cuenta aquellos que tengan toma muestras para poder recoger el condensado a cabezal del pozo.

3.5.1 Procedimiento de Muestreo

- 1.- Purgue el agua acumulada del punto de muestreo al menos por 3 minutos.
- 2.- Enjuague una botella limpia y esterilizada al menos 3 veces con el agua a ser analizada.
- 3.- Llene la botella completamente con la muestra. No permita que la abertura de la botella haga contacto con el punto de muestreo.
- 4.- Registre la hora, fecha, temperatura y apariencia del agua al momento de tomar la muestra. Coloque la etiqueta en la botella.
- 5.- El tiempo máximo entre la toma de la muestra y su análisis es 24 horas.

3.5.2 Determinación del pH

En este ensayo se utilizó el método del electrodo con un medidor portátil Bearckman, calibrándolo previamente con una solución amortiguadora de pH.

3.5.3.1 Alcalinidad HCO_3^-

Para medir la alcalinidad de HCO_3^- se titula con ácido sulfúrico al 0,02N, 10ml de condensado. Se utiliza fenolftaleína como indicador donde pasa de una coloración Rosado a incoloro.

3.5.3.2 Alcalinidad CO_3^-

Para medir la Alcalinidad de CO_3^- se titula con ácido sulfúrico al 0,02N, 10ml de condensado. Se utiliza Bromo Cresol como indicador donde la coloración se torna de Azul a Rosado Pálido.

3.5.4 Determinación del Ión Cloruro

El procedimiento experimental realizado para la determinación del ión cloruro fue el siguiente:

1. Se mide 1 ml de H_2O de formación y se coloca en un recipiente de vidrio (Beaker).
2. Se agregan 2 gotas de solución de cromato de potasio (indicador 224).
3. Se titula con solución con nitrato de plata al 0,0172N hasta que cambió de color amarillo a naranja.
4. Se registra el volumen gastado de solución titulante.

3.5.5 Determinación del Ión Hierro

Este análisis se determina a través de un espectrofotómetro modelo DR-2000, donde se coloca 25ml de condensado al cual se le hizo reaccionar con FeHL.

3.5.6 Determinación de los Sulfatos ($\text{SO}_4^{=}$)

El análisis para determinar el contenido de $\text{SO}_4^{=}$, se realiza a través del espectrofotómetro DR-2000. El procedimiento operacional ejecutado fue de igual forma que para la determinación del ión hierro, sin embargo se tuvo que variar el número del programa de 265 a 680, el cual corresponde al sulfato, además se cambia el reactivo $\text{SO}_4^{=}$ HL.

3.6 Técnica de Ultrasonido UT

Involucra el uso de ondas acústicas, de idéntica naturaleza que las ondas sónicas, que operan a frecuencias por encima de la zona audible del espectro acústico, generalmente se utilizan frecuencias entre 0.2 y 25 MHz. La técnica involucra la colocación de un transductor (palpador) sobre la pared externa del equipo

en cuestión, una vez que se produce la onda, esta pasa a través del espesor de pared del componente y se mide el tiempo elapsado o transcurrido durante este proceso. Este tiempo se transforma en distancia y resulta en mediciones de espesores. Para el caso de su aplicación en corrosión, se deben realizar mediciones en intervalos de tiempo de manera que se puedan hacer correlaciones de pérdida de metal por unidad de tiempo.

El campo de aplicación de esta técnica es realmente amplio, ya que puede ser utilizada en todo tipo de materiales y una gran diversidad de espesores y formas geométricas de componentes.

Generalmente se utiliza para realizar estimaciones de vida remanente en cuanto a la integridad mecánica de componentes y equipos. En pocos casos se utiliza como herramienta única para la determinación de velocidades de corrosión o discriminación de mecanismos de degradación protagonistas en los sistemas.



Figura N° 19 Equipo de Ultrasonido

3.7 Microscopía Electrónica de Barrido (MEB)

Esta técnica es una herramienta que permite la caracterización de materiales utilizando para ello un haz de electrones de alta energía que interactúa con la muestra y en sus resultados se pueden observar átomos. En esta técnica también se puede estudiar los cambios morfológicos o elementales producto de un tratamiento físico, químico o después de una reacción. Existen dos grandes familias de microscopios

electrónicos: los de transmisión y los de barrido. El microscopio electrónico de barrido (MEB), permite observar la topografía de una muestra.

Hay diferentes espectroscopias que pueden acoplarse a un microscopio electrónico para realizar análisis químico. La Microscopía Electrónica de Barrido con análisis químico acoplado permite obtener información como: tamaño y forma de cristales, porosidad, distribución de los elementos que componen una muestra y la relación entre ellos., también pueden estudiarse los cambios morfológicos o elementales producto de un tratamiento físico, químico o luego de una reacción.

El análisis de Microscopía Electrónica de Barrido se realizó en un Microscopio Electrónico de Barrido marca JEOL JSM6480 LV, acoplado a un detector EDS marca OXFORD.

3.8 Difracción de Rayos X (DRX)

La mayoría de los sólidos están compuestos por sustancias cristalinas, con sus átomos formando redes tridimensionales que pueden actuar como rejillas de difracción para rayos incidentes monocromáticos con una longitud de onda del orden de la distancia interatómica. Cada sustancia cristalina produce un difractograma único que puede ser empleado para su identificación. Como fuente de radiación, los rayos X cumplen con las exigencias requeridas y su difracción se ha usado como una técnica analítica para identificar no solo cualitativamente sino también cuantitativamente los compuestos constituyentes de una sustancia.

Las características del equipo que se utilizó para aplicar la técnica de DRX se presenta en la tabla siguiente:

Tabla N° 7 Características del Difractómetro empleado en las pruebas de DRX

Marca/Modelo	JEOL/JSM6480 Lv
Tipo de lámpara	Cobalto (Co) de 1,78897 A
Rango de barrido para el estudio (2θ)	5-70
Ubicación	PDVSA INTEVEP

Para determinar las fases presentes en cada sólido se utilizó el programa JCPDS-ICDD (Joint Committee on Powder Diffraction Standards 1997).

3.9 PIPESIM

Programa de simulación de modelos multifásicos cuasiestáticos en petróleo y gas que tiene la capacidad y la flexibilidad de planear aplicaciones que tienen cierto alcance sobre el análisis de la sensibilidad de parámetros importantes en un pozo y redes de tuberías.

3.9.1 Modelo Blackoil

Ha sido desarrollado específicamente para sistemas Gas/Crudo/Agua y por ende es ideal para estudios en pozos de petróleo. Es muy conveniente en los estudios de pozos cuyo mecanismo es por Gas Lift, donde los efectos de las relaciones de Gas/Crudo y corte de agua están bajo investigación.

3.9.2 Relación de Variables de Entrada y Salida del programa

Se introdujeron un conjunto de variables de entrada necesarias para la corrida del programa, éstas fueron obtenidas en Campo o a través de los Sumarios de producción a través de una metodología y equipos explicado en secciones anteriores, a continuación se presenta un diagrama de flujo de las variables que se requirieron para la corrida del programa así como de las variables obtenidas por el mismo.

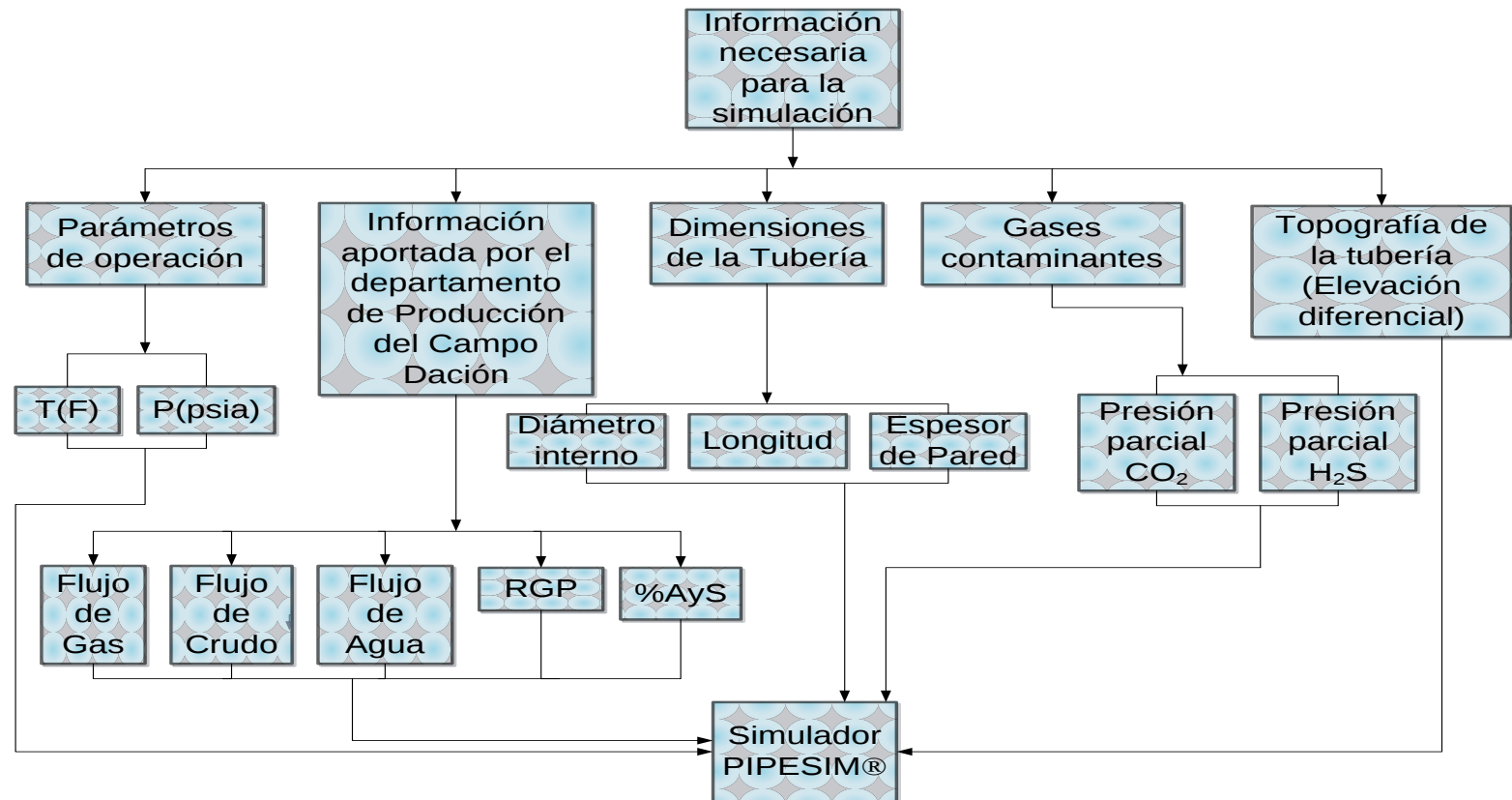


Figura N° 20 Diagrama esquemático Entrada-Salida de Variables PIPESIM.
Fuente: Elaboración Propia

3.10 Predict 4.0

El sistema de predicción 4.0 representa una revisión completa de las versiones anteriores de la serie Intercorr en los paquetes de software diseñados para predecir la corrosión. Predict 4.0 incorpora un módulo de predicción completamente mejorado, así como el cálculo preciso de pH, incluye módulos para la determinación del modelado de flujo. Predict 4.0 incluye el acceso a los datos de laboratorio, nuevas herramientas como el análisis de sensibilidad multipunto y de campo, mecanismos establecidos para darle las soluciones de predicción más exacta a la corrosión. Los usuarios de Predict 4.0 pueden calcular las velocidades de corrosión, el pH y punto de rocío para cada uno de los casos planteados y Trazar una curva de análisis de sensibilidad con el clic de un botón.

3.10.1 Características del Programa

- Capacidad de predecir el comportamiento de la fase agua en el sistema, la predicción de punto de rocío, Cálculo de la cantidad de agua condensada, contenido de agua en el gas y predice la presencia de agua líquida a lo largo de cualquier punto de un gasoducto.
- Capacidad para analizar las tasas de corrosión a lo largo de un sistema de tuberías lineales, predice las tasas de corrosión a lo largo de la tubería y se puede ver gráficamente los tipos de sistema de corrosión, la presencia de condensado y el flujo tanto horizontal como vertical.
- La capacidad de determinar con precisión los efectos de escala debido a la formación de carbonato de hierro y las escalas de sulfuro de hierro como una función de la temperatura y el pH.
- Contiene un módulo de cálculo del pH que representa los efectos de más de 16 diferentes especies de aniones y cationes, incluidos los componentes de ácidos orgánicos e inorgánicos.

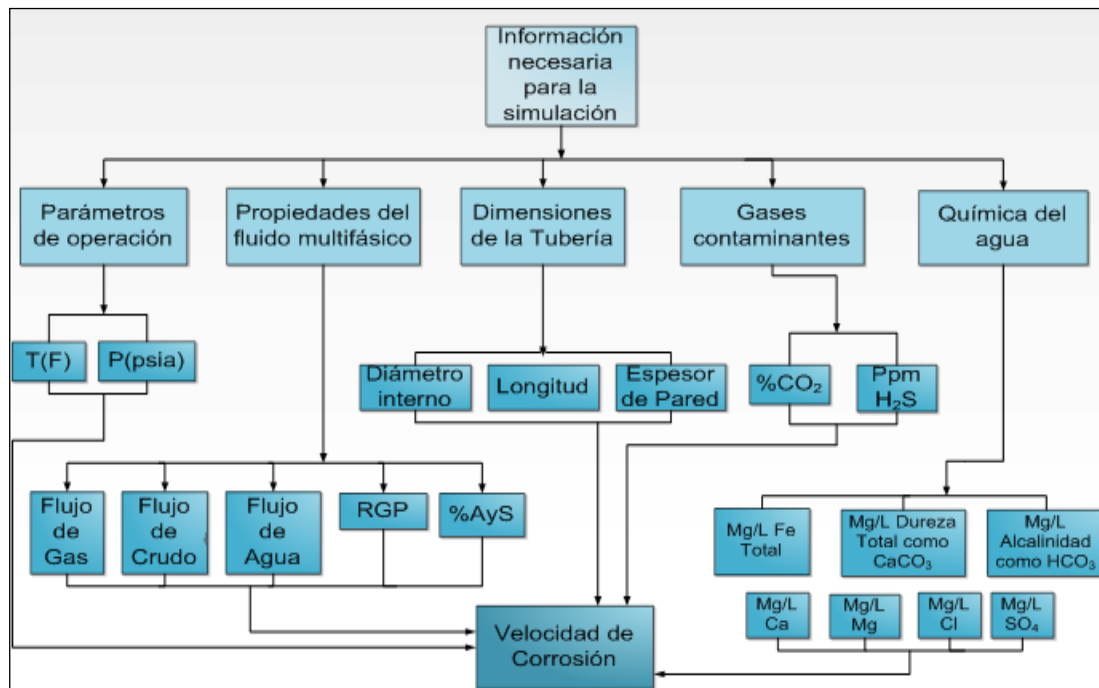


Figura N° 21 Variables de Entrada-Salida del simulador Predict 4.0

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se muestran los resultados obtenidos en las diferentes pruebas y análisis, para cada uno de los pozos de producción, donde se utilizaron variables que fueron medidas en campo como la temperatura, presión, concentraciones de gases(CO_2 y H_2S a través de ampollas colorimétricas), concentraciones de aniones y cationes presentes en muestras de agua(pruebas de alcalinidad como bicarbonato, cloruros, hierro total, sulfatos), dimensiones de las tuberías y topografía para la corrida de las simulaciones hidrodinámicas con el programa PIPESIM y también el simulador predictivo Predict 4.0.

4.1. Selección de los pozos

Para llevar a cabo el estudio se realizó una selección previa de los pozos donde se utilizaron los reportes de mantenimiento operacional de la U.P. Dación; información en cuánto a los eventos por corrosión, que se produjeron en el período 2006-2009. Al tener un registro de eventos por corrosión se organizó esta información y se pudo conocer que de un total de 247 pozos activos (productores e inyectoras) 42 pozos productores, que no tenían un programa de inyección de inhibidor de corrosión, presentaron fallas atribuidas a corrosión. De estos 42 pozos se seleccionaron 14, bajo los criterios de: no tener un programa de inyección de inhibidor de corrosión, tener un alto potencial de producción y que tengan características de ser pozos cercanos a zonas de riesgo para los trabajadores y poblaciones cercanas.

A continuación se muestra la distribución de los pozos estudiados sobre el campo Dación.

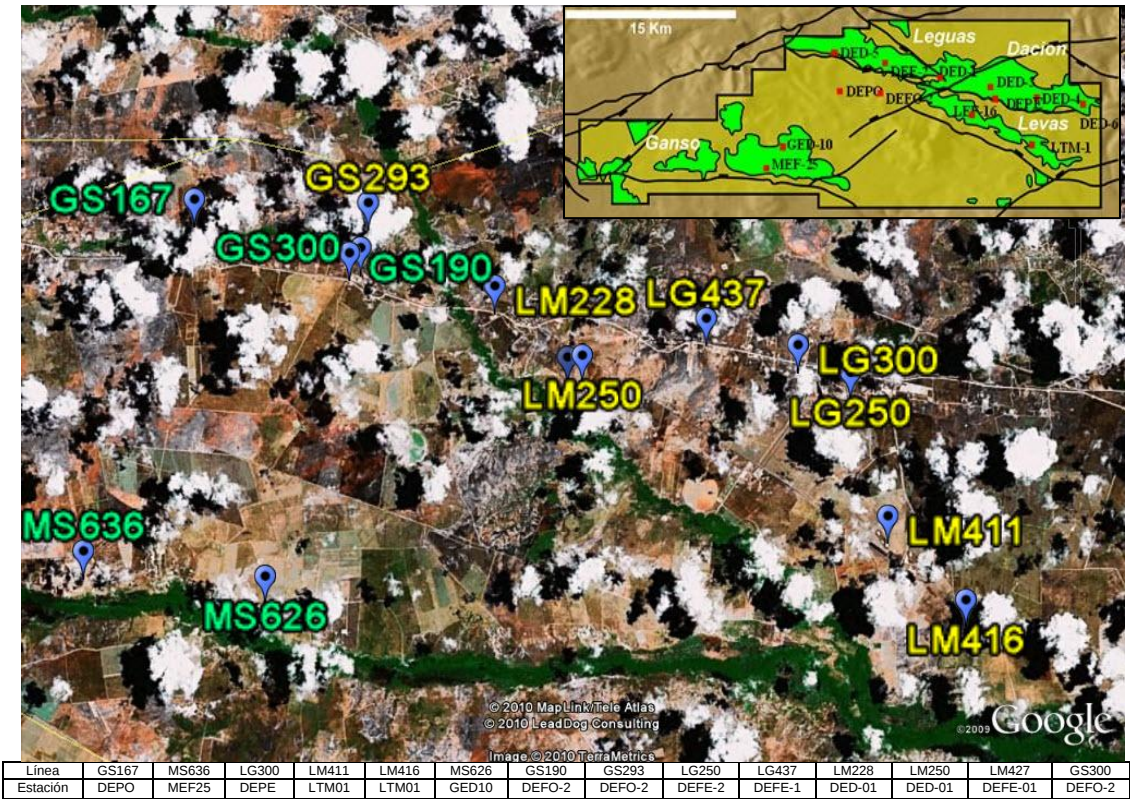


Figura N° 22 Distribución de los pozos en el Campo Dación.

Como se observa en la figura N° 22 los pozos coloreados en verde corresponden a la zona oeste del campo y los de amarillo a la zona este, cada uno de estos pozos presentaron fallas por corrosión y a continuación en la siguiente tabla se muestra la frecuencia de falla de cada uno de los pozos.

Tabla N° 8 Frecuencia de fallas de los pozos estudiados.

Zona	Estación	Pozo	Frecuencia de 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

En la tabla n° 8 se observa que la frecuencia de fallas esta compartida entre las dos zonas del campo Dación, produciéndose eventos en ambas zonas Oeste y este.

Para iniciar el análisis se escogerá el pozo LG-300, debido a que tiene características de ser un pozo crítico con 5 fallas por corrosión y además de ello, se obtuvo una muestra de falla de este pozo, por lo que se le hizo una caracterización de superficie con microscopía electrónica de barrido (MEB) y difracción de rayos X (DRX).

4. 2 Simulación del pozo LG-300

La tubería LG-300 esta ubicada cerca del fundo “Rancho I”, por lo que daños en esta tubería implicaría un riesgo para el personal que labora en la zona y para la fauna que se encuentra en el lugar, ya que en esta zona la actividad es ganadera. El sistema de producción de este pozo es vía levantamiento artificial, utilizando una BCP (Bomba de Cavidad Progresiva).



Figura N° 23 Pozo LG-300 Bombeo por Cavidad progresiva (BCP)

Se realizó una inspección visual, observando que el pozo está conectado a una nueva tubería y según los reportes de mantenimiento, ésta fue colocada en Julio del año 2009, también se pudo verificar que la tubería vieja colocada al lado de la nueva, presenta tres correcciones con camisas apernadas (Figura N° 24) y estos puntos se pueden considerar como críticos a la hora de realizar el diagnóstico mediante las simulaciones. Otro de los puntos que no se pudo verificar directamente bajo la inspección visual, pero que corresponde a un punto crítico, son las zonas enterradas, ya que el historial de fallas nos dice que ocurrió un evento de corrosión en un tramo de tubería enterrada.



Figura N° 24 Corrección de fugas con camisa apernada. Pozo LG-300

Se pudo verificar en los tramos aéreos, que las fallas ocurrieron en el fondo de la tubería en un rango horario (tomando la sección transversal de la tubería en función del movimiento de un reloj en sentido horario) de 3 a 9, indicando que el daño se produjo por la interacción de la fase líquida con el material.

A continuación se muestran las especificaciones de la tubería.

Tabla N° 9 Especificaciones de la tubería y fluido del pozo LG-300

A. Condiciones de Operación					
Temperatura(F)			Presión(psia)		
110			134,7		
B. 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)	Relación Gas/Crudo (RGP)	%A y S
21,8	18,15	102,85	25	1377	85

Se puede ver en la tabla N° 9 que la línea maneja un temperatura de 110F (43,3°C) por lo que si existiera el mecanismo de corrosión por CO₂ sería de tipo I caracterizándose por una corrosión homogénea, en donde la disolución del hierro no es muy alta.

La presión de entrada que maneja la línea es de 134,7psia y la de salida es de 128,43psia desarrollándose así una leve caída de presión en la tubería.

El crudo que maneja esta línea corresponde a un crudo de 21,8 °API, donde la fase agua es considerablemente alta con un porcentaje de 85% y este factor es crítico en el desarrollo de los mecanismos de corrosión, en el que un alto porcentaje de agua permitirá la formación de celdas electroquímicas, que traen como consecuencia la

disolución del hierro en el electrolito, de manera uniforme a lo largo de la tubería, gracias a que siempre el electrolito va a tener contacto con el metal.

También se observa que esta línea maneja una cantidad importante de gas con relación al líquido, con un valor de RGP de 1377, influyendo en el movimiento del fluido y en la creación de patrones de flujo, que pueden afectar la velocidad de corrosión de la tubería.

Tabla N° 10 Pozo LG-300. Propiedades Físico-Químicas del agua

%CO ₂	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (psia)	PpH ₂ S	pH(Calculado)
2	80	2,69	0,0108	6,14

Tomando en cuenta que la caída de presión es muy pequeña para esta tubería, se puede decir que las presiones parciales de los gases se mantendrán en el mismo valor. Luego, según las mediciones tomadas en el cabezal del pozo, la presión parcial de CO₂ se calculó en 2,69psia por lo que según la Norma NACE SP-106, no presenta algún riesgo de corrosión por CO₂. Para la presión parcial de H₂S el valor fue de 0,0108psia y según la Norma NACE MR-0175 no presenta riesgo de corrosión por H₂S. La relación de Kane(1995) tiene un valor de 222,72 por lo tanto, en caso de que hubiera corrosión, predomina la corrosión por CO₂ en el sistema.

Con respecto al comportamiento del fluido como factor importante en el análisis de la corrosión, se presentan a continuación una serie de gráficos donde se muestra el patrón de flujo, el grado de retención de líquido y las diferentes velocidades de las fases gas y líquido, simulados a través del software PIPESIM®, así como también las velocidades de corrosión, a lo largo de la tubería, por el modelo Dewaards-Milliams.

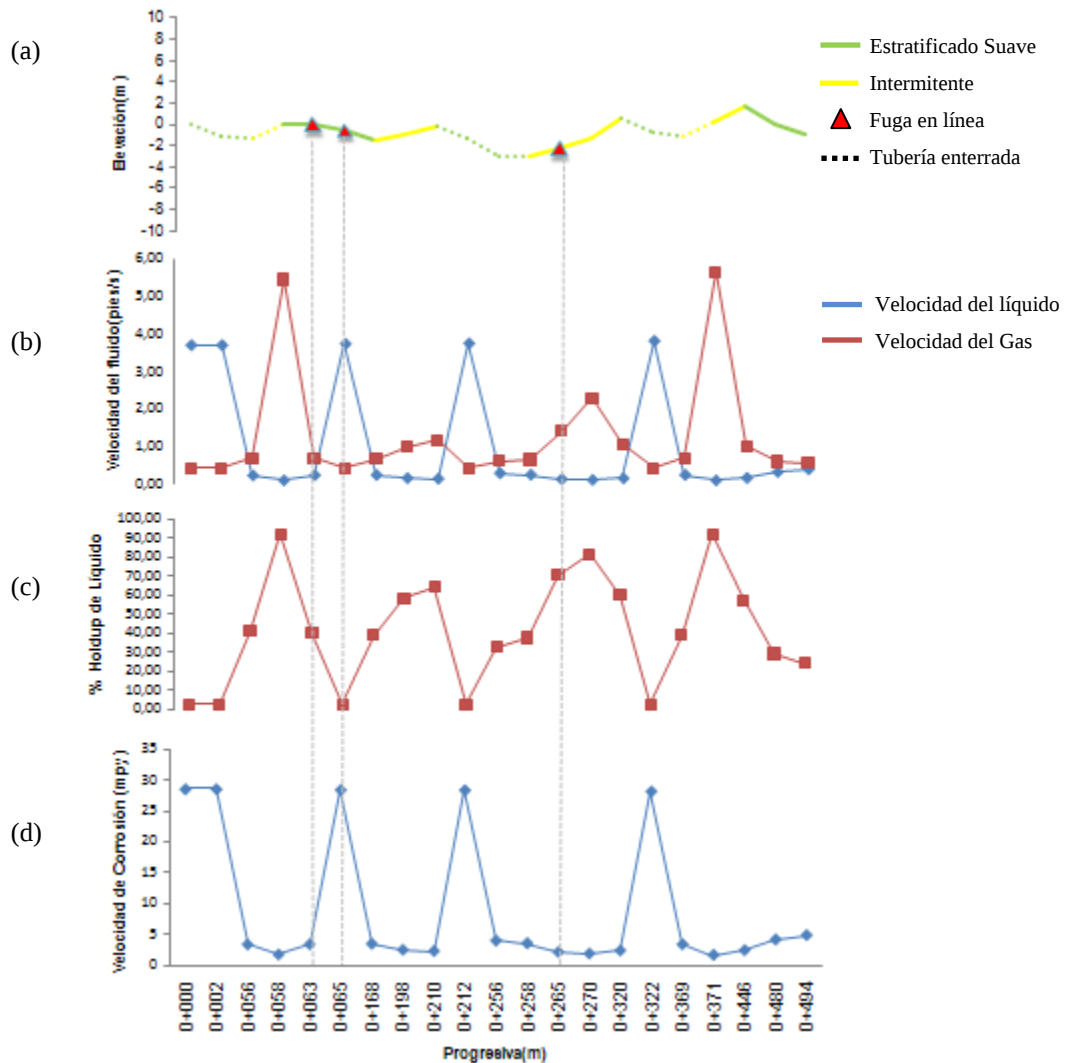


Gráfico N° 1 Variables de salida de la simulación del pozo LG-300.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El patrón de flujo que predomina es de tipo estratificado suave cambiando en algunas zonas a intermitente, específicamente en secciones donde el fluido tiene una elevación y tiene que vencer fuerzas generadas por la geometría del terreno. En estos puntos de ascenso del fluido, la velocidad del líquido disminuye pero aumenta la velocidad del gas presionando el fluido y alternándose en el tope de la tubería zonas de líquido y gas. Como vemos en el gráfico (1.b) la velocidad del líquido a lo largo

de la tubería no es muy alta, por debajo 1m/s y aumenta en las entradas a tramos enterrados, atribuido este hecho a la gravedad. En las zonas de intermitencia que corresponde a salidas de pases de carretera y tramos enterrados, se genera una leve turbulencia del fluido que puede ser causa de desgaste de la tubería.

Esta tubería tiene antecedente de falla con 3 fugas aéreas señaladas en el gráfico N° (1.a). Al analizar los puntos donde falló la tubería vemos que en la progresiva 0+063 el patrón de flujo es estratificado con velocidad de líquido por debajo 1m/s, de lo que se deduce que el patrón de flujo no tuvo influencia en el desgaste generado sin embargo, el movimiento del fluido desprende la capa protectora no adherente de carbonato de hierro, dejando sin protección el metal y permitiendo que pueda ser atacado por el CO₂ disuelto en el agua. Para la progresiva 0+065, que también representa una zona crítica, se continúa con un patrón de flujo estratificado pero con la diferencia que la velocidad del líquido aumenta, haciendo que el movimiento del fluido desprenda la capa protectora de carbonato como en la progresiva 0+063. La progresiva 0+265 es una zona crítica donde ocurrió una fuga por corrosión y vemos en el gráfico (1.a) que el patrón de flujo en este punto es intermitente y además presenta un *holdup* de alrededor de 70%. Este tipo de patrón de flujo puede generar una leve turbulencia en el fluido haciendo que sedimentos impacten sobre el material erosionándolo. Es importante notar que a medida que el líquido ocupe la mayor parte de la tubería se encontrará que la fase agua, siendo un factor crítico en esta tubería con un porcentaje de 85%, influirá en el aumento de la velocidad de corrosión del sistema.

La Velocidad del líquido promedio es de 1,05pies/s, por lo que se encuentra muy alejada de la velocidad de erosión límite (API 14-e), calculada en 28,89pie/s descartándose la capacidad de erosión del fluido.

Vemos en el gráfico (1.c) que los puntos de máxima retención de líquido son en las progresivas 0+058,0+210,0+270,0+371 por lo que se consideran puntos críticos en donde la fase agua siempre estará en contacto con el material.

Los puntos donde se genera mayor velocidad de corrosión teórica son en las progresivas 0+002, 0+065, 0+212, 0+322, coincidiendo la progresiva 0+065 con un punto de fuga en la línea. Es importante observar que en estos puntos la velocidad del fluido es mayor, esto se explica considerando que la ecuación de Dewaards y Milliams lleva incorporado un factor de velocidad de corrosión controlado por la transferencia de masa y este depende de la velocidad del líquido, haciendo que a medida que aumente esta propiedad aumente la velocidad de corrosión a través de este modelo empírico. Para el resto de la tubería la velocidad de corrosión tiene un valor promedio de 4,47mpy.

A través del simulador Predict 4.0 se obtuvo una velocidad de corrosión de 0,11mpy y representa un valor muy por debajo de la velocidad de corrosión calculada por ultrasonido, la cual fue de 1,78mpy.

En función de los parámetros estudiados, se presume la existencia de un mecanismo de corrosión por CO₂ de tipo I, que es acelerado por las características especiales del medio, que son un alto porcentaje de agua y iones cloruro. Además que la capa de carbonato de hierro protectora que se forma no es adherente y es desplazada por el fluido, concluyendo que la erosión no es la causa del problema sino un acelerador del proceso corrosivo.

4.2.1 Caracterización de muestra de falla

La línea a la que se tomó la muestra es una línea de 4" API 5L X52 Schedule 80. Para caracterizar la superficie de falla se realizó un estudio de microscopía electrónica de barrido (MEB).

En las siguientes figuras podemos visualizar las picaduras formadas gracias a un proceso corrosivo.

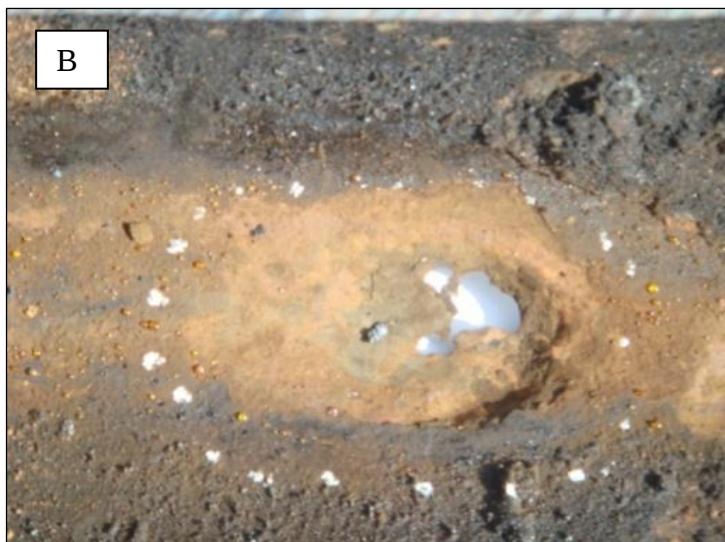


Figura N° 25 Fotografía de muestra testigo.
(A) Corrosión localizada cerca de soldadura (B) Desgaste por efecto del fluido

El tipo de corrosión es localizada presentando picaduras y daño por el movimiento del fluido, como podemos visualizarlo en las Figura N° 25 (A) y (B).

A continuación se muestra los resultados de la microscopía electrónica de barrido (MEB).

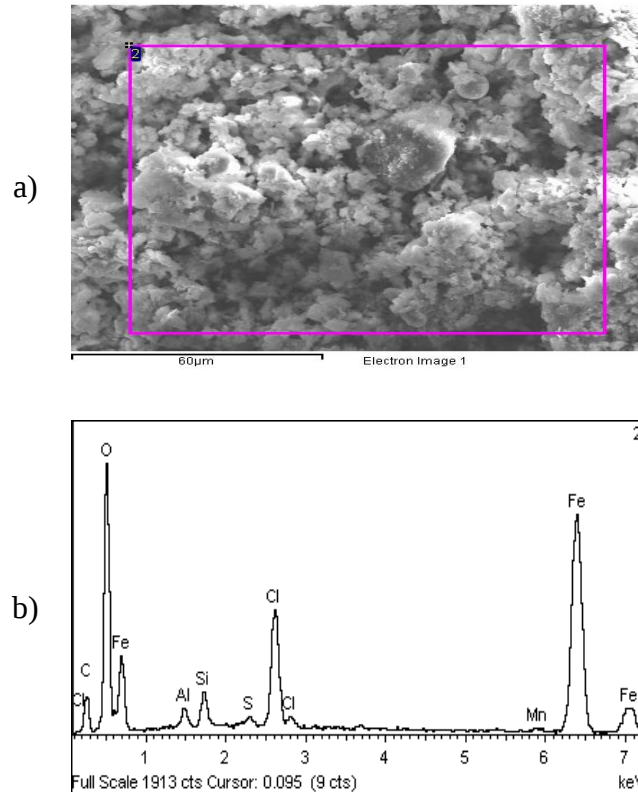


Figura N° 26 Fotografía con equipo MEB.

a) Fotografía aumentada b) Componentes encontrados

En la figura N° (26.a) se observa gran cantidad de óxido de hierro y aparece como una superficie porosa, de forma esponjada y va creciendo. El crecimiento del óxido de esa manera implica la presencia de picaduras en el metal.

En la figura N° (26.b) se detalla la elevada presencia de oxígeno, conjuntamente con el alto porcentaje de agua que tiene este pozo, puede darse la oxidación del metal a través de celdas electroquímicas. También se evidencia la alta cantidad de cloro, lo que implica que es un medio muy salino y en consecuencia los iones cloruros aceleran el proceso corrosivo debido a su elevada conductividad, facilitando la transferencia de electrones entre las micro-zonas anódicas y catódicas.

En la siguiente tabla podemos ver los porcentajes de los elementos encontrados por la microscopía electrónica.

Tabla N° 11 Resultados de análisis MEB

Elemento	Porcentaje en peso	Porcentaje Atómico	Porcentaje en compuesto	Formula
Carbono	12.06	21.44	44.18	CO ₂
Aluminio	0.89	0.71	1.69	Al ₂ O ₃
Silicio	1.33	1.01	2.85	SiO ₂
Azufre	0.29	0.19	0.73	SO ₃
Cloro	5.70	3.43	0.00	
Manganeso	0.40	0.16	0.52	MnO
Hierro	34.46	13.18	44.33	FeO
Oxigeno	44.86	59.88		
Total	100.00			

Se puede observar en la tabla N° 11 que entre los compuestos formados existe un alto porcentaje de CO₂, así como también de óxido de hierro en la muestra. Esto se verifica con la medición de gases, que arrojaron una concentración de CO₂ de 2%, si bien no presenta algún riesgo, influye en el proceso corrosivo. También se puede notar la presencia de SiO₂ indicándo que a través de esta línea de producción circula una cantidad importante de arena que proviene de la formación.

A continuación se muestra en la siguiente tabla los resultados de los ensayos a través de Difracción de Rayos X.

Tabla N° 12 Resultados DRX

Nombre del compuesto	Formula
Akaganeite-Q	FeO(OH)
Hidroxi-Cloruro de Hierro	Fe ₂ (OH) ₃ Cl
Siderita	FeCO ₃

Dentro de los productos de corrosión encontrados en la muestra uno de ellos es la Siderita, lo que nos habla de la influencia del CO_2 en el ataque localizado. También se observa la presencia de compuestos con cloro y óxido de hierro, lo cual permite inferir la posibilidad de que se haya creado una pila de aireación diferencial, donde el cloruro disuelto se acumula en el centro de la picadura, no permitiendo así que el oxígeno difunda hacia el centro y se consuma en una reacción de reducción haciendo que el hierro transfiera electrones hacia esta reacción de reducción y se oxide, disociándose el metal y entrando en la solución.

El análisis de superficie de la pieza corroída proporciona un sólido respaldo de las mediciones de velocidad de corrosión.

4.3 Simulación del pozo GS-167

El pozo GS-167 tiene un sistema de producción por levantamiento artificial Gas Lift. La tubería tenía un diámetro nominal de 3plg y fue reemplazada por una de 6plg en el año 2006, presentándose en la tubería de menor diámetro el mayor número de fallas por corrosión.

La inspección realizada a la tubería de 6plg permitió observar fallas en el bajante del pozo así como también, la presencia de cambios de dirección.



Figura N° 27 Corrección en bajante

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

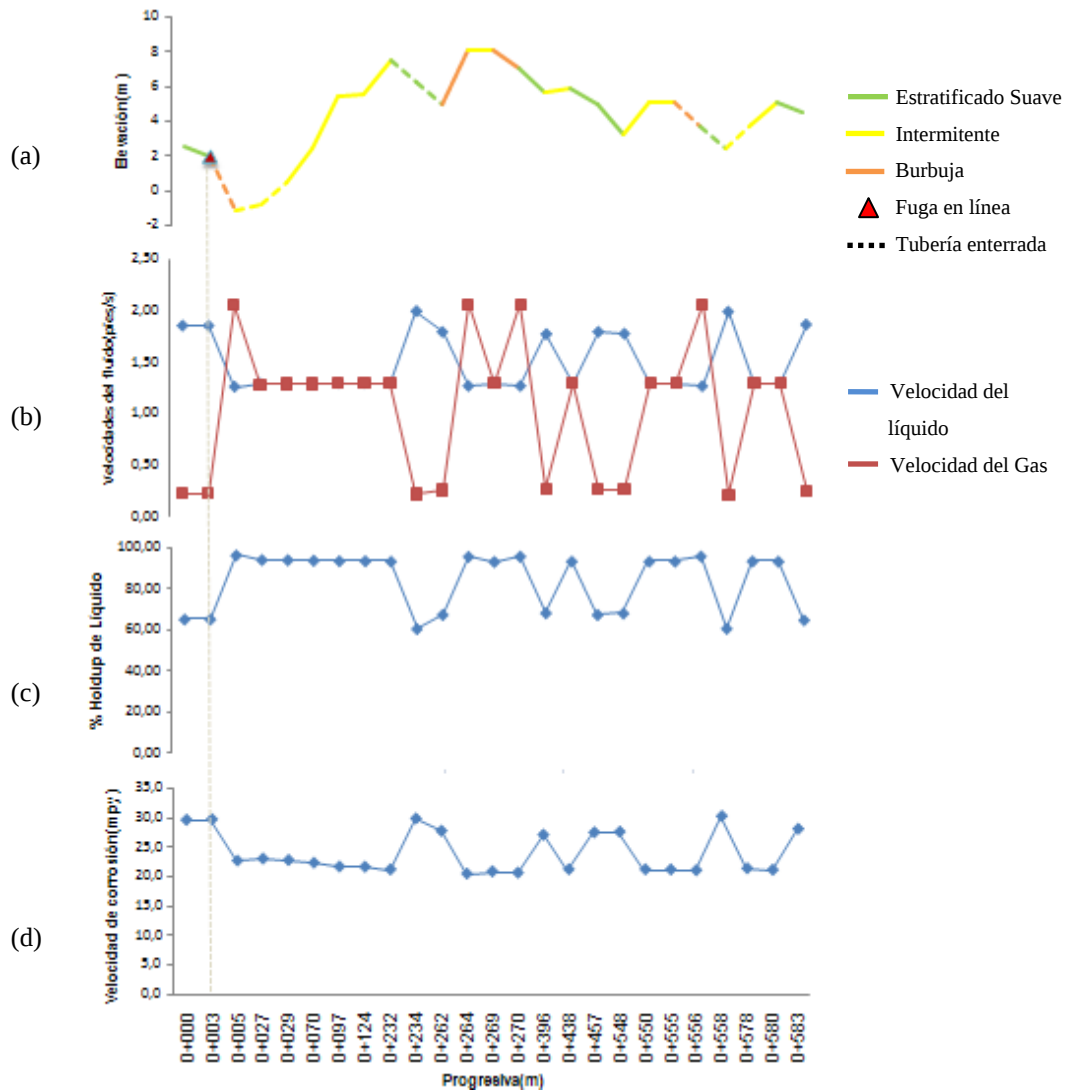


Gráfico N° 2 Variables de salida de la simulación del Pozo GS-167.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

Se observa que en esta tubería predomina un patrón de flujo intermitente y es importante notar que este patrón se desarrolla en salidas de pases de carretera y tramos enterrados. También se presentan patrones de flujo estratificado suave y burbuja. El patrón estratificado suave se presenta en esta línea cuando el fluido va en descenso, especialmente al entrar a un pase de carretera o tramo enterrado.

En el gráfico n° (2.d) se muestra que la velocidad de corrosión predictiva, por el modelo de Dewaards-Milliams es alta y se mantiene por encima de 20mpy, aumentando la velocidad de corrosión en algunos puntos a 30mpy. El gráfico N° (2.a) se evidencia que las zonas críticas de la tubería son en el bajante, pases de carretera, la progresiva 0+396; que corresponde a un punto de tubería aérea, la progresiva 0+457; donde se ubica un punto de tubería aérea no soportada quedando achinchorrada la tubería, y la llegada al múltiple de producción. También se verificó que los cambios de dirección no aumentan la velocidad de corrosión del metal. En las zonas críticas aéreas se recomienda instalar un sistema de monitoreo de corrosión a través de cupones de pérdida de peso.

Para esta tubería la velocidad del líquido promedio es de 1,49pie/s y es mucho menor a la velocidad de erosión límite, la cual fue calculada en 13,12pie/s, indicando que la erosión no es la causa del daño.

Haciendo uso del simulador Predict 4.0 se obtuvo una velocidad de corrosión de 0,05mpy y en consecuencia se acerca más al valor real de velocidad de corrosión calculado por ultrasonido con un valor de 3,17mpy a diferencia de la velocidad de corrosión por Dewaards-Milliams que pasa de 20mpy.

4.7 Simulación del pozo MS-636

El sistema de producción de este pozo es por levantamiento artificial utilizando una bomba electrosumergible. La inspección visual de la tubería nos permitió observar daños en un codo y en el bajante.

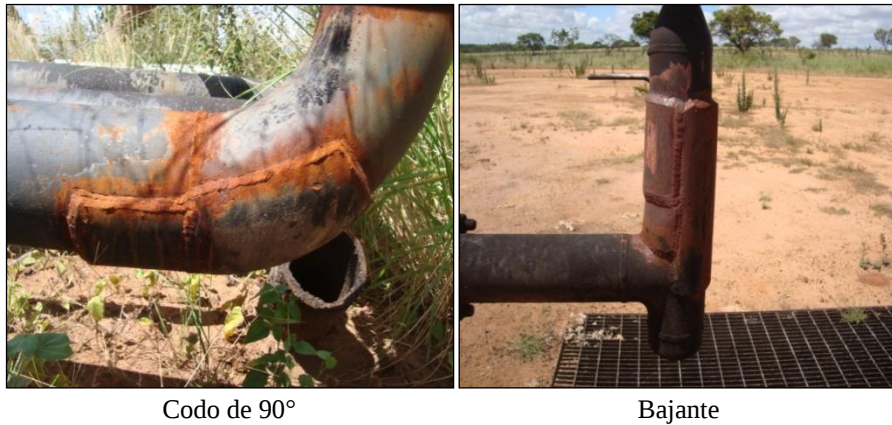


Figura N° 28 Correcciones de fuga en tubería de producción MS-636

En la figura n° 28 se observan las correcciones con concha en las zonas preferenciales o de riesgo de falla, que ocurrieron en un codo de 90° y en el bajante del pozo.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

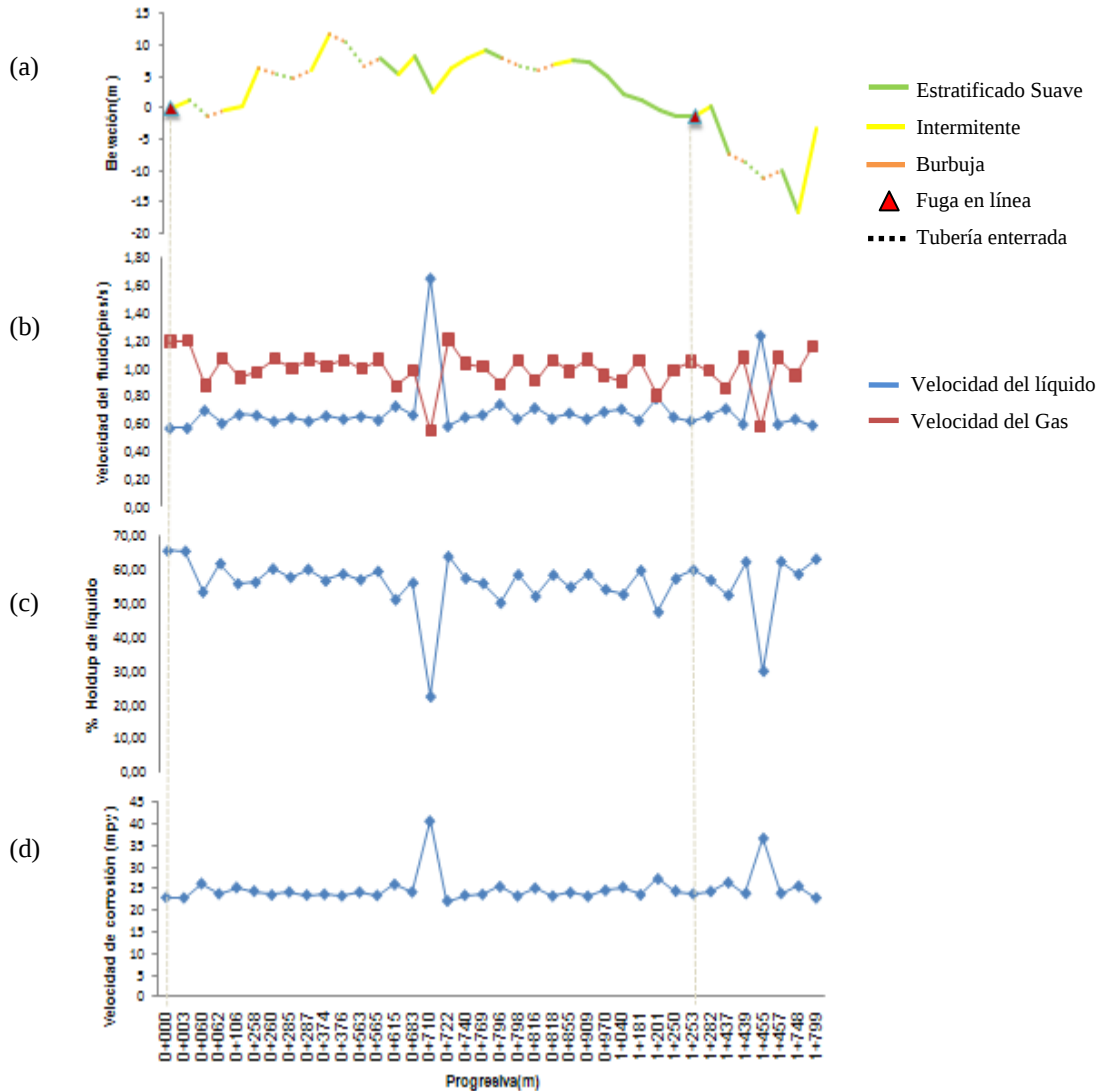


Gráfico N° 3 Variables de salida de la simulación del Pozo MS-636.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

En el gráfico n° (3.a) se observa que en la tubería predomina un patrón de flujo Estratificado suave y se crean zonas de cambio de patrón de flujo a Intermitente en elevaciones causadas por la topografía del terreno.

Recurriendo al historial de fallas, esta línea se le ha hecho correcciones por corrosión en el bajante y en un codo, en función de esto ubicamos en el gráfico que en el bajante, el patrón de flujo es intermitente con una alta velocidad de gas, lo que presiona el fluido por la presencia de tapones de gas creándose así turbulencia.

Con respecto al codo de la progresiva 1+253 corresponde a un punto crítico de la tubería, donde el porcentaje de *holdup* de líquido es de un 60% (gráfico 3.c) y en este punto hay un codo de 90°, por medio de cual, todo el fluido retenido cae sobre el codo generando el desgaste. También vemos en el gráfico (3.c) que la velocidad del gas se mantiene, la mayor parte de la tubería, por encima del líquido comprobando así, que la relación de Gas/Crudo es elevada, a excepción de la progresiva 0+710 donde la velocidad del líquido aumenta pudiendo generar daño por el movimiento del fluido en el metal, por lo que se puede definir como un punto crítico y se verifica en función de la inspección visual realizada que esta es una sección aérea no soportada con depresión en la geometría, mediante la cual produce un cambio del comportamiento del fluido. Otro punto crítico que tiene este mismo comportamiento, es el último tramo enterrado donde la velocidad del líquido es alta y la velocidad de corrosión teórica es alrededor de 40mpy, indicándonos que es un punto crítico en la tubería donde se puede generar un severo desgaste.

La velocidad del líquido promedio es de 0,69pie/s, lo cual es mucho menor a la velocidad de erosión límite calculada según la norma API 14-e que resultó en un valor de 18,35pie/s, descartando así el mecanismo de erosión del fluido en esta línea.

Haciendo uso del simulador Predict 4.0 calculamos la velocidad de corrosión tomando en cuenta concentraciones de iones presentes en el electrolito y nos arroja un valor de 0,54mpy. Esta velocidad de corrosión teórica se aleja en gran medida de la velocidad de corrosión real, tomada en el punto más crítico de la tubería, a través de un equipo de ultrasonido, siendo esta velocidad de 4,85mpy. En función de esto

podemos decir que el simulador predictivo Predict 4.0 se limita a evaluar la pérdida de material, tomando en cuenta solo la agresividad del medio evaluada por el pH del electrolito que en este caso es de 6,11, calculado por la fuerza iónica de los diferentes iones y aniones que se encuentran en él.

4.4 Simulación del pozo LM-411

El pozo LM-411 está ubicado cerca del fundo el Oso presentando un riesgo para la fauna y los trabajadores del lugar. El sistema de producción de este pozo es vía levantamiento artificial Gas Lift.

En la inspección visual realizada encontramos un tramo de sección recta muy crítica, donde se ha realizado correcciones con camisa apernadas en cinco puntos de esta sección. Un 80% de la tubería es aérea soportada y el otro 20% se encuentra enterrada debido a pases de carretera. El histórico de fallas no evidencia eventos por corrosión en las secciones enterradas sino en tramos aéreos de esta tubería, como se pudo verificar en campo.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

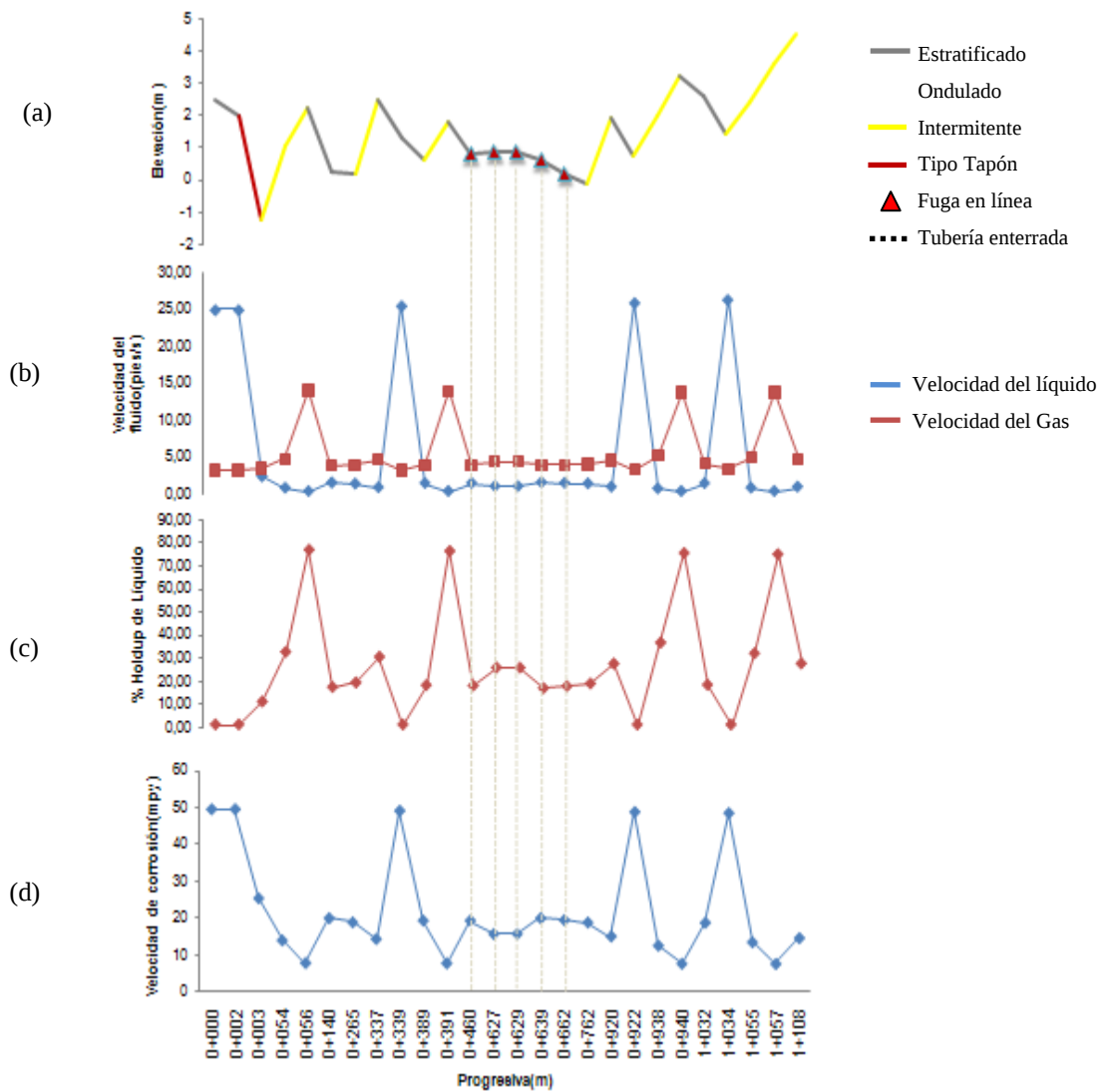


Gráfico N° 4 Variables de salida de la simulación del Pozo MS-636.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

Se observa que en la tubería predomina un patrón de flujo estratificado ondulado con cambios de patrón de flujo a intermitente, especialmente en salidas de pases de carretera y en puntos donde se eleva la tubería debido a la geometría del campo.

También vemos que existe una zona crítica donde se han registrado eventos atribuidos a corrosión de la cual, la correlación Dewaards-Milliams nos indica que tiene una velocidad de corrosión promedio de alrededor de 18mpy y debido a que esta correlación esta en función de la presión parcial del CO₂, analizamos que la influencia de este gas puede estar provocando un mecanismo de corrosión haciendo de la sección mencionada una zona crítica. Para esta zona donde han sucedido fugas, se descarta la influencia del fluido debido a que las velocidades de las fases son relativamente bajas y no ejercen un movimiento agresivo como para desgastar el material, específicamente se habla de una velocidad del líquido promedio de 5,78pie/s siendo mucho menor a la velocidad límite de erosión (API 14-e) que fue calculada en 45,98pie/s. Sin embargo el patrón de flujo ondulado puede crear una ligera turbulencia impactando los sedimentos contra la superficie del metal. Existen zonas donde el efecto del fluido puede ser determinante como lo indica la correlación de Dewaards-Milliams, arrojando una velocidad de corrosión para estos puntos de 50mpy (gráfico 4.d).

A través del simulador predictivo Predict 4.0 se obtuvo la velocidad de corrosión arrojando un valor de 0,35mpy. Este valor es más cercano a la velocidad de corrosión real medida por ultrasonido, en la zona más crítica de la tubería, que arrojó un valor de 1,51mpy.

4.5 Simulación del pozo LM-250

El pozo LM-250 tiene una unidad de Rotaflex como sistema de bombeo para extraer el crudo del pozo.

La inspección visual a lo largo de la tubería permitió identificar una corrección con camisa apernada, la cual evidencia que se produjo un proceso

corrosivo del material, al observar la corrección se pudo conocer que esta se desarrolló a la hora seis (tomando la sección transversal de la tubería como un reloj en sentido horario), indicando que la fase líquida tuvo un papel importante para que se diera el proceso.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

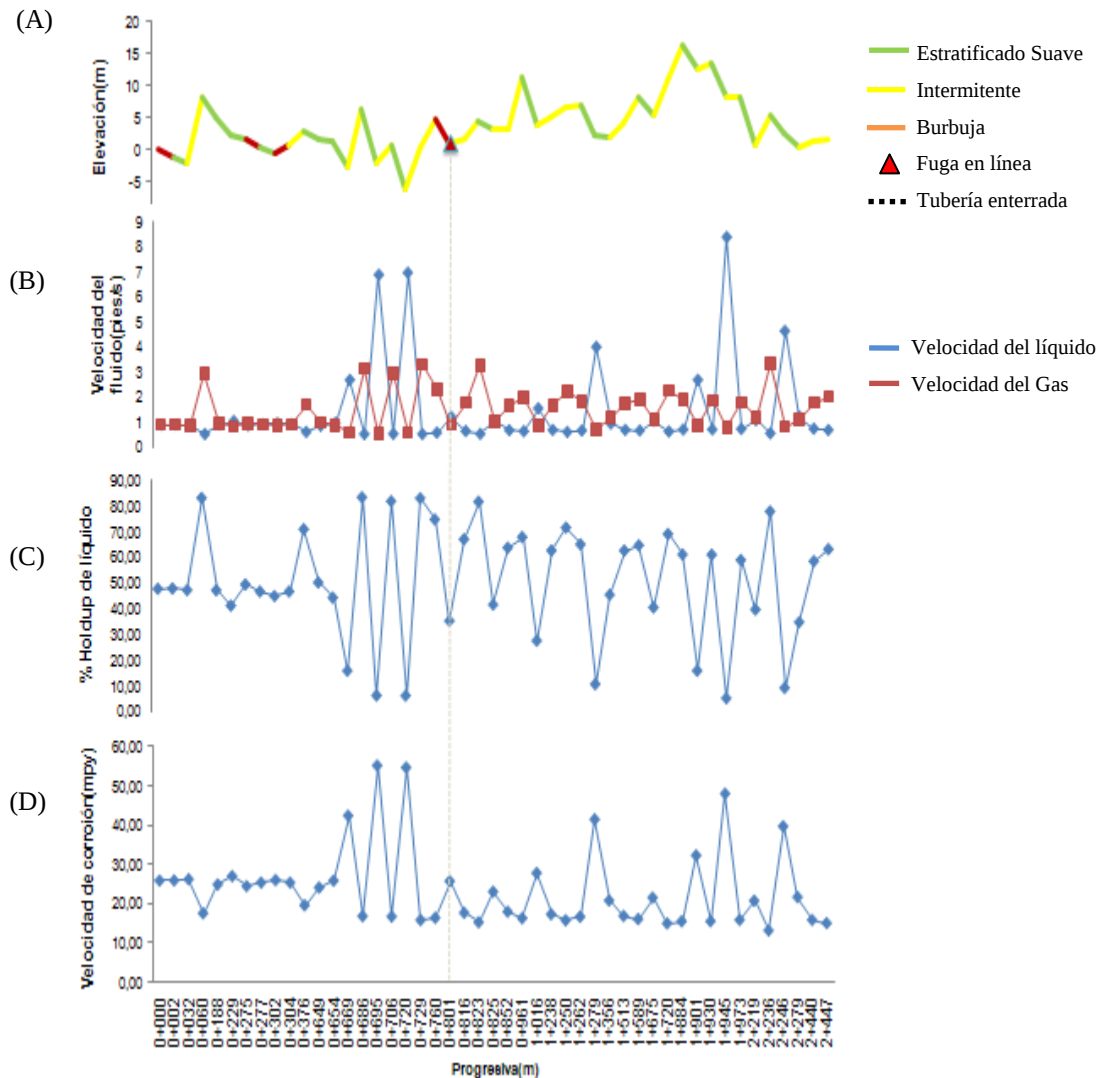


Gráfico N° 5 Variables de salida de la simulación del Pozo LM-250.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es intermitente, creándose también patrones de flujo estratificado y de tipo tapón(slug) en algunas secciones de tubería. En el punto donde ocurrió la falla el patrón de flujo es de tipo

tapón(slug), donde este tipo de patrón de flujo crea turbulencia en el sistema debido a que se forma un tapón de gas en la tubería, que empuja al líquido y trae como consecuencia que se formen olas de gran tamaño, que al impactar causan remolinos y arrastran los sedimentos contra la pared de la tubería formándose un mecanismo erosivo, y si hay presencia de altas concentraciones de CO₂ en el sistema se puede generar un mecanismo combinado producido por el fluido y el arrastre de sólidos y la corrosión causada por los diferentes agentes que se encuentran en el electrolito. El gráfico (5.d) que representa la velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams, muestra los puntos de la tubería que son más críticos coincidiendo uno de ellos con la fuga encontrada en la inspección visual y registrada en el historial de fallas. También se observa en el gráfico (5.d) que la velocidad de corrosión está por encima de 15mpy con puntos de mayor velocidad producto de la influencia del movimiento del líquido, lo cual se recomienda en las zonas aéreas críticas instalar un sistema de monitoreo de cupones de corrosión.

La velocidad del líquido promedio es de 1,44pie/s y es mucho menor a la de velocidad de erosión límite que se calculó en 19,64pie/s, por lo que se descarta la erosión provocada por el fluido.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 se obtuvo la velocidad de corrosión resultando un valor de 0,2mpy. Este valor es más cercano a la velocidad de corrosión real medida por ultrasonido, medido en la zona más crítica de la tubería, que arrojó un valor de 2,34mpy.

4.6 Simulación del pozo LM-416

El pozo LM-416 se encuentra completado con bombeo mecánico a través de un equipo Rotaflex.



Figura N° 29 Unidad Rotaflex del pozo LM-416

Se realizó una inspección visual de la tubería encontrando una corrección por fuga en un tramo aéreo cerca de un pase de carretera, sin embargo el historial de falla enumera tres correcciones por fuga de la tubería, presumiendo así que los otros dos eventos operacionales ocurrieron en pases enterrados. Se observó en la inspección que la falla ocurrió a la hora 6 influyendo el contacto del fluido en el deterioro de la tubería.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

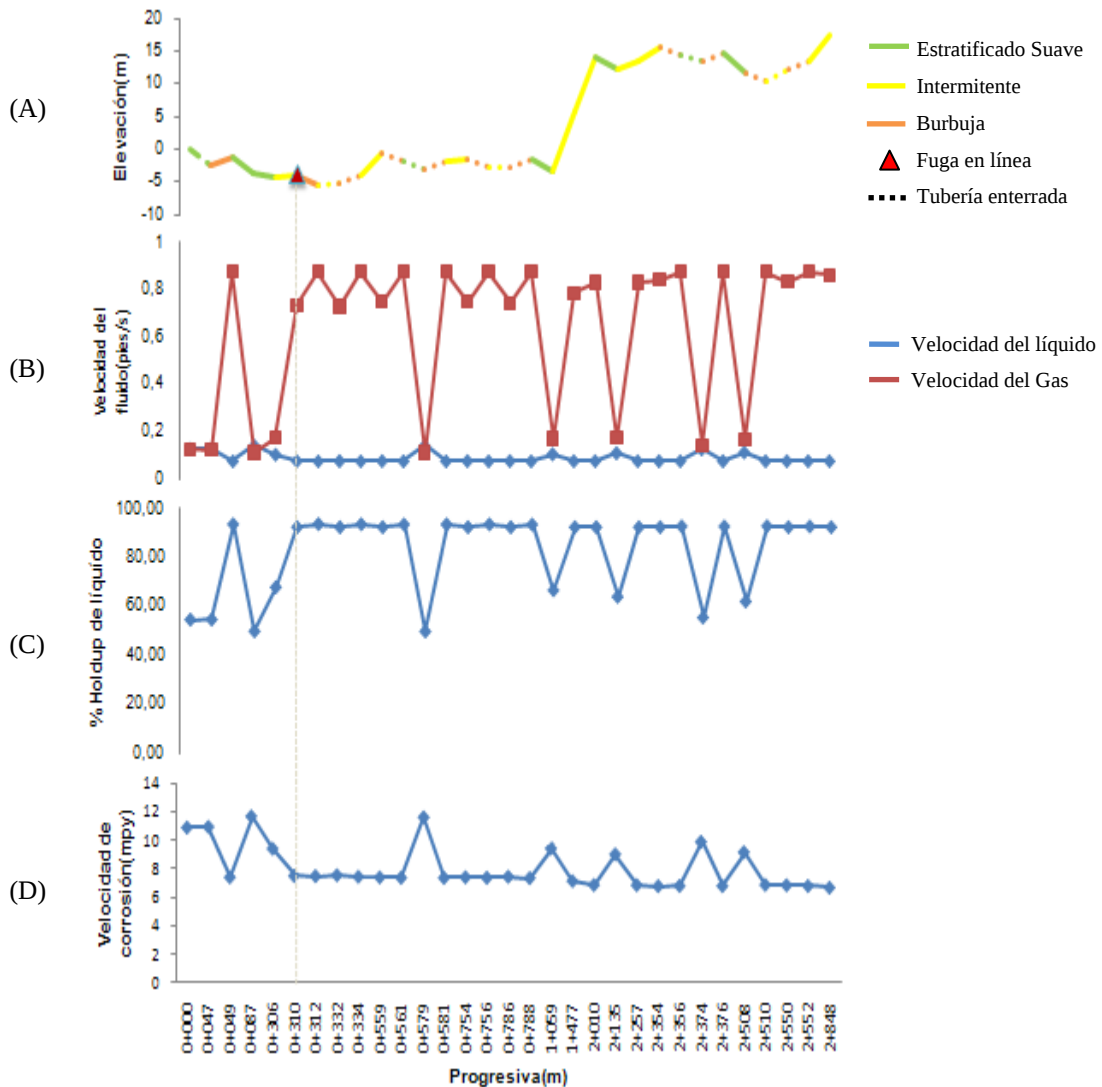


Gráfico N° 6 Variables de salida de la simulación del Pozo MS-636.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

En primero lugar se observa que en la tubería predomina un patrón de flujo intermitente. En el punto donde ocurrió la falla, que representa un punto crítico de la tubería, el patrón de flujo es de tipo intermitente, con una alta velocidad de gas y un movimiento relativamente lento del fluido por lo que se crean zonas de leve turbulencia que pueden impactar los sedimentos en el metal. Es importante resalta que en la fase gas existe una alta concentración de CO_2 y verificamos a través de la correlación de Dewaards and Milliams, que se encuentra a su vez en función de la presión parcial de CO_2 , arroja un valor de velocidad de corrosión de alrededor de 8mpy, siendo este un valor crítico de velocidad de corrosión.

La velocidad del líquido promedio es de 0,09pie/s siendo mucho menor esta velocidad en relación a la velocidad de erosión límite de la norma API 14-e, que fue calculada en 17,21pie/s, descartándose la erosión provocada por el fluido.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión resultando un valor de 0,71mpy. Este valor es más cercano a la velocidad de corrosión real medida por ultrasonido en la zona más crítica de la tubería, que arrojó un valor de 1,67mpy.

4.7 Simulación del pozo MS-626

El sistema de producción del pozo MS-626 es vía Levantamiento Artificial Gas lift (L.A.G).

En la inspección visual realizada a la tubería se identificó una corrección con grampa en un codo a la salida de un pase de carretera.



Figura N° 30 Corrección en codo con grampa pozo MS-626

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

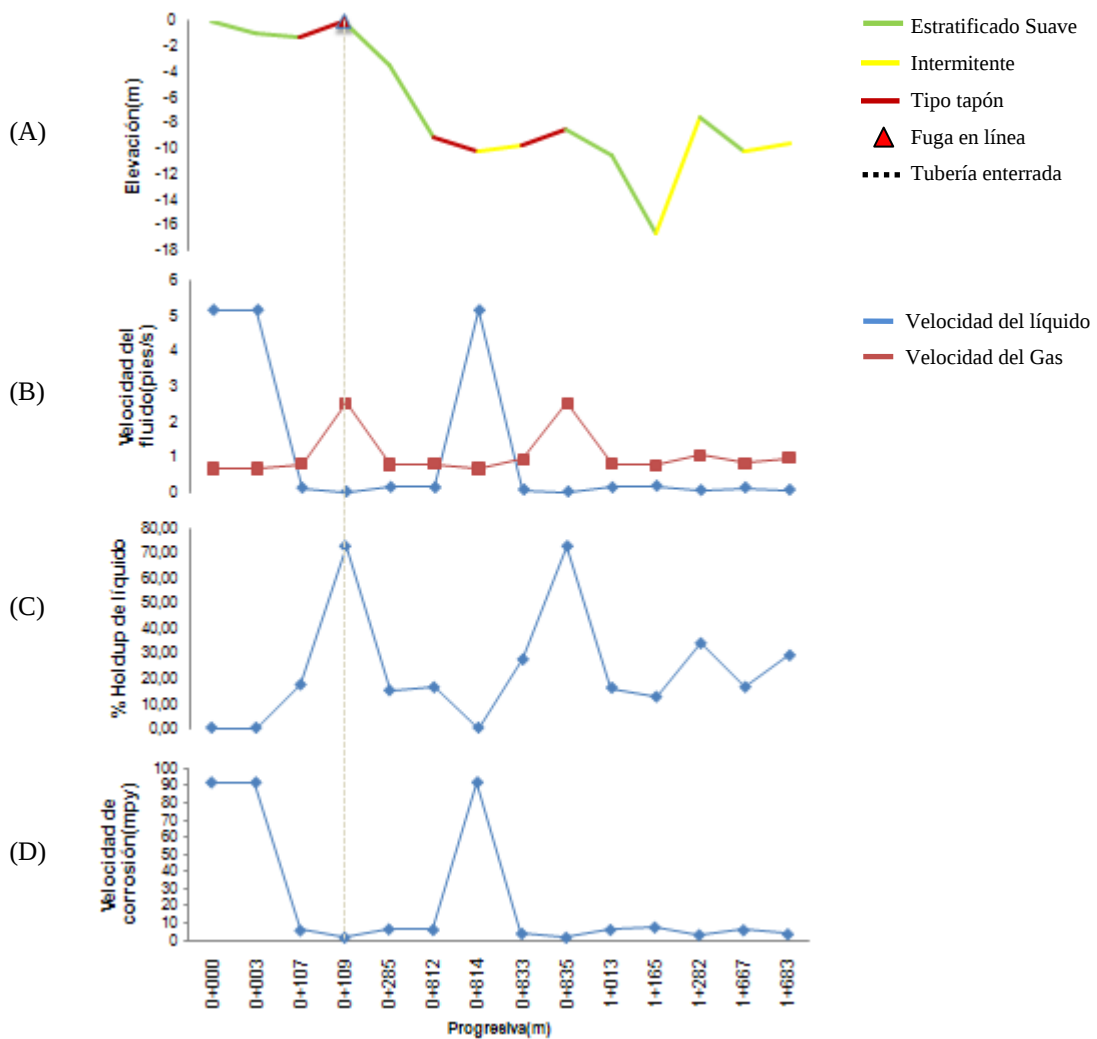


Gráfico N° 7 Variables de salida de la simulación del Pozo MS-626.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es estratificado suave creándose zonas con patrón de flujo intermitente y tipo tapón. En el punto donde

ocurrió la falla el patrón de flujo es de tipo tapón(slug), lo cual se considera en base a la teoría un tipo de patrón de flujo no deseable. Al ver el gráfico (7.b) de velocidades se verifica que en este punto la velocidad de gas es mucho mayor a la del líquido, lo que presiona el líquido en ese punto generando olas que a su vez generan un comportamiento turbulento del fluido, aunado a ello en este punto el líquido ocupa un poco más 75% de la tubería, moviendo el gas gran parte del fluido impactando las olas formadas sobre el codo donde ocurrió el daño. También se pueden percibir otras zonas críticas de la tubería donde el patrón de flujo no es deseado, tales como las progresivas que van desde la 0+812 a la 0+835.

La velocidad del líquido promedio es de 1,19pie/s en contraste con la velocidad de erosión límite de la norma API 14-e, que fue calculada en 63,70pie/s, descartándose el fenómeno de erosión provocado por el fluido.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión resultando un valor de 0,1mpy.

4.8 Simulación del pozo LM-427

El sistema de producción del pozo LM-427 es por Levantamiento Artificial Gas lift (L.A.G).

En la inspección visual realizada a la tubería se encontró que las fallas operacionales sucedieron en dos codos, uno de ellos llegando al múltiple de producción. En la figura a continuación se observan las correcciones con grampa de los codos dañados.



Figura N° 31 Corrección en codo con grampa pozo LM-427

En la corrección con grampa se observa que están dispuesta en la zona inferior del codo lo que nos indica que la fuga sucedió a la hora 6, teniendo influencia el movimiento del fluido sobre el desgaste.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

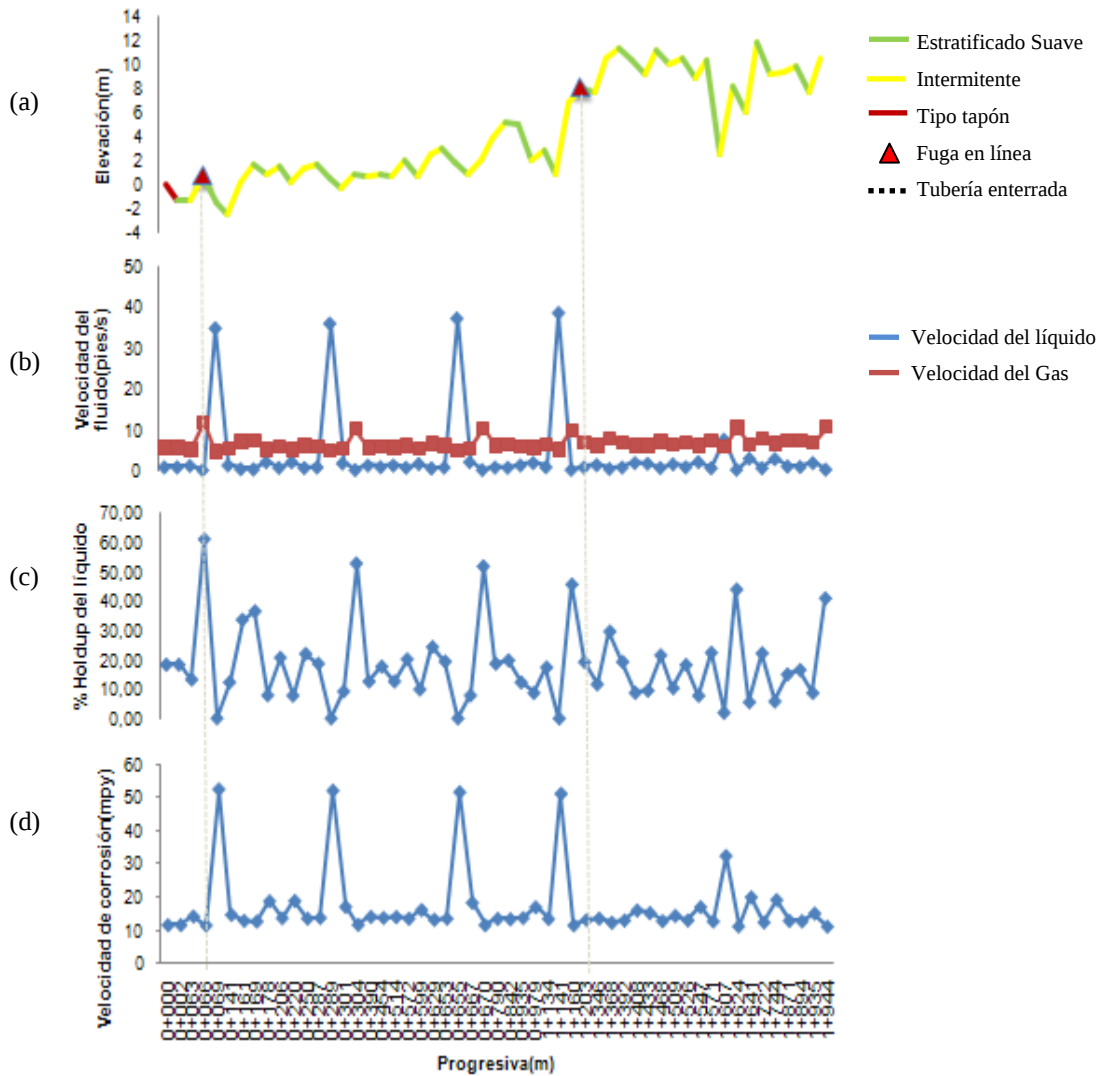


Gráfico N° 8 Variables de salida de la simulación del Pozo LM-427.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es intermitente con cambios de patrón a estratificado. Se puede ver que en dirección descendente el fluido se comporta con un régimen de flujo estratificado verificando lo establecido en la teoría y cuando el movimiento es ascendente el patrón de flujo es intermitente, esto es zonas alternadas de líquido y gas en el tope pero con una fase continua en el fondo. Como se observa en el gráfico N° (8.a), en las zonas donde ocurrieron las fallas el patrón de flujo es intermitente siendo éste tipo de comportamiento del fluido perjudicial para los codos debido a que se agita el fluido por la turbulencia provocada por el gas y al traer este sedimentos puede causar un daño en la facilidad.

La velocidad promedio del líquido es de 4,08pie/s y es mucho menor a la velocidad de erosión límite, calculada en 64,87pie/s, descartándose el mecanismo de erosión causado por el fluido.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión resultando un valor de 0,11mpy. Por otro lado la medición por Ultrasonido resultó en una velocidad de corrosión de 1,74mpy.

4.9 Simulación del pozo GS-293

El sistema de producción del pozo GS-293 es por Levantamiento Artificial Gas lift (L.A.G).

En la inspección visual realizada a la tubería no se encontró correcciones a lo largo del tendido de tubería en contraste con la información del reporte de mantenimiento, por lo que se presume que la falla ocurrió en un tramo enterrado.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

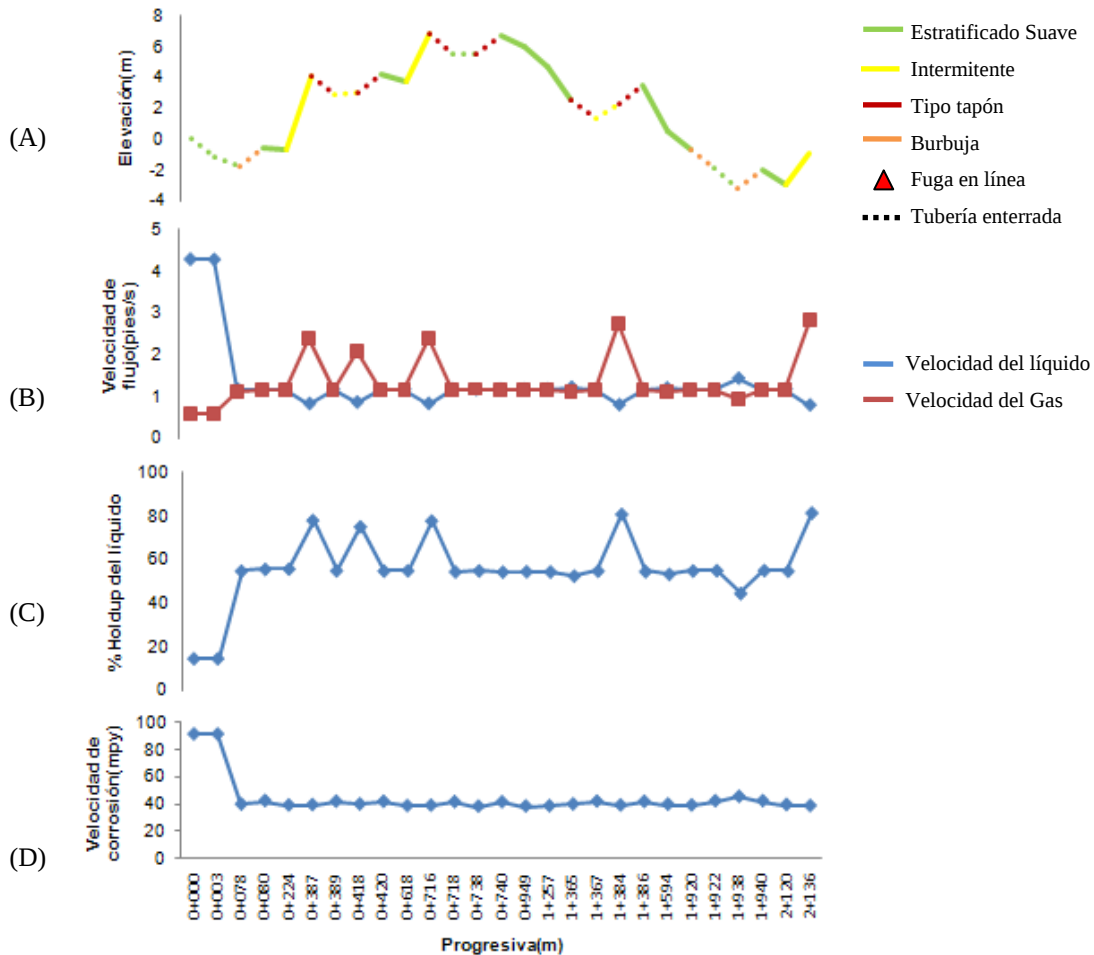


Gráfico N° 9 Variables de salida de la simulación del Pozo GS-293.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es estratificado suave con presencia de patrón de flujo tipo tapón en tres pases de carretera, debido a este patrón de flujo no deseado se puede considerar estas zonas como críticas, ya que las

condiciones turbulentas del fluido bajo este régimen pueden dañar los codos que se encuentran en estos pases enterrados generando fugas. Por otro lado si se observa en el gráfico (9.d), de velocidades de corrosión a lo largo de la tubería calculadas por la correlación Dewaards and Milliams, encontramos que en el primer tramo enterrado se genera el mayor valor de velocidad de corrosión, siendo esta zona crítica donde es probable que se desarrollen mecanismos de corrosión.

La velocidad promedio del líquido es de 1,74pie/s y es menor que la velocidad de erosión límite, calculada en 17,09pie/s, por lo que se descarta el mecanismo de erosión causado por el fluido.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión predictiva resultando un valor de 0,17mpy. También se obtuvo las velocidades de corrosión a través de la técnica de Ultrasonido en el punto más crítico de la tubería resultando un valor de 1,80mpy.

4.10 Simulación del pozo LG-250

El sistema de producción del pozo LG-250 es vía Levantamiento Artificial Gas lift (L.A.G).

En la inspección visual realizada a la tubería no se encontró fallas por lo que se presume que ésta ocurrió en un tramo enterrado.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

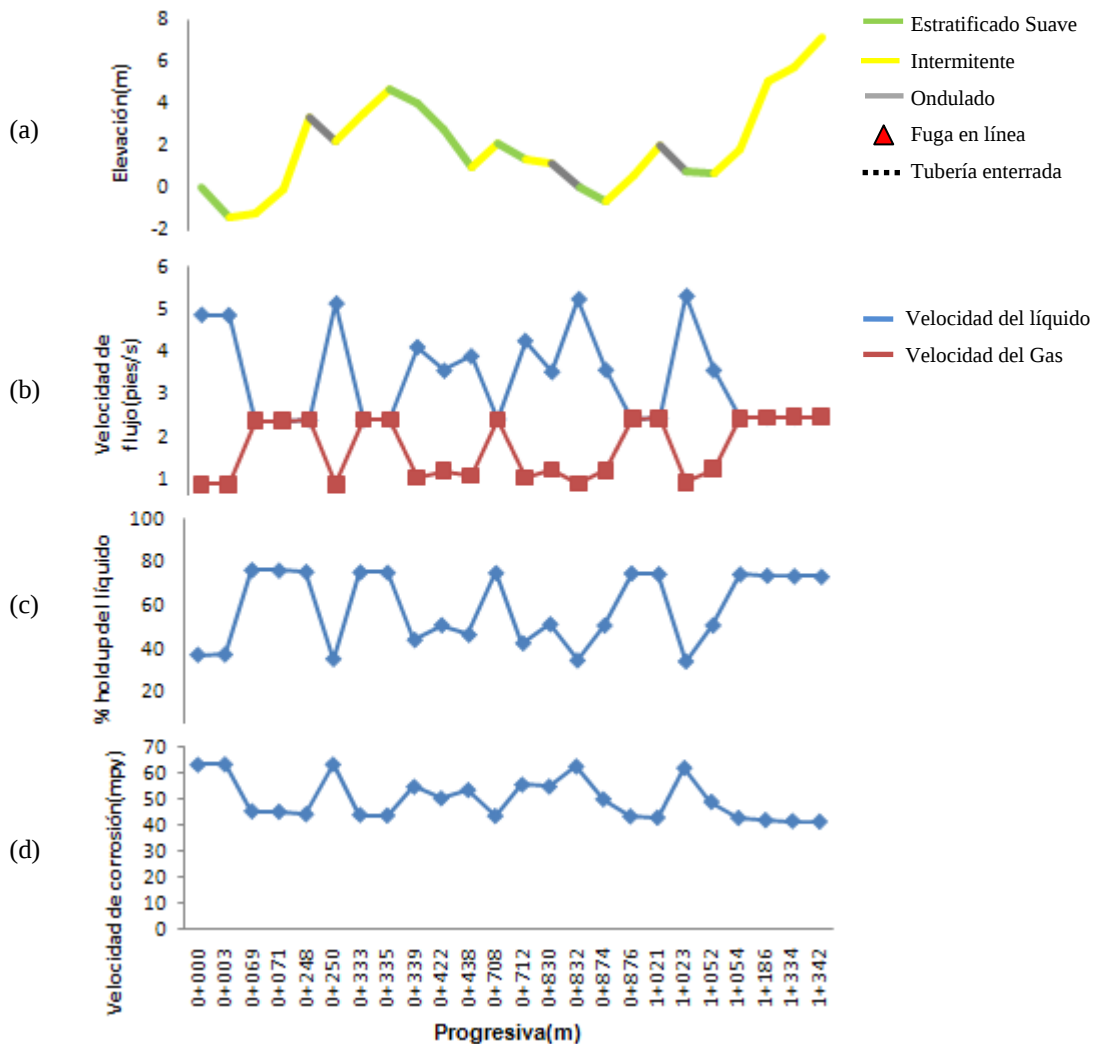


Gráfico N° 10 Variables de salida de la simulación del Pozo LG-250.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es intermitente, sin embargo se dan cambios de patrones de flujo a ondulado y estratificado suave, ambos en movimientos descendentes del fluido. Las velocidades del líquido se mantienen

altas, por encima de la velocidad del gas, a lo largo de la tubería, por lo que puede generar arrastre de sedimentos que pueden erosionar la tubería. La velocidad de corrosión de acuerdo a la correlación Dewaards-Milliams se mantiene por encima de 40mpy considerando esta una velocidad de corrosión alta, de lo que se espera un acortamiento de la vida útil de la tubería sino se aplica un programa de inyección de inhibidores de corrosión que mitiguen el daño.

La velocidad del líquido es de 3,38pie/s siendo mucho menor que la velocidad de erosión límite que es de 14,79pie/s, descartándose la erosión provocada por el fluido.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión predictiva resultando un valor de 0,1mpy.

4.11 Simulación del pozo GS-190

El sistema de producción del pozo GS-190 es por Levantamiento Artificial Gas lift (L.A.G).

En la inspección visual realizada a la tubería se observó que se encuentra totalmente enterrada por lo que no se pudo observar directamente el punto donde sucedió el desgaste.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

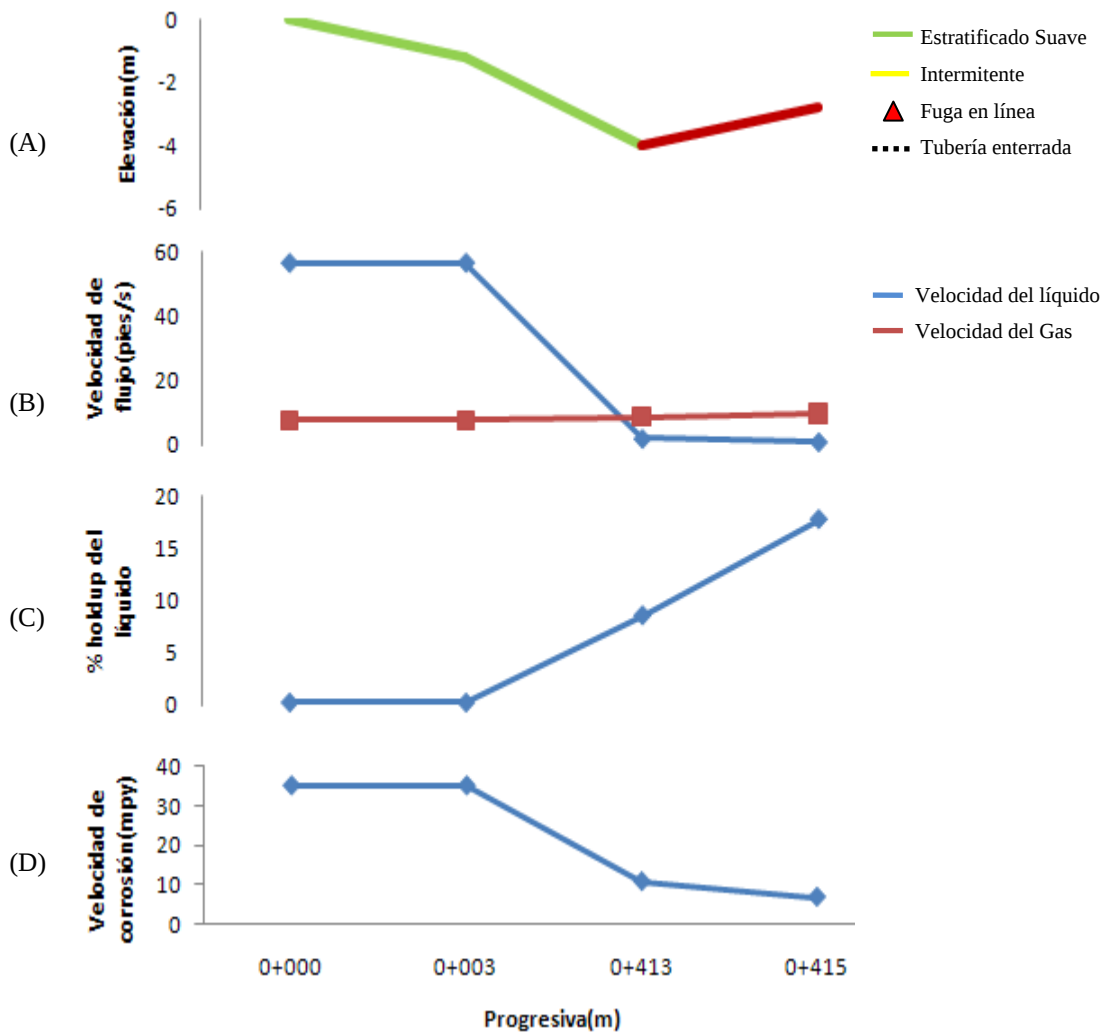


Gráfico N° 11 Variables de salida de la simulación del Pozo GS-190.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es estratificado suave, sin embargo en el último tramo de la tubería cambia el patrón de flujo a tipo tapón, considerándose de acuerdo a la teoría, un patrón de flujo no deseado debido a que genera turbulencia en el fluido causado por la presión que ejerce el gas sobre el

líquido. También podemos ver que en esta zona se acumula la fase líquida, provocando que las olas causadas por la presión impacten con mayor fuerza sobre el material. Aunque la velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams expresa que el área crítica es al principio de la tubería con velocidades de corrosión alta por encima de 30mpy, no tiene mucho valor esta información, porque el porcentaje que maneja el fluido de agua, que es el electrolito donde se encuentran los diferentes iones que son agentes corrosivos, es muy bajo de 1% concluyendo que en si se dan mecanismos de corrosión en esta área son muy poco probables y muy selectivos.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión predictiva resultando un valor de 0,01mpy.

4.12 Simulación del pozo GS-300

El sistema de producción del pozo GS-300 es por Levantamiento Artificial Gas lift (L.A.G). Este pozo se encuentra cerca del Centro de Operaciones de Dación y plantea un riesgo para los trabajadores del lugar constituyendo una zona de severo impacto ambiental.

En la inspección visual realizada a la tubería se observó que la mayor parte de ella se encuentra aérea donde las secciones enterradas son debidas a pases de carretera. En esta inspección se descartó que la falla haya ocurrido en zonas aéreas de la tubería por lo que se presume que se haya presentado esta fuga en una sección enterrada.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

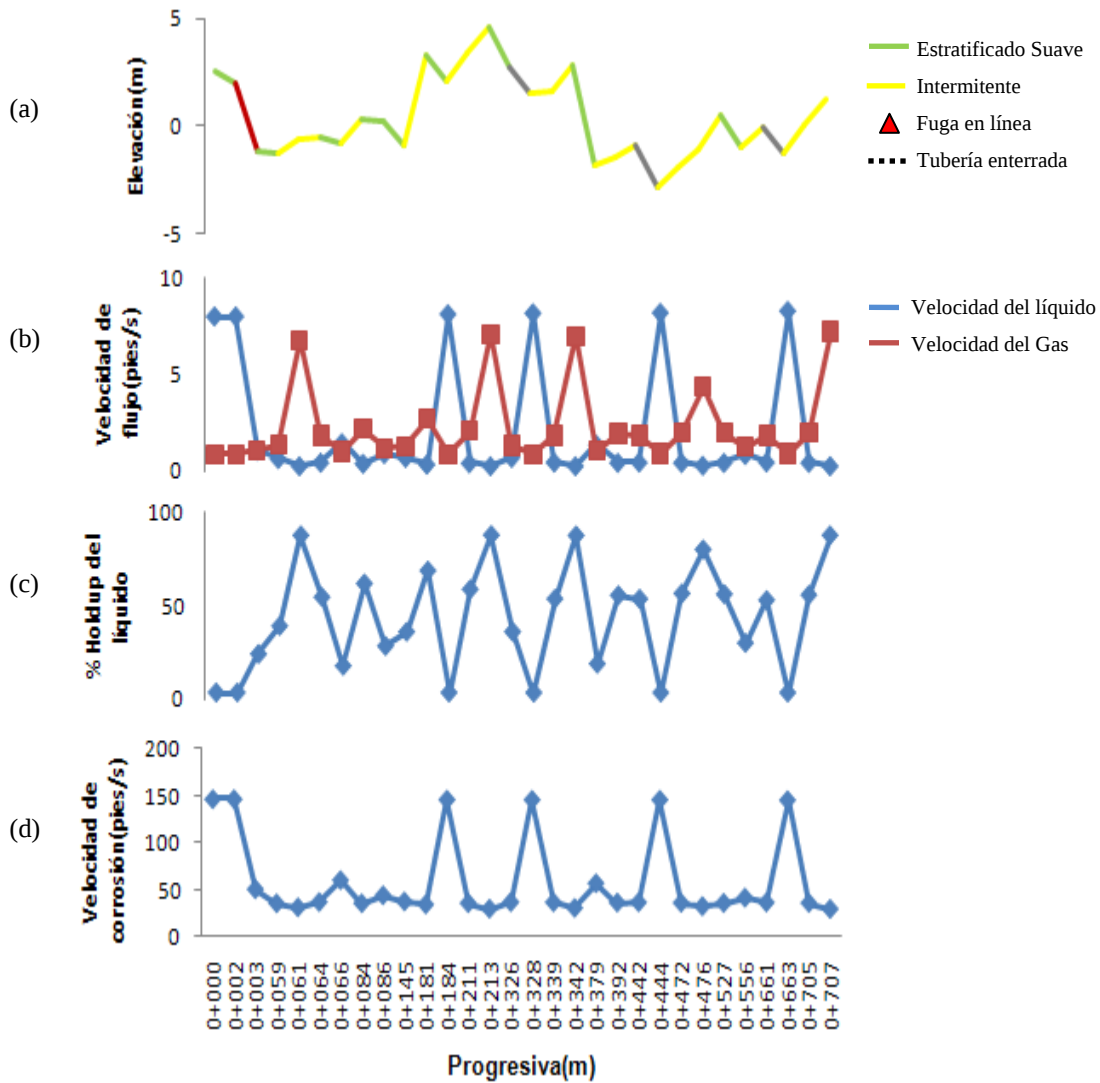


Gráfico N° 12 Variables de salida de la simulación del Pozo GS-300.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es intermitente presentándose cambios de patrones de flujo a estatificado suave en flujo descendente, estratificado ondulado y tipo tapón. La presencia de un patrón de flujo tipo tapón en el bajante lo hace representar un punto crítico, de acuerdo a la teoría, así como también los puntos donde el patrón de flujo es de tipo estratificado ondulado. La velocidad de corrosión por Dewaards-Milliams expresada en el gráfico (12.d) verifica lo analizado con respecto a la influencia del comportamiento del fluido, concluyendo que las zonas crítica de esta tubería se centran en aquellas progresivas donde el patrón de flujo es estratificado ondulado y la progresiva 0+184. Las velocidades de corrosión para el pozo dadas por Dewaards-Milliams son extremadamente altas siendo estos valores muy alejados de la realidad resultando en valores de 123mpy en algunos casos.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión predictiva resultando un valor de 0,35mpy. La velocidad de corrosión medida por el equipo de Ultrasonido es de 2,14mpy.

4.13 Simulación del pozo LM-228

El sistema de producción del pozo LM-228 es por Levantamiento Artificial Gas lift (L.A.G).

En la inspección visual realizada a la tubería se observó que se encuentra aérea en su mayor parte. Se encontró en el recorrido que esta tubería fue cortada para instalarla en otro múltiple de producción acortando la longitud de la tubería.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

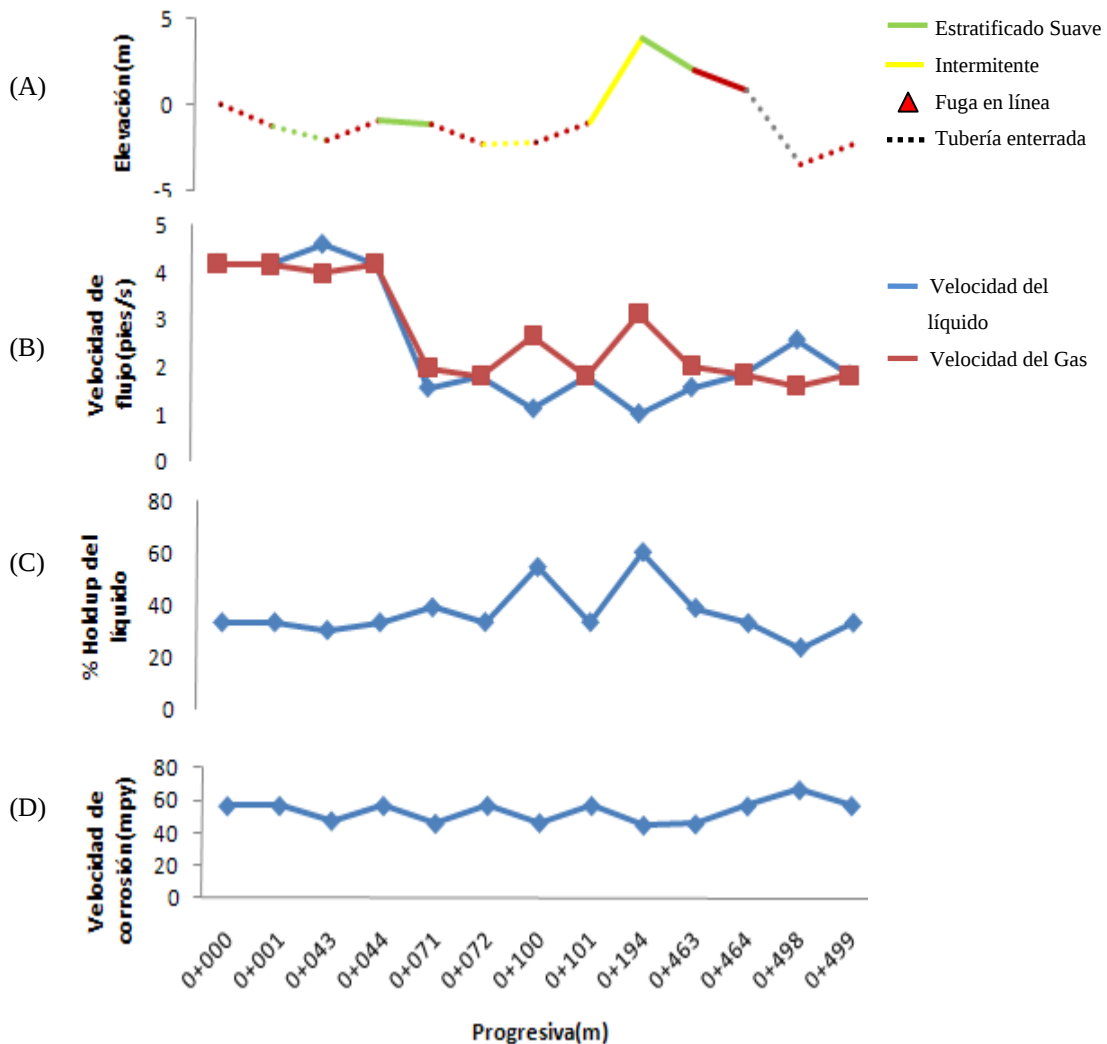


Gráfico N° 13 Variables de salida de la simulación del Pozo LM-228.

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es de tipo tapón y este se presenta en los tramos enterrados y pases de carretera, considerando estas zonas como críticas debido a que los efectos del fluido pueden desgastar la tubería. La

velocidad de corrosión por Dewaards-Milliams tiene un valor uniforme por encima de 50mpy indicándonos que puede existir un mecanismo corrosivo.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión predictiva resultando un valor de 0,27mpy. Para el caso de la velocidad de corrosión real utilizamos un aparato de ultrasonido y se calculó la velocidad de corrosión en 1,28mpy.

4.14 Simulación del pozo LG-437

El sistema de producción del pozo LG-437 es vía Levantamiento Artificial Gas lift (L.A.G).

En la inspección visual realizada a la tubería se observó que se encuentra totalmente enterrada por lo que no se pudo observar directamente el punto donde sucedió el desgaste.

Para conocer el efecto del fluido se simuló con el programa PIPESIM los patrones de flujo, las velocidades de las fases gas y líquida, el grado de retención de líquido y las velocidades de corrosión por el modelo Dewaards-Milliams, representándose los resultados en los siguientes gráficos.

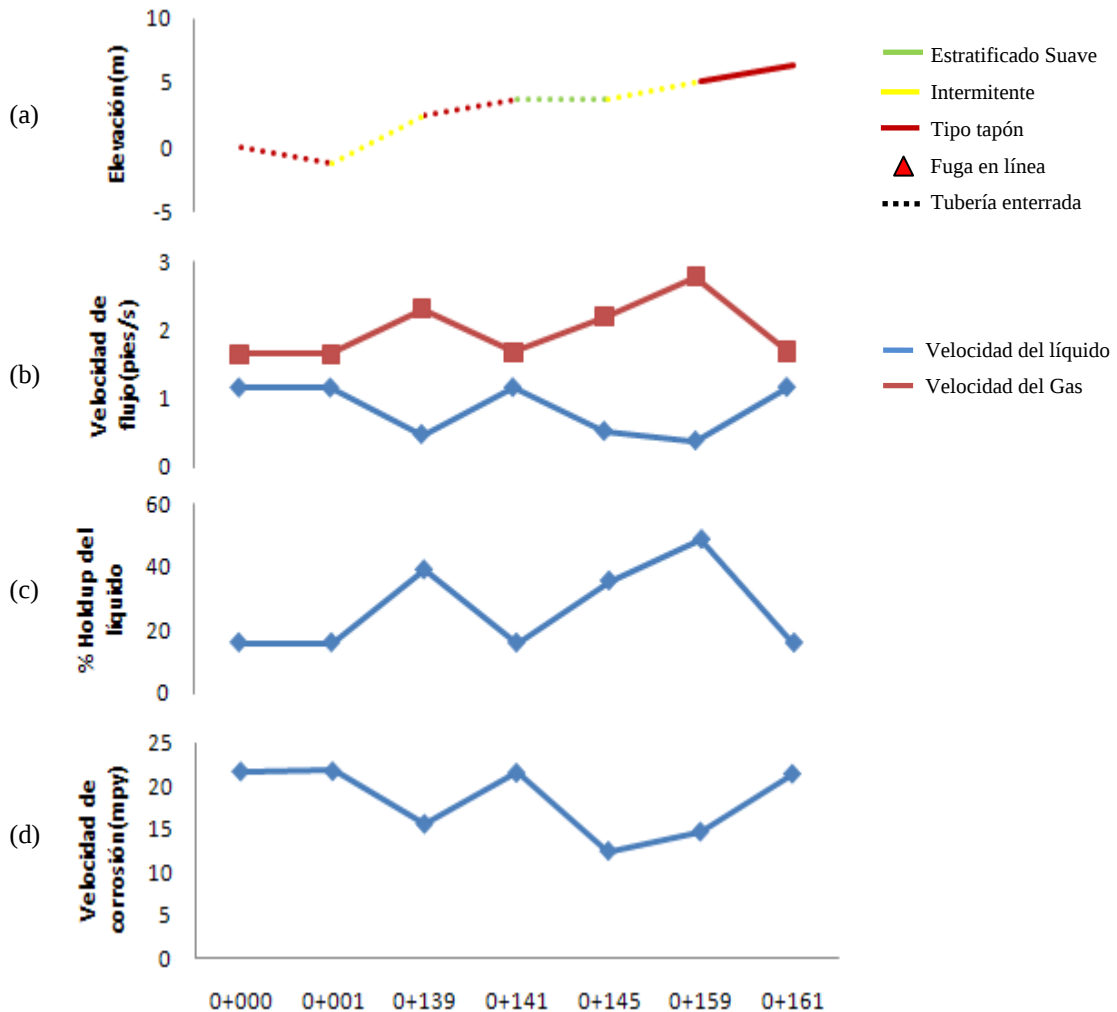


Gráfico N° 14 Variables de salida de la simulación del pozo LG-437

(a) Patrón de flujo (b) Velocidades de las fases a lo largo de la tubería (c) Porcentaje de retención de líquido (d) Velocidad de corrosión por Dewaards and Milliams

El tipo de patrón de flujo que predomina en la tubería es tipo tapón con cambio de patrón de flujo a intermitente y en una zona cambia a estratificado. Este un

un tipo de patrón crítico por lo que existe la probabilidad de que la tubería sea afectada por un mecanismo erosivo causado por los sedimentos, al ser arrastrados por un fluido muy turbulento provocado en gran medida por las altas velocidades del gas. Las velocidades de corrosión por Dewaards and Milliams expresadas en el gráfico resultan por encima de 10mpy por lo que se pueden dar mecanismos de corrosión.

A través del simulador predictivo Predict 4.0 obtuvimos la velocidad de corrosión predictiva resultando un valor de 0,22mpy. Para el caso de la velocidad de corrosión real utilizamos un aparato de ultrasonido y se calculó la velocidad de corrosión en 2,14mpy.

4.15 Análisis global de los pozos

Una vez analizados los resultados de las simulaciones hidrodinámicas de cada uno de los pozos, así como también las velocidades de corrosión teóricas y reales se procederá a estudiar los parámetros de los pozos como si fuera una población.

4.15.1 Condiciones de Operación

A continuación se muestran las condiciones de operación de los 14 pozos estudiados.

Tabla N° 13 Condiciones de operación de los pozos

Zona	Pozos	Temperatura(F)	Presión(psia)
Este	LG300	110	134
Este	LM411	123	114
Este	LM416	99	294
Este	LG250	154	174
Este	LG437	106,7	134
Este	LM228	157,1	214
Este	LM250	134,5	159
Este	LM427	92	94
Oeste	GS167	147,7	124
Oeste	MS636	128	154
Oeste	MS626	91,7	134
Oeste	GS190	84,2	54
Oeste	GS293	156	194
Oeste	GS300	127,7	234

Se observa en la tabla n° 13 que la mayoría de los pozos tienen temperaturas menores de 140F (60°C) por lo que si existiera el mecanismo de corrosión por CO₂ sería de tipo I, en donde la disolución del hierro no es muy alta formándose poca cantidad de carbonato de hierro en la superficie. La capa de carbonato de hierro que se forma no es muy adherente y es arrastrada por el fluido en movimiento, quedando al desnudo la tubería y susceptible a ser atacada por los agentes corrosivos.

4.15.2 Especificaciones de las tuberías

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones de las tuberías de producción.

Tabla N° 14 Especificaciones de las tuberías de producción

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	0,5	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	0,5	2017
GS300	DEFO-2	API-5L	4	STD-40	0,281	1000

Como se observa en la tabla n° 14, las tuberías estudiadas tienen diámetros de 3,4 y 6plg con longitudes que van de 500m a 2km.

4.15.3 Cortes del fluido

El fluido que se transporta por las líneas de producción del campo Dación es un fluido multifásico con cortes de Agua/Crudo/Gas, en la tabla a continuación se muestra la volumetría de los diferentes cortes del fluido.

Tabla N° 15 Cortes del fluido

Línea	Tipo de Levantamiento	Tasa de Gas(mmpcd)	Tasa de Crudo(BNPD)	Tasa de Agua(BNPD)	%AyS	RGP
LG300	BCP	25	18,15	102,85	85	1377
LM411	HPGL	382,0	270	501	65,0	1.416,0
LM416	ROTA	26,0	139	93	40,0	187,0
LG250	HPGL	45,0	270	1.982	88,0	167,0
LG437	HPGL	85	68,7	160,3	70	1237
LM228	HPGL	252	206,88	1517,12	88	1218
LM250	ROTA	19	45	255	85	422
LM427	HPGL	474,0	269	292	52,0	1.760,0
GS167	HPGL	12	220,57	2930,43	93	54
MS636	ESP	66	22,32	1093,68	98	2957
MS626	HPGL	102,0	50	24	32,0	2.027,0
GS190	HPGL	193,0	218	2	1,0	886,0
GS293	HPGL	46,0	132	1.519	92,0	671,0
GS300	HPGL	90	73,26	259,74	78	1229

En la tabla n° 15 se observa que todos los pozos a excepción del GS190 tienen un porcentaje de agua por encima del 32%, donde incluso uno de ellos llega a tener 98% de agua. Este parámetro influye mucho en la aceleración del proceso corrosivo debido a que la fase agua siempre estará en contacto con el metal aumentando la probabilidad de que se den mecanismos de corrosión. También es importante notar que la relación RGP es elevada en la mayoría de los pozos por lo que esto puede influir en la generación de patrones de flujo críticos que puedan causar un mecanismo combinado de erosión-corrosión.

4.15.4 Patrones de flujo

Una vez estudiados las condiciones de operación de los pozos, las especificaciones de las tuberías y los cortes del fluido se procederá a estudiar los patrones de flujo de los pozos como una población.

A continuación en el siguiente gráfico se muestran los patrones de flujo que se presentaron en las tuberías.

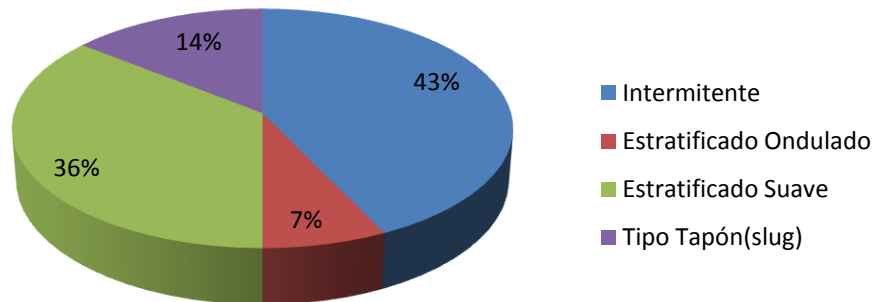


Gráfico N° 15 Porcentajes de los patrones de flujo en las tuberías

En el gráfico N° 15 se observa que el patrón de flujo que más se presenta es el Intermitente con un 43%, lo cual es perjudicial para estas tuberías, siendo este patrón de flujo uno de los que causa turbulencia en el fluido pudiendo generar desgaste, ya que el fluido trae arena, y además de ello; productos de corrosión como el carbonato de hierro, que no es soluble a bajas temperatura, carbonatos de calcio generados por la alta dureza del agua, entre otros sedimentos. Le sigue el patrón de flujo estratificado suave con un 36%, concluyendo que las tuberías que presentan este tipo de patrón no presentan ningún riesgo de degradación por el efecto del fluido gracias a que estos patrones son laminares y no afectan a la tubería, sin embargo el movimiento del fluido puede desplazar la capa protectora de los productos de corrosión, acelerando este proceso.

En el gráfico n° 15 también se puede ver que existen pozos con presencia de patrones de flujo tipo tapón, por lo que estos son muy críticos, debido a que se

generan olas dentro de la tubería que impactan contra el material y pueden degradarlo, específicamente en zonas donde hay codos. Y por último tenemos el patrón de flujo ondulado tiene un comportamiento similar al estratificado suave con la diferencia que la velocidad del gas es mayor.

4.15.5 Presiones parciales de CO₂ y H₂S

Se midió las concentraciones de los gases CO₂ y H₂S, los cuales son agentes corrosivos que degradan las tuberías y se calculó las presiones parciales. A continuación en el siguiente gráfico se presentan las presiones parciales de los pozos estudiados.

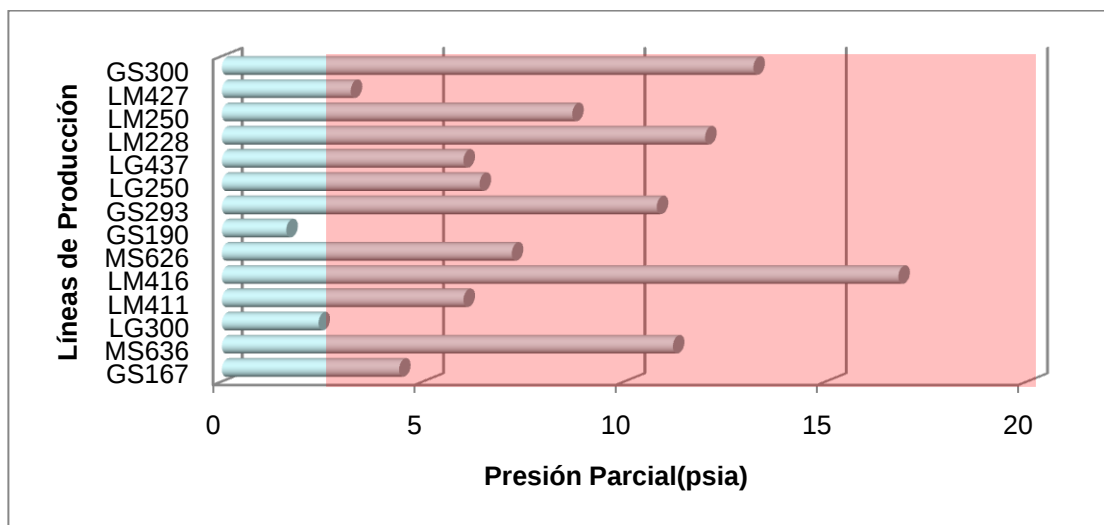


Gráfico N° 16 Presiones parciales de CO₂ en cada pozo

En el gráfico n° 16 se observa que la mayoría de los pozos tienen concentraciones de CO₂ por encima de 3psia, lo cual según la norma NACE SP-106 considera que las condiciones del medio a estas concentraciones de CO₂ son ligeramente corrosivas.

A continuación se presenta un gráfico de las presiones parciales de H₂S para cada uno de los pozos.

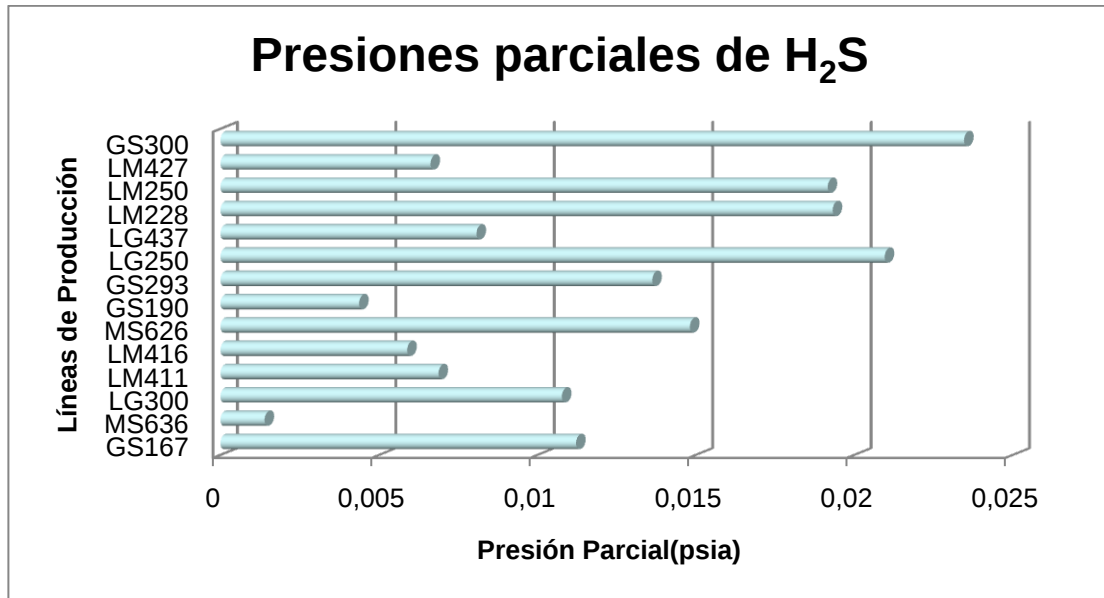


Gráfico N° 17 Presiones parciales de H₂S para cada uno de los pozos

En el gráfico n° 17 se observa que ninguno de los pozos llega a las presiones parciales límites, establecidas por la norma NACE MR-175, para que se den mecanismos de corrosión por H₂S ($P_{pH_2S} > 0,05$, corrosión por SCC y $P_{pH_2S} > 0,1$, corrosión general por H₂S).

Una vez analizados los diferentes parámetros y variables en la totalidad de los pozos seleccionados como si fuera una población se procederá a hacer un resumen de estas variables.

Tabla N° 16 Resumen de las características y variables obtenidas de las simulaciones de los pozos

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

Al analizar todos los parámetros encontrados en campo y las variables que fueron determinadas a través de pruebas, mediciones y simulaciones, se encontró que el agente corrosivo que tiene mayor presencia en estos pozos es el CO₂, por lo que el mismo puede generar mecanismos de corrosión, disolviendo el metal en la solución electrolítica y formando carbonato de hierro. En la tabla resumen n° 14 se observan los pozos que están afectados por este agente corrosivo.

Se calcularon velocidades de corrosión para cada pozo por diferentes métodos, donde en la tabla n° 16 se observa que las velocidades de corrosión calculadas por el simulador predictivo Predict 4.0, se acerca más a los valores reales calculados por el método de pérdida de peso, a través de un equipo de ultrasonido, que por las correlaciones empíricas de Dewaard-Milliams. Comparando la veracidad de las velocidades de corrosión, obtenidas por los tres métodos mencionados en la tabla n° 16, se concluye que los valores de velocidad de corrosión calculados por el programa Predict 4.0 son buenos para explicar el efecto del medio sobre la tubería, tomando en cuenta que este programa utiliza las variables Físico-Químicas (Alcalinidad, Cloruros, Sulfatos, Hierro total, Calcio, Magnesio) para el cálculo del pH y en función de este se obtienen los índices de corrosión. Paralelamente, las correlaciones de Dewaards-Milliams integran una cantidad de factores como la presión parcial del CO₂ y las velocidades del fluido, siendo este modelo más aproximado al sistema en estudio.

También se observa en la tabla n° 16 que los pozos con levantamiento artificial vía Gas Lift generan patrones de flujo intermitente y tipo tapón (Slug), lo cual según la teoría no son deseados, porque pueden acarrear el movimiento de sedimentos sobre las tuberías generando el desgaste. En función de esto se concluye que el tipo de levantamiento influye de gran manera en la generación de patrones de flujo turbulentos que traen como consecuencia el deterioro de las tuberías.

En el gráfico que se muestra a continuación se presentan los porcentajes de los mecanismos de degradación de las tuberías estudiadas.

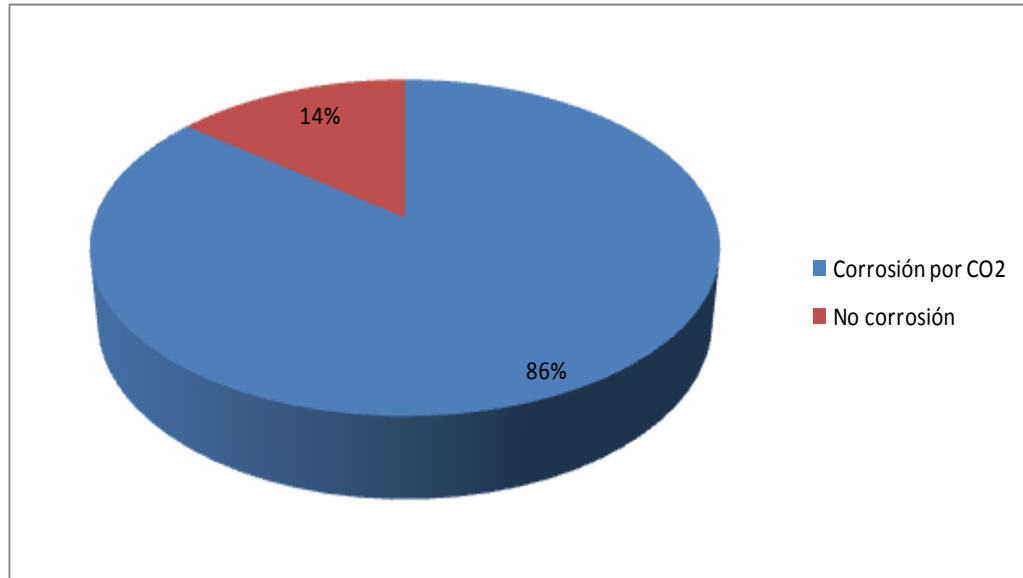


Gráfico N° 18 Porcentajes de presencia de mecanismos de degradación en las tuberías

En el gráfico N° 18 podemos observar que de los 14 pozos estudiados, en el 86% de ellos se presume un mecanismo de corrosión por CO₂, esto es debido a que sobrepasan los 3psia de presión parcial de CO₂, como se observó en el gráfico N° 16, y según la norma NACE SP-106 en un rango de 3psia a 30psia de presión parcial de CO₂, se facilitan los procesos corrosivos debido a este gas.

Además de esto se pueden desarrollar en las líneas procesos de desgaste mecánico conocido como erosión, causado por el patrón de flujo turbulento en el fluido que transporta la tubería, y en función de esto se muestra a continuación los porcentajes de las tuberías estudiadas que presentaron mecanismos combinados de corrosión por CO₂ y erosión.

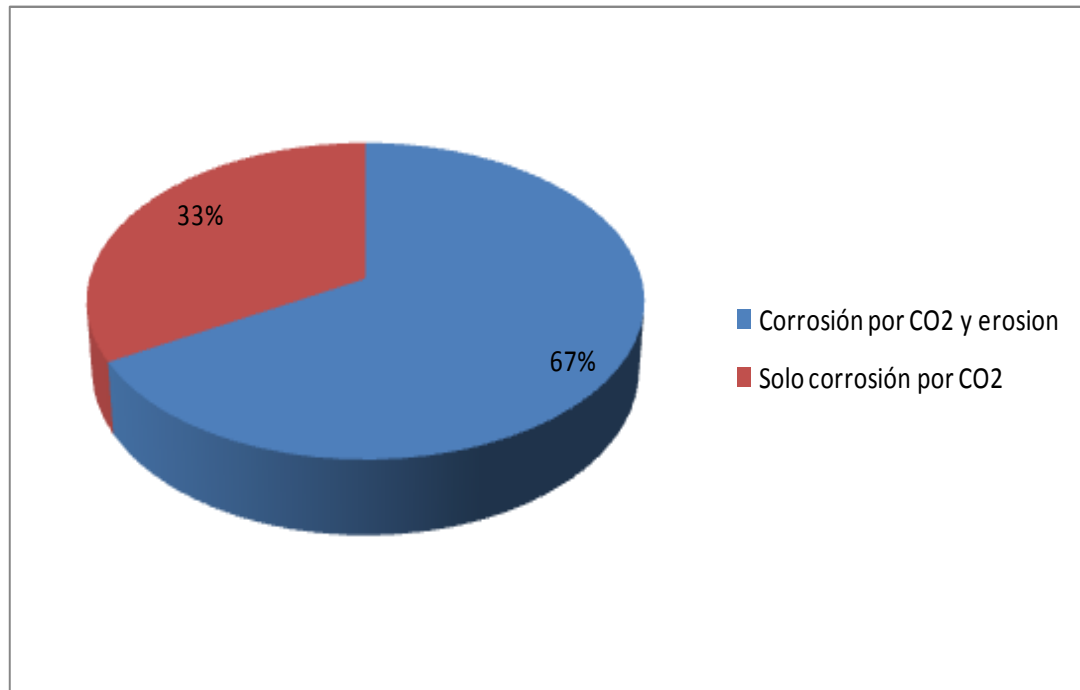


Gráfico N° 19 Porcentaje de mecanismo combinado en las tuberías estudiadas

Se observa en el gráfico N° 19 que del 86% de los pozos que se presume presentaron daño por corrosión el 67% desarrolló un mecanismo combinado de corrosión por CO₂ y erosión.

4.16 Estudio Costo-Beneficio

Se realizó un estudio de costo-beneficio entre en programa de inhibición de corrosión o reemplazo de la línea. Para ello se tomó en cuenta que, para el año 2009 en promedio, un tambor de inhibidor de corrosión tenía un valor de 2200Bs. También se considera que un tambor de química anticorrosiva tiene un equivalente de 55gal.

En función de esto se hicieron cálculos para obtener los costos de inhibidores de corrosión para cada pozo:

Utilizando una concentración de Inhibidor de 20ppm

$$\frac{\text{Gal}}{\text{día}} (\text{Inhibidor}) = \frac{\text{Concentración Inhibidor (ppm)} \cdot 42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}} \cdot \text{Producción de Agua (BNPD)}}{1000000}$$

Ec.21

$$\frac{Bs}{gal}(Inhibidor) = \frac{2200BsF}{Tambor} \cdot \frac{Tambor}{55gal} = \frac{40BsF}{gal} \quad Ec.22$$

$$\frac{BsF}{día}(Inhibidor) \Rightarrow \frac{40BsF}{gal} \Rightarrow \text{multiplica mos por } \frac{gal}{día} \Rightarrow \frac{BsF}{día}(Inhibidor) \quad Ec.23$$

Tabla N° 17 Evaluación de costos entre aplicación de Inhibidor o reemplazo.

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

En la tabla N° 17 podemos ver que resulta mucho más económico ejecutar un programa de química anticorrosiva para cada línea en 10años que reemplazar una nueva tubería.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De la investigación realizada se pueden concluir los siguientes puntos:

- 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 (CO₂.)
- En este estudio se descarta el mecanismo de corrosión por H₂S, debido a que el criterio de presiones las parciales de H₂S 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).
- Los pozos con levantamiento artificial 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 está 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.

- De los 14 pozos estudiados, 86% resultaron con tendencia corrosiva por CO₂ 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 CO₂ y la velocidad del fluido.
- El comparativo entre la aplicación de un programa de química anticorrosiva y el reemplazo de la tubería en los próximos 10 años resultó que se debe implementar dicho programa, siendo 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.

Se recomiendan las siguientes acciones:

- 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.
- 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.

BIBLIOGRAFÍA

Acosta Mavo, M.M. (2009) **“EVALUACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS QUE PERMITAN EL CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERNA EN LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO DEL CAMPO MATA-R”**. Departamento de Ingeniería Química, UDO, Barcelona

API RP 571 (2003). ***Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry***. Washington DC

ASVENCOR. (2007). **“Manual del Curso Básico de Corrosión”**. Lecheria, Edo. Anzoátegui.

Cabrera Aguirre, C.A. (2008) **“DETERMINACIÓN DE LAS TENDENCIAS CORROSIVAS EN TUBERÍAS DE 20 PULG DEL CAMPO DACIÓN. DISTRITO SAN TOMÉ PDVSA”**. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química, UDO, Barcelona.

Campione A., (2004) **“El problema del flujo bifásico”** www.petroleoyv.com. Enero 2010.

CIED, (1999). Manual **“Bombeo Mecánico para Ingenieros”**

CIED, (1999). Manual **“Levantamiento Artificial por Gas para Ingenieros”**

Endean, H. (1989). **“Manual de detección y Control de Corrosión en Campos Petroleros”**. Houston, Texas: Champions electronics INC.126p

GALP ARL Energía (2000) Manual ***Corrosion principles*** Brasil. 40p

Gerus,(1974). ***Detection and Mitigacion of Weight Loss Corrosion in Sour Gas Gathering Systems***. Symposium on Sour Gas and Crude of the Society of Petroleum Engineers.

Gil L. (2005). **“Manual de Corrosión Básica”**. UNEXPO. Puerto Ordaz.239p

InterCorr International, (2002) **“Program for Evaluation and Determination of Corrosion in Steels”**. PREDICT User's Guide. EE.UU .

Jones, D. (1992). ***Principles and prevention of corrosion***. Macmillan Publishing Company, USA.

Lopez, D. A. (2003). **“EFICIENCIA DE INHIBIDORES DE CORROSION POR CO₂ EN FUNCIÓN DE LA MICROESTRUCTURA DEL ACERO. SAM/ CONAMET/ SIMPOSIO MATERIA”**. Mar del Plata, Argentina ,4p.

Lugo, M. (2004). **“Manual de Corrosión y Protección Catódica en la Industria Petrolera”**. UDO Programa de actualización profesional.134p

MENDEZ, M. (2001) **“Efecto de la velocidad del fluido sobre las propiedades protectoras de crudos ante la corrosión por CO₂”**. Proyecto de Grado. U. S. B.

NACE (1971). **“Nace Basic Corrosion Course”**,U. S. A

NACE. (2004). ***Internal Corrosion for Pipelines***. Houston, Texas.

NACE CORROSION ENGINEER'S REFERENCE BOOK. (2002). (3era ed). Houston: NACE INTERNATIONAL.

NALCO. (2002). ***CORROSION IN THE PETROLEUM INDUSTRY***, 85p.

Nathan, C. C. (2 Ed.). ***CORROSIÓN INHIBITOR***. HOUSTON, TEXAS.

Palacios, C. (1995). **“Corrosión”**. Puerto la Cruz. Venezuela.

ANEXOS

A.1 Cálculo de las presiones parciales de CO₂ y H₂S

Mediante el uso de las ampollas Gastec se obtienen las concentraciones de CO₂ y H₂S de la fase gas y se calculan las presiones parciales a través de las siguientes relaciones:

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

$$P_P(H_2S) = \frac{ppmH_2S * P_T}{1000000}$$

Tabla A.1 Presiones parciales de CO₂ y H₂S para cada pozo

Zona	Estación	Pozo	Presión parcial de CO ₂	Presión parcial de H ₂ S
Este	DEPE	LG300	2,69	0,0108
Este	LTM01	LM411	6,88	0,0069
Este	LTM01	LM416	17,68	0,0059
Este	DEFE-2	LG250	6,99	0,0210
Este	DEFE-1	LG437	6,74	0,0081
Este	DED01	LM228	12,88	0,0193
Este	DED01	LM250	9,58	0,0192
Este	DEFE-1	LM427	3,79	0,0066
Oeste	DEPO	GS167	4,99	0,0112
Oeste	MEF25	MS636	12,38	0,0014
Oeste	GED10	MS626	8,08	0,0148
Oeste	DEFO-2	GS190	2,19	0,0044
Oeste	DEFO-2	GS293	11,68	0,0136
Oeste	DEFO-2	GS300	14,08	0,0235

Tabla A.2 Relación de Kane de presiones parciales entre CO₂ y H₂S

Línea de Producción	Relación de Kane	Tipo de Corrosión
GS167	392,05	CO ₂
MS636	8044,24	CO ₂
LG300	222,72	CO ₂
LM411	871,84	CO ₂
LM416	2850,36	CO ₂
MS626	485,93	CO ₂
GS190	365,63	CO ₂
GS293	792,43	CO ₂
LG250	305,29	CO ₂
LG437	742,39	CO ₂
LM228	621,02	CO ₂
LM250	453,98	CO ₂
LM427	482,73	CO ₂
GS300	562,42	CO ₂

Tabla A.3 Propiedades Físico-Químicas de la fase agua de cada pozo

Pozos	CO₂ (%)	H₂S(ppm)	Alcalinidad (mg/L) HCO₃	Alcalinidad (mg/L) CO₃	Dureza Total(mg/L) CaCO₃	Ca⁺² (mg/L)	Mg⁺² (mg/L)	Cl- (mg/L)	SO₄ (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

Tabla A.4 Resultados de las velocidades de corrosión a través de equipo de Ultrasonido

Líneas	Vida útil	Diámetro Interno	Hora 12	Hora 9	Hora 6	Hora 3	Lectura mínima(plg)	Espesor nominal (plg)	% de Pérdida	Velocidad de Corrosión (mpy)
GS167	4	5,625	0,44	0,437	0,439	0,446	0,437	0,5	12,69	3,17
MS636	7	6,001	0,3	0,28	0,287	0,206	0,206	0,312	33,97	4,85
LG300	1	3,826	0,333	0,331	0,343	0,338	0,331	0,337	1,78	1,78
LM411	7	6,001	0,279	0,311	0,28	0,294	0,279	0,312	10,58	1,51
LM416	7	6,001	0,291	0,312	0,286	0,276	0,276	0,312	11,54	1,65
MS626	7	6,001	0,283	0,287	0,273	0,278	0,273	0,312	12,50	1,79
GS190	7	3,876	Enterrada	Enterrada	Enterrada	Enterrada	Enterrada	Enterrada	Enterrada	-
GS293	7	5,625	0,439	0,437	0,452	0,438	0,437	0,5	12,60	1,80
LG250	7	3,876								-
LG437	7	3,938	0,24	0,239	0,24	0,248	0,239	0,281	14,95	2,14
LM228	7	3,876;5,875	0,29	0,285	0,286	0,284	0,284	0,312	8,97	1,28
LM250	7	2,938	0,235	0,28	0,276	0,256	0,235	0,281	16,37	2,34
LM427	7	6,001	0,274	0,275	0,274	0,274	0,274	0,312	12,18	1,74
GS300	7	3,938	0,239	0,24	0,248	0,239	0,239	0,281	14,95	2,14

Tabla A.5 Parámetros del Pozo LG-300

Progresiva	Descripción	Holdup (%)	Velocidad del Líquido(pie/s)	Velocidad del Gas(pie/s)	Patrón de Flujo
0+000	BCP	2,62	3,71	0,42	Estratificado suave
0+002	Codo 45° enterrada	2,62	3,71	0,42	Estratificado suave
0+056	Codo 45° enterrada	41,24	0,24	0,70	Estratificado suave
0+058	Codo tubería aérea	92,40	0,11	5,47	Intermitente
0+063	2 Corrección de Fuga con camisa apernada(Vieja)	40,17	0,24	0,69	Estratificado suave
0+065	Corrección de Fuga con camisa apernada(Vieja)	2,59	3,74	0,43	Estratificado suave
0+168	Pto enterrado pocos metros cerca de pase	39,07	0,25	0,68	Estratificado suave
0+198	Fin de pase de carretera	58,61	0,17	1,00	Intermitente
0+210	Codo. Inicio de Pase de Carretera	64,43	0,15	1,17	Intermitente
0+212	Codo enterrado	2,58	3,76	0,43	Estratificado suave
0+256	Codo enterrado	32,69	0,30	0,62	Estratificado suave
0+258	Fin de pase de carretera	37,71	0,26	0,67	Estratificado suave
0+265	Corrección de Fuga con camisa apernada(Vieja)	70,61	0,14	1,42	Intermitente
0+270	Codo aérea	81,69	0,12	2,30	Intermitente
0+320	Codo	60,32	0,16	1,07	Intermitente
0+322	Codo 45° enterrada	2,54	3,82	0,44	Estratificado suave
0+369	Codo 45° enterrada	38,90	0,25	0,70	Estratificado suave
0+371	Tubería aérea hasta	92,40	0,11	5,67	Intermitente
0+446	Codo	57,26	0,17	1,02	Intermitente
0+480	Codo	29,40	0,33	0,61	Estratificado suave
0+494	Múltiple	24,22	0,40	0,57	Estratificado suave

Tabla A.6 Parámetros del pozo GS-167

Progresiva	Descripción	Holdup(%)	Velocidad del líquido(pie/s)	Velocidad del gas(pie/s)	Patrón de flujo
0+000	Arbolito	65,18	1,86	0,23	Estratificado Suave
0+003	Codo del Bajante: Corrección con Concha	65,20	1,86	0,22	Estratificado Suave
0+005	Codo enterrado de 45°	96,38	1,26	2,06	Burbuja
0+027	Codo enterrado de 45°	94,18	1,29	1,29	Intermitente
0+029	Codo tubería aérea	94,08	1,29	1,29	Intermitente
0+070	Punto de Curva: Sobre el suelo	93,89	1,29	1,29	Intermitente
0+097	Tubería aérea : Punto de curva: Sobre el suelo	93,62	1,29	1,29	Intermitente
0+124	Tubería aérea. Punto de curva: Sobre el suelo	93,59	1,29	1,29	Intermitente
0+232	Codo Tubería aérea	93,40	1,30	1,30	Intermitente
0+234	Codo enterrado de 45°	60,53	2,00	0,21	Estratificado suave
0+262	Codo enterrado de 45°	67,45	1,79	0,26	Estratificado suave
0+264	Inicio de Cambio de dirección	95,76	1,26	2,06	Burbuja
0+269	Cambio de dirección	93,24	1,30	1,30	Intermitente
0+270	Codo tubería aérea	95,81	1,26	2,06	Burbuja
0+396	Tubería aérea: Curva	68,26	1,77	0,27	Estratificado Suave
0+438	Tubería aérea hasta pto de curva	93,41	1,30	1,30	Intermitente
0+457	Tubería aérea. Punto sin soporte (bajada). Posible Estancamiento	67,40	1,80	0,26	Estratificado Suave
0+548	Codo: Inicio de cambio de dirección	68,09	1,78	0,26	Estratificado Suave
0+550	Cambio de dirección	93,40	1,30	1,30	Intermitente
0+555	Codo	93,39	1,30	1,30	Intermitente
0+556	Codo	95,94	1,26	2,06	Burbuja
0+558	Codo enterrado de 45°	60,71	1,99	0,21	Estratificado suave
0+578	Codo enterrado de 45°	93,48	1,29	1,29	Intermitente
0+580	Codo	93,37	1,30	1,30	Intermitente
0+583	Múltiple: Porta cupones	64,81	1,87	0,24	Estratificado Suave

Tabla A.7 Parámetros de pozo MS-636

Progresiva	Descripción	Holdup(%)	Velocidad del líquido(pie/s)	Velocidad del gas(pie/s)	Patrón de flujo
0+000	Arbolito: Corrección con concha en Bajante.	65,75	0,57	1,20	-
0+003	Codo enterrado 45°	65,66	0,57	1,20	Intermitente
0+060	Codo enterrado 45°	53,54	0,70	0,88	Estratificado Suave
0+062	Codo aéreo fin pase de carretera	61,98	0,60	1,08	Burbuja
0+106	Pto tramo tub	55,99	0,67	0,93	Intermitente
0+258	Codo tub aerea	56,43	0,66	0,98	Intermitente
0+260	Codo enterrado 45°	60,42	0,62	1,07	Burbuja
0+285	Codo enterrado 45°	57,91	0,65	1,00	Estratificado Suave
0+287	Codo aereo fin pase de carretera	60,26	0,62	1,07	Burbuja
0+374	Codo	56,84	0,66	1,02	Intermitente
0+376	Codo enterrado 45°	58,88	0,64	1,06	Burbuja
0+563	Codo enterrado 45°	57,19	0,65	1,00	Estratificado Suave
0+565	Codo fin tramo enterrado	59,69	0,63	1,06	Burbuja
0+615	Tub no soportada	51,30	0,73	0,87	Estratificado Suave
0+683	Tub soportada subida	56,28	0,66	0,99	Intermitente
0+710	Tubería aérea. Posible estancamiento. Chinchorro	22,55	1,66	0,55	Estratificado Suave
0+722	Tubería aérea Elevación	64,04	0,58	1,21	Intermitente
0+740	Tubería aérea	57,62	0,65	1,04	Intermitente
0+769	Tubería aérea	56,13	0,67	1,01	Intermitente
0+796	codo en tubería aérea	50,32	0,74	0,89	Estratificado Suave
0+798	Codo enterrado 45°	58,70	0,64	1,06	Burbuja
0+816	Codo enterrado 45°	52,26	0,72	0,91	Estratificado Suave
0+818	Codo tub aérea	58,61	0,64	1,06	Burbuja
0+855	Tubería aérea. Elevación	55,03	0,68	0,98	Intermitente
0+909	Punto de Curva	58,79	0,64	1,06	Estratificado Suave
0+970	Pto de curva	54,31	0,69	0,95	Estratificado Suave
1+040	Curva	52,81	0,71	0,91	Estratificado Suave
1+181	Tubería aérea	59,93	0,62	1,06	Estratificado Suave

1+201	Tubería aérea. Posible estancamiento. Chinchorro	47,62	0,79	0,81	Estratificado Suave
1+250	Cambio de dirección	57,47	0,65	0,99	Estratificado Suave
1+253	Codo tubería aérea: Corrección en Fuga con concha	60,09	0,62	1,05	Estratificado Suave
1+282	subida	57,06	0,66	0,99	Intermitente
1+437	codo	52,63	0,71	0,86	Estratificado Suave
1+439	Codo enterrado 45°	62,52	0,60	1,08	Burbuja
1+455	Codo enterrado 45°	30,11	1,24	0,57	Estratificado suave
1+457	Codo tubería aérea	62,62	0,60	1,08	Burbuja
1+748	codo llegando al múltiple	58,82	0,64	0,95	Estratificado Suave
1+799	múltiple	63,33	0,59	1,16	Intermitente

Tabla A.8 Parámetros del pozo LM-411

Progresiva	Descripción	Holdup(%)	Velocidad superficial del líquido(pie/s)	Velocidad superficial del gas(pie/s)	Patrón de flujo
0+000	Arbolito	1,04	25,02	3,20	Estratificado ondulado
0+002	Bajante	1,04	25,02	3,20	Estratificado ondulado
0+003	Codo enterrado	11,02	2,36	3,54	Slug
0+054	Codo enterrado 45°	32,69	0,80	4,73	Intermitente
0+056	Codo tub aérea	77,15	0,34	14,08	Intermitente
0+140	Codo tub aérea	17,36	1,50	3,88	Estratificado ondulado
0+265	Curva cod2-3	19,31	1,35	3,98	Estratificado ondulado
0+337	Codo tub aérea	30,53	0,85	4,67	Intermitente
0+339	Codo enterrado 45°	1,02	25,56	3,28	Estratificado ondulado
0+389	Codo enterrado 45°	18,18	1,43	3,96	Estratificado ondulado
0+391	Codo tub aérea	76,56	0,34	13,97	Intermitente
0+460	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	17,95	1,45	3,99	Estratificado ondulado
0+627	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	25,84	1,01	4,42	Estratificado ondulado
0+629	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	25,79	1,01	4,41	Estratificado ondulado
0+639	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	16,88	1,54	3,94	Estratificado ondulado
0+662	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	17,71	1,47	3,98	Estratificado ondulado
0+762	Codo tub aérea	18,87	1,38	4,03	Estratificado ondulado
0+920	Codo tub aérea	27,54	0,94	4,55	Intermitente
0+922	Codo enterrado 45°	1,00	25,99	3,33	Estratificado ondulado
0+938	Codo enterrado 45°	36,68	0,71	5,24	Intermitente
0+940	Codo tub aérea	75,71	0,34	13,82	Intermitente
1+032	Codo tub aérea	18,33	1,42	4,11	Estratificado ondulado
1+034	Codo enterrado 45°	0,99	26,40	3,39	Estratificado ondulado
1+055	Codo enterrado 45°	32,03	0,81	4,96	Intermitente
1+057	Codo tub aérea	75,19	0,35	13,74	Intermitente
1+108	Múltiple	27,60	0,94	4,73	Intermitente

Tabla A.9 Parámetros del pozo LM-250

Progresiva	Descripción	Holdup(%)	Velocidad del líquido(pie/s)	Velocidad del gas(pie/s)	Patrón de flujo
0+000	Arbolito	1,04	25,02	3,20	Estratificado ondulado
0+002	Bajante	1,04	25,02	3,20	Estratificado ondulado
0+003	Codo enterrado	11,02	2,36	3,54	Slug
0+054	Codo enterrado 45°	32,69	0,80	4,73	Intermitente
0+056	Codo tub aérea	77,15	0,34	14,08	Intermitente
0+140	Codo tub aérea	17,36	1,50	3,88	Estratificado ondulado
0+265	Curva cod2-3	19,31	1,35	3,98	Estratificado ondulado
0+337	Codo tub aérea	30,53	0,85	4,67	Intermitente
0+339	Codo enterrado 45°	1,02	25,56	3,28	Estratificado ondulado
0+389	Codo enterrado 45°	18,18	1,43	3,96	Estratificado ondulado
0+391	Codo tub aérea	76,56	0,34	13,97	Intermitente
0+460	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	17,95	1,45	3,99	Estratificado ondulado
0+627	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	25,84	1,01	4,42	Estratificado ondulado
0+629	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	25,79	1,01	4,41	Estratificado ondulado
0+639	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	16,88	1,54	3,94	Estratificado ondulado
0+662	Corrección de Fuga con camisa apernada. Línea aérea	17,71	1,47	3,98	Estratificado ondulado
0+762	Codo tub aérea	18,87	1,38	4,03	Estratificado ondulado
0+920	Codo tub aérea	27,54	0,94	4,55	Intermitente
0+922	Codo enterrado 45°	1,00	25,99	3,33	Estratificado ondulado
0+938	Codo enterrado 45°	36,68	0,71	5,24	Intermitente
0+940	Codo tub aérea	75,71	0,34	13,82	Intermitente
1+032	Codo tub aérea	18,33	1,42	4,11	Estratificado ondulado
1+034	Codo enterrado 45°	0,99	26,40	3,39	Estratificado ondulado
1+055	Codo enterrado 45°	32,03	0,81	4,96	Intermitente
1+057	Codo tub aérea	75,19	0,35	13,74	Intermitente
1+108	Múltiple	27,60	0,94	4,73	Intermitente

Tabla A.10 Parámetros del pozo LM-416

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000	Rotaflex	54,49	0,1286	0,1235	
0+047	codo enterrado 45°	54,55	0,1285	0,1226	Estratificado suave
0+049	Codo tub aérea	93,59	0,0749	0,8749	Burbuja
0+087	Codo tub aérea	49,73	0,141	0,1108	Estratificado suave
0+306	Codo tub aérea	67,77	0,1034	0,1726	Estratificado suave
0+310	Corrección con camisa apernada	92,40	0,0759	0,7338	Intermitente
0+312	codo enterrado 45°:Pase de Carretera	93,68	0,0748	0,8748	Burbuja
0+332	codo enterrado 45°:Pase de Carretera	92,40	0,0759	0,7288	Intermitente
0+334	Codo tub aerea	93,63	0,0749	0,8749	Burbuja
0+559	Codo tub aerea	92,40	0,0759	0,7483	Intermitente
0+561	codo enterrado 45°:Pase de Carretera	93,54	0,0749	0,8749	Burbuja
0+579	codo enterrado 45°:Pase de Carretera	49,63	0,1413	0,1117	Estratificado suave
0+581	Codo tub aerea	93,53	0,075	0,875	Burbuja
0+754	Codo tub aerea	92,40	0,0759	0,7478	Intermitente
0+756	codo enterrado 45°	93,55	0,0749	0,8749	Burbuja
0+786	codo enterrado 45°	92,40	0,0759	0,7431	Intermitente
0+788	Codo tub aerea	93,50	0,075	0,875	Burbuja
1+059	tubería aérea. Posible formación de Deposito.Estancamiento	66,51	0,1054	0,1687	Estratificado suave
1+477	tubería aérea.	92,40	0,0758	0,7862	Intermitente
2+010	tubería aérea.	92,40	0,0758	0,8296	Intermitente
2+135	tubería aérea. Posible formación de Deposito.Estancamiento	63,85	0,1097	0,173	Estratificado suave
2+257	tubería aérea.	92,40	0,0758	0,831	Intermitente
2+354	Codo	92,40	0,0758	0,8415	Intermitente
2+356	codo enterrado 45°:Pase de Carretera	92,74	0,0755	0,8755	Burbuja
2+374	codo enterrado 45°:Pase de Carretera	55,35	0,1266	0,1418	Estratificado suave
2+376	Codo tub aerea	92,72	0,0756	0,8756	Burbuja
2+508	Codo tub aerea	61,93	0,1131	0,1655	Estratificado suave
2+510	codo enterrado 45°:Pase de Carretera	92,85	0,0755	0,8755	Burbuja
2+550	codo enterrado 45°:Pase de Carretera	92,40	0,0758	0,8321	Intermitente
2+552	Codo tub aerea	92,73	0,0755	0,8755	Burbuja
2+848	Multiple	92,40	0,0758	0,8607	Intermitente

Tabla A.11 Parámetros del pozo MS-626

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000	Arbolito	0,48	5,1438	0,6831	
0+003	Codo enterrado DE 45°: Tramo enterrado	0,48	5,1433	0,6831	Estratificado suave
0+107	Codo enterrado DE 45°: Tramo	17,64	0,1409	0,8255	Estratificado

	enterrado				suave
0+109	Codo 90° tub aerea:Corrección de Fuga	72,82	0,0341	2,5233	Slug
0+285	Tubería aérea: Elevación. Punto para analizar	15,38	0,1617	0,8072	Estratificado suave
0+812	Codo tubería aérea	16,60	0,1497	0,8139	Estratificado suave
0+814	Codo enterrado DE 45°: Pase de Carretera	0,48	5,1356	0,682	Slug
0+833	Codo enterrado DE 45°: Pase de Carretera	27,71	0,0897	0,9404	T/D INTERMITTENT
0+835	Codo tubería aérea	72,83	0,0341	2,5235	ORK SLUG
1+013	tubería aérea tirada en el suelo(No soportes)	16,41	0,1514	0,8189	Estratificado suave
1+165	tubería aérea. Punto para analizar.Posible Estancamiento	12,81	0,194	0,7793	Estratificado suave
1+282	Tubería aérea . Elevación	34,13	0,0728	1,0675	Intermitente
1+667	Tubería aérea. Punto a analizar.Posible estancamiento	16,71	0,1488	0,8424	Estratificado suave
1+683	múltiple	29,34	0,0847	0,9953	Intermitente

Tabla A.12 Parámetros del pozo LM-427

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000	Arbolito	18,62	1,01	5,56	ORK SLUG
0+002	codoenterradomenos1,2	18,63	1,01	5,54	ORK SLUG
0+063	codoenterradomenos1,2	13,62	1,38	5,23	Estratificado suave
0+066	codoaerea:Corrección con concha	60,98	0,31	11,80	Intermitente
0+069	cambioseccio4-6	0,54	35,01	4,63	Estratificado suave
0+141	comienzacurvaereo	12,66	1,48	5,28	Estratificado suave
0+161	siguecurva	33,80	0,56	7,07	Intermitente
0+169	curva	36,66	0,51	7,45	Intermitente
0+178	findecurva	8,28	2,27	5,15	Estratificado suave
0+206	iniciodecurva	21,00	0,89	6,00	Intermitente
0+220	curvasoportaadatuberia	8,20	2,29	5,15	Estratificado suave
0+250	findecurva	22,28	0,84	6,12	Intermitente
0+287	codoporpasedecarretera	18,96	0,99	5,88	Intermitente
0+289	codo enterrado 45°	0,52	36,16	4,79	Estratificado suave
0+301	codo enterrado 45°	9,60	1,96	5,27	Estratificado suave
0+304	codoporpasecarretera	52,80	0,36	10,19	Intermitente
0+390	tuberiaaereasoportadacondurmiente	12,96	1,45	5,55	Estratificado suave
0+454	tuberiaerecurva	17,99	1,04	5,90	Intermitente
0+514	tuberiaaerea	12,95	1,45	5,58	Estratificado suave
0+572	tuberiaaerecurva	20,42	0,92	6,14	Intermitente
0+599	tuberiaaerecurva	10,25	1,83	5,44	Estratificado suave
0+629	tuberiaaerecurva	24,60	0,76	6,53	Intermitente
0+653	codoportramoenterrado	19,69	0,95	6,15	Intermitente
0+655	codo enterrado 45°	0,50	37,42	4,96	Estratificado suave

0+667	codo enterrado 45°	8,24	2,28	5,38	Estratificado suave
0+670	codotubaarea	51,83	0,36	10,34	Intermitente
0+790	tubaarea	18,97	0,99	6,21	Intermitente
0+842	tubaarea	20,12	0,93	6,34	Intermitente
0+935	tubaarea	12,67	1,48	5,83	Estratificado suave
0+979	tubaarea	9,06	2,07	5,58	Estratificado suave
1+134	codoportramoenterrado	17,71	1,06	6,22	Intermitente
1+141	codoportramoenterrado	0,48	38,76	5,15	Estratificado suave
1+160	paseenterradodondeestaelpor codo inicitubentcodo:Corrección en Codo	45,70	0,41	9,91	Intermitente
1+203		19,51	0,96	6,73	Intermitente
1+346	ptotubaarea	12,03	1,56	6,20	Estratificado suave
1+368	ptotubaarea	29,81	0,63	7,90	Intermitente
1+392	ptotubaarea	19,54	0,96	6,91	Intermitente
1+408	ptotubaarea	9,12	2,06	6,12	Estratificado suave
1+433	ptotubaarea	9,87	1,90	6,16	Estratificado suave
1+468	ptotubaarea	21,80	0,86	7,17	Intermitente
1+509	ptotubaarea	10,69	1,76	6,28	Estratificado suave
1+526	ptotubaarea	18,56	1,01	6,90	Intermitente
1+547	ptotubaarea	8,16	2,30	6,11	Estratificado suave
1+571	ptotubaarea	22,66	0,83	7,31	Intermitente
1+607	ptotubaarea	2,41	7,79	5,79	Estratificado suave
1+624	ptotubaarea	44,01	0,43	10,60	Intermitente
1+641	ptotubaarea	5,97	3,14	6,31	Estratificado suave
1+722	ptotubaarea	22,47	0,84	7,88	Intermitente
1+744	ptotubaarea	6,21	3,02	6,50	Estratificado suave
1+871	ptotubaarea	15,34	1,22	7,26	Intermitente
1+894	ptotubaarea	16,87	1,11	7,41	Intermitente
1+935	tubaarea6plgcomienzatramoenterra	9,07	2,07	6,76	Estratificado suave
1+944	múltiple	41,04	0,46	10,68	Intermitente

Tabla A.13 Parámetros del pozo GS-293

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000	Arbolito	14,81	4,29	0,59	Estratificado suave
0+003	Codo enterrado 45°	14,84	4,29	0,59	Estratificado suave
0+078	Codo enterrado 45°	54,91	1,16	1,12	Estratificado suave
0+080	Codo Tubería aérea	55,71	1,14	1,14	Burbuja
0+224	Tubería aérea hasta pto de curva	55,87	1,14	1,15	Estratificado suave
0+387	Tubería aérea desde curva hasta que comienza tramo enterrado	78,09	0,81	2,38	Intermitente

0+389	Codo enterrado 45°	55,06	1,16	1,16	ORK SLUG
0+418	Codo enterrado 45°	75,16	0,85	2,09	Intermitente
0+420	Tubería aérea	54,94	1,16	1,16	ORK SLUG
0+618	Tubería aérea hasta pto de curva	55,10	1,15	1,16	Estratificado suave
0+716	Tubería aérea desde Pto de curva hasta un codo(Ojo hay tramo enterrado mas adelante)	77,89	0,82	2,40	Intermitente
0+718		54,59	1,17	1,17	SLUG
0+738		55,03	1,16	1,18	Estratificado suave
0+740		54,48	1,17	1,17	SLUG
0+949	Tubería aérea hasta un pto de curva	54,63	1,16	1,17	Estratificado suave
1+257	Tubería aérea hasta un pto de curva	54,57	1,17	1,16	Estratificado suave
1+365	Tubería aérea hasta codo	52,67	1,21	1,11	Estratificado suave
1+367	Codo enterrado 45°	54,95	1,16	1,16	SLUG
1+384	Codo enterrado 45°	80,88	0,79	2,74	Intermitente
1+386	Tubería aérea	54,69	1,16	1,16	SLUG
1+594	Tubería aérea desde codo pto de curva	53,44	1,19	1,12	Estratificado suave
1+920	Tubería aérea hasta un codo	54,99	1,16	1,15	Estratificado suave
1+922	Codo enterrado 45°	55,16	1,15	1,15	Burbuja
1+938	Codo enterrado 45°	44,67	1,42	0,93	Estratificado suave
1+940	Tubería aérea	55,17	1,15	1,15	Burbuja
2+120	Tubería aérea hasta codo	54,84	1,16	1,14	Estratificado suave
2+136	Tubería enterrada hasta codo	81,54	0,78	2,83	Intermitente

Tabla A.14 Parámetros del pozo LG-250

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000	Arbolito	37,43	4,8854	0,8775	Estratificado suave
0+003	Codo enterrado	37,51	4,8743	0,8748	Estratificado suave
0+069	Codo enterrado	76,91	2,3773	2,3773	Intermitente
0+071	Codo tub aerea	76,76	2,3819	2,3819	Intermitente
0+248	Pto tubería	76,13	2,4018	2,4018	Intermitente
0+250	Codo enterrado	35,49	5,1524	0,8854	T/D STRAT. WAVY
0+333	Codo enterrado	75,94	2,4076	2,4076	Intermitente
0+335	Codo tub aerea	75,78	2,4126	2,4126	Intermitente
0+339	Codo tub aerea	44,36	4,1217	1,0479	Estratificado suave
0+422	Bajada 1	51,24	3,568	1,194	Estratificado suave
0+438	subida 1	46,78	3,9085	1,0858	Estratificado suave
0+708	Codo tub aerea	75,56	2,4199	2,4199	Intermitente
0+712	Codo tub aerea	42,82	4,2698	1,0313	Estratificado suave
0+830	Codo tub aerea	51,67	3,5387	1,2278	Intermitente
0+832	Codo enterrado	34,80	5,2541	0,9067	Estratificado Ondulado

0+874	Codo enterrado	51,06	3,5809	1,2068	Estratificado suave
0+876	Codo tub aerea	75,43	2,4241	2,4241	Intermitente
1+021	Codo tub aerea	75,06	2,4359	2,4359	Intermitente
1+023	Codo enterrado	34,33	5,3265	0,9216	Estratificado Ondulado
1+052	Codo enterrado	51,15	3,5744	1,2398	Estratificado suave
1+054	Codo tub aerea	74,96	2,4393	2,4393	Intermitente
1+186	Pto tubería	74,33	2,4599	2,4599	Intermitente
1+334	Codo tub aerea	74,06	2,4687	2,4687	Intermitente
1+342	Multiple	73,85	2,4759	2,4759	Intermitente

Tabla A.15 Parámetros del pozo GS-190

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000	Arbolito	0,31	56,59	7,60	Estratificado Suave
0+003	Codo enterrado	0,31	56,60	7,60	Estratificado Suave
0+413	Codo enterrado	8,65	2,04	8,84	Estratificado Suave
0+415	Multiple	17,84	0,99	9,87	SLUG

Tabla A.16 Parámetros del pozo GS-300

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000	Arbolito	3,27	7,97	0,86	
0+002	Bajante	3,27	7,97	0,86	Estratificado Suave
0+003	Codo enterrado 45	23,95	1,09	1,09	SLUG
0+059	Codo enterrado 45	39,06	0,67	1,36	Estratificado Suave
0+061	codotub4	87,74	0,30	6,77	Intermitente
0+064	codotub4	54,54	0,48	1,83	Intermitente
0+066	codoenterrado	17,59	1,48	1,01	Estratificado Suave
0+084	codoenterrado	61,86	0,42	2,19	Intermitente
0+086	Codotubaereasalidadepasedcarrete	28,25	0,92	1,16	Estratificado Suave
0+145	codotubaere45grad0	35,92	0,73	1,30	Estratificado Suave
0+181	codotubaerporpasedecarretera	68,78	0,38	2,72	Intermitente
0+184	codotubenterrada	3,22	8,09	0,88	Estratificado Suave
0+211	codotubenterrada	58,76	0,44	2,07	Intermitente
0+213	codotubaer4aporpasecarretera	87,92	0,30	7,10	Intermitente
0+326	codotubaerportramoenterrado	35,97	0,72	1,33	Estratificado Suave
0+328	codotubaenterrada	3,20	8,14	0,88	Estratificado Ondulado
0+339	codotubaenterrada	53,64	0,49	1,84	Intermitente
0+342	codotubaerea	87,71	0,30	7,00	Intermitente
0+379	tubaerea	18,73	1,39	1,05	Estratificado Suave
0+392	tubaerea	55,57	0,47	1,93	Intermitente
0+442	codotubaereatramoent	53,61	0,49	1,85	Intermitente

0+444	codoenterrado	3,19	8,16	0,89	Estratificado Ondulado
0+472	codoenterrado45	56,57	0,46	1,98	Intermitente
0+476	codotubaerea	80,14	0,33	4,35	Intermitente
0+527	tubaerea	56,11	0,46	1,98	Intermitente
0+556	codo45tubaerea	29,88	0,87	1,24	Estratificado Suave
0+661	codotubaereaporpasecarretera	52,93	0,49	1,85	Intermitente
0+663	codenterrado	3,16	8,25	0,90	Estratificado Ondulado
0+705	Codo enterrado 45	55,73	0,47	1,97	Intermitente
0+707	múltiple	87,83	0,30	7,23	Intermitente

Tabla A.17 Parámetros del pozo LM-228

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000		33,49	4,18	4,18	SLUG
0+001		33,54	4,18	4,18	SLUG
0+043		30,52	4,59	4,00	Estratificado Suave
0+044		33,48	4,19	4,19	SLUG
0+071		39,24	1,55	1,99	Estratificado Suave
0+072		33,60	1,82	1,82	SLUG
0+100		54,80	1,11	2,67	Intermitente
0+101		33,53	1,82	1,82	SLUG
0+194		60,52	1,01	3,13	Intermitente
0+463		39,05	1,56	2,02	Estratificado Suave
0+464		33,19	1,84	1,84	SLUG
0+498		23,75	2,57	1,60	
0+499		33,29	1,83	1,83	

Tabla A.18 Parámetros del pozo LG-437

Progresiva	Descripción	Hold-up	Velocidad del Líquido(ft/s)	Velocidad del Gas(Ft/s)	Patrón de Flujo
0+000	Arbolito	15,97	1,15	1,65	SLUG
0+001	Codo enterrado de 45°: Tubería enterrada	15,97	1,15	1,65	SLUG
0+139	Codo enterrado de 45°: Tubería enterrada	39,16	0,47	2,32	Intermitente
0+141	Codo tubería aérea va hacia un pase de carretera	15,91	1,16	1,68	SLUG
0+145	Tubería aérea	35,65	0,52	2,19	Estratificado Suave
0+159	Codo enterrado de 45°:Pase de carretera	48,80	0,38	2,78	Intermitente
0+161	Múltiple	15,87	1,16	1,69	SLUG