

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTUDIO INTEGRAL DE CORROSIÓN EN LOS POZOS PETROLEROS INTERVENIDOS EN LA CAMPAÑA 2007-2008 EN EL CAMPO URACOA, EMPRESA MIXTA PETRODELTA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Urbáez R., Carlos Ramón  
para optar al Título de  
Ingeniero Químico

Caracas, 2009

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTUDIO INTEGRAL DE CORROSIÓN EN LOS POZOS PETROLEROS INTERVENIDOS EN LA CAMPAÑA 2007-2008 EN EL CAMPO URACOA, EMPRESA MIXTA PETRODELTA**

Tutor académico: Prof. Francisco Yáñez.

Tutor industrial: Ing. Francisco González.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Urbáez R., Carlos Ramón  
para optar al Título de  
Ingeniero Químico

Caracas, 2009

Caracas, Mayo de 2009

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Carlos Urbáez, titulado:

**“Estudio integral de corrosión en los pozos petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa, empresa mixta PetroDelta”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Químico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Maribel Suarez  
Jurado

Prof. Trino Romero  
Jurado

Ing. Francisco González  
Tutor Industrial

Prof. Francisco Yáñez  
Tutor Académico

*A Dios*  
*A mis padres*  
*A mi querida UCV*

**Urbáez R, Carlos R.**

**ESTUDIO INTEGRAL DE CORROSIÓN EN LOS POZOS PETROLEROS  
INTERVENIDOS EN LA CAMPAÑA 2007-2008 EN EL CAMPO URACOA, EMPRESA  
MIXTA PETRODELTA.**

**Tutor Académico: Ing. MSc. Francisco Yánez. Tutor Industrial: Ing. Francisco González.  
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. 2009, 179  
págs.**

**Palabras Clave:** Corrosión, Velocidad de corrosión, Agentes Corrosivos.

**Resumen:** La finalidad del presente trabajo es realizar un estudio integral de corrosión en los pozos petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa, esto es motivado a que la corrosión como es bien conocida, es la principal falla en la industria del petróleo y gas a nivel mundial con un 33% de los daños ocasionados. Además de ser la causa de generar gastos innecesarios asociados a las labores de mantenimiento, reparación o reemplazo de las instalaciones. También puede ocasionar grandes costos por daños a la propiedad pública, al ambiente y/o riesgo para la seguridad pública.

Al sur del estado Monagas se encuentra el campo Uracoa, perteneciente a la empresa mixta PetroDelta. Donde en la campaña 2007-2008 se intervinieron 21 pozos petroleros, de los cuales un alto porcentaje presentó problemas de corrosión a nivel de sus completaciones.

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 los pozos de todas las variables que pudieran tener influencia en el fenómeno de la corrosión. Además de establecer la frecuencia de fallas de cada uno de los pozos. También se determinó la composición química del fluido y las condiciones de operación de cada pozo.

Luego de tener toda esta información se procedió a realizar un análisis exhaustivo de cada pozo interrelacionado todas las variables y de esta manera, determinar cual de ellas tuvo mayor influencia en el proceso corrosivo, en los casos donde los hubo. Posteriormente se realizó un análisis de todos los pozos intervenidos como si fueran una población.

Después de realizar los análisis pertinentes se puede decir que un 77% de los pozos intervenidos presentaron daños por corrosión, de los cuales un 81% de los daños se presume que tuvo alta influencia la actividad bacteriana. Confirmando lo dicho antes un 87% de los pozos que presentaron daños por corrosión, estos fueron en zonas localizadas.

También se determinó que el troncal 1 del campo Uracoa es de criticidad media, todo lo contrario al troncal 8 y 9 que presentaron numerosos problemas de corrosión. El troncal 4 es caracterizado por generar H<sub>2</sub>S.

Por último se puede decir que todos los inhibidores de corrosión usados en el campo Uracoa, tienen un índice de corrosividad en presencia de acero al carbono.

## ÍNDICE GENERAL

|                                                        |           |
|--------------------------------------------------------|-----------|
| <b>CAPÍTULO I FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....</b> | <b>14</b> |
| 1.1. Planteamiento del Problema.....                   | 14        |
| 1.2. Objetivos .....                                   | 14        |
| 1.2.1. General .....                                   | 14        |
| 1.2.2. Específicos .....                               | 15        |
| <b>CAPÍTULO II FUNDAMENTOS TEÓRICOS .....</b>          | <b>16</b> |
| 2.1. Corrosión.....                                    | 16        |
| 2.2. Mecanismo de Corrosión .....                      | 16        |
| 2.2.1. Corrosión Química .....                         | 16        |
| 2.2.2. Corrosión Electroquímica .....                  | 16        |
| 2.3. Factores que Influyen en la Corrosión .....       | 19        |
| 2.3.1. pH de la Solución .....                         | 19        |
| 2.3.2. Velocidad de Flujo .....                        | 20        |
| 2.3.3. Temperatura .....                               | 21        |
| 2.4. Formas de la Corrosión .....                      | 21        |
| 2.4.1. Corrosión Uniforme. ....                        | 21        |
| 2.4.2 Corrosión Localizada .....                       | 22        |
| 2.5. Tipos de Corrosión por Efecto del Crudo .....     | 23        |
| 2.5.1. Corrosión por Erosión .....                     | 23        |
| 2.5.1.1. Descripción del Daño .....                    | 23        |
| 2.5.1.2. Materiales Afectados.....                     | 24        |
| 2.5.1.3. Factores Críticos.....                        | 24        |
| 2.5.1.4. Aspecto o Morfología del Daño.....            | 25        |
| 2.5.1.5. Prevención/Mitigación .....                   | 25        |

|                                                                                                        |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.5.1.6. Inspección y Supervisión .....                                                                | 25 |
| 2.5.2. Corrosión Microbiológica Inducida (MIC).....                                                    | 26 |
| 2.5.2.1. Descripción del Daño.....                                                                     | 26 |
| 2.5.2.2. Materiales Afectados.....                                                                     | 26 |
| 2.5.2.3. Factores Críticos.....                                                                        | 26 |
| 2.5.2.4. Aspecto o Morfología del Daño.....                                                            | 27 |
| 2.5.2.5. Prevención/Mitigación .....                                                                   | 27 |
| 2.5.2.6. Inspección y Supervisión .....                                                                | 27 |
| 2.5.3. Corrosión por CO <sub>2</sub> .....                                                             | 28 |
| 2.5.4 Corrosión por H <sub>2</sub> S .....                                                             | 30 |
| 2.5.5. Corrosión por CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S .....                                          | 31 |
| 2.6. Métodos para Calcular la Velocidad de Corrosión .....                                             | 32 |
| 2.6.1. Uso de Cupones .....                                                                            | 32 |
| 2.6.1.1. Ubicación de los Cupones.....                                                                 | 33 |
| 2.6.1.2. Cupones Convencionales de Pérdida de Peso.....                                                | 33 |
| 2.6.1.3. Interpretación Mejorada de los Cupones de Perdida de Peso .....                               | 34 |
| 2.6.2. Medición de Espesores.....                                                                      | 37 |
| 2.6.2.1. Imprecisión en la Medición de Espesores a través de Capas de<br>Pintura o Revestimiento ..... | 38 |
| 2.7 Inhibidores de corrosión.....                                                                      | 39 |
| 2.7.1 Clasificación de los inhibidores .....                                                           | 39 |
| 2.7.2 Modos de aplicación .....                                                                        | 40 |
| 2.8 Métodos de producción de los pozos petroleros.....                                                 | 40 |
| 2.8.1 Método de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible<br>(BES).....                    | 42 |
| 2.8.2 Levantamiento Artificial por Gas.....                                                            | 44 |

|                                                                                                            |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.8.2.1 Tipos de Levantamiento Artificial por Gas.....                                                     | 45        |
| 2.8.2.2 Tipos de Instalaciones para un Sistema de Levantamiento Artificial por Gas. ....                   | 45        |
| 2.8.2.3 Componentes del Equipo Utilizado para el Levantamiento Artificial por Gas.....                     | 45        |
| 2.8.2.4 Ventajas del Método de Levantamiento Artificial por Gas: .....                                     | 46        |
| 2.8.2.5 Desventaja del Método de Levantamiento Artificial por Gas:.....                                    | 46        |
| 2.8.2.6 Parámetros de Aplicación del Método de Levantamiento Artificial por Gas: .....                     | 47        |
| 2.9 Predict 5.0 .....                                                                                      | 47        |
| 2.9.1 Aspectos más Importantes .....                                                                       | 47        |
| 2.9.2 Características y Ventajas: .....                                                                    | 48        |
| 2.9.3 Mejoras de la Tecnología y del Modelo.....                                                           | 48        |
| <b>CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO.....</b>                                                                | <b>50</b> |
| 3.1. Procedimiento para Determinar la Presencia de H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> .....                | 51        |
| 3.2. Procedimiento para Determinar la Cantidad de Partículas Sólidas, Corte de Agua y Corte de Crudo ..... | 52        |
| 3.3. Determinación de la Concentración del Ión Hierro .....                                                | 52        |
| 3.3.1. Procedimiento para Medir la Concentración de Hierro Usando el Método Hach.....                      | 53        |
| 3.4. Procedimiento de Dilución Seriada de Bacterias .....                                                  | 53        |
| 3.5. Inspección Visual .....                                                                               | 54        |
| 3.6. Cálculo de la velocidad de corrosión. ....                                                            | 54        |
| 3.6.1 Cálculo de la velocidad de corrosión real. ....                                                      | 55        |
| 3.6.1.1 Uso de Cupones .....                                                                               | 55        |
| 3.6.1.2. Medición de Espesores.....                                                                        | 55        |

|                                                                                                  |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.6.2 Cálculo de la velocidad de corrosión teórica. ....                                         | 57        |
| <b>CAPITULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>                                                   | <b>58</b> |
| 4.1 Condiciones de Operación de los Pozos. ....                                                  | 58        |
| 4.2 Frecuencia de Fallas de los Pozos.....                                                       | 59        |
| 4.3 Composición Química del Fluido de cada pozo. ....                                            | 59        |
| 4.4 Agentes Corrosivos Presentes en Cada Pozo. ....                                              | 60        |
| 4.5 Análisis Integral de los Pozos Intervenidos en la Campaña 2007-2008 en el campo Uracoa. .... | 61        |
| 4.5.1 Análisis del pozo UM-30. ....                                                              | 61        |
| 4.5.2 Análisis del pozo UM-31. ....                                                              | 64        |
| 4.5.3 Análisis del pozo UM-32. ....                                                              | 67        |
| 4.5.4 Análisis del pozo UM-61 ....                                                               | 70        |
| 4.5.5 Análisis del pozo UM-71. ....                                                              | 73        |
| 4.5.6 Análisis del pozo UM-76. ....                                                              | 76        |
| 4.5.7 Análisis del pozo UM-82. ....                                                              | 80        |
| 4.5.8 Análisis del pozo UM-83. ....                                                              | 83        |
| 4.5.9 Análisis del pozo UM-88. ....                                                              | 86        |
| 4.5.10 Análisis del pozo UM-93. ....                                                             | 89        |
| 4.5.11 Análisis del pozo UM-94. ....                                                             | 92        |
| 4.5.12 Análisis del pozo UM-98. ....                                                             | 95        |
| 4.5.13 Análisis del pozo UM-132 ....                                                             | 98        |
| 4.5.14 Análisis del pozo UM-138. ....                                                            | 103       |
| 4.5.15 Análisis del pozo UM-141. ....                                                            | 106       |
| 4.5.16 Análisis del pozo UM-153. ....                                                            | 109       |
| 4.5.17 Análisis del pozo UM-155. ....                                                            | 112       |

|                                                     |                                      |
|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|
| 4.5.18 Análisis del pozo UM-156. ....               | 116                                  |
| 4.5.19 Análisis del pozo UM-157. ....               | 120                                  |
| 4.5.20 Análisis del pozo UM-158. ....               | 123                                  |
| 4.5.21 Análisis del pozo UM-159. ....               | 127                                  |
| 4.6 Análisis General de la Población de Pozos. .... | 132                                  |
| <b>CONCLUSIONES.....</b>                            | <b>138</b>                           |
| <b>RECOMENDACIONES.....</b>                         | <b>140</b>                           |
| <b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>                            | <b>141</b>                           |
| <b>APÉNDICE.....</b>                                | <b>¡Error! Marcador no definido.</b> |

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

|                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gráfico N° 1 Concentración de hierro en función del tiempo.....                   | 62 |
| Gráfico N° 2 Velocidad de corrosión en función del tiempo .....                   | 63 |
| Gráfico N° 3 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. .... | 63 |
| Gráfico N° 4 Concentración de hierro en función del tiempo.....                   | 65 |
| Gráfico N° 5 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                       | 65 |
| Gráfico N° 6 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                   | 66 |
| Gráfico N° 7 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. .... | 66 |
| Gráfico N° 8 Concentración de hierro en función del tiempo.....                   | 68 |
| Gráfico N° 9 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                       | 68 |
| Gráfico N° 10 Velocidad de corrosión en función del tiempo.....                   | 69 |
| Gráfico N° 11 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 69 |
| Gráfico N° 12 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 72 |
| Gráfico N° 13 Velocidad de corrosión en función del tiempo.....                   | 72 |
| Gráfico N° 14 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 73 |
| Gráfico N° 15 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 74 |
| Gráfico N° 16 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                      | 75 |
| Gráfico N° 17 Velocidad de corrosión en función del tiempo.....                   | 75 |
| Gráfico N° 18 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 76 |
| Gráfico N° 19 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 78 |
| Gráfico N° 20 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                      | 78 |
| Gráfico N° 21 Velocidad de corrosión en función del tiempo.....                   | 78 |
| Gráfico N° 22 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 79 |
| Gráfico N° 23 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 81 |
| Gráfico N° 24 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                      | 82 |

|                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Gráfico N° 25 Velocidad de corrosión en función del tiempo.....                   | 82  |
| Gráfico N° 26 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 83  |
| Gráfico N° 27 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 84  |
| Gráfico N° 28 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                      | 85  |
| Gráfico N° 29 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                  | 85  |
| Gráfico N° 30 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 86  |
| Gráfico N° 31 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 88  |
| Gráfico N° 32 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                  | 88  |
| Gráfico N° 33 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 89  |
| Gráfico N° 34 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 90  |
| Gráfico N° 35 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                      | 91  |
| Gráfico N° 36 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                  | 91  |
| Gráfico N° 37 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 92  |
| Gráfico N° 38 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 93  |
| Gráfico N° 39 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                      | 94  |
| Gráfico N° 40 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                  | 94  |
| Gráfico N° 41 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 95  |
| Gráfico N° 42 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 97  |
| Gráfico N° 43 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                  | 97  |
| Gráfico N° 44 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. ... | 98  |
| Gráfico N° 45 Caracterización de muestra sólida encontrada en la bomba. ....      | 100 |
| Gráfico N° 46 Concentración de hierro en función del tiempo.....                  | 100 |
| Gráfico N° 47 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                      | 101 |
| Gráfico N° 48 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                  | 101 |
| Gráfico N° 49 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. .   | 102 |

|                                                                                 |     |
|---------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Gráfico N° 50 Concentración de hierro en función del tiempo.....                | 104 |
| Gráfico N° 51 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                    | 104 |
| Gráfico N° 52 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                | 105 |
| Gráfico N° 53 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. . | 105 |
| Gráfico N° 54 Concentración de hierro en función del tiempo.....                | 107 |
| Gráfico N° 55 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                    | 108 |
| Gráfico N° 56 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                | 108 |
| Gráfico N° 57 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. . | 109 |
| Gráfico N° 58 Concentración de hierro en función del tiempo.....                | 110 |
| Gráfico N° 59 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                    | 111 |
| Gráfico N° 60 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                | 111 |
| Gráfico N° 61 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. . | 112 |
| Gráfico N° 62 Concentración de hierro en función del tiempo.....                | 114 |
| Gráfico N° 63 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                    | 114 |
| Gráfico N° 64 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                | 115 |
| Gráfico N° 65 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. . | 115 |
| Gráfico N° 66 Concentración de hierro en función del tiempo.....                | 118 |
| Gráfico N° 67 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                    | 118 |
| Gráfico N° 68 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                | 119 |
| Gráfico N° 69 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. . | 119 |
| Gráfico N° 70 Concentración de hierro en función del tiempo.....                | 121 |
| Gráfico N° 71 Conteo de bacterias en función del tiempo.....                    | 121 |
| Gráfico N° 72 Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                | 122 |
| Gráfico N° 73 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. . | 122 |
| Gráfico N° 74 Concentración de hierro en función del tiempo.....                | 124 |

|               |                                                                                                |     |
|---------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Gráfico N° 75 | Conteo de bacterias en función del tiempo.....                                                 | 125 |
| Gráfico N° 76 | Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                                             | 125 |
| Gráfico N° 77 | Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. .                              | 126 |
| Gráfico N° 78 | Concentración de hierro en función del tiempo.....                                             | 128 |
| Gráfico N° 79 | Conteo de bacterias en función del tiempo.....                                                 | 128 |
| Gráfico N° 80 | Velocidad de corrosión en función del tiempo. ....                                             | 129 |
| Gráfico N° 81 | Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería. .                              | 129 |
| Gráfico N° 82 | Porcentaje de presencia de corrosión en lo pozos Intervenidos...                               | 132 |
| Gráfico N° 83 | Porcentaje de los daños ocasionados en los pozos por los distintos<br>agentes corrosivos. .... | 133 |
| Gráfico N° 84 | Porcentaje de los tipos de corrosión en los pozos Intervenidos...                              | 134 |
| Gráfico N° 85 | Ubicación de los pozos en función de los troncales. ....                                       | 135 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|                                                                               |     |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla N° 1 Interpretación del crecimiento de las BSR.....                     | 54  |
| Tabla N° 2 Condiciones de operación de los pozos Intervenido.....             | 58  |
| Tabla N° 3 Frecuencia de fallas de los pozos.....                             | 59  |
| Tabla N° 4 Composición química del fluido de cada pozo.....                   | 59  |
| Tabla N° 5 Agentes corrosivos presentes en los pozos.....                     | 60  |
| Tabla N° 6 Variables y características de cada pozo.....                      | 131 |
| Tabla N° 7 Velocidad de corrosión generada por los inhibidores de corrosión.. | 136 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                                                                                                               |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura N° 1 Diagrama de equilibrio Potencial – pH, para el sistema Hierro – Agua a 25 °C, considerando las formas de óxidos hidratadas ..                                     | 18 |
| Figura N° 2 Solubilidad del oxígeno en agua, en equilibrio con aire, a diferentes temperaturas ..                                                                             | 19 |
| Figura N° 3 Influencia del pH en la velocidad de corrosión. (a) Hierro. (b) Metales anfóteros (aluminio, zinc). (c) Metales nobles.....                                       | 20 |
| Figura N° 4 Efecto de la velocidad del fluido en la velocidad de corrosión.....                                                                                               | 21 |
| Figura N° 5 Clasificación de la corrosión de acuerdo a su forma.....                                                                                                          | 21 |
| Figura N° 6 Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión en sistemas con presencia de CO <sub>2</sub> . (3.0 MPa CO <sub>2</sub> , 5% NaCl, 96 h, 2,5 m/s). ..... | 29 |
| Figura N° 7 Influencia de la temperatura en la formación de productos de corrosión por CO <sub>2</sub> .....                                                                  | 30 |
| Figura N° 8 Tipos de cupones. ....                                                                                                                                            | 37 |
| Figura N° 9 Diagrama de Bloques de la Metodología del Estudio Integral de Corrosión en los Pozos Petroleros Intervenidos en la Campana 2007-2008 en el Campo Uracoa.....      | 50 |
| Figura N° 10 Manómetro y Termómetro ubicado en la salida del pozo. ....                                                                                                       | 51 |
| Figura N° 11 Procedimiento de entrada y salida de cupón a la línea. ....                                                                                                      | 55 |
| Figura N° 12 Equipo de medición de espesores ultrasónico KrautKramer DMS 2 / 2E. ....                                                                                         | 57 |
| Figura N° 13 Completación del pozo .....                                                                                                                                      | 62 |
| Figura N° 14 Completación del pozo .....                                                                                                                                      | 64 |
| Figura N° 15 Tubería de producción 3-1/2 revestida internamente sin daño.....                                                                                                 | 67 |
| Figura N° 16 Niple perforado, el niple 3 <sup>1/2</sup> EUE que encontraba conectado a la descarga de la bomba .....                                                          | 68 |
| Figura N° 17 Tubos 3-1/2" Revestido.....                                                                                                                                      | 70 |

|                                                         |     |
|---------------------------------------------------------|-----|
| Figura N° 18 NipleX .....                               | 71  |
| Figura N° 19 Pata de mula .....                         | 71  |
| Figura N° 20 Daños internos en la completación.....     | 74  |
| Figura N° 21 Daños Localizados.....                     | 77  |
| Figura N° 22 Estudio del último cupón de corrosión..... | 79  |
| Figura N° 23 Completación del pozo.....                 | 80  |
| Figura N° 24 Tubo # 81 J-55 EUE.....                    | 81  |
| Figura N° 25 Daños en la completación.....              | 84  |
| Figura N° 26 Daños en la completación.....              | 87  |
| Figura N° 27 Presencia de arena .....                   | 87  |
| Figura N° 28 Equipo de completación.....                | 90  |
| Figura N° 29 Equipo de completación.....                | 93  |
| Figura N° 30 Completación del pozo .....                | 96  |
| Figura N° 31 Daños en la completación.....              | 96  |
| Figura N° 32 Equipo de completación.....                | 99  |
| Figura N° 33 Daños en el niple.....                     | 99  |
| Figura N° 34 Cálculo de velocidad de corrosión.....     | 102 |
| Figura N° 35 Completación del pozo.....                 | 103 |
| Figura N° 36 Primera tubería 1-5/16” .....              | 103 |
| Figura N° 37 Completación del pozo.....                 | 106 |
| Figura N° 38 Primera tubería 1-5/16” .....              | 106 |
| Figura N° 39 Daños en la completación.....              | 110 |
| Figura N° 40 Completación del pozo.....                 | 113 |
| Figura N° 41 Colgador .....                             | 113 |
| Figura N° 42 158 tubos 3 ½” externamente .....          | 116 |

|                                                                    |     |
|--------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura N° 43 Mandrill LAG .....                                    | 117 |
| Figura N° 44 Tubería de Producción 3 ½ J55 vista internamente..... | 117 |
| Figura N° 45 Daños en la completación del pozo. ....               | 120 |
| Figura N° 46 Daños en la completación del pozo. ....               | 123 |
| Figura N° 47 Bloque de inyección. ....                             | 124 |
| Figura N° 48 Daños en la completación del pozo. ....               | 127 |

# CAPÍTULO I

## FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

### 1.1. Planteamiento del Problema

La corrosión es uno de los problemas más frecuentes que enfrenta la industria petrolera. De las fallas que ocurren en las operaciones de la industria del gas y del petróleo, la más importante es la corrosión con el 33% de los casos (Kermany, 1995). Si la corrosión no se controla, puede producir costos innecesarios asociados con el mantenimiento, reparación o reemplazo de las instalaciones. También puede resultar en grandes costos por daños a la propiedad pública, al ambiente y/o riesgo para la seguridad pública (Endean, 1989).

En el campo Uracoa perteneciente a la empresa mixta PetroDelta ubicada al sur del estado Monagas, durante la campaña 2007-2008 se intervinieron 21 pozos petroleros de los cuales un alto porcentaje evidenció corrosión tanto externa como interna a nivel de sus completaciones. La campaña 2007-2008 comprende el período de tiempo desde 01/08/2007 hasta el 01/12/2008. En este campo cada pozo tiene condiciones de operación y composiciones del fluido particulares, haciendo que cada caso de corrosión pueda ser generado por variables distintas.

En los pozos petroleros existen variables que originan la corrosión en los pozos petroleros, algunas de estas variables son el H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, bacterias, arena, entre otras. Para atacar el fenómeno de corrosión en un pozo es fundamental, caracterizar los fluidos mediante un análisis fisicoquímico, conocer las condiciones operacionales y las variables con más influencia en el mecanismo de corrosión, ya que con esta información se tomarán medidas para controlar la corrosión.

En el presente Trabajo Especial de Grado se busca estudiar de manera integral la corrosión de cada pozo intervenido en la campaña 2007-2008 del campo Uracoa, determinando las variables con más peso en el mecanismo de corrosión, las condiciones de operación de cada pozo y las velocidades de corrosión, todo esto se realizará a nivel de laboratorio haciendo los análisis y empleando los métodos convenientes para luego concluir cuáles son las medidas adecuadas y necesarias para prevenir y mitigar futuros casos de corrosión en los pozos.

### 1.2. Objetivos

Para realizar este Trabajo Especial de Grado se establecieron los siguientes objetivos.

#### 1.2.1. General

- Realizar un estudio integral de corrosión en los pozos petroleros intervenidos en la Campaña 2007-2008 en el campo Uracoa, Empresa Mixta PetroDelta con el fin de disminuir futuras fallas y a su vez los costos relacionados a las mismas.

### 1.2.2. Específicos

- Establecer la frecuencia de fallas de los pozos intervenidos.
- Determinar las condiciones de operación de los pozos tales como:
  - a) Agentes corrosivos.
  - b) Composición química del fluido.
  - c) Presión.
  - d) Temperatura.
  - e) Velocidad.

Y verificar las especificaciones técnicas de los materiales de los equipos de superficie.

- Identificar los tipos de corrosión presentes en los pozos intervenidos.
- Identificar las variables que causan los diferentes tipos de corrosión y mediante éstas establecer cual de ellas es la más crítica.
- Realizar mediciones de las velocidades de corrosión, mediante el uso de diferentes métodos, como lo son el uso de cupones y la medición de espesores.
- Determinar la concentración del ión de hierro.
- Determinar los mecanismos de fallas de los componentes de las líneas de flujo de los pozos.

## CAPÍTULO II

### FUNDAMENTOS TEÓRICOS

#### 2.1. Corrosión

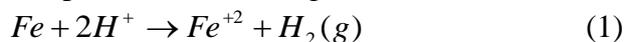
La corrosión es la degradación de los metales y aleaciones por interacciones de tipo químico o electroquímico, con el medio ambiente que los rodea. Mediante dichas interacciones los metales pasan a su forma más estable como los óxidos o sales, liberando cierta cantidad de energía. De esta manera, los metales y las aleaciones pierden parcial o totalmente sus propiedades mecánicas y físicas para lo cual fueron diseñada (Uhlig, 1979).

#### 2.2. Mecanismo de Corrosión

La corrosión de un metal implica su oxidación y ésta puede producirse por diferentes vías, pudiendo destacarse en general dos tipos de corrosión química y electroquímica.

##### 2.2.1. Corrosión Química

La corrosión química se observa durante la acción directa de diferentes sustancias sobre los metales, sin que se produzcan o generen corrientes eléctricas. Puede considerarse corrosión química a la acción directa de un ácido sobre un metal, como ocurre con la producción de la siguiente reacción (Hernández, 2002):



En este caso la oxidación del metal y la reducción del ácido se producen prácticamente en el mismo punto, existiendo un contacto directo entre iones y átomos.

##### 2.2.2. Corrosión Electroquímica

La corrosión electroquímica se establece cuando en una misma superficie metálica ocurre una diferencia de potencial en zonas muy próximas entre si, en donde se establece una migración electrónica desde aquella en que se verifica el potencial de oxidación más elevado, llamado área anódica hacia aquella donde se verifica el potencial de reducción más bajo, llamado área catódica.

Existen cuatro elementos que hacen posible la ocurrencia de la corrosión: ánodo, cátodo, electrolito y contacto metálico (Henthorne, 1971).

- **Ánodos:** Son áreas en el metal donde ocurren reacciones anódicas o reacciones de oxidación. Consiste en la pérdida de electrones de átomos metálicos eléctricamente neutros para producir iones, estos pueden permanecer en la solución o reaccionar para generar productos de corrosión insolubles (Trethewey, 1988). Los ánodos se encuentran presentes en el metal debido a imperfecciones de superficies,

inclusiones o impurezas, concentración de esfuerzos y cambios de ambiente.

- **Cátodos:** Son áreas en el metal donde ocurren reacciones catódicas o reacciones de reducción química, es decir, son aquellos que consumen electrones.
- **Electrolito:** Es toda aquella solución que permite la transferencia de cargas en forma de iones entre el ánodo y el cátodo; por ejemplo, condensación de agua, agua de producción, agua de lluvia, agua de mar, etc.
- **Contacto metálico:** Es el medio por el cual los electrones viajan del ánodo al cátodo. En el caso de un metal, el contacto metálico es el metal mismo.

Termodinámicamente, todos los procesos, inclusive las reacciones químicas, están gobernadas por la energía libre de Gibbs. El cambio de energía libre ( $\Delta G$ ), se puede definir como la fracción de variación total de energía que es capaz de efectuar trabajo a medida que el sistema tiende al equilibrio, a presión y temperatura constantes, dicha variación de energía está representada por la siguiente ecuación: (Zumdahl, 1995)

$$\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S \quad (1)$$

Donde:

$\Delta G$  = Variación de energía libre

$\Delta H$  = Variación de entalpía

$\Delta S$  = Variación de entropía

T = Temperatura absoluta (K)

El criterio empleado para conocer la espontaneidad de una reacción química está definido como:

$\Delta G < 0$  Espontáneo.

$\Delta G > 0$  No espontáneo.

$\Delta G = 0$  En el equilibrio.

Para reacciones electroquímicas, el cambio de energía puede ser calculado mediante la ecuación siguiente (Zumdahl, 1995):

$$\Delta G = -n \cdot F \cdot E \quad (2)$$

Donde:

n = Número de electrones transferidos.

F = 96.490 C/mol e<sup>-</sup>. (Constante de Faraday)

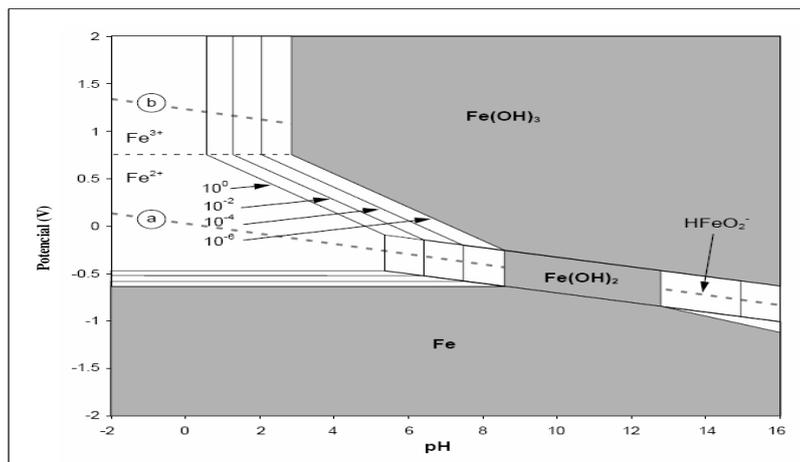
E = Potencial de la celda.

Por otra parte, cuando los electrodos en una celda electroquímica (ánodo y cátodo) se ponen en contacto, los potenciales de los electrodos a circuitos abiertos modifican su potencial de equilibrio (punto en el cual la velocidad de reducción y

oxidación son iguales). La desviación del potencial de equilibrio se denomina polarización. Esta polarización puede ser de dos tipos (Fontana, 1985):

- **Polarización por activación:** Se refiere al proceso electroquímico que está controlado por la secuencia de reacciones que ocurren en la interfase entre la superficie del metal y el electrolito.
- **Polarización por concentración:** Se presenta cuando la difusión de especies, que intervienen en las reacciones electroquímicas, es el factor limitante del proceso corrosivo (Fontana, 1985 y Henthorne, 1971).

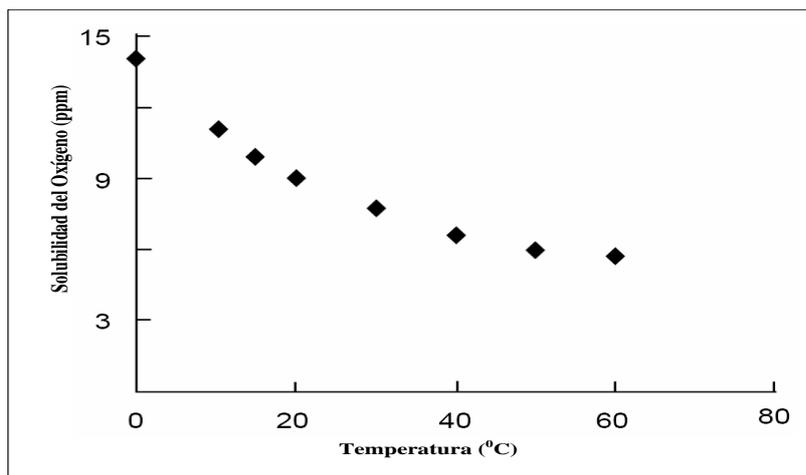
Los datos termodinámicos correspondientes al desempeño de algún metal y especies asociadas en un medio determinado, se representan mediante los diagramas de Pourbaix, donde se grafica el pH del medio con respecto a su potencial en voltios (E vs. pH). En la Figura N° 1, se presenta éste diagrama de equilibrio para el sistema Hierro – Agua, donde se observa la formación de Hidróxidos de Hierro para un amplio rango de pH, y la gran inestabilidad del Hierro sin oxidar (Fe). Las líneas punteadas dentro del gráfico (a y b), representan el rango del potencial de estabilidad del agua (Pierre, 1999).



**Figura N° 1** Diagrama de equilibrio Potencial – pH, para el sistema Hierro – Agua a 25 °C, considerando las formas de óxidos hidratadas (Pierre, 1999).

Por consideraciones cinéticas, la concentración de Oxígeno es un factor determinante en la velocidad de corrosión del metal. Al aumentar la concentración del oxígeno en el medio, habrá un incremento en el potencial, lo que ocasionará una mayor tendencia a la formación de Hidróxido Férrico ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ), el cual se evidencia como un sedimento de coloración roja o marrón (Pierre, 1999).

Sin embargo, es importante considerar el comportamiento de la solubilidad del Oxígeno según la temperatura del medio, ya que ésta última al ir aumentando promueve una disminución en la solubilidad. En la Figura N° 2, se representa esta tendencia (Pierre, 1999).



**Figura N° 2** Solubilidad del oxígeno en agua, en equilibrio con aire, a diferentes temperaturas (Pierre, 1999).

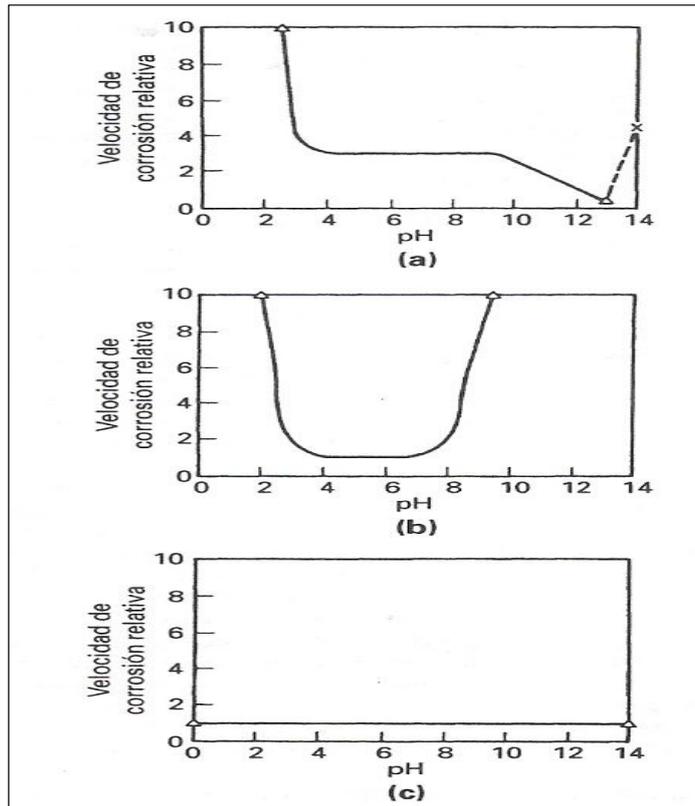
### 2.3. Factores que Influyen en la Corrosión

Existen algunos factores que son preponderantes en el proceso de corrosión, estos se presentan desglosados de la siguiente manera:

#### 2.3.1. pH de la Solución

La velocidad de corrosión de la mayor parte de los metales está afectada por el pH de la solución. La relación existente tiende a seguir uno de los tres patrones generales (Perry, 2007):

- Los metales solubles en ácido, como el hierro, presentan una relación como la que se muestra en la figura 3.a. En el nivel de pH medio (entre 4 y 10), la velocidad de corrosión está controlada por la velocidad de transporte del oxidante (generalmente oxígeno disuelto) a la superficie metálica. A temperaturas muy altas, el hierro aumenta con el incremento de la basicidad, como muestra la línea punteada.
- Los metales anfóteros como el aluminio y el zinc presentan la relación que se muestra en la figura 3.b. Estos metales se disuelven rápidamente en soluciones ácidas o básicas.
- Los metales nobles como el oro y el platino no son afectados significativamente por el pH, como se muestra en la figura 3.c. A continuación se presenta la figura 3, donde se aprecia el comportamiento de la velocidad de corrosión acorde al pH del medio electrolítico.

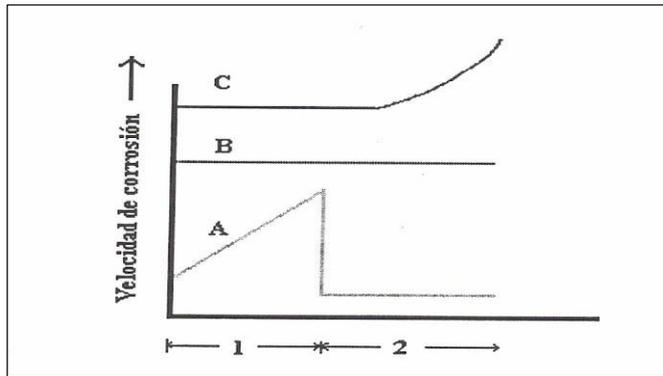


**Figura N° 3** Influencia del pH en la velocidad de corrosión. (a) Hierro. (b) Metales anfóteros (aluminio, zinc). (c) Metales nobles.(Perry, 2007)

### 2.3.2. Velocidad de Flujo

En los procesos de corrosión que son controlados por polarización por activación, la velocidad del fluido no tiene efecto sobre la velocidad de corrosión (figura 4.b), por el contrario, cuando el proceso de corrosión es controlado por polarización por concentración, éste si se ve afectado por la velocidad del fluido, donde al aumentar la velocidad del fluido, también aumenta la velocidad de corrosión para luego descender con la formación de una capa de producto (figura 4.a).

Algunos materiales bajo ciertos medios, forman películas protectoras en la superficie. Existen velocidades del fluido a las cuales estas películas protectoras se deterioran y la velocidad de corrosión incrementa (figura 4.c). La velocidad del fluido que define este punto de incremento en la velocidad de corrosión se le denomina velocidad crítica o velocidad de erosión. Esta velocidad crítica depende de las propiedades del producto de corrosión que forma la película protectora. Cuando se utilizan inhibidores de corrosión, también existe una velocidad crítica por encima de la cual, el inhibidor es removido dejando el metal expuesto al medio corrosivo (Henthorne, 1971).



**Figura N° 4** Efecto de la velocidad del fluido en la velocidad de corrosión (Henthorne, 1971).

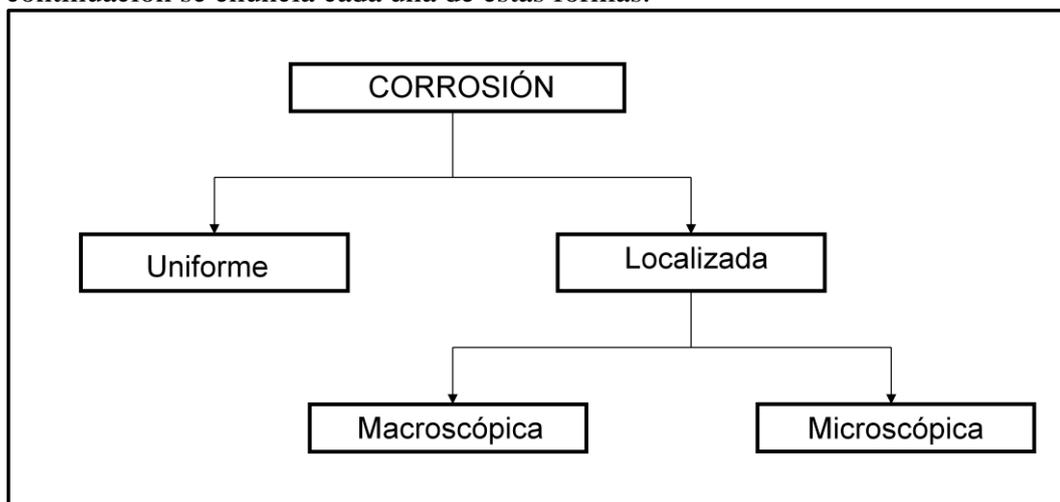
### 2.3.3. Temperatura

La velocidad de corrosión tiende a aumentar conforme se eleva la temperatura. Esta última tiene efectos secundarios mediante su influencia sobre la solubilidad de la sustancia oxidante. La temperatura provoca también efectos específicos cuando ésta causa cambios de fase que introducen una segunda fase corrosiva (Perry, 2007). Más adelante se ampliará su efecto, según el sistema corrosivo a emplear.

### 2.4. Formas de la Corrosión

La clasificación por morfología, uniforme o localizada, es muy útil para una discusión preliminar que en caso de requerirse en forma más completa, necesita del establecimiento de las diferencias entre la corrosión localizada de tipo macroscópico y el ataque microscópico local.

Los diferentes tipos de corrosión se presentan en la Figura N° 5, a continuación se enuncia cada una de estas formas.



**Figura N° 5** Clasificación de la corrosión de acuerdo a su forma.

#### 2.4.1. Corrosión Uniforme.

Es aquella que se produce con el adelgazamiento uniforme del material, producto de la pérdida regular del metal superficial (Textos Científicos, 7/9/2007).

## 2.4.2 Corrosión Localizada

Es aquella donde la pérdida de metal ocurre en áreas discretas o localizadas. Este tipo de corrosión se puede subdividir en (Perry, 2007):

- **Por picadura (Pitting):** Las picaduras son una forma de corrosión que se desarrolla en áreas muy localizadas en la superficie del metal. Esto da como resultado el desarrollo de cavidades o agujeros que van desde profundas cavidades de pequeños diámetros a depresiones pequeñas.
- **En resquicio o fisura:** Este tipo de corrosión ocurre en el interior o al lado de un resquicio formado por el contacto del metal, de otro metal diferente o de un material no metálico.
- **Celda de concentración de oxígeno:** Es una celda electrolítica, en la que la fuerza impulsora que causa la corrosión es la diferencia en el contenido del oxígeno en un punto comparado con otro.
- **Galvánica:** Tiene una alta velocidad de corrosión, y está asociada con el flujo de corriente que ocurre entre metales en contacto, a través de un mismo ambiente.
- **Intergranular:** Se refiere a la corrosión selectiva en los límites de grano de un metal o aleación sin ataque apreciable en los mismos granos o cristales.
- **Corrosión bajo tensión:** La corrosión se puede acelerar debido a los esfuerzos, ya sea el esfuerzo residual interno del metal o algún esfuerzo aplicado desde el exterior.
- **Por metales en solución:** Los metales líquidos también pueden causar fallos por corrosión. Los más dañinos son los metales líquidos que penetran en el metal a lo largo de los límites de grano para causar fallos catastróficos.

- **Erosión:** Es la destrucción de un metal por la acción de la abrasión o la fricción causada por el flujo de líquido o gas.
- **Por choque:** Se presenta cuando el deterioro se acelera por la eliminación mecánica de los productos de corrosión (como los óxidos).
- **Por fatiga:** Es una reducción por corrosión de la capacidad de un metal para soportar esfuerzos cíclicos o repetidos.
- **Cavitación:** Se da por la formación de huecos transitorios o burbujas de vacío en una corriente de líquido que pasa sobre una superficie.
- **Corrosión por rozamiento:** Se produce cuando los metales se deslizan uno sobre otro y causan daños mecánicos en uno de ellos o en ambos elementos.
- **Ataque por hidrógeno:** A temperaturas elevadas y presiones parciales significativas, el hidrógeno penetra en el acero al carbono y reacciona con el carbón del acero para formar metano. La presión generada causa una pérdida en la ductilidad (fragilización por hidrógeno) y la fractura por agrietamiento o ampollamiento en el acero.

## **2.5. Tipos de Corrosión por Efecto del Crudo**

.. Al estudiar la corrosión generada por la presencia del crudo en las tuberías de los pozos petroleros se clasifico de la siguiente manera:

### **2.5.1. Corrosión por Erosión**

#### **2.5.1.1. Descripción del Daño**

- La erosión es el retiro mecánico acelerado del material superficial como resultado del movimiento relativo en medio, o impacto de los sólidos, de los líquidos, del vapor o de cualquier combinación de eso.
- La erosión-corrosión es una descripción para el daño que ocurre cuando la corrosión contribuye a la erosión quitando las películas protectoras o las

escalas, o exponiendo la superficie de metal a la corrosión adicional bajo acción combinada de la erosión y de la corrosión.

### **2.5.1.2. Materiales Afectados**

Todos los metales, aleaciones y materiales refractarios.

### **2.5.1.3. Factores Críticos**

- En la mayoría de los casos, la corrosión desempeña un cierto papel de modo que la erosión pura (designada a veces desgaste abrasivo) sea rara. Es crítico considerar el papel que la corrosión contribuye.
- Las tarifas de la pérdida del metal dependen de la velocidad y la concentración de medio de afectación (es decir, partículas, líquidos, gotitas, mezclas, flujo bifásico), el tamaño y la dureza de partículas de afectación, la dureza y la resistencia a la corrosión del material conforme a la erosión, y el ángulo del impacto.
- Aleaciones más suaves tales como cobre y aleaciones de aluminio que se usan fácilmente de daño mecánico pueden estar conforme a pérdida severa del metal bajo condiciones de la alta velocidad.
- La dureza cada vez mayor del substrato del metal no es siempre un buen indicador de la resistencia mejorada a la erosión, particularmente donde la corrosión desempeña un papel significativo.
- Para cada combinación del ambiente-material, hay a menudo una velocidad del umbral sobre la cual los objetos de afectación pueden producir pérdida del metal. Las velocidades cada vez mayores sobre este umbral dan lugar a un aumento en tarifas de la pérdida del metal.
- El tamaño, la forma, la densidad y la dureza del medio de afectación afecta a la tarifa de la pérdida del metal.
- El aumento de la corrosividad del ambiente puede reducir la estabilidad de películas superficiales protectoras y aumentar la susceptibilidad a la pérdida del metal.

- Los factores que contribuyen a un aumento en la corrosividad del ambiente, tal como temperatura, pH, entre otros, pueden aumentar la susceptibilidad a la pérdida del metal.

#### **2.5.1.4. Aspecto o Morfología del Daño**

- La erosión y la erosión-corrosión son caracterizadas por una pérdida localizada en grueso bajo la forma de hoyos, surcos, regueras, ondas, agujeros redondeados y valles. Estas pérdidas exhiben a menudo un patrón direccional.
- Las fallas pueden ocurrir relativamente en un breve periodo de tiempo

#### **2.5.1.5. Prevención/Mitigación**

- Las mejoras en diseño implican cambios en la selección de la forma, de la geometría y de los materiales. Por ejemplo aumentar el diámetro de la tubería para disminuir la velocidad; aerodinamizar curvas para reducir el choque; aumento del grueso de pared; y usando los baffles reemplazables del choque.
- La erosión-corrosión es atenuada mejor usando aleaciones más resistentes a la corrosión y/o alterando el ambiente de proceso para reducir la corrosividad, por ejemplo, desventilación, inyección condensada o la adición de inhibidores. La resistencia no se mejora generalmente con dureza cada vez mayor del substrato solamente.
- Los intercambiadores de calor utilizan las placas del choque y las virolas del tubo para reducir al mínimo los problemas de la erosión.
- Un molibdeno más alto que contiene las aleaciones se utiliza para la resistencia mejorada a la corrosión ácida naftenóica.

#### **2.5.1.6. Inspección y Supervisión**

- La examinación visual de áreas sospechosas o molestas, tan bien como UT comprueba o el RT se puede utilizar para detectar el grado de la pérdida del metal.
- Los cupones especializados en la corrosión interna.
- Las exploraciones del IR se utilizan para detectar pérdida refractaria en corriente.

## **2.5.2. Corrosión Microbiológica Inducida (MIC).**

### **2.5.2.1. Descripción del Daño**

Una forma de corrosión causada por los organismos de vida tales como bacterias, algas y hongos. Se asocia a menudo a la presencia de tubérculos o de sustancias orgánicas fangosas.

### **2.5.2.2. Materiales Afectados**

La mayoría de los materiales comunes de la construcción incluyendo el carbón y los aceros poco aleados, de 300 series SS y de 400 series SS, del aluminio, del cobre y de un poco de níquel basan las aleaciones.

### **2.5.2.3. Factores Críticos**

- La MIC se encuentra generalmente en ambientes o servicios acuosos donde está siempre o a veces presente el agua, especialmente donde las condiciones estancadas o del flujo bajo permiten y/o promueven el crecimiento de microorganismos.
- Porque hay varios tipos, los organismos pueden sobrevivir y crecer bajo condiciones severas incluyendo la carencia del oxígeno, de la luz o de la salinidad oscura, alta, de la gama del pH de 0 a 12, y de las temperaturas de 0 °F a 235 °F (- 17 °C a 113 °C).
- Los sistemas pueden “inocularse” por la introducción de organismos que se multipliquen y se separan a menos que estén controlados.
- Diversos organismos prosperan en diversos alimentos incluyendo las sustancias inorgánicas (e.g., sulfuro, el amoníaco, H<sub>2</sub>S) y las sustancias inorgánicas (e.g., hidrocarburos, ácidos orgánicos). Además, todos los

organismos requieren una fuente de carbón, de nitrógeno y de fosforado para el crecimiento.

- La salida de contaminantes de proceso tales como hidrocarburos o H<sub>2</sub>S puede llevar a un aumento masivo en el biofouling y corrosión.

#### **2.5.2.4. Aspecto o Morfología del Daño**

- La corrosión del MIC se observa generalmente como picaduras localizadas debajo de los depósitos o de los tubérculos que revisten los organismos.
- El daño es caracterizado a menudo por los hoyos en forma de platillo dentro de hoyos en acero de carbón o cavidades subsuperficies en el acero inoxidable.

#### **2.5.2.5. Prevención/Mitigación**

- Los microbios requieren el agua para prosperar. Los sistemas que contienen el agua (agua de enfriamiento, los tanques de almacenaje, entre otros) se deben tratar con los biocidas tales como clorina, bromo, ozono o luz ultravioleta.
- El uso apropiado de biocidas controlará pero no eliminará microbios de modo que el tratamiento continuo sea necesario.
- Mantenga las velocidades de flujo sobre niveles del mínimo. Reduzca al mínimo el flujo bajo o las zonas estancadas.
- Los sistemas que no se diseñan ni se piensan para la contención del agua se deben mantener limpios y secos.
- Las estructuras subterráneas de embalaje y de protección catódica han sido eficaces en la prevención del MIC.
- La mitigación eficaz de organismos establecidos requiere el retiro completo de depósitos y de organismos usando una combinación de pigging, de voladura, de limpieza química y de tratamiento del biocida.
- Agregue los biocidas a la fase del agua en los tanques de almacenaje.

#### **2.5.2.6. Inspección y Supervisión**

- En circuitos de agua de enfriamiento, la eficacia del tratamiento es supervisada midiendo la residual del biocida, cuentas del microbio y aspecto visual. .
- El agua nauseabunda puede ser una muestra del apuro.

### 2.5.3. Corrosión por CO<sub>2</sub>

En la industria petrolera, la corrosión en líneas de transporte de gas o crudo se debe principalmente al Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y/o el Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S) presentes en éstas. Como es bien conocido, para lograr que los yacimientos aumenten su producción es frecuente realizar la recuperación secundaria, la cual consiste en la inyección de agua a presión con la finalidad de incrementar la presión en el fondo de pozo, y por ende aumentar la producción del mismo (De Abreu, 1997).

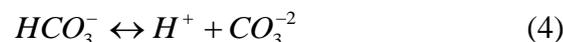
El Dióxido de Carbono o Sulfuro de Hidrógeno disueltos en el agua incrementan drásticamente su corrosividad. Los gases disueltos son la primera causa de muchos problemas de corrosión. Si estos pudiesen ser extraídos y el agua mantenida a un pH neutro o mayor, las aguas causarían menos problemas de corrosión.

Cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en el agua, se forma Ácido Carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), disminuyendo el pH del agua y aumentando su corrosividad. El mecanismo de corrosión por CO<sub>2</sub>, envuelve toda una serie de reacciones químicas las cuales pueden ser divididas en tres etapas (Romero, 1988):

**Etapas I:** Disolución del CO<sub>2</sub> en agua para la formación de las especies químicas que van a tomar parte en la reacción. El CO<sub>2</sub> se disuelve en presencia de agua formando un ácido débil (Ácido Carbónico), creándose un ambiente sumamente corrosivo.



Este producto formado sufre una doble disociación, por ser un ácido débil, formando en primer lugar iones bicarbonato y en segundo lugar iones carbonato:

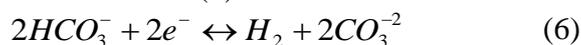


**Etapas II:** En esta etapa ocurren dos reacciones simultáneamente. Reacciones electroquímicas (anódicas y catódicas) en la superficie del metal.

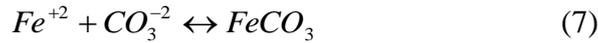
El Hierro, que constituye el acero al carbono se oxida (Reacción anódica):



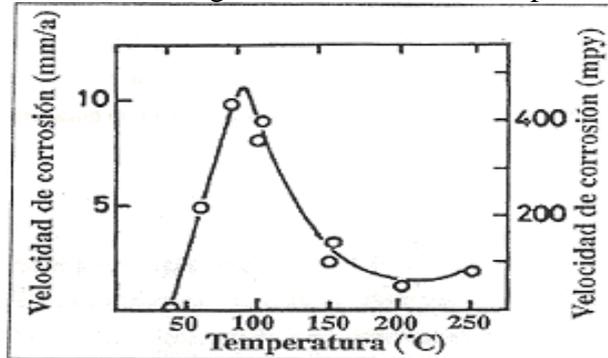
Y los iones disociados se reducen (Reacción catódica): La combinación de los electrones producidos durante la reacción (5) con el ión bicarbonato producido en la ecuación (3).



**Etapas III:** La combinación de los iones carbonato producidos en la ecuación (4) con el ión ferroso de la reacción (5) forman la sal, Carbonato de Hierro.



La velocidad de corrosión por CO<sub>2</sub> es influenciada por la temperatura del sistema. En la figura 6 se muestra el comportamiento de estas variables.



**Figura N° 6** Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión en sistemas con presencia de CO<sub>2</sub>. (3.0 MPa CO<sub>2</sub>, 5% NaCl, 96 h, 2,5 m/s) (Ueda, 2006).

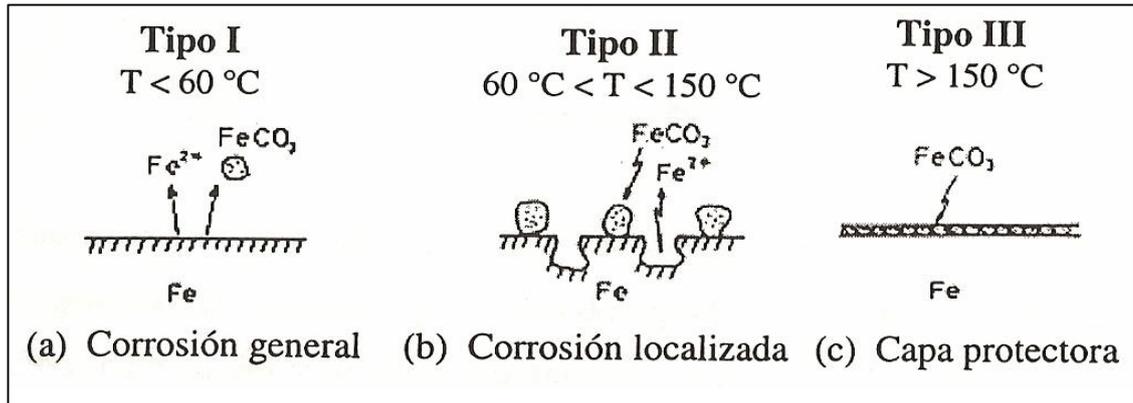
El mecanismo de corrosión por CO<sub>2</sub> se clasifica en tres tipos básicos, dependiendo de las propiedades físicas del producto de la reacción y de la temperatura en la que ocurre el ataque corrosivo en la superficie del metal (Ueda, 2006).

**Tipo I:** Corrosión homogénea. Ocurre a temperaturas menores de 60 °C, en donde la disolución del hierro es baja, pequeñas cantidades de FeCO<sub>3</sub> se forman en la superficie, creando capas delgadas y no adherentes al metal. Por el fluido en movimiento, pasan a la solución y no llegan a precipitarse en la superficie del metal.

**Tipo II:** Corrosión localizada. Se define para temperaturas intermedias cercanas a los 100 °C, en este rango de temperaturas se produce la mayor tasa de corrosión y se observan profundas picaduras en el metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de FeCO<sub>3</sub> sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta manera la capa de FeCO<sub>3</sub> será heterogénea de lento crecimiento y porosa, los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, propiciando una corrosión localizada.

**Tipo III:** Corrosión localizada de alta temperatura. Ocurre a temperaturas relativamente altas, superiores a los 150 °C, la corrosión disminuye por la formación de una capa homogénea, compacta y adherente de FeCO<sub>3</sub>. La velocidad de disolución de hierro y la velocidad de formación del FeCO<sub>3</sub> son altas, de tal manera que la nucleación de cristales sobre la superficie es rápida y uniforme.

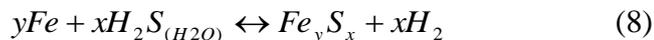
La Figura N° 7 representa en resumen los tipos de corrosión definidos anteriormente.



**Figura N° 7** Influencia de la temperatura en la formación de productos de corrosión por  $\text{CO}_2$   
(Ueda, 2006).

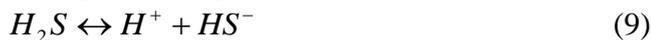
#### 2.5.4 Corrosión por $\text{H}_2\text{S}$

El gas  $\text{H}_2\text{S}$  disuelto en agua, normalmente en pequeñas cantidades, puede crear un ambiente sumamente corrosivo. Esto depende de la disociación de la molécula de Sulfuro de Hidrógeno en agua libre, donde el hierro se oxida en el ánodo mientras que el Sulfuro de Hidrógeno sufre disociación de dos etapas en el cátodo. La reacción general correspondiente a la corrosión sulfhídrica, con la respectiva formación de sulfuros, es la siguiente:



El mecanismo de operación de este tipo de corrosión consta de las tres etapas siguientes (Gerus, 1974):

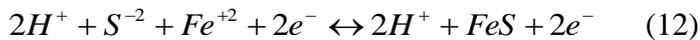
**Etapas I:** Reacciones catódicas. Doble disociación del Sulfuro de Hidrógeno en Agua.



**Etapas II:** Reacción anódica. Oxidación del hierro.



**Etapas III:** Combinación de los productos de las reacciones (10) y (11).

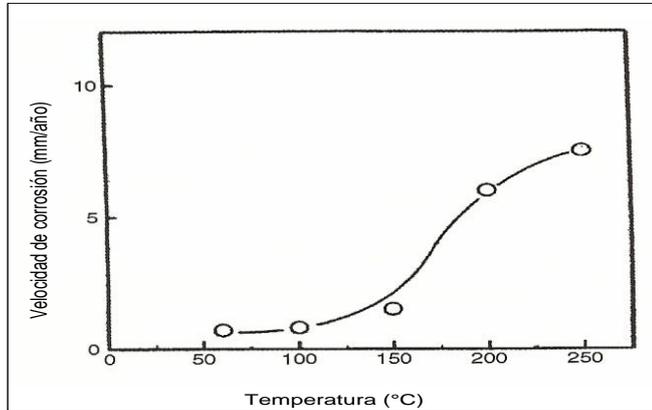


Reacción neta:



Dependiendo de las condiciones del sistema, tales como la presión parcial de  $\text{H}_2\text{S}$  y el pH, se forman diferentes películas de Sulfuro de Hierro ( $\text{FeS}$ ), las cuales son en mayor o menor grado compactas y, por lo tanto, más o menos protectoras. Un criterio basado en las presiones parciales de  $\text{H}_2\text{S}$ , indican que por debajo de 689 Pa (0,1 psi), se forman los productos más protectores ( $\text{FeS}$  y  $\text{FeS}_2$ ), mientras que a presiones por encima de dicho valor, se forman otros compuestos más defectuosos ( $\text{Fe}_7\text{S}_8$  y  $\text{Fe}_9\text{S}_8$ ) que permiten la difusión de  $\text{Fe}^{+2}$  y por ende, son menos protectores. Generalmente, se asume que mientras mayor sea la razón S/Fe, el producto de corrosión se hace más compacto y más protector (Gerus, 1974).

La velocidad de corrosión en sistemas con presencia de H<sub>2</sub>S, es relativamente baja a temperatura ambiente, gracias a la formación de la película de Sulfuro de Hierro en la superficie del metal. Como se muestra en la figura 8, la velocidad de corrosión es bastante baja a temperaturas menores a 100 °C, pero se incrementa para temperaturas mayores a los 150 °C (Ueda, 2006).



**Figura 8:** Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión en sistemas con presencia de H<sub>2</sub>S. (0,1 MPa H<sub>2</sub>S, 5% NaCl, 96 h)(Ueda, 2006).

### 2.5.5. Corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S

El efecto del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en la corrosión de aceros al carbono, se ve regulado por las condiciones del fluido, condiciones operacionales y características del material, las cuales determinarán básicamente el tipo de ataque a ocurrir. Sin embargo, la morfología del ataque corrosivo depende de las características de los productos de corrosión y la presencia de elementos oxidantes y sales disueltas que la afecten directamente.

Es importante el efecto del H<sub>2</sub>S en la corrosión por CO<sub>2</sub> y su comportamiento, ya que pueden formarse películas de productos de corrosión en forma competitiva entre Sulfuro de Hierro (Fe<sub>x</sub>S<sub>y</sub>) y Carbonato de Hierro (FeCO<sub>3</sub>), lo que puede, en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión, acelerar o disminuir la velocidad de corrosión y cambiar la morfología de la misma, por lo que se considera importante determinar cuál de estos dos tipos de corrosión es predominante antes de determinar el comportamiento de la velocidad de corrosión en un sistema determinado, pudiendo de esta manera estimar su magnitud y seleccionar la mejor estrategia para su control (Kane, 1995).

Para ello se debe considerar dos factores importantes (Ueda, 2006 y Kane, 1995):

- A diferencia del CO<sub>2</sub>, el H<sub>2</sub>S puede promover la formación de una capa de sulfuro de hierro (FeS) a bajas temperaturas (< 60 °C), la cual puede ser protectora o no dependiendo del valor de pH presente en la solución.
  - pH < 4: FeS no es protector.
  - 4 < pH < 6: FeS puede ser protectora en presencia de cloruros

- pH > 6: FeS puede ser protector si la solución es controlada por un buffer o a muy bajas concentraciones de cloruros.
- Cuando la relación de las presiones parciales de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S es menor que 200, puede haber una reducción en la velocidad de corrosión, aunque bajo estas condiciones la velocidad de corrosión puede aumentar si se incrementa la temperatura. Por lo tanto, cuando esta relación es mayor a 200 se observa una tendencia a la corrosión por CO<sub>2</sub>, lo que provoca un incremento de la velocidad de corrosión a temperaturas cercanas a los 100 °C.

$$\frac{pCO_2}{pH_2S} > 200 \text{ Corrosión por } CO_2 \quad (3)$$

$$\frac{pCO_2}{pH_2S} < 200 \text{ Corrosión por } H_2S. \quad (4)$$

Entrando en el ámbito del control de la corrosión se pueden aplicar varias técnicas entre las que se encuentran, la selección de materiales y minimización de las condiciones de corrosión al momento del diseño de las líneas o equipos, modificación del medio, protección catódica, protección anódica, recubrimientos protectores e inhibidores de corrosión.

## 2.6. Métodos para Calcular la Velocidad de Corrosión

Para determinar el valor de la velocidad de corrosión en las completaciones de los pozos petroleros existen varios métodos como el uso de cupones y la medición de espesores.

### 2.6.1. Uso de Cupones

Un cupón de corrosión es una muestra de metal pequeña, cuidadosamente pesada y medida, que se inserta en un sistema y se expone a ese ambiente por un periodo de tiempo específico. Los cupones vienen en muchas formas y tamaños diferentes, y hay muchos tipos de porta-cupones. Estos porta-cupones proporcionan un medio para soportar el cupón en el sistema y aislarlo eléctricamente para que la corrosión galvánica no pueda ocurrir.

Una vez que un cupón pre-pesado se ha instalado y se ha expuesto al ambiente interior en un punto de una instalación particular, la diferencia en el peso del cupón antes y después de la instalación puede convertirse en una proporción de corrosión. La proporción tiene como propósito representar la tasa de corrosión en ese punto particular en el sistema. Sin embargo, esta medición a menudo sólo indica pérdida de metal uniforme y es únicamente un dato usado en la evaluación de la corrosión de un sitio particular.

Los montajes del cupón deben ser no metálicos o los cupones deben tener espaciadores no metálicos entre ellos y una varilla de soporte metálica. Tome precauciones durante la instalación del cupón, ya que están sumamente limpios y son muy sensibles a la contaminación.

#### **2.6.1.1. Ubicación de los Cupones**

Como regla general, los cupones deben ubicarse en lugares representativos y en el lugar más severo en lo que se refiere a la corrosión. Muchas condiciones operativas y ambientales influyen en la selección óptima de los lugares para la instalación del cupón. Pueden colocarse en tuberías, trampas de humedad, separadores y tanques.

Lo ideal es colocar los cupones en o cerca de la posición a las seis horas en la mayoría de las tuberías horizontales. Los cupones pueden instalarse en la posición a las 12 horas cuando se sabe que hay muy pocos o ningún líquido libre pero hay contenido alto de agua en el gas, suficiente para permitir que ocurra la condensación. En algunos casos, el dispositivo puede instalarse sobre el tubo con un cupón que llegue hasta la parte inferior. Por consiguiente, la colocación del cupón es a menudo uno de los elementos más críticos para obtener información significativa de la de corrosión interna.

#### **2.6.1.2. Cupones Convencionales de Pérdida de Peso**

Después de quitar con cuidado un cupón de pérdida de peso para evitar daño mecánico, inspeccione visualmente el cupón en busca de depósitos, daño y corrosión evidente. Ponga el cupón en su sobre original o en una botella de solución conservadora y registre la fecha de cuando se quitó, el nombre de la persona que lo hizo y cualquier comentario. Si el cupón se usará por evaluar bacterias, quite los depósitos, antes de insertar el cupón en el sobre. Rápidamente devuelva el cupón a un laboratorio aprobado para el análisis.

La proporción de corrosión de un cupón se expresa en miles de pulgadas pérdidas por año (mpa), o en mm por año; éste es el número para milésimos de pulgada de metal perdido de la superficie de un cupón en un periodo de un año.

Los pesos iniciales y finales, el área de superficie, la densidad y el periodo de exposición se usan para calcular los mpa, como se muestra a continuación:

$$\text{Proporción de Corrosión (mpa)} = \frac{22.5 \times P}{D \times A \times T} \quad (5)$$

Donde:

P = cambio de peso, mg

D = densidad de la muestra, g/cm<sup>3</sup>

A = área de la muestra, pulg<sup>2</sup>

T = tiempo de exposición, días

### **2.6.1.3. Interpretación Mejorada de los Cupones de Pérdida de Peso**

Después de limpiar un cupón, el análisis óptico de la corrosión puede brindar información útil sobre la remediación de la corrosión. La corrosión puede clasificarse de la A a la F. Las mediciones de las picaduras, como densidad, diámetro y profundidad son variables cuantitativas medidas por el técnico de laboratorio. Para la densidad de la picadura, un cuadrante de un centímetro cuadrado se mira bajo el microscopio a 10x. Las picaduras se cuentan manualmente en este cuadrante y se promedian con un cuadrante contado del lado opuesto del cupón. El diámetro máximo de la picadura se mide en milímetros contra una escala bajo el microscopio a 40x. Es importante entender que cuando dos o más picaduras se traslapan, se consideran una sola picadura. El diámetro más grande posible formado es el diámetro máximo de la picadura. La profundidad máxima de la picadura se mide a 100x usando un microscopio metalúrgico especial. Este microscopio permite leer una escala cuando se enfoca sobre la superficie del cupón y de nuevo al enfocar el fondo de la picadura. La diferencia en estas lecturas es la profundidad de la picadura en micras. Alternativamente, puede usarse un medidor mecánico de profundidad de la picadura. La profundidad máxima de la picadura se usa para calcular la proporción de picaduras. La proporción de picaduras es la profundidad máxima de la picadura extrapolada en un periodo de un año:

$$\text{Proporción de Picadura (mpa)} = \frac{P_{\max} \times 0.0397 \left( \frac{\text{miles}}{\text{micras}} \right) \times 365 \left( \frac{\text{días}}{\text{año}} \right)}{\text{Periodo de exposición}} \quad (6)$$

Donde

$P_{\max}$ : Profundidad máxima de picadura (micras)

La severidad óptica de la corrosión se determina con un microscopio de luz a una amplificación de 10x. Este análisis cualitativo se basa en una escala "macro". Clasifica la severidad de la corrosión del cupón usando una escala numérica de cero a cinco, siendo el cero equivalente a nada de corrosión y cinco es equivalente a corrosión sumamente alta. La tabla siguiente es una guía usada por el personal de laboratorio para la severidad óptica cuantitativa. Cuando los resultados se encuentran entre dos números, se usan incrementos de 0.5. Si un cupón tiene corrosión severa (como picaduras profundas) en un área aislada del cupón, esa área se usa para identificar la severidad óptica del cupón.

0 = Parece un cupón nuevo; ninguna corrosión identificable

1 = Ataque muy ligero o pocas picaduras pequeñas

2 = Picadura definida y/o picadura sobre algo de superficie, pero no severa

3 = Ataque y/o picadura sobre casi toda la superficie; alguna significativa

4 = Picaduras profundas y/o ataque fuerte; queda poca superficie original (marcas de esmerilado)

5 = Ataque muy severo.

Una vez que se recopilan los datos del cupón, éstos se usan junto con otra información para desarrollar recomendaciones. El revisor debe considerar variables como el sitio que se está supervisando, los datos del análisis del cupón, el análisis de réplica, las condiciones de operación y posición del cupón, antes de decidir si es necesaria la remediación; de ser así, qué tipo de remediación se necesita. Pueden existir a menudo situaciones cuando no hay suficiente información proporcionada por la exposición más reciente del cupón para determinar si está ocurriendo la corrosión a un alto nivel suficiente para iniciar los procedimientos de la remediación. Sin embargo, si este es el caso, la información estadística de los datos del cupón recolectada anteriormente en el mismo sitio puede proporcionar información vital necesaria para determinar si se requiere remediación.

También pueden hacerse correlaciones entre los datos del cupón y los datos obtenidos de los análisis en sitio de líquidos, gases o limpieza con taco, que pueden proporcionar una visión objetiva del ambiente de la tubería interior y puede brindar una recomendación más exacta. Sin embargo, ciertas partes de un análisis y/o las recomendaciones son subjetivas y, por consiguiente, se basan en las opiniones del revisor y en la experiencia sobre corrosión interna. Note que a veces la remediación no siempre es posible; por consiguiente, las recomendaciones pueden verse afectadas por ciertos criterios, como la ubicación del sitio, las operaciones y las limitantes de la época del año (como periodos de inyección vs. periodo de extracción). En estas situaciones, las recomendaciones se realizan sobre una base de caso por caso.

Seis tipos comunes de cupones se muestran en la Figura 9:

- Cupón 1 – (1/8" E x 1/2" A x 1-1/4" L, X-42)
- Cupón 2 – (1/8" E x 1/2" A x 1-1/2" L, Grado B)
- Cupón 3 – (1/16" E x 3/16" A x 3-1/32" L, 1018)
- Cupón 4 – (3/16" E x 3/16" A x 1-1/2" L, X-42)
- Cupón 5 – (1/8" E x 1/8" A x 2" L, 1018)
- Cupón 6 – (Montado a ras, 1/8" E x 1-1/4" D, 1018).

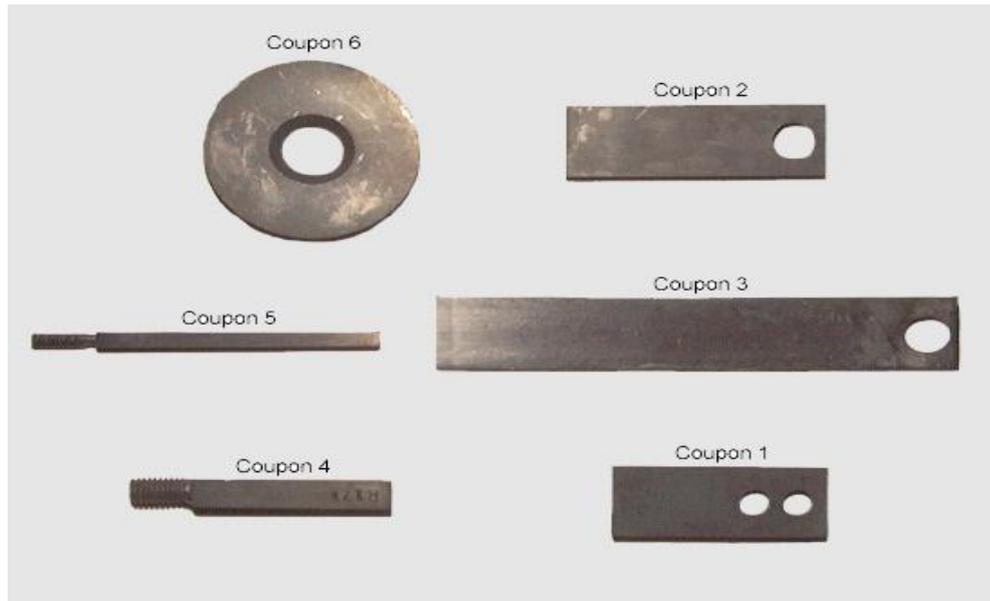


Figura N° 8 Tipos de cupones.

### 2.6.2. Medición de Espesores

Básicamente, la medición de espesores se realiza con el objetivo de conocer el desgaste progresivo (pérdida de espesor) debido a la corrosión, erosión, entre otros, en piezas y en equipos en servicio.

En un principio, la medición de espesores se realizo mediante el sistema de resonancia, para lo cual se debían efectuar calibraciones sucesivas de acuerdo con los diferentes espesores a medir. Recordemos que la resonancia ocurre cuando el espesor del material es igual a un número entero en el que se repite la mitad de la longitud de onda.

$$e = \frac{n \cdot \lambda}{2} \quad (7)$$

Entonces, la medición de espesores en fabricación se hacía posible; pero, cuando los éstos habían sufrido desgaste irregular, tal como el producido por efectos corrosivos y erosivos, se hacia sumamente difícil o imposible su chequeo.

Con el advenimiento de los sistemas de medición de espesores ultrasónicos, utilizando el sistema pulso-eco, se hizo posible la obtención de medidas de espesor confiables. Actualmente, la medición de espesores se realiza con palpadores “Emisor-Receptor”, con los que se logra una precisión de hasta 2 mm.

Sin embargo, existen en el mercado equipos ultrasónicos digitales diseñados especialmente para la medición de espesores. En estos equipos se debe ajustar, digital o mecánicamente, el valor de la velocidad acústica longitudinal del material a ser medido. Además, poseen incorporado a la carcasa un patrón de calibración que corresponde a 5 mm para acero, este valor debe ser calculado para materiales con velocidad longitudinal diferente.

Los equipos ultrasónicos digitales presentan ciertas limitaciones, la más importante es que la ganancia no puede ser variada, por lo tanto, cuando la señal

de respuesta no tiene intensidad requerida no se observara resultado alguno. Esto ocurre, por ejemplo, cuando la pared posterior de la pieza bajo ensayo no es paralela a la superficie de contacto, o cuando el desgaste interior es lo suficientemente irregular como para producir dispersión del haz ultrasónico. Así, la porción del haz recibida por el cristal receptor del palpador es lo suficientemente baja como para no superar el nivel umbral electrónicamente fijado en el equipo. De no poseer estos equipos graduación de nivel umbral, cualquier eco producido por un poro causara lecturas erróneas.

La velocidad de corrosión usando el método de medición de espesores con ultrasonido expresa en miles por año (mpa), o en mm por año; éste es el número para milésimos de pulgada de metal perdido de la superficie de una tubería en un periodo de un año. Los espesores iniciales y finales se usan para calcular la velocidad de corrosión con la ecuación (8).

$$V_c = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{365} \times 1000 \quad (8)$$

Donde

$V_c$ = Velocidad de corrosión (mpa).

$t_{inicial}$ = espesor inicial.(mp)

$t_{actual}$ = espesor actual.(mp)

### **2.6.2.1. Imprecisión en la Medición de Espesores a través de Capas de Pintura o Revestimiento**

Comúnmente, la medición de espesores por ultrasonido en superficies pintadas o revestidas se realiza asumiendo que la presencia de capas de pintura introduce un error sumamente bajo. Sin embargo, la pintura produce efectos considerables en la sensibilidad y la precisión que deben ser tomados en cuenta. En primer lugar, la pintura es un material amorfo, con una alta absorción ultrasónica. En segundo lugar, la diferencia entre las impedancias acústicas de la pintura y el material metálico causa perdidas de energía adicionales. Siendo el valor de la impedancia acústica de la pintura, entre 1/4 y 1/6 que el de la mayoría de los metales, se producirán reflexiones en la interfase pintura-metal base, que resultaran en reducciones de la reflexión de fondo del metal. Ambos factores de perdidas causaran un incremento considerable en la ganancia del instrumento.

Pruebas de laboratorio han comprobado que los diferentes tipos de pintura y revestimiento epóxicos producen variaciones considerables en la medición de espesores, por lo cual es practica recomendada la remoción de las pinturas y revestimiento antes de efectuar las pruebas.

## 2.7 Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión son aditivos químicos que se añaden en pequeñas concentraciones al flujo (medio agresivo) y son capaces de contrarrestar las reacciones electroquímicas sobre el metal expuesto a este medio. La mayoría de estos son como películas que se absorben física o químicamente al sustrato, que pueden formar simplemente una barrera mecánica para el proceso normal de corrosión.

### 2.7.1 Clasificación de los inhibidores

Según su naturaleza química, existen los inhibidores inorgánicos que están compuestos por sales inorgánicas como los carbonatos, fosfatos, cromatos, nitritos, silicatos y algunas sales de azufre., y los inhibidores orgánicos que pueden ser aminas, órgano-metálicos, alcoholes acetilénicos, piridinas, sulfuros y básicamente cualquier compuesto clasificado como orgánico, puede tener acción inhibidora en ciertas condiciones.

Según su acción sobre las reacciones electroquímicas, se encuentran los inhibidores catódicos, que son sustancias que dificultan la reacción catódica. En muchos casos su función es la de captar el oxígeno del medio de forma tal de inhibir su acción oxidante.(Palacios, 2002) Por otro lado se encuentran los inhibidores anódicos, que son sustancias que promueven la pasivación del metal, debido a que son capaces de incrementar la reacción anódica (disolución del metal) hasta llevarlo a su estado pasivo. Estos no deben emplearse preferiblemente en los sistemas de gas, pues al causar cambios de potencial de corrosión al cubrir las áreas anódicas con productos de oxidación, tendería a ser peligrosos, ya que una cantidad insuficiente del inhibidor puede permitir que pequeñas áreas del material queden expuestas al medio y se corroan al actuar como ánodos, mientras que el resto de la superficie se comportará catódicamente al no corroerse y se presentará un ataque severo y localizado(Romero,1988). Y por último se encuentran los inhibidores mixtos, los cuales pueden inhibir tanto la reacción catódica como la anódica, formando depósitos altamente protectores sobre la superficie de los metales.

Según su mecanismo de inhibición se encuentran los neutralizantes, los cuales disminuyen la corrosividad del medio, al reducir la concentración de iones hidrógenos ( $H^+$ ) y por ende se limita la velocidad de la reacción catódica del proceso. También, se encuentran los inhibidores fílmicos, los cuales disminuyen el ataque formando una barrera sobre la superficie del metal resistente a la penetración por el medio corrosivo. Por lo general, estas son moléculas orgánicas que están formadas por dos partes, una hidrofóbica (no afín al agua) constituida en algunos casos por cadenas alqui-sustituidos, y una parte hidrofílica polar catiónica en medio ácido, el cual le permite adherirse al metal por la compatibilidad por el agua (Castillo, 1990).Por último se encuentran los secuestrantes, los cuales reaccionan con la especie agresiva, con el fin de disminuir de manera significativa, la concentración de la especie en el medio.

En la actualidad, para el control de la corrosión en el tratamiento de líneas de transporte de gas, crudo y agua, los inhibidores más usados son combinaciones de inhibidores fílmicos y neutralizantes, como por ejemplo una amina fílmica

polar orgánica junto con aminas neutralizantes volátiles. Para el control de pozos donde el agente corrosivo predominante es el CO<sub>2</sub>, los inhibidores más usados son las sales imidazolinicas y las soluciones de éstas en aromáticos pesados (Bonnin, 2001).

Adicionalmente, la empresa Halliburton certifica que una mezcla de fosfonatos y alquil fosfatos, es ideal para evitar la corrosión por oxígeno en los fluidos de perforación con base agua, en las aplicaciones de perforación con espuma y en los fluidos de perforación aireados, mitigando con eficacia la corrosión por H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. La ventaja de este tipo de inhibidor es que puede agregarse en el embudo alimentador o en la pileta química, no afecta las propiedades reológicas del fluido de perforación y puede utilizarse en aguas dulces o salmueras.

### 2.7.2 Modos de aplicación

Los modos de aplicación más comúnmente utilizados son:

•**Inyección continua:** Como lo sugiere su nombre, volúmenes continuos de inhibidores se inyectan en la tubería, reponiendo continuamente la película protectora. Este tipo de tratamiento es efectivo cuando se inyectan inhibidores orgánicos solubles, pues estos forman películas protectoras de solo unas pocas moléculas de espesor y permanecen en un equilibrio absorción – desorción para mantener la protección.

•**Inyección por lotes (batch):** En este tipo de tratamiento, se inyecta una cantidad de inhibidor suficiente como para llenar la tubería y se deja por un corto período de tiempo, durante el cual forma la película de protección en la superficie del metal. Se emplea comúnmente al inyectar inhibidores orgánicos insolubles, pues están dispersos en la fase líquida y se absorben sobre la superficie metálica y sobre si mismos, por lo cual pueden formar películas de varias milésimas de espesor. La vida útil de la película formada tiene que ser mayor o igual al tiempo transcurrido entre cada tratamiento.

## 2.8 Métodos de producción de los pozos petroleros.

La estrategia de explotación de un yacimiento establece los niveles de producción en distintos pozos o en su punto de drenaje. Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento es necesario seleccionar el método de producción óptimo. Este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible. La manera más conveniente y económica de producir un pozo es por flujo natural. La mayoría de los pozos son capaces de producir flujo natural en la primera etapa de su vida productiva. No obstante, finalizada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de

levantamiento artificial que permita seguir produciendo eficientemente al yacimiento.

En la selección de los métodos se deben considerar los siguientes factores:

- Disponibilidad de fuentes de energía en superficie.
- Características del fluido por producir: viscosidad, °API, porcentaje de agua y sedimento, relación gas líquido y otras
- Profundidad y presión estática del yacimiento.
- Índice de productividad del pozo.
- Tasa máxima permitida para que no se generen problemas de producción: conificación de agua o gas, arenamiento y otros.

La selección final del método de levantamiento artificial a utilizar debería hacerse partiendo de un estudio económico de cada método, no obstante, la parte más difícil del análisis es obtener los costos futuros de operación y mantenimiento de alta calidad, correspondientes a los métodos durante la vida del proyecto.

En los yacimientos los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas y energías naturales: fuerzas de presión, fuerzas fricción por viscosidad, de gravedad de energía y fuerzas capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlo en el yacimiento.

Cuando esas energías son suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que el pozo fluye naturalmente, es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

La producción por flujo natural no es el método que garantiza los niveles de producción rentables durante toda la vida productiva del yacimiento.

Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento, es necesario seleccionar el método de producción óptimo, este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más económica posible.

Al realizar la explotación del yacimiento la presión de este disminuye, lo que implica que la producción de fluidos baje hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por si mismo. De allí surge la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, de aquí surge lo que llamamos levantamiento artificial.

La mayoría de los pozos son capaces de producir por Flujo Natural en la primera etapa de su vida productiva, no obstante una vez finalizada la producción por Flujo Natural, es necesario seleccionar un Método de Levantamiento Artificial que permita seguir produciendo eficientemente el yacimiento.

Al realizar la explotación del yacimiento la presión de este disminuye lo que implica que la producción baje hasta el momento en el cual el pozo deja de producir por si mismo.

El Método de Levantamiento Artificial consiste en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo.

Existen algunos factores que representan los parámetros más importantes en la selección del equipo de Levantamiento Artificial:

- Inversión inicial
- Relación gastos operacionales /ingresos mensuales
- Vida útil del equipo
- Números de pozos en levantamiento artificial
- Disponibilidad del equipo excedente
- Vida del pozo

Cada uno de los sistemas de Levantamiento Artificial tiene limitaciones económicas y operacionales que lo excluyen de cualquier consideración en ciertas condiciones operacionales.

Una vez que halla sido elegido en el pozo el Método de Producción, debe diseñarse adecuadamente el equipo necesario para que este funcione en condiciones particulares del pozo. Por lo tanto, independientemente de la escogencia del método, se deberá suministrar al personal de operaciones suficiente información y entrenamiento para que la instalación sea exitosa desde el punto de vista económico.

El propósito de los Métodos de Levantamiento Artificial, es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción como pueden ser: arenamiento, conificación de agua etc.

### **2.8.1 Método de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible**

#### **(BES)**

El sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

El bombeo electrocentrífugo sumergido ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor.

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosomergible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservatorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosomergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

El Sistema BES representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

Su ventaja principal es que realmente no tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor. La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo.

Estas se energizan con un cable eléctrico blindado que va paralelo al tubing y que conecta las tomas de potencia en la superficie con la bomba. El motor mismo es la bomba. Su tecnología es la más complicada y cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales. La desventaja es que son difíciles de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.

En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.

Actualmente el Sistema BES presenta un significativo índice de interrupciones, que pueden variar de 1 falla hasta 7, que pueden durar en tiempo de 2 días a 1 año, producto de fallas debidas a diversas causas, como diseño inadecuado, falla de materiales, fallas en los procesos de fabricación, ensamblaje o instalación defectuoso, imprevisiones en las instalaciones en las condiciones de servicio, mantenimiento deficiente, malas prácticas de operación, con la consecuente disminución de la confiabilidad de los equipos. Adicional a esto, la falta en cada uno de los componentes del sistema BES, evita la posibilidad de interrumpir oportunamente su proceso de gestación. En muchos casos, las faltas del sistema son tratadas superficialmente y no se resuelven efectivamente, ya que las actividades de identificación y control de las causas raíces de dichas fallas no son analizadas, o son realizadas en forma inapropiada. De igual forma, la ausencia de una normativa completa y detallada de los procedimientos adecuados para el manejo, instalación, operación, recuperación y desmantelamiento del sistema, dificulta aun más estos procesos.

Existen diversas características que permitieron visualizar con mayor facilidad las mejoras que muy probablemente harán efectiva las propuestas que a continuación mencionaremos:

Mediante un proceso de sucesivas acciones de integración y desintegración de eventos, aplicándose razonamientos cuantitativos y lógicos.

Determinar las causas reales del funcionamiento no aceptable del equipo, instalación o sistema garantizándose así, su continuidad operacional al anticipar posibles interrupciones.

Utilización de la estadística como soporte básico para la cuantificación de los parámetros, los cuales son cantidades sujetas o condicionadas a determinados valores que pueden describir las características o el comportamiento de una población.

Corregir indirectamente las prácticas que la originan, obteniendo un incremento en el tiempo de vida útil del equipo. El sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) ha demostrado ser una alternativa altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos en el ámbito mundial, gracias a las ventajas que proporciona en comparación con cualquier otro método de levantamiento artificial. Este sistema posee la capacidad de manejar grandes volúmenes de crudo, desde 150 hasta 100.000 barriles por día (BPD), desde profundidades hasta de 4572 metros. Además de esto, el sistema BES permite controlar y programar la producción dentro de los límites del pozo, a través del empleo del variador de frecuencia. Otro de los beneficios que proporciona este método, es la indicación continua de las condiciones de presión y temperatura en el pozo, gracias a las señales transmitidas por el sensor de presión y temperatura ubicado en el fondo pozo.

La presencia de fallas que afectan el cumplimiento de las funciones de los equipos que conforman el sistema BES, conlleva a la paralización de la producción de petróleo, perjudicando el cumplimiento de los compromisos adquiridos por la empresa, e incrementando los costos operativos y de mantenimiento del sistema. Tomando en consideración lo anteriormente expuesto la realización de mejoras al sistema de bombeo electrosumergible (BES), se pretende mejorar la confiabilidad, eficiencia y rentabilidad del sistema, y se lograría maximizar la vida de cada uno de los equipos, garantizando de esta forma, una mayor continuidad del proceso productivo de la empresa .

Debido a que las fallas son el resultado de un proceso de gestación, la determinación de la secuencia de eventos que las preceden es de gran importancia, dado que, además de permitir la identificación de las causas raíces que la originan, proporciona un diagrama secuencial que permite prever acciones con la finalidad de controlarlas o eliminarlas al manifestarse los primeros síntomas.

### **2.8.2 Levantamiento Artificial por Gas.**

El Levantamiento Artificial por Inyección de Gas es un método de producción que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El gas es inyectado en un punto de la columna de fluidos en la tubería de producción. El gas inyectado tiene como propósito aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso. De esta manera, la energía del yacimiento será suficiente para transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

### **2.8.2.1 Tipos de Levantamiento Artificial por Gas.**

#### **Inyección de Gas por Flujo Continuo:**

Se considera una extensión del método de producción por flujo natural: esto consiste en suplir el gas de formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluidos, con la finalidad de aligerar el peso de ésta.

#### **Inyección de Gas por Flujo Intermitente:**

Se inyecta cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción, con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que aporta la arena por encima del punto de inyección.

### **2.8.2.2 Tipos de Instalaciones para un Sistema de Levantamiento Artificial por Gas.**

Existen diferentes tipos de instalaciones para este método, los cuales se clasifican dependiendo de sí el pozo se encuentra equipado o no, con empacadura y/o válvula fija.

**Instalaciones abiertas:** en este tipo de instalación la sarta de tubería está suspendida dentro del pozo sin empacadura.

**Instalaciones semicerradas:** es similar a la abierta con la diferencia de que se instala una empacadura que sella la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular.

**Instalaciones cerradas:** la instalación es similar a la semicerrada, excepto que se coloca una válvula fija en la sarta de producción, generalmente en el fondo del pozo. Este es el tipo ideal para flujo intermitente.

### **2.8.2.3 Componentes del Equipo Utilizado para el Levantamiento Artificial por Gas.**

La mayoría de los sistemas de levantamiento artificial por inyección de gas están diseñados para recircular el gas de levantamiento.

Cuando en un campo existen varios pozos que producen por este método, se deben considerar que forman parte de un sistema de superficie y subsuelo del cual es imprescindible conocer su función y los elementos que lo conforman.

#### **Equipos de Superficie.**

El equipo de superficie se encuentra constituido por la planta compresora, el sistema de distribución del gas de alta presión y el sistema de recolección de fluidos.

- a) **Planta compresora:**

Es donde se realiza el proceso de comprimir el gas de baja a alta presión. Puede ser Centrífuga (turbina) o Reciprocante (motocompresor). Recibe el gas de baja, el cual puede provenir de los pozos, lo comprime a su capacidad, lo envía como gas de alta presión a la red de distribución y, de allí, a cada pozo.

**b) Sistema de distribución de gas:**

La red de distribución, la cual puede ser del tipo ramificado o poseer un múltiple de distribución, es la encargada de transportar el gas y distribuirlo a cada pozo. La presión y el volumen de gas que llega al pozo dependerá de la presión y el volumen disponibles en la planta compresora, menos la pérdida que se origina en el sistema de distribución.

El equipo utilizado para la medición y el control está conformado por el registrador de dos plumas, a través del cual se miden las presiones de inyección y producción; el estrangulador ajustable, la placa orificio donde se regula y controla el gas de inyección, las válvulas de bloqueo mediante las cuales se controla el contraflujo que se pueda generar.

**c) Sistema de recolección de fluidos:**

Está formado por las líneas de flujo, encargadas de transportar el fluido hacía el separador, donde se separan la fase líquida, la cual es transportada a los tanques, y la fase gaseosa, que es enviada a la planta compresora.

#### **2.8.2.4 Ventajas del Método de Levantamiento Artificial por Gas:**

- Gran flexibilidad para producir con diferentes tasas
- Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles especiales
- Ideal para pozos de alta relación gas - líquido y con producción de arena
- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma
- El equipo del subsuelo es sencillo y de bajo costo
- Bajo costo de operación

#### **2.8.2.5 Desventaja del Método de Levantamiento Artificial por Gas:**

- Se requiere una fuente de gas de alta presión
- No es recomendable en instalaciones con revestidores muy viejos y líneas de flujo muy largas y de pequeño diámetro
- El gas de inyección debe ser tratado
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o parafinoso.
- Su diseño es laborioso

- Aplicable a pozos de hasta + 10.000 pies

#### **2.8.2.6 Parámetros de Aplicación del Método de Levantamiento Artificial por Gas:**

- Una gran seguridad de compresión requiere de 95% o más de tiempo de corrida. El gas debe estar deshidratado y dulce.
- Posee un costo bajo por pozo, el costo de compresión dependerá del costo del combustible y mantenimiento del compresor. La llave es inyectar lo que más posible sea de RGL.
- Posee una excelente confiabilidad para sistemas de compresión bien diseñados y con buen mantenimiento
- Buen mercado para un buen compresor usado y algunos se dan como pago por su valor como mandriles y válvulas
- Buena Eficiencia. Incrementa para pozos que requieren pequeñas RGL de inyección. Baja eficiencia para pozos con alta RGL de inyección. Eficiencia típica de 20% pero un rango de 5 a 30%.

### **2.9 Predict 5.0**

El Predict 5.0 es un programa que encapsula las tecnologías mas avanzadas de la predicción de la corrosión, y que incluye los datos críticos, hasta ahora inasequibles sobre varios aspectos de la predicción de la corrosión frente a tuberías de acero al carbono.

El Predict 5.0 es un subproducto de años de investigación y de modelado de la corrosión, este incorpora una interfaz destinada a trabajar y proporcionar el acceso a una base de conocimientos que van ayudar a la toma de decisiones en los problemas de corrosión.

El programa es una herramienta fácil de utilizar que integra efectos de un sistema complejo de parámetros ambientales sobre el acero al carbono y los aceros poco aleados para proporcionar la cuantificación de la velocidad de corrosión basada en datos de JIP y de la evaluación en el laboratorio, así como datos de la experiencia de la literatura y de campo.

#### **2.9.1 Aspectos más Importantes**

- Un nuevo y actualizado modelo de la predicción de la corrosión que incorpora datos del proyecto de la industria (JIP) sobre la “predicción de la corrosión en ambientes polifásicos de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S”, conducidos por

Honeywell International, inc., en un consorcio que consiste en el funcionamiento de las compañías más importantes.

- Una nueva y exacta predicción del pH y del modelo de la fuerza iónica que explica efectos iónicos y de la fase apropiada del comportamiento de la mayoría de los componentes comunes del gas ácido ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ).
- Una interfaz totalmente re-ejecutada y destinada a trabajar, incluyendo la capacidad de automatizar los análisis para los sistemas de producción y las líneas de flujo polifásicos.

### **2.9.2 Características y Ventajas:**

Predict 5.0 representa la mejora más significativa emprendida por Honeywell para la serie del programa del Predict. La mejora implicó una revisión completa del modelo de la predicción del pH y de la corrosión, la introducción de nuevos datos de JIP en "program logic" y la puesta en práctica de un módulo de la probabilidad de las picaduras para dar a usuarios finales la capacidad de determinar el potencial para marcar con hoyos en ambientes de producción del aceite/del gas.

Predict 5.0 incorpora un módulo totalmente revisado de la predicción de la corrosión con el funcionamiento mejorado para la predicción del pH, del escalamiento de la corrosión, de la determinación de la persistencia, de los altos efectos de concentración de  $H_2S$  y de los análisis de modelado del flujo, y que incluye la derivación de la base de datos de JIP de correlaciones numéricas entre la tensión de pared y la tarifa de corrosión. Predict 5.0 incorpora nuevos datos, análisis y penetraciones del campo para darle la solución más exacta de la predicción del pH y de la corrosión.

### **2.9.3 Mejoras de la Tecnología y del Modelo.**

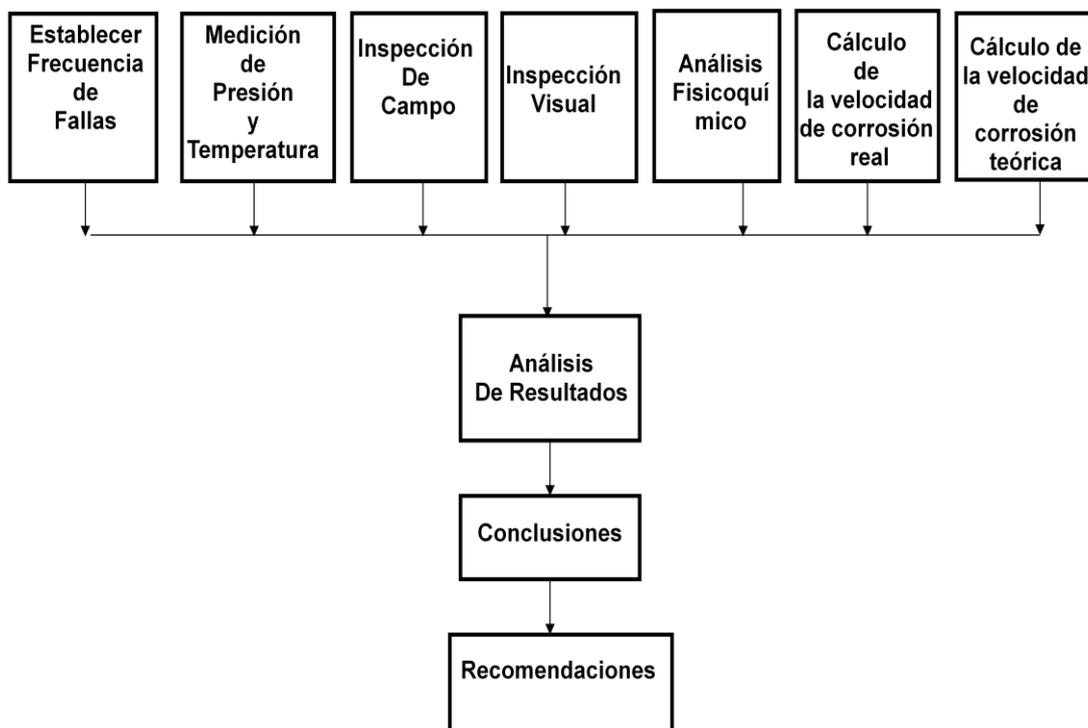
- Un módulo realizado de la predicción de la corrosión que correlaciona la corrosión en  $CO_2/H_2S$ .
- Tenga acceso a los nuevos datos significativos de JIP sobre el comportamiento polifásico de la corrosión de  $CO_2/H_2S$ , integrado en el marco del Predict 5.0.
- Un módulo totalmente revisado y actualizado de la predicción del pH que incorpora un riguroso modelo termodinámico y de la fase de comportamiento para determinar exactamente el pH en función de los componentes iónicos.

- La capacidad de determinar exactamente los efectos de escalamiento debido a la formación de hierro carbonata y las escalas del sulfuro del hierro en función de la temperatura y del Ph
- Un indicador de la probabilidad de las picaduras para caracterizar la probabilidad de la corrosión crateriforme y para dirigir al usuario final sobre la modalidad de la corrosión (picaduras contra general).
- La capacidad de caracterizar comportamiento de la fase del agua, predice exactamente el punto de condensación del sistema, y determina si las condiciones son conducentes a la condensación para el gas dominado y el aceite del sistema.
- La capacidad de realizar análisis de la corrosión a lo largo de la longitud de una tubería o una línea de flujo (que consiste en segmentos múltiples) y la visión gráficamente de la variación de las tarifas de corrosión sobre la longitud junto con su perfil.
- Costos actualizados y análisis económico para integrar factores económicos en el análisis de la corrosión y utilizar el costo anual y presente para comparar varios gastos asociados a materiales, inhibición o supervisión y reemplazo de instalaciones.

## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

En el presente capítulo se desarrollará la metodología experimental que se utilizó para llevar a cabo el estudio integral de corrosión en los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa.



**Figura N° 9** Diagrama de Bloques de la Metodología del Estudio Integral de Corrosión en los Pozos Petroleros Intervenidos en la Campana 2007-2008 en el Campo Uracoa.

Se comenzó con una revisión bibliográfica con la finalidad de investigar y recopilar toda la información necesaria para realizar el estudio integral de corrosión de los 21 pozos intervenidos en la campaña 2007-2008. Asimismo, como se destaca en la Figura N° 9 se estableció la frecuencia de fallas de cada pozo buscando esta información directamente en la base de datos de PetroDelta S.A., que además aportó información sobre los diagramas técnicos y el estado de producción actual de cada uno de ellos.

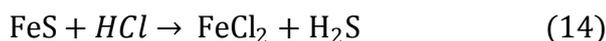
Luego de haber recopilado toda la información necesaria de la bibliografía y de la base de datos se procedió a trabajar directamente con los análisis de tipo físicoquímicos y mediciones de cada pozo. Para empezar se midió presión y temperatura de cada pozo, la presión se midió con un manómetro y la temperatura con un termómetro, ambos instrumentos están instalados en la tubería de salida de cada pozo como se ve en la Figura N° 10.



**Figura N° 10** Manómetro y Termómetro ubicado en la salida del pozo.

Luego se evaluaron las fallas de los pozos intervenidos, además se realizó una inspección de campo en todos los equipos de fondo donde se evaluó la presencia de sulfuro de hierro que es un indicativo de la presencia de actividad bacteriana y la ubicación de los daños.

Para comprobar la presencia del sulfuro de hierro se puso a reaccionar con ácido clorhídrico para producir sulfuro de hidrógeno como se ve en la siguiente reacción:



El sulfuro de hidrógeno se descubrió con la ayuda del detector de sulfuro de hidrógeno. Luego de este paso se comenzó con los análisis fisicoquímicos para determinar la composición química del fluido y los diferentes agentes corrosivos.

La determinación de  $\text{H}_2\text{S}$  y de  $\text{CO}_2$  es de suma relevancia debido a que estos gases disueltos representan la principal causa de corrosión en la industria petrolera a nivel mundial y se determinó de la siguiente manera:

### **3.1. Procedimiento para Determinar la Presencia de $\text{H}_2\text{S}$ y $\text{CO}_2$**

- Abrir tres orificios en un bidón.
- En uno de los orificios se introduce el flujo del pozo.
- En otro orificio se introduce el tubo detector de gas marca Gastec, este utilizando ampollas especiales para cada caso.
- El otro orificio funciona como purga del bidón.
- Abrir el flujo de salida del pozo.
- Introducir el tubo detector y jalar la varilla de succión.
- Cuando el detector de gas en la parte superior de la varilla se torna de color blanco ya se tiene el resultado esperado.

- Se saca la ampolla del equipo de detección Gastec y se lee la cantidad de gas presente.



**Figura 12:** Tubo detector de gas marca Gastec.

Luego se determinó la cantidad de partículas sólidas, corte de agua y corte de crudo basándose en el procedimiento de la norma ASTM-4007. Este análisis es conocido como el Basic Sedimenta and Water (BS&W).

### **3.2. Procedimiento para Determinar la Cantidad de Partículas Sólidas, Corte de Agua y Corte de Crudo**

- Llenar dos probetas con 50% xileno y 50 % de crudo.
- A una de las probetas se le agregará tres gotas de desmulsificante (slug).
- A la otra probeta se le dejará sin químicos.
- Ambas probetas van a un proceso de centrifugado.
- Se toma los datos de corte de agua, corte de crudo y partículas sólidas directamente en la probeta después del centrifugado.

Posteriormente de haber establecido la composición química del fluido se dispuso a determinar con análisis químicos la presencia de agentes corrosivos, como es el caso de las bacterias que pueden ser detectadas de manera indirecta con la determinación del ión hierro y de forma mas directa con la dilución seriada de las mismas.

### **3.3. Determinación de la Concentración del Ión Hierro**

Consecutivamente se determinó la concentración del ión hierro aplicando el método Hach y la norma NACE RP0192-98.

### **3.3.1. Procedimiento para Medir la Concentración de Hierro Usando el Método Hach**

Para la determinación de la concentración del ión hierro II ( $\text{Fe}^{++}$ ), se tomó una muestra de agua de producción del pozo al cual se requerirá hacer el estudio y posteriormente se realizó el ensayo presentado a continuación.

Procedimiento:

- Se coloca en una celda de 25ml, 1ml de la muestra del agua a analizar y 24ml de agua destilada.
- Se coloca la muestra en el espectrofotómetro marca Hach modelo DR/2500.
- Se escoge el programa de hierro FerroVer (número 265), se establecerá el factor de dilución y se calibrará en cero.
- Se agrega a la celda una almohadilla de FerroVer Iron Rg, marca Hach.
- Se espera durante 3 minutos y se toma la medida observada en pantalla.

### **3.4. Procedimiento de Dilución Seriada de Bacterias**

Para la determinación de bacterias sulfato reductoras en el laboratorio se siguió la Norma API RP-38. En esta norma se especifica la preparación del medio de cultivo para las BSR y la siembra de las mismas. La siembra de BSR, se realizó siguiendo la técnica de dilución en serie que consiste en:

- Tomar 1 ml de la muestra del agua a analizar con una microjeringa e inyectarla a una botella que contiene el medio de cultivo,
- Invertir la botella varias veces para mezclar el inóculo, se identifica la botella con el número 1.
- A partir de esta dilución se preparan diluciones seriadas hasta  $10^{-7}$ .
- Una vez completadas todas las diluciones, se incuban todas las botellas a  $37 \pm 5^{\circ}\text{C}$  durante 4 semanas.
- Las botellas se examinan a los 3,7,14 y 21 días, con el fin de detectar la presencia de BSR, las cuales se evidencian por el intenso color negro que toma el medio de cultivo.
- Cumplidos los 28 días, se estiman los resultados según la

- Tabla N° 1 y se expresaron en BSR/mL .

**Tabla N° 1** Interpretación del crecimiento de las BSR.

| N° de botellas | Factor de dilución | Interpretación del crecimiento (BSR/mL) |
|----------------|--------------------|-----------------------------------------|
| 1              | 1:10               | 1-10                                    |
| 2              | 1:100              | 10-100                                  |
| 3              | 1:1.000            | 100-1.000                               |
| 4              | 1:10.000           | 1.000-10.000                            |
| 5              | 1:100.000          | 10.000-100.000                          |
| 6              | 1:1.000.000        | 100.000-1.000.000                       |
| 7              | 1:10.000.000       | 1.000.000-10.000.000                    |

### 3.5. Inspección Visual

Después de haber realizado todos los análisis químicos necesarios, se procedió a realizar una inspección visual.

La inspección visual es de gran importancia y consistió en observar los daños ocasionados por la corrosión. Detallando la morfología de los daños en las tuberías se estableció una hipótesis de cual es la causa del fenómeno de corrosión. Esto se pudo realizar debido a que existen agentes corrosivos que presentan una morfología muy particular, como es el caso de la arena causando una erosión con un patrón direccional en la tubería o el caso de las bacterias que generan picaduras localizadas en el metal.

Además se determinaron los mecanismos de fallas de los componentes de las líneas de flujo de los pozos. También se visualizaron cuales son los puntos con más riesgo a ser afectados por dicho fenómeno y se tomaron medidas para prevenir los daños.

La inspección visual no fue siempre suficiente para detectar la corrosión, solo en los casos donde se pudo cortar o desmontar la tubería con el daño y esto no se pudo hacer en todos los casos, por eso se realizaron otros estudios como el análisis de cupones y la medición de espesores donde ambas disertaciones nos permitieron calcular la velocidad de corrosión.

### 3.6. Cálculo de la velocidad de corrosión.

Para realizar el cálculo de la velocidad de corrosión existen distintos métodos y formas. Para nuestro estudio primero se dividió en la velocidad de corrosión real y la velocidad de corrosión teórica.

### 3.6.1 Cálculo de la velocidad de corrosión real.

Para realizar el cálculo de la velocidad de corrosión existen diferentes métodos en nuestro caso se usó el uso de cupones y la medición de espesores.

#### 3.6.1.1 Uso de Cupones

Seguidamente se realizaron las pruebas con los cupones para determinar con la ecuación (5) la velocidad de corrosión en mpy y la presencia de  $H_2S$  en el pozo. El procedimiento que se siguió para manipular, instalar y analizar los cupones es la norma NACE RP0775-2005, la cual indica que se debe tomar la medición del peso de la pieza en primer lugar y luego ser introducido en el flujo, como lo indica la Figura N° 11. Se dejaron expuestos al flujo durante un período no menor a 30 días para obtener una lectura significativa y posteriormente se pesaron, para determinar así su pérdida de peso. El procedimiento para ser pesados después de haber sido extraídos de la línea de producción es lavarlos en un principio con xileno, para remover los hidrocarburos, seguidamente lavarlos por corto tiempo con ácido clorhídrico y detectar la presencia de  $H_2S$ .

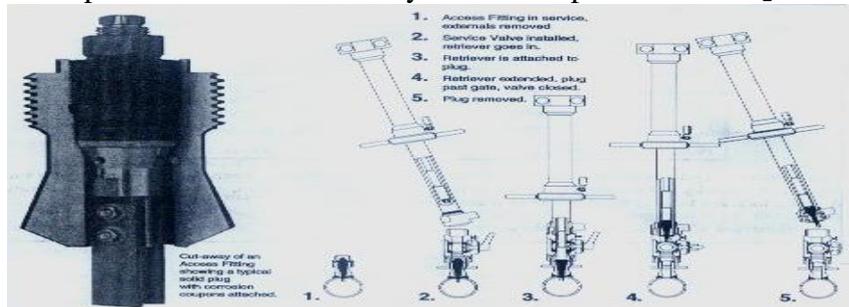


Figura N° 11 Procedimiento de entrada y salida de cupón a la línea.

Adicionalmente los resultados de cupones que mostraron altos contenidos de sulfuro de hierro, el cual se obtuvo por la reacción del HCl con el FeS produciendo así  $H_2S$ , y donde se observaron pequeños ataques localizados se sospechó de la presencia de bacterias sulfato reductoras, adicional a esto se verificó con un microscopio óptico la superficie de la tubería.

Los cupones estuvieron en flujo dentro de la tubería por un periodo de 60 días para garantizar que el resultado que nos arroje el cupón sea el más confiable.

#### 3.6.1.2. Medición de Espesores.

Posteriormente después de haber analizado los cupones se procedió a la medición de espesores de las tuberías de los pozos petroleros para calcular la velocidad de corrosión con la ecuación (8). Esto se realizó con un equipo ultrasónico KrautKramer DMS 2 que consta de un palpador y una carcaza.

Para la realización de este procedimiento se establecieron ciertos patrones. Debido a que este no es un método que busca medir las velocidades de corrosión directamente sino que es un instrumento utilizado para calcular las velocidades de corrosión. Se debe tener en cuenta que:

- Debido a que es un método sumamente puntual se debió establecer zonas críticas en cada pozo para realizar este estudio.
- Se demarcaron las zonas de estudio o puntos de control para poder realizar el mismo estudio en una siguiente oportunidad y continuar con el mismo patrón.
- Se realizaron las medidas en los puntos demarcados y se compararon con el espesor nominal de la tubería, si era la primera medición, sino se compararon con la medida inmediata anterior. A su vez este espesor fue comparado con el espesor mínimo requerido.

#### **3.6.1.2.1 Procedimiento para Medir Espesores**

El siguiente procedimiento es basado en el manual de PDVSA código PI-02-03-01.

- Ubicar los puntos donde se van hacer las mediciones.
- Limpiar los puntos de la tubería donde se van hacer las mediciones con una lima para desprender el revestimiento o la pintura ya que causan interferencia debido a que son materiales amorfos con alta absorción ultrasónica.
- Resaltar los puntos donde se realizara la medición.
- Calibrar el equipo KrautKramer DMS 2.
- Medir punto por punto usando el KrautKramer DMS2 y anotar los resultados.



**Figura N° 12** Equipo de medición de espesores ultrasónico KrautKramer DMS 2 / 2E.

Para el cálculo de la velocidad de corrosión a través de la medición de espesores se usó un periodo de tiempo de 60 días.

### **3.6.2 Cálculo de la velocidad de corrosión teórica.**

Para realizar el cálculo de la velocidad de corrosión teórica se usó como herramienta principal el simulador de Honeywall Predict 5.0 el cual arrojó el valor de la velocidad de corrosión en mpy y el porcentaje de picadura con solo introducirle los valores de las condiciones de operación y composición química del fluido del pozo.

La limitación de este programa es que trabaja solo con dos variables responsables del fenómeno de corrosión como lo son  $H_2S$  y  $CO_2$ . Si la corrosión es generada por una variable distinta a estas ya el programa no arroja resultados confiables. Otra limitante de este paquete de simulación no toma en cuenta el recubrimiento de las tuberías.

Posteriormente se realizó el análisis de cada uno de los pozos interrelacionando cada una de las variables que influyen en la corrosión de las tuberías. De esta manera se pudo determinar cuál fue la variable con más influencia o variable crítica en el fenómeno de corrosión de cada pozo.

Después de determinar cuáles son los agentes corrosivos predominantes y la relación de los agentes con las fallas encontradas, se comparó con el historial de fallas en superficie y su relación con los daños encontrados en fondo.

Luego de haber analizado y concluido cuáles fueron las variables más significativas en los problemas de corrosión de cada pozo se procedió a realizar las recomendaciones con el fin de minimizar el índice de fallas en los pozos petroleros.

## CAPITULO IV

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos en las diferentes pruebas , análisis e investigaciones realizadas, como la frecuencia de fallas de cada pozo, la composición química de los fluido , los distintos agentes corrosivos presentes en cada pozo, la variable crítica de cada pozo , las velocidades de corrosión real calculada por los métodos de cupones y la medición de espesores , la velocidad de corrosión teórica calculada por el Predict 5.0 y las condiciones de operación de los pozos .Además, del análisis integral de cada pozo el cual consiste en interrelacionar cada una de las variables con influencia en la corrosión en cada pozo.

#### 4.1 Condiciones de Operación de los Pozos.

A continuación en la Tabla N° 2 podemos observar la presión de línea, la presión de fondo, la temperatura del pozo y la velocidad del fluido.

Tabla N° 2 Condiciones de operación de los pozos Intervenidos

| Pozo   | Presión de Línea (psi) | Presión de Fondo (psi) | Temperatura (°F) | Velocidad del Fluido (pies/seg) |
|--------|------------------------|------------------------|------------------|---------------------------------|
| UM-30  | 130                    | 821                    | 120              | 3,21                            |
| UM-31  | 150                    | 980                    | 135              | 4,85                            |
| UM-32  | 140                    | 1141                   | 136              | 1,80                            |
| UM-61  | 110                    | 1558                   | 131              | 1,09                            |
| UM-71  | 210                    | 1022                   | 143              | 5,25                            |
| UM-76  | 145                    | 1412                   | 140              | 1,51                            |
| UM-82  | 260                    | 1110                   | 124              | 1,94                            |
| UM-83  | 165                    | 980                    | 130              | 2,34                            |
| UM-88  | 140                    | 1069                   | 96               | 14,03                           |
| UM-93  | 140                    | 1463                   | 121              | 0,39                            |
| UM-94  | 135                    | 666                    | 121              | 0,81                            |
| UM-98  | 135                    | 1242                   | 124              | 2,3                             |
| UM-132 | 140                    | 427                    | 90               | 1,94                            |
| UM-138 | 180                    | 1170                   | 140              | 1,91                            |
| UM-141 | 170                    | 1580                   | 139              | 1,46                            |
| UM-153 | 150                    | 887                    | 130              | 0,77                            |
| UM-155 | 155                    | 1448                   | 131              | 2,49                            |
| UM-156 | 140                    | 1143                   | 140              | 2,94                            |
| UM-157 | 170                    | 1632                   | 134              | 2,19                            |
| UM-158 | 140                    | 1048                   | 112              | 0,26                            |
| UM-159 | 150                    | 1528                   | 143              | 3,31                            |

Podemos observar que cada pozo tiene condiciones de operación y velocidades del fluido particulares, haciendo que cada caso de corrosión pueda ser generado por variables distintas.

## 4.2 Frecuencia de Fallas de los Pozos.

A continuación se puede observar en la Tabla N° 3 la fecha en la cual fue cada pozo intervenido la descripción de su diagrama técnico y la cantidad de filtraciones que presentaron desde el 01/08/2007 hasta el 01/12/2008.

**Tabla N° 3** Frecuencia de fallas de los pozos.

| Pozo  | Fecha de Intervención | Descripción del Diagrama del Pozo | Número de Filtraciones |
|-------|-----------------------|-----------------------------------|------------------------|
| UM-30 | 20/02/2008            | Horizontal                        | 0                      |
| UM-31 | 06/03/2008            | Horizontal                        | 0                      |
| UM-32 | 11/02/2008            | Horizontal                        | 2                      |
| UM-61 | 04/06/2008            | Horizontal                        | 10                     |
| UM-71 | 22/04/2008            | Horizontal                        | 2                      |
| UM-76 | 10/05/2008            | Horizontal                        | 6                      |
| UM-82 | 01/06/2008            | Horizontal                        | 0                      |
| UM-83 | 16/02/2008            | Horizontal                        | 2                      |
| UM-88 | 21/09/2008            | Horizontal                        | 1                      |
| UM-93 | 16/06/2008            | Horizontal                        | 0                      |
| UM-94 | 02/02/2008            | Direccional                       | 0                      |
| UM-98 | 09/06/2008            | Direccional                       | 2                      |

| Pozo   | Crudo (bbls/d) | Agua (bbls/d)            | Gas (MMSCFD) | CO <sub>2</sub> (% molar) | H <sub>2</sub> S (ppm) |
|--------|----------------|--------------------------|--------------|---------------------------|------------------------|
| UM-132 |                | 01/03/2008               | Direccional  |                           | 5                      |
| UM-138 |                | 11/11/2008               | Horizontal   |                           | 0                      |
| UM-141 |                | 18/05/2008               | Horizontal   |                           | 6                      |
| UM-153 |                | 04/05/2008               | Horizontal   |                           | 0                      |
| UM-155 |                | 13/06/2008               | Horizontal   |                           | 0                      |
| UM-156 |                | 08/05/2008               | Horizontal   |                           | 3                      |
| UM-157 |                | 14/03/2008               | Horizontal   |                           | 2                      |
| UM-158 |                | 28/03/2008<br>11/07/2008 | Horizontal   |                           | 3                      |
| UM-159 |                | 19/03/2008               | Horizontal   |                           | 8                      |

En la tabla anterior podemos observar como algunos pozos no reportaron filtraciones. Esto en algunos casos se debe a la baja criticidad del pozo y en otros al buen plan de tratamiento y monitoreo de los mismos. También podemos destacar la alta criticidad de algunos pozos donde se reportaron numerosas filtraciones como es el caso de los pozos UM-61, UM-76; UM-141 y el UM-159. Más adelante se presentará un análisis más detallado de cada pozo donde se determinará la variable crítica de cada uno de ellos y se compaginará con estos resultados.

## 4.3 Composición Química del Fluido de cada pozo.

A continuación en la Tabla N° 4 podemos observar la cantidad de crudo, agua, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> que hay en cada fluido de los pozos estudiados.

**Tabla N° 4** Composición química del fluido de cada pozo.

|        |     |      |        |     |   |
|--------|-----|------|--------|-----|---|
| UM-30  | 308 | 556  | 22,9   | 1   | 1 |
| UM-31  | 166 | 1585 | 22,76  | 1   | 1 |
| UM-32  | 276 | 1565 | 20,81  | 1   | 1 |
| UM-61  | 82  | 1091 | 9,34   | 1   | 1 |
| UM-71  | 411 | 2594 | 162,77 | 1   | 1 |
| UM-76  | 164 | 1625 | 8,42   | 1   | 1 |
| UM-82  | 110 | 1146 | 38     | 1   | 1 |
| UM-83  | 200 | 2306 | 15,92  | 1   | 1 |
| UM-88  | 4   | 6    | 1,125  | 1   | 1 |
| UM-93  | 3   | 35   | 17,78  | 12  | 1 |
| UM-94  | 197 | 228  | 39,04  | 1   | 1 |
| UM-98  | 241 | 16   | 6,07   | 1,5 | 2 |
| UM-132 | 364 | 1519 | 36     | 13  | 1 |
| UM-138 | 247 | 1458 | 13,84  | 1   | 1 |
| UM-141 | 102 | 1351 | 17,11  | 2   | 1 |
| UM-153 | 210 | 559  | 7,27   | 1   | 1 |
| UM-155 | 264 | 2922 | 6,47   | 1   | 1 |
| UM-156 | 581 | 2695 | 16,03  | 1   | 1 |
| UM-157 | 230 | 2455 | 9,76   | 1   | 1 |
| UM-158 | 93  | 120  | 7,73   | 1   | 1 |
| UM-159 | 537 | 3080 | 25,93  | 1   | 1 |

En la tabla anterior podemos observar que al igual que las condiciones de operación de cada pozo la composición del fluido de cada uno de ellos es particular, teniendo como consecuencia que a cada pozo se le realice un estudio de corrosión distinto con respecto a los demás pozos.

#### 4.4 Agentes Corrosivos Presentes en Cada Pozo.

A continuación en la Tabla N° 5 podemos observar cuales agentes corrosivos están presentes en cada uno de los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008.

**Tabla N° 5** Agentes corrosivos presentes en los pozos.

| Pozo  | Arena | Bacterias | H <sub>2</sub> S | CO <sub>2</sub> |
|-------|-------|-----------|------------------|-----------------|
| UM-30 |       |           | X                | X               |
| UM-31 |       | X         | X                | X               |
| UM-32 |       | X         | X                | X               |
| UM-61 | X     |           | X                | X               |
| UM-71 |       | X         | X                | X               |
| UM-76 |       | X         | X                | X               |
| UM-82 |       | X         | X                | X               |
| UM-83 |       | X         | X                | X               |

|        |   |   |   |   |
|--------|---|---|---|---|
| UM-88  | X |   | X | X |
| UM-93  |   |   | X | X |
| UM-94  |   | X | X | X |
| UM-98  | X | X | X | X |
| UM-132 | X | X | X | X |
| UM-138 |   | X | X | X |
| UM-141 | X | X | X | X |
| UM-153 |   | X | X | X |
| UM-155 |   | X | X | X |
| UM-156 |   | X | X | X |
| UM-157 |   | X | X | X |
| UM-158 |   | X | X | X |
| UM-159 |   | X | X | X |

Podemos observar en la tabla anterior que las Bacterias, el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub> están presentes en la mayoría de los pozos. Por el contrario la presencia de arena es inusual siendo detectada en solo cuatro de los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008.

#### **4.5 Análisis Integral de los Pozos Intervenidos en la Campaña 2007-2008 en el campo Uracoa.**

A continuación se presentará el análisis integral de cada uno de los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008 donde se interrelacionan todas las variables que tengan influencia en el fenómeno de la corrosión, y así determinar cual de ellas es la variable crítica.

##### **4.5.1 Análisis del pozo UM-30.**

El pozo UM-30 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.258 pies. El sistema de producción es de levantamiento artificial por gas (L.A.G), tiene un total de 147 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril KBMMG", dos niple de inyección de química, no tiene revestimiento interno y se encontraba protegido únicamente por el inhibidor de corrosión soluble en aceite CORR-2779.

En el momento de la intervención la completación se observó en perfecto estado como se muestra en la Figura N° 13



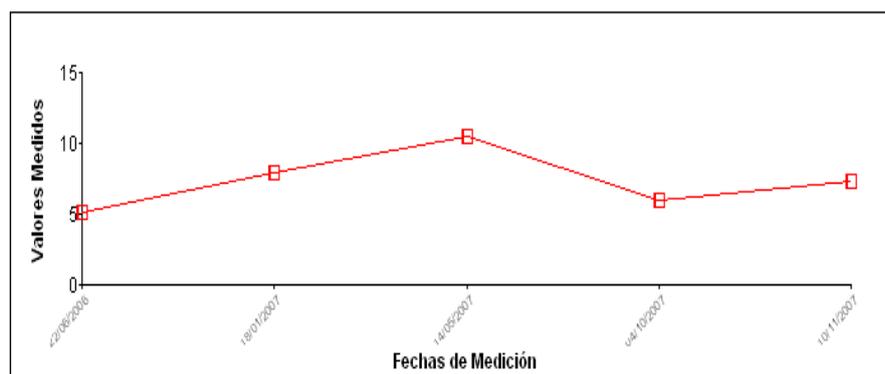
**Figura N° 13** Completación del pozo

Este pozo trabaja a una temperatura de 104 °F y una presión de línea de 90 psi, además presenta una presión en el fondo de 821 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14.7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 22.9 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce el fenómeno de corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,55, siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que la corrosión, en caso de que la haya, se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 3,21 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 36,95 pies/seg.

Otra variable de gran peso es la presencia de bacterias sulfato reductoras, que en este pozo son prácticamente inexistentes.

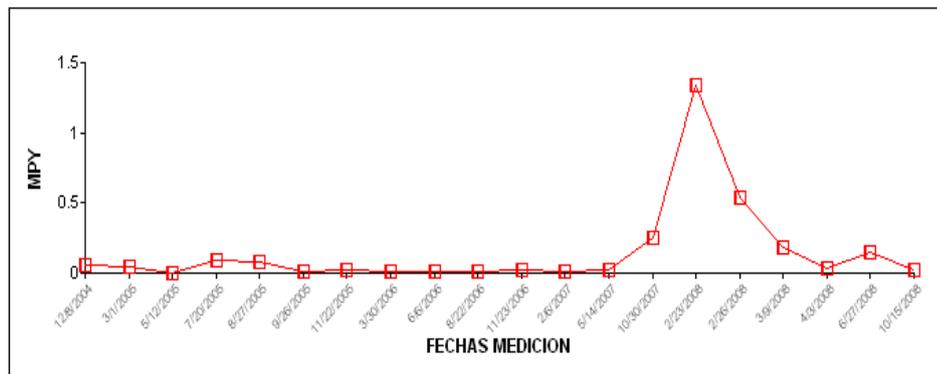
En la Gráfico N° 1 se observa que los valores de hierro se mantienen en un rango relativamente bajo (5 ppm y 10 ppm). Este pozo no tiene tubería revestida y la corrosión está controlada con el inhibidor. Tampoco existe un incremento sostenido de esta variable, por lo tanto se puede asumir que el hierro presente proviene de la formación del pozo.



**Gráfico N° 1** Concentración de hierro en función del tiempo.

La velocidad de corrosión de este pozo por el método de cupones, que estudia la corrosión uniforme en la tubería, está controlada reflejando valores por

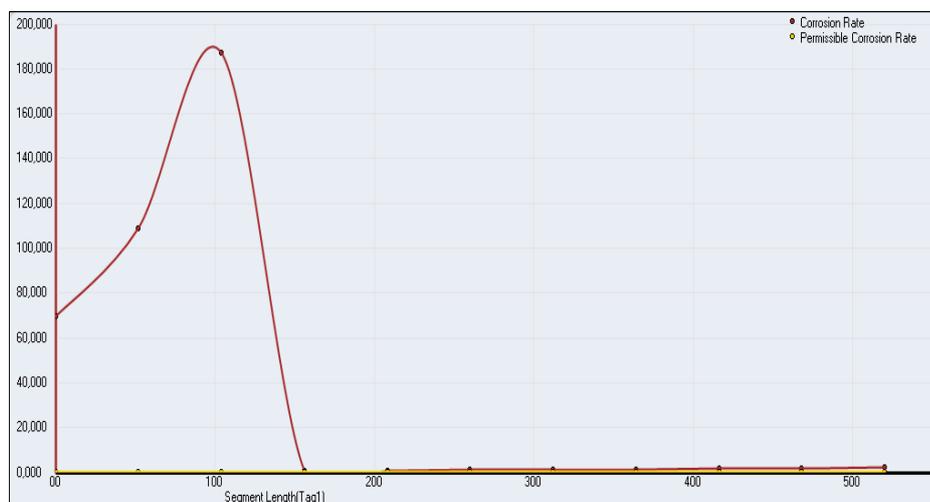
debajo de 1,5 mpy como se muestra en el Gráfico N° 2 , lo que indica que el inhibidor de corrosión está haciendo su trabajo.



**Gráfico N° 2** Velocidad de corrosión en función del tiempo

Por otro lado el método de medición de espesores que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 15,71 mpy como el valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión de 69,71 mpy y un porcentaje de picadura de un 50% .Estos valores no reflejan la realidad debido a que el pozo no presentó daños en su inspección de campo.



**Gráfico N° 3** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

El Gráfico N° 3 evidencia que la zona más crítica del pozo se encuentra a 100 pies de profundidad donde la proporción de corrosión llega a un valor de 187 mpy. También se observa que a una profundidad mayor a 150 pies se estabiliza la velocidad de corrosión con valores cercanos a 1 mpy. Este comportamiento se debe a que a los 100 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

Este pozo se trató con inyección continua de inhibidor de corrosión soluble en aceite con una dosis promedio de 45 ppm. Las condiciones operacionales de

este pozo dieron como resultado un pozo de criticidad baja, con niveles de corrosión controlados, manejando siempre cortes bajos de agua menores de 50%, razón por la cual se inyectaba inhibidor soluble en aceite.

Se destaca que la completación se mantuvo protegida en su totalidad con solo inhibidor de corrosión demostrando su alto desempeño.

Como conclusión se puede decir que el diseño del tratamiento y el plan de monitoreo fue ejecutado de manera satisfactoria ya que la corrosión ha sido controlada en este pozo y se recomienda continuar con el mismo plan de monitoreo y tratamiento.

#### **4.5.2 Análisis del pozo UM-31.**

El pozo UM-31 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.445'. El sistema de producción es de levantamiento artificial por gas (L.A.G), tiene un total de 156 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", dos niples de inyección de química y no cuenta revestimiento interno.

En el momento de la intervención la completación se observó en perfecto estado como se observa en la Figura N° 14.

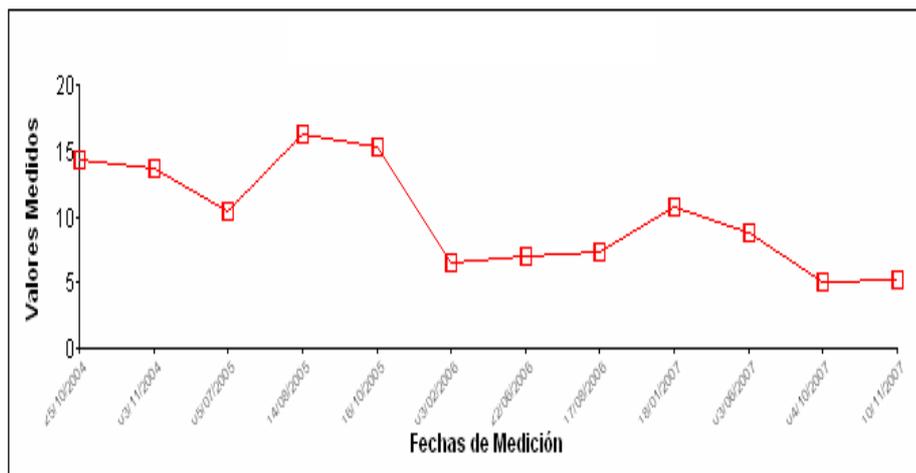


**Figura N° 14** Completación del pozo

Este pozo trabaja a una temperatura de 135 °F y una presión de línea de 150 psi además de presentar una presión en el fondo de 1284 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 24,5 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) aplicando la teoría donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,66 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

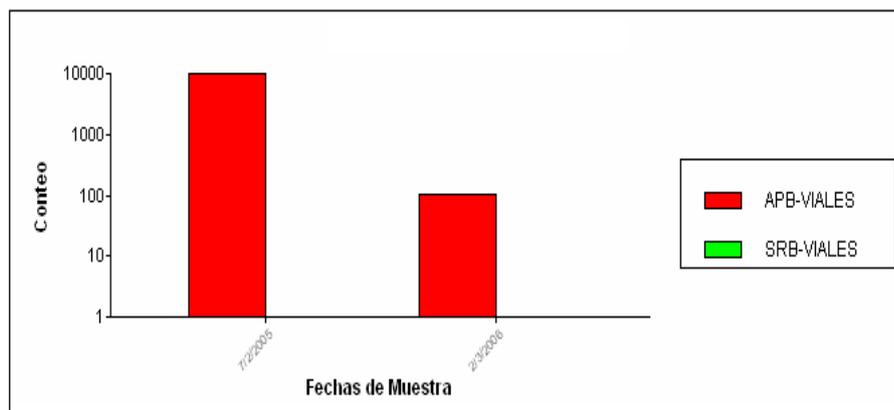
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 4,85 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 38,70 pies/seg.

El Gráfico N° 4 muestra un contenido de hierro estable en 20ppm con un pico el 14/08/2005, considerando que este pozo no ha tenido inyección de inhibidor de corrosión, no ha mostrado incremento sostenido en el aporte de hierro, por lo que se presume que el aporte proviene de la formación del pozo.



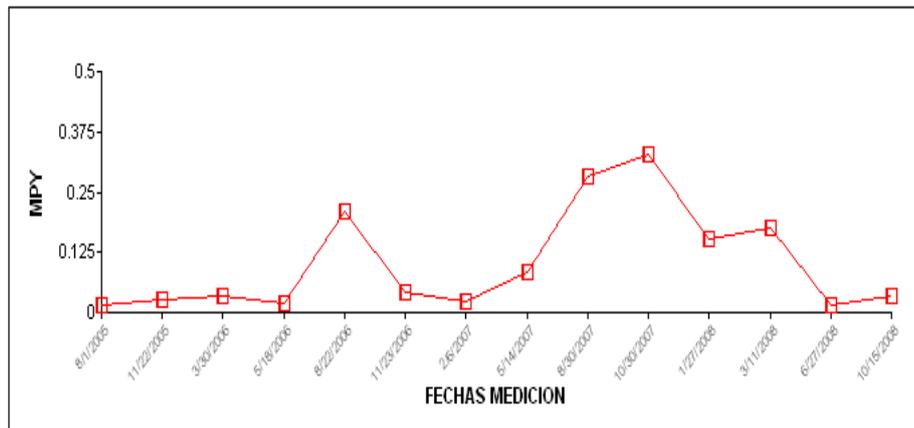
**Gráfico N° 4** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 5 podemos observar la presencia de bacterias ácido productoras más no la presencia de las bacterias sulfato reductoras.



**Gráfico N° 5** Conteo de bacterias en función del tiempo.

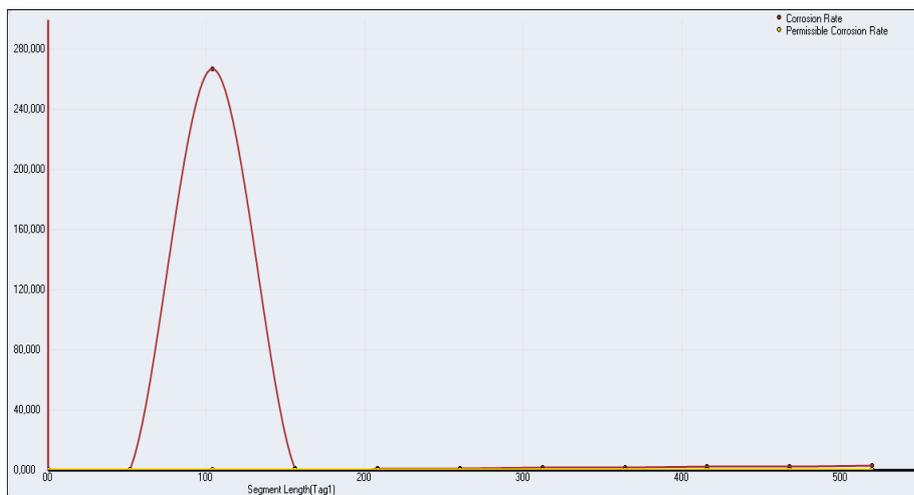
La velocidad de corrosión de este pozo por el método de cupones, que estudia la corrosión uniforme en la tubería como muestra el Gráfico N° 6, que está controlada reflejando valores por debajo de 0.5 mpy. Esto implica que el inhibidor de corrosión está haciendo su trabajo.



**Gráfico N° 6** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 3,16 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión de 0,16 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, respaldando los valores de velocidad de corrosión real calculado por el método de cupones demostrando que es un pozo de baja criticidad.



**Gráfico N° 7** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 7 podemos observar que la zona más crítica del pozo se encuentra a 100 pies de profundidad donde la proporción de corrosión llega a un valor de 267 mpy. También se observa que en el resto de la tubería la velocidad de corrosión tiene valores cercanos a un mpy demostrando que este pozo tiene baja criticidad. Este comportamiento se debe a que a los 100 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El pozo UM-31 mantuvo una inyección de química con el inhibidor de corrosión CORR-2781 durante todo el tiempo que estuvo operativo. Inicialmente el pozo mantuvo cortes de agua bajos, iniciando con una inyección de inhibidor soluble en aceite, luego se cambió a inhibidor soluble en agua cuando se observó

el incremento en el corte de agua. Las dosis fueron altas para poder proteger la tubería de producción que no se encontraba revestida.

La Presencia de bacteria se encontró de manera puntual por tal motivo la proliferación no afectó significativamente el pozo

Se destaca que la completación se mantuvo protegida en su totalidad con solo inhibidor de corrosión demostrando su alto desempeño.

Como conclusión se puede decir que el diseño del tratamiento y el plan de monitoreo fue ejecutado de manera satisfactoria, en vista de que la corrosión ha sido controlada en este pozo y se recomienda continuar con el mismo plan de monitoreo y tratamiento.

#### 4.5.3 Análisis del pozo UM-32.

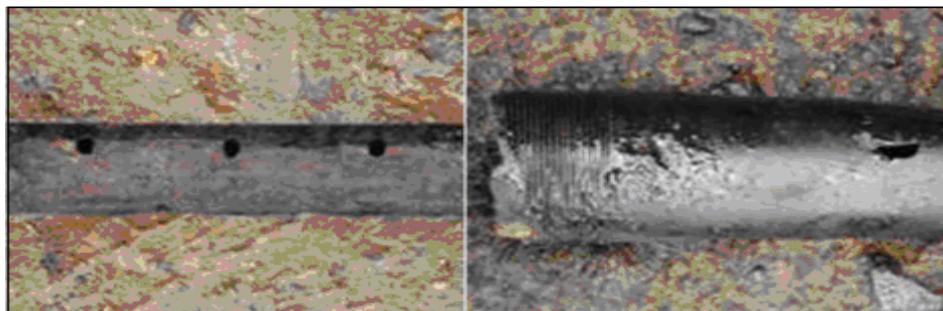
El pozo UM-32 es direccional, BES, perforado hasta una profundidad de 5172', completado con 120 tubos 3-1/2" Plastic Coated J-55, 3862 ft de capilar para inyección de química y 1 tubo de 1-5/16" CS N.Perf/N. y cuenta con revestimiento interno.

Del equipo de completación del UM-32 se pudo observar que la tubería J-55 con recubrimiento interno salió en perfectas condiciones como se muestra en la Figura N° 15.



Figura N° 15 Tubería de producción 3-1/2 revestida internamente sin daño

También se consiguieron daños localizados por corrosión en el niple que iba conectado a la descarga de la bomba y en el niple perforado como se observa en la Figura N° 16. Al observar los daños podemos destacar la corrosión externa en una zona estática del fluido favoreciendo a la proliferación de bacterias. El resto de la completación salió en perfecto estado.



**Figura N° 16** Niple perforado, el niple 3<sup>1/2</sup> EUE que encontraba conectado a la descarga de la bomba

Este pozo trabaja a una temperatura de 136 °F y una presión de línea de 140 psi además de presentar una frecuencia de 53 (HZ) y una presión en el fondo de 1141 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 26,1 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y del H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,77 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le atribuiría al sulfuro de hidrógeno.

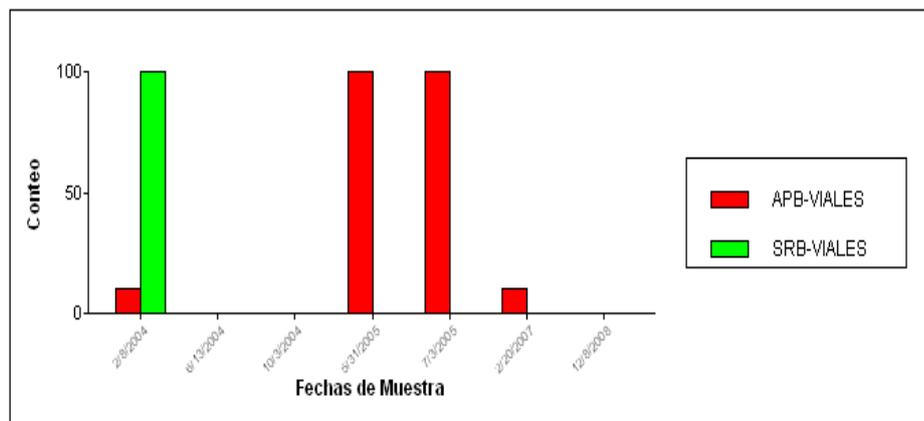
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 1,8 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 22,09 pies/seg.

El Gráfico N° 8 evidencia valores bajos de contenido de hierro, estos valores oscilan entre 1 y 7 ppm, esto se puede relacionar con los altos contenidos de sulfuro de hierro medidos a nivel de cupón muy probablemente asociados a la actividad bacteriana.



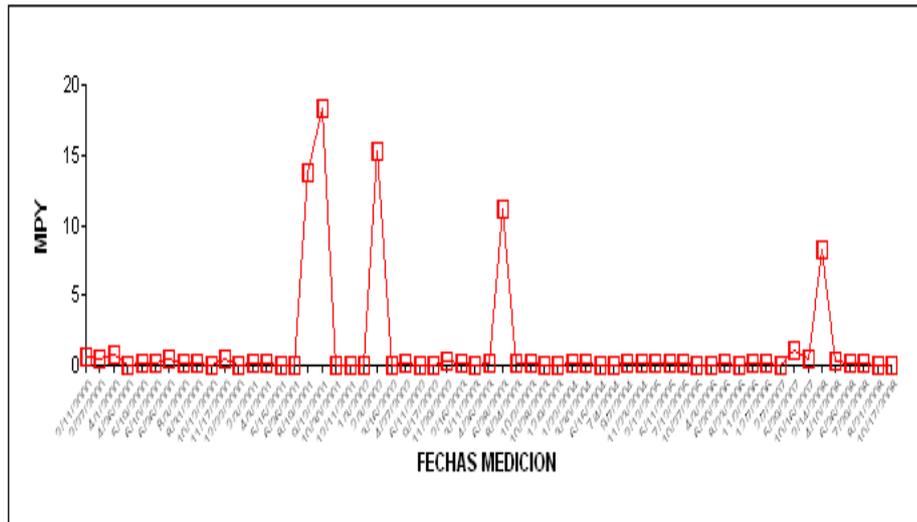
**Gráfico N° 8** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 9 podemos observar la presencia de bacterias ácido productoras y sulfato reductoras, lo que se compagina con lo conseguido en los cupones (alto sulfuro de hierro).



**Gráfico N° 9** Conteo de bacterias en función del tiempo.

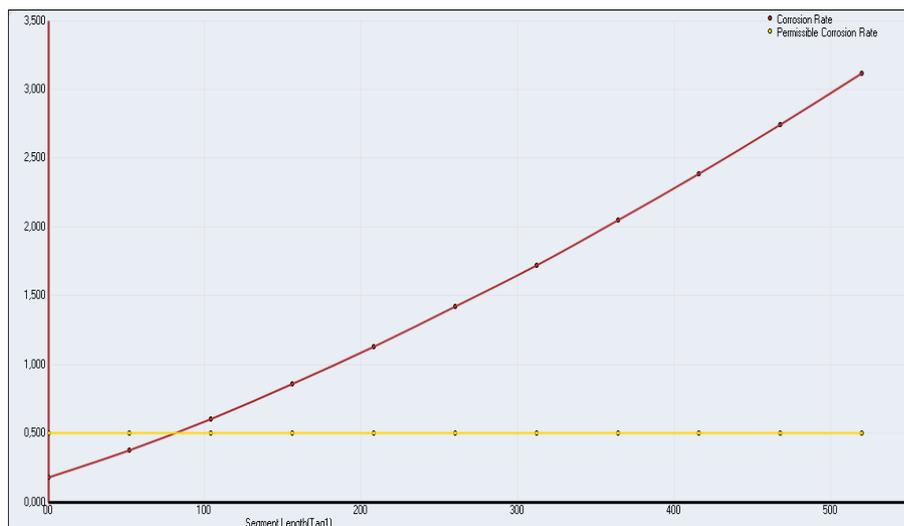
Las velocidades de corrosión de este pozo en promedio se mantuvieron por debajo de 1 MPY, los valores puntuales por encima de 1 MPY resultaron de pruebas con inhibidores de baja eficiencia como muestra el Gráfico N° 10.



**Gráfico N° 10** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 0,1 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión de 0,18 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, respaldando los valores de velocidad de corrosión real a pesar de que el simulador no toma en cuenta la presencia de revestimiento en la tubería demostrando que es un pozo de criticidad media baja.



**Gráfico N° 11** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 11 podemos observar que a medida que aumenta la profundidad del pozo va aumentando la proporción de corrosión y por ende la

zona del fondo del pozo puede ser catalogada como la zona más crítica. Esto se debe a que al aumentar la profundidad del pozo aumenta su temperatura, condición que favorece a la corrosión en sistemas con presencia de H<sub>2</sub>S.

El pozo UM-32 se trabajó con tratamiento químico continuo con el inhibidor de corrosión CORR-2781 hasta 3966' con dosis promedio de 35 ppm, según el diagrama de completación se tenían 1000' de casing sin proteger, sin embargo las mediciones realizadas con cupones mostró corrosión controlada, resultados que se pudieron corroborar en la recuperación de todo el equipo de completación.

De acuerdo a los resultados del monitoreo bacterial se realizaron dos tratamientos de tipo bach con biocida durante el 2000 y el 2006 para control de corrosión microbiológica, obteniendo resultados positivos sobre el control de bacterias.

Se puede destacar que no se detectó corrosión interna, esto consecuencia de la protección que le ofrece el recubrimiento interno y el inhibidor de corrosión a lo largo de la tubería de producción.

Se presume que los daños localizados en los nipples fueron ocasionados por la actividad bacteriana. El pozo UM-32 se catalogó como un pozo de criticidad media. También se puede señalar que los problemas de corrosión en este pozo no fueron de grado alarmante.

#### **4.5.4 Análisis del pozo UM-61**

El pozo UM-61 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6257' , el sistema de producción es de levantamiento artificial por gas (L.A.G), un total de 127 tubos 3-1/2" J55 EUE Tuboscope con revestimiento interno, Mandril KBMM-2 3 1/2" EUE, Landing Niple X 2,3813", Pata de Mula, todos sin revestir.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

Los 127 tubos 3-1/2" revestidos se encontraron en buen estado como se observa en la Figura N° 17.



**Figura N° 17** Tubos 3-1/2" Revestido.

Se encontraron daños de corrosión interna como externa en el mandril que se encontraba a 3987,88’.

También se consiguieron daños por corrosión en el niple X que estaba a 4059,87’ y en la pata de mula donde se observó corrosión generalizada a 4074,3’ como se muestra la Figura 18y en la Figura 19.



**Figura N° 18 NipleX**



11 parcial de  $H_2S$  es de 14,7 psi y la presión parcial del  $CO_2$  es de 30,28 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del  $CO_2$  y del  $H_2S$  indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 2,05 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

En este pozo se ha detectado presencia de arena.

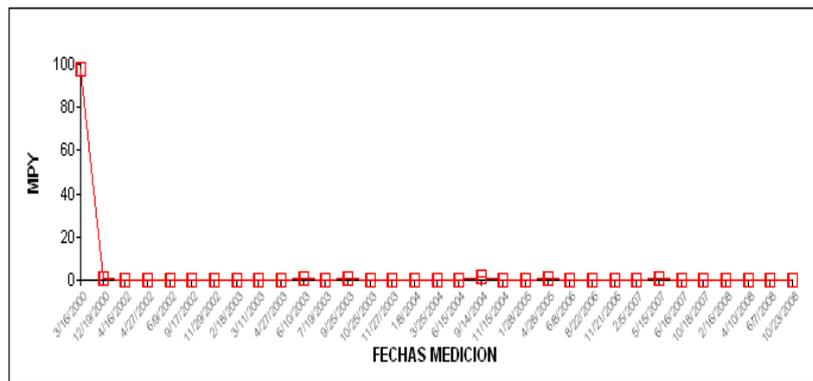
La velocidad del fluido es de 1,09 pies/seg, y la velocidad de erosión es de 22,15 pies/seg descartando esta variable como agente corrosivo.

El Gráfico N° 12 evidencia que los valores de hierro se encuentran relativamente bajos entre 5 y 14 ppm, este es un pozo donde la tubería está revestida por lo cual la corrosión esta controlada a excepción del Mandril, Niple X y Pata de Mula los cuales están sin revestimiento.



**Gráfico N° 12** Concentración de hierro en función del tiempo.

Este pozo no ha mostrado actividad Bacteriana, el promedio de H<sub>2</sub>S esta alrededor de 20 ppm (recopilación de Análisis de Cupón del 24/08/2006 al 01/08/2008), excepto algunos análisis a cupones que sobrepasan los 110 ppm, muchos de estos cupones aparecen con manchas negras. Al Mandril se le tomó una muestra en la superficie a la cual se le agregó Acido Clorhídrico al 30% resultando en una concentración de 15 ppm de H<sub>2</sub>S.

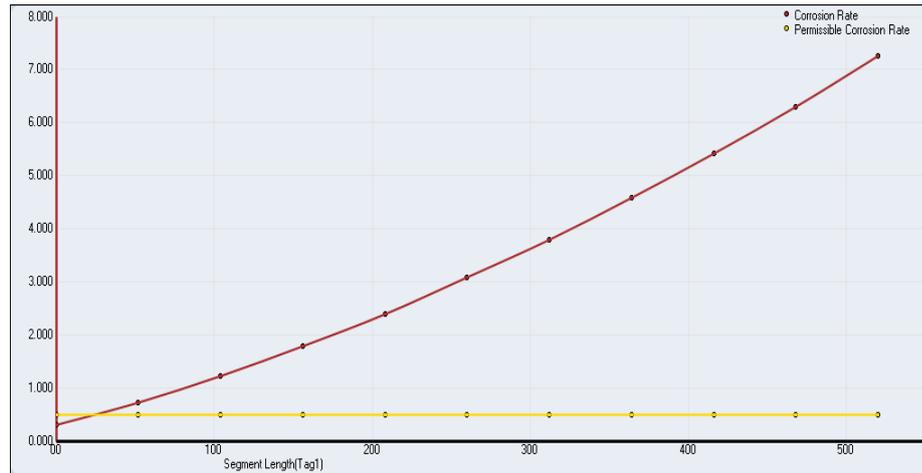


**Gráfico N° 13** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

La velocidad de corrosión se mantuvo controlada por debajo de 0,2 mpy como se observa en el Gráfico N° 13, además de presentar un porcentaje de protección de un 99%.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 37,44 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión de 61,14 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, evidenciando la criticidad de este pozo al usar tubería sin revestimiento como es el caso del niple, el mandril y la pata de mula además de la alta presencia de sulfuro de hidrógeno.



**Gráfico N° 14** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 14 podemos observar que la velocidad de corrosión va aumentando a medida que aumenta la temperatura esto es un comportamiento típico de los sistemas con presencia de H<sub>2</sub>S.

El pozo UM-61 se mantuvo con inyección continua aplicando el inhibidor de corrosión soluble en agua CORR-2781 con un promedio de 35 ppm. La inyección de este pozo se realizaba por la línea de gas, lo cual no aseguraba la protección de todo el equipo de fondo. Las condiciones operacionales dieron como resultado un pozo de criticidad media alta, aunque con niveles de corrosión controlados (< 1 MPY), cortes altos de agua superiores a 90%.

Se destaca que la zona donde se detectaron los daños no se encontraba protegida por el inhibidor de corrosión ni por revestimiento interno.

Este pozo posee la particularidad que a pesar de tener un sistema de producción de levantamiento artificial con gas, la tubería de producción esta revestida internamente. Esto se debe a que su última intervención fue hace mucho tiempo sin posibilidad de aplicar las nuevas técnicas de la empresa de perforación.

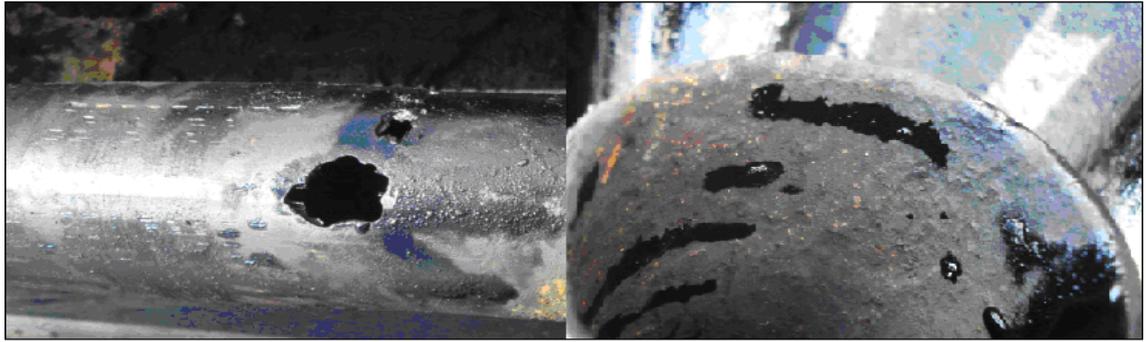
Se presume que la corrosión en el mandril, el niple y la pata de mula se generó debido a la alta concentración de H<sub>2</sub>S en el fluido conjuntamente con la presencia de arena y la variante de que esta zona no tenía recubrimiento y la inyección de química no aseguraba la protección de todo el equipo de fondo.

#### 4.5.5 Análisis del pozo UM-71.

El pozo UM-71 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.617'. El sistema de producción es de levantamiento artificial por gas (L.A.G), tiene un total de 149 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", dos niples de inyección de química y no cuenta con revestimiento.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

Daños internos localizados y pérdida del 100% del espesor de la tubería como se muestra en la Figura N° 20.

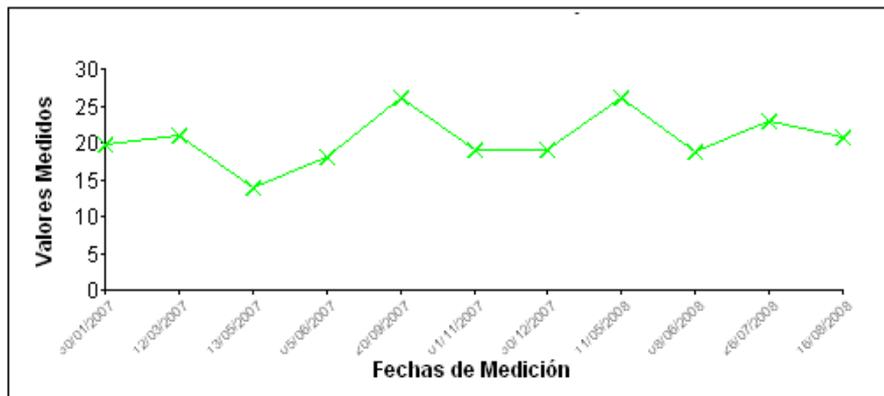


**Figura N° 20** Daños internos en la completación.

Este pozo trabaja a una temperatura de 143 °F y una presión de línea de 210 psi además de presentar una presión en el fondo de 1022 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 24,92 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,7 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

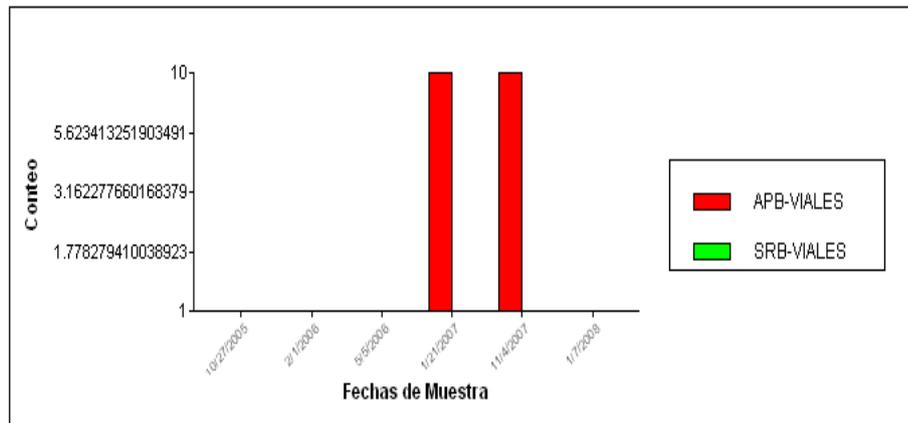
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 5,25 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 29,12 pies/seg.

El Gráfico N° 15 muestra un contenido de hierro estable en 20 ppm, esto es un comportamiento típico de corrosión localizada.



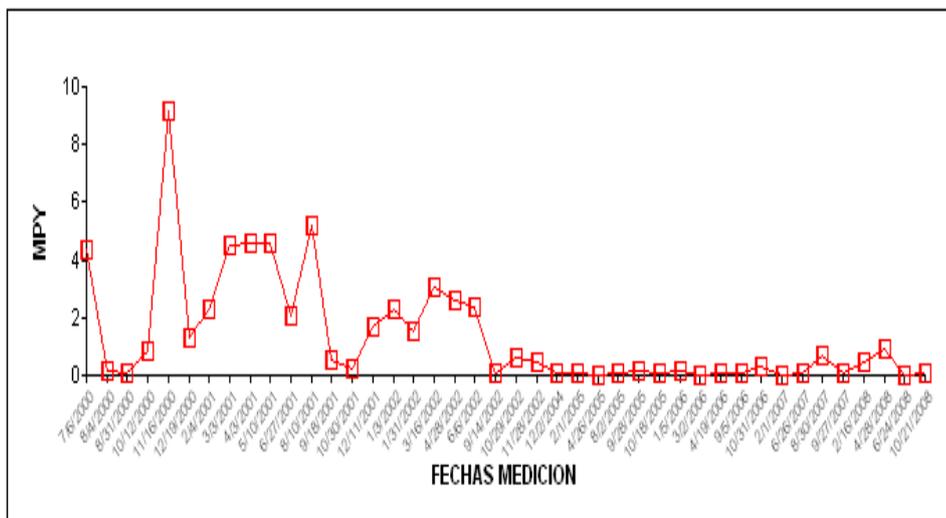
**Gráfico N° 15** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 16 podemos observar la presencia de bacterias ácido productoras.



**Gráfico N° 16** Conteo de bacterias en función del tiempo.

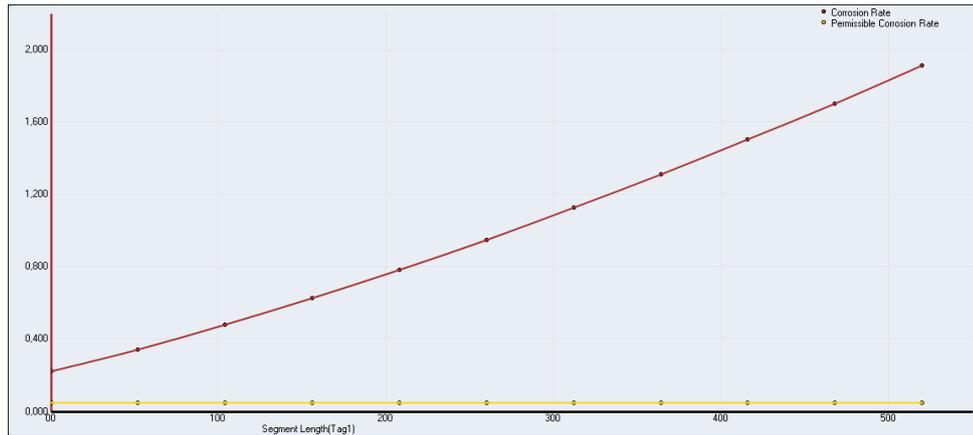
La velocidad de corrosión de este pozo por el método de cupones, que estudia la corrosión uniforme en la tubería como muestra el Gráfico N° 17, está controlada reflejando valores por debajo de 2 mpy. Ahí que recordar que el daño encontrado en esta completación corresponde a un mecanismo de corrosión por picadura asociado la actividad bacteriana.



**Gráfico N° 17** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 4,23 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, este valor no esta reflejando las fallas en el equipo de fondo, como los son los casos donde la tubería perdió el espesor en un 100% evidenciando que los puntos de medición no son representativos para este método.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión de 0,22 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, demostrando que la causa de corrosión es este caso no se ve asociada a la presencia de H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>.



**Gráfico N° 18** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 18 podemos observar que la proporción de corrosión va aumentando a medida que aumenta su profundidad, de igual manera aumenta la presión y la temperatura, condición que favorece la corrosión en sistemas con presencia de H<sub>2</sub>S.

El pozo UM-71 se mantuvo con una inyección continua del inhibidor CORR-2781, sin embargo no se pudo garantizar en un 100% la integridad de la tubería por un período extenso debido a que la tubería se encontraba sin revestimiento y aún cuando tuviese un buen inhibidor fílmico, estaba expuesta a condiciones de alta agresividad, tomando en cuenta la presencia de bacteria sulfato reductora en el medio, presencia de H<sub>2</sub>S a nivel de gas, sin posibilidad de tratamiento Bach con biocida. Además se destaca que el tratamiento químico no fue efectivo debido a que se usaron dosis bajas (30 ppm).

Las condiciones Observadas en la completación del pozo UM-71, mostraron evidencias claras de daños internos y localizados producto de la corrosión por actividad bacteriana. Este tipo de pozo deben ser tratado con biocida a fin de minimizar la acción bacteriana, sin embargo por condiciones de completación (Válvula Flapper) fue imposible realizar estos tratamientos durante su tiempo de vida.

Como parte del plan de inspección se tomo muestra del producto de corrosión y se cultivó para comprobar la presencia de bacteria el cual dio Positivo.

Se presume que los daños ocasionados en la completación son originados por la actividad bacteriana y se recomienda aumentar la dosis del inhibidor de corrosión.

#### **4.5.6 Análisis del pozo UM-76.**

El pozo UM-76 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.212'. El sistema de producción es de levantamiento artificial por gas (L.A.G), tiene un total de 152 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", dos niples de inyección de química y no cuenta con revestimiento.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

El equipo de completación que se extrajo del pozo, mostró evidencias notables de corrosión localizada en la tubería de producción, en el cuello que conecta al bloque de inyección y en la pata de mula como se muestra en la Figura N° 21.



**Figura N° 21 Daños Localizados.**

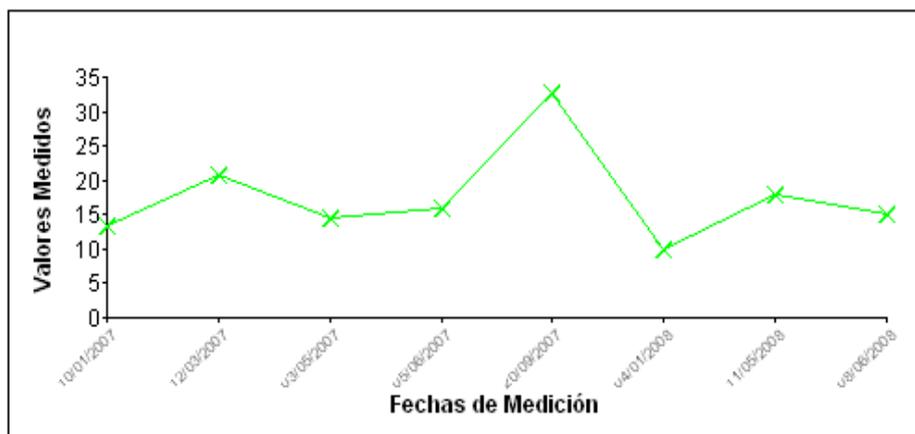
La tubería de producción J-55 sin ningún tipo de revestimiento mostró ataques localizados, morfología típica de corrosión microbiana. Los productos de corrosión, como las capas finas negras que se formaron en las tuberías y la pata de mula fueron removidos, unas gotas de HCl se agregaron a este producto negro, desprendiendo un olor particular que define al sulfuro de hidrógeno, lo cual es un indicativo de que estos residuos negros contienen sulfuro de hierro muy posiblemente asociados a la actividad bacteriana.

El pozo mostró una disminución en la producción a partir de abril del 2007 hasta la fecha de su intervención, esto motivado a los daños en la tubería.

Este pozo trabaja a una temperatura de 140 °F y una presión de línea de 145 psi además de presentar una presión en el fondo de 1412 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 28,82 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,96 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

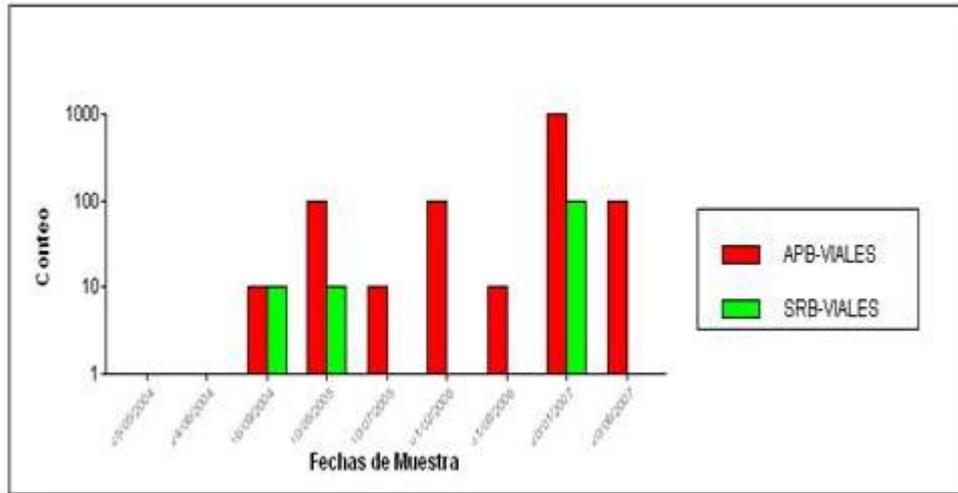
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 1,51 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 21,25 pies/seg.

El Gráfico N° 19 muestra un contenido de hierro con un promedio de 15 ppm este pozo mantuvo buenas dosis de inhibidor de corrosión y no ha mostrado incremento sostenido en el aporte de hierro, se presume que el aporte proviene de la formación del pozo, por otro lado las últimas mediciones en particular arrojaron valores por debajo del promedio punto que se concatena con lo observado en el incremento de actividad bacteriana.



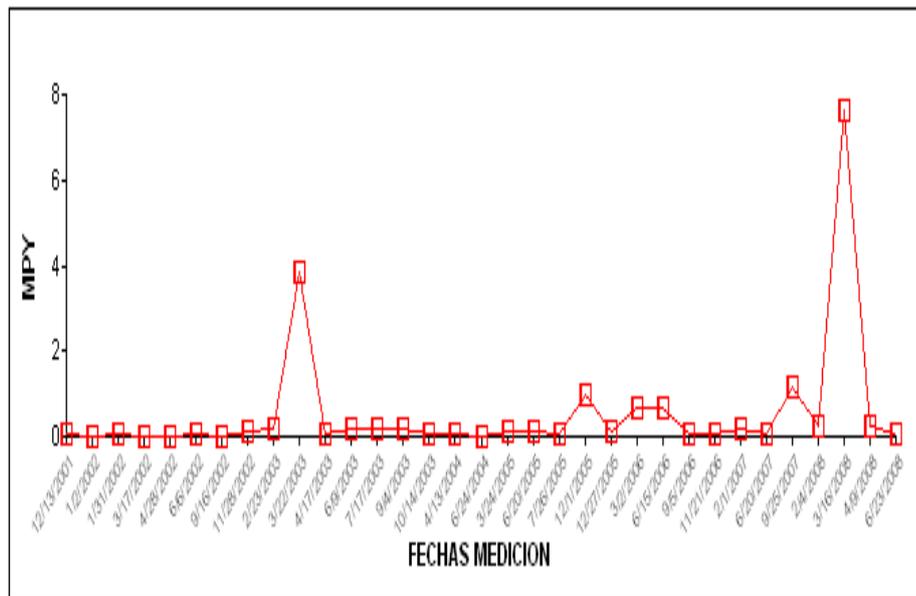
**Gráfico N° 19** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico 20 podemos observar la presencia notable de bacterias ácido productoras y sulfato reductoras.



**Gráfico N° 20** Conteo de bacterias en función del tiempo.

En el 2004 se intervino este pozo cambiando el método, a partir de esta fecha las velocidades de corrosión se mantuvieron controladas como se muestra en el Gráfico N° 21, con excepción del pico que genera en la gráfica la medición del 16/3/2008 que se presume es generado por una medición errónea.



**Gráfico N° 21** Velocidad de corrosión en función del tiempo..

En la última revisión realizada, se observó un incremento en los niveles de corrosión observando ataque localizados en el cupón como se muestra en la Figura N° 22.

| CUPONES DE CORROSION                                                               |                  |                                  |                  |
|------------------------------------------------------------------------------------|------------------|----------------------------------|------------------|
| CAMPO:                                                                             | URACOA           | HARVEST INCCLER                  |                  |
| PUITO:                                                                             | UM-76            | IIR                              |                  |
| IIR:                                                                               | 29               | FECHA REGISTRO: 04/02/2008 00:00 |                  |
| PESO INICIAL:                                                                      | 10,0180          | PESO SIN ACIDO:                  | 9,8537           |
| PESO FINAL:                                                                        | 9,8452           |                                  |                  |
| AREA FACTOR:                                                                       | 3,24             | DIAS:                            | 132,00           |
| MPY:                                                                               | 1,14             |                                  |                  |
| PROTECCION:                                                                        | 70,12 %          | PRODUCTO QUIMICO:                | CORR-7144        |
| DOSIS:                                                                             | 25,00            |                                  |                  |
| DESDE:                                                                             | 25/09/2007 00:00 | HASTA:                           | 04/02/2008 00:00 |
| OBSERVACION: ATAQUE LATERAL POR BACTERIAS. 72PPM DE H2S, CO2, SRB HIGH             |                  |                                  |                  |
| Aceptar                                                                            |                  | Imagen de Cupón                  |                  |
|                                                                                    |                  | Imprimir                         |                  |
|                                                                                    |                  | Cerrar                           |                  |
| FOTO CUPON                                                                         |                  |                                  |                  |
|  |                  |                                  |                  |

Figura N° 22 Estudio del último cupón de corrosión.

Se observan daños localizados en el último cupón analizado, asociado a corrosión microbiológica.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 6,07 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, este valor no esta reflejando las fallas en el equipo de fondo, como los son los casos donde la tubería perdió el espesor en un 100%

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 62,77 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, evidenciando el alto índice de H<sub>2</sub>S que se encuentra en el fluido.

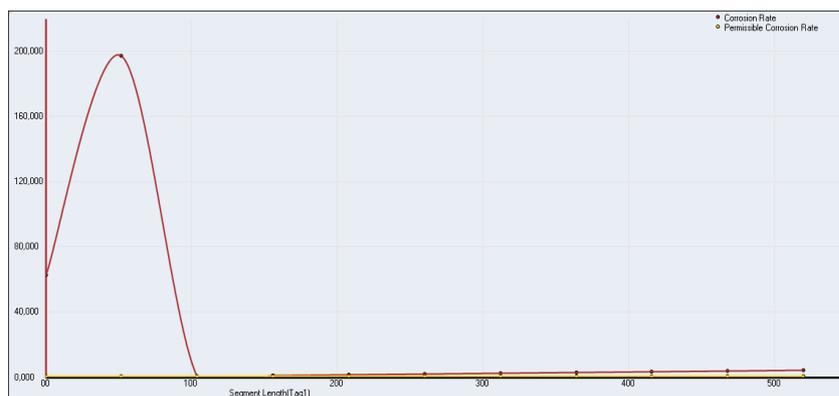


Gráfico N° 22 Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 22 podemos observar que la proporción de corrosión a 50 pies de profundidad llega a su máximo valor (200 mpy), a profundidades mayores la velocidad de corrosión se mantiene controlada con valores cercanos a cero mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 50 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El pozo UM-76 se mantuvo con una dosis de inyección del inhibidor CORR-2781 continua, optimizando en su momento por mantener velocidades de corrosión controladas, sin embargo no se pudo garantizar en un 100% la integridad de la tubería por un período extenso debido a que la tubería sin revestimiento y aún cuando tuviese un buen inhibidor fílmico, estaba expuesta a condiciones de alta agresividad, tomando en cuenta la presencia de bacteria sulfato reductora en el medio y la presencia de H<sub>2</sub>S a nivel de gas. Por otra parte no se pudo realizar tratamiento con biocida debido a la presencia de la válvula Flapper.

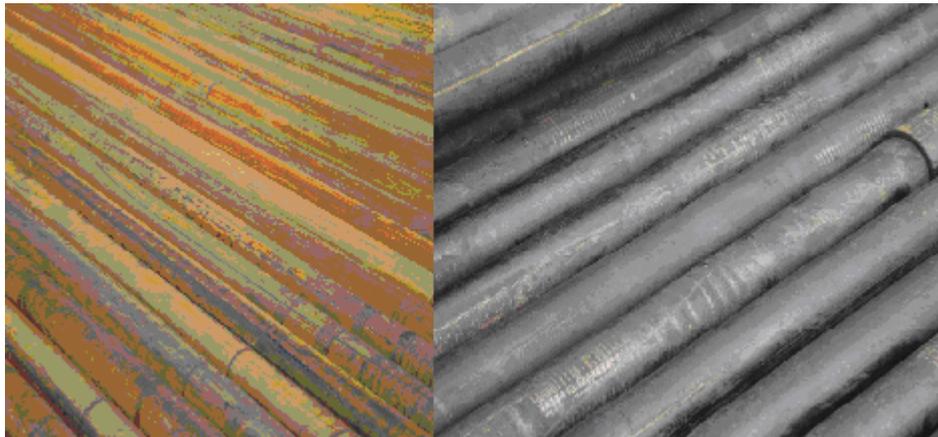
Se presume que los daños localizados en el equipo de completación representó un 4% de los tubos de producción de 3-1/2" y fue ocasionada por corrosión microbiana.

#### **4.5.7 Análisis del pozo UM-82.**

El pozo UM-82 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.458'. El sistema de producción es de levantamiento artificial por gas (L.A.G), tiene un total de 146 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", y no cuenta con revestimiento.

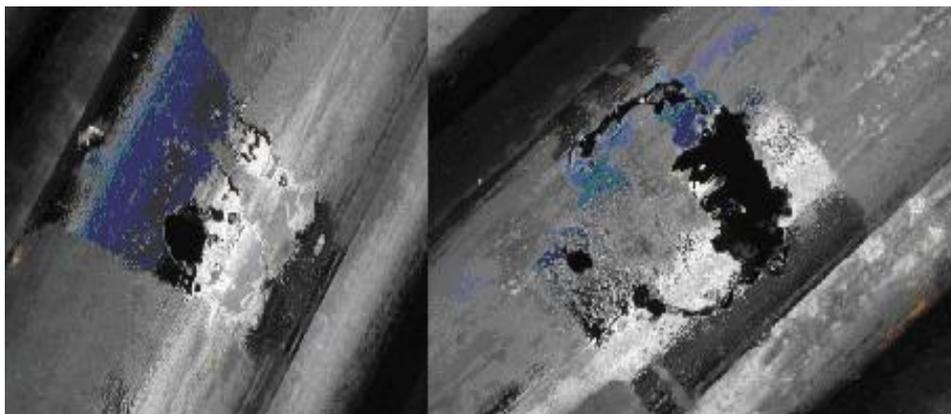
Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

A nivel general la completación se encontró en buen estado a pesar de ser un material convencional como se muestra en la Figura N° 23.



**Figura N° 23** Completación del pozo.

El tubo número 81 de la completación como se ve en la Figura N° 24 presentó una falla en la tubería por efecto del choque, en este tubo se comenzó la inyección de gas y se encontraba a 2514 pies de profundidad.

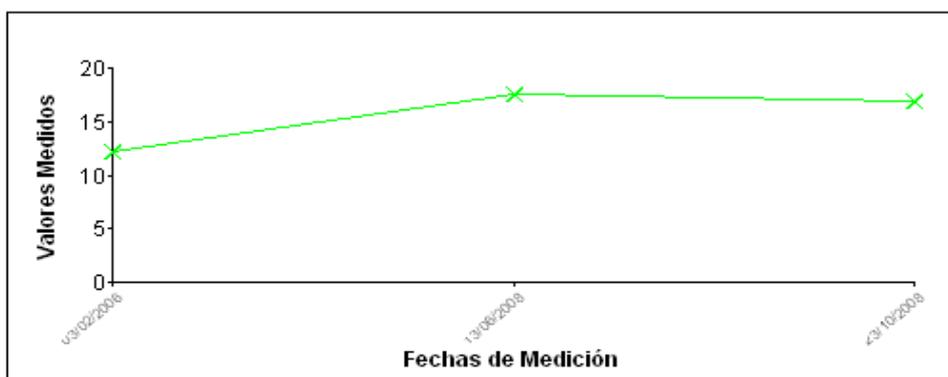


**Figura N° 24** Tubo # 81 J-55 EUE.

Este pozo trabaja a una temperatura de 124 °F y una presión de línea de 260 psi además de presentar una presión en el fondo de 1110 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 25,82 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,75 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

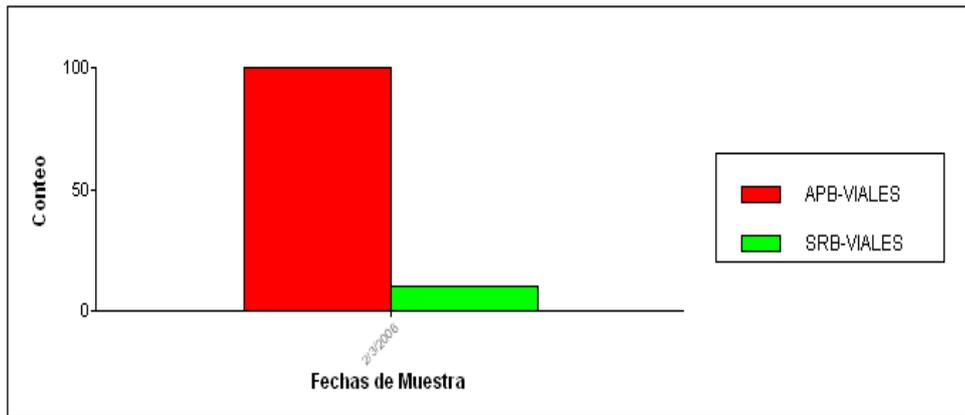
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 1,94 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 27,91 pies/seg.

El Gráfico N° 23 muestra un contenido de hierro con un promedio de 12,5 ppm este pozo no tiene inyección de química, así que de esta manera se presume que el contenido de hierro viene de la formación del pozo.



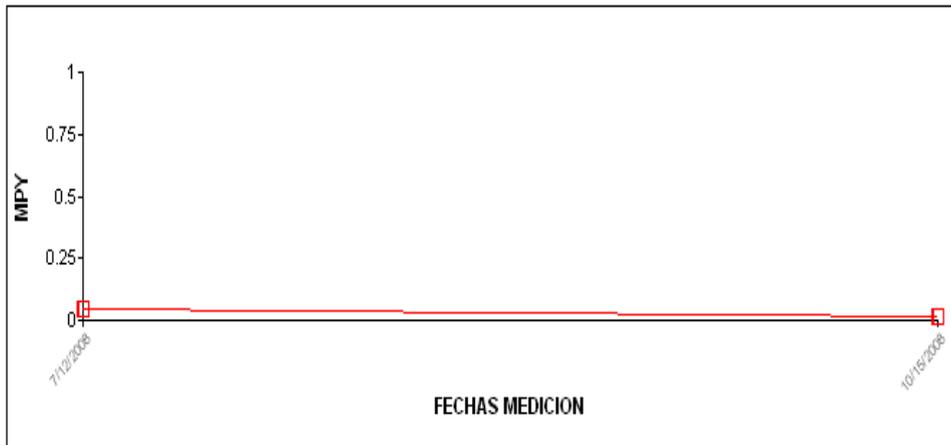
**Gráfico N° 23** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 24 podemos observar la presencia de bacterias en gran mayoría de ácido productoras.



**Gráfico N° 24** Conteo de bacterias en función del tiempo.

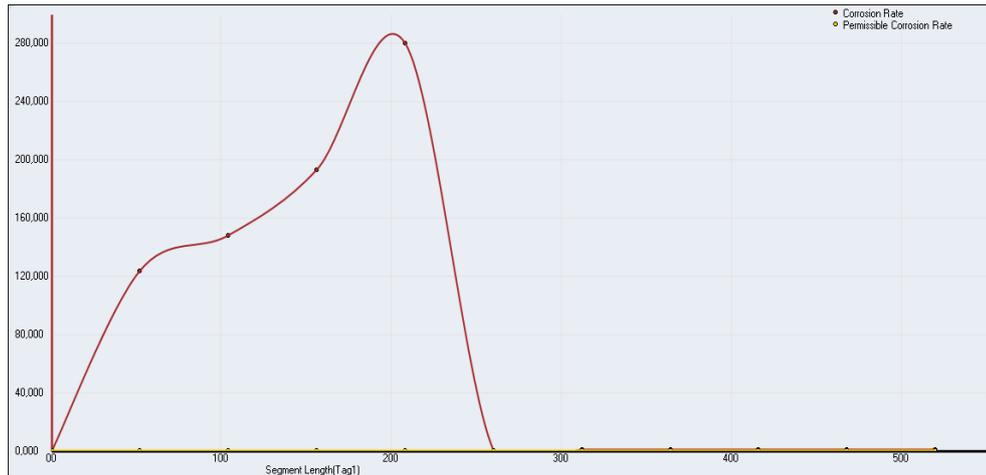
En el Gráfico N° 25 se evidencia que la velocidad de corrosión esta controlada arrojando valores cercanos a 0,1 mpy.



**Gráfico N° 25** Velocidad de corrosión en función del tiempo..

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 3,21 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 0,15 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, respaldando los cálculos hecho por lo métodos experimentales como el uso de cupones y la medición de espesores y evidenciando la baja criticidad del pozo.



**Gráfico N° 26** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 26 podemos observar que la proporción de corrosión a profundidades entre 50 pies y 200 pies es bastante elevada siendo esta la zona crítica del pozo y a profundidades mayores la corrosión se estabiliza en valores cercanos a cero mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 200 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

Como sabemos este pozo no tiene historial de inyección de química por no poseer capilar para tal efecto, sin embargo en su oportunidad es intervenido (finales 2005) a fin de mejorar la producción por levantamiento artificial por gas, siendo este el punto más relevante en la historia del mismo ya que es allí donde se puede observar claramente en las fotografías adjuntas el único foco por corrosión debido al choque. Adicionalmente podemos hacer mención que su producción comienza a mermar a mediados del año 2007 y que en diferentes oportunidades era utilizado en el sistema de media presión, manteniendo estas condiciones en el tiempo.

En cuanto a la completación se puede decir que aun siendo esta una tubería convencional, el buen estado de la misma se debió a la capa protectora que el mismo crudo le ofrecía. Los daños ocurridos en gran parte se deben a que la tubería estaba totalmente desprotegida.

#### **4.5.8 Análisis del pozo UM-83.**

El pozo UM-83, perteneciente al Campo Uracoa es un pozo direccional perforado hasta una profundidad total de 6380', el sistema de producción es de levantamiento artificial por gas (L.A.G), tiene un total de 150 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril KBMMG", niple de inyección de química, con una inyección de gas promedio 450 Mcfpd es un pozo de alto flujo(2000BFPD) promedio con un corte de agua de 85%, no tiene revestimiento interno y se encontraba protegido únicamente por inhibidor de corrosión soluble en agua.

Se extrajeron 150 tubos 3-1/2" J55 EUE, Mandril KBMMG", niple de inyección de química y otros, durante la inspección se determino daños por corrosión interna en los tubos #55 (1700'), 66(2040'), 110(3401'), 130(4019') y

153 a 4730', (3.3% de los tubos), en el resto no se observó daños significativos como se observa en la Figura N° 25.



**Figura N° 25** Daños en la completación.

Este pozo trabaja a una temperatura de 130 °F y una presión de línea de 165 psi además de presentar una presión en el fondo de 980 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 24,52 psi, aplicando la teoría (kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,66 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

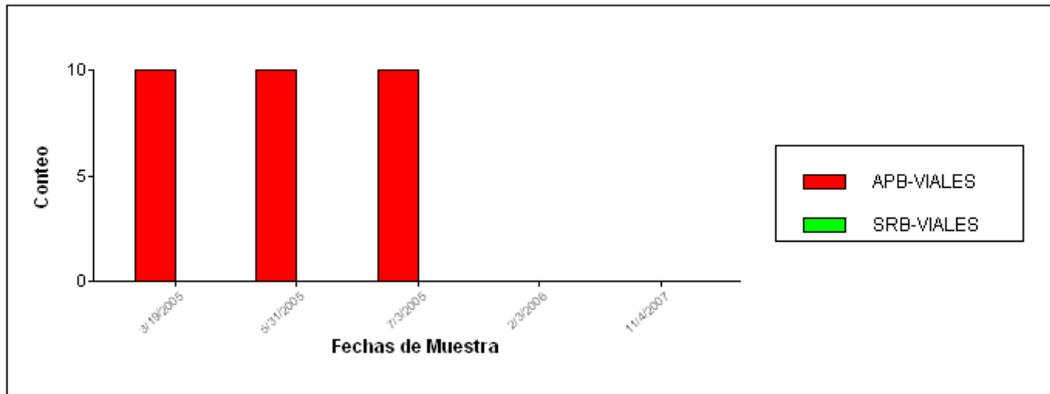
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 2,34 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 22,41 pies/seg.

El Gráfico N° 27 muestra un contenido de hierro estable con un promedio de 8 ppm, este comportamiento es típico de los casos de la corrosión localizada.



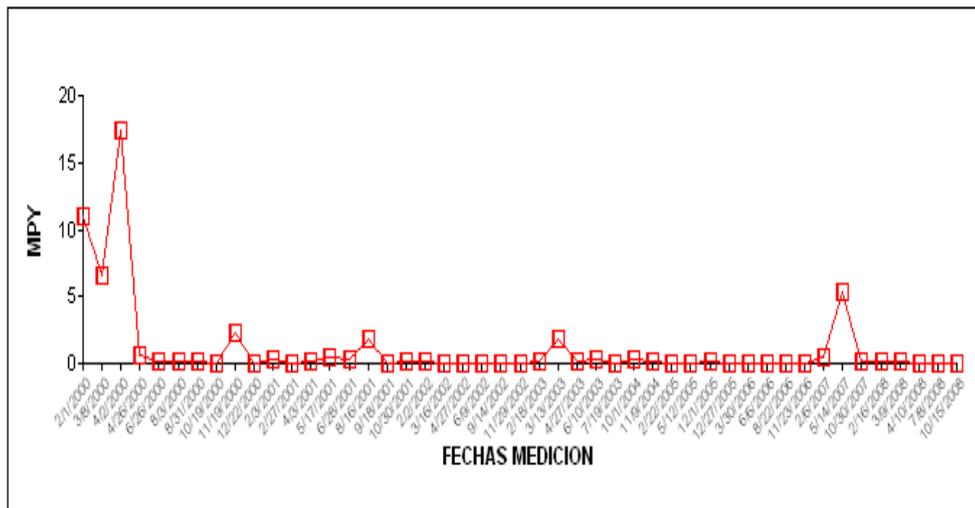
**Gráfico N° 27** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico 28 podemos observar la presencia notable de bacterias ácido productoras, es posible de que los daños ocasionados en las tuberías sea originado por la actividad bacteriana.



**Gráfico N° 28** Conteo de bacterias en función del tiempo.

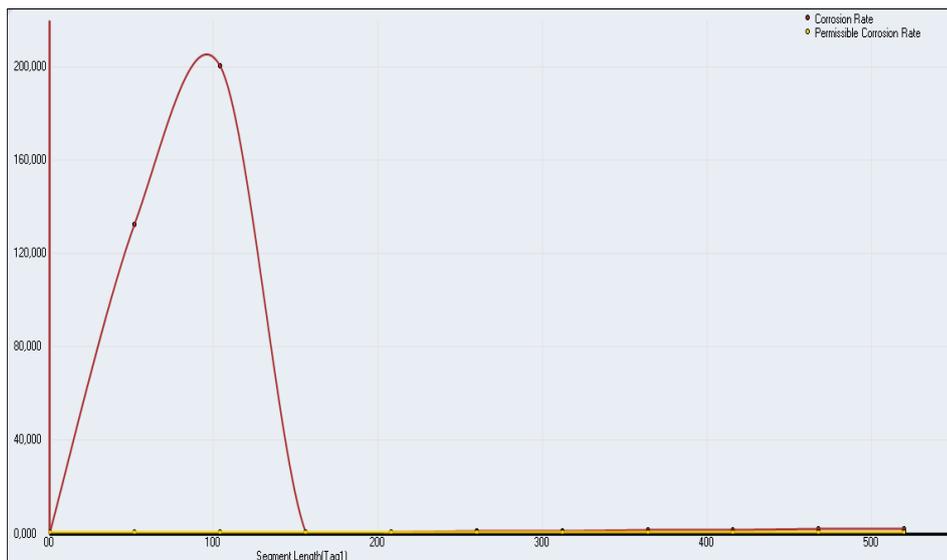
En el Gráfico N° 29 observamos que los resultados en el monitoreo por cupones muestran velocidades de corrosión bien controladas por debajo de 1 MPY. Aún cuando en la completación se mostraron evidencias de daños por corrosión interna posiblemente asociados a la actividad bacteriana, en los cupones sólo se pudo observar pérdidas de tipo generalizada, sin embargo durante los análisis se observó presencia de sulfuro de hierro, asociado a las bacterias.



**Gráfico N° 29** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 4,93 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 0,19 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, este valor de velocidad de corrosión teórica descarta al sulfuro de hidrógeno y al dióxido de carbono como causantes de la falla.



**Gráfico N° 30** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 30 podemos observar que la proporción de corrosión a 50 pies de profundidad llega a su máximo valor (200 mpy), a profundidades mayores la velocidad de corrosión se mantiene controlada con valores cercanos a cero mpy. Este comportamiento se debe a que a los 100 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El tratamiento aplicado al pozo UM-83 fue la inyección continua del inhibidor CORR-2781, la dosis promedio fue de 50 ppm para poder asegurar la integridad del equipo de fondo, sin embargo las condiciones del pozo, eran agresivas.

No se pudo realizar tratamiento con biocida, aún cuando estaba recomendado por tener válvula flapper en el fondo, lo cual impedía realizar el tratamiento.

Como conclusión se puede decir que el equipo de fondo fue recuperado satisfactoriamente, sólo 5 de 150 tubos mostraron pérdidas internas, y picaduras asociadas a actividad bacteriana, el resto se observó en buenas condiciones. Y que este pozo no pudo ser tratado con Biocida a pesar de que mostraba actividad bacteriana por tener una válvula flapper en fondo que impedía realizar el tratamiento Bach.

#### **4.5.9 Análisis del pozo UM-88.**

El pozo UM-88 perteneciente al Campo Uracoa es un pozo direccional perforado hasta una profundidad total de 5036' el sistema de producción es de Flujo Natural, tiene un total de 144 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril KBMMG", no tiene revestimiento interno ni inyección de química.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

La completación a nivel general en buen estado, solo en algunos tubos (10) se detectó picaduras como se muestra en la Figura N° 26.



**Figura N° 26** Daños en la completación.

También se detectó gran cantidad de arena en varios tubos de la completación como se observa en la Figura N° 27 .



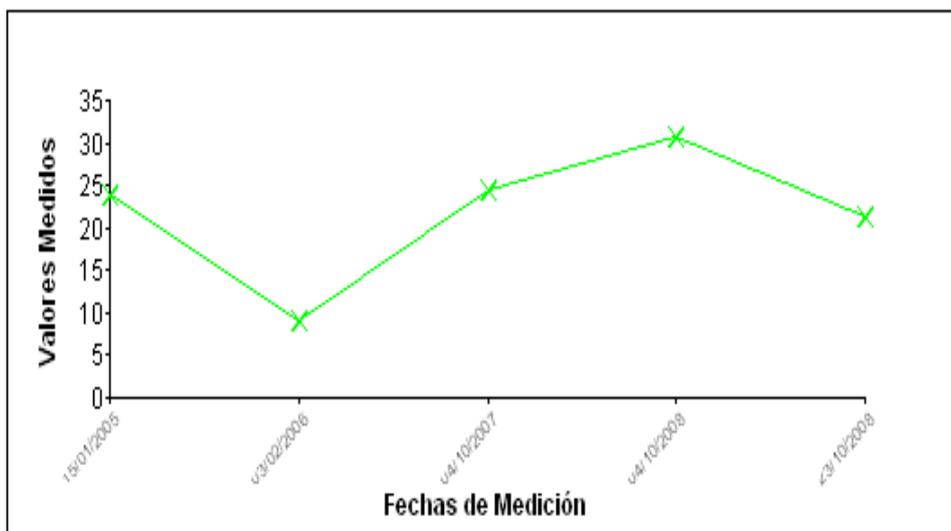
**Figura N° 27** Presencia de arena

Este pozo trabaja a una temperatura de 96 °F y una presión de línea de 140 psi además de presentar una presión en el fondo de 1069 psi.

En el UM-88 se ha detectado presencia de arena.

La velocidad del fluido es de 14,03 pies/seg, velocidad que es menor a la velocidad de erosión que es 54,87 pies/seg descartando la velocidad del fluido como causa de corrosión.

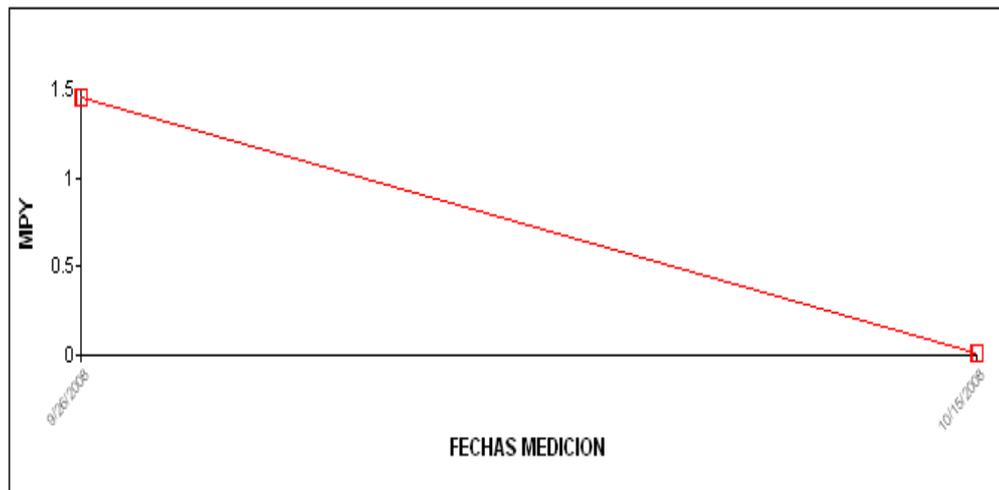
El Gráfico N° 31 muestra que el contenido de hierro permanece estable alrededor de 25 ppm se presume que este hierro provenga de la formación del pozo.



**Gráfico N° 31** Concentración de hierro en función del tiempo.

El conteo bacteriológico, específicamente de bacterias sulfato reductoras no mostró resultados positivos, ni se evidenció en la tubería presencia de sulfuros de hierro, lo que permite inferir que estas bacterias no contribuyeron con el deterioro observado en la tubería.

En el Gráfico N° 32 observamos que los resultados en el monitoreo por cupones muestran velocidades de corrosión controladas por debajo de 2 MPY.

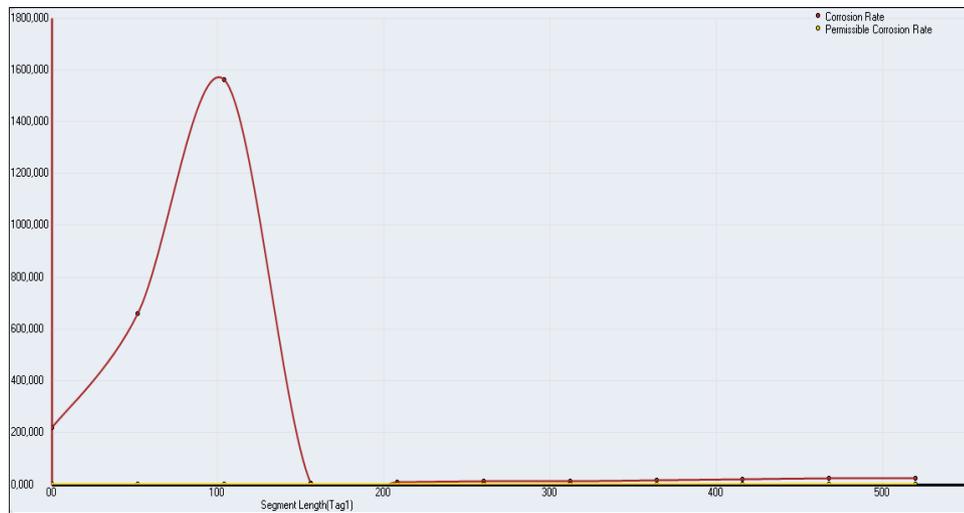


**Gráfico N° 32** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 0 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, este valor refleja que el punto donde se esta tomando la medición no es un punto representativo se recomienda seleccionar nuevos puntos para realizar la medición de espesores en los pozos.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 220 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, este valor de velocidad de corrosión teórica esta anunciando que la presencia

en alta concentración de dióxido de carbono puede ser la causa de los problemas de corrosión en este pozo.



**Gráfico N° 33** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 33 podemos observar que la proporción de corrosión a 100 pies de profundidad llega a su máximo valor que es 1600 mpy un valor demasiado elevado infiriendo que este pozo es de alta criticidad, a profundidades mayores de 150 pies la velocidad de corrosión se mantiene controlada con valores cercanos a 1 mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 100 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El contenido de CO<sub>2</sub> en un rango de presiones entre 50 y 200 psi no muestra tendencia corrosiva, entre 300 y 1000 psi la tendencia a la corrosión por este gas es moderada, por encima de 1000 psi es altamente corrosivo por lo que a fondo de pozo podría esperarse un ataque agresivo de la metalurgia si esta no es protegida.

Las evidencias fotográficas mostraron corrosión generalizada con presencia de algunos pitting de gran diámetro y profundidad específicamente en la superficie externa de en uno de los mandriles y uno de los tubos. La morfología del daño así como los análisis de laboratorio permiten inferir que el proceso corrosivo es consecuencia de un ataque por CO<sub>2</sub>.

Se presume que el dióxido de carbono fue el agente corrosivo en este pozo en combinación con la presencia de arena y se recomienda la dosificación a fondo de pozo de un Inhibidor de Corrosión soluble en agua y dispersable en crudo para disminuir el potencial corrosivo por la presencia de CO<sub>2</sub> y con ello proteger la metalurgia del pozo.

#### **4.5.10 Análisis del pozo UM-93.**

El pozo UM-93 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6832', el sistema de producción es de bomba electrosumergible BES, un total de 98 tubos 3-1/2" J55 EUE Tuboscope y cuenta con revestimiento interno.

Al hacerle la inspección a todo el equipo de fondo se puede destacar que toda la tubería se encontró en buen estado, no existió caso alguno de corrosión como se muestra en la Figura N° 28.

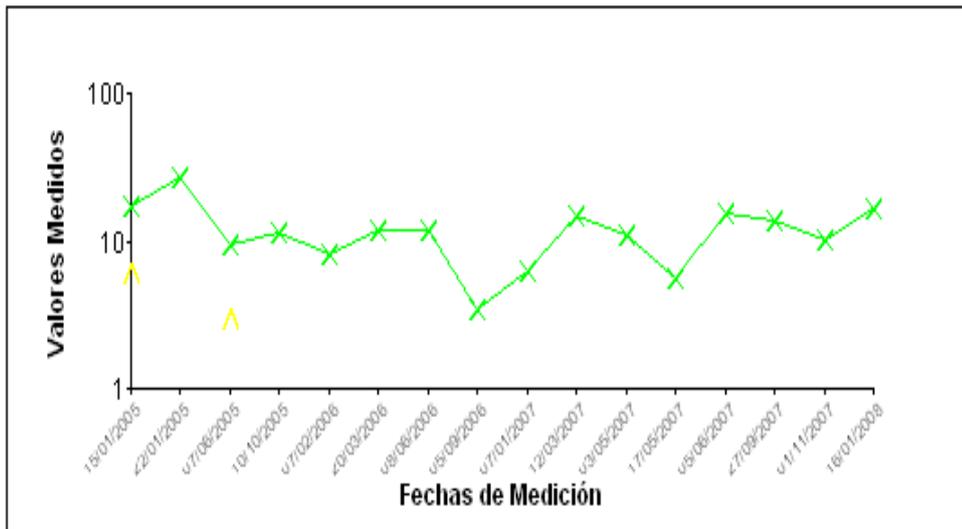


**Figura N° 28** Equipo de completación.

Este pozo trabaja a una temperatura de 121 °F y una presión de línea de 140 psi además de presentar una presión en el fondo de 1463 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 29.33 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 2 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

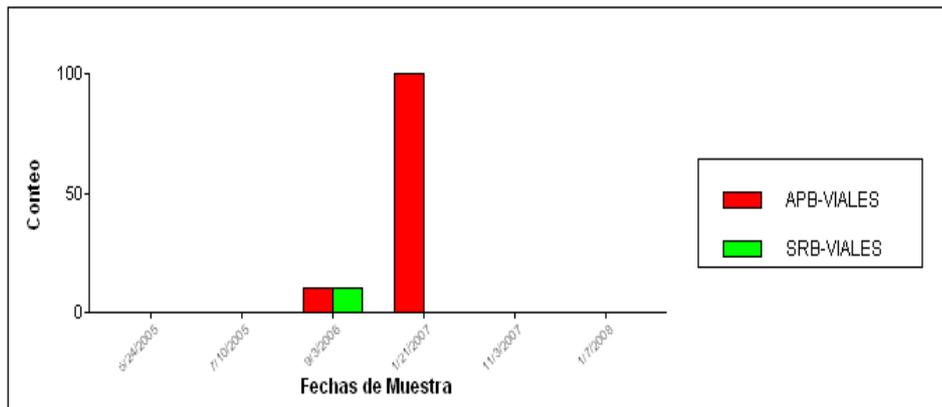
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 0,39 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 54,77 pies/seg.

En el Gráfico N° 34 se puede observar que los valores de hierro se encuentran fluctuando entre 5 y 17 ppm, debido a que todo el equipo de fondo no presento indicios de corrosión, se presume que el aporte de hierro puede venir de la formación o del resto de la tubería donde el inhibidor no alcanza a proteger (bloque de inyección 3154,5’).



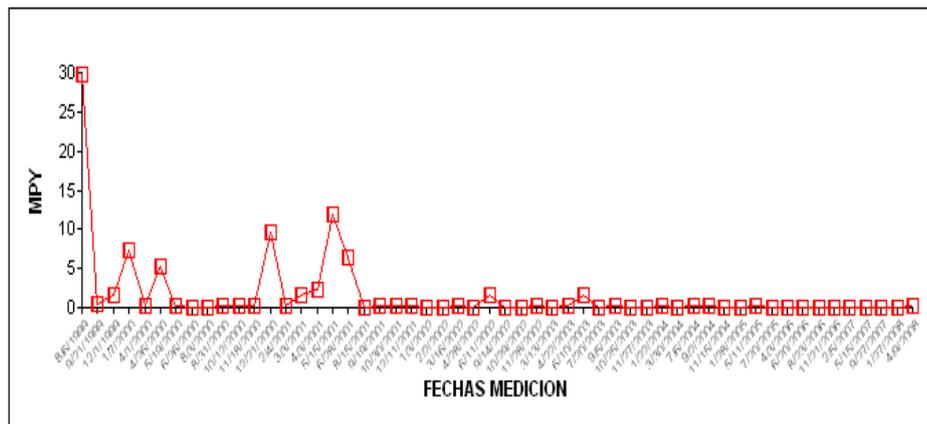
**Gráfico N° 34** Concentración de hierro en función del tiempo.

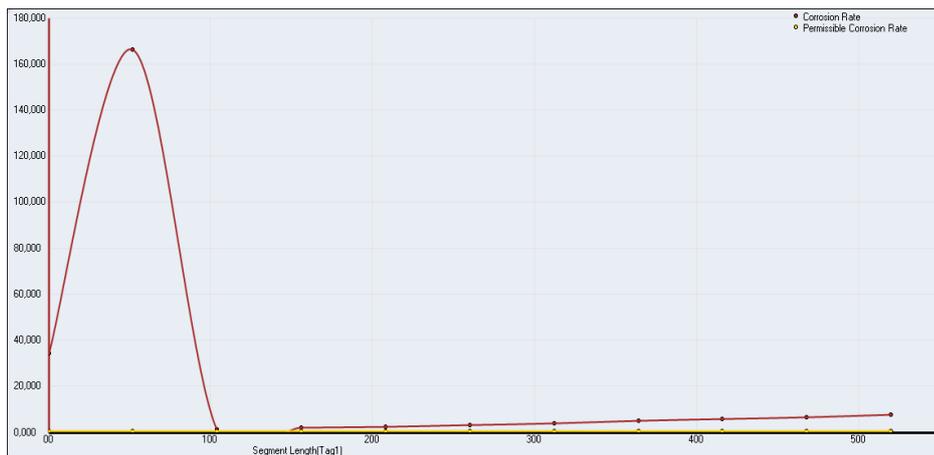
En el Gráfico 35 podemos observar que este pozo no ha mostrado actividad Bacteriana en las últimas mediciones, el promedio de H<sub>2</sub>S esta alrededor de 20ppm (recopilación de Análisis de Cupón del 24/08/2006 al 01/08/2008), excepto algunos análisis a cupones que sobrepasan los 110ppm, muchos de estos cupones aparecen con manchas negras. Al Mandril se le tomó una muestra en la superficie a la cual se le agregó ácido clorhídrico al 30% resultando en una concentración de 15 ppm de H<sub>2</sub>S.



**Gráfico N° 35** Conteo de bacterias en función del tiempo.

En el Gráfico 36 observamos que los resultados en el monitoreo por cupones muestran velocidades de corrosión bien controladas por debajo de 0.2 MPY, además de un porcentaje de protección por encima del 99%.





**Gráfico N° 37** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 37 podemos observar que la proporción de corrosión a 50 pies de profundidad llega a su máximo valor (163 mpy), a profundidades mayores la velocidad de corrosión se mantiene controlada con valores cercanos a 1 mpy. Este comportamiento se debe a que a los 50 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El Pozo UM-93 se trabajó con inyección continua del inhibidor de corrosión soluble en agua CORR-2781 con un promedio de 35 ppm. La inyección de este pozo se realizaba por la línea de gas, lo cual no aseguraba la protección de todo el equipo de fondo. Las condiciones operacionales dieron como resultado un pozo de criticidad media, aunque con niveles de corrosión controlados (< 1 MPY), cortes altos de agua superiores a 90%.

Como conclusión se puede decir que el diseño del tratamiento y el plan de monitoreo fue ejecutado de manera satisfactoria ya que la corrosión ha sido controlada en este pozo y se recomienda continuar con el mismo plan de monitoreo y tratamiento.

#### 4.5.11 Análisis del pozo UM-94.

El pozo UM-94 es un pozo direccional, BES, completado con 118 tubos 3-1/2" Plastic Coated J-55, 3785 ft de capilar para inyección de química y 5 tubos de 1-5/16" CS N.Perf/N. Ciega.

Al hacerle la inspección a todo el equipo de fondo se puede destacar que toda la tubería se encontró en buen estado, no existió caso alguno de corrosión como se muestra en la Figura N° 29.



**Figura N° 29** Equipo de completación.

Este pozo trabaja a una temperatura de 121 °F y una presión de línea de 135 psi además de presentar una frecuencia de 60 (HZ) y una presión en el fondo de 666 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 21,36 psi, aplicando la teoría (Kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,45 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 0,81 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 27,60 pies/seg.

El Gráfico N° 38 muestra un contenido de hierro estable en 20ppm con unos picos el 14/08/2005 y el 16/03/08 que se presume que fueron originado por mediciones erróneas, considerando que este pozo no ha tenido inyección de inhibidor de corrosión, no ha mostrado incremento sostenido en el aporte de hierro, se presume que el aporte proviene de la formación del pozo.



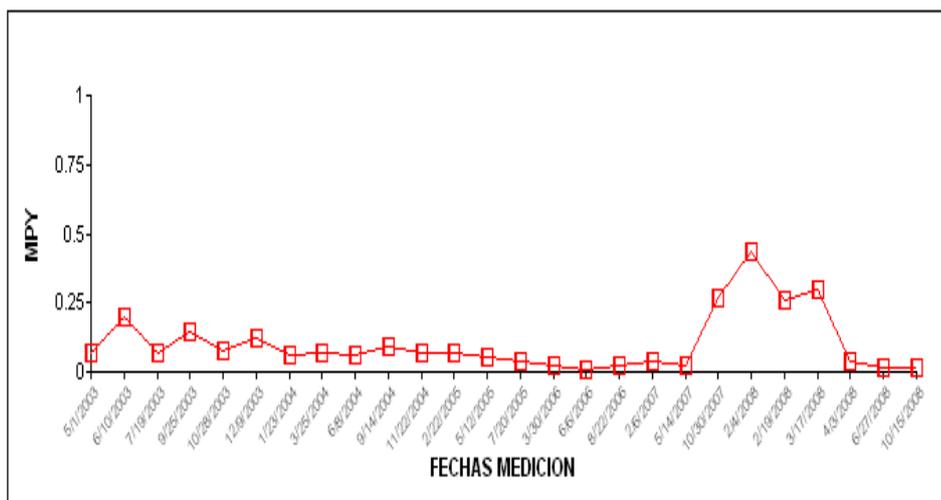
**Gráfico N° 38** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 39 podemos observar que este pozo no ha mostrado actividad Bacteriana, evidenciando solo la presencia de bacterias ácido productoras.



**Gráfico N° 39** Conteo de bacterias en función del tiempo.

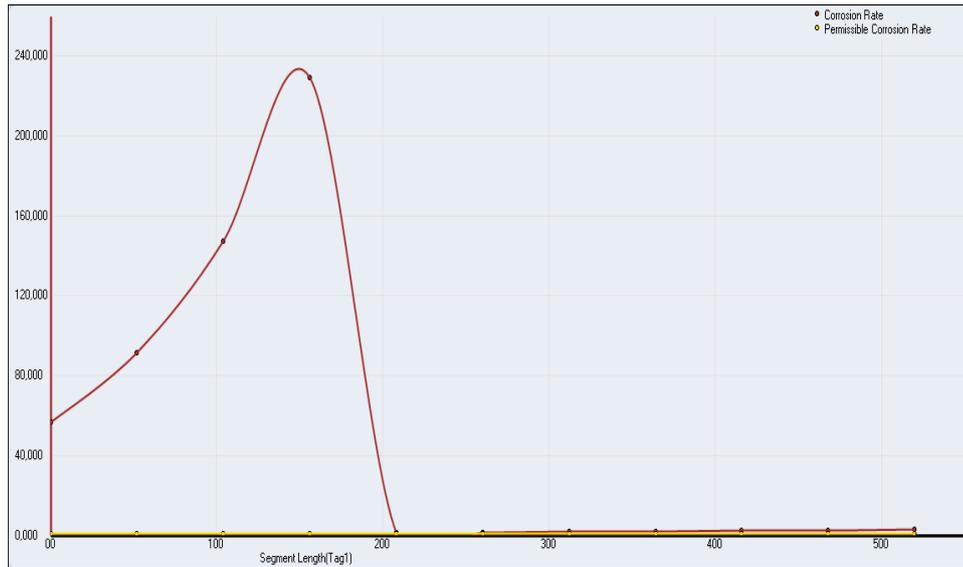
En el Gráfico N° 40 observamos que los resultados en el monitoreo por cupones muestran velocidades de corrosión bien controladas por debajo de 0.5 MPY, además de un porcentaje de protección por encima del 99%.



**Gráfico N° 40** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 2,26 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 56,75 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, este valor de velocidad de corrosión teórica se debe a que el simulador no toma en cuenta el revestimiento de la tubería.



**Gráfico N° 41** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 41 podemos observar que la proporción de corrosión a 130 pies de profundidad llega a su máximo valor (200 mpy), a profundidades mayores de 200' la velocidad de corrosión se mantiene controlada con valores cercanos a 1 mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 130 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El pozo UM-94 mantuvo con inyección de desmulsificante durante toda su vida operativa (aproximadamente 7 años continuos), mostrando ser altamente sensible a este tratamiento al punto que su producción se vió fuertemente afectada una vez que el capilar se tapó.

Sin embargo, los análisis para el monitoreo de los niveles de corrosión y otras variables asociadas, mostraron que este pozo se encontraba dentro del rango de baja criticidad, condición que se pudo evidenciar en la recuperación completa del equipo de fondo sin ningún tipo de daño.

Este pozo no recibía inhibidor de corrosión por tener un solo capilar. El factor predominante de este pozo no eran problemas de corrosión, sino de producción.

Se puede decir que la tubería de producción con recubrimiento plástico fue protegida eficientemente. En vista de los resultados obtenidos de hierro (no hubo aporte sostenido), velocidades de corrosión por debajo de 1MPY y el hecho de no haber inyectado inhibidor de corrosión, se puede decir que los niveles de criticidad manejados durante su tiempo de vida son bajos, el programa de monitoreo fue exitoso y que la presencia de bacterias se encontró de manera puntual por tal motivo la proliferación no afectó significativamente al pozo.

#### **4.5.12 Análisis del pozo UM-98.**

El pozo UM-98 es direccional perforado hasta una profundidad total de 4.291'. El sistema de producción es bomba electrosumergible (BES), tiene un total de 119 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril KBMMG", dos niple de inyección de química y tiene revestimiento interno.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente;  
Los 119 tubos con Plastic Coated en excelente estado, al igual que Equipo BES se encontró sin ningún tipo de daño externo como se ve en la Figura N° 30.



**Figura N° 30** Completación del pozo

No ocurrió lo mismo con la zona del centralizador, nariz ciegas y empacaduras que mostraron corrosión localizada como se observa en la Figura N° 31 y por la morfología del daño se predice que puede ser por actividad bacteriana.

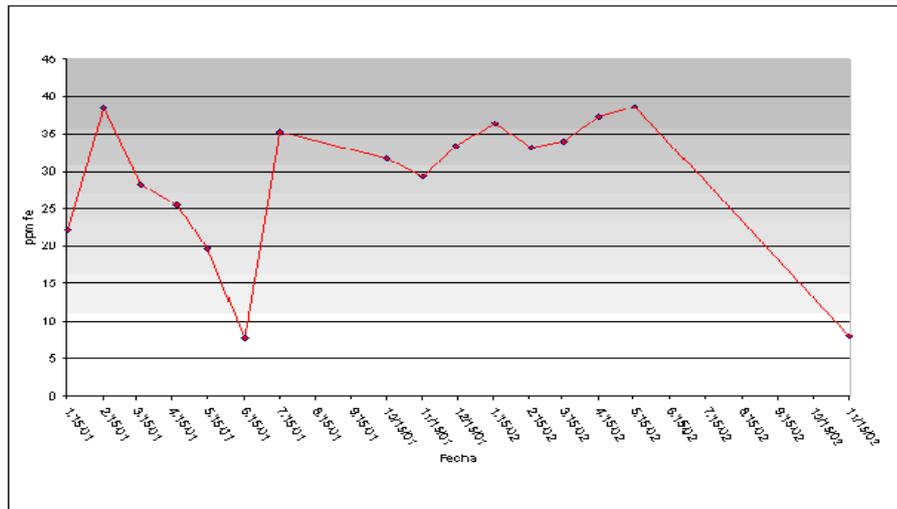


**Figura N° 31** Daños en la completación.

Este pozo trabaja a una temperatura de 124 °F y una presión de línea de 135 psi, además presenta una presión en el fondo de 1242 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14.7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 39,54 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce el fenómeno de corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 2,7, siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que la corrosión, en caso de que la haya, se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

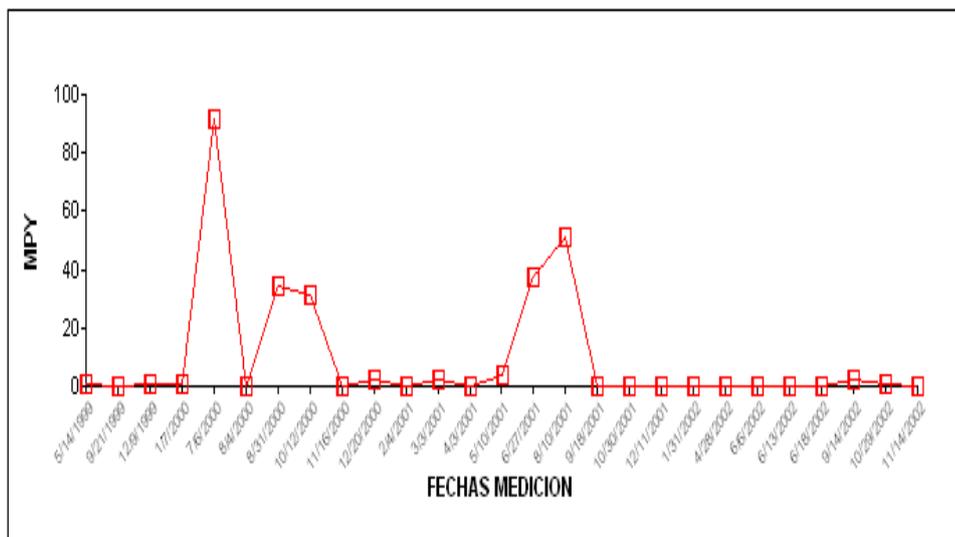
En el Gráfico N° 42 se observa que a pesar de que la tubería se encuentra revestida, se aprecian altos contenidos de hierro disuelto, esto se debe a los daños por corrosión en zonas con poca protección a nivel de fondo, zonas del casing en donde no hay ningún tipo de tratamiento, después del tubo 1-5/16", y en este caso

también se debe tomar en cuenta según el diagrama de completación que este pozo tenía un pescado en fondo, razón por la cual posiblemente también se tenían conteos altos de hierro.



**Gráfico N° 42** Concentración de hierro en función del tiempo.

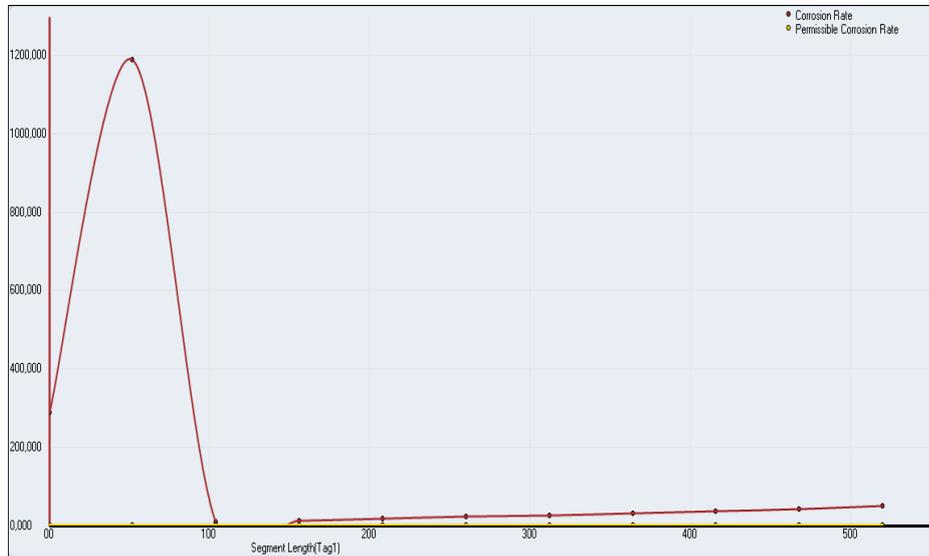
El Gráfico N° 43 muestra la velocidad de corrosión (MPY) obtenida por cupones, como se puede observar en el monitoreo, el pozo mostró altos niveles de corrosión producto de la alta actividad bacteriana y muy posiblemente problemas de erosión. Desde julio del 2000 hasta noviembre del 2000 el pozo estuvo inyectando por casing por taponamiento del capilar, razón por la cual los niveles de corrosión aumentaron por no tener alta eficiencia en la aplicación del tratamiento. En la intervención anterior el pozo mostró evidencias de arena, corroborando los resultados a nivel de cupón.



**Gráfico N° 43** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 15,71 mpy como el valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 289 mpy y un porcentaje de picadura de un 50% .Este valor refleja la presencia de sulfuro de hidrógeno en el pozo y que el simulador no toma en cuenta la presencia de revestimiento.



**Gráfico N° 44** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

El Gráfico N° 44 evidencia que la zona más crítica del pozo se encuentra a 50 pies de profundidad donde la proporción de corrosión llega a un valor de 1200 mpy. También se observa que a una profundidad mayor a 100 pies se estabiliza la velocidad de corrosión con valores cercanos a 1 mpy. Este comportamiento se debe a que a los 50 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El Pozo UM-98 se trabajó con tratamiento continuo de inyección del inhibidor de corrosión CORR-2781 hasta 3859', tratamiento que fue altamente eficiente con dosis altas de hasta 90 ppm, esto se puede observar a través de la tubería de 3-1/2 que se pudo recuperar en buenas condiciones, la bomba y el tubo 1-5/16".

A partir del Julio del 2000 el pozo evidenció problemas a nivel de inyección resultando en taponamiento del capilar, la inyección se realizó por el casing pero con resultados deficientes.

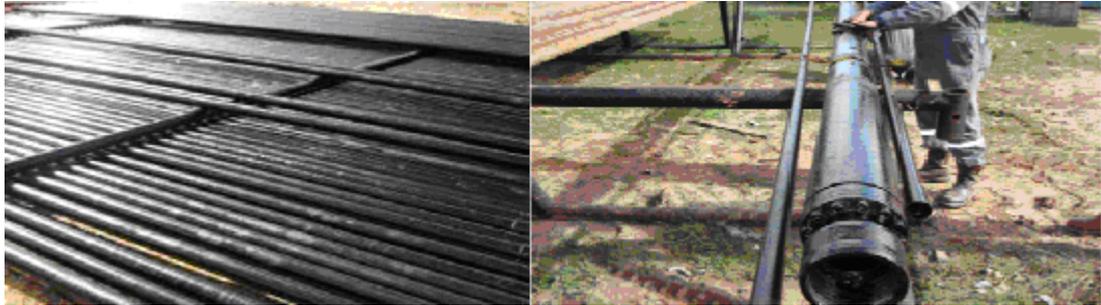
Después de la intervención de noviembre del 2000 las velocidades se controlaron de manera eficiente, hasta que el pozo se inactivó.

Se presume que las causas más determinantes en los daños conseguidos durante la intervención son la erosión y la alta actividad bacteriana, resultando un pozo de alta criticidad. Además que los daños ocurrieron solo en las zonas donde no había ningún tipo de protección.

#### **4.5.13 Análisis del pozo UM-132**

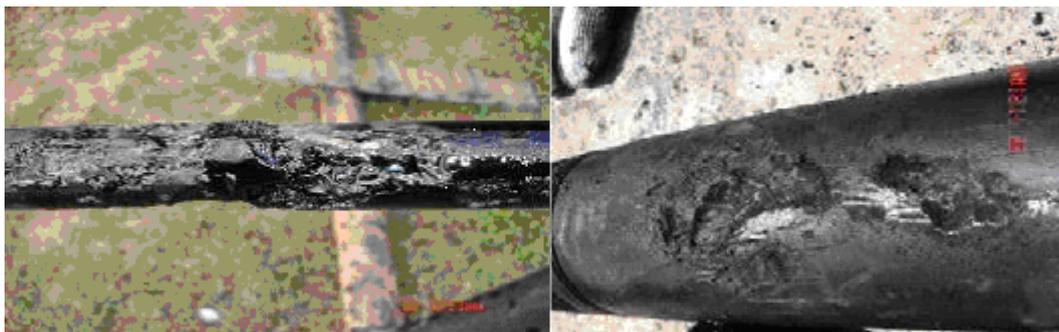
El pozo UM-132 un pozo direccional, BES, completado con 110 tubos 3-1/2" Plastic Coated J-55, 3785 ft de capilar para inyección de química y 5 tubos de 1-5/16" CS N.Perf/N. Ciega y cuenta con revestimiento interno.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontraron 110 tubos 3 ½ con recubrimiento plástico, equipo BES, y bloque de inyección en buen estado como se muestra en la Figura N° 32.



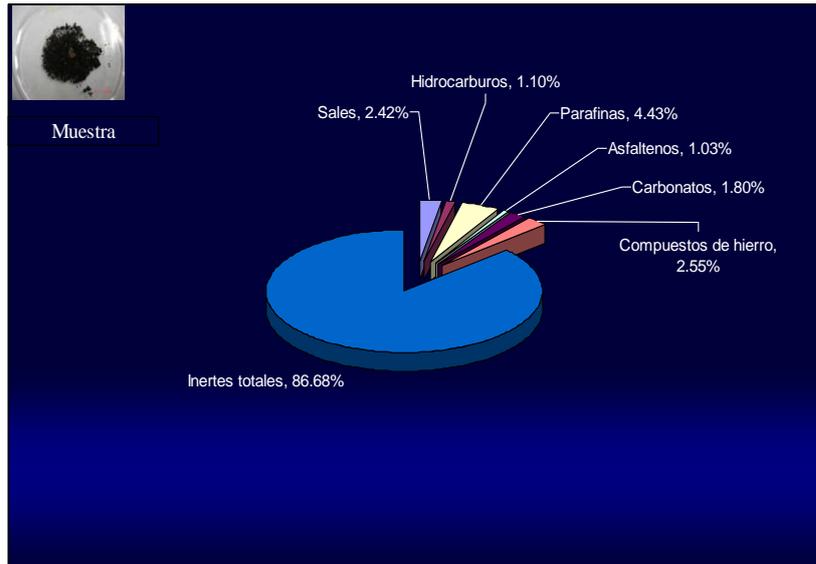
**Figura N° 32** Equipo de completación.

El niple evidenció daños externos como se observa en la Figura N° 33, en el análisis de laboratorio se observó sulfuro y ataque provocado por bacterias mediante cultivo APB/SRB Sessil con 10col/ml en 3 días, se recuperó 4 de los 6 Tubos de 1-5/16 con daños externos, capa de sulfuro y SRB.



**Figura N° 33** Daños en el niple.

En el Gráfico N° 45 se muestra la caracterización de los sólidos encontrados en la tubería de producción, esto nos refleja un 85% de sólidos inertes (arena, posible grava) como sedimento predominante y un 2.55% de compuestos de Hierro (Producto de corrosión), las mediciones porcentuales de los otros compuestos no son relevante para este análisis.

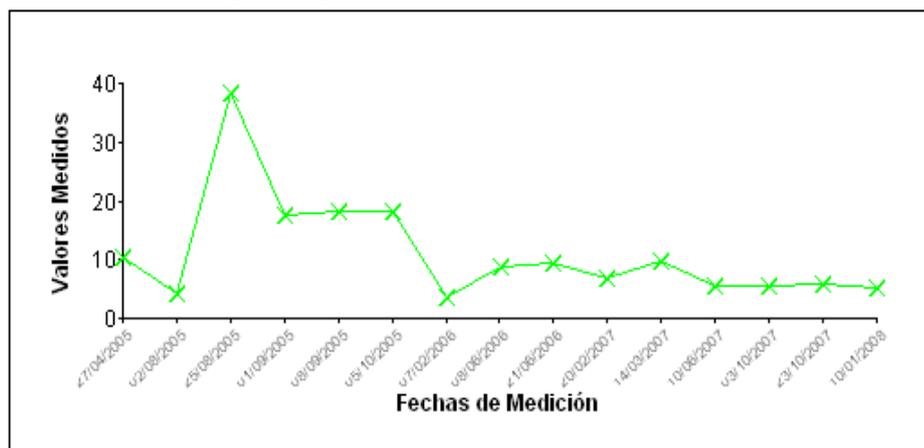


**Gráfico N° 45** Caracterización de muestra sólida encontrada en la bomba.

Este pozo trabaja a una temperatura de 90 °F y una presión de línea de 140 psi además de presentar una frecuencia de 60 (HZ) y una presión en el fondo de 427 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 26,4 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,8 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

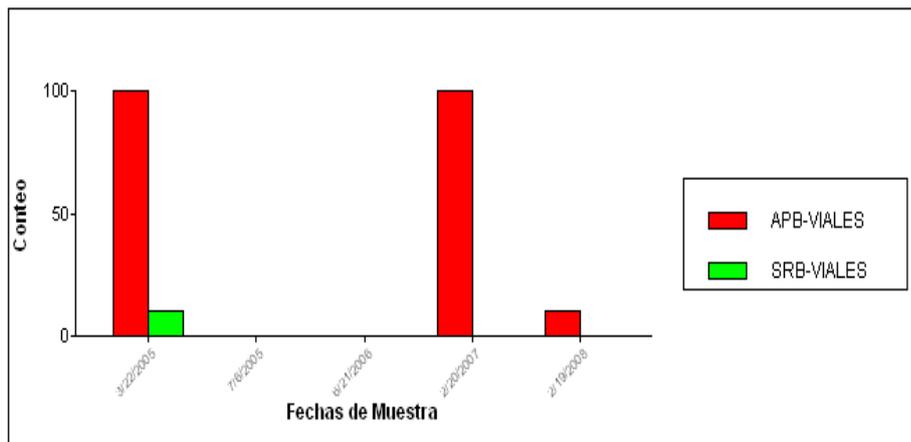
La velocidad del fluido es de 1,94 pies/seg, velocidad que es menor a la velocidad de erosión que es 22,63 pies/seg garantizando que la velocidad del fluido no será causante de corrosión.

El Gráfico 46 muestra que el último semestre del año 2005 mostró altos contenidos de hierros que luego fue controlado con el inhibidor de corrosión.



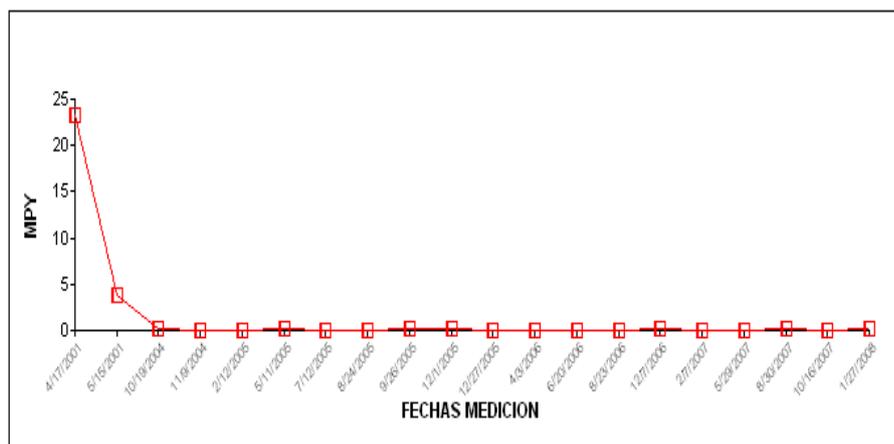
**Gráfico N° 46** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico 47 se muestra actividad bacteriana, estos datos coinciden con el daño presentado en el tubo de 1-5/16 y niple, incluso según los análisis realizados, este pozo es buen candidato para tratamiento químico con Biocida



**Gráfico N° 47** Conteo de bacterias en función del tiempo

El Gráfico N° 48 muestra la velocidad de corrosión (MPY) obtenida de cupones, inicialmente el pozo presentaba alta velocidad de corrosión que luego fue controlada con inhibidores, es importante considerar que el tipo de corrosión determinada por este método es uniforme y no por picadura como normalmente refleja la actividad bacteriana predominante, en la Figura N° 34 se puede notar que a pesar de las velocidades de corrosión generalizadas son bajas existe un grave problema por corrosión localizada y alta actividad bacteriana con una concentración de H<sub>2</sub>S liberada superior a los 100ppm.



**Gráfico N° 48** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

**CUPONES DE CORROSION**

CAMPO: URACOA

PUITO: UM-132

Hro: 27

FECHA REGISTRO: 27/01/2008 00:00

PESO INICIAL: 10.0992      PESO SIN ACIDO: 10.0139      PESO FINAL: 9.9980

AREA FACTOR: 3.24      DIAS: 103.00      MPY: .86

PROTECCION: 96.32 %      PRODUCTO QUIMICO: CORR-7144      DOSIS: 40.00

DESDE: 16/10/2007 00:00      HASTA: 27/01/2008 00:00

OBSERVACION: SULFURO DE HIERRO PRESENTE, H2S>110PPM CORROSION LOCALIZADA EN BORDE INFERIOR PC

Aceptar      Imagen de Cupón      Imprimir      Cerrar

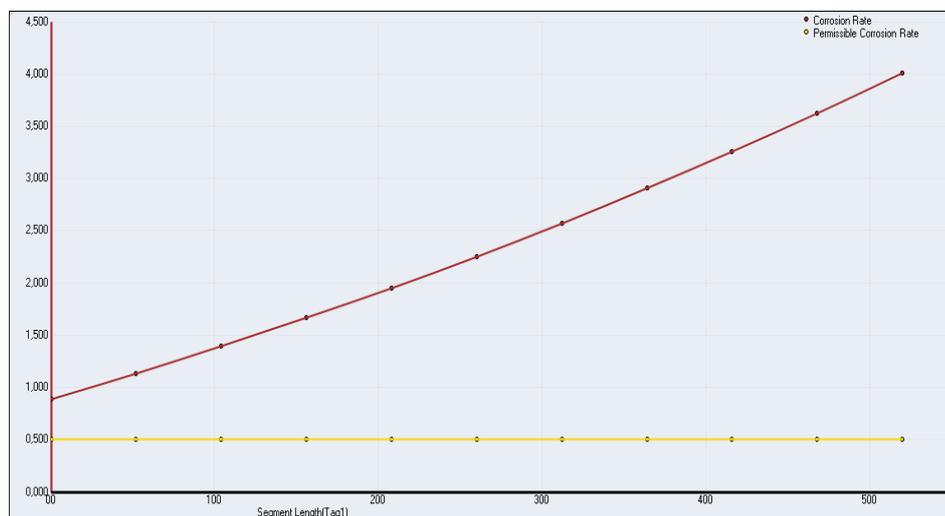
**FOTO CUPON**



**Figura N° 34** Cálculo de velocidad de corrosión.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 15 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, se destaca que este valor no representa la magnitud del daño ocurrido en el equipo de fondo, se recomienda seleccionar nuevos puntos representativos para realizar la medición de espesores.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 0,86 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, este valor de velocidad de corrosión teórica se debe a que en el fluido no hay alta concentración de sulfuro de hidrógeno ni dióxido de carbono .



**Gráfico N° 49** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 49 podemos observar que la proporción de corrosión va aumentando a medida que aumenta la profundidad del pozo. A medida que aumenta la profundidad aumenta la presión y la temperatura favoreciendo esto al fenómeno de corrosión en sistemas con presencia de H<sub>2</sub>S.

El pozo UM-132 se mantuvo con un tratamiento donde se le aplicó inyección continua del inhibidor de corrosión soluble en agua CORR-2781, las dosis promedio utilizada es 35 ppm.

Se presume que las causas fundamentales de las fallas en la tubería se deben a la actividad bacteriana y la producción de arena. Se recomienda tratamiento Bach de Biocida en el fondo del pozo.

#### 4.5.14 Análisis del pozo UM-138.

El pozo UM-138 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.241'. El sistema de producción es de bomba electrosumergible (BES), tiene un total de 118 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", un niple de inyección de química y cuenta con revestimiento.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

En la tubería de producción extraída de este pozo, no se observó ningún signo de corrosión en los 118 tubos con recubrimiento plástico como se muestra en la Figura N° 35.



Figura N° 35 Completación del pozo.

Los tubos 27 tubos de 1-5/16 que se utilizan para la inyección de química salieron en buen estado, exceptuando el primer tubo que presentó daños fuertes de corrosión y ataque localizado, tal y como se puede observar en la Figura N° 36.



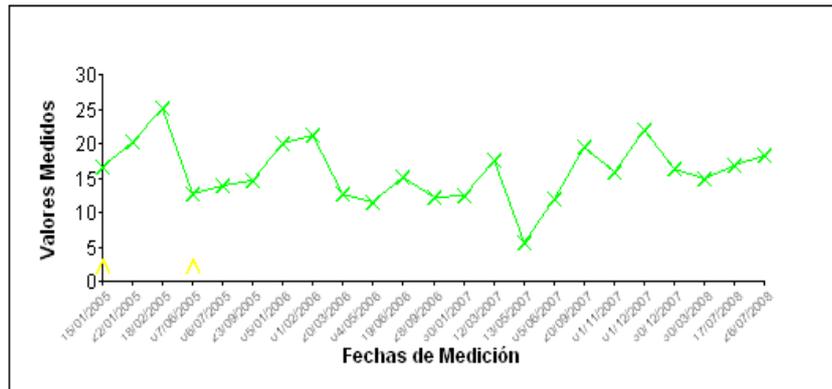
Figura N° 36 Primera tubería 1-5/16"

Este pozo trabaja a una temperatura de 140 °F y una presión de línea de 180 psi además de presentar una frecuencia de 59 (HZ) y una presión en el fondo de 1170 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub>

es de 18,97 psi, aplicando la teoría (Kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,29 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

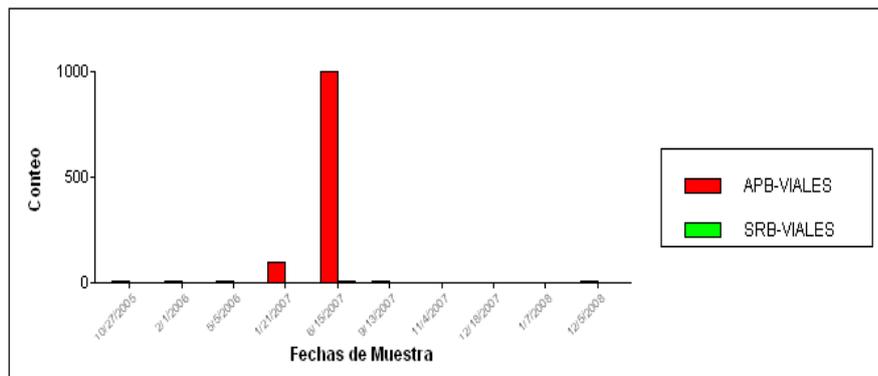
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 1,91 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 23,52 pies/seg.

El Gráfico N° 50 muestra un contenido de hierro estable con un promedio de 15 ppm, esto quiere decir que el inhibidor de corrosión hizo su trabajo.



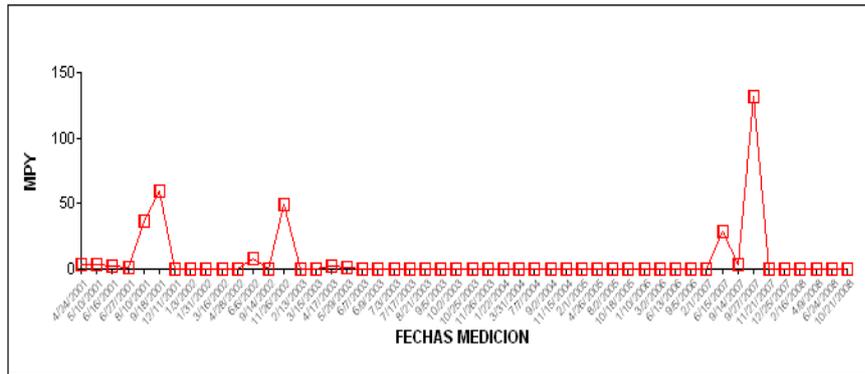
**Gráfico N° 50** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 51 podemos observar la presencia de bacterias en gran mayoría de ácido productoras.



**Gráfico N° 51** Conteo de bacterias en función del tiempo.

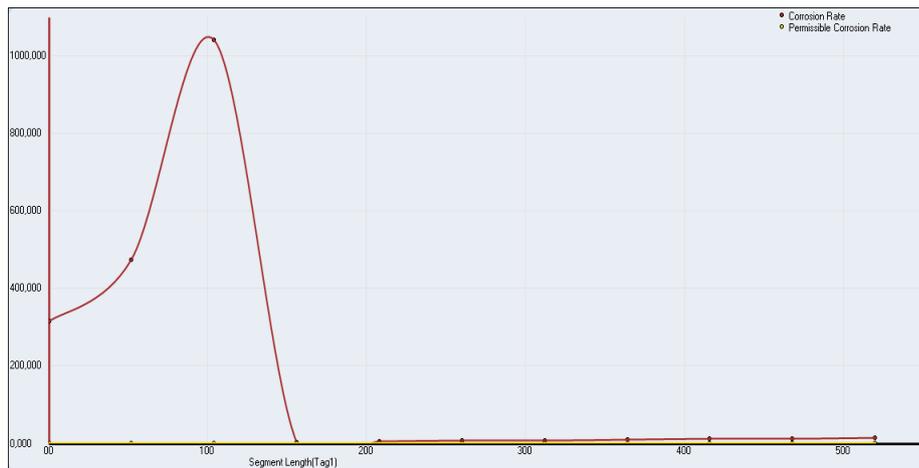
En el Gráfico N° 52 se evidencia que este pozo mantuvo una tendencia baja en velocidades de corrosión < 1MPY con altas dosificaciones de inhibidor, sin embargo por el taponamiento del capilar en el 2007 la corrosión aumentó en un promedio de 30 MPY por no recibir química. Con el bacheo realizado para proteger el equipo de fondo la velocidad bajo a 3 MPY.



**Gráfico N° 52** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 0,2 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, valor que respalda la eficiencia del inhibidor de corrosión.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 315,62 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, dejando claro la presencia de sulfuro de hidrógeno en el fluido.



**Gráfico N° 53** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En la Gráfico N° 53 podemos observar que la proporción de corrosión a profundidades entre 0 pies y 150 pies es bastante elevada siendo esta la zona crítica del pozo y a profundidades mayores la corrosión se estabiliza en valores cercanos a 1 mpy. Este comportamiento se debe a que a los 100 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

Este pozo recibió tratamiento químico con inhibidor soluble en agua desde sus inicios, hasta una profundidad de 4610'. El capilar de este pozo se tapó aproximadamente en junio del 2007.

Se realizó tratamiento bach con el inhibidor de corrosión CORR-2781 para proteger el equipo de completación posteriormente a la falla del capilar.

La criticidad de este pozo siempre fue alta por las variables manejadas de corrosión, presencia de bacteria, parte del casing sin proteger, tendencia de hierro alta, etc.

Se presume que el daño en la tubería 1-5/16" se debe a la actividad bacteriana.

#### **4.5.15 Análisis del pozo UM-141.**

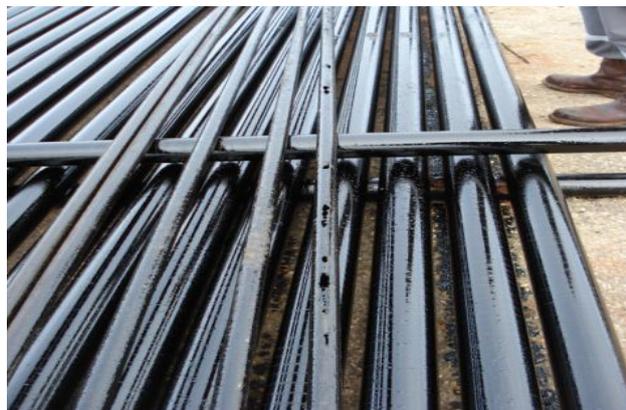
El pozo UM-141 es direccional perforado hasta una profundidad total de 7.276'. El sistema de producción es de bomba electrosumergible (BES), tiene un total de 118 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", un niple de inyección de química y cuenta con revestimiento.

En la tubería de producción extraída de este pozo, no se observó ningún signo de corrosión en los 118 tubos con recubrimiento plástico como se muestra en la Figura N° 37.



**Figura N° 37** Completación del pozo.

El equipo BES mostró arena en la superficie, en la Figura N° 38 se muestra el primer tubo de 1-5/16" y la Nariz Ciega con daños por corrosión, la posible causa es SRB y el bloque de inyección no presentó novedad.



**Figura N° 38** Primera tubería 1-5/16"

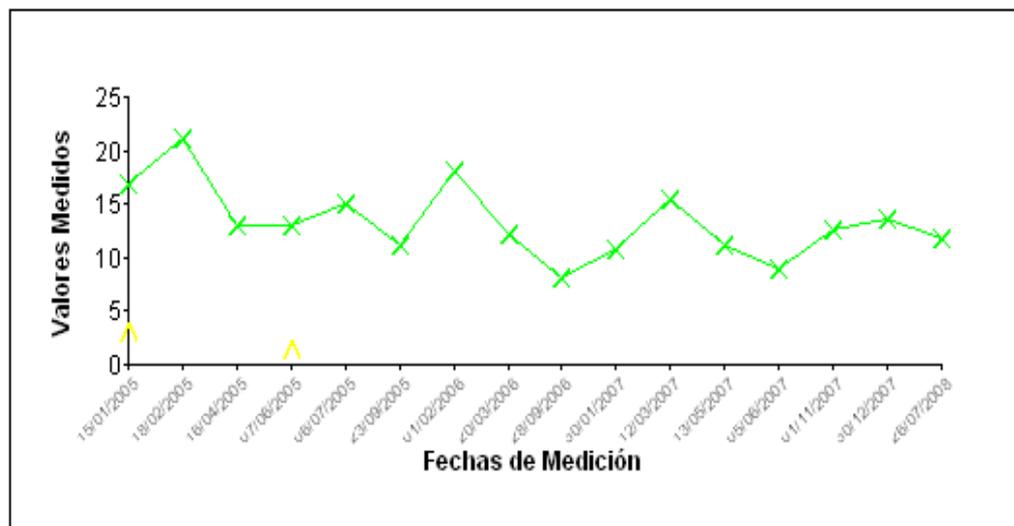
Este pozo trabaja a una temperatura de 139 °F y una presión de línea de 170 psi además de presentar una frecuencia de 59 (HZ) y una presión en el fondo

de 1580 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 30,05 psi, aplicando la teoría (Kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 2 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

La velocidad del fluido es de 1,46 pies/seg, velocidad que es menor a la velocidad de erosión que es 22,98 pies/seg garantizando que la velocidad del fluido no será un agente corrosivo.

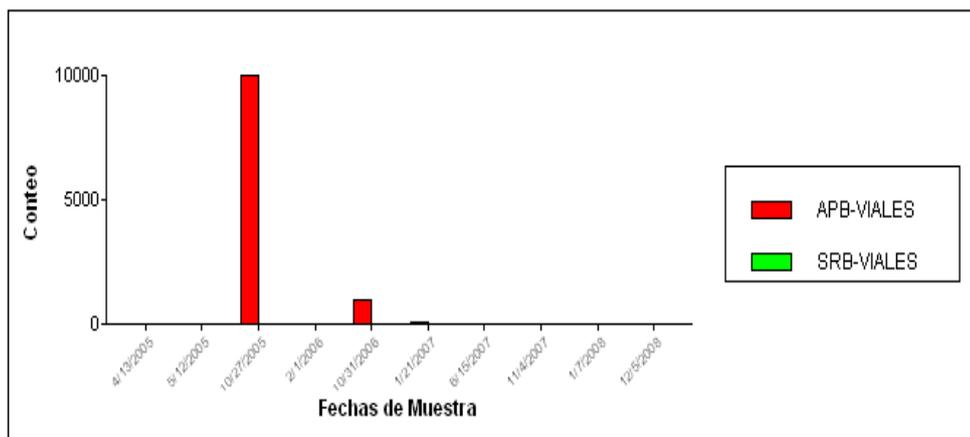
Al realizar la caracterización de los sólidos encontrados en la superficie de la bomba y tubería de producción, esto nos refleja un 96% de sólidos inertes (arena) como sedimento predominante y un 4% de compuestos de Hierro (Producto de corrosión). En la inspección se evidencia la producción de arena por el anular y tubería de producción.

El Gráfico N° 54 se muestra que a pesar de que la tubería se encuentra revestida, se aprecian altos contenidos de hierro disuelto, esto se debe al aporte natural de la formación y en algunos casos por aquellas zonas expuestas a nivel de fondo que se encontraban sin protección (por diseño).



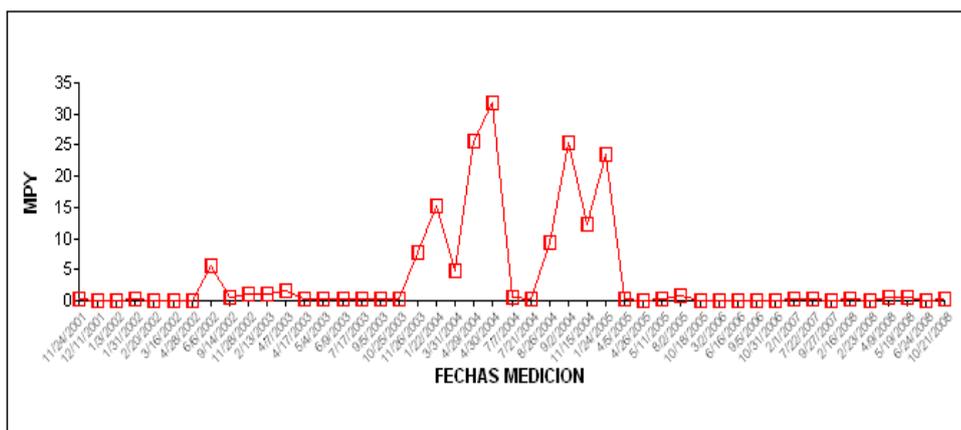
**Gráfico N° 54** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 55 se muestra alta actividad bacteriana, estos datos coinciden con el daño presentado en el tubo de 1-5/16.



**Gráfico N° 55** Conteo de bacterias en función del tiempo.

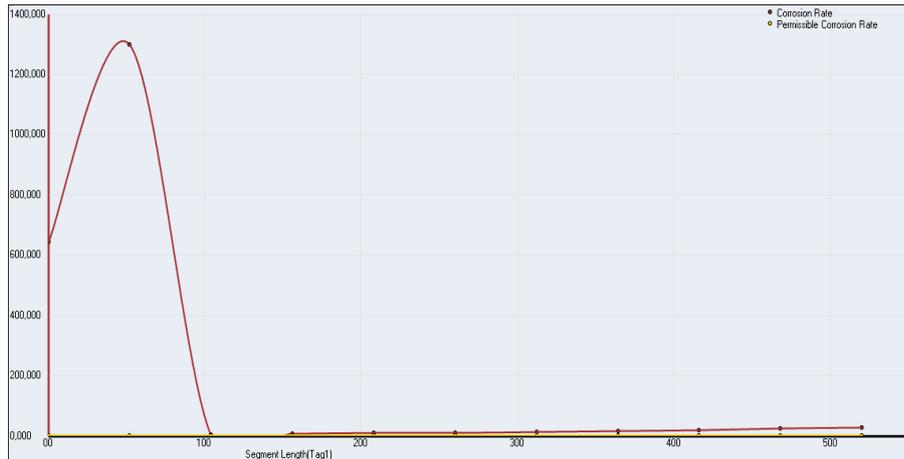
El Gráfico N° 56 muestra la velocidad de corrosión (MPY) obtenida de cupones, como se puede observar inicialmente el pozo presentaba alta velocidad de corrosión que luego fue controlada con tratamiento químico a una dosis promedio de 45 ppm y solo en casos puntuales volvió a presentar altos valores MPY debido a la presencia de arena.



**Gráfico N° 56** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 1 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, demostrando que los puntos escogidos no son representativos debido a que no muestra la magnitud del fenómeno en este pozo.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 643,3 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, esto se debe a que el simulador no toma en cuenta la presencia de revestimiento en la tubería.



**Gráfico N° 57** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 57 podemos observar que la proporción de corrosión a profundidades entre 0 pies y 100 pies es bastante elevada siendo esta la zona crítica del pozo y a profundidades mayores la corrosión se estabiliza en valores cercanos a 1 mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 50 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

Este pozo se trabajó con altas dosis (50 ppm) del inhibidor de corrosión CORR-2781 para el control de la corrosión.

Se puede presumir que los daños en la tubería vienen asociados a la actividad bacteriana y a la presencia de arena en el fluido, a pesar de esto según los resultados obtenidos se puede decir que el plan de tratamiento diseñado para el control de la corrosión cumplió con los objetivos trazados en este pozo.

#### 4.5.16 Análisis del pozo UM-153.

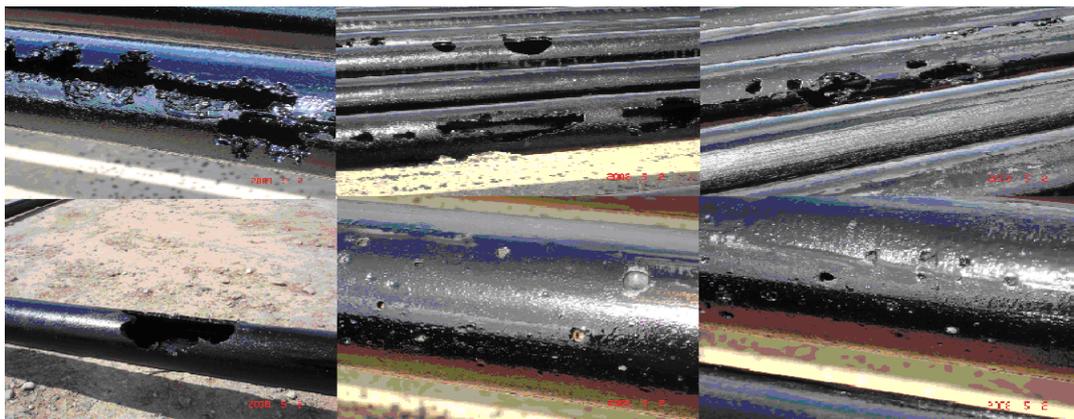
El pozo UM-153 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.793'. El sistema de producción es levantamiento artificial gas lift, tiene un total de 118 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", un niple de inyección de química y no cuenta con revestimiento.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

Los tubos de producción con daños externos a partir de 3760'. Podemos observar claramente en la Figura N° 39 evidencias de corrosión en la completación del pozo UM-153, evidencias de daños externos localizados producto acción bacteriana.

Esto demuestra que los pozos con material convencional mantienen un nivel elevado de criticidad por este solo hecho, aún manteniendo alta dosificación de química. Situación que se intensifica al no poder ser tratado con biocida por las condiciones que ofrecía el pozo (Válvula Flapper).

Como parte de la evaluación se determinó presencia de H<sub>2</sub>S (85ppm) situación que nos ayuda a comprobar la presencia de bacterias en el medio.



**Figura N° 39** Daños en la completación.

Este pozo trabaja a una temperatura de 130 °F y una presión de línea de 150 psi además de presentar una presión en el fondo de 887 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 23,57 psi, aplicando la teoría (Kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,6 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

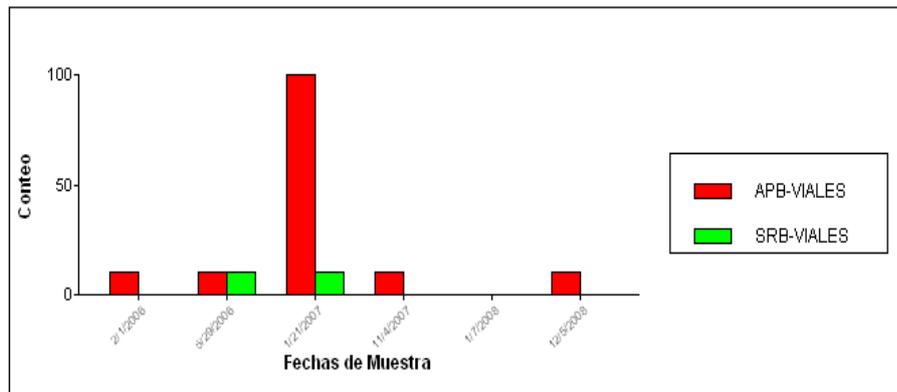
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 0,77 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 21,49 pies/seg.

El Gráfico N° 58 muestra un contenido de hierro con un promedio de 20 ppm sin incrementos, esto se debe a la formación de capas gruesas de óxido que no permiten que el hierro desprendido se mantenga en solución.



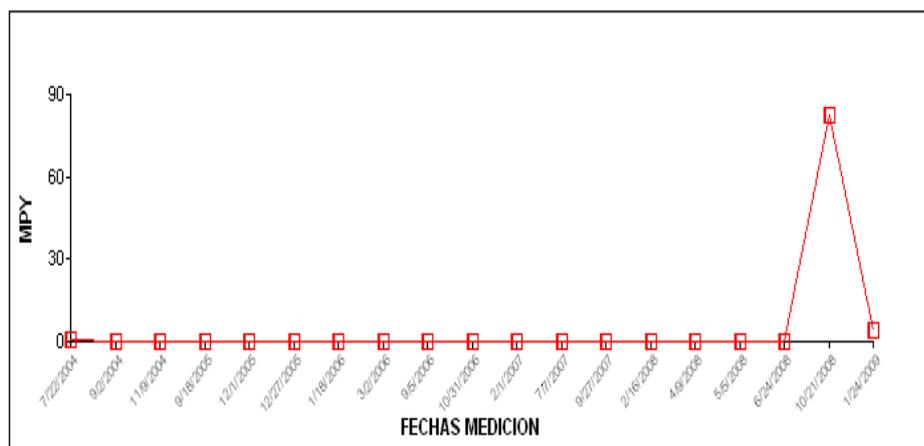
**Gráfico N° 58** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 59 podemos observar la presencia de bacterias tanto sulfato reductoras como de ácido productoras, esto confirma la actividad bacteriana en el pozo.



**Gráfico N° 59** Conteo de bacterias en función del tiempo.

El Gráfico N° 60 muestra corrosión generalizada controlada con leve incremento en los últimos monitoreos, sin embargo es importante resaltar que el daño encontrado en esta completación corresponde a un mecanismo de corrosión inducida microbiológicamente. El pico que se observa el 21/10/2008 se presume que es generado por una medición errónea.



**Gráfico N° 60** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 0,5 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, valor que evidencia que los puntos escogidos para las mediciones no son representativos.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 302 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, respaldando lo ocurrido en la tubería de la completación, con esto se comprueba que los materiales convencionales no son resistentes a ambientes corrosivos a pesar de tener inhibidor de corrosión.



**Gráfico N° 61** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 61 podemos observar que la proporción de corrosión a profundidades entre 0 pies y 150 pies es bastante elevada siendo esta la zona crítica del pozo y a profundidades mayores la corrosión se estabiliza en valores cercanos a 1 mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 100 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El tratamiento químico de este pozo se mantuvo con dosis altas de inyección del inhibidor TK-2400, sin embargo, los tratamientos bach con biocida hubiesen ayudado a proteger la integridad de la tubería por un período más extenso. Además aún cuando el inhibidor tuviese buenas propiedades fílmicas, las condiciones no estas dadas para proteger el 100% de la misma.

Se presume que los daños observados en la tubería se deben a la corrosión microbiológica. También se puede decir que las condiciones de la completación no facilitaron la mitigación de bacterias con tratamientos bach.

De acuerdo a los programas de simulación y experiencias obtenidas en campo se comprueba nuevamente que los pozos con material no resistente a la corrosión y bajo condiciones agresivas en el medio tiene un tiempo de vida operativa no mayor de 5 años.

#### **4.5.17 Análisis del pozo UM-155.**

El pozo UM-155 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.830'. El sistema de producción es de levantamiento artificial gas lift , tiene un total de 173 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", un niple de inyección de química y no cuenta con revestimiento.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

En la tubería de producción extraída de este pozo, no se observó ningún signo de corrosión en los 173 tubos 3<sup>1/2</sup>" J-55.que no poseen recubrimiento como se muestra en la Figura N° 40.



**Figura N° 40** Completación del pozo.

Se detectó una capa de sulfuro de hierro en el colgador como se muestra en la Figura N° 41.

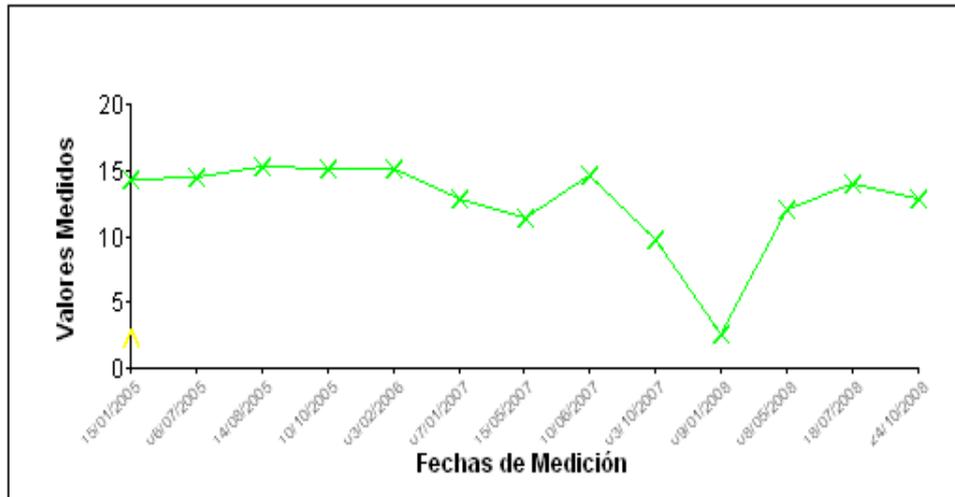


**Figura N° 41** Colgador

Este pozo trabaja a una temperatura de 131 °F y una presión de línea de 155 psi además de presentar una presión en el fondo de 1448 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 29,18 psi, aplicando la teoría (Kane, 1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,98 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

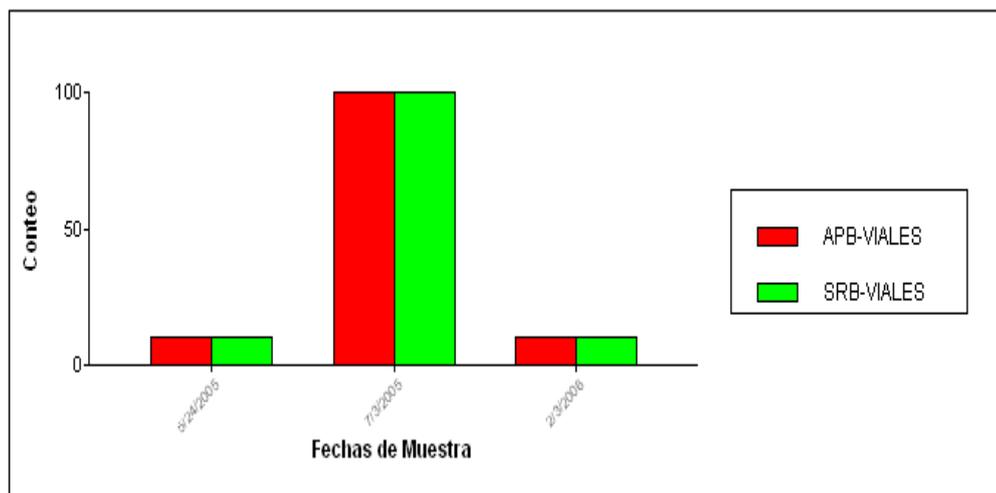
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 2,49 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 20,86 pies/seg.

El Gráfico N° 62 muestra un contenido de hierro estable con un promedio de 15 ppm, esto quiere decir que el inhibidor de corrosión hizo su trabajo. Se detectó presencia de sulfuro de hierro.



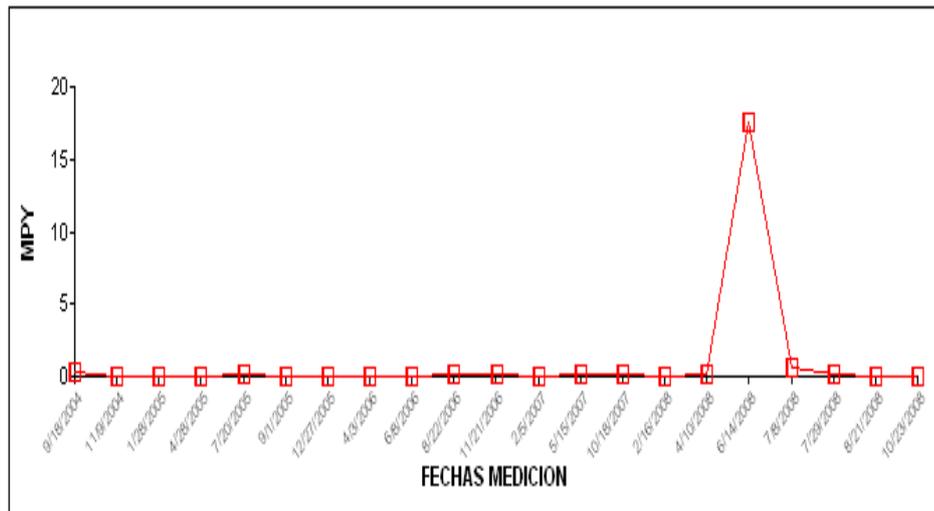
**Gráfico N° 62** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 63 podemos observar la presencia de bacterias sulfato reductoras y ácido productoras.



**Gráfico N° 63** Conteo de bacterias en función del tiempo.

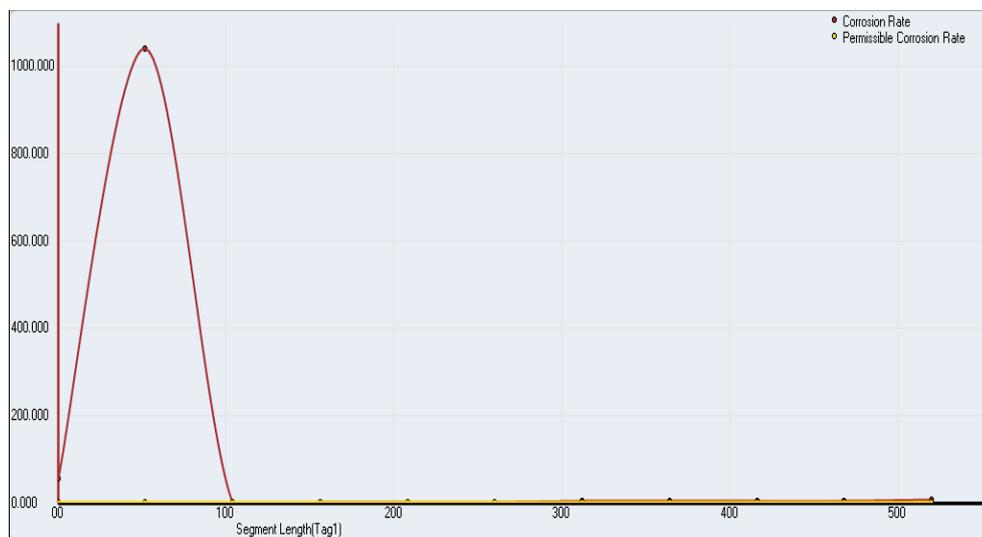
En el gráfico 5 se evidencia que este pozo mantuvo una tendencia baja en velocidades de corrosión < 1MPY, con excepción de un pico que se presume sea generado por una medición errónea.



**Gráfico N° 64** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 10,83 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 56,56 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, dejando claro la poca concentración de sulfuro de hidrógeno en el fluido.



**Gráfico N° 65** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 65 podemos observar que la proporción de corrosión a profundidades entre 0 pies y 100 pies es bastante elevada siendo esta la zona crítica del pozo y a profundidades mayores la corrosión se estabiliza en valores cercanos a 1 mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 50 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

Según lo observado podemos concluir diciendo que este pozo cumplió con el programa de tratamiento químico estipulado para el, muestra de ello son los

niveles aceptados de corrosión debido a la uniformidad del inhibidor CORR-2781 en toda la superficie del metal, y a la estabilidad del sulfuro de hierro presente. Esto muy a pesar de saber que la completación del mismo no estaba revestida.

Sin embargo a partir de Octubre de 2005 se hace notable una baja en la producción del mismo que conlleva a un cambio en el método de extracción del crudo.

Se debe tomar en cuenta que este pozo nunca pudo ser tratado con Biocida por tener válvula flapper en fondo.

La decisión de cambiar de método, es por condiciones de producción más estable, y por condiciones de tubería sin revestimiento.

Otro punto que se puede acotar es que si no hubo evidencias de corrosión interna muy posiblemente las capas de sulfuro formaron una película protectora, ayudando a alargar la vida útil de la tubería.

#### **4.5.18 Análisis del pozo UM-156.**

El UM-156 es un pozo LAG completado en el año 2004, es considerado de alto flujo y elevada criticidad por efecto del MIC y por poseer tubería de producción convencional J55 sin revestimiento, como parte del plan de control de corrosión se le inyecta continuamente inhibidor de corrosión a fondo de pozo y a altas dosis. Actualmente se le realizó una intervención de rehabilitación para mejoras de producción en donde se encontraron las siguientes observaciones.

En la Figura N° 42, se muestran 158 tubos J55 recuperados y sin ningún daño externo, la Figura N° 43 muestra los Mandril LAG en perfecto estado, también se encontraron en buen estado los niples de inyección y la pata de mula, en la Figura N° 44 se observan daños localizados por corrosión en 85 % de las tubería sin llegar a presentar filtraciones, con un contenido de sulfuro de hierro como producto de corrosión en la superficie del daño encontrado (Efecto de la síntesis del MIC).



**Figura N° 42** 158 tubos 3 ½" externamente



**Figura N° 43** Mandrill LAG



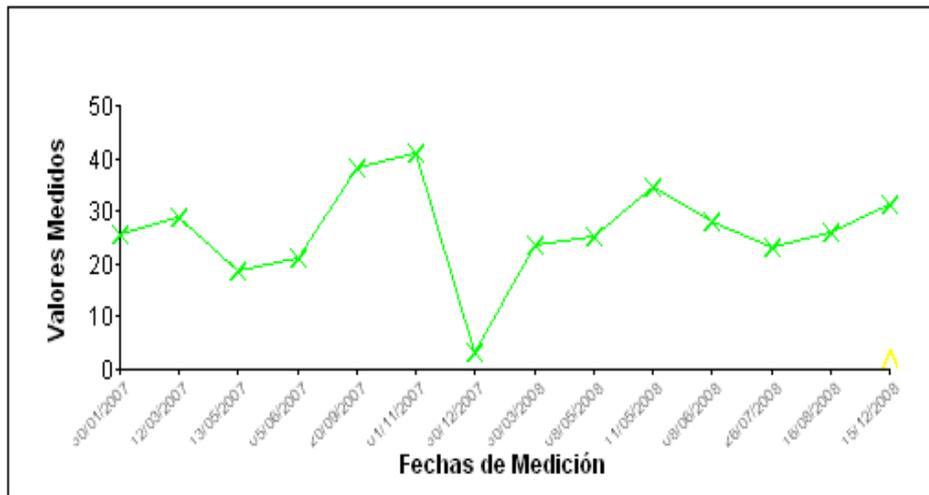
**Figura N°**

**44** Tubería de Producción 3 ½ J55 vista internamente.

Este pozo trabaja a una temperatura de 140 °F y una presión de línea de 140 psi además de presentar una presión en el fondo de 1143 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 26,13 psi, aplicando la teoría (Kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,77 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

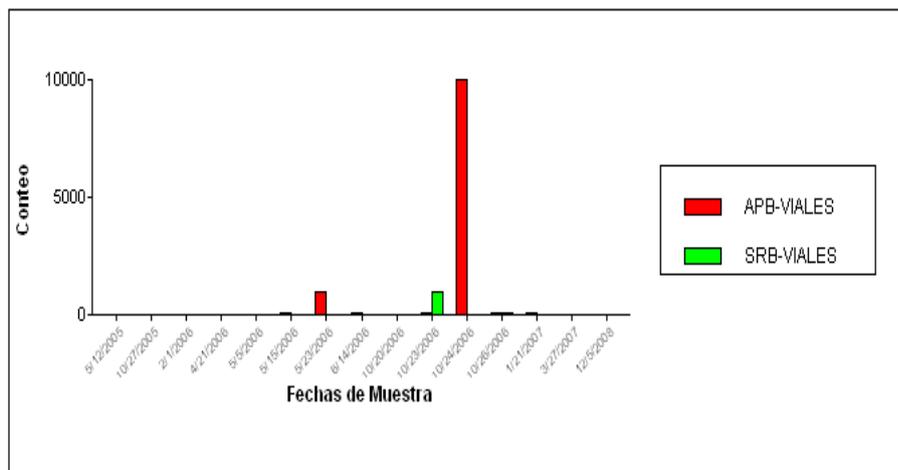
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 2,94 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 21,01 pies/seg.

El Gráfico N° 66 muestra altos contenidos de hierro al inicio de la producción del pozo que luego disminuye hasta estabilizarse, es importante tener en cuenta que el mecanismo del MIC considera la reducción de sulfato que luego reacciona con el hierro contenido en solución permitiendo una disminución del ion que no es asociado a la efectividad del inhibidor,



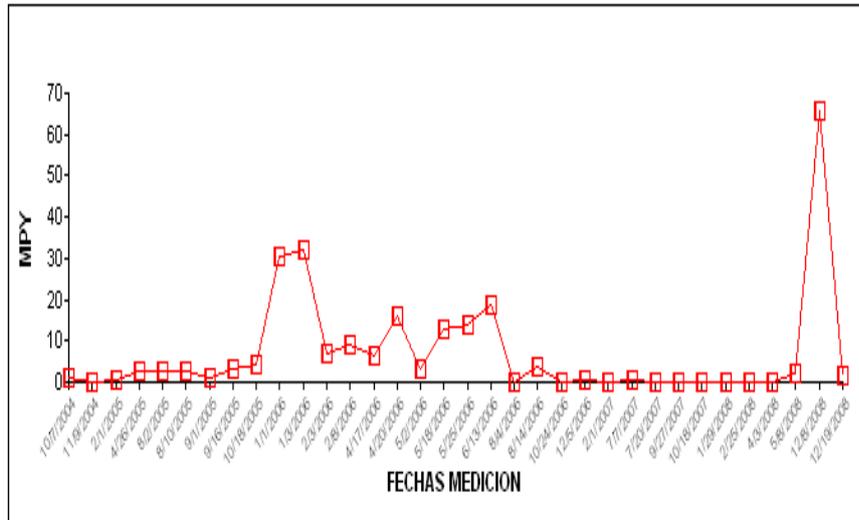
**Gráfico N° 66** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 67 podemos observar la gran presencia de bacterias sulfato reductoras y de ácido productoras.



**Gráfico N° 67** Conteo de bacterias en función del tiempo.

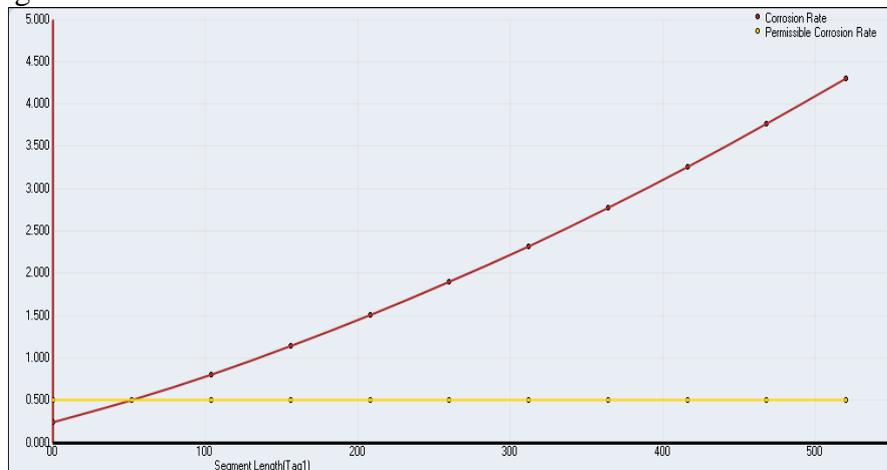
El Gráfico N° 68 muestra altos niveles de corrosión generalizada en el año 2006 que luego es controlada, es importante recordar que el daño encontrado en esta completación corresponde a un mecanismo de corrosión por picadura asociado la actividad bacteriana y por tal motivo no se refleja en la gráfica. El pico que se genera por la medición del 12/6/2008 se presume que es generado por una medición errónea.



**Gráfico N° 68** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 22,89 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, valor que respalda los daños encontrados.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 0,25 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, descartando la presencia de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono como agente corrosivo.



**Gráfico N° 69** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 69 podemos observar que la proporción de corrosión va a aumentando a medida que aumenta la profundidad del pozo y así mismo aumenta la presión y la temperatura del mismo favoreciendo al fenómeno de corrosión típico de los sistemas con presencia de H<sub>2</sub>S.

Este pozo se manejó con dosis elevadas del inhibidor de corrosión CORR-7144 (140ppm) ya que es considerado de alta agresividad por lo antes planteado.

Se presume que la causa del daño en la tubería de producción es la actividad microbológica inducida, que debido a las condiciones de completación se hizo imposible mitigar la acción de las mismas.

De acuerdo a los programas de simulación y experiencias obtenidas en campo se comprueba nuevamente que los pozos con material no resistente a la corrosión y bajo condiciones agresivas son altamente críticos aun con la inyección de inhibidores de corrosión.

#### 4.5.19 Análisis del pozo UM-157.

El pozo UM-157 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.290'. El sistema de producción es de levantamiento artificial con gas (gas lift), tiene un total de 163 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", un niple de inyección de química y no cuenta con revestimiento.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

Se mostraron evidencias claras de daños internos y localizado producto de la corrosión por actividad bacteriana como se muestra en Figura N° 45.

El resto de la completación se encontró en buen estado.

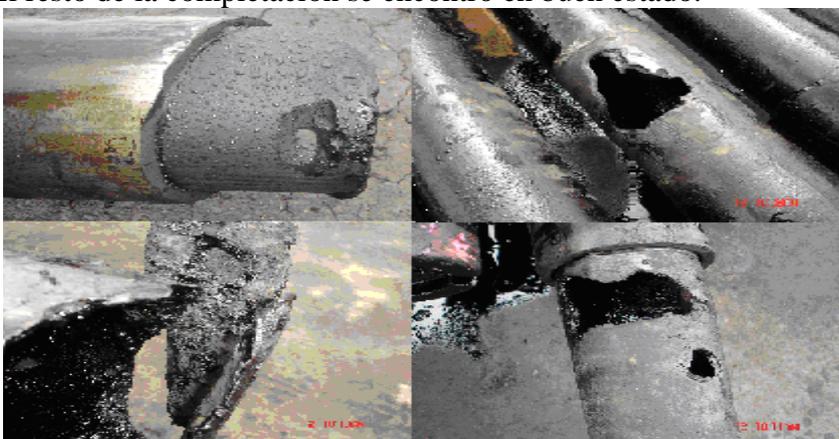


Figura N° 45 Daños en la completación del pozo.

Este pozo trabaja a una temperatura de 134 °F y una presión de línea de 170 psi además de presentar una presión en el fondo de 1632 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 31,02 psi, aplicando la teoría (Kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 2,11 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

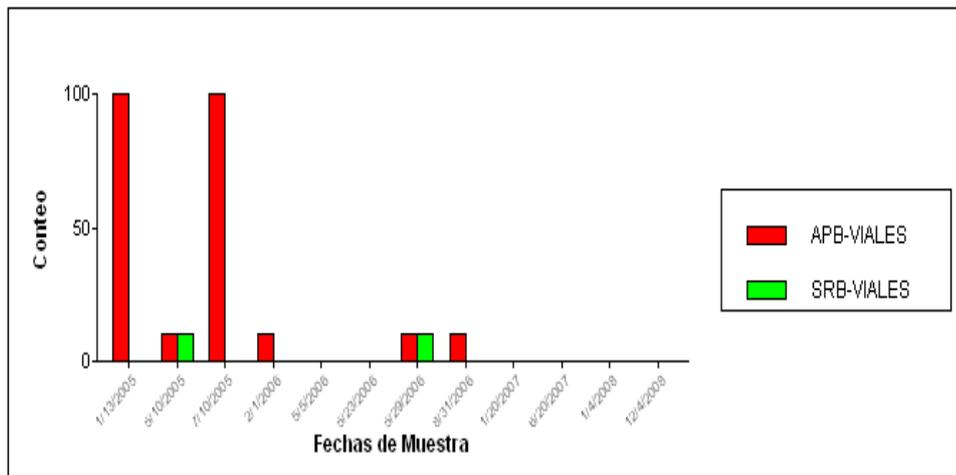
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 2,19 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 20,95 pies/seg.

El Gráfico N° 70 muestra un contenido de hierro con un promedio de 10 ppm sin observar incrementos, esto se debe a la formación de capas gruesas de óxido que no permiten que el hierro desprendido se mantenga en solución.



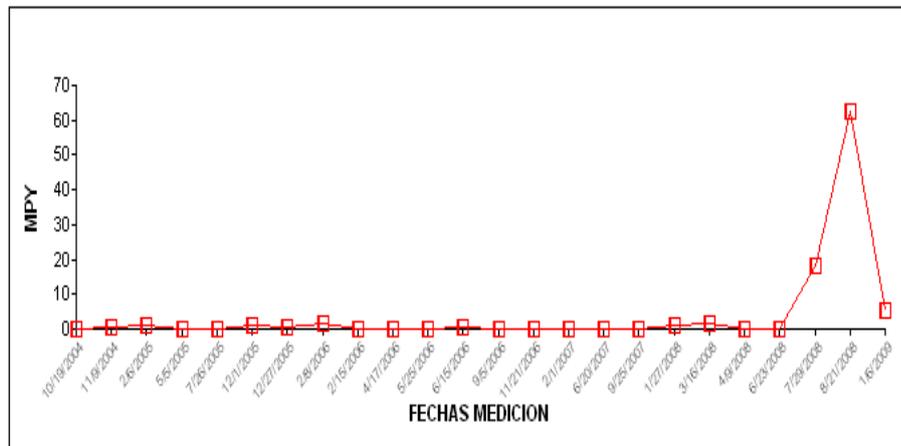
**Gráfico N° 70** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 71 podemos observar la gran presencia de bacterias sulfato reductoras y ácido productoras. Como parte del plan de inspección se tomó muestra del producto de corrosión y se cultivó para comprobar la presencia de bacteria el cual dió Positivo.



**Gráfico N° 71** Conteo de bacterias en función del tiempo.

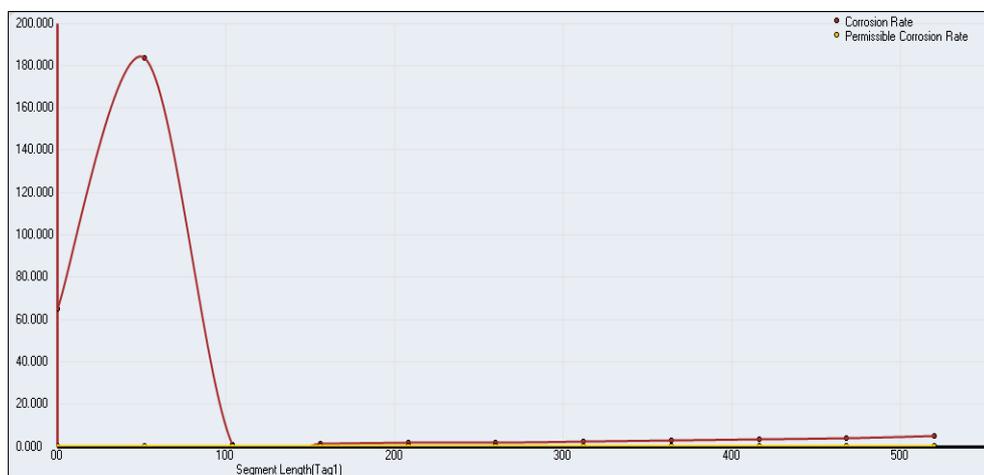
El Gráfico N° 72 muestra corrosión generalizada controlada, es importante recordar que el daño encontrado en esta completación corresponde a un mecanismo de corrosión por picadura asociado la actividad bacteriana.



**Gráfico N° 72** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 236,68 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, este valor indica que el punto donde se hizo la medición es un punto representativo ratificando la corrosión localizada.

Al simular este pozo usando la herramienta Predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 64,99 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, confirmando la existencia de los daños y la presencia de de sulfuro de hidrógeno en poca concentración.



**Gráfico N° 73** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 73 podemos observar que la proporción de corrosión a profundidades entre 0 pies y 100 pies es bastante elevada siendo esta la zona crítica del pozo y a profundidades mayores la corrosión se estabiliza en valores cercanos a 1 mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 50 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El pozo UM-157 se mantuvo con dosis altas de inyección del inhibidor CORR-7144, sin embargo no se pudo garantizar en un 100% la integridad de la tubería por un período extenso debido a que la tubería sin revestimiento aún

cuando tuviese un buen inhibidor fílmico, estaba expuesta a condiciones de alta agresividad, tomando en cuenta la presencia de bacteria sulfato reductora en el medio, presencia de H<sub>2</sub>S a nivel de gas, sin posibilidad de tratamiento Bach con biocida.

Una vez mas se demuestra que los pozos con material convencional y sin ningún tipo de material resistente a la corrosión (revestimiento interno) son altamente críticos bajo las condiciones de producción, a pesar de mantener altas dosis de inyección continua de inhibidor de corrosión.

Es importante resaltar que de acuerdo a los análisis obtenidos se realizaron recomendaciones para ser tratado con biocida a fin de minimizar la acción bacteriana, sin embargo por condiciones de completación (Válvula Flapper) fue imposible realizar estos tratamientos durante su tiempo de vida.

Se presume que la causa del daño en la tubería de producción es la actividad bacteriana.

De acuerdo a los programas de simulación y experiencias obtenidas en campo se comprueba nuevamente que los pozos con material no resistente a la corrosión y bajo condiciones agresivas en el medio tiene un tiempo de vida operativa no mayor de 5 años por lo cual se mantiene la recomendación de realizar Workover preventivo a pozos con estas características.

#### 4.5.20 Análisis del pozo UM-158.

El pozo UM-158 es direccional perforado hasta una profundidad total de 6.793'. El sistema de producción es de levantamiento artificial con gas (gas lift), tiene un total de 112 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", un niple de inyección de química y no cuenta con revestimiento.

De la inspección visual realizada en el pozo UM-158, se pudieron observar pérdidas y daños tipo picadura en los 112 tubos de 3-1/2" que no estaban revestidos como se muestra en la Figura N° 46.

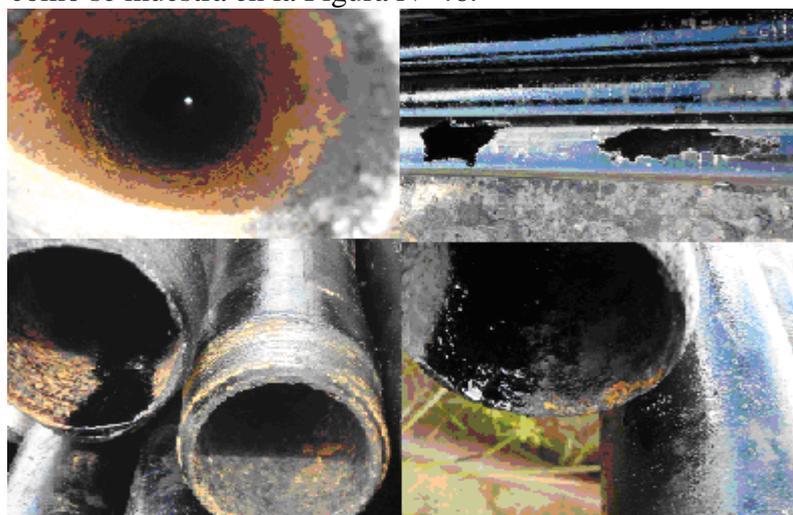


Figura N° 46 Daños en la completación del pozo.

Por otro lado la última tubería donde se encontraba instalado el bloque de inyección se detectó una pérdida de espesor de un 50% tal y como se puede observar en la Figura N° 47:

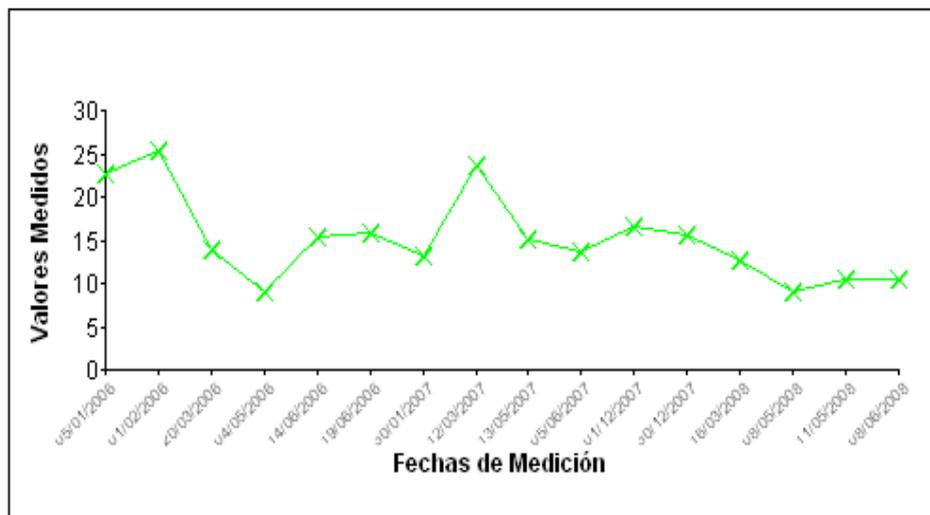


**Figura N° 47** Bloque de inyección.

Este pozo trabaja a una temperatura de 112 °F y una presión de línea de 140 psi además de presentar una presión en el fondo de 1048 psi. La presión parcial de H<sub>2</sub>S es de 14,7 psi y la presión parcial del CO<sub>2</sub> es de 25,18 psi, aplicando la teoría (Kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 1,71 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

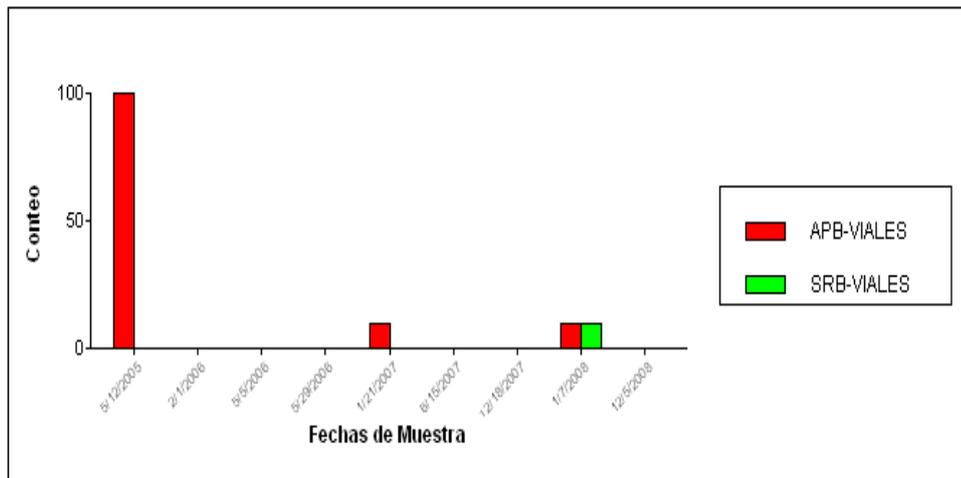
En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 1,21 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 22,55 pies/seg.

El Gráfico N° 74 muestra un contenido de hierro estable con un promedio de 15 ppm, y con algunos picos que se deben a la pérdida de material en el interior de la tubería.



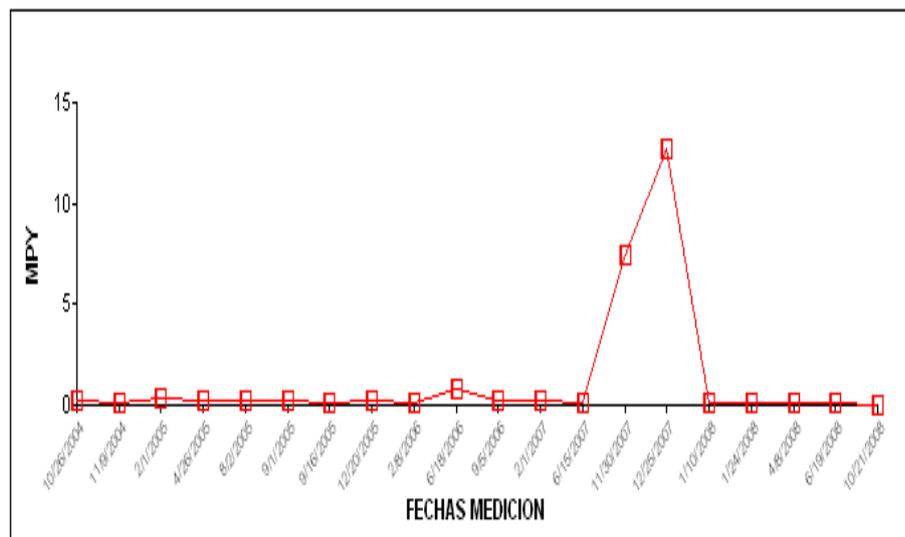
**Gráfico N° 74** Concentración de hierro en función del tiempo.

En el Gráfico N° 75 podemos observar la presencia de bacterias sulfato reductoras y ácido productoras.



**Gráfico N° 75** Conteo de bacterias en función del tiempo.

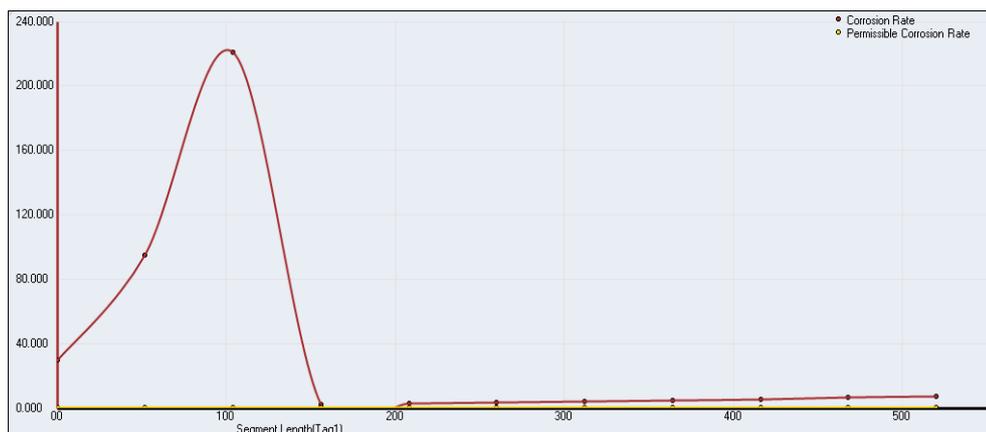
En el Gráfico N° 76 se evidencia que las velocidades de corrosión siempre se mantuvieron por debajo de 1 MPY durante su operatividad, inyectando una dosis alta de inhibidor, en un promedio de 100 ppm de química. El pico generado en el 2007 se presume sea generado a mediciones erróneas.



**Gráfico N° 76** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 670,36 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, valor que respalda los daños de la tubería y ratifica que el punto de mediciones es un punto representativo para estas mediciones.

Al simular este pozo usando la herramienta predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 29,81 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, al igual que la medición por espesores este valor refleja los daños en la tubería y evidencia la presencia de sulfuro de hidrógeno en el gas



**Gráfico N° 77** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 77 podemos observar que la proporción de corrosión a profundidades entre 0 pies y 150 pies es bastante elevada siendo esta la zona crítica del pozo y a profundidades mayores la corrosión se estabiliza en valores cercanos a 1 mpy. Todo este comportamiento se debe a que a los 100 pies la temperatura es cercana a 100°C y a esta temperatura los sistemas con presencia de dióxido de carbono producen la mayor tasa de corrosión.

El pozo UM-158 recibió inyección de inhibidor de corrosión a lo largo de todo su tiempo de operatividad, inicialmente soluble en aceite y luego al ir aumentando el corte de agua se cambió a inhibidor soluble en agua. La protección fue en un 100% de la completación, es decir hasta 4909’.

De la inspección realizada el 70% de los tubos mostraron pérdidas internas, y picaduras posiblemente asociadas a actividad bacteriana. Durante su tiempo de operación este pozo no pudo ser tratado con Biocida a pesar de que mostraba actividad bacteriana por tener una válvula flapper en fondo que impedía realizar el tratamiento bach.

El pozo siempre presentó altas criticidades, no solo por las condiciones de los fluidos, sino también por los materiales con los que estaba completado.

Se presume que la causa de los daños en la tubería es la actividad bacteriana.

También se puede decir que el tratamiento aplicado de inyección de inhibidor continuo fue bien agresivo, utilizando dosis altas de CORR-2781 para poder asegurar la integridad del equipo de fondo, sin embargo las condiciones del pozo, eran bien agresivas tomando en cuenta alta producción de gas y presencia de bacterias.

Se recomienda por lo antes expuesto que se debe realizar una revisión nuevamente en el punto del bloque de inyección con el producto químico para verificar las condiciones del inhibidor con la tubería del acero al carbono, esto según lo observado en la tubería donde iba el capilar con la química. Además de dejar facilidades en el pozo para poder realizar tratamientos bach posteriores para mantener la integridad y mitigar cualquier problema que el inhibidor de corrosión no pudiera atacar (caso de las bacterias).

#### 4.5.21 Análisis del pozo UM-159.

El pozo UM-159 es direccional perforado hasta una profundidad total de 7.048'. El sistema de producción es de levantamiento artificial con gas (gas lift), tiene un total de 153 tubos 3-1/2" J55 EUE Mandril O. Nova 12/64", un niple de inyección de química y no cuenta con revestimiento.

Durante la inspección en el equipo de fondo se encontró lo siguiente:

Las condiciones observadas en la completación del pozo UM-159, mostraron evidencias claras de daños internos y localizado como se muestra en la Figura N° 48, se observa actividad en la zona externa del niple de inyección de química a 4850 pies. Todo esto producto de la bacteria SRB, el mecanismo fue confirmado mediante la caracterización de sólidos de los producto de corrosión, inoculación de las bacterias en sitio y desprendimiento de  $H_2S > 50ppm$  al reaccionar con HCL al 33%, estos daños encontrado demuestran que la acción combinada de las bacterias mas tubería sin revestimiento interno, acelera los daños por corrosión Bacteriana

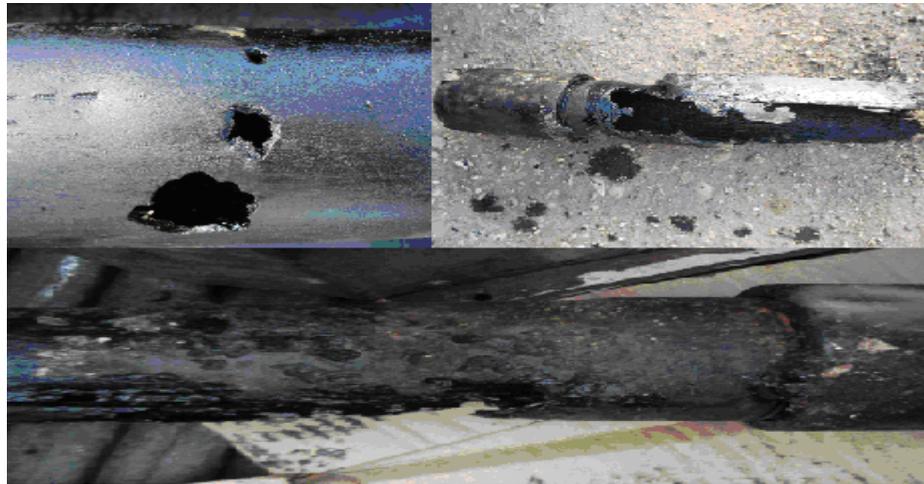


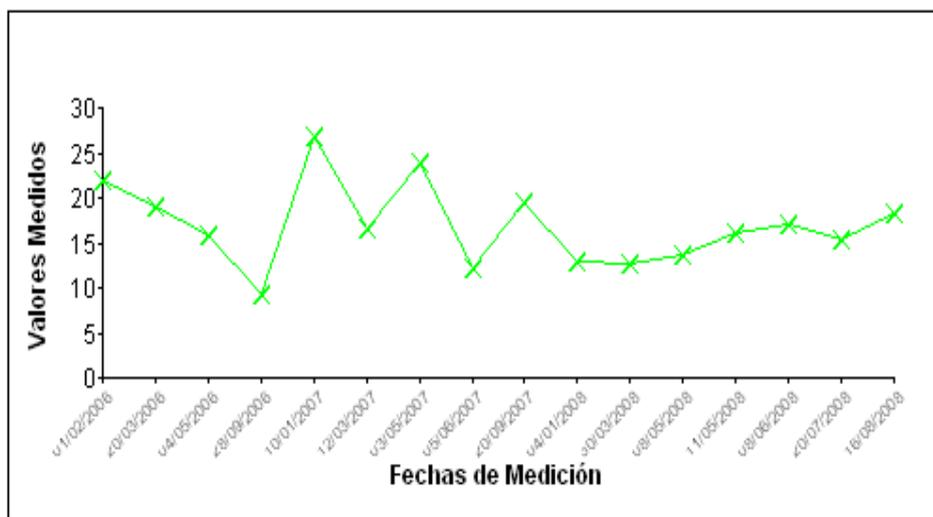
Figura N° 48 Daños en la completación del pozo.

Este pozo trabaja a una temperatura de 143 °F y una presión de línea de 150 psi además de presentar una presión en el fondo de 1528 psi. La presión parcial de  $H_2S$  es de 14,7 psi y la presión parcial del  $CO_2$  es de 29,98 psi, aplicando la teoría (Kane,1995) donde de acuerdo a la relación entre las presiones parciales del  $CO_2$  y  $H_2S$  indica cual de ellas es la que produce la corrosión. En este caso la relación tiene un valor de 2,03 siendo este valor menor que 200 y de esta manera se presume que de haber corrosión esta se le podría atribuir al sulfuro de hidrógeno.

En este pozo, la probabilidad de que se produzca corrosión por erosión es baja, ya que no se ha detectado presencia de arena y la velocidad del fluido es de 3,31 pies/seg, la cual es menor a la de erosión, cuyo valor es de 21,12 pies/seg.

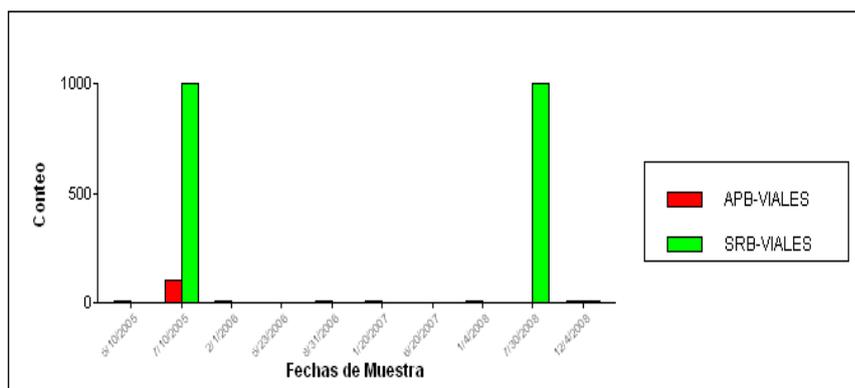
Es importante resaltar que de acuerdo a los análisis obtenidos se realizaron recomendaciones para ser tratado con biocida a fin de minimizar la acción bacteriana, sin embargo por condiciones de completación (Válvula Flapper) fue imposible realizar estos tratamientos durante su tiempo de vida.

El Gráfico N° 78 muestra una tendencia a la disminución del contenido de hierro en solución, esto se debe al incremento de la actividad bacteriana, recordemos que parte del metabolismo del MIC es la producción de Sulfuro que luego reacciona con el hierro formando Sulfuro de Hierro, que fue claramente identificado durante la prueba de HCL en los cupones y la tubería dañadas



**Gráfico N° 78** Concentración de hierro en función del tiempo.

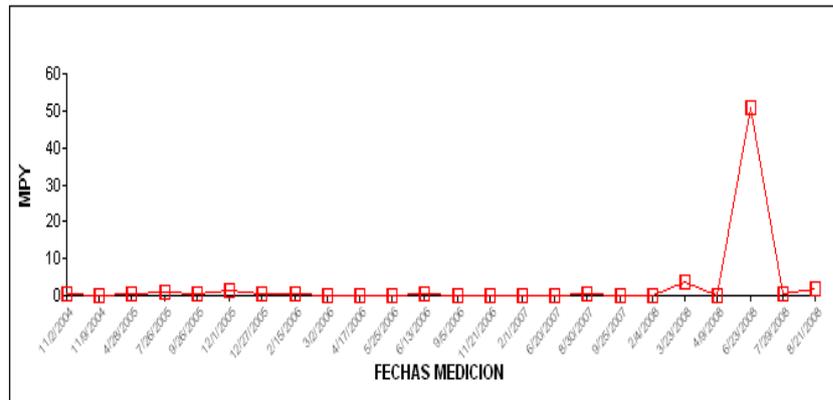
En el Gráfico N° 79 podemos observar la gran presencia de bacterias sulfato reductoras y ácido productoras.



**Gráfico N° 79** Conteo de bacterias en función del tiempo.

El Gráfico N° 80 muestra corrosión generalizada controlada, es importante recordar que el daño encontrado en esta completación corresponde a un mecanismo de corrosión por picadura asociado a la actividad bacteriana. El pico

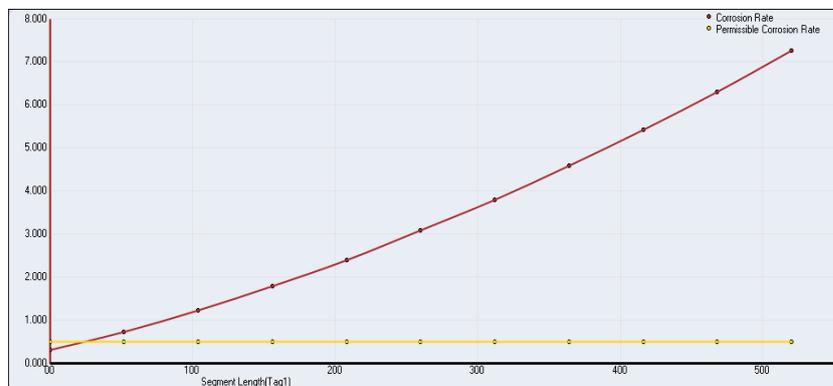
que se observa en la grafica se presume que sea producto de una medición errónea.



**Gráfico N° 80** Velocidad de corrosión en función del tiempo.

Por otro lado el método de medición de espesores, que se especializa en corrosión localizada está arrojando un valor 31,55 mpy como valor más elevado de velocidad de corrosión en su zona más crítica, valor que representa los daños en la tubería demostrando que el punto de medición es un punto crítico.

Al simular este pozo usando la herramienta predict 5.0 se calculó una velocidad de corrosión teórica de 0,3 mpy y un porcentaje de picadura de un 50%, esto demuestra que el sulfuro de hidrógeno esta presente pero con poca concentración descartándolo como agente corrosivo lo mismo sucede con el dióxido de carbono.



**Gráfico N° 81** Velocidad de corrosión en función de la longitud de la tubería.

En el Gráfico N° 81 podemos observar que la proporción de corrosión va aumentando a medida que aumenta la profundidad del pozo y de la misma manera aumenta la presión y la temperatura del mismo favoreciendo al fenómeno de corrosión, esto es un comportamiento típico de sistemas con presencia de H<sub>2</sub>S.

El pozo UM-159 se mantuvo con dosis altas de inyección del inhibidor PT-26209, sin embargo no se pudo garantizar en un 100% la integridad de la tubería por un período extenso debido a que la tubería sin revestimiento aún cuando tuviese un buen inhibidor fílmico, estaba expuesta a condiciones de alta

agresividad, tomando en cuenta la presencia de bacteria sulfato reductora en el medio, sin posibilidad de tratamiento Bach con biocida.

Se presume que la causa de los daños en la tubería de producción se debe a la actividad bacteriana, y no se pudo mitigar debido a las condiciones de la completación.

Una tubería sin revestimiento sometida a condiciones agresivas como la actividad bacteriana, es potencialmente probable que se dañe aun manteniendo altas dosis de Inhibidor fílmico.

Después de haber analizado todos lo pozos intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa, se presenta la Tabla N° 6 que resumen toda las variables y características de cada pozo.

**Tabla N° 6** Variables y características de cada pozo

| Pozos  | Corrosión | Agente Corrosivo  | Tipo de Corrosión | Sistema de Producción | Ubicación | Velocidad de Corrosión (mpy) |         |             | Inyección de Química | Recubrimiento |
|--------|-----------|-------------------|-------------------|-----------------------|-----------|------------------------------|---------|-------------|----------------------|---------------|
|        |           |                   |                   |                       |           | Medición de Espesores        | Cupones | Predict 5.0 |                      |               |
| UM-30  | No        | ----              | ----              | LAG                   | tc11      | 15,71                        | 0,186   | 69,71       | SI                   | NO            |
| UM-31  | No        | ----              | ----              | LAG                   | tc11      | 3,16                         | 0,158   | 0,16        | SI                   | NO            |
| UM-32  | Si        | Bacterias         | Localizada        | BES                   | tc15      | 0                            | 2,1     | 0,18        | SI                   | SI            |
| UM-61  | Si        | H2S Y Arena       | Uniforme          | LAG                   | tc14      | 37,44                        | 0,102   | 61,14       | SI                   | SI            |
| UM-71  | Si        | Bacterias         | Localizada        | LAG                   | tc19      | 4,23                         | 1,46    | 0,22        | SI                   | NO            |
| UM-76  | Si        | Bacterias         | Localizada        | LAG                   | tc19      | 6,07                         | 3,772   | 62,77       | SI                   | NO            |
| UM-82  | Si        | Choque            | Localizada        | LAG                   | tc11      | 3,21                         | 0,135   | 0,15        | NO                   | NO            |
| UM-83  | Si        | Bacterias         | Localizada        | LAG                   | tc11      | 4,93                         | 0,224   | 0,19        | SI                   | NO            |
| UM-88  | Si        | C02 Y Arena       | Uniforme          | Flujo Natural         | tc11      | 0                            | 1,45    | 220         | NO                   | NO            |
| UM-93  | No        | ----              | ----              | BES                   | tc17      | 5,11                         | 0,118   | 34,53       | SI                   | SI            |
| UM-94  | No        | ----              | ----              | BES                   | tc11      | 2,26                         | 0,13    | 56,75       | NO                   | SI            |
| UM-98  | Si        | Bacterias Y Arena | Localizada        | BES                   | tc18      | 15,71                        | 1,2     | 289,29      | SI                   | SI            |
| UM-132 | Si        | Bacterias Y Arena | Localizada        | BES                   | tc15      | 0,3404                       | 0,42    | 0,89        | SI                   | SI            |
| UM-138 | Si        | Bacterias         | Localizada        | BES                   | tc18      | 0,2                          | 0,06    | 315,62      | SI                   | SI            |
| UM-141 | Si        | Bacterias Y Arena | Localizada        | BES                   | tc18      | 1                            | 0,61    | 643,43      | SI                   | SI            |
| UM-153 | Si        | Bacterias         | Localizada        | LAG                   | tc18      | 0,5                          | 0,378   | 302,29      | SI                   | NO            |
| UM-155 | No        | ----              | ----              | LAG                   | tc13      | 10,83                        | 7,962   | 56,56       | SI                   | NO            |
| UM-156 | Si        | Bacterias         | Localizada        | LAG                   | tc18      | 22,89                        | 1,06    | 0,25        | SI                   | NO            |
| UM-157 | Si        | Bacterias         | Localizada        | LAG                   | tc19      | 236,68                       | 4,014   | 64,99       | SI                   | NO            |
| UM-158 | Si        | Bacterias         | Localizada        | LAG                   | tc18      | 670,36                       | 0,09    | 29,81       | SI                   | NO            |
| UM-159 | Si        | Bacterias         | Localizada        | LAG                   | tc19      | 31,55                        | 12,332  | 0,3         | SI                   | NO            |

#### 4.6 Análisis General de la Población de Pozos.

Después de haber analizado todos los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008, determinando cuáles son sus agentes corrosivos y determinando cuál de las variables contribuyó con los daños en las tuberías, se pasará a un plano más general donde se analizaron los pozos como una población.

Se comenzará presentando el Gráfico N° 82 donde se indica en porcentaje la cantidad de pozos que presentó el fenómeno de corrosión a nivel de la completación del pozo.

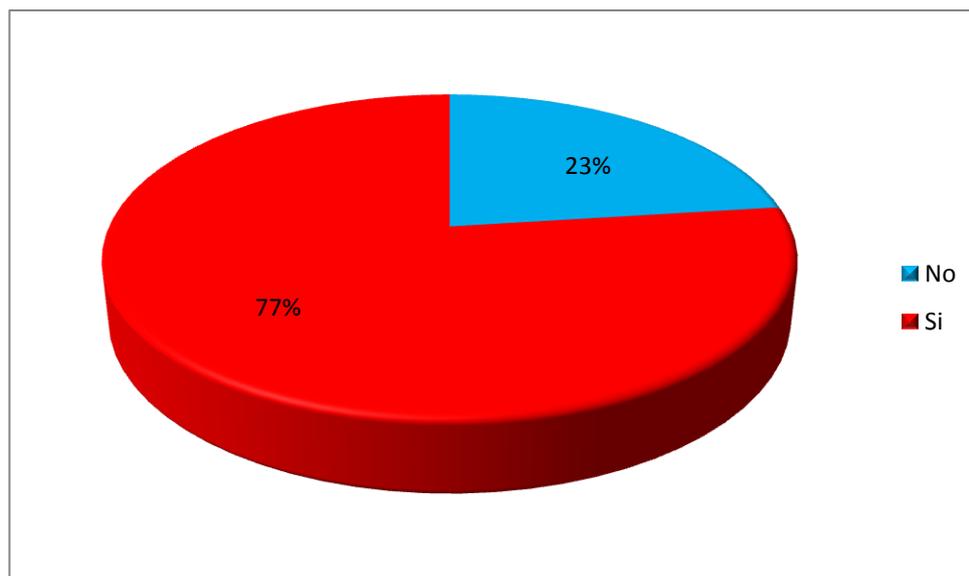
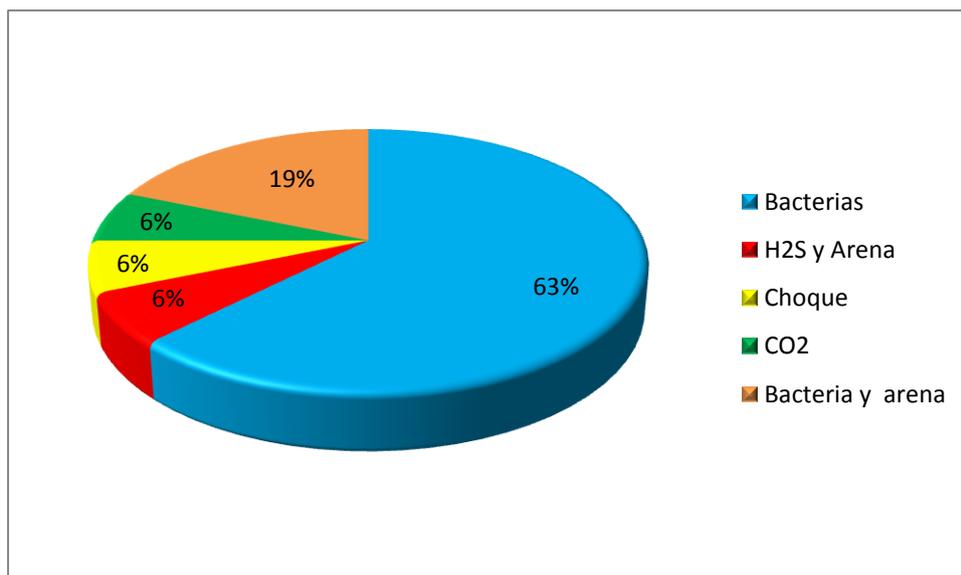


Gráfico N° 82 Porcentaje de presencia de corrosión en los pozos intervenidos.

En el Gráfico N° 82, podemos observar que de una población de 21 pozos intervenidos en la campaña 2007-2008, el 77% de los pozos presentaron el fenómeno de corrosión en la tubería de su completación y un 23% de los mismos no presentó ningún daño por el fenómeno de corrosión.

Cabe destacar que los pozos UM-30, UM-31, UM-93, UM-94 y el UM-155 que son los que no presentaron problemas de corrosión básicamente demostraron baja criticidad y un eficiente plan de tratamiento y monitoreo.

A continuación el estudio se enfocará hacia los pozos que presentaron corrosión. En el Gráfico N°83 se muestra el porcentaje de los daños ocasionados por los distintos agentes corrosivos.

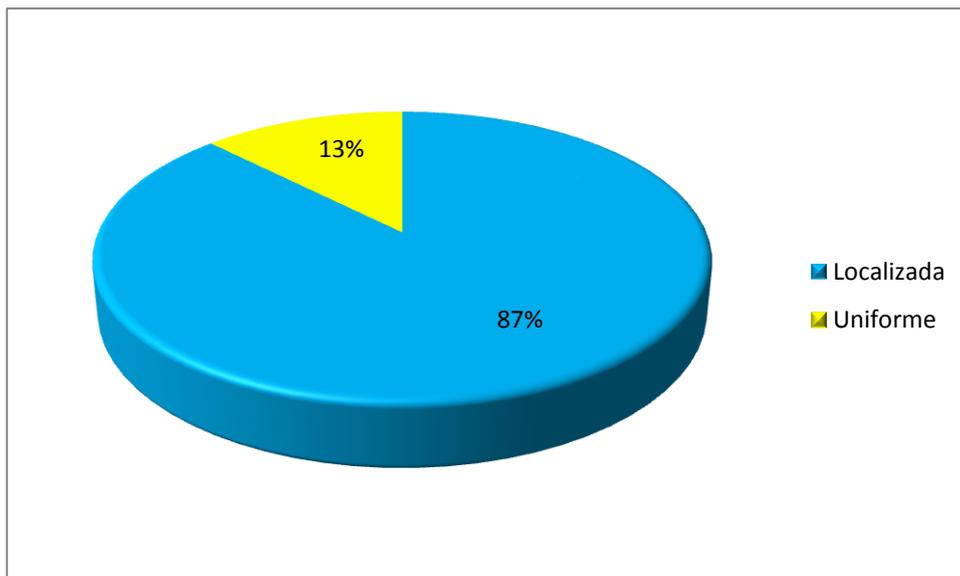


**Gráfico N° 83** Porcentaje de los daños ocasionados en los pozos por los distintos agentes corrosivos.

En el Gráfico N° 83, se presenta el porcentaje de daños ocasionados por los distintos agentes corrosivos, como se puede observar el 63% de los daños por corrosión fue producido por la actividad bacteriana siendo la principal causa de corrosión en esta población de pozos, en segundo lugar se encuentra la combinación de la actividad bacteriana con la presencia de arena representando un 19 % de los daños en los pozos. Luego se puede observar otros causantes de corrosión como lo son el H<sub>2</sub>S y arena, el CO<sub>2</sub> y el choque que cada uno representa el 6% de los daños de los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uraoa.

Haciendo un análisis mas específico de los agentes corrosivo se observa que la actividad bacteriana esta presente en un 81% de los pozos que exteriorizaron daños por corrosión. Se puede inferir que la presencia de bacterias es la principal causa de los daños en los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008. Y en segundo lugar se ubicaría la presencia de arena, que se encontró en un 25% de los pozos.

A continuación se presenta el Gráfico N°84 donde se muestra el porcentaje de pozos que evidenciaron corrosión localizada y corrosión uniforme.

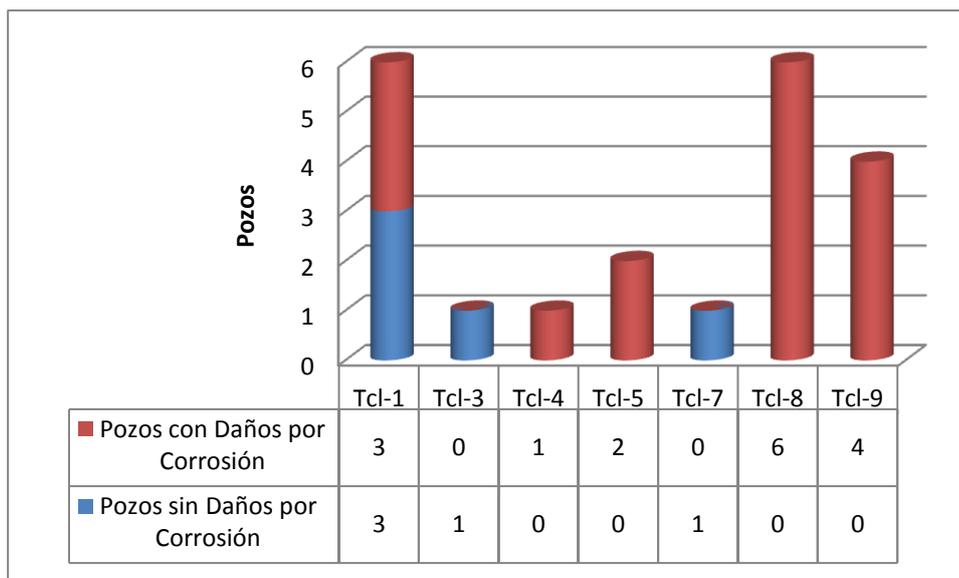


**Gráfico N° 84** Porcentaje de los tipos de corrosión en los pozos Intervenidos

En el Gráfico N° 84, se presenta el porcentaje de los tipos de corrosión según su morfología, se observa que el 87% de los daños en los pozos fueron en zonas localizadas y el 13% se presentaron de forma uniforme. Estos valores se compaginan con los mostrados en el Gráfico N° 83, ya que en la corrosión producida por la actividad bacteriana que es el principal agente corrosivo en nuestra población de pozos, la morfología típica es por picadura, es decir, en zonas localizadas.

Por otro lado la solución al problema de bacterias sería el uso de biocidas, pero como dato de importancia el 44% de los pozos por condiciones operacionales no se le puede realizar el tratamiento con dicho químico, en otras palabras, los pozos con sistema de producción de levantamiento de gas artificial con gas que son el 82 % de los pozos estudiados no se les puede realizar tratamiento con biocida por poseer la válvula Flapper. Todo esto compagina con los resultados encontrados.

A continuación se presenta el Gráfico N°85 donde se muestra la cantidad de pozos ubicados en los distintos troncales del campo Uraoa.



**Gráfico N° 85** Ubicación de los pozos en función de los troncales.

En el Gráfico N° 85, se presentan los pozos intervenidos ubicados en sus respectivos troncales, como se puede observar en el troncal 1 se encuentran 6 pozos de los estudiados, de los cuales 3 son los que presentan daños por corrosión como son el UM-82, el UM-83 y el UM-88. Los problemas de corrosión en estos pozos se presume que fueron originados por la actividad bacteriana, la presencia de CO<sub>2</sub> y el choque de gas en la tubería. Por otro lado los pozos UM-30, UM-31 y el UM-94 no evidenciaron daños por corrosión demostrando que este es un troncal de criticidad media.

En el troncal 3 se encuentra solo el pozo UM-155 que no presentó problemas de corrosión a pesar de no tener la tubería revestida internamente evidenciando la baja criticidad del pozo y el buen programa de tratamiento químico en el mismo.

También en el troncal 4 solo se encuentra un pozo, el UM-61 que presentó daños de corrosión producto de la combinación de la presencia de sulfuro de hidrógeno y el aporte de arena del pozo. Este troncal en su historia ha tenido la particularidad de registrar altos niveles de H<sub>2</sub>S siendo esta su variable crítica a nivel de todos los pozos ubicados en esta locación.

En el troncal 5 se encuentran dos de los pozos estudiados como son el UM-32 y el UM-132 ambos presentaron problemas de corrosión asociados a la actividad bacteriana y la presencia de arena en el fluido.

En el troncal 7 se encuentra el pozo UM-93 que no presentó problemas de corrosión evidenciando el buen plan de tratamiento y monitoreo del pozo.

En el troncal 8 se encuentra los pozos UM-98, UM-138, UM-141, UM-153, UM-156, y el UM-158 los cuales todos presentaron problemas de corrosión principalmente asociados a la actividad bacteriana y en el caso del UM-98 y del UM-141 se produjo debido a la combinación de la actividad bacteriana y la presencia de arena en fluido del pozo.

En el troncal 9 se encuentran los pozos UM-71, UM-76, UM-157 y el UM-159 los cuales todos presentaron problemas de corrosión asociados únicamente a la actividad bacteriana.

Al hacer un estudio geográfico de los troncales se puede concluir que debido a la proximidad geográfica del trocal 8 y 9 ,observando que su principal causa de corrosión viene asociada a la actividad bacteriana en ambos troncales, se puede decir que en esta zona geográfica la variable crítica es la presencia de bacterias sulfato reductoras y ácido productoras.

Al realizar el estudio detallado de la ubicación de las fallas en los pozos se encontró con la particularidad que un 31% de los daños fueron detectados en la zona de inyección de química, siendo más específico en los primeros tubos 1-5/16, la zona del centralizador, nariz ciega y niple perforado que por condición de diseño esta parte del equipo de fondo no posee recubrimiento interno y usualmente es de acero al carbono. Esta zona tiene la peculiaridad de que esta en contacto directo con el inhibidor de corrosión puro.

Al observar este panorama es obvio que el comportamiento del inhibidor de corrosión frente al acero al carbono puede ser una variable que favorezca al fenómeno de corrosión en los pozos UM-32, UM-98, UM-132, UM-138 y el UM-141 que son los pozos que presentaron daños en los primeros tubos 1-5/16 y en el bloque de inyección. Para determinar cual es el comportamiento del inhibidor de corrosión frente al acero al carbono se desarrolló la prueba llamada CG que consistió en sumergir cupones de corrosión en las distintas químicas puras utilizadas en el campo durante 20 días. Luego se midieron las velocidades de corrosión usando solo el área total sin tomar en cuenta que en los cupones se evidencie picaduras.

La prueba CG se le realizó a los siguientes inhibidores de corrosión: CORR-2779, CORR-2781, CORR-7144 y PT-26209, los mismos presentaron los siguientes resultados.

**Tabla N° 7** Velocidad de corrosión generada por los inhibidores de corrosión.

| Inhibidor de Corrosión | Velocidad de Corrosión (mpy) |
|------------------------|------------------------------|
| CORR-7144              | 1,43                         |
| CORR-2779              | 0,9                          |
| PT-26209               | 0,26                         |
| CORR-2781              | 3,58                         |

En la Tabla N° 7 se observa que todos los inhibidores de corrosión poseen cierto grado de corrosividad frente al acero al carbono. El CORR-7144 generó una velocidad de corrosión de 1,43 mpy, además de presentar una corrosión generalizada. Por otro lado la velocidad de corrosión generada por el CORR-2779 es de 0,9 mpy con daños generalizados y la particularidad de que la corrosión se encontró separada, se recomienda revisar la forma de almacenamiento de este químico. Otro de los químicos estudiados es el PT-26209 que generó una velocidad de corrosión de 0,26 mpy y al igual que los otros químicos sus daños fueron uniforme a lo largo del cupón. Por último el CORR-2781 produjo daños localizados y una elevada velocidad de corrosión de 3,58 mpy.

Se observa que tanto el CORR-2779, el CORR-7144 y el PT-26209 presentaron velocidades de corrosión bajas y daños generalizados. Todo lo contrario lo presentó el CORR-2781 que generó corrosión localizada y una velocidad de corrosión muy elevada.

Volviendo a los pozos que presentaron los daños en la zona del bloque de inyección se destaca que el inhibidor de corrosión utilizado en ellos fue el CORR-2781, confirmando la teoría de que el inhibidor de corrosión puro frente al acero al carbono puede comportarse como un agente corrosivo.

## CONCLUSIONES.

- El análisis de la frecuencia de fallas es un buen indicador de la criticidad de los pozos.
- El análisis de la concentración del ión hierro es un excelente indicador de la actividad bacteriana y a nivel general de la existencia del fenómeno de corrosión en las tuberías.
- El uso de inhibidores de corrosión es una estrategia eficaz para combatir la corrosión en los pozos.
- El método de cupones es infalible a la hora del cálculo de la velocidad de corrosión uniforme.
- El método de medición de espesores es un método preciso para el cálculo de la velocidad de corrosión localizada.
- El simulador Predict 5.0 es una excelente herramienta para el cálculo de la velocidad de corrosión teórica y el porcentaje de pitting en los pozos donde la variable crítica es el H<sub>2</sub>S o el CO<sub>2</sub> y que la tubería no tenga revestimiento.
- Las condiciones de operación de los pozos pueden variar con el tiempo.
- Los pozos con material no resistente a la corrosión y bajo condiciones agresivas en el medio tienen un tiempo de vida operativo no mayor de cinco años y son altamente críticos aun con la inyección de inhibidor de corrosión.
- Las capas de sulfuro de hierro en algunos casos pueden formar una película protectora ayudando a alargar la vida útil de la tubería.
- El 77 % de los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa presentaron daños por corrosión.
- En los pozos intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa el agente corrosivo que se presume que ocasionó más daños fue la actividad bacteriana con un 81 % de pozos perjudicados.
- El 87 % de los pozos estudiados que presentaron daños por corrosión esta fue de forma localizada en la tubería, y el resto de los pozos presentó daños de forma uniforme.
- El troncal 1 es de criticidad media.
- Los pozos del troncal 4 son productores de H<sub>2</sub>S.

- El troncal 8 y 9 son zonas de alta criticidad debido a la gran presencia de bacterias.
- Todos los inhibidores de corrosión puros tienen cierto grado de corrosividad.
- El inhibidor de corrosión CORR-2781 presenta alta velocidad de corrosión frente a tuberías convencionales.

## **RECOMENDACIONES.**

- Estudiar la posibilidad de realizar un cambio de método de producción en los pozos con levantamiento artificial por gas y que presenten problemas de corrosión por la actividad bacteriana.
- Usar tubería con revestimiento interno en todos los casos que sea posible.
- Reemplazar el inhibidor de corrosión CORR-2781.
- Aplicar algún tipo de protección contra la corrosión a la zona del bloque de inyección en el equipo de fondo de los pozos.
- Estudiar la posibilidad de eliminar la válvula Flapper.
- Establecer un modelo matemático para cada pozo petrolero.
- Realizar un análisis de sensibilidad en cada pozo en función de las variables que influyen en el proceso de corrosión.

## BIBLIOGRAFÍA

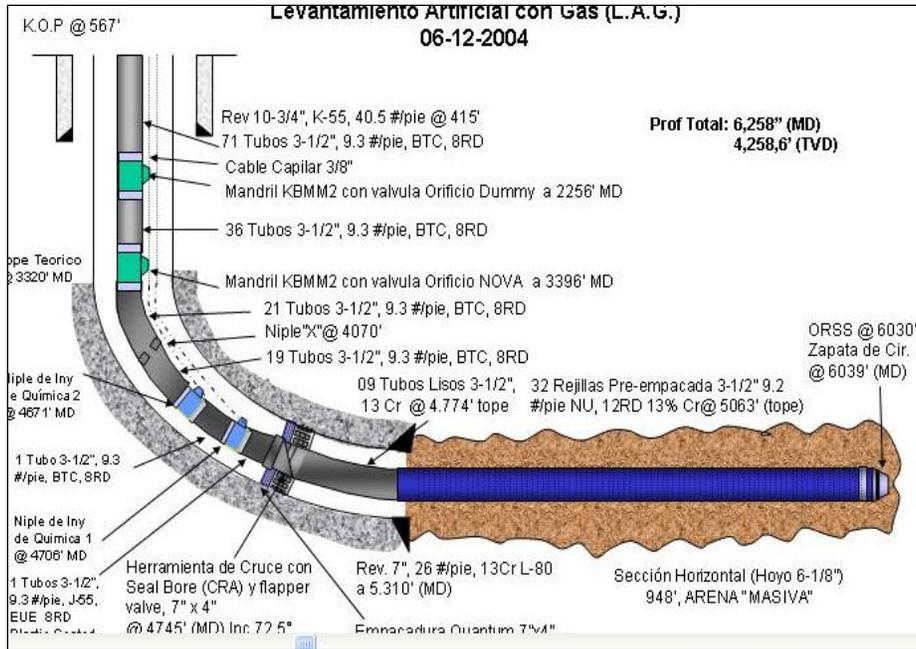
- American Petroleum Institute. (2003). Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 1ª edición. Editorial IHS.
- Bonnin, E. (2001). Evaluación de la corrosión de secuestrantes líquidos de H<sub>2</sub>S y compatibilidad con otros tratamientos químicos en sistemas de tratamiento de gas. Proyecto final de cursos de operación. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
- Castillo, M. (1990). Inhibición de la corrosividad por los fluidos de acidificación de pozos en el acero duplex 22Cr. Proyecto final de cursos en cooperación. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
- De Abreu, Yolanda. (2001). Desempeño de Aceros al Carbono en Mezclas de Crudo/Agua/Gas y Evaluación de Técnicas para Galvanizado en Caliente. Trabajo de Ascenso. Universidad Simón Bolívar. Caracas.
- Endean, H. (1989). Detección y control de corrosión en campos petroleros. Editorial Champion Technologies. Houston, Texas. 10 pp.
- Fontana, M. (1985). Corrosion Engineering. 3ª Ed. New York: McGraw-Hill.
- Gerus, B. (1974). Detection and mitigation of weight loss corrosion in sour gas gathering systems. Symposium on sour gas and crude of society of petroleum engineers of AIME. Texas, pp: 688 – 892.
- Henthorne, M. (1971). Fundamentals of Corrosion. Vol. 1.
- Hernandez, J. (2002). Monitoreo de la protección catódica a línea submarina No. 161 de 36"Ø Rebombeo/Dos Bocas de la Región Marina Suroeste en la sonda de Campeche. Puebla.
- Kane, R. (1995). Good corrosion control strategies maximize return. Petroleum Engineer Internacional, 68 (10): 53 – 59.
- M.B.Kermany and D. Harrop, (1995). BP International, SPE 29784. Congreso.

- Nace Internacional. (2003). Manual del curso de corrosión interna en tuberías. pp:10-20.
- Navas, Gladys.(2008) Corrosión y desgaste de materiales en la producción de hidrocarburos. CMPC Consultores, C.A.
- Palacios, A. (2002). Evaluación y optimización de la inyección de químicos en el sistema de cabecera de la torre de destilación atmosférica N° 5 del CRP – Azuay. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Perry.(2007). Manual del Ingeniero Químico. McGraw-Hill.
- Pierre, R. (1999). Handbook of Corrosion Engineering. Mc-Graw Hill. New York. 1129 p.
- Romero, A. (1988). Manual de control de la corrosión en sistemas de manejo y compresión de gas. INTEVEP, S.A. 320 p.
- Textos científicos. (2007). Corrosión. Disponible: <http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion> [Consulta: 2007, septiembre 07].
- Trethewey, K. y Chamberlain, J. (1988). Corrosion for students of science and engineering. Longman Scientific and Technical. John Wiley and sons Inc. New York. 382 p.
- Ueda, M. (2006). 2006 F.N. Speller Award Lecture: Development of corrosion resistance alloys for the oil and gas industry – Based on spontaneous passivity mechanism. Corrosion, 62 (10): 856 – 867.
- Uhlig, H. (1975). Corrosión y control de corrosión. Urmo, S.A. de Ediciones. Bilbao. 393 p.
- Zumdahl, S. (1992). Chemical Principles. 2da ed. Heath and Company. Canada. 1043p.



## APENDICE

### UM-30

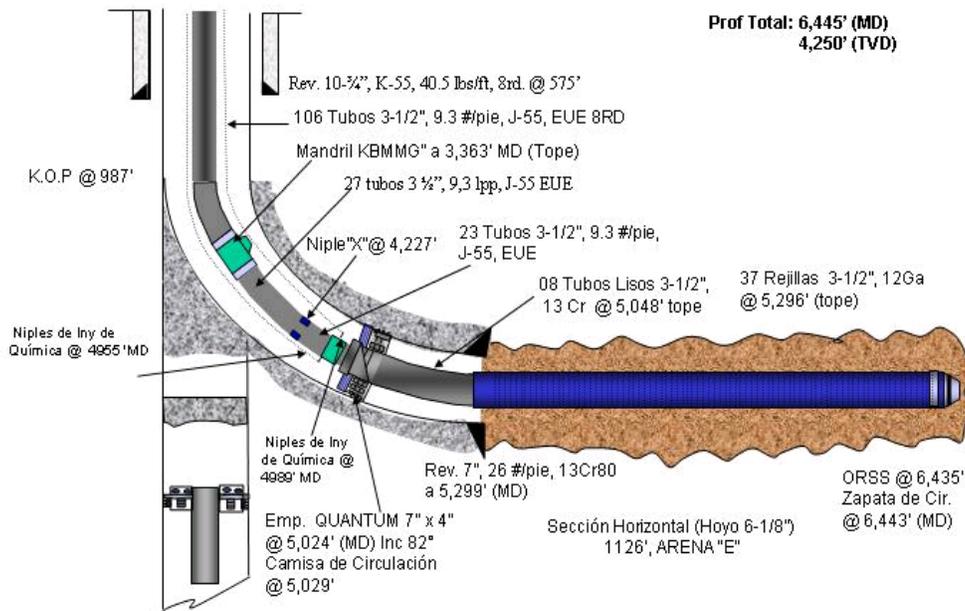


### UM-31

27/08/2004

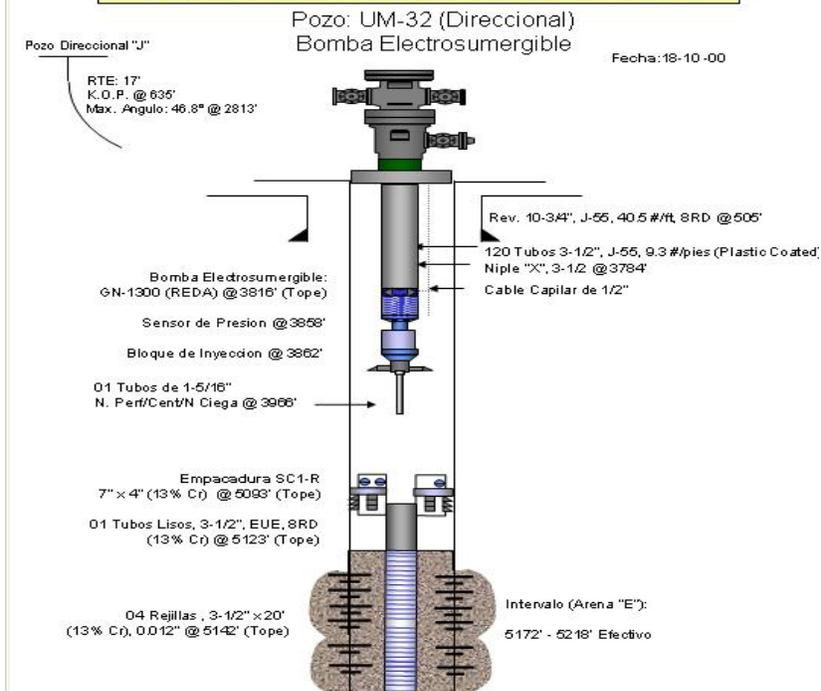
### Diagrama Mecánico Actual

**Pozo: UM-31R2**  
**Levantamiento Artificial con Gas (L.A.G.)**



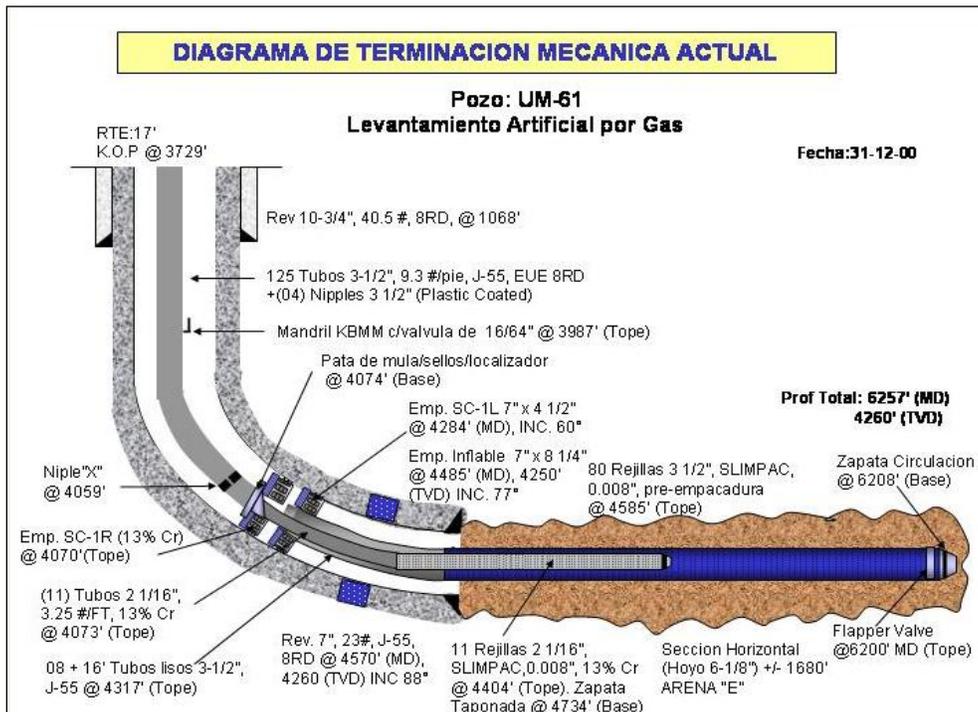
### UM-32

### DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL



UM-61

### DIAGRAMA DE TERMINACION MECANICA ACTUAL

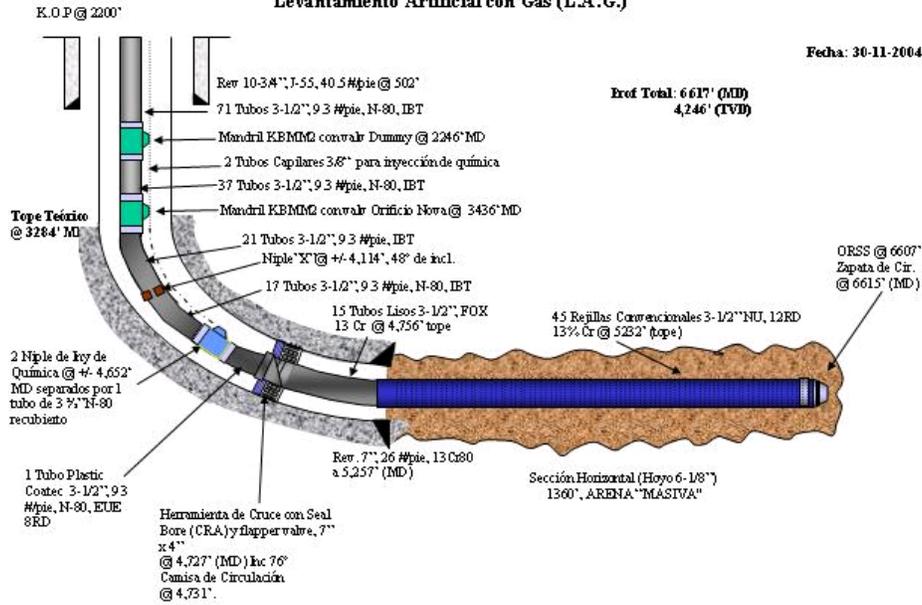


UM-71

### Diagrama Mecánico Final

UM-71R / Loc.: UM13, 30/11/2004  
Levantamiento Artificial con Gas (L.A.G.)

Fecha: 30-11-2004

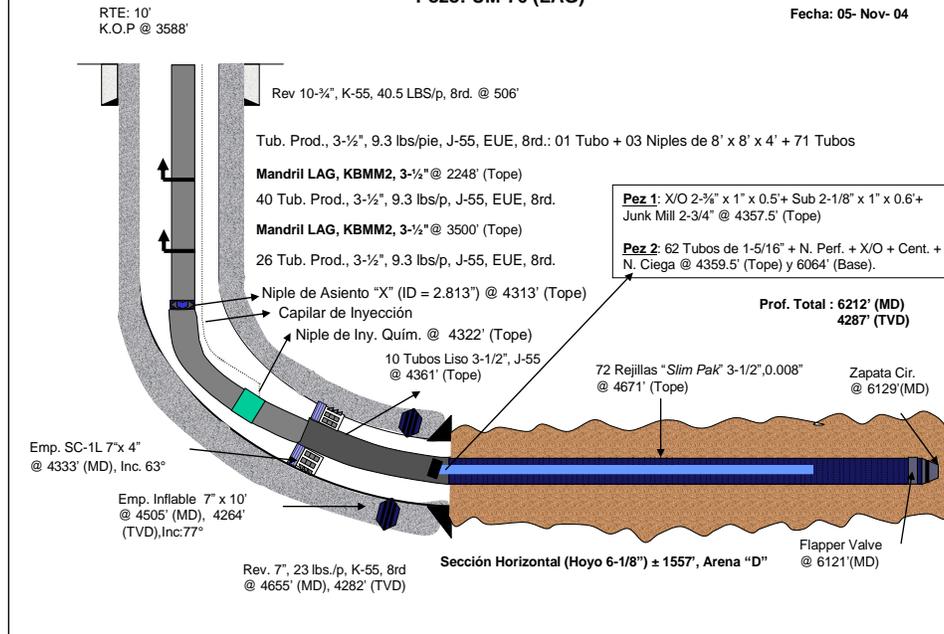


### UM-76

#### DIAGRAMA ACTUAL DE TERMINACIÓN

Pozo: UM-76 (LAG)

Fecha: 05- Nov- 04

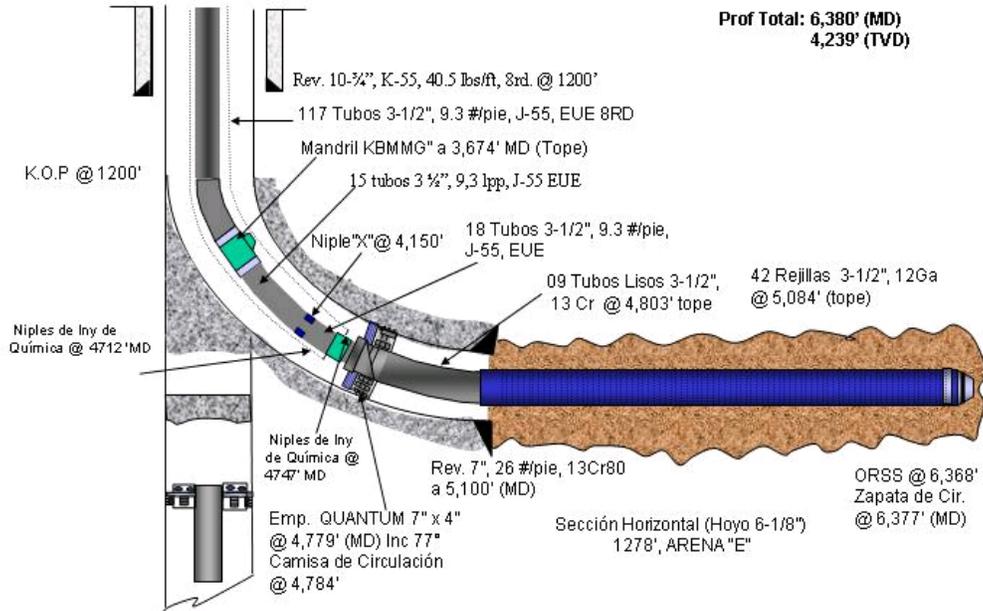


### UM-83

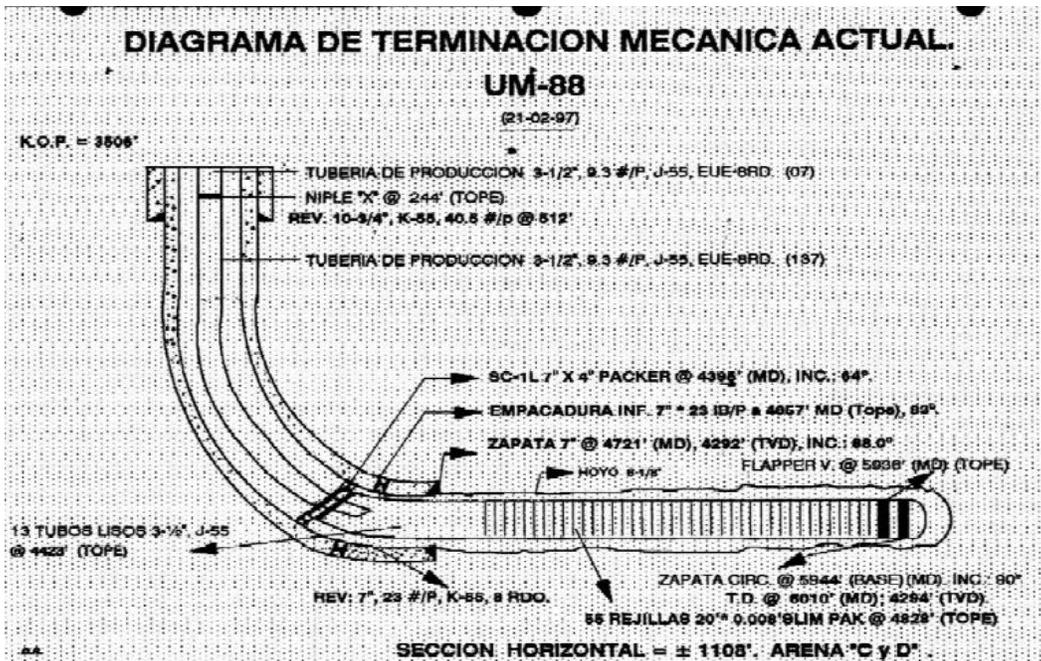
19/09/2004

# Diagrama Mecánico Actual

## Pozo: UM-83R Levantamiento Artificial con Gas (L.A.G.)

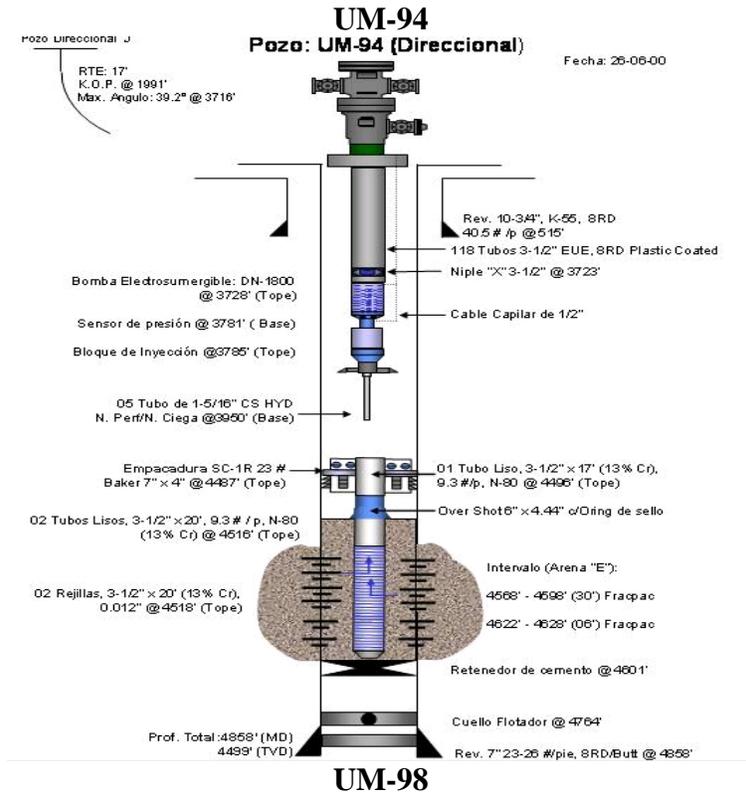
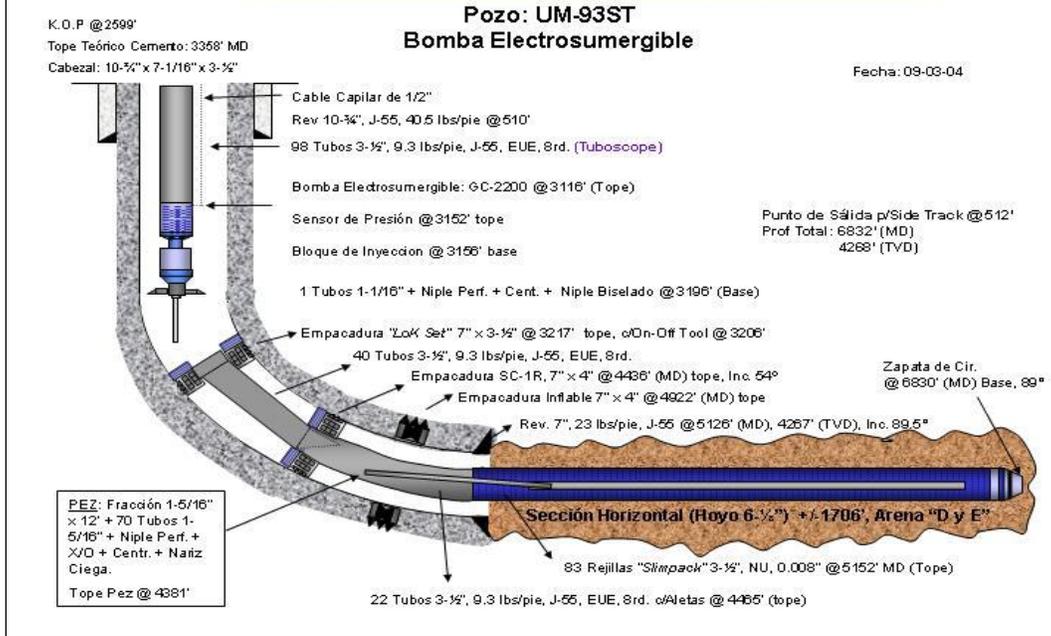


## UM-88



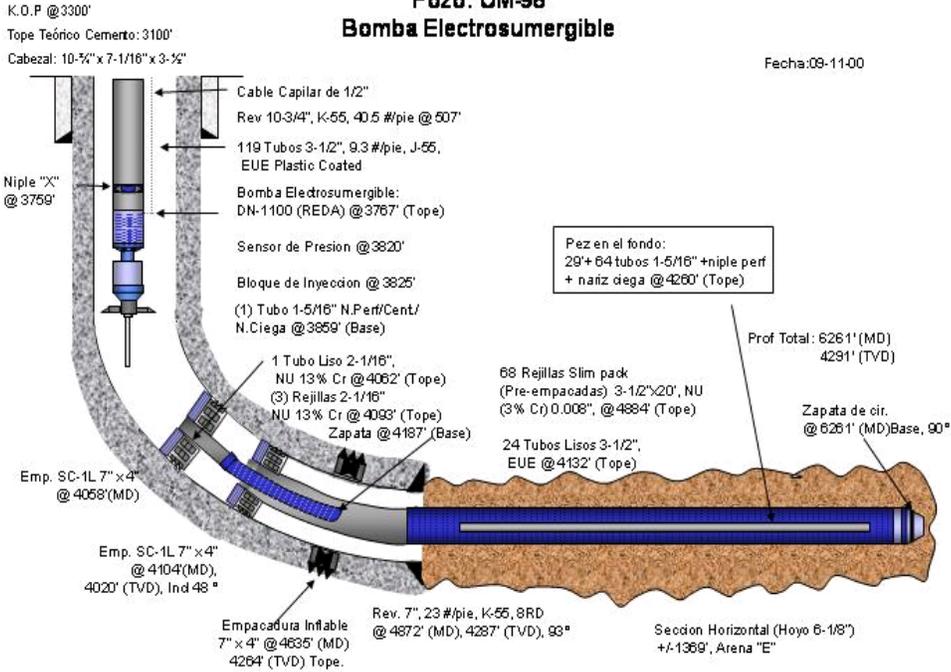
## UM-93

## DIAGRAMA DE TERMINACIÓN ACTUAL



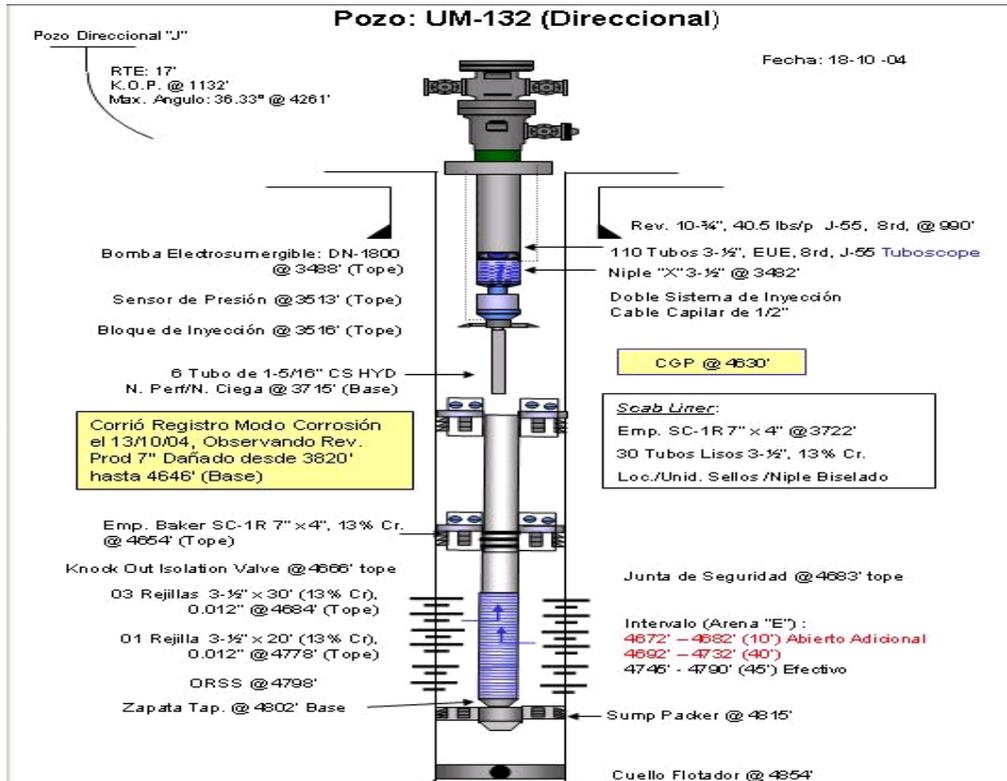
## DIAGRAMA DE TERMINACIÓN ACTUAL

### Pozo: UM-98 Bomba Electrosumergible



## UM-132

### Pozo: UM-132 (Direccional)

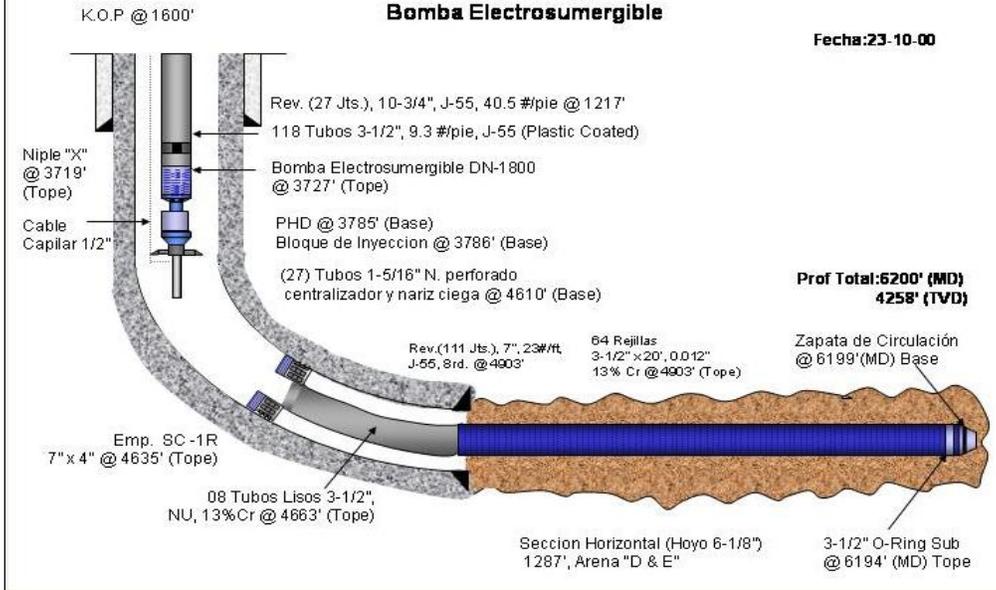


## UM-138

**DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL**

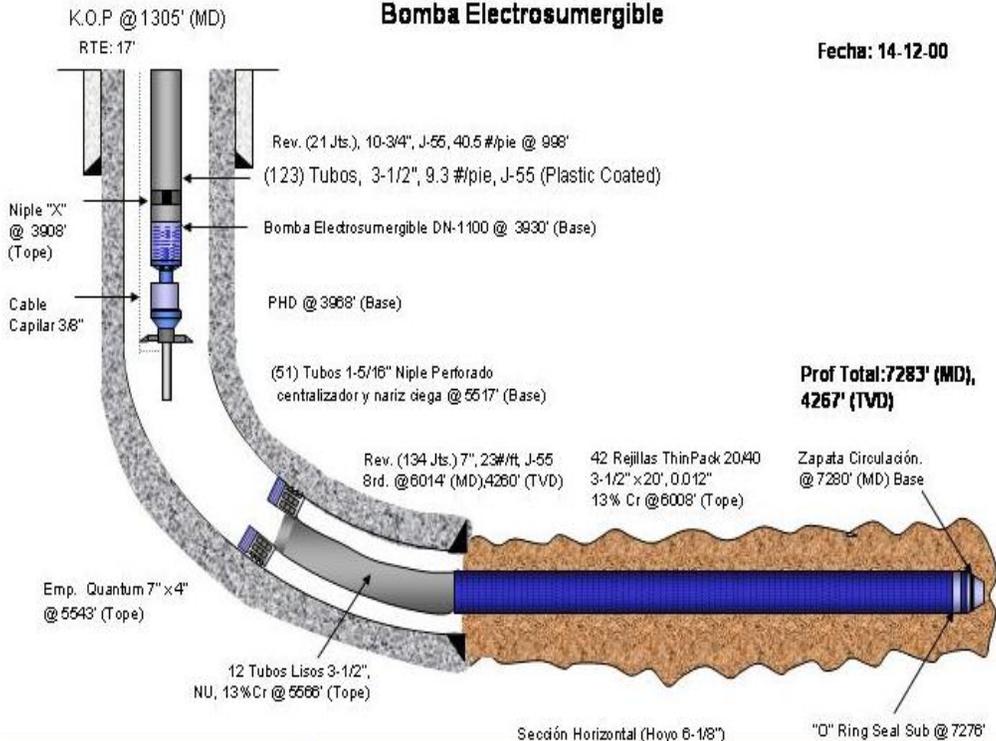
**Pozo: UM-138  
Bomba Electrosumergible**

Fecha: 23-10-00



**UM-141  
POZO: UM-141  
Bomba Electrosumergible**

Fecha: 14-12-00

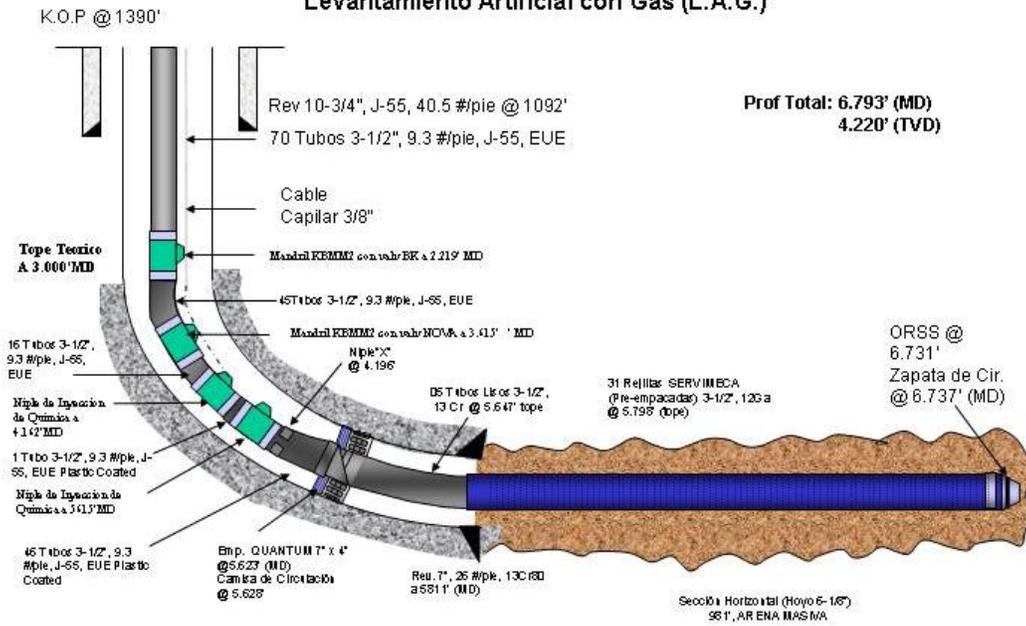


**UM-153**

**Diagrama Mecánico Actual**

21-07-2004

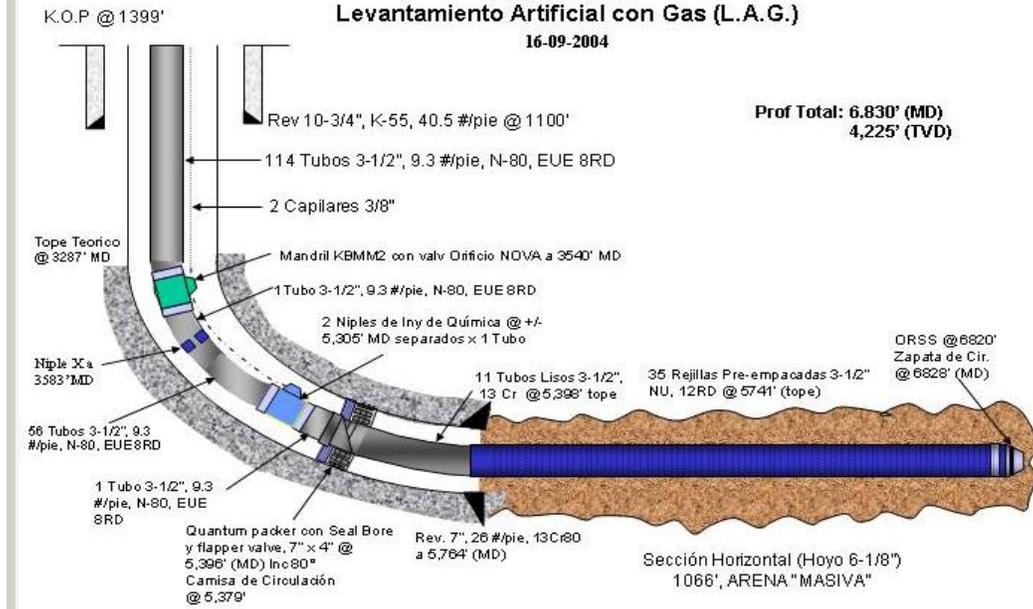
**Pozo: UM-153  
Levantamiento Artificial con Gas (L.A.G.)**



**UM-155**

**Diagrama Mecánico Actual**

**Loc.: UM-155  
Levantamiento Artificial con Gas (L.A.G.)  
16-09-2004**



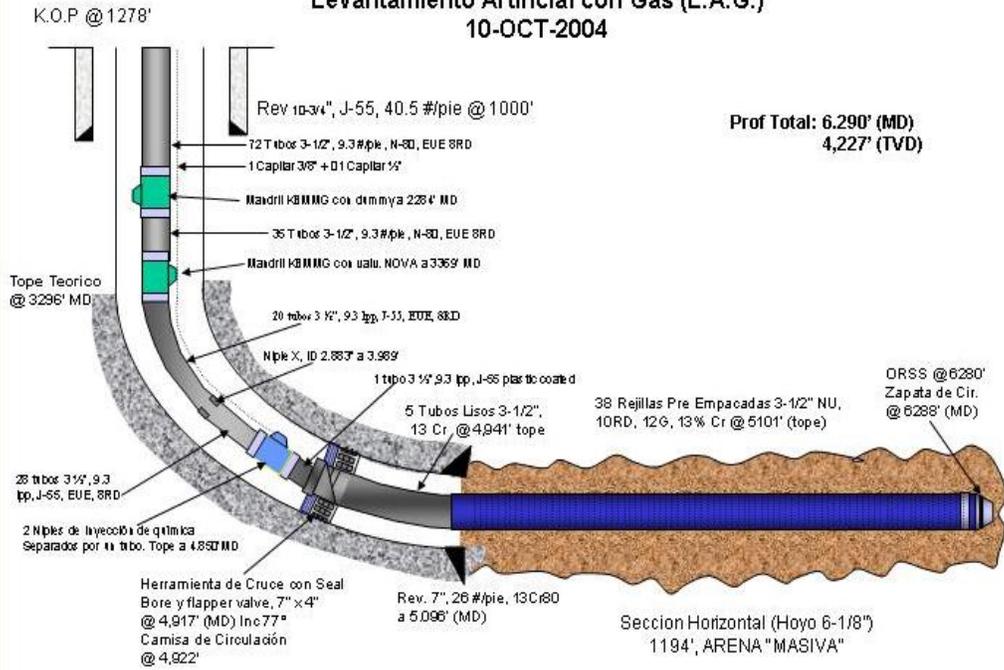
**UM-157**

## Diagrama Mecánico Actual

### UM-157

#### Levantamiento Artificial con Gas (L.A.G.)

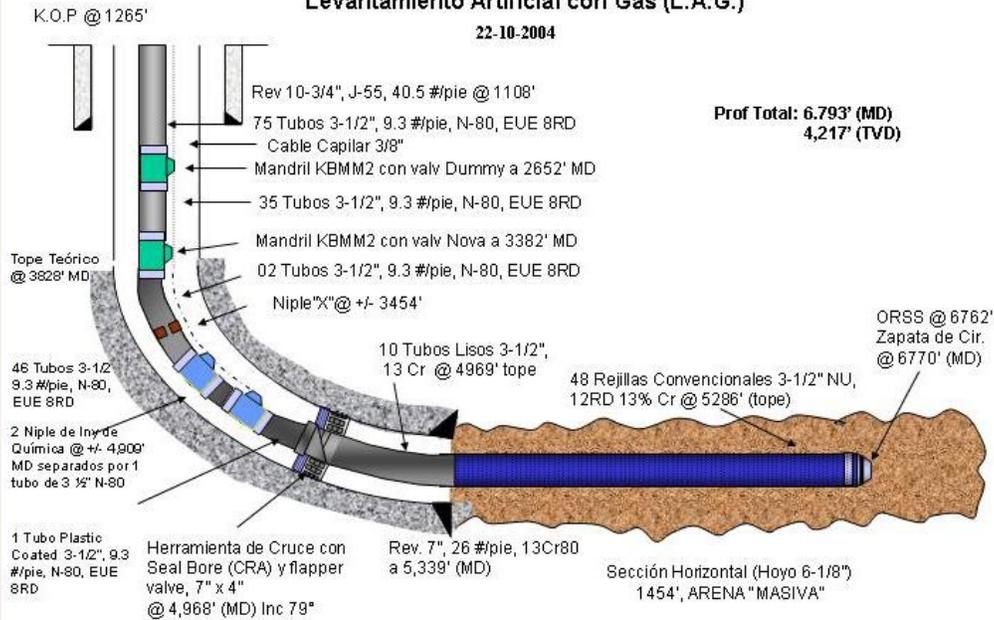
10-OCT-2004



## UM-158

### Diagrama Mecánico Actual

**UM-158 / Loc.: M3H13**  
**Levantamiento Artificial con Gas (L.A.G.)**  
 22-10-2004



## UM-159

# Diagrama Mecánico Actual

UM-159  
 Levantamiento Artificial con Gas (L.A.G.)  
 31-OCT-2004

