

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN
DE RED QUE PERMITAN CAMBIAR EL DISEÑO EN EL SISTEMA DE
INYECCIÓN DE GAS LIFT EN EL CAMPO PROVINCIA, ECOPETROL S.A.**

ERICCKSSON BARAJAS MARTÍNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN
DE RED QUE PERMITAN CAMBIAR EL DISEÑO EN EL SISTEMA DE
INYECCIÓN DE GAS LIFT EN EL CAMPO PROVINCIA, ECOPETROL S.A.**

ERICCKSSON BARAJAS MARTÍNEZ

Monografía para optar el Título de Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director

JAVIER DURÁN SERRANO

Profesional I - UDE - ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A Dios, por haber concedido otra meta profesional en mi vida.

Con mucho cariño y amor dedico esta investigación a mi familia por su apoyo y comprensión, en especial a mi esposa Sandra Milena, a mis Hijos Oscar Andrés, Alejandro y Santiago; razones supremas de mi existencia por quienes lucho todos los días por ser mejor.

A mis queridos padres Abel Barajas Ardila y Elsa María Martínez, quienes con su esfuerzo, perseverancia y sacrificio lograron guiarme siempre por el sendero del bien y la superación. El recuerdo de mi Padre y la presencia de mi Madre han sido de gran ayuda a lo largo de mucho tiempo y que gracias a ellos, he logrado llegar hasta este punto en mi vida de manera exitosa.

A mis hermanos, a mis Amigos y Compañeros por el afán mutuo de superación.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer primero a mi director de Tesis, Ingeniero Javier Durán Serrano por su apoyo y orientación durante el tiempo de realización del Proyecto. También a mi Compañero Asesor Ing. Johnny Jesus Jiménez Hernandez, por la ayuda y la enseñanza que me brindó durante la realización de la tesis, también a mis compañeros Ing. Juan Carlos Gualdron Badillo, Ing. Uriel Fernando Ferreira e Ing. Vladimir cuadrado Olivella por los tiempos de explicación, informes y anécdotas que me regalaron, gracias a lo cual he podido completar este proyecto.

Un Agradecimiento muy especial también a mi gran Empresa Ecopetrol S.A. específicamente a la Gerencia Técnica y de Desarrollo de E&P, Superintendencia de Ingeniería, y a la Corporación para la Investigación y Desarrollo en Ciencias de Materiales (CIMA).

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	26
1 INFORMACIÓN DE REFERENCIA	29
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	29
1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	30
1.3 MECANISMO DE PRODUCCIÓN	32
1.4 METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT (LAG).	34
1.4.1 Tipos De Aplicación LAG.	36
1.4.2 Flujo Continuo.	37
1.4.3 Flujo Intermitente.	37
1.5 EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE GAS (LAG)	39
1.6 RED DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE GAS LIFT	40
1.6.1 Red abierta de tuberías.	40
1.6.2 Red cerrada de tuberías.	40
1.7 PERDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA LAG	41
1.7.1 Diagrama Causa Raíz - Efecto:	44
1.8 PLAN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS	47
1.8.1 Procedimientos de Inspección	48
1.8.1.1 Procedimiento de inspección Visual.	48
1.8.1.2 Procedimiento Inspección con ultrasonido.	49
1.8.1.3 Criterios de Evaluación:	50
1.8.1.4 Por defectos de corrosión interna:	52
1.9 PORCENTAJES DE AFECTACIÓN SISTEMA DE RED DE DISTRIBUCIÓN	54
1.9.1 Porcentaje de Afectación Sección de Red Suerte:	54
1.9.2 Porcentaje de Afectación Sección de Red Santos:	55
1.9.3 Porcentaje de Afectación Total de Red de distribución de Gas Campo Provincia:	56
2 METODOS PARA INSPECCION DE REDES Y LINEAS	58
2.1 METODOLOGIA DEL RBI	59

2.1.1	Taller de análisis de riesgos:	61
2.1.2	Consideraciones del Equipo de Trabajo:	62
2.1.2.1	Consecuencias Ambientales:	62
2.1.2.2	Consecuencias Económicas:	62
2.1.2.3	Probabilidades de Falla por Corrosión Interna:	63
2.1.3	Consideraciones para la Velocidad de Corrosión:	64
2.1.3.1	Probabilidad de Falla por Corrosión Interna: Por consenso del grupo de integridad se definió que:	65
2.1.3.2	Probabilidad de Falla por Corrosión Externa:	66
2.2	DESCRIPCIÓN DE LAS LÍNEAS DE INYECCIÓN DEL CAMPO PROVINCIA	67
2.3	SEGMENTACIÓN DEL SISTEMA DE RED DE INYECCIÓN	69
2.3.1	Evaluación de criticidad por corrosión:	70
2.3.1.1	Criticidad por Corrosión Interna:	72
2.3.1.2	Criticidad por Corrosión Externa:	73
2.3.2	Evaluación de criticidad por confianza:	74
2.4	ANÁLISIS DE AFECTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE INYECCIÓN EN EL CAMPO	76
3	EVALUACIÓN HIDRÁULICA	79
3.1	CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE INYECCIÓN	79
3.2	PRONÓSTICOS DE INYECCIÓN	80
3.3	TOPOGRAFÍA	81
3.4	BASES DE CÁLCULO	82
3.5	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO DE LAS TUBERÍAS	84
3.5.1	Criterio de Caída de Presión Máxima:	84
3.5.2	Criterio de Velocidad Recomendada:	85
3.6	RESULTADOS	86
3.6.1	Escenario 1: Líneas principales en diámetros de 6 y 3 pulgadas y líneas secundarias en diámetro de 2 pulgadas:	86
3.6.2	Escenario 2: Líneas troncales en diámetros de 4 y 3 pulgadas y líneas de inyección a pozos en diámetro de 2 pulgadas:	91

4	DIFERENTES ESCENARIOS DE CONFIGURACIÓN DE RED	97
4.1	PARÁMETROS Y CONDICIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE RED DE INYECCION	98
4.2	PLAN DE REPOSICIÓN Y RECUBRIMIENTO DE TUBERÍA	99
4.2.1	Alternativas de plan de reposición y recubrimiento de tuberías afectadas:	103
4.2.1.1	Reposición tubería de 2.375 pulgadas por tubería de 3 pulgadas:	104
4.2.1.2	Reposición tubería de 4 pulgadas por tubería de 3 pulgadas:	106
4.3	SELECCIÓN DE LAS TUBERÍAS Y MATERIALES	107
4.3.1	Bases de Diseño:	108
4.3.2	Clase de Tubería:	109
4.3.3	Espesor de Tubería:	109
4.3.3.1	Calculo Espesor de tubería 2 pulgadas de diámetro	111
4.3.3.2	Calculo Espesor de tubería 3 pulgadas de diámetro	111
4.3.3.3	Calculo Espesor de Tubería 6 pulgadas de diámetro	112
4.3.4	Montaje de Tubería, válvulas y accesorios:	113
4.3.5	Desmantelamiento de Equipos y Líneas.	114
4.3.6	Sistema de Medición y Seccionamiento:	114
4.3.6.1	Sistema Manual:	115
4.4	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE RECUBRIMIENTO EN TUBERÍAS	116
4.4.1	Recubrimientos en tuberías de acero:	116
4.4.2	Protección contra la corrosión	118
4.4.2.1	Protección de tuberías superficiales:	120
4.4.2.2	Protección de tuberías enterradas:	121
4.4.3	Protección de tuberías con Sistemas Protectores de Pintura:	124
4.4.3.1	Preparación de las superficies:	125
4.4.3.1.1	Métodos de preparación de superficies:	125
4.4.3.2	Retoques de pintura y repintado:	128
4.4.3.3	Equipos de chorreado y abrasivos	129
4.4.3.4	Limpieza de superficies:	129
4.4.3.5	Aplicación de la Pintura:	132
4.4.3.6	Almacenamiento y mezclado:	133

4.4.3.7	Proceso de aplicación:	133
4.5	CRITERIOS Y DISEÑOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA RED	136
4.5.1	Tendido de Líneas:	136
4.5.1.1	Apertura de zanjas:	138
4.5.1.2	Colocación de la Tubería en Zanja:	138
4.5.1.3	Relleno de la Zanja:	139
4.5.1.4	Tubería Enterrada:	139
4.5.2	Tendido Superficial de las líneas de Inyección:	142
4.5.3	Trazado de la Tubería:	143
4.5.4	Derechos de Vía:	143
4.5.5	Transporte y Almacenamiento de Materiales	145
4.5.6	Señalización de las Líneas de Inyección:	146
5	ANÁLISIS TECNICO ECONOMICO DE ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN DE RED	147
5.1	ESTIMACIÓN DE COSTOS INICIALES	148
5.1.1	Compra de tubería, válvulas y accesorios de diferentes diámetros:	148
5.1.2	Costos de compra de tubería:	148
5.1.3	Costos de compra de válvulas seccionadoras y accesorios	149
5.1.4	Costos iniciales de equipos de Instrumentación:	150
5.2	PRIMER ESCENARIO: CAMBIO DE TODA LA RED DE TUBERIA	151
5.3	SEGUNDO ESCENARIO: PLAN DE REPOSICIÓN Y RECUBRIMIENTO DE TUBERÍAS AFECTADAS	152
5.3.1	Alternativa 1: Cambio de Tubería de 2.375 pulgadas por diámetro de 3 pulgadas:	154
5.3.2	Alternativa 2:	156
5.4	TERCER ESCENARIO: TENDIDO DE LINEAS	158
5.4.2	Alternativa 2:	159
5.5	PROYECTO ALTERNATIVA TECNICA DE CONFIGURACIÓN DE RED	161
5.6	EVALUACIÓN ECONOMICA DEL PROYECTO	163
5.6.1	Métodos de Evaluación de Proyectos:	164
5.6.1.1	Valor Actual Neto (VAN):	164

5.6.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR):	165
5.6.1.3 Relación Costo / Beneficio (RCB):	166
5.6.2 Evaluación financiera del Campo sin el Proyecto.	166
5.6.3 Evaluación financiera del Campo Con el Proyecto.	170
5.6.4 Factibilidad Técnico Económica del Proyecto:	172
6 CONCLUSIONES	174
7 RECOMENDACIONES	178
BIBLIOGRAFÍA	181

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de las Formaciones Productoras Campo Provincia.	31
Tabla 2. Mecanismo de Producción Campo Provincia.	33
Tabla 3. Formaciones Productoras Campo Provincia.	33
Tabla 4. Condiciones de operación de método de LAG.	35
Tabla 5. Sistemas de Levantamiento Campo Provincia.	36
Tabla 6. Tipos de Aplicación de LAG en Campo Provincia	36
Tabla 7. Cuadro comparativo de las aplicaciones para flujo continuo y para flujo intermitente.	38
Tabla 8. Reporte de Fallas esporádicas en el campo Provincia.	42
Tabla 9. Potencial de Producción Campo Provincia.	47
Tabla 10. Plan de Inspección.	48
Tabla 11. Mecanismos y defectos de soldadura.	52
Tabla 12. Espesores de retiro calculados por ASME B 31.8.	53
Tabla 13. Riesgo de Afectación sección Red suerte, Campo Provincia.	54
Tabla 14. Riesgo de Afectación sección Red Santos, Campo Provincia.	55
Tabla 15. Riesgo de Afectación Total de Red de Gas Campo Provincia.	56
Tabla 16. Parámetros para cálculo de probabilidad por corrosión interior.	66
Tabla 17. Parámetros para cálculo de probabilidad por corrosión exterior.	67
Tabla 18. Segmentación líneas secciones Santos y Suerte del campo Provincia.	70
Tabla 19. Composición gas Lift campo Provincia.	80

Tabla 20. Esquema de tabulación de las condiciones de flujo a través de líneas de inyección.	87
Tabla 21. Especificación técnica pintura de tubería.	127
Tabla 22. Ancho de derecho de vía.	144
Tabla 23. Valores estimados costos de Tubería a utilizar.	149
Tabla 24 (a). Valores estimados costos de válvulas y accesorios.	149
Tabla 25. Valores estimados costos de Indicadores de presión.	151
Tabla 26. Presupuesto del primer escenario Estimación de Costos.	152
Tabla 27 Plan de Recubrimiento y Reposición de tuberías campo provincia.	154
Tabla 28 . Alternativa 1: Presupuesto de Cambio de Tubería de 2.375 pulgadas por diámetro de 3 pulgadas.	156
Tabla 29. Alternativa 2: Presupuesto de Cambio de Tubería de 4” pulgadas por diámetro de 3” pulgadas.	157
Tabla 30. Presupuesto de Alternativa Tendido superficial de Tubería.	159
Tabla 31 . Presupuesto de Alternativa Tendido enterrado líneas de inyección.	160
Tabla 32. Presupuesto Proyecto de Red de inyección de gas.	163
Tabla 33. Cálculo de la Producción anual y VAN sin Proyecto.	170

LISTA DE IMAGEN

	Pág.
Imagen 1. Pozo campo provincia con instalación de sistema de LAG.	34
Imagen 2. Sistema típico de LAG en el manifold campo provincia.	40
Imagen 3. Daño por corrosión y piteras en tuberías	43
Imagen 4. Daño por corrosión, instalación de sillas para control de fugas.	44
Imagen 5. Daño por corrosión por acción de la vegetación.	45
Imagen 6. Daño por corrosión acción del suelo húmedo.	45
Imagen 7. Válvulas de corte sin identificar.	46
Imagen 8. Válvulas roscadas de corte con por corrosión.	46
Imagen 9. Corrosión externa e Interna de las líneas de inyección del Campo Provincia	100
Imagen 10. Fotografías línea de inyección de diámetro 2.375" roscada.	105
Imagen 11. Preparación de la superficie de la tubería en campo para recubrimiento.	125
Imagen 12. (a y b). Condiciones actuales marcos H. Fuente Ecopetrol S.A.	137
Imagen 13 (a y b). Condiciones actuales tendido de líneas de inyección.	137
Imagen 14. Zanjas hechas para cruce de vías.	141

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Análisis Causa raíz	44
Gráfica 2. Porcentaje de Afectación sección suerte, Campo Provincia.	54
Gráfica 3. Porcentaje de Afectación sección santos, Campo Provincia. Fuente Ecopetrol S.A.	55
Gráfica 4. Porcentaje de Afectación Total de Red de Gas Campo Provincia.	57
Gráfica 5. Distribución por Porcentaje líneas Campo Provincia	68
Gráfica 6. Distribución por diámetro de la tubería en las líneas de inyección del campo Provincia.	68
Gráfica 7. Distribución por diámetros y longitud de la tubería en las líneas de inyección del campo Provincia.	69
Gráfica 8. Distribución del Riesgo por corrosión interior Campo Provincia.	73
Gráfica 9. Distribución del Riesgo por corrosión exterior Campo Provincia.	73
Gráfica 10. Distribución de criticidad por Confianza Campo Provincia.	75
Gráfica 11. Porcentaje de Afectación líneas de inyección Campo Provincia.	76
Gráfica 12. Valoración del Riesgo según Corrosión Interna de las líneas de inyección del campo provincia.	77
Gráfica 13. Valoración del Riesgo según Corrosión Externa de las líneas de inyección del campo provincia.	77
Gráfica 14. Distribución por porcentaje de Longitud de la tubería líneas de inyección Campo Provincia.	78
Gráfica 15. Condiciones operativas pozos de inyección gas Lift campo Provincia.	81

- Gráfica 16.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Caídas de Presión). 87
- Gráfica 17.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Velocidad del Gas). 88
- Gráfica 18.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Caídas de Presión). 88
- Gráfica 19.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Velocidad del Gas). 89
- Gráfica 20.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Caídas de Presión). 89
- Gráfica 21.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Velocidad del Gas). 89
- Gráfica 22.** Resultados condiciones de inyección en cabeza de pozo - Escenario 1. (Presión de simulación). 91
- Gráfica 23.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Caídas de Presión). 92
- Gráfica 24.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Velocidad del Gas). 92
- Gráfica 25.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Caídas de Presión). 93
- Gráfica 26.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Velocidad del Gas). 93
- Gráfica 27.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Caídas de Presión). 94
- Gráfica 28.** Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Velocidad del Gas). 94

Gráfica 29. Resultados condiciones de inyección en cabeza de pozo -Escenario 2. (Presión de simulación).	95
Gráfica 30. Corrosión externa e Interna de las líneas de inyección del Campo Provincia.	100
Gráfica 31. Plan de Reposición de tubería del Campo Provincia.	101
Gráfica 32. Plan de Recubrimiento de tubería del Campo Provincia.	102
Gráfica 33. Plan de Reposición y Recubrimiento de tuberías de inyección Campo Provincia.	103
Gráfica 34. Plan de reposición y recubrimiento tubería de 2.375 pulgadas.	104
Gráfica 35. Alternativa de Reposición de tubería de 2,375" por tubería de 3".	105
Gráfica 36. Alternativa de Reposición de Tubería de 4 " en Tubería de 3".	107
Gráfica 37. Plan de Recubrimiento y Reposición de tuberías campo provincia.	153
Gráfica 38. Margen de Ganancias crudo Campo provincia.	167
Gráfica 39. Barriles Netos Incorporados Campo Provincia.	168
Gráfica 40. Flujo de Caja Campo Provincia.	169
Gráfica 41. Distribución de Costos de Inversión del Proyecto.	171
Gráfica 42. Margen de Ganancias crudo Campo provincia con Proyecto.	173

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Geográfica del Campo Provincia.	30
Figura 2. Corte estructural, interpretación sísmica Campo Provincia, fuente Ecopetrol S.A.	31
Figura 3. Correlación estructural Campo Provincia.	31
Figura 4. Columna Estratigráfica del Área Provincia.	32
Figura 5. Tipos básicos de LAG.	36
Figura 6. Mapa satelital sistema red de inyección Campo Provincia.	41
Figura 7. Tomas de inspección Scan A y Scan B.	50
Figura 8. Metodología de Inspección Basada en Riesgo.	60
Figura 9. Matriz de Evaluación de Riesgos.	71
Figura 10. Esquema Levantamiento topográfico Campo Provincia.	82
Figura 11. Configuración alternativa sistema manual. Fuente Ecopetrol S.A.	115
Figura 12. Vista ampliada de una superficie metálica. Fuente Ing. José Gregorio Rendón.	117
Figura 13. Flujo de corriente a través de la tubería.	117
Figura 14. Diagrama Celda de corrosión en tubería.	118
Figura 15. Diagrama Sistema de Protección Catódica.	122
Figura 16. Circuito eléctrico equivalente superficie de la tubería.	123
Figura 17. Especificaciones para zanjas.	138
Figura 18. Sección de excavación para un racks de nueve (9) líneas de inyección.	140
Figura 19. Profundidad tuberías enterradas.	142
Figura 20. Configuración de soportes de tubería propuestos.	143

GLOSARIO

Almacenamiento: instalación que cuenta con uno o varios depósitos con la finalidad de acopiar los combustibles líquidos y gaseosos

API Gravedad: medida de la gravedad específica del Petróleo Crudo del American Petroleum Institute (API). Según la escala API, cuanto más alto el índice, menor la densidad del crudo. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API; crudos con valores inferiores a 27 grados API se consideran pesados y aquellos por sobre los 40 grados API, livianos.

Barril: Medida americana de volumen, equivalente a 159 litros, es decir, un metro cúbico de petróleo equivale a 6,29 barriles

Cabeza de Pozo: equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventoras, etc.

Campo: Un área de suelo debajo de la cual existen uno o más reservorios de hidrocarburos en una o más formaciones en la misma estructura o entidad geológica.

Compresor: máquina que incrementa la presión o la velocidad del gas con vista a su transporte o almacenamiento.

Diferida: es el volumen de crudo que por diversas razones no se produce de acuerdo al potencial esperado en un determinado momento.

Ducto: tubería para el transporte de gas natural o crudo entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

Enriquecimiento del gas: operación dirigida a elevar el poder calórico de un gas por eliminación de elementos inertes o a través de la incorporación de un gas con más alto poder calórico.

Estación de Recolección: Instalación situada en el recorrido de un oleoducto destinada a impulsar el fluido.

Estación de compresión: el gas pierde presión al recorrer grandes distancias; para asegurar su flujo uniforme debe ser re-comprimido en instalaciones especialmente diseñadas que se denominan estaciones de compresión.

Exploración: es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables.

Explotación (producción): operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento.

Factor de recuperación: porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.

Fluido: sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

Gas Natural: los hidrocarburos que en condiciones normales de presión y temperatura se presentan en estado gaseoso. Mezcla de gases, principalmente metano. En menor proporción también se encuentran Etano, Propano, Butano y Condensado así como pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.

Gasoducto: tubería para el transporte de gas natural a alta presión y grandes distancias.

Los gasoductos pueden ser nacionales e internacionales, y suministran a una sola o varias regiones. Argentina tiene tres grandes sistemas de gasoductos.

Hidrocarburos: los compuestos de carbono e hidrógeno, incluyendo sus elementos asociados que se presentan en la naturaleza, ya sea en el suelo o en el subsuelo, cualquiera que sea su estado físico.

Metano: es el hidrocarburo más simple y componente principal del gas natural, que también está presente en el carbón. Es un gas ligero y seguro, sin color, sin olor e inflamable bajo condiciones normales.

MPC: millar de Pies Cúbicos (1.000 PC)

MMPC: millones de Pies Cúbicos (1.000.000 PC)

MMBTU: millones de BTU (1.000.000 BTU)

Oleoducto: tubería generalmente subterránea para transportar petróleo a cortas y largas distancias. En estas últimas se utilizan estaciones de bombeo.

PC: pies cúbicos. Medida de Volumen

Poliducto: tubería utilizada para el transporte de los productos del Petróleo, por ejemplo, Gasolina, Diesel Oil, Jet Fuel, Kerosene, GLP.

Potencial de Producción: representa el nivel máximo de producción eficiente y estable que puede ser alcanzado, bajo condiciones óptimas de operación, por los pozos con disponibilidad inmediata de producción.

Pozo: denominación dada a la abertura producida por una perforación. Los pozos, en el lenguaje administrativo, generalmente se designan por un conjunto de letras y de cifras relativas a la denominación de los lugares en los que se encuentran y al orden seguido para su realización. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación.

Pozo abandonado: pozo cuyas reservas accesibles están exhaustas.

Pozo cerrado: pozo cuya producción está temporalmente suspendida para realizar operaciones complementarias, en espera de reparación o en estudio del comportamiento del mismo.

Producción: todo tipo de actividades cuya finalidad sea el flujo de Hidrocarburos que incluye la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de Hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación.

Recuperación primaria: afluencia natural del petróleo o del gas desde el seno del yacimiento a la superficie por la diferencia de las presiones. La circulación del fluido puede ser natural (pozo surgente) o por bombeo.

Recuperación secundaria: operación que consiste en inyectar agua en el yacimiento con la finalidad de desplazar mayores volúmenes de petróleo a la superficie. Esta operación también incluye la combustión "in situ" de los petróleos pesados.

Recuperación terciaria: los tipos de procedimientos de recuperación terciaria consisten en inyectar en los yacimientos disolventes miscibles, gases hidrocarbonados o gas carbónico como también agua con sosa, tenso-activos o polímeros hidrosolubles.

Refinación: los procesos que convierten el petróleo en productos genéricamente denominados carburantes, combustibles líquidos o gaseosos, lubricantes, grasas, parafinas, asfaltos, solventes y otros subproductos que generen dichos procesos.

Relación Gas/Petróleo: volumen de gas producido simultáneamente por un pozo con relación a cada metro cúbico de petróleo.

Regalías: contraprestación en dinero, proporcional a las ventas, producción o utilidades (el criterio depende del régimen de cada país, que se paga al propietario de un derecho, a cambio del permiso de ejercitarlo).

Reservorio: uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o que sean capaces de producir hidrocarburos, con un sistema común de presión en toda su extensión, en los cuales los hidrocarburos estén completamente rodeados por roca impermeable o agua.

Separación: operación mediante la cual se lleva a cabo la disociación de dos o más fases (agua, aceite y gas).

Separador: aparato colocado entre el pozo y la playa de tanques para separar el petróleo crudo del gas natural y del agua.

Sobrepresión: Es cuando la presión aumenta por encima de los niveles normales de operación debido a una falla del proceso y/o del equipo.

Transporte: toda actividad para trasladar o conducir de un lugar a otro hidrocarburos o sus derivados por medio de tuberías, utilizando para ello diversos medios e instalaciones auxiliares, que incluyen el almacenaje necesario para esta actividad y que excluyen la distribución de gas natural por redes.

Tratamiento del gas: remoción de impurezas, condensado, ácido sulfhídrico y cualesquier otros líquidos provenientes del gas natural crudo, contenidos en el campo de gas.

Turbina a gas: una turbina impulsada por los gases de combustión de una mezcla comprimida de gas natural y aire, utilizada para generación de energía.

Venteo del gas: consiste en el no aprovechamiento del gas surgente de un pozo de producción de petróleo, que se quema (tipo antorcha) por motivos de seguridad.

Yacimiento: acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Yacimiento de petróleo o gas: formación geológica continua de roca porosa y permeable por la que pueden circular los hidrocarburos, agua y otros gases. Un mismo depósito puede estar constituido por diversas clases de rocas, predominantemente areniscas y calizas. Existen también yacimientos mixtos con diversas relaciones de gas / petróleo.

RESUMEN

TITULO:

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN DE RED QUE PERMITAN CAMBIAR EL DISEÑO EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE GAS LIFT EN EL CAMPO PROVINCIA, ECOPETROL S.A^{*1}.

AUTORES:

ERICCKSSON BARAJAS MARTÍNEZ^{**2}

PALABRAS CLAVES:

Gas Lift, Red Gas, Diseño, Inyección Gas, Provincia, Análisis, Técnico Económico, Tuberías.

Colombia ha tratado de garantizar el abastecimiento de petróleo con lo que extraiga de sus propios yacimientos y según un informe revelado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, el país logró asegurar dos años más de autosuficiencia petrolera gracias a las medidas de choque que se han aplicado para hacer más productivos los campos maduros existentes e intensificar la búsqueda y extracción de crudo en nuevos pozos.

Partiendo de ese principio, Ecopetrol también ha buscado invertir en sus campos petroleros y este trabajo busca presentar diferentes alternativas que permitan optimizar la configuración del sistema de redes de inyección de gas Lift de un campo petrolero maduro que lleva más de cinco décadas de producción, para mejorar la eficiencia energética, garantizar una operación eficiente, confiable y segura del proceso de extracción de hidrocarburos.

Se espera que en futuro, el desarrollo de este trabajo pueda servir de base en un análisis técnico económico para aplicar mejoras y cambios en aquellos campos que tienen como sistema de levantamiento artificial el gas Lift. A Colombia también le llegó la hora de darles una nueva oportunidad a sus viejas glorias, esos campos que le dieron renombre a comienzos del siglo y que arrancan el nuevo milenio con un segundo aire.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Javier Durán Serrano

ABSTRACT

TITLE:

TECHNICAL ECONOMIC ANALYSIS OF NETWORK CONFIGURATION ALTERNATIVES THAT LET CHANGE DESIGN IN THE GAS INJECTION LIFT SYSTEM IN THE PROVINCE FIELD, ECOPETROL S.A.^{*3}

AUTHOR:

ERICCKSSON BARAJAS MARTÍNEZ**⁴

KEY WORDS:

LiftGas, Red Gas, Design, GasInjection, Province, Technical, Analysis, Economic, Pipes.

Colombia has tried to ensure oil supply thereby remove from their own fields. According to a report released by the National Hydrocarbons Agency, ANH, the country managed to secure two more years of oil self-sufficiency thanks to drastic measures that have most productive applied to existing mature fields and intensify the search and extraction of oil in new wells. Based on this principle, Ecopetrol has also sought to invest in its oil fields.

This work aims to present different options to optimize the configuration of the network system Lift gas injection of a mature oil field with more than five decades of production, for improve energy efficiency, ensuring an efficient, reliable and safe operation in oil extraction process.

It is expected that in future, this development of this work could be the basis of a technical analysis to economic improvements and changes in those fields whose lift system Lift gas. Colombia also came time to give them another chance to their old glories, those fields that gave fame in the early and that start the new millennium with a second wind.

* Workdegree

** Faculty of Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director Javier Serrano

INTRODUCCIÓN

La producción de crudo del Campo Provincia, perteneciente a la Empresa operadora de Ecopetrol S.A., se obtiene principalmente por el método de levantamiento artificial de Gas Lift (LAG), uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de producción en pozos petroleros.

Las líneas de inyección de gas lift que conforman el sistema de red de distribución del campo están conformadas por tuberías de fabricación con antigüedad mayor a cincuenta años, y desde hace algún tiempo se ha observado que se ha originado un aumento significativo en la diferida de la producción por pérdidas de presión generadas por fallas esporádicas en algunas líneas inyección (roturas y explosiones por manejo de altas presiones). Esta situación en conjunto con la configuración actual del sistema, ha generado dificultades operativas por la poca versatilidad y por la inexistencia de mecanismos de mantenimiento que garanticen la integridad del sistema.

Este trabajo quiere presentar una alternativa que permita optimizar la configuración del actual sistema de red de inyección de gas lift en el campo provincia, alternativa que sea viable desde el punto de vista técnico y económicamente, con el objeto de mejorar la eficiencia energética y garantizar una operación eficiente, confiable y segura del proceso de extracción de hidrocarburos del campo.

El primer capítulo presenta una recopilación de la información de referencia del campo Provincia, su ubicación geográfica, las características del yacimiento y cómo se permite aprovechar el alto potencial de gas del campo utilizando el método de levantamiento neumático; También se analizan la causa-raíz falla de

las pérdidas de producción y cómo se identifica inicialmente un alto porcentaje de afectación del actual sistema de inyección de gas, a través de una plan de inspección de tuberías.

En el segundo capítulo, se utiliza una metodología conocida como RBI (Risk Based Inspection) para evaluar y desarrollar un plan de inspección más detallado de espesores de tubería en el sistema de inyección y con base en los resultados, identificar que se requiere cambiar, diseñar o si definitivamente se hace necesario modificar la totalidad de la configuración de red del sistema actual.

En el tercer capítulo, antes de entrar a ejecutar planes de acción de mejora, se plantea un esquema para la red de inyección de gas en un simulador hidráulico, que permita operar de manera confiable y segura, a través de un modelo óptimo de distribución de líneas, tomando como base el modelo del diseño actual de configuración de red y que a su vez, permita establecer así las limitaciones y modificaciones que pueda tener el nuevo diseño.

El cuarto capítulo detalla las condiciones técnicas mínimas requeridas para presentar un nuevo diseño de la red de distribución de líneas de gas a alta presión y a partir de los resultados de los talleres desarrollados en la metodología basada en riesgo y los resultados en la evaluación hidráulica, se presentan varias alternativas de diseño y criterios de construcción de la configuración de red, empleando los planes de acción de mejora como los planes de reposición y recubrimiento de tubería.

El último capítulo, basados en los resultados de un análisis comparativo y teniendo en cuenta los riesgos potenciales de falla de líneas y las condiciones técnicas de operación, se define el diseño final para el desarrollo de la construcción de la configuración de red, presentando el escenario más viable técnicamente, el de mejor presupuesto de inversión y su correspondiente evaluación económica.

Se espera que en un futuro, esta investigación pueda servir de base en un análisis técnico-económico para aplicar desarrollos y cambios en aquellos campos petroleros que tiene como sistema de levantamiento de superficie el Gas Lift.

1. INFORMACIÓN DE REFERENCIA

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Provincia se encuentra ubicado en el municipio de Sabana de Torres (Santander), y su operación directa de producción es ejercida por la operadora Ecopetrol S.A. El Campo de Provincia se encuentra subdividido por cuatro campos internos que cuentan con características de yacimiento bastante heterogéneas entre sí, pero producen crudo y gas con condiciones y propiedades muy semejantes (Provincia, Bonanza, Tisquirama y San Roque). También cuentan con sistemas de levantamiento artificial muy variados, por ejemplo, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, Bombeo electro sumergible, Bombas de cavidad Progresiva y Gas Lift.

Geográficamente estos campos petroleros se encuentran ubicados en el margen oriental de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, en la cuenca media y baja del Río Lebrija, entre el Río Sogamoso y la Quebrada Tisquirama. Campo Provincia en Sabana de Torres, (Santander), Campo Tisquirama y Campo San Roque en San Martín, (Cesar) y Campo Bonanza en el municipio de Rionegro, (Santander).

Figura 1. Localización Geográfica del Campo Provincia.



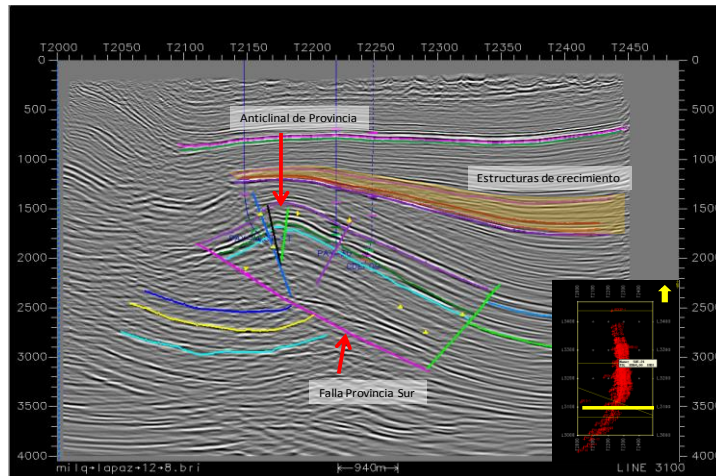
Fuente Ecopetrol S.A.

El campo de referencia para nuestro estudio será el Campo Provincia en Sabana de Torres (Santander). El campo tiene un área aproximada de veintidós (22) Km², limita al Norte con el Contrato de Asociación “El Piñal” suscrito entre ECOPETROL S. A. Y la Compañía TRITON, al Sur con el Campo Payoa, operador actualmente por la Compañía PETROSANTANDER, al Occidente con la Falla de Provincia y al Sur-oriente con un contacto agua – petróleo (WOC) y una Falla inversa de cabalgamiento asociada a la Falla de Provincia.

1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

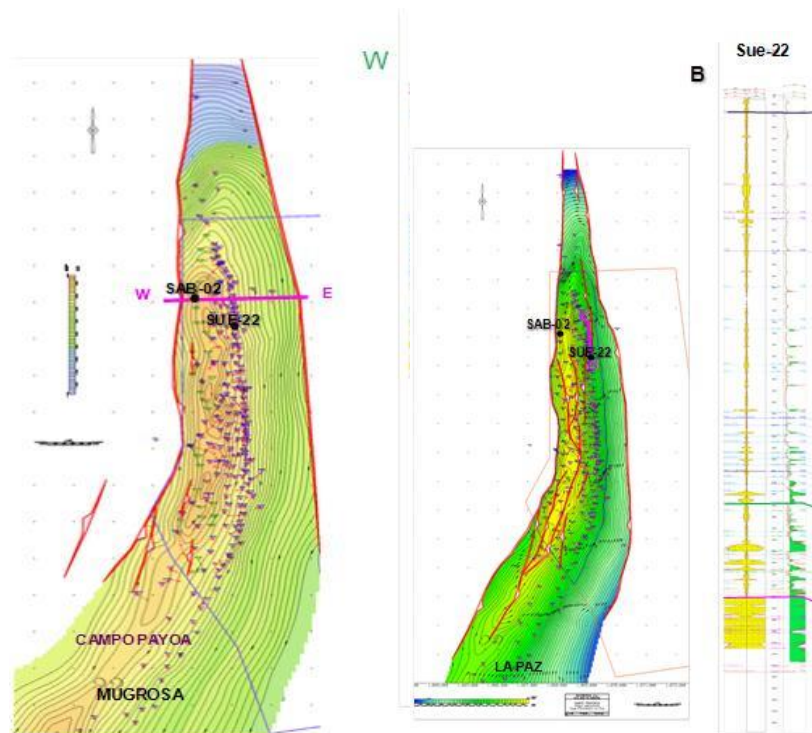
La estructura de Provincia, conformada por los campos: Conde, Santos, Sabana y Suerte, corresponde a un anticlinal con dirección Norte-Sur, fallado a lo largo de su cresta por la falla de Provincia, con la cual, se forma el límite oriental del campo. Al Occidente, el campo está delimitado por una falla inversa en la parte Norte y por el contacto agua aceite (WOC) en la parte Sur, el cual se estimó inicialmente a una profundidad de 10500 pies. Los límites Norte y Sur están formados por el cierre de los ejes del anticlinal en ambas direcciones. Las formaciones productoras presentes en Provincia pertenecen al Terciario.

Figura 2. Corte estructural, interpretación sísmica Campo Provincia, fuente Ecopetrol S.A.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 3. Correlación estructural Campo Provincia.



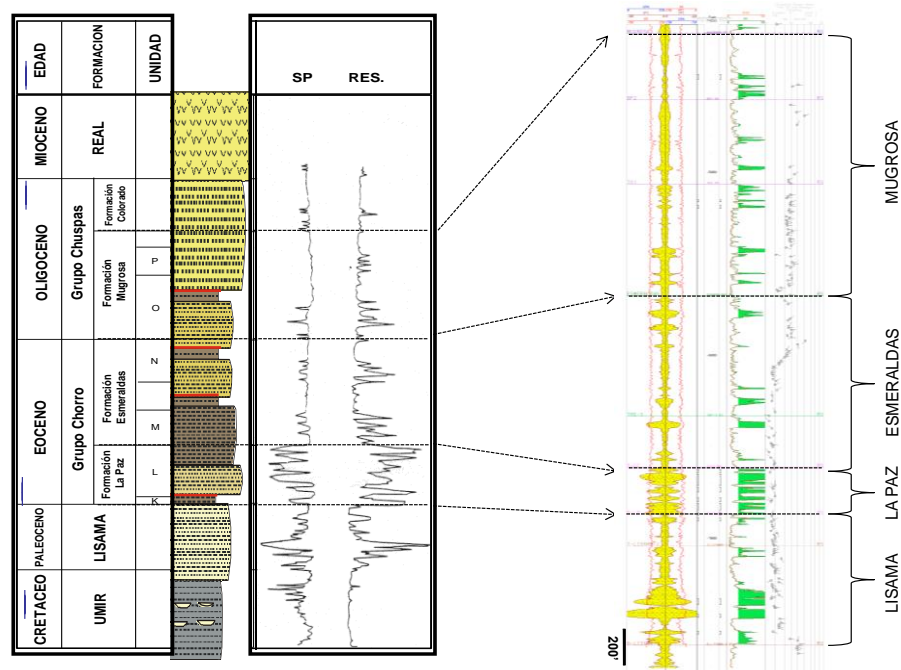
Fuente Ecopetrol S.A.

Tabla 1. Características de las Formaciones Productoras Campo Provincia.

FORMACIÓN	Lisama	La Paz	Esmeralda y Mugrosa
AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de meandros
UNIDADES DE FLUJO	Lisama	K - L	M - N - O - P
POROSIDAD	10-22%	16-22%	8-18%
PERMEABILIDAD	10-100 md	10-1000 md	5-200 md
BUZAMIENTO	50 - 80°	45 - 70°	45 - 60°
ESPESOR PROMEDIO	100 – 295 pies	150 – 300 pies	65 – 500 pies
OOIP	50 MBO	350 MBO	398 MBO
OGIP	21 GPC	537 GPC	426 GPC
PRESIÓN INICIAL	4200 Psia	4400 Psia	4000 Psia
PRESIÓN ACTUAL	1000 Psia	1000 Psia	800 Psia

Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 4. Columna Estratigráfica del Área Provincia.



Fuente: Ecopetrol S.A.

1.3 MECANISMO DE PRODUCCIÓN

Las arenas basales de la formación Esmeralda – La Paz, tienen un mecanismo de producción por capa de gas y drenaje gravitacional. Las arenas superiores de la

formación Esmeralda – Mugrosa, de tipo lenticular producen por gas en solución y empuje gravitacional. Las arenas de Lisama son un yacimiento que producen por gas en solución.

Tabla 2. Mecanismo de Producción Campo Provincia.

Campo	Profundidad Promedio (Pies)	Sistema de Empuje	Sistema de Levantamiento Artificial
Provincia	10.000	Capa de gas, drenaje Gravitacional y gas en solución.	Gas Lift100%

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 3. Formaciones Productoras Campo Provincia.

Formación	Yacimiento	Arena
Lisama	Lisama	Lisama
La Paz	Basales	L, K
Esmeralda	Superiores	N, M
Mugrosa	Superiores	P, O

Fuente: Ecopetrol S.A.

El gas que se produce en el campo, fruto del drenaje gravitacional del gas en solución y de la capa de gas, es tratado dentro de la Planta Procesadora de Gas Natural en el Campo Provincia. En estas instalaciones se separan los componentes licuables del gas natural rico que se produce para obtener finalmente un gas residual o pobre, con un porcentaje alto de metano y productos blancos valiosos (propano, butano y gasolina natural) que se envían a la ciudad de Bucaramanga y al Complejo Industrial de Barrancabermeja.

El crudo de producción del campo Provincia tiene aproximadamente una gravedad de 24° API, un BSW de 0.2, un contenido de sal de 12 lb/MB y un muy bajo contenido de arena.

1.4 METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT (LAG).

“El método de levantamiento artificial por Gas Lift (LAG) es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de producción en pozos petroleros”⁵ y es el sistema de bombeo artificial que más se parece al proceso de producción por flujo natural.

Imagen 1. Pozo campo provincia con instalación de sistema de LAG.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

La producción de crudo del campo provincia se da por levantamiento artificial con Bombeo Neumático (Gas Lift), aprovechando el alto potencial de producción de gas del campo y el resto de la producción de crudo del campo se produce por flujo

⁵ MAGIOLLO, Ricardo. Curso Taller básico Gas Lift, International Training Group Technical Assitances. Maracaibo; Instalaciones ESP OIL. 2004. p. 11.

natural. El proceso consiste en levantar fluido del pozo por medio de la inyección de gas a una presión determinada; esto puede hacerse mediante la inyección de volúmenes relativamente pequeños de gas a alta presión para airear la columna de fluidos, o mediante la inyección durante cortos períodos de tiempo de un volumen de gas relativamente grande a fin de desplazar porciones de la columna de fluido.

Tabla 4. Condiciones de operación de método de LAG.

Condición	Desempeño
Profundidad de operación	Hasta 15000 TVD
Volumen de operación	20-30 MSTBD
Temperatura de operación	0-400 °F
Corrosión	Excelente
Manejo de gas	Excelente
Manejo de sólidos	Bueno a Excelente
Gravedad de fluido	>15 °API
Servicios	Wireline o Workover
Angulo del pozo	0-70° Radio de mediano a pequeño
Flexibilidad del sistema de potencia	Bueno a Excelente
Costa afuera	Excelente

Fuente: Ecopetrol S.A.

En un pozo que no fluye naturalmente, el peso de la columna de fluido crea una presión igual a la presión estática del yacimiento. Al inyectar gas la presión ejercida por la columna se reduce y el gas inyectado es capaz de levantar el petróleo por medio de los siguientes procesos:

1. Reducción de los gradientes del fluido
2. Expansión del gas inyectado
3. Desplazamiento del fluido por el gas inyectado.

Actualmente el campo Provincia cuenta con 107 pozos productores activos, de los cuales el 21.40% corresponde a pozos en flujo natural y el 93.09% a pozo con sistema LAG.

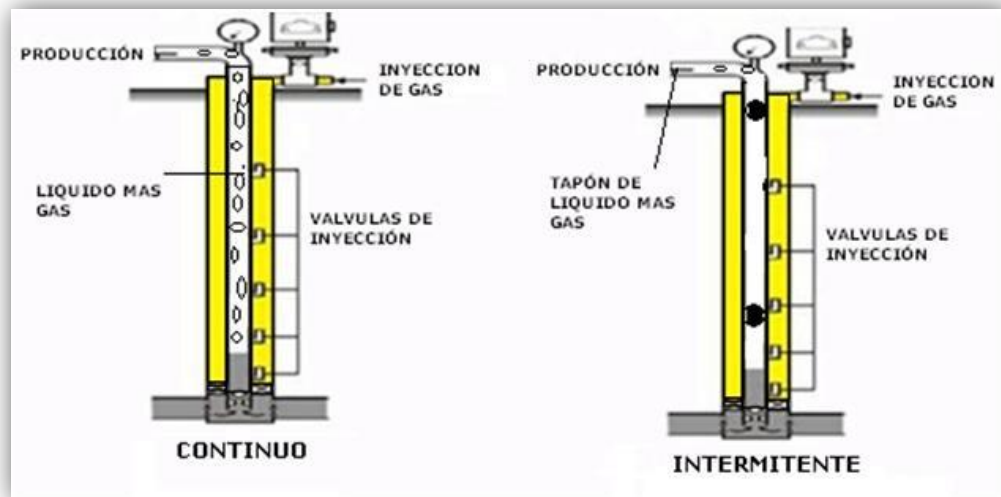
Tabla 5. Sistemas de Levantamiento Campo Provincia.

Sistema de Levantamiento	Pozos Campo	BOPD	BWPD	GAS (Kpc)
Flujo Natural	21,40%	1.372	8,6	18,502
Gas Lift	93,09%	2.157	17	2,066

Fuente: Ecopetrol S.A

1.4.1 Tipos De Aplicación LAG. Existen dos tipos básicos de levantamiento artificial por gas:

Figura 5. Tipos básicos de LAG.



Fuente: Msc. Ricardo Maggiolo.

Tabla 6. Tipos de Aplicación de LAG en Campo Provincia

Sistema de Levantamiento	Tipo de Aplicación	No Pozos	BOPD	BWPD	GAS (KPC)
Gas Lift	Flujo Continuo	80	1.372	8,6	18.502
	Flujo Intermitente	27	2.157	17	2.066

Fuente: Ecopetrol S.A

1.4.2 Flujo Continuo. Se define como el medio para producir artificialmente el pozo mediante la inyección continua y controlada de gas en la columna de fluido.

En el Levantamiento Artificial por Gas Lift Flujo Continuo, el gas de alta presión se inyecta en el campo a una profundidad, en promedio, aproximadamente a (10.000) pies de profundidad, permitiendo que ocurra una aireación eficiente desde el punto de inyección a la superficie, reduciendo así la presión de fondo al nivel necesario para lograr la tasa de flujo deseada.

1.4.3 Flujo Intermitente. Es el desplazamiento de un tapón de fluido del pozo a la superficie mediante la inyección de gas de alta presión en la columna de fluido. La expansión del gas de alta presión debajo de la columna de fluido levanta la columna a la superficie en forma de “tapón”.

En operaciones eficientes de Levantamiento Artificial por Gas Lift Flujo Intermitente el gas debe entrar en la tubería a una tasa tal que mantenga la suficiente velocidad del tapón a fin de minimizar la irrupción del gas de inyección.

Este método de levantamiento es una operación cíclica y se divide en tres partes:

1. Período de influjo: Durante éste período el líquido fluye de la formación al pozo y se almacena en la tubería arriba de la última válvula de levantamiento de

gas. Esta válvula está cerrada durante éste período y la presión de la tubería se reduce a un mínimo para permitir una tasa de flujo máxima.

2. Período de levantamiento: Cuando se ha colectado suficiente líquido en la tubería, la válvula de levantamiento de gas se abre e inyecta gas a alta presión para levantar el tapón a la superficie.
3. Período de reducción de presión: Después de que la válvula se cierra, el tapón fluye a través del separador, la presión de gas de levantamiento es disipada y el influjo comienza otra vez.

A continuación se relaciona un cuadro comparativo entre las aplicaciones operacionales para flujo continuo y para flujo intermitente.

Tabla 7. Cuadro comparativo de las aplicaciones para flujo continuo y para flujo intermitente.

Condición	Flujo Continuo	Flujo Intermitente
Tasa de Producción Q (bbl/d).	100-75000	Menor de 500
	>0.3 Psi/ft.	<0.3Psi/ft.
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (Psi).	>0.8Psi/ft.	<0.8Psi/ft.
Relación de Inyección de gas Ri (scf/bbl).	50-250/1000ft.	250-300/1000ft.
Presión de Inyección Requerida Pc (Psi).	>100 Psi/1000ft.	< 100 Psi/1000ft
Tasa de inyección de gas Qs(bbl/d).	Grandes volúmenes.	Pequeños volúmenes.

Fuente: Ecopetrol S.A.

1.5 EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE GAS (LAG)

El sistema de Levantamiento de Gas Lift (LAG) está conformado principalmente por:

- Sistema de de compresión (Fuente de gas de alta presión).
- Red de distribución e Inyección de gas a alta presión (Líneas de distribución).
- Controles de superficie (Equipos de medición y control de gas comprimidos)
- Los pozos conjuntamente con sus mandriles, válvulas de descarga y válvula operadora.
- La red de recolección del gas a baja presión.

El gas a alta presión proviene del sistema de las máquinas compresoras que se encuentran ubicadas en la Planta de Gas del Campo Provincia, desde allí se envía a través de de una red de distribución y/o de inyección hasta la cabeza de los pozos, luego el gas de levantamiento conjuntamente con los fluidos producidos a través de los pozos, es recolectado en las estaciones Santos y Suerte, donde el gas separado es enviado al sistema de compresión a través de un sistema de recolección de gas a baja presión.

Una fracción del gas comprimido es utilizado nuevamente con fines de levantamiento mientras que el resto es destinado a otros usos: compromisos con terceros, combustibles, inyección en los yacimientos transferencias a otros sistemas, etc.

Imagen 2. Sistema típico de LAG en el manifold campo provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

1.6 RED DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE GAS LIFT

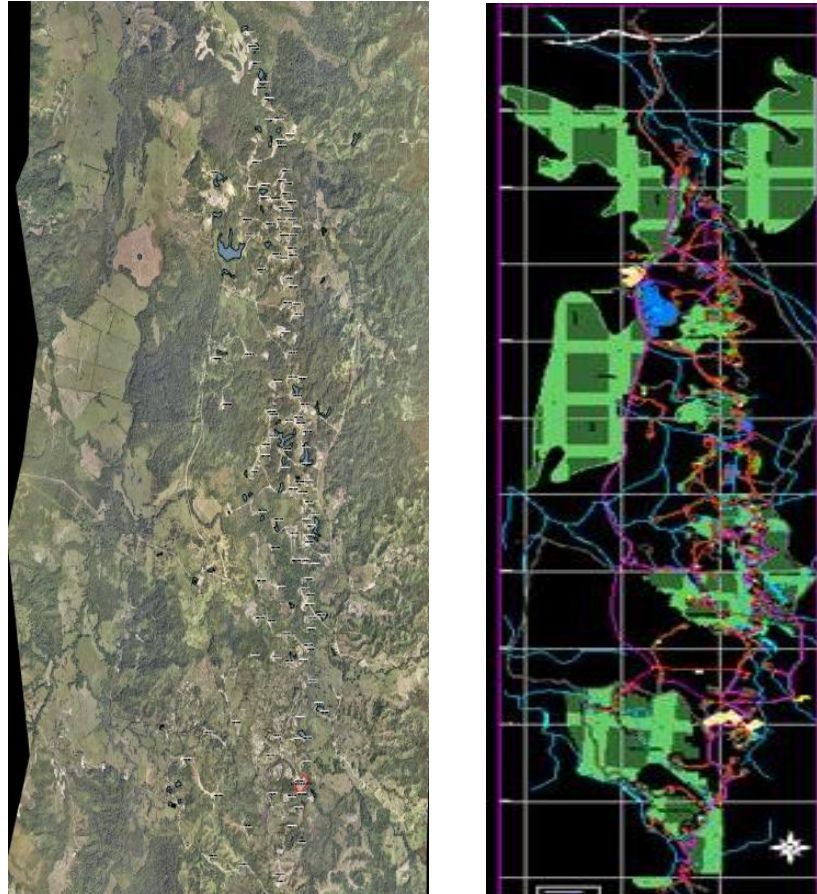
El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, ya que esta forma ofrece no sólo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma. En la distribución de gas a alta presión en el sistema de LAG en el campo provincia se manejan sistemas complejos de tuberías formando redes que pueden ser abiertas o cerradas.

1.6.1 Red abierta de tuberías. Una red es abierta cuando las tuberías que la componen se ramifican sucesivamente sin interceptarse, para formar circuitos.

1.6.2 Red cerrada de tuberías. Es aquella en la cual las tuberías que la componen se cierran formando circuitos. Actualmente se tiene una mapa a escala del sistema de tuberías que conforman la red de distribución de gas lift, tenemos

los **puntos de consumo** que vienen siendo los pozos productores del Campo, denominados **nodos de consumo** y los puntos de alimentación de fluido denominados **nodos fuente**, así como la información de cada tubería incluyendo las pérdidas menores y otros equipos que pueden estar presentes en la tubería.

Figura 6. Mapa satelital sistema red de inyección Campo Provincia.



Fuente: Ecopetrol S.A.

1.7 PERDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA LAG

La presión y capacidad de las máquinas Compresoras del Campo Provincia utilizadas en el actual sistema de levantamiento artificial por gas, fueron originalmente diseñadas para un número estimado de pozos productores, pertenecientes a un yacimiento con características bien definidas.

A través del tiempo, la naturaleza dinámica del comportamiento del yacimiento inicialmente asociado al sistema y a las características de los pozos nuevos de la campaña de perforación proyectada para estos próximos cinco años en el campo provincia, exige que se realice un control y un seguimiento continuo de la distribución del volumen de gas disponible para el levantamiento artificial de los pozos, con el fin de maximizar la producción total del petróleo del sistema o de maximizar el beneficio económico de los recursos involucrados: yacimientos, pozos, sistema de recolección, distribución de fluidos, líneas de inyección, facilidades de compresión existentes, etc.

En un primer análisis causa raíz de la diferida reportada durante los dos últimos años en el Campo Provincia, se ha encontrado que las pérdidas por presión en el Sistema Artificial de Levantamiento se han generado por “Fallas esporádicas” ocurridas en el sistema de Inyección de Gas Lift, las cuales se han vuelto muy frecuentes.

Tabla 8. Reporte de Fallas esporádicas en el campo Provincia.

Fecha	Lugar	Detalle del Incidente	Diferida (BBLs)
2010	Línea de inyección principal Estación Uno	Fuga de gas por pitera corrosión	550
2011	Pozo Santos 85	Fuga de gas por pitera corrosión	610
2011	Pozo Suerte 28	Fuga de gas por daño rosca válvula	210
2011	Pozo Suerte 39	Fuga de gas por pitera, parados pozos STE 32,41 y 39.	420
2011	Pozos Santos 117-Santos 119	Daño línea por terceros	890
2012	Ruptura de línea de gas Santos 90	Fuga de gas por pitera corrosión	410
2012	Santos 70	Fuga de gas por pitera corrosión	350

Fuente: Ecopetrol S.A.

Una falla esporádica es aquella que ocurre ocasionalmente y que se caracteriza por tener alto impacto en el negocio, seguridad o medio ambiente. Tienen ciertas características que son importantes, capturan la atención de todos, no ocurre con mucha frecuencia, cuestan mucho dinero, son altamente visibles y que conllevan un tiempo considerable para re establecer el escenario normal de operación.

Teniendo en cuenta que el sistema de inyección de gas lift del campo provincia está conformado por tuberías de fabricación con antigüedad mayor a cincuenta años, estas presenta diferentes tipos de “Fallas esporádicas” entre las cuales se pueden mencionar:

- Corrosión externa de la tubería por agentes ambientales.
- Fuga de gas por válvulas y accesorios en tuberías roscadas que alteran la configuración del flujo y producen una pérdida de energía adicional a la fricción en la línea.

Imagen 3. Daño por corrosión y piteras en tuberías



Fuente: Ericcksson Barajas M.

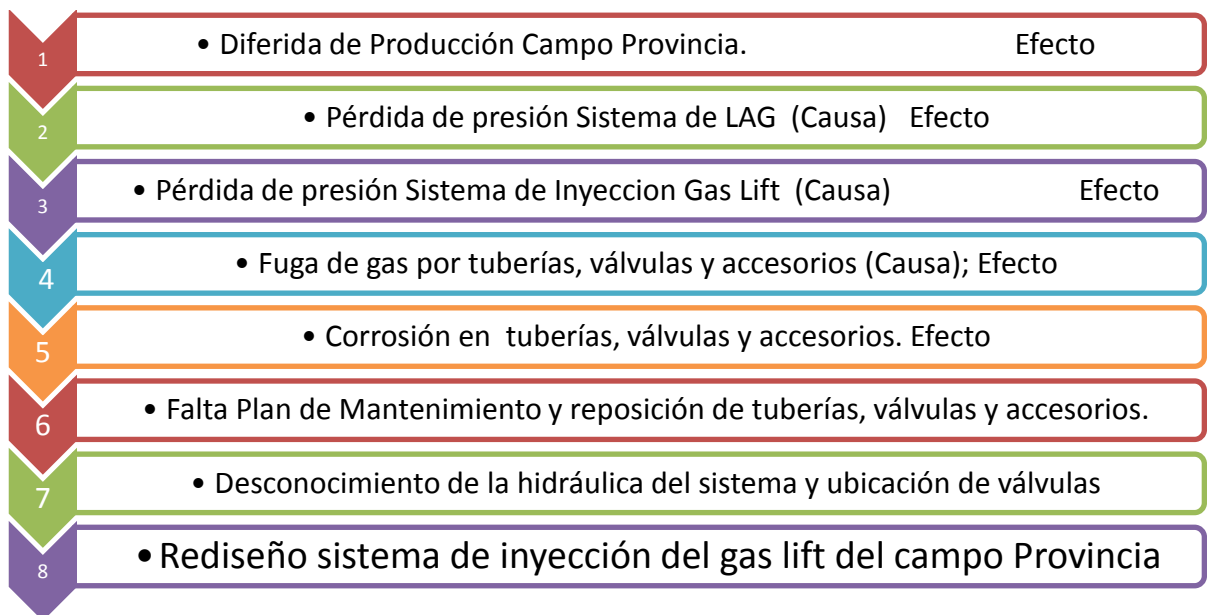
Imagen 4. Daño por corrosión, instalación de sillas para control de fugas.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

1.7.1 Diagrama Causa Raíz - Efecto: A continuación se ordena gráficamente el análisis Causa Raíz por diferida de producción del campo por pérdidas de presión en el sistema actual de inyección de Gas Lift, de una manera secuencial desde el evento Tope y a través de distintos Modos de falla, encontrando la relación de causa y efectos hasta llegar a las causas raíz del evento problema.

Gráfica 1. Análisis Causa raíz



Fuente: Ericcksson Barajas M.

El actual sistema de inyección de gas presenta problemas de corrosión externa, originados por la ausencia de soportes de material adecuado, cercanías a cuerpos de agua, asentamientos humanos y vegetación, lo cual ha originado diversas fallas e incidentes operacionales por fugas de gas.

Imagen 5. Daño por corrosión por acción de la vegetación.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Imagen 6. Daño por corrosión acción del suelo húmedo.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Las pérdidas de presión total producidas por una válvula o accesorio roscado en una tubería están conformadas por la sumatoria de las pérdidas de presión dentro

de la válvula, pérdidas de presión en la tubería de entrada y las pérdidas de presión en la tubería de salida. La reposición de las mismas no se puede ejecutar por el actual diseño del sistema de inyección de gas lift, éste no tiene válvulas seccionadoras y de corte que permitan aislar una red abierta y/o cerrada.

En la imagen se observa que muchas de estas válvulas de corte se encuentran roscadas, enterradas y no se encuentran registradas en una base de datos.

Imagen 7. Válvulas de corte sin identificar.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Imagen 8 Válvulas roscadas de corte con por corrosión.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Esta situación en conjunto con la configuración actual del sistema, se traduce en dificultades operativas por la poca versatilidad y por la inexistencia de mecanismos de mantenimiento preventivos y correctivos que garanticen la integridad del sistema.

Optimizar el uso del gas de levantamiento a través de la distribución óptima del gas, es difícil y casi imposible si no se considera el sistema por completo.

Tabla 9. Potencial de Producción Campo Provincia.

Campo	Campo A	Campo B	Campo C	Campo D	Total
No pozos Activos	47	18	35	7	107
Sistema de Levantamiento	Gas Lift	Gas Lift	Gas Lift	Gas Lift	Gas Lift
BAPD	1901	355	600	11	2867
KPCD	6748	807	2627	10	10192
GAS INYECTADO (KPCD)	21059	4933	8705	433	35130

Fuente: Ecopetrol S.A.

Como etapa inicial de esta Investigación, se realizará un análisis técnico de integridad de las líneas que conforman la red de inyección de gas a alta presión del campo provincia, a través de un plan de inspección de tuberías que permita identificar que se requiere cambiar, diseñar o si definitivamente se hace necesario modificar la totalidad de la configuración de red del sistema actual, es decir, lograr optimizar la configuración actual del sistema de inyección del gas Lift.

1.8 PLAN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS

Teniendo en cuenta las condiciones de operación del campo, los fluidos que transporta y las características de diseño debemos considerar los principales

mecanismos de daño por la cual puede fallar una tubería, como la corrosión atmosférica, la corrosión inducida microbiológicamente y la corrosión debida a suelos. Luego de identificar estos mecanismos de deterioro, se procede a elaborar un primer plan de inspección en donde se contemplen las técnicas para determinar su estado actual.

Tabla 10. Plan de Inspección.

Plan de Inspección			
Parte	Modo de Falla	Ensayos a Realizar	Extensiones
Soportes	Corrosión. Daños mecánicos - Pérdida Funcionalidad.	Inspección Visual	100 % soportes
Tubería Interior y Exterior	Erosión, Corrosión.	UT espesores Scan A-B	Cuatro Lecturas a lado-lado de la soldadura y en cambio de direcciones.
	Corrosión Atmosférica - Corrosión en suelos.	Inspección Visual	100 % de la Tubería
Soldaduras	Grietas, Fisuras, etc.	Inspección Visual	100 % Soldaduras
Derecho de Vía	Erosión, derrumbe, etc.	Inspección Visual	100 % derecho de vía
Tubería Enterrada	Corrosión en suelos e inducida Microbiológicamente.	Inspección Visual - UT espesores	100 % Apique, espesores donde el revestimiento este deteriorado.

Fuente: Ecopetrol S.A.

1.8.1 Procedimientos de Inspección

1.8.1.1 Procedimiento de inspección Visual. La inspección visual de las líneas se debe realizar de la siguiente manera y orden.

- Identificar la línea y referencia en la planilla de campo.
- Determinar la metodología de inspección.
- Establecer los puntos de inicio y terminación (sectorizar).
- Determinar el fluido que transporta.
- Establecer el TML (Locación de Medición de Espesores).
- Abscisar las tuberías.
- Verificar diámetros, Schedule y espesor nominal.
- Verificar si hay picaduras, daños mecánicos, abolladuras y anotar sus dimensiones.
- Evaluar el estado de recubrimiento y revestimiento.
- Evaluar el estado de la soportaría.
- Realizar la descripción del derecho de vía.
- Registrar cualquier tipo de de observación adicional de hallazgos relevantes.
- Tomar fotografías a lo que se considere relevante.

1.8.1.2 Procedimiento Inspección con ultrasonido. Los sistemas de inspección de tuberías como los ultrasonidos son muy utilizados en ensayos no destructivos para identificar y caracterizar daños internos, pero también para medir espesores residuales con corrosión o erosivo, o para caracterizar interfaces coladas o soldadas en tuberías.

Las técnicas automáticas utilizan ecogramas (vista tipo SCAN-A) para construir datos de perfiles, (vista tipo SCAN-B) o cartografías (vista tipo SCAN-C) con profundidades determinadas ofertando equipo o sistema ideal para localización, cuantificación y forma de los daños en el material sin alteración.

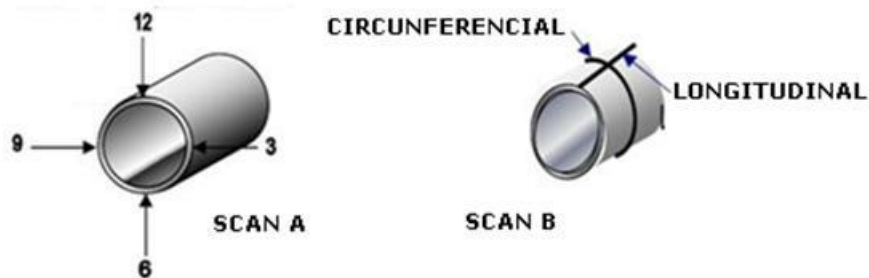
La inspección por ultrasonidos de las líneas se realiza de acuerdo con lo establecido en: ASME SECCION V. Artículo 23. SE 797 STANDAD PRACTICES

FOR MEASURING THICKNESS BY MANUAL ULTRASONIC PULSE ECHO CONTACT METHOD.

Se inspecciona la línea realizando cuatro (4) tomas de Scan A en cada TML (Locación de medición de espesores); ubicados a cada lado de una soldadura, en todos los accesorios (codo, tee, reducción, nipple).

Cambios de dirección o cercano a las interfaces suelo-aire: estas tomas se realizan en el sentido horario mostrado en la figura 7. Para las tomas de Scan B se realizan barridos de 25 cm, en cambios de dirección, tramos que puedan presentar zonas de estancamiento o donde el inspector lo crea conveniente, las mediciones se realizan de acuerdo al mecanismo de deterioro que se están buscando.

Figura 7. Tomas de inspección Scan A y Scan B.



Fuente: Gustavo Cervantes.

1.8.1.3 Criterios de Evaluación: Para evaluar el estado actual mecánico y de corrosión de las líneas, se utiliza como criterio de evaluación los documentos: ASME B 31.3, ASME B 31.4, 8, ASME B 31.G; API 570. Estas normas suministran criterios para la evaluación de la condición necesaria para que una línea continúe en servicio, cambie de servicio o cuando se toman decisiones que involucre reparaciones, alteraciones, desmantelamiento, reubicación o

construcción de las líneas existentes. Sin embargo estos criterios no intentarán sustituir ni subvalorar el análisis de ingeniería y los juicios requeridos para cada situación.

Por defectos por Inspección Visual y corrosión externa: En la superficie de las tuberías se forman zonas de corrosión preferencial que se profundizan con el tiempo, estas picaduras son potenciales núcleos de grietas de fatiga o corrosión.

A continuación, se relacionan algunas consideraciones para tener en cuenta en la evaluación por picaduras:

- Picaduras con profundidades menores que el 10% no serán tenidas en cuenta.
- Picaduras con profundidades mayores al 80% del espesor nominal se rechazan.
- Picaduras con valores de profundidad entre 10% y el 80% se evalúan de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$L = 1.12B\sqrt{Dt}$$

L= Máxima Longitud tolerable de área corroída en pulgadas

D=Diámetro nominal del tubo en pulgadas

t= Espesor de pared alrededor del área afectada

B= Factor a dimensional calculado de acuerdo a:

$$B = (((d / t) / (1.1 d / t - 0.15))^2 - 1)$$

Si la profundidad de la picadura es está entre el 10% y 17.5% B=4.

Tabla 11. Mecanismos y defectos de soldadura.

Condición a Evaluar	Criterios de Aceptación y Rechazo
Daño Mecánico	Profundidad mayor de 12,5 % del espesor nominal
Abolladura	Cuando afecte la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o cualquier soldadura circunferencial.
	Los que contengan algún concentrador de esfuerzos tal como una ranura.
	Gas- las que excedan una profundidad de 0,25" en un tubo de 12" y/ó menores de 2% del diámetro nominal de tubos mayores de 12".
	Líquidos- las que excedan una profundidad de 0,25" en un tubo de 4" y/ó menores de 6% del diámetro nominal de tubos mayores de 4".
Grietas	No se acepta
Socavadura	Profundidad de 1/32" ó 12,5 % del Espesor (El que sea menor) y su Longitud no excederá el valor entre 2" ó 1/8" de la longitud de la soldadura.

Fuente: Ecopetrol S.A.

1.8.1.4 Por defectos de corrosión interna: Los espesores mínimos requeridos por presión interna son calculados por ASME B 31.4 Y ASME B 31.8. Para líneas de transporte de Gas con clase de locación 1 y temperaturas menores a 250 °F, los espesores requeridos son iguales a los calculados para líneas de transporte de Hidrocarburos y fluidos líquidos; adicionalmente los espesores mínimos requeridos para líneas de Proceso son menores a los espesores mínimos requeridos para líneas de transporte cuando el factor de soldabilidad es 1.

Por tanto ASME B 31.8, Para el desarrollo de cálculos del espesor mínimo se aplica la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P * D}{2 SFET}$$

Dónde:

D: Diámetro exterior de la tubería (in)

P: Presión de diseño (psig). 200

S: esfuerzo de fluencia. 250000

T: Factor de Temperatura derating. 1

F: Factor de Diseño 0.72

E: Factor punto longitudinal (1.0 para tubería sin costura).

Se toma el Factor de diseño de la tabla 841.114 A y el factor de temperatura derating de la tabla 841.116 A especificadas en ASME B31.8.

El espesor mínimo requerido o espesor de retiro es obtenido del mayor resultado entre el cálculo realizado por ASME B 31.8. y los espesores mínimos requeridos por cargas externas tabuladas en API 574.

Para los espesores de retiro calculadas para los diferentes diámetros y presiones de diseño se encuentran en la Tabla 12:

Tabla 12. Espesores de retiro calculados por ASME B 31.8.

Diámetro	Diámetro Externo	Espesor Nominal SCH 40	Espesor de Retiro				
			200	400	600	800	1000
2	2,375	3,91	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
3	3,5	5,49	2,00	2,00	2,00	2,00	2,47
4	4,5	6,02	2,30	2,30	2,30	2,54	3,18
6	6,625	7,11	2,80	2,80	2,80	3,74	4,67
8	8,625	8,18	2,80	2,80	3,65	4,87	6,09
10	10,75	9,27	2,80	3,030	4,050	6,070	7,580
12	12,75	10,31	2,80	3,600	5,400	7,200	9,000
16	16	12,70	2,80	4,520	6,770	9,030	11,290
	Espesor de retiro sugerido por presión interna para tubería según ASME B 31,8.						
	Espesor de retiro para cargas estructurales según tabla 6 API 574 para aceros al carbono y de bajas aleaciones.						

Fuente :Ecopetrol S.A.

1.9 PORCENTAJES DE AFECTACIÓN SISTEMA DE RED DE DISTRIBUCIÓN

En las inspecciones iniciales realizadas en el campo provincia, se determina separar el campo en dos secciones, determinadas por la llegada de las líneas en cada una de las estaciones. Se estima que la cantidad total de segmentos de líneas de inyección en el campo son 170 líneas, con una cantidad de longitud aproximada de 83,257 Kilómetros.

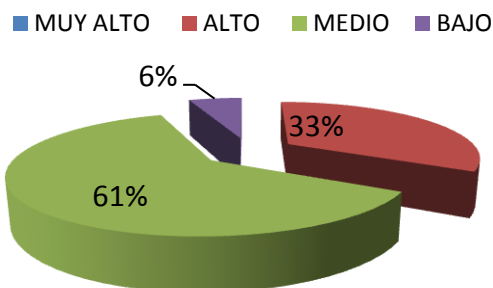
1.9.1 Porcentaje de Afectación Sección de Red Suerte: En esta sección del campo se determinan 88 líneas de inyección de gas que equivalen a 45.756 Km, las cuales según el riesgo se dividen así:

Tabla 13. Riesgo de Afectación sección Red suerte, Campo Provincia.

Riesgo de Afectación Sección Suerte	Sección Suerte (No. Líneas)
MUY ALTO	0
ALTO	29
MEDIO	54
BAJO	5
TOTAL	88

Fuente: Ecopetrol S.A.

Gráfica 2. Porcentaje de Afectación sección suerte, Campo Provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Las recomendaciones a ejecutar en su mayoría son reposiciones de las líneas por ser roscadas y presentar fugas. Las líneas con riesgo alto suman **14,995Km.**

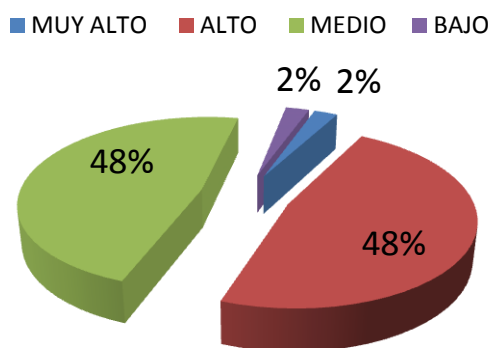
1.9.2 Porcentaje de Afectación Sección de Red Santos: En esta sección del campo se determinan 82 líneas de inyección de gas que equivalen a 37.501 Km, las cuales según el riesgo se dividen así: BAJO (2 líneas), MEDIO (39 líneas), ALTO (39 líneas), MUY ALTO (2 líneas).

Tabla 14. Riesgo de Afectación sección Red santos, Campo Provincia.

Riesgo de Afectación Sección Santos	Sección Santos (No. Líneas)
MUY ALTO	2
ALTO	39
MEDIO	39
BAJO	2
TOTAL	82

Fuente: Ecopetrol S.A.

Gráfica 3. Porcentaje de Afectación sección santos, Campo Provincia. Fuente Ecopetrol S.A.



Fuente: Ecopetrol S.A.

De las 41 líneas con riesgo ALTO Y MUY ALTO que equivalen a 25,231Km, las recomendaciones: cambios de tubería, cambios de válvulas, levantamientos en Marco H, reubicación de la línea, enterramientos de la línea y aplicación de recubrimiento.

1.9.3 Porcentaje de Afectación Total de Red de distribución de Gas Campo

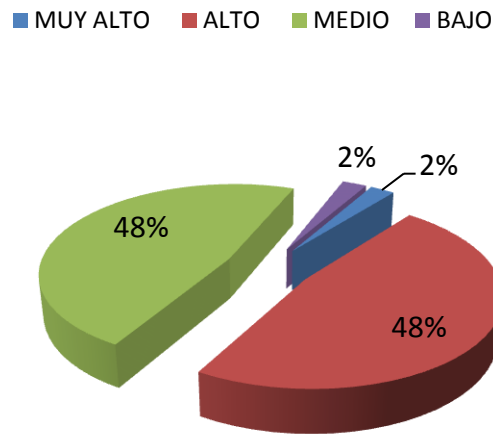
Provincia: Podemos argumentar que tenemos una segmentación del campo provincia de 170 líneas en la red distribución de gas en el campo provincia, de las cuales el 1% se debe atender de manera inmediata para su reposición, el 40% del total de líneas debe tener un plan y programa de mantenimiento correctivo de las mismas y el 55% se debe implementar un programa de monitoreo y mantenimiento preventivo. Sólo el 4% del total de las líneas se encuentran en buen estado.

Tabla 15. Riesgo de Afectación Total de Red de Gas Campo Provincia.

Riesgo de Afectación	Sección Santos (No. Líneas)	Sección Suerte (No. Líneas)	TOTAL
MUY ALTO	2	0	2
ALTO	39	29	68
MEDIO	39	54	93
BAJO	2	5	7
TOTAL	82	88	170

Fuente: Ecopetrol S.A.

Gráfica 4. Porcentaje de Afectación Total de Red de Gas Campo Provincia.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Es necesario realizar una revisión más detallada y aplicar metodologías de inspección de tuberías conocer exactamente la criticidad de operación de estas líneas, donde se deben incluir otros factores a tener en cuenta como la cantidad de Marco H que se encuentren en mal estado, el número exacto de válvulas principales, secundarias y de corte a cambiar, los tramos de las líneas que se encuentran enterradas y las secciones de las líneas a reubicar.

2. METODOS PARA INSPECCION DE REDES Y LINEAS

Desde hace unos años, el concepto de control de gestión está tomando especial relevancia en la industria del petróleo, debido a que los procesos son cada vez más complejos, a que los recursos son cada vez más restringidos, y a que el proceso de toma de decisiones va centrándose en sectores de la empresa cada vez más específicos y con mayor autonomía.

La principal preocupación para hablar sobre un nuevo diseño en la configuración de red de inyección de gas, se centra en la necesidad de aumentar la seguridad y la confiabilidad de la instalación, y reducir tanto los costos directos asociados a su reparación, como los indirectos, originados como consecuencia de la pérdida de producción durante una parada del campo de producción debido a un mantenimiento correctivo, asociados a la falla de los equipos y accesorios que la componen..

Para ello debemos buscar métodos que nos permitan determinar cuál es la probabilidad de falla real de nuestras instalaciones y cómo puedo alternar esta información con un óptimo modelo de sistema de inyección de gas, el cual me permita crear escenarios para nuevas configuraciones de red.

En la primera inspección visual y toma de registros de espesores (ultrasonido) en algunos segmentos de líneas de inyección, afectadas por fallas esporádicas, se logra estimar que 41% del total de las líneas de Inyección en el campo se encuentran con un riesgo ALTO de probabilidad de falla y que requieren de manera pronta una intervención operativa, es decir, un plan de mantenimiento correctivo; El 55 % del resto de las líneas de inyección se encuentran con riesgo MEDIO de probabilidad de falla.

Con base en estos resultados, se debe crear un plan de inspección más detallado y específico que permita corroborar la información, tomar acciones y definir las actividades necesarias que se deben seguir para detectar cuál es el nivel de deterioro y cuál es el nivel de criticidad real de las tuberías en servicio, antes de que se produzcan fallas operacionales, pérdidas económicas e incidentes ambientales.

La configuración de un diseño de sistema de red de tuberías debe contemplar que el envío de gas de inyección se genere desde la Planta compresora hasta los pozos productores, para ello se hará una evaluación hidráulica a través de un simulador (software Pipesim 2003.7). Se analizarán dos escenarios de configuración de red, tomando como base el diseño actual, pero cambiando el diámetro de tubería de las líneas principales (troncales) y líneas secundarias hacia cada pozo.

2.1 METODOLOGIA DEL RBI

Un programa de inspección debe sistemáticamente identificar qué tipos de datos se producen, dónde deben detectarse, cómo pueden detectarse, y cuándo o con qué frecuencia debe inspeccionarse. Para cubrir esta necesidad, surgen diversas metodologías. “La más avanzada, novedosa y al mismo tiempo, la más demandada en la actualidad, es la conocida como RBI (Risk Based Inspection)”⁶.

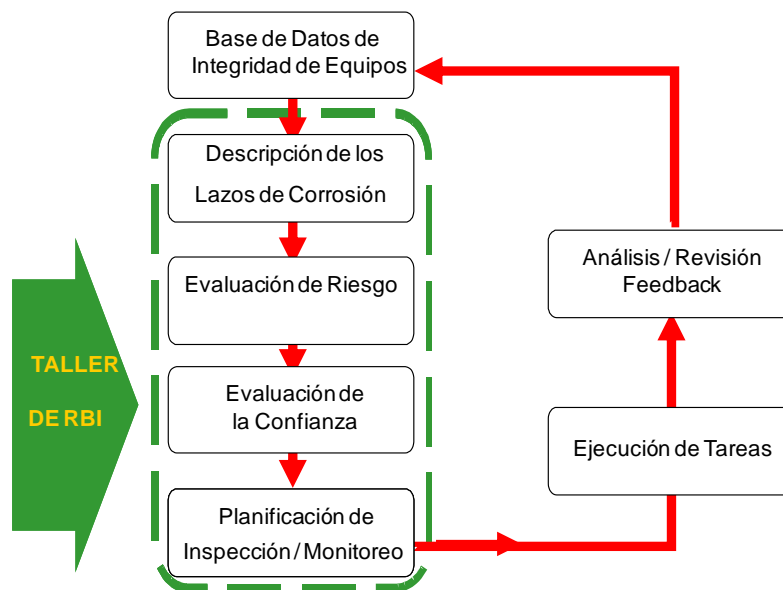
Esta metodología permite la evaluación y desarrollo de planes de inspección y mantenimiento de instalaciones, con base a los resultados obtenidos de un estudio exhaustivo de los riesgos asociados a cada uno de sus equipos.

⁶ MENESES, Edgar; MORE, Karla; SICCHA, Ulises; VERASTEGUI, Gabriela y ESPINOZA, Angie. Inspección Basada en el riesgo (IBR-API-RP580). [En línea]. Vol. 13, No 26 (2010).

La base teórica en la que se fundamenta la metodología RBI, desarrollada por el American Petroleum Institute, se encuentra descrita en una serie de normas API, entre las cuales cabe destacar las normas API 580: Risk Based Inspection y API 581: Risk Based Inspection. Base Resource Document.

La metodología para RBI transferida al ICP por la empresa “Shell Global Solutions” en el marco del proyecto de Optimización de Refinerías, la cual fue adaptada y aplicada a las líneas de flujo e inyección en los campos de producción, consiste en desarrollar paso a paso cada actividad hasta obtener los planes de inspección, monitoreo y de reposición para cada una de las líneas de producción.

Figura 8. Metodología de Inspección Basada en Riesgo.



Fuente: Ecopetrol S.A.

El Departamento de Producción de Ecopetrol S.A. realizó todo el inventario e inspección de espesores de tubería (ultrasonido) y el levantamiento topográfico de las líneas de inyección del Campo Provincia. Los trabajos de levantamiento de

información se realizaron simultáneamente con los trabajos de reposición de las líneas con valoración de riesgo MUY ALTO de probabilidad de falla.

El programa del plan de inspección detallado debe realizar etapas de revisión y análisis de los resultados presentados por las firmas contratistas, con el fin de retroalimentar el estudio y mantenerlo actualizado; para ello, se deben generar espacios para desarrollar varios talleres de análisis de riesgos.

2.1.1 Taller de análisis de riesgos: Para la realización del taller de análisis de Riesgos se debe conformar un equipo multidisciplinario con representantes de diferentes áreas de trabajo, como personal de producción, personal de procesos, Ingenieros de Corrosión, personal de Mantenimiento y personal de operaciones.

Por otra parte, el área geográfica del campo de producción de Provincia es muy extensa, se encuentra rodeada de bosques de reserva forestal y ricas zonas hídricas, también cuenta geográficamente con dos estaciones de recolección y tratamiento (Santos y Suerte). El Taller de RBI se realizó para las líneas de inyección de gas lift de estas dos secciones y/o áreas del campo de Producción (Sección Santos y Sección Suerte), para lograr una mayor cobertura de información de identificación y sectorización de líneas.

La metodología RBI (Inspección Basada en Riesgo) permite calificar las líneas de acuerdo con el riesgo potencial y mediante el desarrollo de estos talleres, en los cuales se evaluó la criticidad y la confianza en el sistema de inyección, se generaron planes de acción que permitirán asegurar la integridad de las líneas. La metodología RBI permitió obtener tres productos claves: Plan de Inspección para el sistema de inyección de cada sección, recomendaciones de mejoramiento y replanteamiento de la distribución de las líneas.

Estos productos se obtuvieron por medio del análisis paso a paso de los mecanismos de falla de cada uno de los componentes de las líneas. De esta manera fue posible valorar el riesgo y el impacto de una posible falla en los ámbitos socio-económico, salud, seguridad y medioambiente.

2.1.2 Consideraciones del Equipo de Trabajo: El Taller de RBI se realizó con las siguientes consideraciones, acordadas previamente entre los integrantes del equipo de trabajo:

2.1.2.1 Consecuencias Ambientales: Fueron definidas de acuerdo con la norma ASME B31.8 Gas transmission and distribution piping systems. Numeral 854 class location y 855 Concentration of people in location clases 1 and 2. Estas normas definen las consecuencias ambientales como:

- Clas location
- Emanación de gases tóxicos al medio ambiente

De esta categoría se incluyen las áreas susceptibles al deterioro por la introducción de factores ajenos o exógenos que pueden alterar las condiciones originales de las mismas.

Estas áreas se encuentran sujetas a un manejo especial, con miras a su conservación. Aquí se incluyen asentamientos de población, las áreas de recreación y turismo, áreas de interés arqueológico, algunos sectores geológicamente inestables, entre otros.

2.1.2.2 Consecuencias Económicas: Fueron definidas de acuerdo a la pérdida de producción, más costos de reparación y fue determinado de la siguiente manera:

$$P.E(\text{dolares}) = \text{Tiempo (horas)} * BOP (\text{Barriles}) * \text{Precio Crudo (dolares)} * F + C_{rep}$$

Dónde:

- P.E:** Pérdida económica.
- Tiempo:** Duración de la reparación. Se asumió, en general, de 12 horas.
- BOD:** Diferida de acuerdo con el tiempo de la reparación
- Precio Crudo:** Precio actual del crudo
- F:** Factor de corrección, de acuerdo con el tipo de crudo.
- Crep:** Costos por Reparación

2.1.2.3 Probabilidades de Falla por Corrosión Interna: Fueron definidas como una función lineal en la cual cada uno de los datos de velocidad de corrosión, obtenida por diferentes medios, se multiplica por un peso determinado que aumenta o disminuye según la confiabilidad de la medición.

En el caso del modelo desarrollado para el campo Provincia se tuvo en cuenta dos tipos de cálculo de velocidad de corrosión: (Por Modelo y por datos de inspección).

- En el cálculo de la velocidad de corrosión interior obtenida por modelo se tuvo en cuenta que:
 - No se tenía el total de datos requeridos por el modelo y estos se asumieron para la realización de los cálculos.
 - Los valores de los análisis fisicoquímicos son muy bajos.

- Como se maneja el mismo gas de inyección estos valores se extrapolaron a todas las líneas de inyección del campo.
- En el cálculo de la velocidad de corrosión interior obtenida por datos de inspecciones se tuvo en cuenta que:
 - Las velocidades de corrosión por inspección son un poco más altas que las del modelo.
 - Los datos de cálculo son reales, ya que la mayoría de las líneas de producción de las secciones Santos y Suerte fueron inspeccionadas.
 - La confianza en los datos es baja por existir una sola inspección y realizarse con ultrasonido método de SCAN A que maneja un spot de lecturas puntuales.

Estas consideraciones hizo que el cálculo de las velocidades de corrosión por modelo y por inspección fueran despreciables.

2.1.3 Consideraciones para la Velocidad de Corrosión: Para tubería fabricada en acero al carbono en donde la velocidad de corrosión interior por inspección y modelamiento es muy baja se tomó la velocidad de corrosión de diseño que corresponde a 0.1 mm/y. (mm/y= milímetros al año).

La función para determinar la probabilidad de falla en cada línea está dada por la siguiente relación.

$$PoF = \alpha * VC_{Modelo} + \beta * VC_{Inspecciones} + \gamma * VC_{Ensayos} + \varphi * VC_{Diseño}$$

Dónde:

$P_o F$: Probabilidad de Falla

$\alpha, \beta, \gamma, \varphi$: Coeficientes de peso o porcentaje que se asumió para las velocidades de corrosión dependiendo del comportamiento del campo de producción analizado.

2.1.3.1 Probabilidad de Falla por Corrosión Interna: Por consenso del grupo de integridad se definió que:

- La probabilidad de falla por corrosión interna se evaluaría de acuerdo con la norma.
- Cuando no se tenían datos de inspecciones de las líneas distribuidoras los valores de la velocidad de corrosión interior se tomarían de la línea de inyección más crítica.

En la Tabla 16 se observa la probabilidad de falla por corrosión interna según velocidad de corrosión:

Tabla 16. Parámetros para cálculo de probabilidad por corrosión interior.

VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL (mpy)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL (mm/año)	PROBABILIDAD	RANGO
Vcorr < 1 mpy	(0,0254 mm/año)	1	DESPRECIABLE
Vcorr 1-5 mpy	(0,0254-0,127)	2	BAJO
Vcorr 5-10 mpy	(0,127-0,254 mm/año)	3	MEDIO
Vcorr 10-15 mpy	(0,254-0,381 mm/año)	4	ALTO
Vcorr > 15 mpy	> 0,381 mm/año)	5	MUY ALTO

Fuente: Ecopetrol S.A.

2.1.3.2 Probabilidad de Falla por Corrosión Externa: Se definió por consenso del grupo de RBI que la probabilidad de falla por corrosión externa se evaluaría de acuerdo con las condiciones de exposición de la tubería (enterrada, aérea, sumergida en agua, etc.), con el estado del recubrimiento, los históricos de falla por corrosión exterior y de igual manera se dará importancia a los datos de corrosión externa reportados en los informes de inspección (picaduras, abolladuras etc.).

En la Tabla 17 se observan los parámetros definidos para el cálculo de probabilidad de falla por corrosión exterior según las condiciones de las líneas.

Tabla 17. Parámetros para cálculo de probabilidad por corrosión exterior.

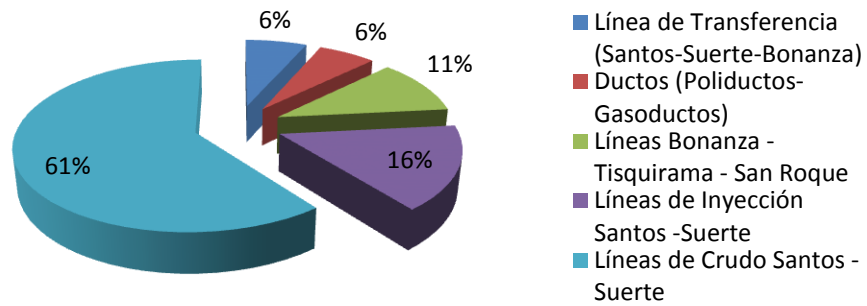
CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEAS	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (MM/Y)	RANGO
Líneas antiguas con picaduras considerables, aéreas que pasan por zonas de bambúes; ó, enterradas / sobre el piso inmersas en agua con antecedentes de falla	$> 0,3 \mu\mu/\psi$	MUY ALTO
Líneas aéreas, sin recubrimiento, con antecedentes de falla, expuestas a material orgánico.	0,3 mm/y	ALTO
Líneas aéreas, sin recubrimiento, sin antecedentes de falla, expuestas a material orgánico.	0,025 mm/y	MEDIO
Líneas nuevas aéreas, con recubrimiento, sin fallas.	0,01 mm/y	BAJO
Líneas antiguas enterradas sobre el piso, inmersas en agua, con antecedentes de falla, agresividad de suelos, recubrimiento de alquitrán de hulla.	0,3 mm/y	ALTO
Líneas 100% nuevas enterradas con recubrimiento.	0,01 mm/y	BAJO

Fuente: Ecopetrol S.A.

2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS LÍNEAS DE INYECCIÓN DEL CAMPO PROVINCIA

De acuerdo con el informe de topografía, el Campo provincia está conformada por 62,491 kilómetros de líneas de inyección de gas lift, que corresponden al 16% del Total de líneas del campo de producción. El campo está compuesto por un sistema de tuberías distribuidas en líneas de crudo, líneas de inyección, ductos y líneas de transferencia. La distribución por porcentaje de líneas, por cada área, se muestra en la gráfica siguiente.

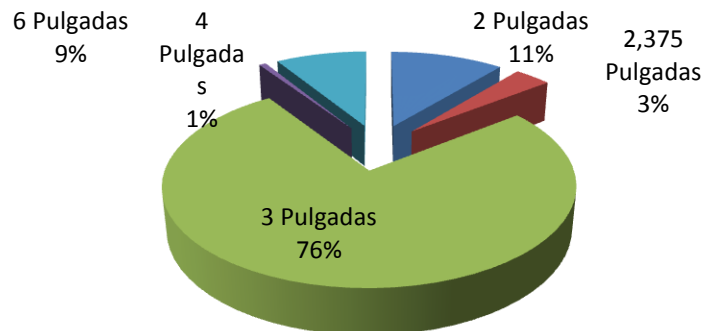
Gráfica 5. Distribución por Porcentaje líneas Campo Provincia



Fuente: Ecopetrol S.A.

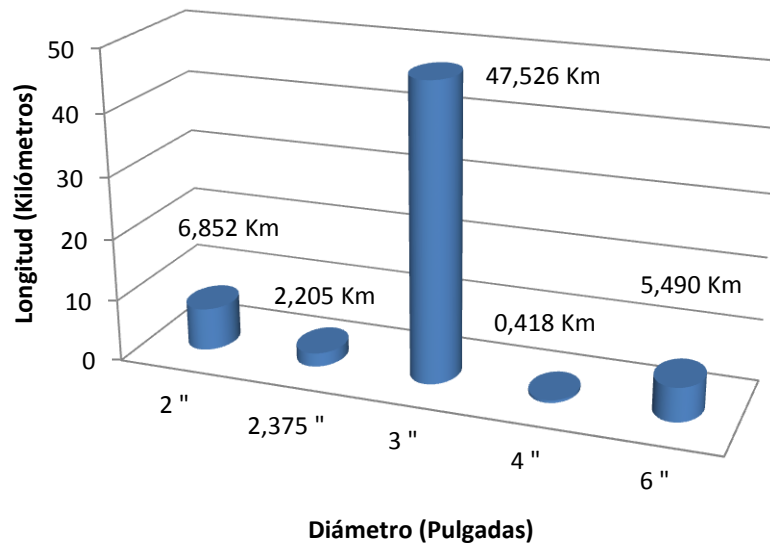
En las gráficas 6 y 7 se esquematiza la distribución de las líneas de inyección del Campo Provincia de acuerdo al diámetro de las líneas y longitud respectivamente; En ella se observa que las líneas de 3 pulgadas de diámetro ocupan la mayor parte de la estación con un 76% (47,526 Kilómetros) seguido por las líneas de 2 pulgadas con el 10,96% (6,852 Kilómetros), las de 6 pulgadas con el 8,79 % (5,490 Kilómetros), las de 2,375 pulgadas con el 3,53% (2,205 Kilómetros) y finalmente se encuentran las líneas de 4 pulgadas con un 0,67% del campo.

Gráfica 6. Distribución por diámetro de la tubería en las líneas de inyección del campo Provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Gráfica 7. Distribución por diámetros y longitud de la tubería en las líneas de inyección del campo Provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

2.3 SEGMENTACIÓN DEL SISTEMA DE RED DE INYECCIÓN

Las líneas de inyección de gas de las dos secciones Santos y Suerte, se segmentaron teniendo en cuenta el impacto que puede ocurrir por una falla de la línea y cada segmento fue evaluado según las (HCA's) Áreas de Alta Consecuencia (número de viviendas, cruce de carreteras principales y secundarias, etc.) y la probabilidad de falla por corrosión interna y corrosión externa.

La actividad de segmentación de las líneas se realizó utilizando un plano esquemático en autocad del área de interés, apoyados en las visitas de campo, verificando el trazado de las líneas e identificando las áreas de alta consecuencia.

Con la información almacenada se gráfican las líneas segmentadas y las HCA's sobre el plano.

Adicionalmente se verificaron los diámetros, longitudes, presiones, estado de la línea, estado del recubrimiento y caracterización de los fluidos manejados y el recorrido de las líneas para obtener información del impacto ambiental.

En las secciones Santos y Suerte existen en el momento un total de 170 segmentos analizados por corrosión exterior y corrosión interior. La distribución de los segmentos que posee el campo provincia se puede ver en la Tabla 18.

Tabla 18. Segmentación líneas secciones Santos y Suerte del campo Provincia.

Probabilidad de Falla por	Segmentos	Número de Segmentos por Tipo de Línea	
		Líneas de Inyección	Líneas Colectoras de Inyección
Corrosión Interior	170 Segmentos por C.I	130	40
Corrosión Exterior	170 Segmentos por C.E	130	40


Fuente: Ecopetrol S.A.

2.3.1 Evaluación de criticidad por corrosión: A cada segmento del campo provincia se le realizó el análisis de criticidad de acuerdo con la matriz de riesgos definida para Ecopetrol S.A. en donde la probabilidad (Alta, media, baja o

despreciable), está determinada por la susceptibilidad a la falla y las consecuencias de tipo Económico, Salud, Seguridad, Medio Ambiente e Imagen Corporativa, se evalúa con cuestionarios detallados que permiten definir a un nivel semi-cuantitativo cada uno de los escenarios a tener en cuenta.

La Figura 9 muestra la Matriz de Riesgo con la que se realizó la evaluación de criticidad para todos los segmentos de líneas del campo provincia. A mayor criticidad (esquina superior derecha) mayor deben ser las acciones de inspección y control de corrosión, a diferencia de los lazos con menor criticidad que pueden ser operadas con un nivel mínimo de control.

Figura 9. Matriz de Evaluación de Riesgos.

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGOS - RAM Versión 2.0					 PROBABILIDAD PARA OTRAS APLICACIONES Gestión de Riesgo e Iniciativas				
COMO EVALUAR EL RIESGO					Virtualmente Improbable 1%	Concebible pero muy improbable 5%	Inusual pero Posible 30%	Muy Posible 60%	Se espera que Occurra 100%
1. Defina claramente el escenario a evaluar 2. Determine cual es la consecuencia potencial en las personas (de 0 a 5) 3. Determine para esa consecuencia en personas la probabilidad de ocurrencia en términos de frecuencia o de pro					PROBABILIDAD PARA ÓRDENES DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO				
					Actividades de Mantenimiento Programado (PV, PD)				
					Equipo fallaría después de 6 meses	Equipo fallaría entre 2 y 6 meses	Equipo fallaría entre 4 y 8 semanas	Equipo fallaría entre 2 y 4 semanas	Equipo fallaría en 2 semanas
					PROBABILIDAD				
					No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en ECOPETROL	Sucede varias veces por año en Ecopetrol	Sucede varias veces por año en el distrito
CONSECUENCIAS POTENCIALES					A	B	C	D	E
Personas	Económica (en dólares)	Ambiental	Imagen de la Empresa						
Una o más fatalidades	Catastrófica > 10 Millones	Masivo	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente parcial o total	Grave 1-10 millones	Mayor	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temp. > 1 día	Severo 100 mil - 1 millón	Localizado	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión menor no incapacidad	Importante 10 mil-100 mil	Menor	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión leve primeros auxilios	Marginal < 10 mil	Leve	Interna	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	0	N	N	N	N	N

Fuente: Ecopetrol S.A.

Dónde:

VH = Muy Alta o Extrema

H = Alta

M = Media

L = Baja

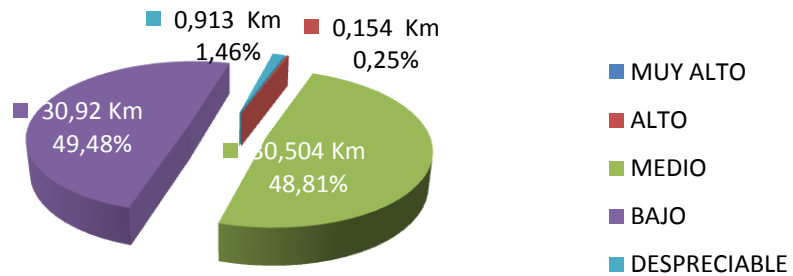
N = Despreciable

En el taller se evaluó el riesgo por corrosión interior y por corrosión exterior identificados como los dos mecanismos de falla más importantes en las líneas de inyección del campo. Descomponiendo la criticidad de las líneas según los dos mecanismos de falla identificados se obtuvo la siguiente distribución del riesgo.

2.3.1.1 Criticidad por Corrosión Interna: Los segmentos de las líneas del sistema de inyección de gas en los pozos de las secciones Santos y Suerte del campo Provincia se analizaron en un solo gráfico sin discriminar líneas de inyección y colectores porque en el campo se maneja el mismo fluido (gas) que mantiene su composición homogénea y los agentes corrosivos por corrosión interior son iguales para todas.

En la gráfica 8 se observa el resultado de la evaluación de la criticidad por corrosión interna de los 170 segmentos de las líneas de inyección del campo provincia. Se puede observar que 154 metros de líneas, que corresponden al 0,25% están clasificados con riesgo ALTO; 30,504 kilómetros de líneas que corresponden al 48,81% se encuentran clasificados como riesgo MEDIO; 30,920 kilómetros de líneas, que corresponden al 49,48% se encuentran clasificados como riesgo BAJO y 913 metros de líneas, que corresponde al 1,46% se encuentran clasificados como riesgo DESPRECIABLE.

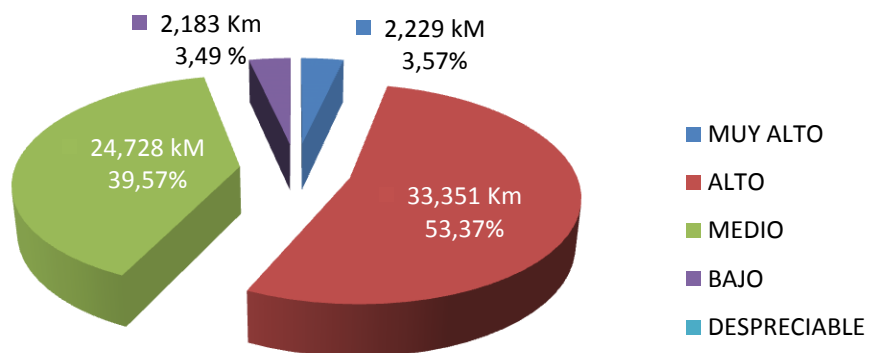
Gráfica 8. Distribución del Riesgo por corrosión interior Campo Provincia. Fuente: Ericcksson Barajas M.



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.3.1.2 Criticidad por Corrosión Externa: La gráfica 9 muestra el resultado de la evaluación de criticidad por corrosión exterior de los 170 segmentos de las líneas de inyección definidos en el campo provincia. Se puede observar que hay 2,229 kilómetros de líneas, que corresponden al 3,57% están clasificadas con riesgo MUY ALTO; 33,351 kilómetros de líneas que corresponden al 53,37% están clasificadas como riesgo ALTO; 24,728 kilómetros de líneas que corresponden al 39,57% están clasificadas en riesgo MEDIO y 2,183 kilómetros de líneas que corresponden al 3,49% están clasificadas con riesgo BAJO.

Gráfica 9. Distribución del Riesgo por corrosión exterior Campo Provincia. Fuente Ecopetrol S.A.



El nivel de riesgo se puede disminuir actuando sobre la probabilidad de falla o sobre la consecuencia, en especial si están relacionadas a salud, seguridad o medio ambiente, pero en la mayoría de casos se actúa sobre la probabilidad de falla por medio de actividades de inspección o de control del mecanismo de corrosión.

En el caso de las dos secciones del campo provincia, el riesgo puede variar así:

- La consecuencia no se puede variar por estar en un entorno geográfico básico para la población que lo habita marcado por lagos, potreros de pastoreo de ganado, bosques de reserva y riachuelos.
- La probabilidad de falla se puede atacar poniendo en práctica planes de inspección y monitoreo de variables, con el fin de controlar los parámetros fisicoquímicos y de medio ambiente que aceleran los procesos corrosivos de los materiales de las líneas.

2.3.2 Evaluación de criticidad por confianza: Consiste en determinar el nivel de control de cada mecanismo de falla analizado desde tres puntos de vista: Monitoreo de variables (ventanas operativas), calidad y cantidad de inspecciones realizadas y estabilidad del mecanismo de daño.

Se estableció el grado de confianza a partir del comportamiento de la información existente del campo de producción con los siguientes criterios:

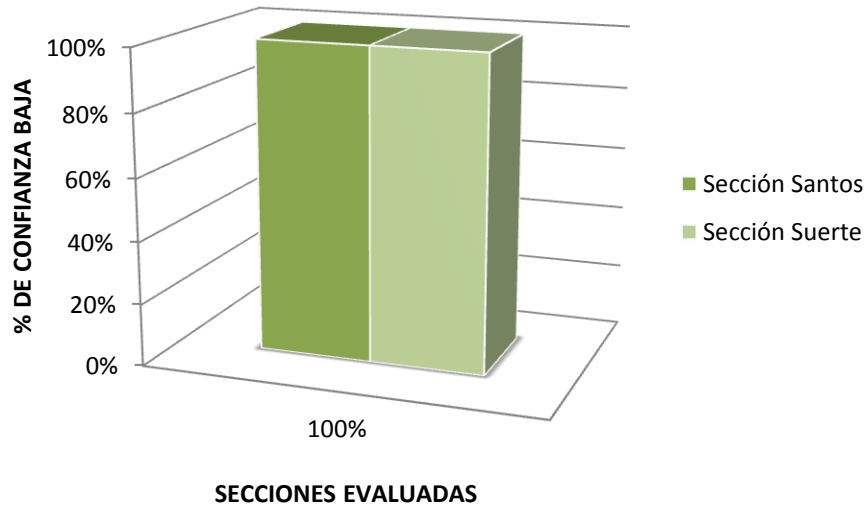
- Si a la línea se le realizaron varias inspecciones y/o monitoreo: **Confianza Media**
- Si a la línea se le realizó una sola inspección y/o monitoreo: **Confianza Baja**

- Si a la línea no se le ha realizado inspección y/o monitoreo: **Confianza Muy Baja.**

Para todas las líneas del campo provincia se tomaron niveles de confianza bajos por presentar una sola inspección con técnicas que manejan muestreos muy puntuales que describen el comportamiento de los materiales de manera general, sin haber otras fuentes de datos que hagan más confiables la información.

Los niveles de confianza pueden mejorar realizando nuevas inspecciones y monitoreo de variables que conduzcan a establecer con precisión los mecanismos de falla y estabilidad de los mismos. Para ello, se deben establecer actividades de inspección y monitoreo que queden definidas en el plan de acción del campo Provincia. En la gráfica 10, se indica la distribución de confianza para los diferentes lazos de corrosión de las líneas de las secciones Santos y Suerte.

Gráfica 10. Distribución de criticidad por Confianza Campo Provincia.



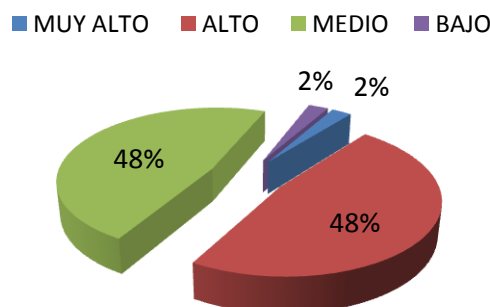
Fuente: Ericcksson Barajas M.

2.4 ANÁLISIS DE AFECTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE INYECCIÓN EN EL CAMPO

Un tema crítico en el transporte de fluidos en la industria del petróleo es el avance de la corrosión tanto externa como interna. En tal sentido, el personal operativo de campo, necesitan información precisa acerca del grado de avance, el tipo y las características macro de cada tramo de tubería a fin de tomar decisiones (mejorar el plan de planeación, el plan de recubrimiento como prevención ó directamente intervenir para reparar).

En la primera inspección realizada en el campo provincia, se determinó que teníamos una segmentación de 170 líneas en la red distribución de inyección de gas, de las cuales el 40% del total de líneas deberían contemplar un programa de mantenimiento correctivo de las mismas, el 55% de las líneas de inyección se debería implementar un programa de monitoreo y que sólo el 4% del total de las líneas se encuentran en buen estado (Ver gráfica 11). También se estimó una cantidad de longitud total de líneas de 83.257 kilómetros de líneas total de inyección y que aproximadamente una cantidad de longitud de 40,226 kilómetros de líneas de diferentes diámetros representaban un riesgo potencial de afectación.

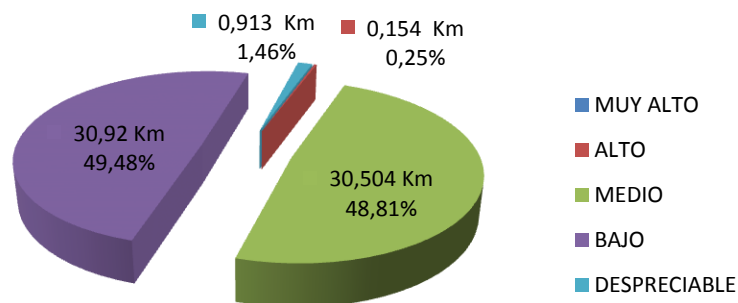
Gráfica 11. Porcentaje de Afectación líneas de inyección Campo Provincia.



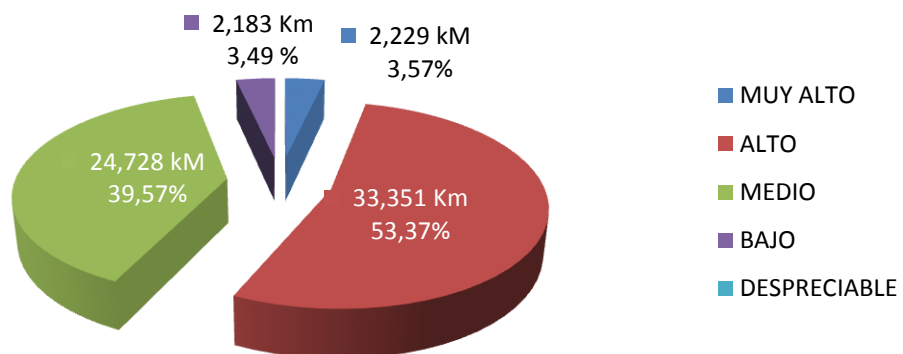
Fuente: Ecopetrol S.A.

Con el desarrollo del plan detallado de Inspección y la aplicación de la metodología RBI, se logra calcular que la cantidad de longitud total de líneas de inyección del campo provincia es de 62,491 Kilómetros. También se logra identificar la longitud de cada una de las líneas, la identificación de sus diámetros y se logra detectar cuál es el porcentaje de afectación y su nivel de criticidad por corrosión interna y externa de las tuberías en servicio, con sus longitudes correspondientes. (Ver gráficas 12, 13 y 14).

Gráfica 12. Valoración del Riesgo según Corrosión Interna de las líneas de inyección del campo provincia. Fuente Ecopetrol S.A.

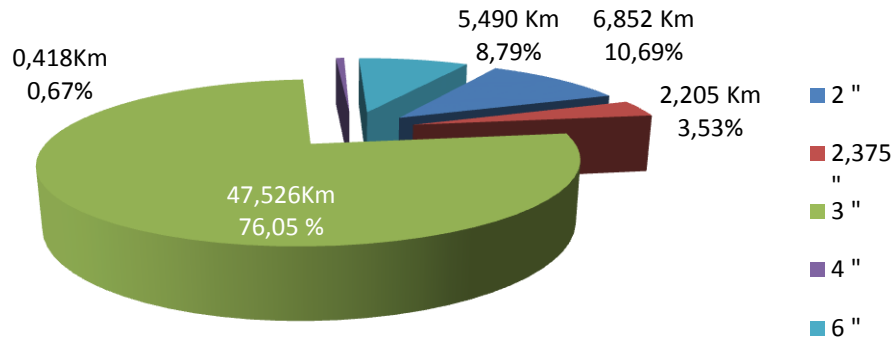


Gráfica 13. Valoración del Riesgo según Corrosión Externa de las líneas de inyección del campo provincia. Fuente Ecopetrol S.A.



Fuente Ecopetrol S.A.

Gráfica 14. Distribución por porcentaje de Longitud de la tubería líneas de inyección Campo Provincia.



Fuente: Ecopetrol S.A

La combinación de los análisis de criticidad por corrosión y valoración por confianza, nos permite determinar los planes de inspecciones futuras, planes de reposición y los planes de recubrimiento de cada diámetro de línea de acuerdo con las matrices establecidas para este fin.

Antes de empezar a aplicar planes de acción y los planes de reposición de líneas afectadas, debemos plantear un nuevo esquema para la red de inyección de gas lift, que permita operar de manera confiable y segura, reemplazando la red existente.

Una forma de presentar diversas configuraciones de red es llevándolas a través de un modelo óptimo de distribución de líneas, tomando como base el modelo del diseño actual de configuración y que a su vez, permita establecer así las limitaciones y modificaciones que pueda tener. La evaluación hidráulica de las líneas de inyección del campo permitirá analizar y establecer las restricciones que se presenten en las configuraciones.

3. EVALUACIÓN HIDRÁULICA

En la actualidad, un alto porcentaje del sistema de red de tuberías de inyección del campo provincia ha excedido su vida útil (tuberías de fabricación mayor a cincuenta años) y presenta una alta probabilidad de falla por problemas de corrosión externa e interna, lo que conlleva a problemas en el mantenimiento y la operación de la red.

El estado de las tuberías en conjunto con la configuración actual, se traduce en dificultades operativas por la poca versatilidad y por la inexistencia de mecanismos de mantenimiento que garanticen la hermeticidad, por ello, se evaluarán dos escenarios de configuración de red, tomando como base el diseño actual, pero cambiando el diámetro y la totalidad de tuberías.

3.1 CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE INYECCIÓN

La caracterización del gas de inyección a pozos fue suministrada por el Laboratorio de gas del campo Provincia. La **¡Error! No se encuentra el origen e la referencia.** muestra la composición del gas junto con algunas propiedades fisicoquímicas del mismo.

Tabla 19. Composición gas Lift campo Provincia.

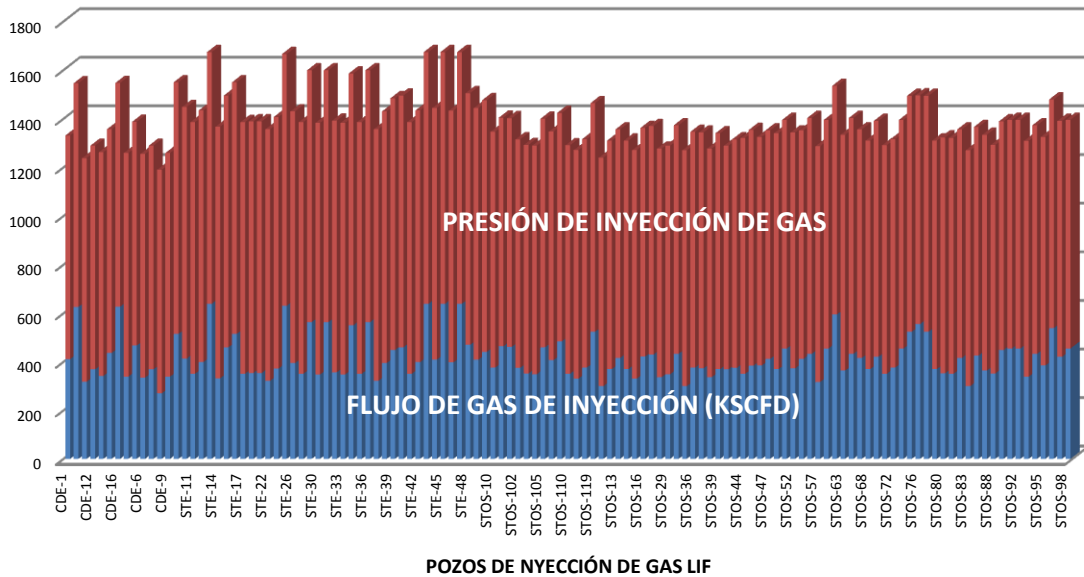
COMPONENTE	% Mol
C ₁	89,581
C ₂	7,13
C ₃	1,529
iC ₄	0,065
nC ₄	0,019
iC ₅	0
nC ₅	0
C ₆₊	0,029
O ₂	0,22
N ₂	0,28
CO ₂	1,147
TOTAL	100
Gravedad Especifica	0,6202
Peso Molecular	17,9173
Factor de Compresibilidad	0,9976

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.2 PRONÓSTICOS DE INYECCIÓN

En la gráfica 15 se indica las condiciones de inyección (flujo de gas y presión) contempladas para cada uno de los pozos considerados dentro del sistema de inyección de gas lift del campo Provincia.

Gráfica 15 . Condiciones operativas pozos de inyección gas Lift campo Provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

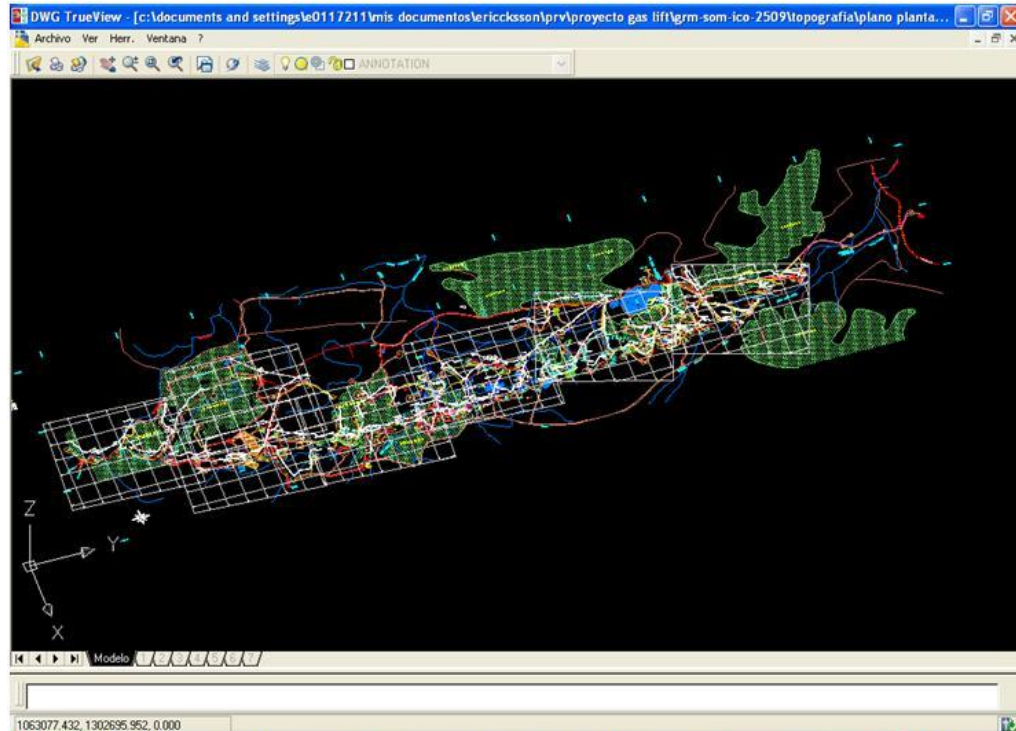
De acuerdo con lo anterior, los sistemas de compresión deben suministrar al sistema de red de inyección un flujo total de 51,6 MMSCFD de gas para cubrir la demanda de cada uno de los pozos del campo y contar con un promedio de presión de Inyección de 900-930 psig y en algunos pozos una presión de 1020 a 1050 psig. En la gráfica se incluyen los pozos donde actualmente se desarrollan trabajos de workover (se asumen los volúmenes y presiones de inyección de los pozos más cercanos con sistema de levantamiento por gas lift).

3.3 TOPOGRAFÍA

Con el estudio topográfico se estableció un levantamiento planimétrico y altimétrico georeferenciado, utilizando tecnología GPS para la Línea de gas lift, con lo cual se pretende realizar los planos planta perfil que permita la elaboración del trazado preliminar. A continuación se presenta a través de una figura, el

resultado del levantamiento topográfico de las líneas de inyección del campo provincia en Autocad.

Figura 10. Esquema Levantamiento topográfico Campo Provincia.



Fuente: DTC Ingeniería Roger Hernández

3.4 BASES DE CÁLCULO

En la realización de los cálculos hidráulicos del nuevo sistema de inyección de gas lift, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- No se aprovecha el sistema de tubería existente debido a su estado precario (instalación mayor a cincuenta años y presencia de fugas).
- Se considera una nueva red de tubería en esquema telescópico con un único punto de suministro (Estación Suerte).

- Cambios de altura en las líneas de distribución de gas de inyección a pozos de acuerdo a los resultados obtenidos en el levantamiento topográfico de los trazados existentes.
- Para aquellas líneas de las cuales no fue posible obtener un levantamiento topográfico, se consideraron trazados tentativos, cambios de altura nulos y longitudes aproximadas en base a los planos de la zona de inyección.
- Se definen como condiciones límite los volúmenes de gas a inyectar en cada pozo (puntos de destino) y una presión de 1200 psig como condición de salida en la Estación Suerte (punto de origen).
- Se considera tubería aérea como condición de transferencia de calor para las líneas de gas de inyección entre el punto de origen y los puntos de destino; temperatura ambiente de 82,4 °F y conductividad térmica de tubería equivalente a 26 BTU/h ft °F.
- El dimensionamiento de las líneas de transporte de gas busca asegurar que la presión resultante al final del sistema sea lo suficientemente alta, de manera que sea posible satisfacer los requerimientos de presión del siguiente equipo o elemento.
- Se evalúan distintos aspectos relativos a la hidráulica del sistema incluyendo caída de presión y la velocidad del gas. Se establece como criterio de decisión (en aquellos casos donde la caída de presión no es una restricción pero es superior al valor esperado) que la velocidad de flujo a través de la tubería sea inferior a la velocidad erosiva.

La representación del sistema de inyección de gas lift del campo Provincia, se realizó mediante el software Pipesim 2003.7, el cual fue alimentado con información suministrada por campo, correspondiente a la caracterización de fluidos, volúmenes de gas de inyección en pozo y presión de descarga de las máquinas de compresión.

3.5 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO DE LAS TUBERÍAS

En el dimensionamiento de tuberías se establecen y asumen ciertos límites y criterios durante los cálculos para garantizar un resultado adecuado que cubra los requerimientos de servicio y al mismo tiempo sea económico. El dimensionamiento de tuberías cubre cálculos de diámetros, flujos, caídas de presión y velocidades para el transporte de los distintos tipos de fluidos.

“En la mayoría de los diseños de tuberías, el requerimiento primordial consiste en encontrar el diámetro de tubería que permita un cierto flujo requerido a una presión dada, esto usualmente involucra un procedimiento de tanteo e iterativo”⁷. Los dos criterios de dimensionamiento más utilizados para el cálculo de diámetros de tuberías son:

- El criterio de dimensionamiento con base a la caída de presión máxima admisible
- El criterio de dimensionamiento con base a la velocidad recomendada.

3.5.1 Criterio de Caída de Presión Máxima: La metodología de dimensionamiento con base al criterio recomendado de la caída de presión en 100 ft, de longitud de tubería, comprende a primera estancia proponer un diámetro nominal de tubería y utilizar el valor de su diámetro interior con base a la cédula especificada, para calcular la caída de presión de la tubería en 100 ft, de longitud y evaluarla finalmente con la caída de presión en 100 ft, de referencia. Si la

⁷ GALLEGO, Lazaros: Programa para el cálculo de tuberías y Bombas centrífugas en procesos de refinación. [En línea]. México: 2011. P. 21.

diferencia es menor o igual al valor de referencia recomendado, se considera como adecuado el diámetro de la tubería propuesto. Si no, se propone nuevamente otro diámetro nominal y se recalcula todo el procedimiento hasta que cumpla con la condición. En nuestro caso se considera como límite máximo recomendado una caída de presión en 100 ft, de longitud de tubería de 2 psi (2 psi/100 ft) como criterio de seguridad.

3.5.2 Criterio de Velocidad Recomendada: Cuando un fluido pasa por una tubería a alta velocidad puede causar vibración y erosión, lo cual deteriora la pared de la tubería. Si la velocidad del gas excede la velocidad erosional calculada para la tubería, la erosión de la pared de la tubería es incrementada a ritmos que pueden reducir la vida de la tubería significativamente. Por lo tanto es siempre necesario controlar la velocidad de flujo del gas en la línea para prevenir el exceso del límite.

La velocidad erosional para fluidos compresibles es expresado como:

$$V_e = \frac{100}{\sqrt{\left(\frac{29G * P}{ZRT}\right)}}$$

Dónde:

Ve = velocidad erosional Ft/seg;

G=gravedad del gas, adimensional;

P=presión mínima en la tubería, psia;

Z=factor de compresibilidad en la presión, temperatura específica, adimensional;

T= temperatura del flujo de gas °R;

R=10.73 (Ft³*Psia/Lb moles*°R).

Los valores recomendados para la velocidad del gas en líneas principales es normalmente 40% a 50% de la velocidad erosional. Siempre que la velocidad del gas esté por debajo del límite de la velocidad que produce erosión, estaremos dentro de los límites permitidos, no obstante, es preferible ubicarla un 20% por debajo del máximo permisible.

A pesar de que durante la práctica se sobredimensionen los diseños de las tuberías, en la mayoría de los casos han sido aceptados manteniendo este diseño conservador con la finalidad de contrarrestar pérdidas de energía adicionales, factores de seguridad y disposiciones de reserva para aumentos de capacidad en algún futuro (Howard, 1982).

La configuración del nuevo sistema de red de tuberías contempla el envío de gas de inyección desde la estación de compresión hasta los pozos respectivos, se hará a través de líneas principales (troncales) desde las cuales saldrán líneas secundarias hacia cada pozo del campo. En el desarrollo de la simulación hidráulica del nuevo sistema de tubería se consideraron los siguientes escenarios:

- Escenario 1: Líneas principales en diámetros de 6 y 3 pulgadas, líneas secundarias en diámetro de 2 pulgadas.
- Escenario 2: Líneas principales en diámetros de 4 y 3 pulgadas, líneas secundarias en diámetro de 2 pulgadas.

3.6 RESULTADOS

3.6.1 Escenario 1: Líneas principales en diámetros de 6 y 3 pulgadas y líneas secundarias en diámetro de 2 pulgadas: En la Tabla 20 se muestra el esquema de cómo quedarían las condiciones de flujo a través de las líneas de

inyección de gas lift, obtenidas como resultado de la simulación hidráulica realizada para este escenario.

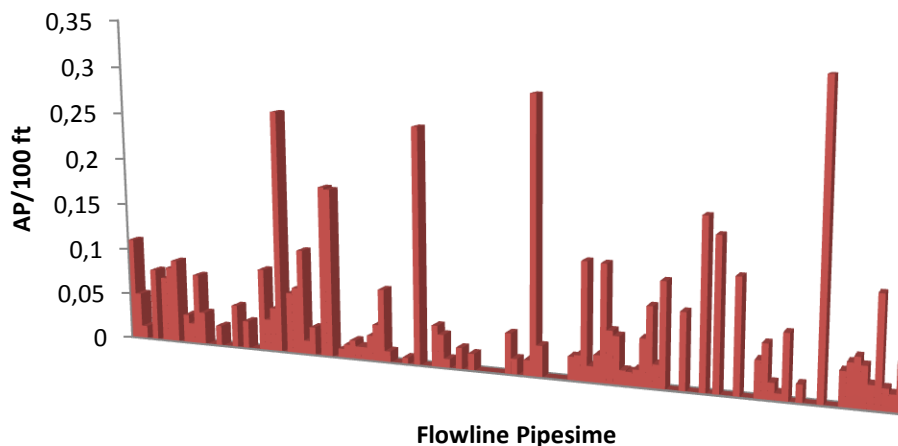
Tabla 20. Esquema de tabulación de las condiciones de flujo a través de líneas de inyección.

Línea PIPESIM	Longitud (ft)	L/100	$\Delta P/100$ ft	Vel (ft/s)
B10:Flowline	182	1,8	0,11	3,7
B(n):Flowline	402	4	0,05	2,6

Fuente. Ecopetrol S.A.

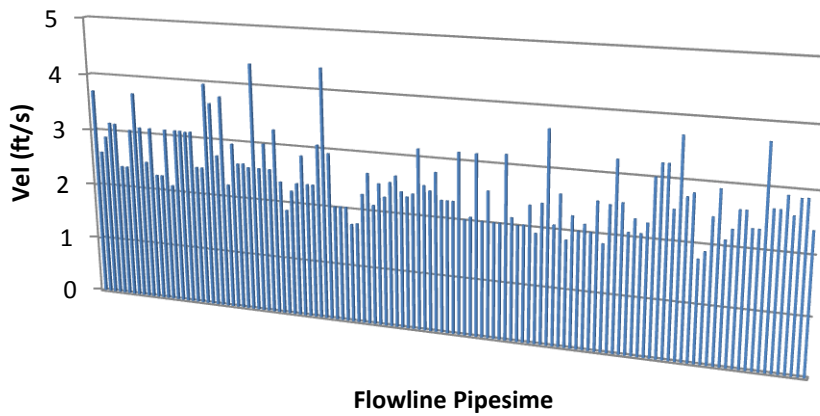
En las gráficas 16 y 17, se muestra gráficamente los resultados de las condiciones de flujo (Caídas de presión ($\Delta P/100$ ft) y Velocidad del gas (ft/s)) en las líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal, para el Escenario 1

Gráfica 16. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Caídas de Presión).



Fuente: Ericcksson Barajas M.

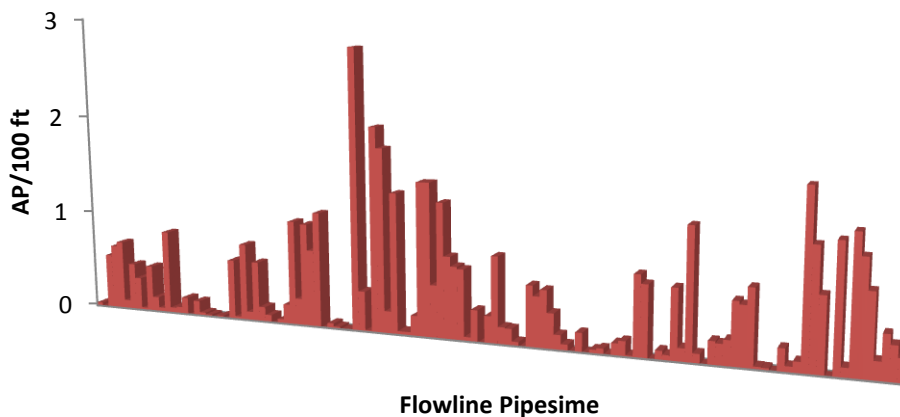
Gráfica 17. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Velocidad del Gas).



Fuente: Ericcksson Barajas M.

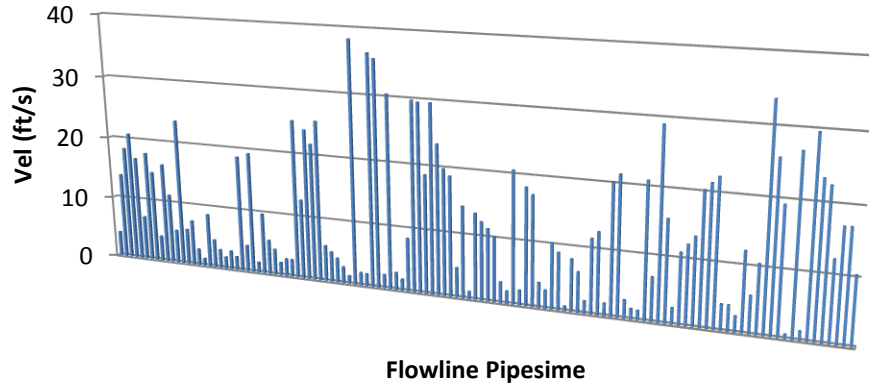
En las gráficas 18 y 19, se muestra gráficamente los resultados de las condiciones de flujo (Caídas de presión ($\Delta P/100$ ft) y Velocidad del gas (ft/s)) en las líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal, para el Escenario 1.

Gráfica 18. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Caídas de Presión).



Fuente: Ericcksson Barajas M.

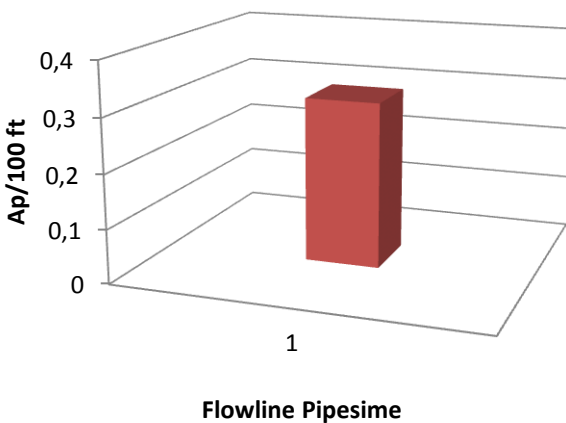
Gráfica 19. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Velocidad del Gas).



Fuente: Ericcksson Barajas M.

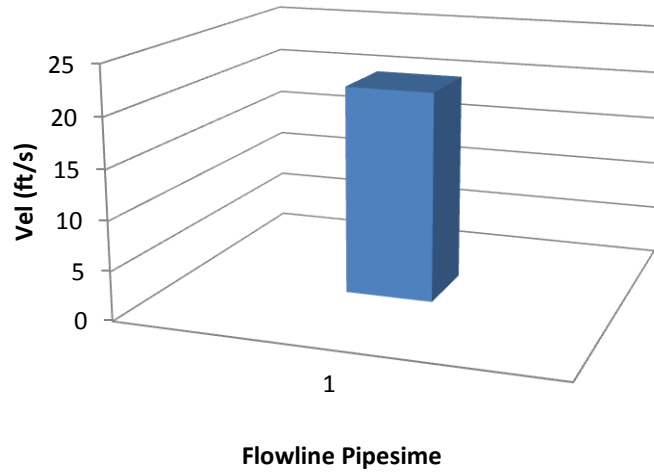
En las gráficas 20 y 21, se muestra gráficamente los resultados de las condiciones de flujo (Caídas de presión ($\Delta P/100$ ft) y Velocidad del gas (ft/s)) en las líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal, para el Escenario 1.

Gráfica 20. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Caídas de Presión). Fuente



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Gráfica 21. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 1. (Velocidad del Gas). Fuente

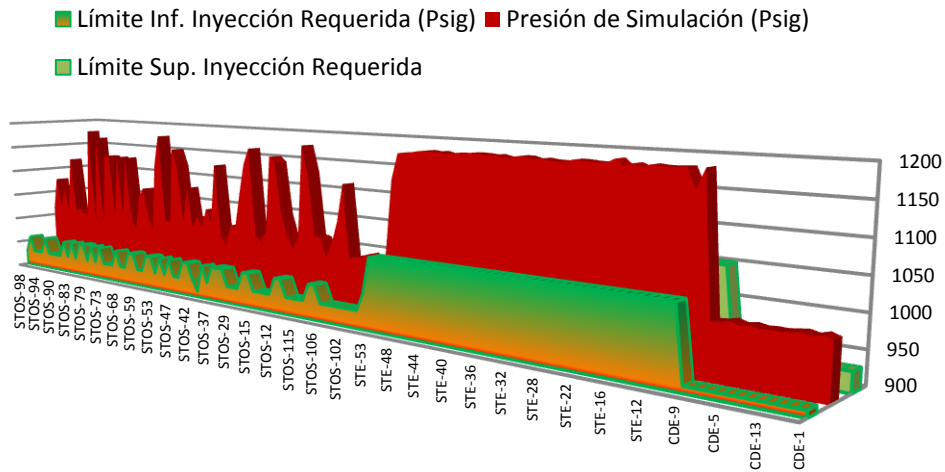


Fuente: Ericcksson Barajas M.

A través de las líneas de 2, 3 y 6 pulgadas de diámetro se obtienen en promedio valores de velocidad erosiva de 47 ft/s. Como puede apreciarse en los resultados de las condiciones de flujo para las líneas propuestas en el escenario 1, en ningún caso la velocidad de flujo a través de las tuberías supera el límite de velocidad erosiva.

A continuación se presenta en la gráfica 22, los resultados las condiciones de inyección que existirían en cada uno de los pozos que hacen parte del sistema de inyección.

Gráfica 22. Resultados condiciones de inyección en cabeza de pozo -Escenario 1. (Presión de simulación).

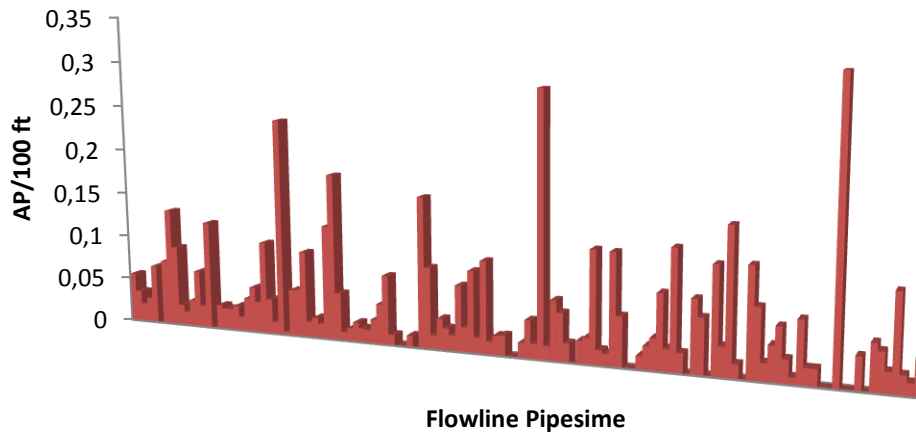


Fuente: Ericcksson Barajas M.

En promedio, para este escenario se requiere una caída de presión de 128 psi en cabeza de pozo para garantizar condiciones de inyección adecuadas. Lo anterior indica que si se mantiene constante la presión en la descarga de los compresores (1200 psig), se deberá gastar el exceso mencionado mediante una válvula de control; lo cual, aunque implica un mayor consumo de potencia, permitiría incrementar el caudal de gas de inyección a futuro.

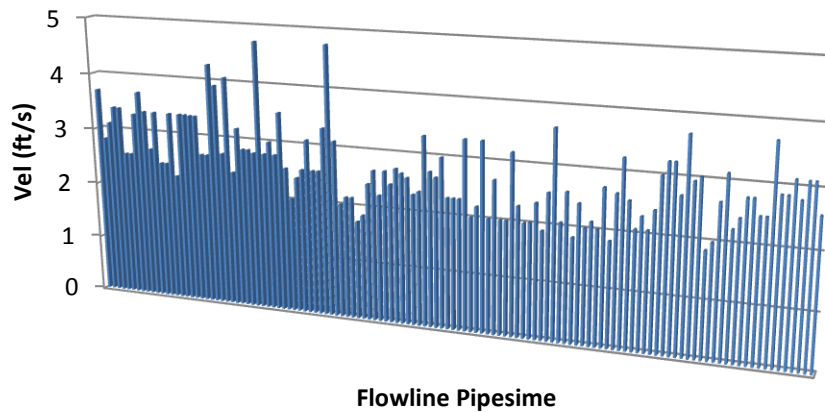
3.6.2 Escenario 2: Líneas troncales en diámetros de 4 y 3 pulgadas y líneas de inyección a pozos en diámetro de 2 pulgadas: En las gráficas 23 y 24, se muestran gráficamente los resultados de las condiciones de flujo (Caídas de presión ($\Delta P/100$ ft) y Velocidad del gas (ft/s)) en las líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal, para el Escenario 2.

Gráfica 23. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Caídas de Presión). Fuente



Fuente: Ericcksson Barajas M.

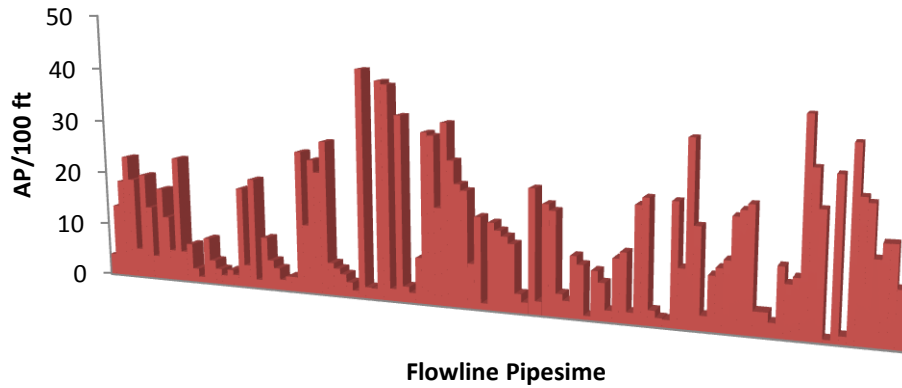
Gráfica 24. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 2 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Velocidad del Gas). Fuente



Fuente: Ericcksson Barajas M.

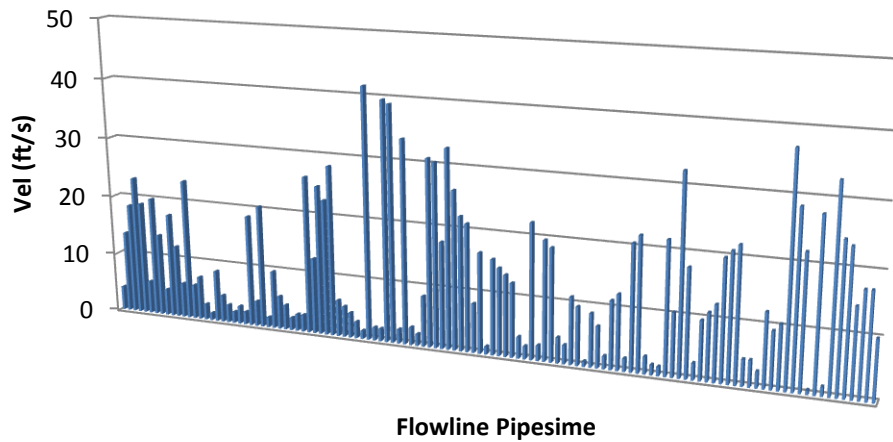
En las gráficas 25 y 26, se muestran gráficamente los resultados de las condiciones de flujo (Caídas de presión ($\Delta P/100$ ft) y Velocidad del gas (ft/s)) en las líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal, para el Escenario 2.

Gráfica 25. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Caídas de Presión).



Fuente: Ericcksson Barajas M.

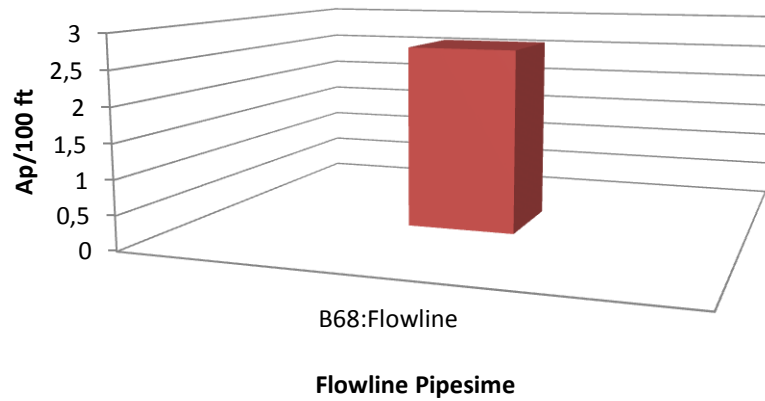
Gráfica 26. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 3 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Velocidad del Gas).



Fuente: Ericcksson Barajas M.

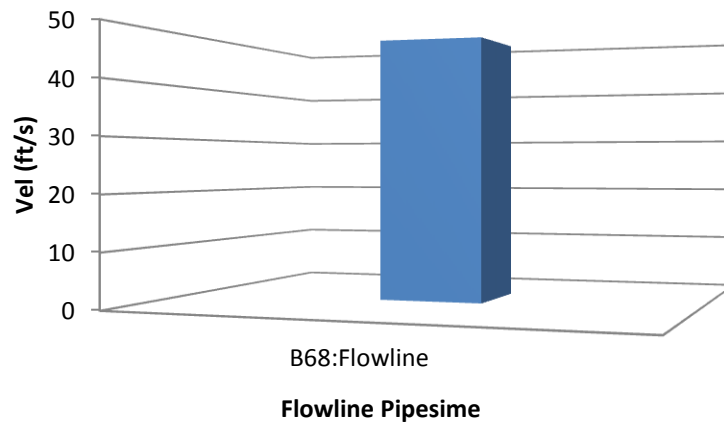
En las gráficas 27 y 28, se muestra gráficamente los resultados de las condiciones de flujo (Caídas de presión ($\Delta P/100$ ft) y Velocidad del gas (ft/s)) en las líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal, para el Escenario 2.

Gráfica 27. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Caídas de Presión).



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Gráfica 28. Resultados condiciones de flujo en líneas de inyección de 6 pulgadas de diámetro nominal – Escenario 2. (Velocidad del Gas).

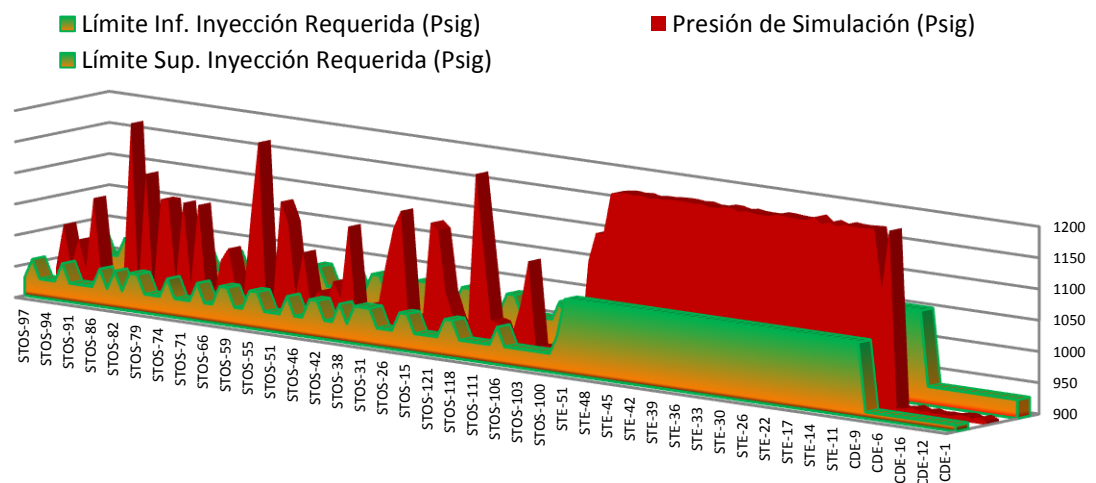


Fuente: Ericcksson Barajas M.

En este caso se alcanzan velocidades de flujo y caídas de presión mayores, debido a la disminución en el diámetro del segmento principal de 805 m (6 a 4 pulgadas).

A continuación se presentan las condiciones de inyección que existirían en cada uno de los pozos que hacen parte del sistema de inyección.

Gráfica 29. Resultados condiciones de inyección en cabeza de pozo -Escenario 2. (Presión de simulación).



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Como consecuencia de la disminución en el diámetro del segmento de 805 m, el cual transporta aproximadamente 34,2 MMSCFD de gas, existe un incremento significativo en las pérdidas por fricción a través del sistema de tubería, lo cual ocasiona que en algunos pozos ubicados en las zonas más alejadas, la presión de inyección disponible sea inferior a la requerida (ΔP negativo).

Por tanto, el primer escenario planteado (Líneas principales en diámetros de 6 y 3 pulgadas y líneas secundarias en diámetro de 2 pulgadas) es la alternativa recomendada por ser aquella que garantiza condiciones de flujo favorables a través del sistema de tubería de inyección de gas lift (menores caídas de presión), y por lo tanto, garantiza valores de presión adecuados para inyección en cabeza de pozo.

4. DIFERENTES ESCENARIOS DE CONFIGURACIÓN DE RED

Los diferentes escenarios y alternativas que se puedan presentar para cambiar la configuración de la red de inyección de gas lift en el campo provincia deben seguir un plan de acción que permita establecer la prioridad con la cual, las líneas afectadas deben ser corregidas de manera pronta e inspeccionadas a través del tiempo.

Para asegurar la operación adecuada de las líneas de inyección, es necesario efectuar el mantenimiento y revisión de los equipos. Se realiza una inspección terrestre o área de la ruta de la tubería para detectar fugas. Los aparatos que se emplean para extraer los líquidos o condensados pueden producir desechos que deberán ser eliminados.

La vida de las líneas de inyección depende de la tasa de corrosión y el desgaste interior de la tubería. Es necesario emplear protección contra la corrosión en la mayoría de los suelos, especialmente, en las áreas húmedas o saladas. Las fugas o roturas de las líneas pueden causar impactos importantes más allá de los alrededores inmediatos de la tubería.

Analizaremos cómo podemos optimizar la configuración de red, que permita cambiar el diseño actual de distribución de líneas y comenzaremos a revisar otros escenarios y alternativas que involucren la combinación de los análisis de criticidad de riesgo y confianza evaluados.

El estado actual de las diferentes líneas de inyección del campo, mostrarán las tareas a realizar y la prioridad que se debe tener con el fin de minimizar el riesgo presente de cada una de ellas.

4.1 PARÁMETROS Y CONDICIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE RED DE INYECCION

Dentro del análisis realizado al sistema de red inyección se encontraron algunos parámetros que no cumplen con las especificaciones del código ASME B31.8 S, aumentando el riesgo operativo y haciendo crítico el funcionamiento del sistema.

Una forma de revisar las condiciones técnicas para la correcta operación y funcionalidad de un nuevo diseño de red, es realizando talleres de análisis de riesgo con los mismos operadores del campo, quienes viven a diario con la operación directa.

Ellos mismos expresan que el actual sistema de red de líneas es ineficiente por no tener un diseño adecuado para las labores de bloqueo de áreas específicas por mantenimientos correctivos, viéndose abocados en algunos casos al cierre parcial de una sección completa por no encontrar las válvulas adecuadas para el cierre de una línea.

Durante los recorridos realizados en la verificación de campo y el registro de observaciones por parte de los operadores, se encontraron algunos detalles que pueden ayudar a la implementación de condiciones técnicas para el diseño de configuración de la red. Estas son algunas de las observaciones más importantes encontradas:

- Los trazados de las líneas no son los adecuados porque viajan grandes distancias por zonas de alto corrosividad exterior. Parte de estas líneas de inyección atraviesan zonas húmedas, pantanos y de espesa vegetación (bambúes).

- Las líneas del sistema de inyección de gas en la locación de los pozos se encuentran sobre el suelo sin ninguna protección, los operadores recomiendan que todas las líneas se deberían enterrar en la locación (cabeza de pozo).
- El sistema de inyección del campo de producción se encuentra unido por distribuidores generales en los cuales no se encuentran ubicadas válvulas de bloqueo o seccionadoras que permita aislar zonas específicas del sistema.
- Las válvulas de corte (algunas marca cameron) que se encuentran en el campo no son las recomendadas para la operación de sistemas de gas por ser lentas (muchas vueltas) para su operación. En estos sistemas de inyección de gas se requiere que las válvulas sean de cierre rápido para evitar accidentes por falla de las líneas.

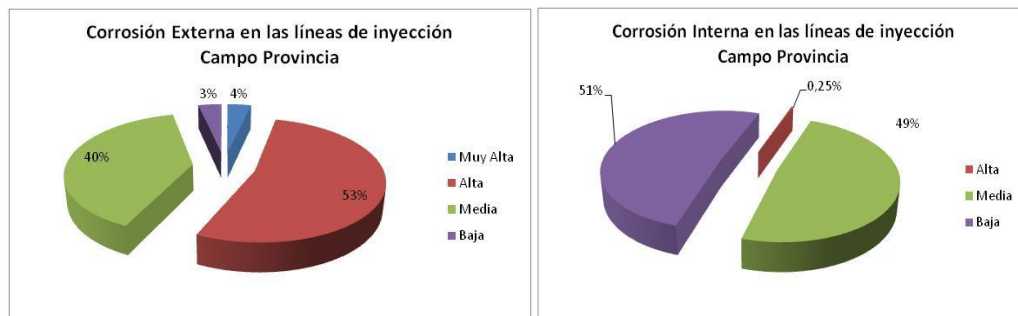
Con estas premisas de la operación, empezaremos a generar las condiciones técnicas mínimas requeridas para presentar un nuevo diseño de la red de distribución de líneas de gas a alta presión y a partir de los resultados del Taller de RBI de las secciones del campo de producción, se generarán escenarios con diferentes alternativas que permitirán determinar los planes de reposición de tubería y los planes de recubrimiento que se deben tener.

4.2 PLAN DE REPOSICIÓN Y RECUBRIMIENTO DE TUBERÍA

Los resultados obtenidos en la inspección de líneas, permiten conocer la cantidad de kilómetros de tubería a reponer y recubrir en las segmentaciones del campo provincia, con el fin de minimizar el riesgo de fallas de operación en las líneas de inyección. La priorización y ejecución de los trabajos de mantenimiento correctivo en las líneas de inyección que poseen riesgo muy alto y alto, con su respectiva consecuencia, mejorarán la seguridad y confiabilidad del sistema.

De acuerdo con el análisis de riesgos por corrosión externa e interna en las líneas de inyección, se puede decir que la probabilidad de falla por corrosión con un riesgo alto y muy alto, están relacionadas con la consecuencia potencial que podría tener un daño de alguna de estas líneas generando pérdidas económicas para la empresa y teniendo en cuenta también, que están ubicadas cerca de cruces de vías principales, viviendas, colegios y otros asentamientos humanos. (Ver gráfica 30).

Gráfica 30. Corrosión externa e Interna de las líneas de inyección del Campo Provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

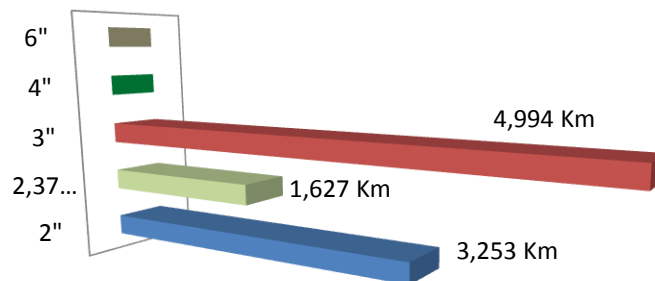
Imagen 9. Corrosión externa e Interna de las líneas de inyección del Campo Provincia



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Los resultados muestran que se deben reponer 9,874 kilómetros de tubería de los 62,492 Kilómetros del Campo provincia, distribuidos como se representa en la gráfica 31, representados en 3,253 Kilómetros de líneas de 2 pulgadas de diámetro; 1,627 Kilómetros de 2,375 pulgadas y 4,994 Kilómetros de tubería de 3 pulgadas de diámetro.

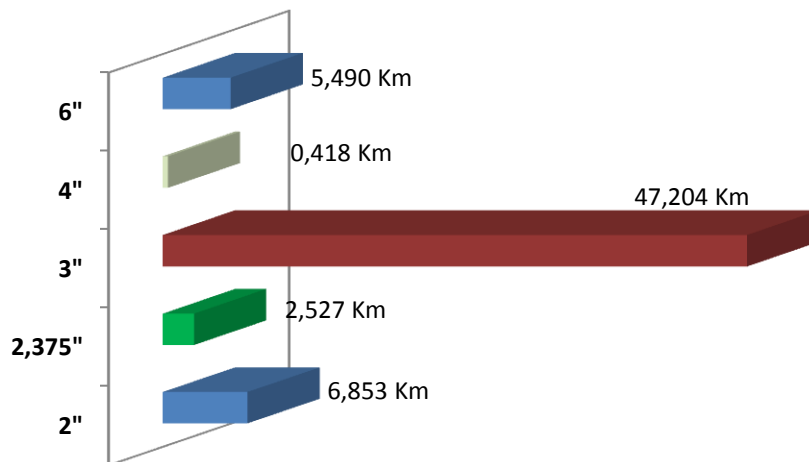
Gráfica 31. Plan de Reposición de tubería del Campo Provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Para ejecutar un plan para aplicación de recubrimiento se debe realizar una distribución de la tubería por diámetro, de esta manera se puede definir los kilómetros y el área que necesitan renovar, ó, aplicar recubrimiento; mostrado en la gráfica 32.

Gráfica 32. Plan de Recubrimiento de tubería del Campo Provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

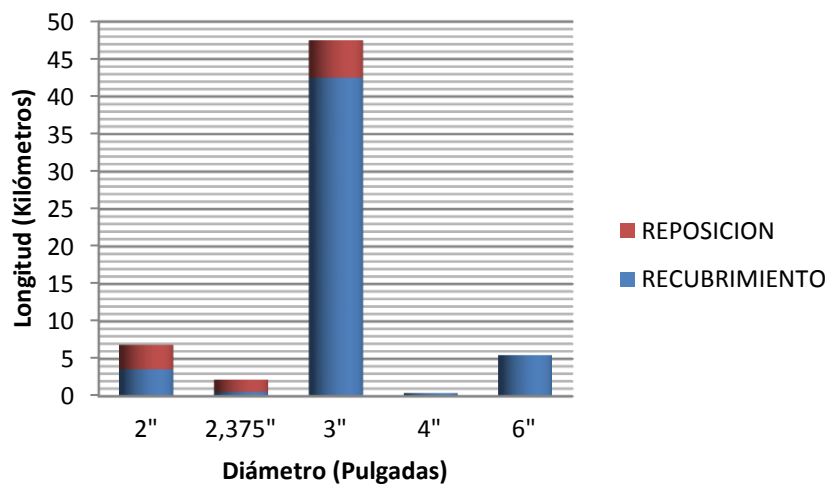
Los resultados muestran que se debe hacer las siguientes cantidades de recubrimiento por diámetro: 5,490 kilómetros para tubería de 6 pulgadas; 418 metros para 4 pulgadas; 47,204 Kilómetros para 3 pulgadas, 2,527 Kilómetros para 2,375 Pulgadas y 6,853 Kilómetros para 2 pulgadas; siendo un total de 62,492 Kilómetros de tubería para aplicación de recubrimiento.

El control de la corrosión exterior en las tuberías de inyección se debe realizar aplicando sistemas de recubrimiento adecuados contra el ataque de ambientes agresivos como lo son las zonas de bambúes.

Si comparamos estas cantidades de longitud de tubería para ser recubiertas con la cantidad total de longitud de las líneas de inyección del campo Provincia podemos afirmar que el 99 % del total de las tuberías de inyección de gas del campo requieren plan de recubrimiento.

Complementando los resultados de los planes de reposición y recubrimiento de tuberías, podemos inferir sinérgicamente que el programa final sería una cantidad de longitud de 9,874 kilómetros de reposición de tubería (incluido un programa de protección con recubrimiento) y 52,618 kilómetros protección con recubrimiento de tubería. (Ver gráfica 33)

Gráfica 33. Plan de Reposición y Recubrimiento de tuberías de inyección Campo Provincia.



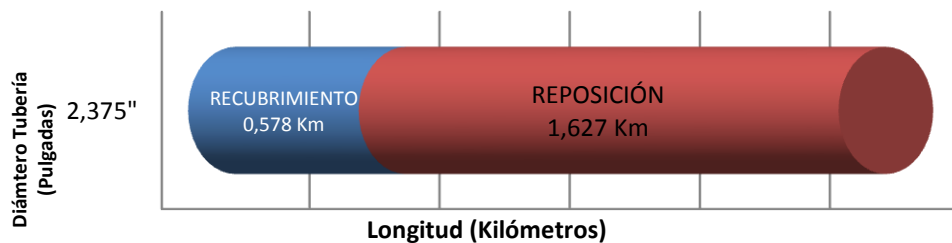
Fuente: Ericcksson Barajas M.

4.2.1 Alternativas de plan de reposición y recubrimiento de tuberías afectadas: En la toma de datos para la realización de los cálculos en la evaluación hidráulica del nuevo sistema de inyección, no se incluyeron los diámetros de tubería existente (2", 2.375", 3", 4" y 6") debido a su estado precario (instalación mayor a cincuenta años y presencia de fugas). La mejor alternativa por simulación hidráulica se realizó para una configuración de la red con líneas principales en diámetros de 6" y 3", y líneas secundarias en diámetro de 2".

Con base en los resultados de la evaluación hidráulica y la información suministrada en los planes de reposición y recubrimiento de tuberías, se presentan dos alternativas para revisar:

4.2.1.1 Reposición tubería de 2.375 pulgadas por tubería de 3 pulgadas: La línea de diámetro de 2.375 pulgadas tiene una longitud total de 2,205 kilómetros en el campo, y tiene un plan de reposición de 1627 metros de línea y una longitud de recubrimiento de tubería de 578 metros lineales.

Gráfica 34 . Plan de reposición y recubrimiento tubería de 2.375 pulgadas.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Es muy frecuente que en las líneas de diámetro de 2.375 pulgadas se encuentre fugas y escapes de gas por deterioro normal de trabajo y desgaste del material. Según los operadores del campo, esta tubería roscada, en las uniones y derivaciones, genera pérdidas de gas, se calcula que pueden estar alrededor de los 300.000 pies cúbicos diarios. En las siguientes fotografías se puede apreciar líneas de inyección de diámetro de 2.375 pulgadas.

Imagen 10. Fotografías línea de inyección de diámetro 2.375” roscada.



Fuente Ericcksson Barajas M.

La primera alternativa es reponer los 2205 metros de línea de diámetro de 2.375 pulgadas por líneas de 3 pulgadas. Según los resultados de inspección, la línea de 3” debe tener un plan de reposición 4,994 kilómetros de tubería y 42,532 kilómetros de recubrimiento con pintura. Con esta alternativa, la línea de 3 pulgadas pasaría a tener un cantidad de longitud de reposición de 7,199 kilómetros de tubería.

Gráfica 35. Alternativa de Reposición de tubería de 2,375" por tubería de 3".



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Esta conversión de diámetros de tubería, de 2.375 pulgadas a 3 pulgadas, se encuentra soportada en la evaluación hidráulica.

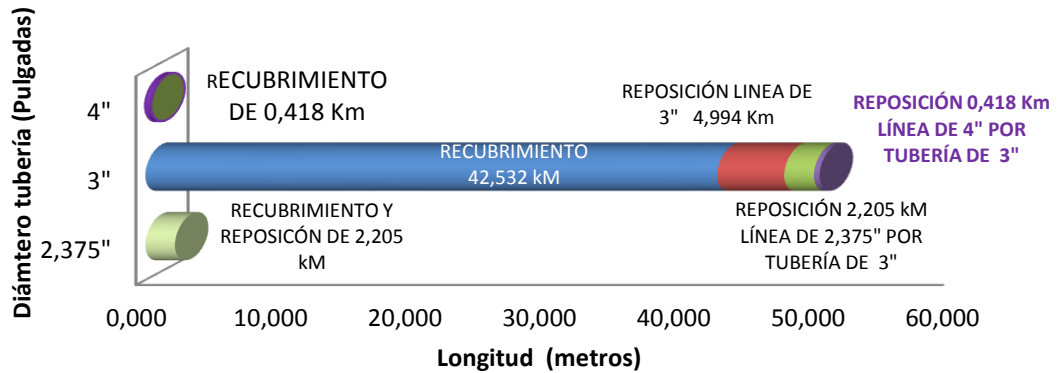
4.2.1.2 Reposición tubería de 4 pulgadas por tubería de 3 pulgadas: En el Modelo de Integridad de Ductos de Ecopetrol, se tienen establecidos varios tipos de mantenimiento preventivos, incluyendo las inspecciones, las cuales tienen diferentes frecuencias dependiendo de las tecnologías empleadas. Una de ellas es revisar la integridad mecánica de las tuberías utilizando herramientas inteligentes como la tecnología de inspección en línea (In Line Inspection, ILI, en inglés), conocida como "marrano inteligente", que sirve para determinar si en algún lugar se ha perdido espesor en la pared de la tubería.

Por ello, también se está estudiando y revisando la posibilidad de actualizar los procesos de estandarización del diámetro de las tuberías en el campo (oleoductos, poliductos, gasoductos), para el paso del dispositivo de limpieza (ILI).

La segunda alternativa es cambiar los 418 metros de líneas con diámetro de 4 pulgadas por líneas de 3 pulgadas de diámetro. Las líneas de diámetro de 4 pulgadas tienen un plan de recubrimiento de tubería, pero también existe la posibilidad de estandarizar el diámetro de las líneas de inyección principales para el paso de dispositivos de inspección y limpieza como el ILI, aprovechando la corta longitud a reponer.

Los resultados de la evaluación hidráulica, confirman que la reposición de los diámetros de las tuberías propuestas y su instalación, garantiza las condiciones de flujo de gas favorables en cada pozo productor.

Gráfica 36. Alternativa de Reposición de Tubería de 4 " en Tubería de 3".



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Con la propuesta de esta alternativa, la línea de 3 pulgadas pasaría a tener un cantidad total de longitud de reposición de 7,617 kilómetros de tubería, contemplando también en el cálculo, la reposición de la línea de 2.375 pulgadas.

4.3 SELECCIÓN DE LAS TUBERÍAS Y MATERIALES

El Instituto Nacional Americano de Estándares (ANSI), y el Instituto Americano del Petróleo (API), han establecido normas dimensionales para los componentes de tuberías que se utilizan con mayor frecuencia en la industria petrolera. El código ANSI B31 es el único requisito codificado que se conoce para tuberías a presión, el cual prescribe los requisitos mínimos de los materiales, diseño, fabricación, ensamble, soporte, instalación, examen, inspección y pruebas de los sistemas de tuberías sujetas a presión o vacío.

El código ANSI B31 consiste de ocho secciones que se publican como documentos independientes por su sencillez y conveniencia. En ellos, se encuentran especificaciones sobre materiales de tuberías, accesorios y métodos

de prueba de la Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), especificaciones de la Asociación Americana de Soldadura (AWS) y las normas de la Sociedad de Fabricantes de Estandarización de Válvulas y Accesorios (MSS). Muchas de estas normas contienen relaciones de presión y temperatura que sirven como ayuda a los ingenieros en su trabajo de diseño.

Se utilizarán estos criterios de diseño para el uso de las clases de tubería y los requerimientos específicos para la selección de materiales para la configuración de la nueva red.

4.3.1 Bases de Diseño: Para el cálculo y especificación de espesores de tubería se consideran los siguientes aspectos:

- Las tuberías deben cumplir con los códigos y normas establecidas para el diseño, fabricación y aspectos constructivos.
- Todos los materiales suministrados serán nuevos y libres de imperfecciones.
- El diseño, fabricación y materiales de la tubería a suministrar, al igual que sus componentes y accesorios, deberán cumplir con las normas aplicables.
- Si se utiliza tubería de más de 3 pulgadas de diámetro nominal, considerando la presión del gas lift en la tubería de inyección, se requiere realizar un análisis de stress durante la ingeniería de detalle para determinar los requerimientos de los soportes de tubería.
- En caso de que la tubería se instale enterrada, se debe contar con un sistema de protección catódica adecuado para la longitud de la tubería que se va a manejar, mediante fuente de corriente auxiliar. Si la tubería se instala de manera aérea, no es necesario contar con sistema de protección catódica.

4.3.2 Clase de Tubería: La mayoría de todas tuberías utilizadas en la industria petrolera son fabricadas en materiales de acero al carbón y sus aleaciones y de materiales de acero inoxidable. Estas tuberías se caracterizan por su tamaño estándar de acuerdo al diámetro nominal y a su espesor o número de cédula. Los números de cédula están relacionados con la presión de operación y con la tensión permitida del material de la tubería, entre mayor sea el número de cédula mayor es el espesor de la tubería y consecuentemente menor es su diámetro interno.

La identificación de la clase de tuberías “Piping Class” corresponde a la numeración de cuatro dígitos, donde el primer dígito es la Designación del Material, el segundo dígito es el ASME Rating, el tercer dígito corresponde a los requerimientos Especiales y el último dígito corresponde a la Tolerancia de Corrosión.

La tubería, válvulas y accesorios usados para la reposición deben basarse en la Clase de Tubería A3A2.

A: Acero al Carbono, ASTM A-106 Gr. B

3: ASME Rating Class 600

A: Sin Requerimientos Especiales

2: Tolerancia de Corrosión = 0.125” (1/8”)

4.3.3 Espesor de Tubería: El espesor mínimo de tubería está en función del diámetro y se calcula con base en las condiciones de diseño a partir de fórmula incluida en ASME B31.8, aplicando un espesor de corrosión recomendado de 1/8 pulgadas. El mínimo espesor de pared para cualquier tubo sometido a presión

interna o externa es función del esfuerzo permisible para el material de la tubería, la presión de diseño, el diámetro de diseño de la tubería y la tolerancia a la corrosión y/o erosión.

El mínimo espesor de diseño de pared de cualquier tubo debe incluir la tolerancia apropiada de fabricación y se calcula con la siguiente ecuación (Ver numeral 841.11 ASME B31.8 de 2007).

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Dónde:

- P*: Presión de diseño (Design Pressure) (Presión máxima de operación x 110%).
- D*: Diámetro exterior de la tubería (Nominal outside diameter of pipe).
- S*: Esfuerzo específico mínimo de fluencia (Specified minimum yield strength).
- F*: Factor de diseño (Design Factor obtained from table 841.114A).
- E*: Factor longitudinal de unión (Longitudinal joint factor obtained from table 841.115A).
- T*: Factor de reducción normal de temperatura (Temperature derating factor obtained from table 841.116A).
- t*: Espesor nominal de pared por presión de diseño, in.

Considerando la primera alternativa presentada en la evaluación hidráulica, se incluye el cálculo del espesor para las tuberías de 2", 3" y 6" pulgadas de diámetro.

4.3.3.1 Calculo Espesor de tubería 2 pulgadas de diámetro

$$\begin{aligned} P &= 1350 \text{ Psig} \\ D &= 2,375 \text{ In} \\ S &= 35000 \text{ Psig} \\ F &= 0,8 \\ E &= 1 \\ T &= 1 \\ t &= 0,05725 \text{ In} \end{aligned}$$

CA = Corrosión Allowance

$$tca = t +$$

CA

$$CA = 0,125 \text{ In}$$

$$tca = 0,18225 \text{ In}$$

Tep = Tolerancia Espesor de pared

(Negativa)

$$tf = tca + Tep$$

$$Tep = 12,5 \%$$

$$tf = 0,2050 \text{ In}$$

Obteniendo un espesor de tubería de: 0,2050 in, el siguiente espesor comercial es 0,218 in, de acuerdo al API 5L. De esta manera la tubería seleccionada debe ser API 5L Ø 2 in Gr B, con un espesor de pared mínimo de 0,218 in.

4.3.3.2 Calculo Espesor de tubería 3 pulgadas de diámetro

$$\begin{aligned} P &= 1350 \text{ Psig} \\ D &= 3,5 \text{ In} \\ S &= 35000 \text{ Psig} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \mathbf{F} &= 0,8 \\
 \mathbf{E} &= 1 \\
 \mathbf{T} &= 1 \\
 \mathbf{t} &= 0,08438 \text{ In}
 \end{aligned}$$

CA = Corrosión Allowance

$$tca = t +$$

CA

$$\mathbf{CA} = 0,125 \text{ In}$$

$$\mathbf{tca} = 0,20938 \text{ In}$$

Tep = Tolerancia Espesor de pared

(Negativa)

$$tf = tca + Tep$$

$$\mathbf{Tep} = 12,5 \%$$

$$\mathbf{tf} = 0,2355 \text{ In}$$

Obteniendo un espesor de tubería de: 0,2355 in, el siguiente espesor comercial es 0,25 in, de acuerdo al API 5L. De esta manera la tubería seleccionada debe ser API 5L Ø 3 in Gr B, con un espesor de pared mínimo de 0,25 in.

4.3.3.3 Calculo Espesor de Tubería 6 pulgadas de diámetro

$$\begin{aligned}
 \mathbf{P} &= 1350 \text{ Psig} \\
 \mathbf{D} &= 6,625 \text{ In} \\
 \mathbf{S} &= 35000 \text{ Psig} \\
 \mathbf{F} &= 0,8 \\
 \mathbf{E} &= 1 \\
 \mathbf{T} &= 1 \\
 \mathbf{t} &= 0,15971 \text{ In}
 \end{aligned}$$

CA = Corrosión Allowance

$$tca = t +$$

CA

$$CA = 0,125 \text{ In}$$

$$tca = 0,28471 \text{ In}$$

Tep = Tolerancia Espesor de pared
(Negativa)

$$tf = tca + Tep$$

$$Tep = 12,5 \%$$

$$tf = 0,3203 \text{ In}$$

Obteniendo un espesor de tubería de: 0,3203 in, el siguiente espesor comercial es 0,344 in, de acuerdo al API 5L. De esta manera la tubería seleccionada debe ser API 5L Ø 6 in Gr B, con un espesor de pared mínimo de 0,344 in.

4.3.4 Montaje de Tubería, válvulas y accesorios: En términos generales, los trabajos para el montaje de tuberías, válvulas y accesorios de tubería deben incluir las siguientes actividades:

- El movimiento, empaque (de acuerdo con los elementos o accesorios que requiera trasladar), almacenamiento temporal, manejo y control de inventarios de todos los materiales necesarios para la ejecución de los trabajos.
- Montaje de las tuberías incluyendo todos los materiales de montaje tales como válvulas, filtros de línea, indicadores de flujo, bridas y todos los demás materiales necesarios para el montaje de la tubería.
- La prefabricación, en el sitio y/o en talleres, y montaje de todos los soportes auxiliares.
- El montaje de cualquier línea y/o material de tubería y/o soporte auxiliar adicionales (según se describe en los párrafos anteriores) que pueda

necesitarse en cualquier momento para completar eficazmente el alcance de los trabajos de la reposición de líneas.

- El control de calidad de los trabajos, de acuerdo con los planes de inspección y pruebas desarrollados por el Contratista y la Interventoría.
- La limpieza, pintura y recubrimiento de las instalaciones, incluyendo el marcado de identificación de las líneas de tubería.
- Preparación de superficies y aplicación de recubrimientos de las estructuras.
- El retiro de todos los excedentes de material de trabajo y limpieza general del sitio de obra.

4.3.5 Desmantelamiento de Equipos y Líneas. La tubería de inyección instalada y la cual se encuentra seleccionada dentro del plan de reposición de líneas, deberá desmantelarse una vez se ejecuten los trabajos de reposición y montaje del nuevo diseño de configuración de red, esto con el fin de evitar pasivos ambientales, paradas en la producción y garantizar la continuidad operativa del campo.

Se estima de manera conservadora que se desmantelará una cantidad total de 75 kilómetros de tubería de diferentes diámetros, parte de esta tubería se utilizaría para la construcción de marcos H.

4.3.6 Sistema de Medición y Seccionamiento: Con la configuración de la nueva red se puede realizar la medición de la presión a través de las líneas de inyección por medio de indicadores de presión (manómetros) instalados en los puntos críticos del sistema y la instalación de válvulas seccionadoras manuales que permitan realizar trabajos de mantenimiento preventivo y correctivos en la red de inyección.

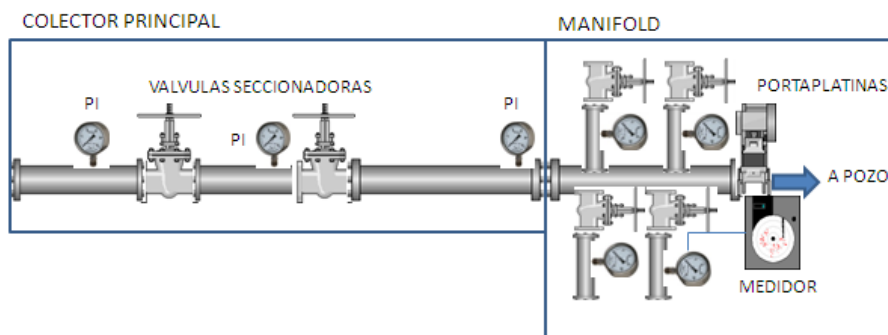
La configuración de red propuesta para el sistema de inyección de gas lift permitirá operar con mayor seguridad y confiabilidad al establecer sistemas de seccionamiento y reemplazo de la tubería afectada por corrosión.

4.3.6.1 Sistema Manual: Se plantea la alternativa de instalar un Sistema manual con monitoreo local de presión en los puntos críticos del sistema, la cual tiene como objeto suplir los requerimientos de medición de variables críticas de la operación mediante un monitoreo local, seguro y confiable.

Para regular la presión requerida en los pozos productores, el sistema manual considera la instalación de manómetros en los puntos críticos de la operación (donde se ubican las válvulas seccionadoras). Los operadores del campo provincia expresan que actualmente cuentan con las facilidades de instrumentación en cabeza de pozo, por tal motivo, dichas facilidades no son consideradas en el desarrollo de esta alternativa.

Toda la instrumentación, a instalar cumplirá la normatividad requerida por Ecopetrol S.A.

Figura 11. Configuración alternativa sistema manual. Fuente Ecopetrol S.A.



Fuente Ecopetrol S.A.

Toda la instrumentación debe estar en condiciones de trabajar en ambientes y temperaturas tropicales. Se instalarán indicadores de presión en puntos estratégicos (cerca de válvulas seccionadoras y donde se requiera). Todo el sistema deberá ser provisto con sistemas de seguridad y otros accesorios de normal operación. (Ver esquema de configuración alternativa figura 11).

4.4 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE RECUBRIMIENTO EN TUBERÍAS

La corrosión es la principal causa de fallas en tuberías alrededor del mundo. Cuando una tubería falla, ocasiona grandes impactos en términos de pérdidas de producción, daños a la propiedad, contaminación y riesgo a vidas humanas.

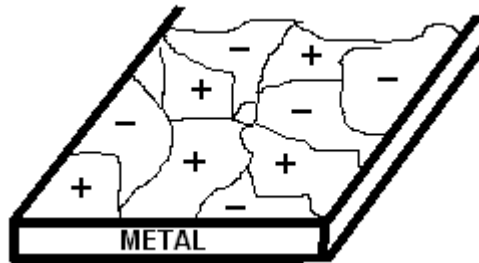
Tuberías desprotegidas, enterradas bajo tierra, expuestas a la atmósfera o sumergidas en agua son susceptibles a la corrosión. Sin el apropiado mantenimiento, cualquier sistema de tuberías eventualmente puede deteriorarse. La corrosión puede debilitar la integridad estructural de la tubería y convertirla en un vehículo inseguro de transporte de fluidos. Sin embargo existen técnicas para extender indefinidamente la vida de las líneas de transporte de fluidos.

4.4.1 Recubrimientos en tuberías de acero: Por definición, la corrosión es la destrucción de un metal o metales, a través de la interacción con un ambiente (ejemplo: suelo o agua) por un proceso electroquímico, es decir, una reacción que envuelve un flujo de corriente eléctrica e intercambio de iones. En tuberías enterradas, o sumergidas en elementos acuosos, el proceso de corrosión es similar a la acción que tiene lugar en una pila de linterna.

Una tubería de acero vista al microscopio presenta una configuración similar a la figura 12, es decir, granulada. Cada uno de estos “granos”, de acuerdo al proceso

de fabricación y calidad del material, se comporta como un electrodo con una tendencia anódica o catódica específica.

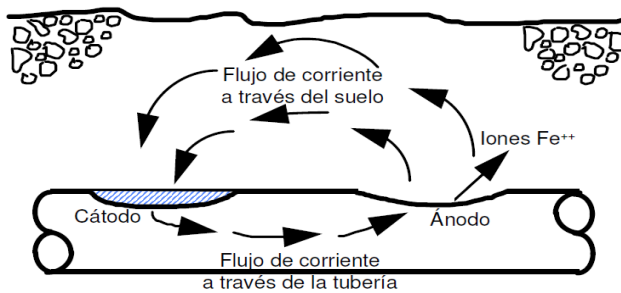
Figura 12. Vista ampliada de una superficie metálica.



Fuente Ing. José Gregorio Rendón.

Para que se conforme una pila o se cierre el circuito entre estos polos, es necesario un cable o medio electrolítico que transporte los electrones. Para el caso de la tubería enterrada este medio de transporte de electrones lo conforma el suelo y la tubería misma. (Ver figura 13).

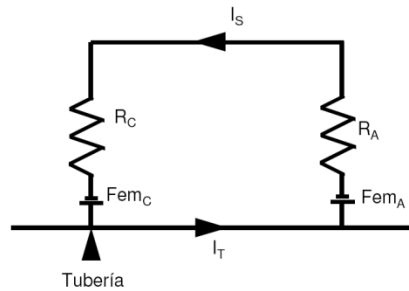
Figura 13. Flujo de corriente a través de la tubería.



Fuente Ing. José Gregorio Rendón.

La zona con tendencia anódica cede electrones y la zona de tendencia catódica los recibe. El equivalente eléctrico de este circuito o celda de corrosión lo observamos en la figura 14.

Figura 14. Diagrama Celda de corrosión en tubería.



Fuente Ing. José Gregorio Rendón.

En la interface entre el metal y el suelo existe una fuerza electromotriz (FEM), también llamado potencial de referencia.

Cuando la corriente fluye, la fuerza electromotriz cambia de tal manera que las proximidades entre el metal y el suelo pueden ser representada por una resistencia en serie con una fuente de FEM. Estos dos circuitos juntos representan una celda de corrosión en la cual FemC es el potencial del cátodo, RC la resistencia del cátodo, FemA es el potencial del ánodo, RA es la resistencia del ánodo y finalmente I es la corriente a través del circuito.

4.4.2 Protección contra la corrosión: Todo material metálico sin la debida protección y en un medio que propicie el intercambio de electrones es susceptible a corroerse.

Existen cuatro métodos comúnmente utilizados para controlar la corrosión en tuberías, estos son recubrimientos protectores y revestimientos, protección catódica, selección de materiales e inhibidores de corrosión.

- **Recubrimientos y revestimientos:** estas son las principales herramientas contra la corrosión, a menudo son aplicados en conjunto con sistemas de protección catódica para optimar el costo de la protección de tuberías.
- **Protección Catódica:** es una tecnología que utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la normal corrosión externa del metal del que está constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde toda la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo el agua. En tuberías nuevas, la protección catódica ayuda a prevenir la corrosión desde el principio; en tuberías con un período de operación considerable puede ayudar a detener el proceso de corrosión existente y evitar un deterioro mayor.
- **Selección de Materiales:** se refiere a la selección y empleo de materiales resistentes a la corrosión, tales como: acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales que alarguen la de vida útil de una estructura, por ejemplo de la tubería. Sin embargo, en la selección de materiales resistentes a la corrosión el criterio fundamental no es, en esencia, la protección de una estructura, sino la protección o conservación del medio donde esta existe.
- **Inhibidores de Corrosión:** son sustancias que aplicadas a un medio particular, reducen el ataque del ambiente sobre el material, bien sea metal o acero de refuerzo en concreto. Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías, previniendo fallas y evitando escapes involuntarios.

Evaluar el ambiente en el cual está la tubería o en el sitio donde se ha de colocar, es muy importante para el control de la corrosión, no importa cual método o combinación de estos se emplee. Modificar el ambiente en las inmediaciones de la tubería, como por ejemplo reducir la humedad o mejorar el drenaje, puede ser una manera simple y efectiva de reducir la potencialidad de la corrosión.

Además, emplear personal entrenado en el control de la corrosión es crucial para el éxito de cualquier programa de mitigación de corrosión.

4.4.2.1 Protección de tuberías superficiales: Las tuberías expuestas al aire libre, son propensas al depósito o acumulación de agua, polvo, herrumbre, escapes de vapor, etc. La acumulación de estas sustancias en tuberías aéreas forma pequeñas pilas galvánicas que eventualmente corroen la superficie del metal. La aplicación de pintura y un programa de limpieza superficial y mantenimiento es suficiente para alargar la vida útil de la tubería. Sin embargo la aplicación del recubrimiento de pintura debe hacerse con especial cuidado, para que cumpla su misión de aislante de agentes externos. A continuación se describe el tratamiento que debe aplicar.

- Eliminar la grasa y depósitos de aceite, depositada en la superficie del metal, mediante el empleo de trapos limpios saturados con un adelgazador o gasolina blanca (libre de plomo).
- Para eliminar el barniz de fábrica, escamas de laminación, herrumbre, salpicaduras de soldadura y humo, tierra, etc. deberá frotarse la tubería con un cepillo de alambre hasta obtener una superficie completamente limpia, de color gris metálico brillante. En caso de existir depósitos fuertes de óxido y escorias de fundición, se removerán, con martillo y cincel y luego se utilizará cepillo de alambre.

- Antes de aplicar el fondo o pintura base, la superficie deberá limpiarse cuidadosamente con un paño humedecido en solvente para eliminar partículas de hierro y alambre producidas al utilizar la limpieza con cepillo metálico.
- Como primera capa de recubrimiento se debe aplicar dos manos de un imprimador de agarre. Como película intermedia se utiliza comúnmente rojo óxido de plomo, igualmente a dos capas. Por último como capa de acabado utilice dos manos de un esmalte compatible con el sistema imprimante y película intermedia.
- En aquellos puntos donde la pintura tienda a deslizarse dejando puntos propicios para la corrosión, tales como: soldadura, ángulos, bordes y esquinas se efectuarán retoques de fondo a fin de aumentar el espesor de la película.

4.4.2.2 Protección de tuberías enterradas: Las tuberías enterradas, a diferencia de las superficiales, se encuentran completamente sumergidas en un medio electrolítico. Cada suelo tiene características particulares de resistividad-conductividad específicas, y a lo largo de la longitud de la línea esta resistividad varía por efectos de cercanías a cuerpos de agua, instalaciones enterradas, bases de edificaciones, torres de alta tensión, otras tuberías, etc. Para garantizar la protección contra la corrosión de una tubería enterrada no es suficiente un recubrimiento de pintura. Es necesaria la aplicación de revestimientos que aislen la tubería del medio en que se encuentra.

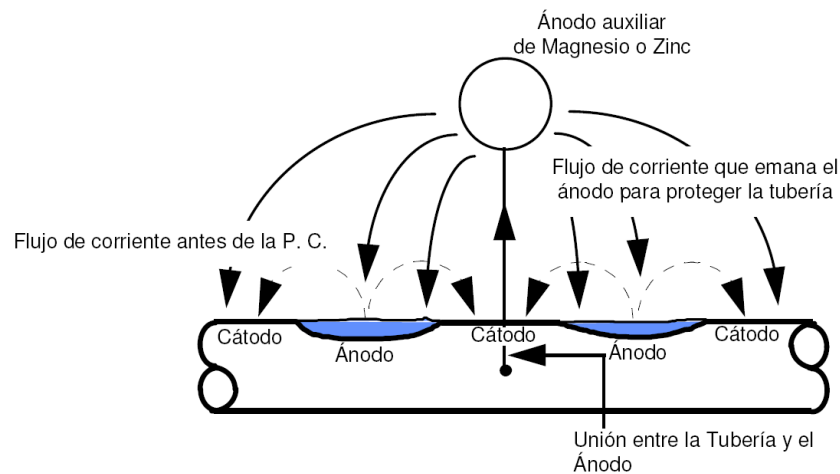
Estos revestimientos pueden ser: polietileno o polipropileno, resina epóxica, brea epóxica, imprimante y cinta plástica adhesiva (teipe), etc. El polietileno, polipropileno y resina epóxica son de aplicación industrial y las tuberías deben enviarse a plantas de revestimiento especializadas en aplicar este tipo de

protección a los tubos. La brea y la combinación de imprimantes y teipes pueden aplicarse en sitio.

Ningún revestimiento garantiza una protección del 100%. Impurezas en el material o proceso de aplicación de la capa protectora, golpes o ralladuras al momento del transporte o instalación pueden desmejorar el aislamiento. Es por esta razón que para garantizar la prolongación de la vida útil de una tubería revestida se acompaña de un sistema de protección catódica.

La manera básica como funciona un sistema de protección catódica se ilustra en la figura 15.

Figura 15. Diagrama Sistema de Protección Catódica.

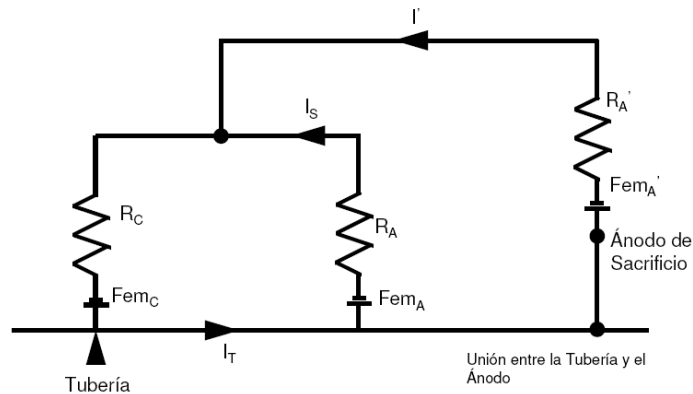


Fuente: Ing. José Gregorio Rendón.

Esta figura muestra como el área afectada del tramo de tubería mostrado en la figura No 13 es convertido en cátodo con la cancelación de todas las áreas de descarga de corriente a través de la superficie de la tubería; es decir, el ánodo

auxiliar suministra la corriente que antes suministraban las áreas anódicas de la superficie del tubo. El circuito eléctrico equivalente se muestra en la figura 16.

Figura 16. Circuito eléctrico equivalente superficie de la tubería.



Fuente: Ing. José Gregorio Rendón.

A diferencia del circuito de celda de corrosión, este muestra una $Fem_{A'}$ como potencial auxiliar del ánodo, una $R_{A'}$ como una resistencia auxiliar entre el ánodo y el suelo e I' como la corriente proveniente del ánodo externo.

El circuito mostrado en la figura 16, puede plantearse de una manera más compleja si incluimos la resistencia del revestimiento y la resistencia de los rellenos utilizados en los lechos de ánodos para mejorar la capacidad de emisión de corriente del mismo.

Igualmente pudiéramos incluir el rectificador utilizado en los sistemas de protección por corriente impresa, donde la corriente cedida por el ánodo es aportada por una fuente de corriente directa. Sin embargo para todos los casos el principio es el mismo, un elemento denominado ánodo de sacrificio, suplente la corriente que, eventualmente, las zonas anódicas de la superficie de la tubería

(puntos de corrosión) estarían en situación de entregar para hacer funcionar la celda de corrosión.

Otras situaciones como interferencia con estructuras metálicas, distanciamiento entre líneas enterradas y torres de alta tensión son áreas de atención especial donde debemos tomar previsiones adicionales, para evitar fugas de carga o corrosión acelerada de alguno de los dos elementos en interferencia. Igualmente cuando la tubería aflora a la superficie o se interconecta con alguna instalación superficial, debemos colocar empacaduras aislantes para evitar escapes de corriente de protección no necesarias en instalaciones aéreas.

4.4.3 Protección de tuberías con Sistemas Protectores de Pintura: Cualquier trabajo de pintura que se realice sobre superficies metálicas, ya sea en taller o en campo, se debe realizar siguiendo los criterios recogidos en la norma UNE-EN ISO-12944, "Pinturas y Barnices". Protección de Estructuras de Acero frente a la Corrosión mediante Sistemas de Pinturas Protectores".

Adicional a la anterior, según el tipo de trabajo a realizar se seguirán las recomendaciones dadas en las siguientes normas particulares.

- Para trabajos sobre preparación superficial: ISO 8501, ISO 8503, SSPC-SP, SIS-055900
- Sobre el espesor de película seca: SSPC-PA2, ISO-2178
- Sobre tratamiento sobre la Adherencia: ASTM D 3359
- El tipo de color de pintura: RAL 840

4.4.3.1 Preparación de las superficies: Antes de pintar se deberá eliminar la grasa, el aceite, el polvo y cualquier otro contaminante depositado sobre la superficie a tratar después de preparada.

En el caso de que aparezcan zonas oxidadas después de haber preparado la superficie, estas deberán ser nuevamente limpiadas. En la imagen 11 se observa un procedimiento operativo de limpieza de tubería en campo, antes de aplicar la pintura de recubrimiento.

Imagen 11. Preparación de la superficie de la tubería en campo para recubrimiento.



Fuente Ericcksson Barajas M.

4.4.3.1.1 Métodos de preparación de superficies: Las superficies de acero, previo a su pintado, deberán prepararse de acuerdo con las especificaciones que se detallan en las normas SIS 05.59.00 y SSPC-SP, por uno de los métodos siguientes:

- **Chorroado abrasivo a metal blanco SIS Sa3 (SSPC-SP5):**

Con la aplicación de este chorroado se deberá conseguir eliminar completamente la cascarilla de laminación, la herrumbre y las materias extrañas. A continuación de la aplicación del chorroado, la superficie deberá limpiarse con una aspiradora, con aire comprimido limpio y seco o con un cepillo limpio. En estas condiciones, la superficie finalmente deberá presentar un color blanco metálico uniforme.

- **Chorroado abrasivo a metal casi blanco SIS Sa2 1/2 (SSPC-SP10):**

Con este chorroado, la cascarilla de laminación, la herrumbre y las materias extrañas deberán eliminarse de forma que sólo queden algunas trazas en forma de manchas o franjas. La superficie deberá limpiarse a continuación con una aspiradora, con aire comprimido limpio y seco o con un cepillo limpio.

- **Chorroado comercial SIS Sa2 (SSPC-SP6):**

Con este chorroado deberán eliminarse casi toda la cascarilla de laminación, la herrumbre y las materias extrañas. La superficie deberá limpiarse a continuación con una aspiradora, con aire comprimido limpio y seco o con un cepillo limpio. En estas condiciones la superficie del metal deberá presentar un color grisáceo.

- **Chorroado ligero SIS Sa1 (SSPC-SP7):**

Con este chorroado se quitarán la cascarilla de laminación suelta, la herrumbre y las materias extrañas, pero no así los residuos firmemente adheridos de cascarilla, herrumbre y recubrimiento existentes.

- **Limpieza con cepillo de disco SIS St3/St2 (SSPC-SP3)**

- i) **Raspado y Cepillado Completos SIS St2**

Este tratamiento deberá eliminar la cascarilla de laminación suelta, la herrumbre y las materias extrañas. La superficie deberá limpiarse a continuación con una

aspiradora, con aire comprimido limpio y seco o con un cepillo limpio. En estas condiciones la superficie del metal deberá presentar un tenue brillo metálico.

i) Raspado y Cepillado a fondo SIS St3

La preparación de la superficie se realiza igual que para St2, solo que más minuciosa, debiendo presentar un pronunciado brillo metálico

Se escoge como métodos de preparación para las tuberías de inyección el SSPC-SP-6 Y SSPC-SP-6, ya que ambos métodos tienen como procedimiento preparar las superficies metálicas mediante abrasivos a presión, a través del cual es eliminado todo el óxido, la escama de laminación, pintura y materiales extraños.

De acuerdo con lo anterior, se muestra en la Tabla 21 varias especificaciones de sistemas de pinturas para utilizar en la aplicación del recubrimiento.

Tabla 21. Especificación técnica pintura de tubería.

ELEMENTO O EQUIPO	PREPARACIÓN DE SUPERFICIE	IMPRIMANTE	BARRERA	ACABADO	DTS SISTEMA TOTAL
TUBERÍA ENTERRADA	SSPC-SP 10	-	-	Epoxiamina - DTF mínimo de 32 mils (800 micras)	32 mils (mínimo)
TUBERÍA AÉREA	SSPC-SP 10	Inorgánico de Zinc DTF mínimo de 3 mils (75 micras)	Epóxico de alto sólidos DTF mínimo de 6 mils (150 micras)	Poliuretano alifático de alto sólidos DTF mínimo de 3 mils (75 micras)	12 mils (mínimo)
MARCO H	SSPC-SP 6	-	Epóxico de alto sólidos DTF mínimo de 6 mils (150 micras)	Poliuretano alifático de alto sólidos DTF mínimo de 2 mils (50 micras)	8 mils (mínimo)

Fuente. Ecopetrol S.A.

Es recomendable que, como sistema de recubrimiento, se apliquen las películas de imprimante, capa intermedia y capa de acabado de un mismo fabricante de pintura. Igualmente es conveniente cumplir con las recomendaciones del fabricante del recubrimiento en cuanto a la preparación de la superficie, implementos de pintura, mezcla del producto y técnica de aplicación.

El cumplimiento de este proceso y un programa de inspección y mantenimiento de la línea nos garantizarán la prolongación de la vida útil de la tubería.

4.4.3.2 Retoques de pintura y repintado: Para el repintado o retoque de pintura que no requiera ninguno de los métodos anteriormente descritos, el procedimiento a seguir será

- Raspado y cepillado manuales (SSPC-SP2):

Consiste en la eliminación de la herrumbre suelta, la cascarilla de laminación y la pintura suelta mediante el raspado y cepillado manuales.

- Limpieza con disolventes (SSPC-SP1):

Consiste en la eliminación del aceite, grasa, tierra, sales, suciedad y contaminantes por medio de una limpieza con disolventes, detergentes o emulsiones de vapor de agua. Los disolventes y detergentes deberán ser compatibles con la pintura empleada y se observarán para su aplicación, las normas de seguridad pertinentes. El punto de inflamación mínimo permitido de los disolventes será de 40°C.

- Chorreado con agua:

En algunos casos, las superficies pintadas pueden limpiarse, de cara a su repintado, mediante un chorro de agua a alta presión, con lo que la pintura mal adherida, contaminantes y suciedad deberán quedar eliminados

4.4.3.3 Equipos de chorreado y abrasivos: En todos los equipos de chorreado, se ha de disponer de un compresor que ha de ser capaz de suministrar un volumen de aire de al menos 6 m³ por minuto a cada boquilla de chorreado de 10 mm y de 9 m³ por minuto a cada boquilla de 12 mm. El aire comprimido empleado en el chorreado deberá estar libre de aceite y agua, por lo que se usarán separadores y sifones adecuados a tal fin.

El abrasivo empleado en el chorreado puede ser granalla de acero, arena silíceo o partículas de escoria del tamaño adecuado. El abrasivo deberá estar seco, limpio y libre de contaminantes y sales solubles.

4.4.3.4 Limpieza de superficies: En general, la ejecución de todas las construcciones en acero será tal que prevenga la corrosión. Como medidas preventivas a la hora de la ejecución entre otras, se evitarán dobleces de radio menor a 2 mm, superficies inaccesibles, interrupciones en los cordones de soldadura (especialmente en estructuras de acero galvanizadas por inmersión en caliente), salpicaduras de soldadura, etc.

Las superficies metálicas estarán limpias y libres de contaminantes tales como cascarillas de laminación, óxido, polvo, suciedad, grasa, pinturas antiguas y otras materias nocivas. En caso de detectar su presencia en cantidades significativas, se procederá como sigue:

- Limpiar o frotar la superficie con trapos y/o brochas empapadas en disolvente, los cuales han de estar limpios o de lo contrario, la suciedad se extendería por la superficie.
- Los contaminantes distintos de las grasas, tales como suciedad, sales, salpicaduras de cemento, etc., se eliminan con un cepillo de alambre o fibra, rascado y seguido de un lavado con agua dulce, o bien por una combinación de estos procedimientos

La preparación de las superficies a pintar se llevará a cabo mediante el chorreado abrasivo, con arena o granalla de acero, tal y como se explica a continuación:

Todas las superficies se chorrearán al grado SA 2 1/2, según ISO-8501, dejando un perfil de rugosidad de unas 50-100 micras, debiendo tener esta calidad en el momento de aplicación de las pinturas;

El chorreado se ejecutará únicamente cuando haya luz diurna suficiente

El aire a presión utilizado debe estar seco, exento de agua y aceite, libre de contaminación y con la presión suficiente para mantener el estándar del chorro especificado

El gasto de aire que debe suministrar el compresor del equipo de chorreado será de 6 m³ por minuto para cada boquilla de 10 mm, y de 9 m³ por minuto si es para boquillas de 12 mm

El abrasivo empleado en el chorreado puede ser granalla de acero o arena sílicea de granulometría especificada por las Normas SSPC. El abrasivo deberá estar seco, limpio y libre de contaminantes y sales solubles; No se permite la

reutilización de los abrasivos, salvo si se dispone de instalación adecuada de recuperación.

No se chorrearán superficies de metal cuya temperatura esté a menos de 3 °C por encima del punto de rocío

La humedad relativa del aire no será superior al 85% para poder proceder al chorreado.

Inmediatamente después del chorreado hay que quitar toda la granalla, suciedad y polvo de la zona a revestir con ayuda de un sistema de aspiración.

La superficie que se haya chorreado se cubrirá con una capa de imprimación, o del pre-tratamiento que se le especifique, dentro del mismo día en que se efectúe el chorreado y no más tarde de las 4 o 6 primeras horas siguientes a ser limpiados

Se dejará en esta capa un margen mínimo de 100 mm de límite con el borde de la zona que haya sido chorreada a menos que ésta esté al lado de una ya protegida. El chorreado penetrará como mínimo 25 mm en las zonas ya protegidas adyacentes.

Por último se deberá seguir en lo posible las siguientes recomendaciones:

- Todas las superficies de acero que no se hayan sometido a imprimación o que se encuentren humedecidas por lluvia o similar volverán a ser chorreadas;
- Todas las aberturas de los mecanismos, instrumentos, etc. que hubiere en la pieza se sellarán, antes de proceder al chorreado. Se prestará una especial atención al sellado de los alojamientos de rodamientos y a todos los equipos rotativos, en caso de haberlos

- Si en el intervalo entre la limpieza y la pintura de la superficie aparecen manchas de óxido o se contamina de alguna otra manera, la superficie se volverá a limpiar antes de proceder a su pintura.

4.4.3.5 Aplicación de la Pintura: Antes de iniciar todo proceso de pintado, se revisará toda la información y documentación técnica que se disponga de los productos de pintura, en especial de los siguientes datos:

- Nombre comercial del producto
- Fichas Técnicas
- Certificado de Calidad
- Lista de los ensayos con los resultados obtenidos que permitan comprobar inequívocamente que el producto cumple con los requisitos estipulados.
- Instrucciones para su utilización y precauciones especiales para su uso y almacenamiento.
- Número y fecha del certificado correspondiente.

Todos los materiales empleados en un sistema de pintura deberán cumplir con las normas aplicables; Asimismo, todos los materiales estarán envasados en los recipientes originales del fabricante, perfectamente cerrados, no deteriorados o abollados, claramente identificados y dentro de su periodo de validez.

El almacenamiento se hará a cubierto, con suficiente ventilación y alejados del calor, del fuego, de las chispas y de los rayos solares; La dilución, mezclado y aplicación de las pinturas se hará de acuerdo con las instrucciones del fabricante; Los envases de las pinturas deberán llevar las etiquetas de los fabricantes así como las instrucciones para su aplicación; Las diferentes capas aplicadas en un sistema de pintado serán del mismo fabricante para asegurar su compatibilidad.

Aquellos productos que tengan una vida limitada, deberán mostrar en sus envases la fecha de fabricación y de caducidad, los productos que caduquen antes deberán ser usados primero.

4.4.3.6 Almacenamiento y mezclado: Las pinturas y disolventes deberán ser almacenados en almacenes o lugares separados, con buena ventilación y alejados del calor, del fuego, de las chispas y de los rayos solares

- Los envases de pinturas permanecerán cerrados hasta su uso.
- El mezclado de los componentes de la pintura se realizará de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
- El fabricante de la pintura indicará el periodo de caducidad de los productos mezclados. Pasado dicho periodo no podrá aplicarse el producto.
- Si una pintura de dos componentes tiene que ser diluida, entonces se realizará después de mezclar los componentes.
- Los envases de pintura deberán ser removidos a menudo mientras se estén usando para mantener la pintura en buenas condiciones de homogeneidad.

4.4.3.7 Proceso de aplicación: La pintura no se aplicará cuando la temperatura de la superficie esté por debajo de los 5°C, o sea superior a los 50°C.

- Cuando se trate de pinturas Epoxi, los límites de temperatura para su aplicación estarán entre 10°C (mínimo) y 35°C (máximo).
- La pintura no deberá aplicarse mientras llueve en la intemperie.
- Las pinturas con aluminio para altas temperaturas no deberán aplicarse cuando la humedad relativa sea superior al 65%.

- La imprimación deberá ser aplicada tan pronto como sea posible después de la preparación de la superficie, y nunca después de pasadas 8 horas desde que se aplicó el chorreado.
- No deberá aplicarse ninguna capa de pintura hasta que la anterior esté completamente seca.
- Cada capa de pintura deberá estar exenta de porosidades, ampollas u otros defectos visibles. Tales defectos deberán ser reparados antes de aplicar una nueva capa.
- La primera capa de pintura (imprimación) se aplicará inmediatamente después de haber limpiado las superficies metálicas, y no más tarde de las 4/6 primeras horas siguientes a ser limpiados.
- Las capas de pintura se aplicarán mediante pistola, brocha, rodillo, inmersión o combinación de estos métodos, dependiendo de la calidad del material, pero siempre con el equipo recomendado por el fabricante para asegurar el espesor exigido en cada capa.
- No se aplicará la pintura cuando la temperatura ambiente sea inferior a 5°C, con la excepción de las pinturas que sequen por evaporación de un disolvente, pinturas éstas que se pueden aplicar incluso con temperatura ambiente de 2°C.
- No se aplicará pintura sobre acero, a una temperatura superior a 52°C, a menos que se trate de una pintura específicamente indicada para ello. Cuando se pinte acero en tiempo cálido, deberán tomarse las precauciones necesarias para asegurar que se alcanza el espesor de pintura adecuado.
- Todas las tuberías y estructuras que lleven pintura deberán ser montadas con la capa de imprimación excepto soldaduras que deban ser inspeccionadas en prueba hidráulica.
- Las distintas capas de pintura deberán hallarse en el estado apropiado de curado y secado antes de aplicarse de modo que no se produzca ningún defecto en la capa anterior, tal como levantamiento o desprendimiento, descascarillado, etc. según las instrucciones del fabricante.

- En la medida de lo posible, las capas de pintura se aplicarán de modo que queda una capa continua y uniforme en espesor y libre de poros, gotitas o áreas de mala aplicación; si se produce este último caso, se repintará la zona y se dejará secar antes de aplicar la siguiente capa de pintura.
- En caso de aplicación de pinturas que sean todas del mismo color, se contrastarán las capas alternativamente, siempre que sea factible, y en un trecho suficiente que permita comprobar el recubrimiento efectivo de la superficie.
- Todos aquellos elementos y superficies que deban pintarse pero que, una vez después de ser montados en taller resulten inaccesibles deberán ser montados incluso con las capas de acabado.
- Nunca se pintarán aquellos elementos metálicos que vayan a ser soldados posteriormente. Se dejará libre de pintura una franja de 100 mm. medida a partir del borde que vaya a ser soldado, si esto dificulta las operaciones de soldadura. Cuando los puntos en los que se vaya a verificar una soldadura se encuentren pintados la pintura se quitará con los métodos mencionados anteriormente para la limpieza de superficie. Tampoco deben ser pintadas aquellas soldaduras que deben ser inspeccionadas en prueba hidráulica.
- Si en el manejo de las superficies pintadas para las funciones mencionadas anteriormente, la pintura resultase dañada se limpiarán y retocarán estas partes dañadas nuevamente dándoles el mismo número de capas que tenían originalmente.
- No se embalarán ni enviarán partes pintadas antes que estén perfectamente secas.

4.5 CRITERIOS Y DISEÑOS DE CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA RED

4.5.1 Tendido de Líneas: Para llevar a cabo el tendido de las nuevas líneas de inyección de gas lift del campo Provincia, se plantean dos alternativas: La primera consiste en tender la línea enterrada en zanjas con una profundidad inferior a un (1) metro, y la otra consiste en apoyarla en forma superficial y puntual sobre marcos H de sección tubular.

El escenario de cómo se tienden las líneas a reponer e instalar, generará que el desarrollo de ambas alternativas, involucre la ejecución de actividades propias de la especialidad civil, para lo cual se definirán en éste documento los criterios a ser tenidos en cuenta para el diseño básico y detallado, así como en la etapa de construcción de la configuración del diseño de la nueva red.

En la actualidad, las líneas de inyección presentan tramos tendidos sobre en marcos H, apoyados directamente sobre el suelo y en algunos casos se encuentran enterrados. Los tramos de tubería tendidos superficialmente, presentan falencias relacionadas con los apoyos y mantenimiento y conservación del derecho de vía.

En las siguientes imágenes se observa que algunos racks de tuberías no cuentan con el espacio suficiente en los marcos H para acomodarse en su totalidad; adicionalmente se aprecia el mal estado de los tubos que conforman los marcos actuales, los cuales por el sobrepeso que experimentan pueden fallar en cualquier momento creando una condición insegura para los usuarios de la vía.

Imagen 12. (a y b). Condiciones actuales marcos H.



a. Ancho insuficiente para el apoyo de las líneas existentes



b. Derecho de vía con rastrojos de mediana altura

Fuente: Ericcksson Barajas M.

Existen algunos tramos en que la tubería se encuentra apoyada superficialmente sobre el suelo y presentan crecimiento de rastrojos de mediana altura en todo el corredor del derecho de vía. Esta situación impide que el personal de la operación haga recorridos en forma adecuada sobre las líneas y verifique su estado e integridad.

Otra situación que se presenta en el tendido actual de las líneas de inyección, tiene que ver con los cruces especiales en vía. Estos cruces en su mayoría, no cumplen ninguna normatividad en cuanto a la profundidad, poniendo en riesgo la integridad de los usuarios de la vía y la integridad del sistema de inyección.

Imagen 13 (a y b). Condiciones actuales tendido de líneas de inyección. Fuente Ecopetrol S.A.



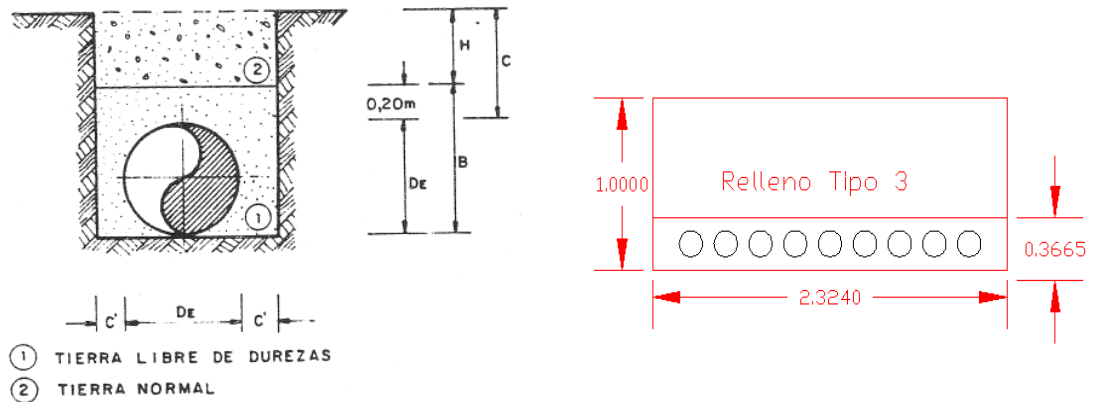
a. Cruces en vías sin protección alguna



b. Tendido aéreo sin apoyos causa deflexiones en la tubería

4.5.1.1 Apertura de zanjas: Las zanjas deberán proveer un espesor mínimo de capa de tierra sobre la parte superior del tubo y un ancho en el fondo que serán establecidos de acuerdo a las condiciones de la zona y a las especificaciones geotécnicas de la misma.

Figura 17. Especificaciones para zanjas.



Fuente Ecopetrol S.A.

La zanja terminada deberá estar libre de raíces, terrones duros, roca suelta u otros materiales duros. Cuando se atraviese tierra rocosa, la zanja tendría mayor profundidad que la especificada anteriormente, exigiéndose un espesor mínimo de 0,60 m de capa de tierra sobre la parte superior del tubo. Cuando se especifiquen sacos de tierra, asientos o rellenos de tierra debajo de los tubos, la zanja se cavará lo suficientemente profunda como para cumplir con este requisito.

4.5.1.2 Colocación de la Tubería en Zanja: La línea será bajada a la zanja de manera tal que se ajuste a los niveles especificados en planos. La prueba del revestimiento deberá practicarse cuando se realice la operación de bajar la tubería a la zanja. No deberá bajarse ningún tubo a la zanja antes de haberse endurecido el revestimiento.

Antes de bajar la tubería, se preparará el fondo de la zanja quitando los obstáculos, raíces, piedras o irregularidades que pudieren significar puntos de concentración de cargas dañosas del revestimiento durante las maniobras de bajar la tubería o como consecuencia de las contracciones por temperatura, una vez tendida la tubería.

Cuando la tubería vaya a ser enterrada en terrenos pedregosos, rocosos o en suelo duro, la zanja deberá ser acolchada con una capa de material inerte, suave, tal como tierra floja o arena, libre de piedras y con un espesor de 0.15 m, con el fin de evitar que la piedra entre en contacto con el recubrimiento del tubo. Las paredes laterales y el borde superior de la tubería, también serán recubiertos con este material para proteger la tubería de los salientes de roca.

4.5.1.3 Relleno de la Zanja: El relleno de la zanja deberá llevarse a cabo con el mayor cuidado para no dañar el recubrimiento de los tubos, en aquellos puntos donde la zanja se encuentre con piedras o material duro, deberá comenzarse con un acolchamiento de material de préstamo de 0,10 m de espesor sobre la parte superior del tubo, después de lo cual podrá utilizarse cualquier material apto.

Todo material excavado de la zanja deberá ser utilizado como relleno, exceptuando en aquellos sitios donde la tubería cruce caminos transitados, quebradas y arroyos. En estos sitios la tubería deberá ser recubierta y la zanja apisonada y rellena, comenzando con 0,20 m de arena, después de lo cual podrá utilizarse el material excavado de la zanja, y apisonarse hasta obtener una superficie dura y pareja con la elevación original del suelo.

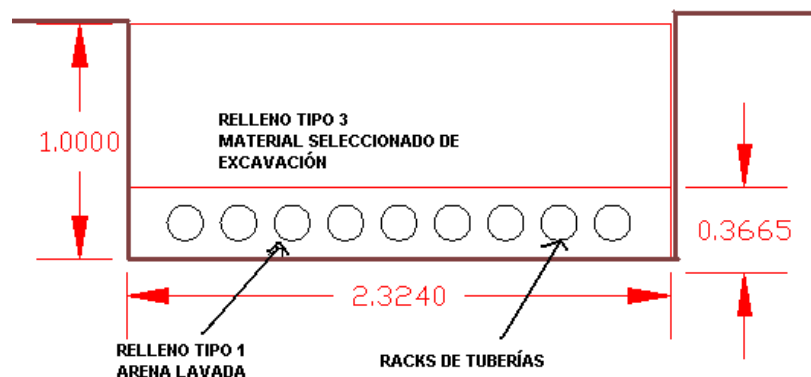
4.5.1.4 Tubería Enterrada: La tubería enterrada deberá cumplir con lo indicado en la Norma NIO701 "Protección de tuberías enterradas".

Adicionalmente, se deberá definir en la ingeniería básica las especificaciones para el lecho de fundación de la tubería, el tipo de material de relleno y protecciones necesarias para garantizar la estabilidad de la tubería a lo largo de la línea de transporte.

Tender la(s) línea(s) de manera enterrada en una zanja cuya profundidad no exceda de un (1) metro y siempre y cuando el nivel freático no esté presente. En el caso que el nivel freático se encuentre a menos del metro, se deberá tender la línea en forma superficial.

En condiciones normales la profundidad de la tubería medida desde la cota clave de la tubería será como mínimo de 0,70 m, se deberá dejar un relleno de 0,10 m en arena libre de durezas en la parte inferior y superior del tubo, y de 0,25 m como mínimo (esta dimensión debe ser concertada con el Ing. de Suelos de acuerdo a las condiciones de cada tramo) en este mismo material a los lados del mismo, tal y como se muestra en la siguiente figura. El resto de la zanja deberá rellenarse con material seleccionado proveniente de la excavación.

Figura 18. Sección de excavación para un racks de nueve (9) líneas de inyección.



Fuente Ecopetrol S.A.

4.5.1.5 Cruce de Vías: Los cruces de vía y enterramientos en las entradas a vivienda y potreros no cumplen con las especificaciones técnicas (80 cm) de enterramiento y compactación del material de relleno haciendo que en estos sitios las vías y pasos sufran hundimientos dejando en algunos casos la tubería al descubierto soportando esfuerzos para los que no han sido diseñadas.

Imagen 14. Zanjas hechas para cruce de vías.



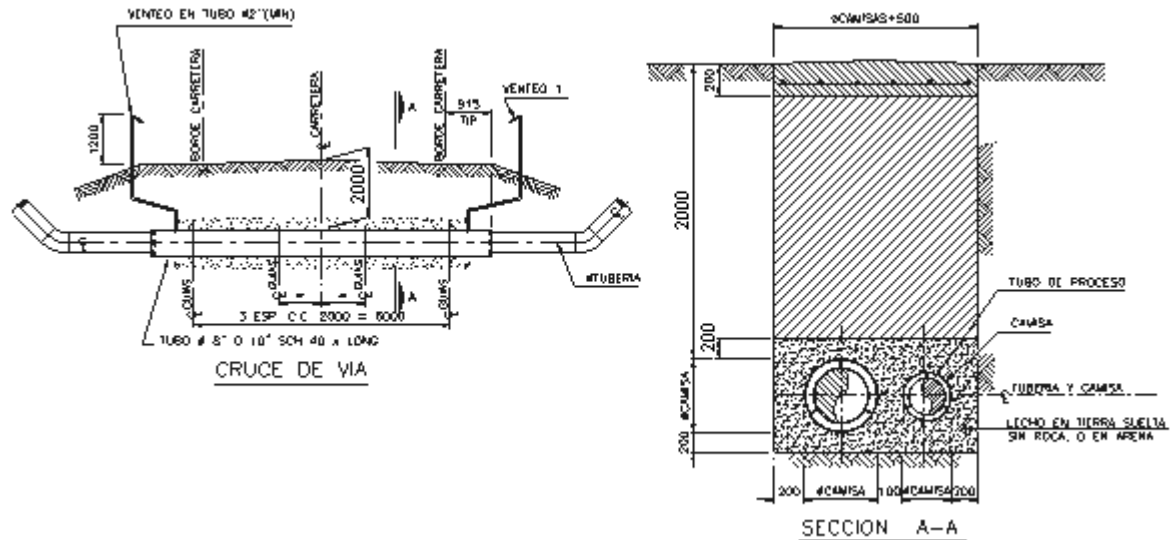
Fuente: Ericcksson Barajas M.

Los cruces de vía y cambios de dirección se deben realizar con un ángulo máximo de 45° ; en los tramos en donde se requiera realizar curvaturas de tubería más pronunciadas se debe realizar el giro con mayor amplitud buscando evitar obstáculos para el paso del limpiador (ILI).

La tubería enterrada debe llevar recubrimientos epóxicos tanto en la parte enterrada como en la interface tierra-aire, se deben conocer las condiciones ambientales del lugar y la protección debe mantener sus propiedades a las condiciones de temperatura de servicio.

La profundidad de las tuberías medidas desde la cota clave de la tubería será de 2,0 m, como se muestra en la Figura 19.

Figura 19. Profundidad tuberías enterradas.



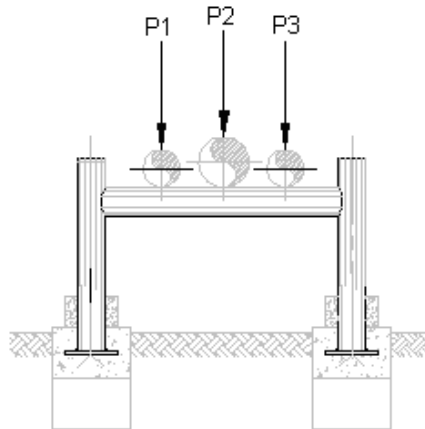
Fuente Ecopetrol S.A.

4.5.2 Tendido Superficial de las líneas de Inyección: Consiste en tender las líneas de inyección en forma superficial, directamente apoyadas sobre marcos H contruidos en tubería metálica estándar de 3-^{7/8}" de diámetro. Se considerará el uso de las tuberías de 3-^{7/8}" y 4" que serán desmanteladas, para ser utilizadas como marcos H en aquellos sitios en los que los marcos existentes exijan reemplazo o en donde las líneas presentes deformaciones por falta de apoyo.

Los marcos se hincarán hasta terreno resistente y el ancho del travesaño deberá permitir el acomodamiento del total de las tuberías proyectadas en cada tramo. En todo caso, el eje de las tuberías deberá estar por encima del nivel del terreno en no menos de un (1) metro.

En la siguiente figura se presenta el tipo de soporte propuesto para acomodar máximo tres (3) tubos de 6" de diámetro.

Figura 20. Configuración de soportes de tubería propuestos.



Fuente: Ecopetrol S.A.

4.5.3 Trazado de la Tubería: Las líneas de inyección proyectadas, se tenderán sobre el derecho de vía de las líneas existentes.

4.5.4 Derechos de Vía: Durante la construcción de la nueva línea de inyección, se deberá demarcar el derecho de vía existente y conservar los criterios de protección de la tubería establecidos en la Norma NIO 400. Entre los criterios hacer énfasis en:

- En zonas rurales, se tiene establecido un área de protección de la tubería, en relación con la siembra de arbustos de raíces poco profundas y árboles así:
 - a) De 0 a 3 m del eje de la tubería solo se permite la siembra de gramíneas.
 - b) De 3 a 5 m, siembra de arbusto de raíces poco profundas.

c) De 8 m en adelante, siembra de árboles.

El ancho mínimo del derecho de vía de una línea debe ser de 10 a 25 metros, de acuerdo a la Tabla 22.

Tabla 22. Ancho de derecho de vía.

Diámetro (Pulgadas)	Ancho del derecho de vía (metros)		
	A	B	C
De 4 a 8	10	3	7
De 10 a 18	13	4	9
De 20 a 36	15	5	10
Mayores de 36	25	10	15

Fuente: Ecopetrol S.A.

Dónde:

- A: Ancho del total del derecho de vía.
- B: Ancho de la zona de alojamiento del material producto de la excavación, medido desde el centro de la zanja.
- C: Ancho de la zona de alojamiento de la tubería durante el tendido, medido desde el centro de la zanja.

La separación entre ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1.00 metro como mínimo y la separación entre ductos en diferente zanja debe ser de 2 metros como mínimo de paño a paño.

La separación mínima entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de una línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor de 15 metros para

líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores.

Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para reforzar el recubrimiento de la tubería donde sea necesario y, por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 metros respecto de la pata de la línea de transmisión eléctrica.

En algunas áreas del campo provincia se debe realizar el corte de árboles y la rocería de las líneas relacionadas en el plan de acción.

4.5.5 Transporte y Almacenamiento de Materiales: Todos los materiales deben ser verificados en cuanto a su estado y cantidad al momento de entregarlos en la obra. La carga y descarga de la tubería deberá efectuarse con equipos y procedimientos que impidan golpes y caídas que causen daños a estos; durante la carga de tubos en remolques, cada tubo deberá bajarse a su posición sin dejarlo caer y cada nuevo tubo que se coloque deberá quedar pareado en su longitud con los otros tubos en el remolque, debiendo ejercerse el mayor cuidado en el manejo y almacenamiento de ellos, a fin de evitar pandeos, aplastamientos, abolladuras u otros daños. Después de cargar el remolque, se usarán cadenas adecuadas para atar la carga a sus apoyos.

Al tender los tubos a lo largo del derecho de Vía, se dejarán espacios libres entre ellos con el fin de facilitar el movimiento del equipo de trabajo. En caso de que sea necesario almacenar los tubos en algún sitio, se formarán rimeros o pilas, apoyando los extremos y el centro de los tubos sobre durmientes de madera, evitando el contacto con el suelo. Entre las sucesivas capas de tubos en los rimeros se pondrán durmientes, cada capa de tubos deberá asegurarse contra movimientos laterales mediante cuñas colocadas en los extremos de los durmientes.

4.5.6 Señalización de las Líneas de Inyección: La correcta señalización de las líneas de inyección tanto en la construcción como en la operación, es fundamental para la seguridad de la tubería, de los trabajadores y de la comunidad en general.

La señalización definitiva deberá permitir localizar desde tierra y aire el abscisado de la línea. Deben instalarse señales definitivas a lo largo de la línea (a la derecha en el sentido de flujo), consistentes en postes de abscisado metálicos, en algunos sectores al lado de vías o cuando los propietarios de los predios lo soliciten, debe recurrirse a señales de concreto. Debe colocarse una señal por cada kilómetro de longitud real de la tubería. Para cada poste debe corresponder una estación de medición de la protección catódica.

5. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN DE RED

Actualmente la configuración de red de distribución de líneas de inyección del campo Provincia presenta una serie de eventos y fallas operacionales debido a los cambios en el comportamiento en la presión y el volumen manejado del sistema, producto principalmente de daños en la tubería por parámetros fisicoquímicos y de medio ambiente que aceleran los procesos corrosivos de los materiales de las líneas. La producción diferida por el cierre de pozos durante la contingencia y los mantenimientos correctivos en las tuberías generan un problema operacional importante que requiere de una solución a corto plazo para minimizar el impacto y los riesgos que se puedan presentar.

Mediante la aplicación de un simulador hidráulico, se evaluó el comportamiento de la red de inyección de gas y se optimizó el volumen de gas inyectado a cada uno de los pozos productores mediante la incorporación de una nueva configuración de red de inyección, que permita modificar los diámetros de tubería existentes en el diseño actual y evitar de esta manera, la sobre inyección de flujos de gas en los pozos, la disminución en las caídas de presión y la generación de velocidades erosivas dentro de las tuberías, obteniendo de esta forma, una ganancia significativa en la producción de hidrocarburos.

Basados en los resultados de un análisis comparativo y teniendo en cuenta los riesgos potenciales de falla de líneas y las condiciones técnicas de operación, se presentan varias alternativas de diseño y construcción de la configuración de red, empleando los planes de reposición y recubrimiento de tubería.

Para definir cuál será el diseño final para el desarrollo de la construcción de la configuración de red, se debe precisar cuál será el escenario más viable

técnicamente, el de mejor presupuesto de inversión y su correspondiente evaluación económica.

Las siguientes estimaciones de costos y presupuestos, para las diferentes alternativas, cuentan con un grado de precisión de +40% / -20% y fueron realizados tomando como referencia presupuestos de proyectos desarrollados recientemente e información presente en bases de datos de Ecopetrol S.A., y por catálogos de proveedores.

5.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS INICIALES

5.1.1 Compra de tubería, válvulas y accesorios de diferentes diámetros:

Antes de realizar una inteligencia de mercadeo y cotización de costos de materiales, primero se debe considerar las propiedades propias de las tuberías, válvulas y accesorios, y su correlación con la normatividad de construcción, mantenimiento y operación, a fin de establecer los requisitos de calidad que debe cumplir el proveedor en la fabricación, inspección y pruebas de materiales de acero para la recolección y transporte de hidrocarburos. Toda la tubería, válvulas y accesorios deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas API 5L / ASTM / ASME.

5.1.2 Costos de compra de tubería: Según los cálculos realizados para los diferentes espesores de tubería, las especificaciones de las líneas seleccionadas a reponer deben ser:

- Para la Línea de 2 pulgadas, debe ser API 5L Ø 2 in Gr B, con un espesor de pared mínimo de 0,218 pulgadas.
- Para la Línea de 3 pulgadas, debe ser API 5L Ø 3 in Gr B, con un espesor de pared mínimo de 0,25 in.

- Para la Línea de 6 pulgadas, debe ser API 5L Ø 6 in Gr B, con un espesor de pared mínimo de 0,344 in.

En la Tabla 23 se presentan los valores estimados de costos para esta clase de tubería.

Tabla 23. Valores estimados costos de Tubería a utilizar.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	COSTOS TUBERIA DE ACERO		
		UNIDAD	SUMINISTRO	MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN
			VALOR UNITARIO SIN AIU (USD)	VALOR UNITARIO SIN AIU (USD)
1	SEAMLESS PIPE Ø 2", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	14,72	24,25
2	SEAMLESS PIPE Ø 3", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	29,63	49,51
3	SEAMLESS PIPE Ø 6", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	80,1	137,99

Fuente: Ericcksson Barajas M.

5.1.3 Costos de compra de válvulas seccionadoras y accesorios: En las Tablas 24 se presentan los valores estimados de costos para la compra de válvulas y accesorios, estado general y en detalle:

Tabla 24 (a). Valores estimados costos de válvulas y accesorios.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	COSTOS INICIALES DE VÁLVULAS Y ACCESORIOS		
		UNIDAD	SUMINISTRO (Inc. IVA)	MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN
			VALOR UNITARIO SIN AIU (USD)	VALOR UNITARIO SIN AIU (USD)
1	BRIDAS	GB	245,3	137,79
2	ACCESORIOS	GB	199,3	146,18
3	PERNOS Y JUNTAS	GB	16666,7	0
TOTAL			17111,3	283,97

Fuente: Elaborado por Ericcksson Barajas M.

Tabla 24 (b). Valores estimados detalle de válvulas y accesorios.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	COSTOS INICIALES DE VÁLVULAS Y ACCESORIOS					
		UNIDAD	CANTIDAD	SUMINISTRO		MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN	
				VALOR UNITARIO SIN AIU (USD)	VALOR SUBTOTAL (USD)	VALOR UNITARIO SIN AIU (USD)	VALOR SUBTOTAL (USD)
1	FLANGES						
1,1	FLANGE Ø 2", CARBON STEEL, SOCKET WELDING FLANGE, ASTM A-105, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, RATING 600	UN	135	26	3.483	14	1.878
1,2	FLANGE Ø 3", CARBON STEEL, WELDING NECK FLANGE, ASTM A-105, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, RATING 600	UN	25	49	1.214	27	685
1,3	FLANGE Ø 6", CARBON STEEL, WELDING NECK FLANGE, ASTM A-105, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, RATING 600	UN	1	171	171	96	96
2	FITTINGS						
2,1	STRAIGHT TEE, Ø 3", ASTM A-234, Gr. WPB, BORE FOR SCH. 80, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BEVELED ENDS AS PER ASME B16.25	UN	270	21	5.535	15	4.061
2,2	REDUCING TEE, Ø 3"x 2", ASTM A-234, Gr. WPB, BORE FOR SCH. 80, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BEVELED ENDS AS PER ASME B16.25	UN	50	32	1.590	23	1.166
2,3	REDUCING TEE, Ø 6"x 3", ASTM A-234, Gr. WPB, BORE FOR SCH. 80, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BEVELED ENDS AS PER ASME B16.25	UN	2	147	294	108	216
3	BOLTS & GASKETS	UN	1	16.667	16.667		
				SUBTOTAL	28.953		8.101
				TOTAL	37.054		

Fuente: Ericcksson Barajas M.

Para el cálculo de las cantidades estimadas de los accesorios se tuvo en cuenta, las cantidades actuales en la red de inyección del campo provincia y las conexiones posibles para unir las líneas de inyección.

5.1.4 Costos iniciales de equipos de Instrumentación: En la Tabla 25 se presentan valores estimados de costos para la compra de equipos indicadores de presión para instalar sobre la red de inyección. Para el cálculo se estimó la compra de 161 manómetros.

Tabla 25. Valores estimados costos de Indicadores de presión.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	COSTOS INDICADORES DE PRESIÓN					
		UNIDAD	CANTIDAD (m)	SUMINISTRO		MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN	
				VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL	VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL
1	INDICADOR DE PRESIÓN	UN	161	\$305,56	\$49.194,44	\$83,33	\$ 13.417
				SUBTOTAL	\$49.194,44		\$13.416,67
				TOTAL	\$62.611,11		

Fuente: Ericcksson Barajas M.

5.2 PRIMER ESCENARIO: CAMBIO DE TODA LA RED DE TUBERIA

A través de los resultados de la simulación hidráulica, se presenta la mejor alternativa, a nivel operativa y técnica; la cual arroja como resultado el cambio de la configuración de la red con líneas principales en diámetros de 6” y 3”, y líneas secundarias en diámetro de 2”, donde se garantizan condiciones de flujo favorables a través del sistema de red de líneas de inyección, avalando valores de presión adecuados para cada pozo productor. Esta alternativa también contempla la instalación de tubería aérea y válvulas seccionadoras manuales.

En la tabla No 26 se presenta el presupuesto para realizar el cambio total de la tubería de la red, en las mismas condiciones de locación. En este presupuesto no se contemplan los costos de las válvulas y accesorios a instalar. Se utilizaran los costos iniciales de compra de tubería mostrados en la Tabla 24 y se calcula el suministro y montaje de 6.853 metros de tubería de 2”; 50.149 metros de tubería con diámetro de 3” y 5.490 metros de tubería de 6”, obteniendo una cantidad de longitud total de 62.492 metros de tubería a reponer.

Tabla 26. Presupuesto del primer escenario Estimación de Costos.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO TUBERIA ESCENARIO 1					
		UNIDAD	CANTIDAD (m)	SUMINISTRO		MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN	
				VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL	VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL
1	SEAMLESS PIPE Ø 2", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	6.853	15	100.865	24	166.197
2	SEAMLESS PIPE Ø 3", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	50.149	30	1.485.915	50	2.482.821
3	SEAMLESS PIPE Ø 6", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	5.490	80	439.749	138	757.559
SUBTOTAL					2.026.529		3.406.577
TOTAL					5.433.106		

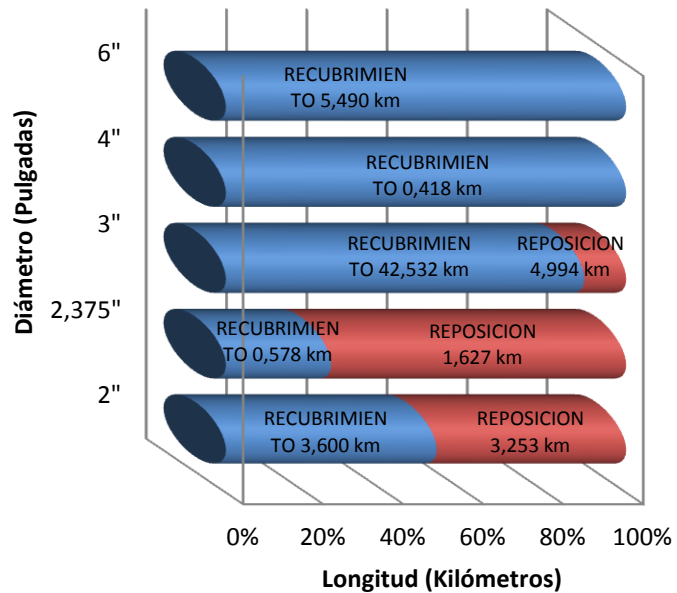
Fuente: Ericcksson Barajas M.

Como resultado, se puede observar que el cambio total de las tubería de inyección de gas del campo provincia, sin la modificación de las válvulas de corte, tendría un presupuesto inicial de reposición de tubería de **U\$ 5.443.106** (Dólares Americanos), referido a una Tasa Representativa de Mercado de \$ 1800,51 pesos.

5.3 SEGUNDO ESCENARIO: PLAN DE REPOSICIÓN Y RECUBRIMIENTO DE TUBERÍAS AFECTADAS

Con el fin de minimizar el riesgo de fallas operacionales en las líneas de inyección, los datos obtenidos en la inspección de líneas, permiten conocer la cantidad de kilómetros de tubería a reponer y recubrir en las diferentes segmentaciones del campo. En la gráfica 37 se puede observar la distribución en porcentajes de tuberías para el plan de recubrimiento y reposición de líneas.

Gráfica 37. Plan de Recubrimiento y Reposición de tuberías campo provincia.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

La Tabla 27 presenta el presupuesto para el cambio total de la tubería, cumpliendo con el estudio del programa de reposición y recubrimiento de tubería de la red. En este presupuesto se mantiene el mismo diámetro de tubería instalada y en las mismas condiciones de ubicación y locación. De igual manera, en este presupuesto no se contemplan los costos de las válvulas y accesorios a instalar. Se utilizan los costos iniciales de compra de tubería mostrados en la Tabla 25 y se calcula el suministro y montaje de 9.874 metros de reposición de tubería de 2", 2.375", 3"; y una cantidad total de longitud de 62492 metros de recubrimiento de tubería con pintura epóxica.

Tabla 27 Plan de Recubrimiento y Reposición de tuberías campo provincia.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO PLAN DE REPOSICIÓN Y RECUBRIMIENTO					
		UNIDAD	CANTIDAD (m)	SUMINISTRO		MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN	
				VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL	VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL
PLAN DE REPOSICIÓN							
1	SEAMLESS PIPE Ø 2", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	3253	\$ 14,72	\$ 47.878,74	\$ 24,25	\$ 78.891
2	PIPE Ø 2,375"	ML	1627	\$ 18,05	\$ 29.370,06	\$ 32,59	\$ 53.016
3	SEAMLESS PIPE Ø 3", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	4994	\$ 29,63	\$ 147.972,22	\$ 49,51	\$ 247.247
PLAN DE RECUBRIMIENTO							
4	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 2"	M ²	6853	\$ 7,15	\$ 48.972,30	\$ 47,29	\$ 324.094
5	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 2,375"	M ²	2205	\$ 7,15	\$ 15.757,18	\$ 47,29	\$ 104.279
6	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 3"	M ²	47526	\$ 7,15	\$ 339.626,08	\$ 47,29	\$ 2.247.610
7	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 4"	M ²	418	\$ 7,15	\$ 2.987,07	\$ 48,40	\$ 20.233
8	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 6"	M ²	5490	\$ 7,15	\$ 39.232,15	\$ 48,40	\$ 265.734
SUBTOTAL					\$ 671.795,80		\$ 3.341.103,85
TOTAL							\$ 4.012.899,65

Fuente: Ericcksson Barajas M.

Como resultado, se obtiene que el cambio total de las tuberías de inyección de gas del campo provincia, siguiendo el plan de reposición y recubrimiento de tuberías (sin válvulas de corte), tendría un presupuesto inicial de **U\$ 4.012.899** (Dólares Americanos), colocando a una Tasa Representativa de Mercado de \$ 1800,51 pesos.

A continuación se presentan otras dos alternativas que permiten mejorar y estandarizar la configuración de la red de tuberías.

5.3.1 Alternativa 1: Cambio de Tubería de 2.375 pulgadas por diámetro de 3 pulgadas: La línea de 2.375 tiene una longitud total de 2,205 Kilómetros en el campo y la primera alternativa propuesta para este escenario es reponer una

cantidad de longitud de 1627 metros de tubería y un plan de recubrimiento con pintura epóxica de 578 metros de longitud de tubería.

La línea de 3 pulgadas tiene una longitud total de 47,526 Kilómetros en el campo provincia, es la tubería con mayor cantidad de longitud y tiene un plan de reposición de 4,994 Kilómetros de tubería y 47,204 kilómetros de recubrimiento. Por tanto, la alternativa propuesta es reponer 2,205 kilómetros de tubería de diámetro de 2.375" pulgadas con tubería de diámetro de 3" pulgadas, es decir, esta tubería de 3" pulgadas tendría una longitud total de 7199 metros de tubería de reposición.

Según el reporte de los operadores del campo, en las líneas de diámetro de 2.375" es muy frecuente encontrar fugas y escapes de gas por deterioro normal de trabajo, por ello y por normatividad, es recomendable reemplazar por completo esta tubería y reemplazarla por tubería de diámetro de 3 pulgadas; el cambio de diámetros estaría soportada por la simulación hidráulica.

Con base en la información de los costos iniciales del precio de tuberías, se estima en la Tabla 28 el presupuesto para esta alternativa.

Tabla 28 . Alternativa 1: Presupuesto de Cambio de Tubería de 2.375 pulgadas por diámetro de 3 pulgadas.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO PLAN DE REPOSICIÓN Y RECUBRIMIENTO PROPUESTO (ALTERNATIVA No 02)					
		UNIDAD	CANTIDAD (m)	SUMINISTRO (Inc. IVA)		MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN	
				VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL	VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL
PLAN DE REPOSICIÓN							
1	SEAMLESS PIPE Ø 2", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	3253	\$ 14,72	\$ 47.878,74	\$ 24,25	\$ 78.891
3	SEAMLESS PIPE Ø 3", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	7199	\$ 29,63	\$ 213.306,37	\$ 49,51	\$ 356.414
4	SEAMLESS PIPE Ø 4", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	0	\$ 52,96	\$ 0,00	\$ 137,99	\$ 0
5	SEAMLESS PIPE Ø 6", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	0	\$ 80,10	\$ 0,00	\$ 137,99	\$ 0
PLAN DE RECUBRIMIENTO							
6	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 2"	M²	6853	\$ 7,15	\$ 48.972,30	\$ 47,29	\$ 324.094
7	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 3"	M²	49731	\$ 7,15	\$ 355.383,25	\$ 47,29	\$ 2.351.890
8	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 4"	M²	418	\$ 7,15	\$ 2.987,07	\$ 48,40	\$ 20.233
9	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 6"	M²	5490	\$ 7,15	\$ 39.232,15	\$ 48,40	\$ 265.734
SUBTOTAL					\$ 707.759,88		\$ 3.397.255,16
TOTAL							\$ 4.105.015,04

Fuente: Ericcksson Barajas M.

El cambio de la línea de diámetro de 2.375" por tubería de 3" pulgadas, incluyendo los costos de recubrimiento, sin la modificación de las válvulas de corte, tendría un presupuesto de reposición y recubrimiento de tubería de **US\$ 4.105.015** (Dólares Americanos), referido a una Tasa Representativa de Mercado de \$ 1800,51 pesos.

5.3.2 Alternativa 2: Cambio de Tubería de 4 pulgadas por diámetro de 3 pulgadas: La segunda alternativa consiste en cambiar 418 metros de líneas de 4 pulgadas por líneas de 3 pulgadas de diámetro. Hoy en día se plantea en Ecopetrol S.A., y en la industria petrolera, una revisión y actualización de los procesos de estandarización, para todos los renglones de consumo en las operaciones y dándose como prioridad e inicio, con el renglón del diámetro de las tuberías, por ser el que representa en uso y dinero el de mayor significación.

Los resultados de la simulación hidráulica indican que la reposición de la línea de 4" por línea de 3", garantiza condiciones óptimas de flujo de gas a través del sistema de red de inyección. En la Tabla 29 se estima el siguiente presupuesto para esta alternativa.

Tabla 29. Alternativa 2: Presupuesto de Cambio de Tubería de 4" pulgadas por diámetro de 3" pulgadas.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO PLAN DE REPOSICIÓN Y RECUBRIMIENTO PROPUESTO (ALTERNATIVA No 02)					
		UNIDAD	CANTIDAD (m)	SUMINISTRO (Inc. IVA)		MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN	
				VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL	VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL
PLAN DE REPOSICIÓN							
1	SEAMLESS PIPE Ø 2", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	3253	\$14,72	\$47.878,74	\$24,25	\$ 78.891
3	SEAMLESS PIPE Ø 3", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	7617	\$29,63	\$225.691,71	\$49,51	\$ 377.109
5	SEAMLESS PIPE Ø 6", API 5L Gr. B, DOUBLE RANDOM LENGTHS, PLAIN ENDS, SCH 80	ML	0	\$80,10	\$0,00	\$137,99	\$ 0
PLAN DE RECUBRIMIENTO							
6	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 2"	M ²	6853	\$7,15	\$48.972,30	\$47,29	\$ 324.094
8	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 3"	M ²	50149	\$7,15	\$358.370,33	\$48,40	\$ 2.427.379
10	LIMPIEZA MECÁNICA Y APLICACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍA AEREA 6"	M ²	5490	\$7,15	\$39.232,45	\$48,40	\$ 265.734
SUBTOTAL					\$720.145,22		\$3.473.206,54
TOTAL							\$4.193.351,76

Fuente: Ericcksson Barajas M.

El cambio de la línea de diámetro de 4" por tubería de 3" pulgadas, incluyendo los costos de recubrimiento, sin la modificación de las válvulas de corte, tendría un presupuesto de reposición y recubrimiento de tubería de **US\$ 4.193.351** (Dólares Americanos), colocando a una Tasa Representativa de Mercado de \$ 1800,51 pesos.

La evaluación de estas alternativas, logra afirmar que el presupuesto de inversión adicional a la primera alternativa, considerando que se obtendrá técnicamente un proceso de cumplimiento de normatividad y estandarización de líneas de inyección, sin afectar los flujos de gas de operación, sería sólo de **US\$ 180.452**

(Dólares Americanos), referido a una Tasa Representativa de Mercado de \$ 1800,51 pesos.

5.4 TERCER ESCENARIO: TENDIDO DE LINEAS

El transporte de gas por las líneas de inyección puede incurrir en algunos grados de riesgo, como los accidentes a las personas que habitan cerca de las tuberías y el riesgo ambiental por un inminente escape de gas. El riesgo más grave es el de un incendio o explosión después de una ruptura importante en las tuberías de inyección.

Uno de los principales problemas que afrontan los tendidos de tuberías, son la calidad de los cordones de soldadura y el asentamiento del suelo donde se construyen, al ser sometidos a vibraciones producto de su propia funcionalidad.

La finalidad de este escenario, es garantizar la integridad de las tuberías, la continuidad de la operación minimizando las pérdidas diferidas por mantenimiento y la seguridad de las personas y el medio ambiente. Por ello, se propone a nivel conceptual dos alternativas para el escenario en el tendido de las nuevas líneas de inyección.

Alternativa 1. Tendido Superficial de las líneas de Inyección: Esta alternativa consiste en tender las líneas de inyección en forma superficial, directamente apoyadas sobre marcos H contruidos en tubería metálica estándar. Se considerará el uso de las tuberías de 3-^{7/8}" y 4" que serán desmanteladas, para ser utilizadas como marcos H en aquellos sitios en los que los marcos existentes exijan reemplazo o en donde las líneas presenten deformaciones por falta de apoyo.

En la Tabla 30 se presenta un presupuesto propio de la especialidad civil, donde se contempla el suministro y la instalación de estos marcos H, (TUB 3-7/8"; H<2.0m).

Tabla 30. Presupuesto de Alternativa Tendido superficial de Tubería.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO ESPECIALIDAD CIVIL			
		UNIDAD	CANTIDAD (m)	MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN	
				VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL
1	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	GL	1	5555,56	5555,56
2	CAMPAMENTOS TRANSITORIOS	GL	1	3333,33	3333,33
3	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO	Km	52	277,78	14444,44
4	SUMINISTRO E INSTALACIÓN MARCO H TUB 3-7/8" (H<2.0m)	M L	561	200	112200,00
5	TRANSPORTE DE TUBERÍAS Y ELEMENTOS METÁLICOS	Kg-Km	8261000	0,139	1147361,11
6	DESMONTE, ROCERÍA Y LIMPIEZA DEL DERECHO DE VÍA	M 2	62400	0,56	34666,67
TOTAL					1.317.561,11

Fuente: Ericcksson Barajas M.

Evaluando esta alternativa, podemos decir que el costo para la construcción de marcos H, sería de U\$ 200 por cada metro lineal de marco construido, siempre y cuando, se utilice tubería de segunda y recuperada. Un presupuesto para 561 metros sería de un presupuesto **USD \$1.317.561** (Dólares Americanos) referido a una Tasa Representativa de Mercado de \$ 1800,51 pesos.

5.4.2 Alternativa 2: Tendido Enterrado de las Líneas de Inyección: La construcción para el tendido de líneas enterradas es compleja y requiere de estudios de Ingeniería Mecánica para su diseño de Conceptual a Detalles, así como estudios de impacto ambiental y de geotecnia a todo lo largo de las áreas por donde serán tendidas.

La instalación de las líneas enterradas puede causar erosión o movimientos de la tierra; En las áreas montañosas, la instalación puede provocar la inestabilidad de

los suelos y causar hundimientos, corrimientos y derrumbes; también pueden bajar la calidad de las fuentes de agua (quebradas, ríos y arroyos) cercanos a la construcción del tendido debido al escurrimiento y a la sedimentación generada.

La tubería enterrada deberá cumplir con lo indicado en la Norma NIO701 “Protección de tuberías enterradas” de Ecopetrol S.A. Esta norma fija los requisitos mínimos para la aplicación de revestimientos que protejan la tubería enterrada o sumergida de los efectos de la corrosión causada por la acción externa de agentes agresivos tales como, humedad y compuestos químicos del suelo, agua salada, raíces y microorganismos.

La Tabla 31 presenta un presupuesto propio de la especialidad civil, donde se contempla la construcción de zanjas, locaciones y replanteos de tubería enterrada., también se incluye el suministro y la instalación de marcos H, pensando en aquellos sitios donde definitivamente no se puede enterrar.

Tabla 31 . Presupuesto de Alternativa Tendido enterrado líneas de inyección.

ITEM	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO ESPECIALIDAD CIVIL			
		UNIDAD	CANTIDAD (m)	MONTAJE Y/O CONSTRUCCIÓN	
				VALOR UNITARIO SIN AIU (US\$)	VALOR SUBTOTAL
1	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	GL	1	5555,56	5555,56
2	CAMPAMENTOS TRANSITORIOS	GL	1	3333,33	3333,33
3	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO	Km	52	277,78	14444,44
4	SUMINISTRO E INSTALACIÓN MARCO H TUB 3-7/8" (H<2.0m)	M L	120	200	24000,00
5	CONSTRUCCIÓN DE ZANJAS Y RELLENOS COMPACTOS	M L	5800	20	116000,00
6	TRANSPORTE DE TUBERÍAS Y ELEMENTOS METÁLICOS	Kg-Km	826000	0,09	74361,11
7	DESMONTE, ROCEÍA Y LIMPIEZA DEL DERECHO DE VÍA	M 2	62400	0,56	34666,67
				TOTAL	2.447.361,11

Fuente: Ericcksson Barajas M.

Como resultado se obtiene que, además de los procesos de limpieza y revestimiento de la tubería enterrada, los costos se incrementan con la apertura y rellenos adecuados de zanjas y la utilización de equipos y maquinarias para la colocación de la tubería. El presupuesto de esta alternativa sería de **US\$**

2.447.361 (Dólares Americanos), referidos a una Tasa Representativa de Mercado de \$ 1800,51 pesos.

5.5 PROYECTO ALTERNATIVA TECNICA DE CONFIGURACIÓN DE RED

El análisis comprende la comparación de los escenarios viables desde el punto de vista técnico, de modo que las alternativas evaluadas dentro de los escenarios cumplan con las condiciones requeridas para el diseño de la nueva configuración de red.

La alternativa con mayor viabilidad de construcción debe contemplar los siguientes criterios técnicos:

- Criterio de Calidad científica y Tecnológica
- Criterio de Impacto Ambiental
- Criterio de Impacto de Responsabilidad social

Técnicamente el óptimo diseño de configuración de red en el primer escenario permitirá manejar y transportar flujos de gas en condiciones de operación apropiadas en cada uno de los pozos productores, soportado con una simulación hidráulica del comportamiento del gas dentro de la tubería. La red óptima sería con líneas principales de 6" y líneas secundarias de 3" y 2".

En el segundo escenario, el diseño actual de la red permite utilizar parte de los diámetros y longitudes de tubería existente, y permite aplicar un plan de reposición y protección de tubería con recubrimiento de pintura. Ambientalmente la primera alternativa de reposición logra corregir la probabilidad de falla por corrosión en las líneas de 2.375", y la segunda alternativa permitirá estandarizar las

especificaciones técnicas de las tuberías, con un presupuesto de inversión muy pequeño comparado con el valor total del proyecto.

Por último, la alternativa de tender las líneas superficialmente suspendidas sobre marcos H, permite reducir el impacto ambiental en los suelos y evitar una afectación sociocultural en la región por la intervención de maquinarias y equipos pesados.

Con base en los criterios técnicos previamente establecidos, la alternativa que puede ser factible, como resultado para la mejor opción para el emplazamiento del proyecto sería:

- Plan de reposición y recubrimiento de tubería con diámetro de 6, 3" y 2".
- Construcción de tendido de líneas de manera superficial.

En la Tabla 32 se muestra el presupuesto correspondiente a la alternativa finalmente seleccionada (mejor presupuesto de inversión), la cual establece el uso de tuberías hincadas superficialmente con marcos H, válvulas manuales, líneas troncales en diámetros de 6 y 3 in y líneas de inyección a pozos en diámetro de 2 pulgadas, Incluyendo los costos fijos de un plan de especialización civil e instrumentación.

Tabla 32. Presupuesto Proyecto de Red de inyección de gas.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO	
		SUMINISTRO	MONTAJE
1	CIVIL		\$ 1.317.561
1.1	OBRAS CIVILES		\$ 1.317.561
2	MECÁNICA		\$ 4.403.448
2.1	SUMINISTRO EQUIPOS MAYORES	\$ 909.084	
2.2	SUMINISTRO MENORES E INSTALACIÓN		\$ 3.494.364
3	INSTRUMENTACIÓN		\$ 62.611
3.1	SUMINISTRO INSTRUMENTOS	\$ 49.194	
3.2	SUMINISTROS MENORES E INSTALACIÓN		\$ 13.417
SUBTOTALES		\$ 958.278	\$ 4.825.342
Administración	15%	\$ 143.742	\$ 723.801
Imprevistos	5%		\$ 241.267
Utilidad	5%		\$ 241.267
SUBTOTAL AIU		\$ 143.742	\$ 1.206.335
IVA	16%		\$ 38.603
TOTALES		\$ 1.102.020	\$ 6.070.280
TOTAL			\$ 7.172.300

Fuente: Ericcksson Barajas M.

5.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

La evaluación de proyectos, se ha convertido en un instrumento de uso prioritario al momento de decidir sobre la asignación de recursos para una posible inversión.

Para determinar qué tan factible es el cambio propuesto en el diseño de la configuración de red del sistema de inyección, es necesario conocer que tan viable es financieramente mediante un análisis económico, el cual se basa principalmente, en la relación de la proyección de los costos de inversión de ejecución de la alternativa y la proyección de los ingresos totales netos o beneficios del proyecto, factores de determinarán la puesta en marcha de la ejecución de las obras y al mismo tiempo nos indicará si es o no rentable.

5.6.1 Métodos de Evaluación de Proyectos: Existen diversos métodos de análisis para la evaluación de proyectos, entre los cuales tenemos el Valor actual neto, la Tasa interna de retorno, la Tasa promedio de rentabilidad, el Periodo de recuperación de la inversión y la Relación costo Beneficio, entre otros. A continuación se mencionan algunos métodos que más se utilizan en la Industria para la evaluación de proyectos: El Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rendimiento o Retorno (TIR) y la Relación Costo Beneficio (RCB).

5.6.1.1 Valor Actual Neto (VAN): El valor actual Neto se entiende a la diferencia entre todos los ingresos y todos los egresos actualizados al periodo actual. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de cajas de futuros, originados por una inversión

La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto.

A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor neto del proyecto. Al ser un método que tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto.

La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina “Tasa de descuento”. La tasa de descuento va a ser fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión. Para el cálculo de la VAN se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^n}$$

Se realiza la sumatoria de los valores actualizados de los ingresos obtenidos o del flujo de caja y se resta la inversión. Con el VAN se tiene los siguientes criterios para la aceptación o rechazo del proyecto

Si VAN > 0 (positivo)	Se acepta el Proyecto
Si VAN = 0	Sólo recupero la Inversión
Si VAN < 0 (positivo)	No se acepta el Proyecto

5.6.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR): Con este método se descuentan los flujos de cada periodo para determinar su valor neto en el momento de tomar la decisión, con lo que se está en la posibilidad de evaluar sobre una misma base de tiempo los beneficios y gastos que ocurren en periodos diferentes, con el objeto de determinar su rentabilidad, como la aplicación real del criterio que sirve para la determinación de la aceptación o rechazo. La TIR se define como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto es igual a cero. El VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente.

La TIR es la suma de los flujo Netos descontados de cada periodo, desde el origen, considerándose desde el año o periodo 0 (cero o inicial), hasta el año o periodo n (último) Para la búsqueda de la tasa de descuento que iguale los flujos positivos con los negativos, se recurre al método de prueba y error, hasta encontrar la tasa que satisfaga esta condición. Tradicionalmente, se asigna la tasa intuitivamente y se aplica a los flujos una y otra vez, hasta que se percibe que el resultado es cercano al valor del flujo origen (negativos, ya que corresponde a la suma de egresos que se efectúan durante el proceso de inversión). Para determinar el valor correspondiente al TIR se aplica la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^n} - I_0$$

Donde:

Io= Inversión a realizarse en el periodo “cero”

FNC= flujo de Caja Neto

N = Periodo de análisis

Con el TIR se tiene los siguientes criterios para la aceptación o rechazo de un proyecto.

Si TIR > 0 Se acepta el Proyecto

Si TIR < 0 No se acepta el Proyecto

5.6.1.3 Relación Costo / Beneficio (RCB): La relación Costo/Beneficio (RCB) es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos de inversión y los beneficios asociados al proyecto, con el fin de evaluar su rentabilidad.

Este método tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}}$$

SI RBC >1 Es aceptable (Los ingresos son mayores que los egresos)

SI RBC =1 Es indiferente (Los ingresos son iguales a los egresos)

SI RBC <1 No es aceptable (Los ingresos son menores que los egresos)

El método que se utilizará para la evaluación del proyecto es el Valor Actual Neto (VAN), ya que es uno de los criterios más ampliamente utilizados y flexibles en la evaluación de proyectos de inversión que utilizan las empresas.

5.6.2 Evaluación financiera del Campo sin el Proyecto. La nueva estrategia de la empresa apunta a optimizar sus campos de producción, la mayoría catalogados como campo maduros. Aún queda un porcentaje importante de petróleo original en los yacimientos que se podrían traducir en reservas por

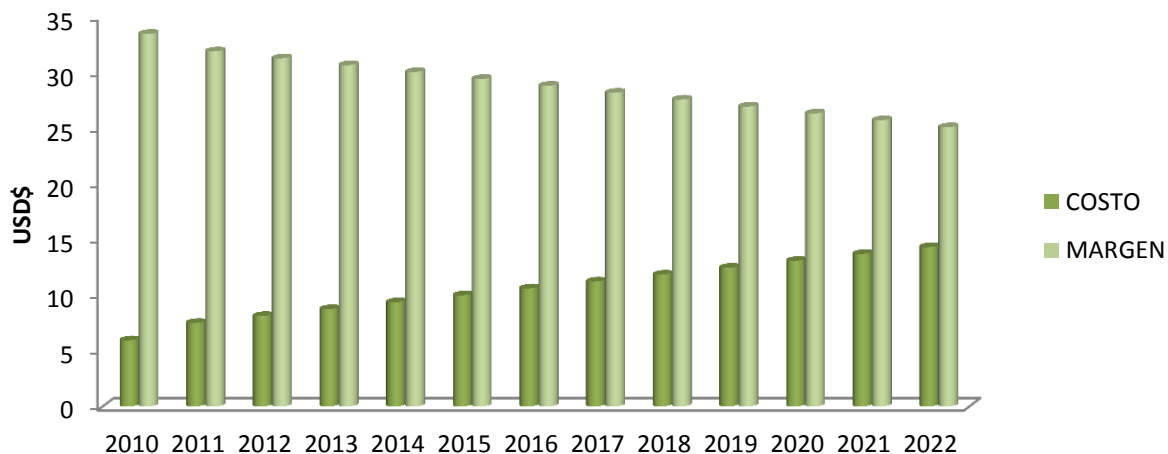
producir con la aplicación de nuevas tecnologías que permitan incrementar el factor de recobro.

Cada barril económicamente extraíble será sacado a superficie de los campos maduros, para lo cual se han delineado una serie de proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en marcha.

La caída de precios en el periodo crítico para la economía mundial del año pasado fue pasajera. Las estimaciones de precios para el futuro inmediato se colocan entre el rango de UD\$ 70 y UD\$ 80, por lo cual la rentabilidad de petróleos de altos costos de extracción y de baja calidad se mantiene.

En el campo Provincia se tiene un costo de levantamiento por barril de crudo aproximado de US\$ 8.13 correspondiente para el año 2012, con un promedio del precio de US\$ 39.43, dejando un margen de ganancia de US\$ 31.29 dólares. En la siguiente gráfica se relaciona el margen de ganancias calculados para el campo Provincia aproximadamente para un periodo de 10 años.

Gráfica 38. Margen de Ganancias crudo Campo provincia.

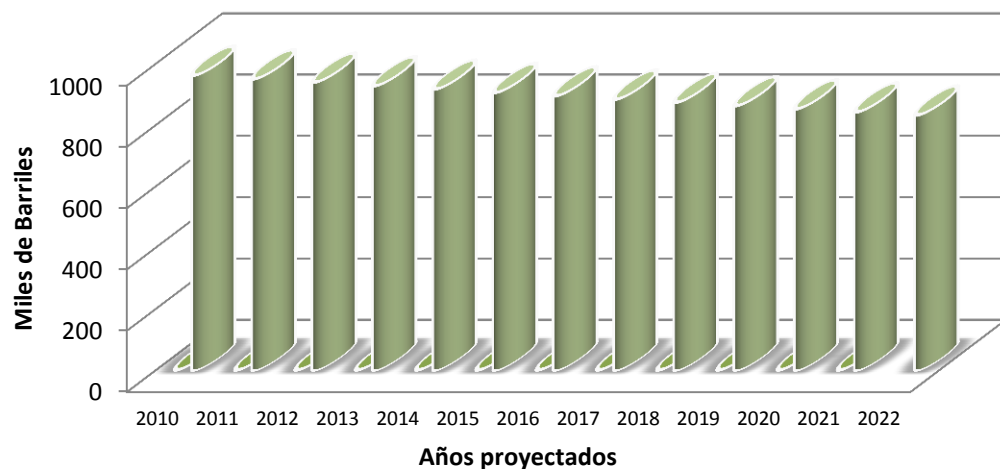


Fuente. Ericcksson Barajas Martínez.

Gran parte de las nuevas reservas incorporadas al país provienen de las inversiones que se han destinado en campos maduros. De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), de los 2.246 millones de barriles de reservas incorporadas al país en el periodo 2004-2010, 2.156 millones (96 por ciento) provienen de revisiones de reservas en campos maduros, y el 4 por ciento restante (303 millones de barriles), de los nuevos campos desarrollados en dicho periodo de tiempo⁸.

El Campo provincia tiene una producción promedio diaria de 2.495 barriles de crudo aproximadamente para el año 2012, es decir, podemos contar con 964.000 barriles netos de reservas incorporadas para este año.

Gráfica 39. Barriles Netos Incorporados Campo Provincia.

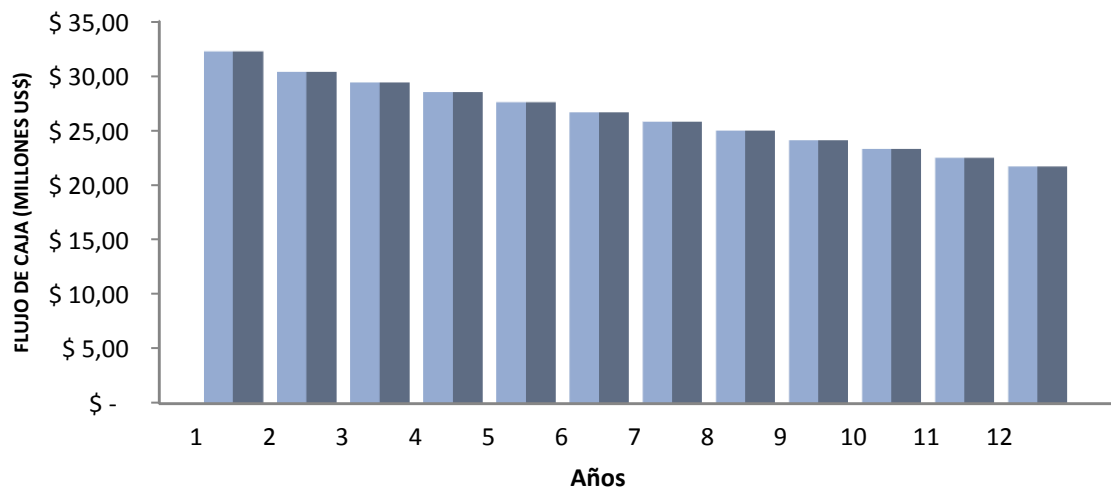


Fuente: Ericcksson Barajas M.

⁸ GUILLERMO, Álvarez. La "aparente" bonanza petrolera en Colombia. [En línea]. Bogotá: 2010. P. 2.

Los ingresos por año se obtienen multiplicando el promedio calculado del precio del margen de ganancia del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada año. En la siguiente gráfica se obtiene el flujo de caja proveniente del campo provincia.

Gráfica 40. Flujo de Caja Campo Provincia. Elaborado por: Ericcksson Barajas M.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de evaluación económica, se considera una declinación de producción del 1.2% mensual, que refleja el comportamiento del campo Provincia en los últimos años.

Se considera un estimado en el precio de margen de ganancia en la venta del barril de petróleo de US\$ 31.29 dólares. La tasa de actualización estimada de 11.65% anual (1.02 % efectiva mensual).

La Tabla 33 indica el cálculo de la producción anual, incluyendo la declinación del 1.2 % mensual y muestra el cálculo de la VAN.

Tabla 33. Cálculo de la Producción anual y VAN sin Proyecto.

AÑOS	Barriles Netos Incorporados por periodos	Margen de Ganancia USD	Ingresos MM USD
2010	963281	33.49	\$ 32.26
2011	951722	31.92	\$ 30.38
2012	940301	31.29	\$ 29.42
2013	929017	30.68	\$ 28.50
2014	917869	30.06	\$ 27.59
2015	906855	29.44	\$ 26.70
2016	895972	28.82	\$ 25.82
2017	885221	28.20	\$ 24.96
2018	874598	27.58	\$ 24.12
2019	864103	26.96	\$ 23.30
2020	853734	26.34	\$ 22.49
2021	843489	25.72	\$ 21.69
2022	833367	25.10	\$ 20.92
AÑO 10			\$ 338.15
TASA EFECTIVA ANUAL	11,65%	VAN	316,807,876
TASA EFECTIVA MENSUAL	1,02%		

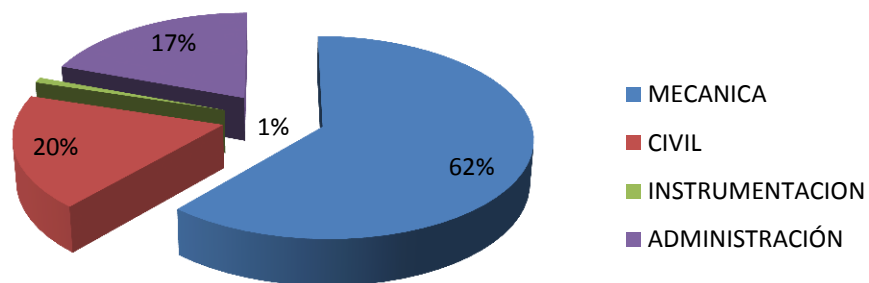
Fuente: Ericcksson Barajas M.

5.6.3 Evaluación financiera del Campo Con el Proyecto. Los principales componentes de la inversión lo constituyen las obras mecánicas del proyecto, con un 61.40% del total de la inversión, seguido por las obras civiles que representan el 18.37% de la inversión. La especialidad de la instrumentación tendría un 0.87% de inversión. Podemos afirmar que los Servicios de Suministro de equipos y materiales tendría una representación del 13.36% de la inversión y los Servicios de Montaje y/o Construcción de los mismo sería de un 67.28% de la inversión total.

La administración y los imprevistos son también un porcentaje representativo del total de la inversión; El restante porcentaje de la inversión se distribuye entre los servicios, ingeniería y administración, las instalaciones, las tierras y servidumbres del proyecto.

El valor total de la inversión, con IVA, es de USD **7.252.496** dólares.

Gráfica 41. Distribución de Costos de Inversión del Proyecto.



Fuente: Ericcksson Barajas M.

Contando con una producción del campo promedio diario de 2563 barriles y con un programa de trabajo planeado de labores a ejecutar, podemos decir que la diferida en campo representado en los costos operativos para realizar este trabajo sería aproximadamente de US\$ 80.196 dólares. En la figura No 64 se presenta la distribución de costos de Inversión del Proyecto de Cambio en la configuración de red de inyección en el Campo Provincia.

Se considera un estimado en el precio de margen de ganancia en la venta del barril de petróleo de US\$ 31.29 dólares. La tasa de actualización estimada de 11.65% anual (1.02 % efectiva mensual). La Tabla 36 indica el cálculo de la producción anual, incluyendo la declinación del 1.2 % mensual y muestra el cálculo de la VAN.

Tabla 36. Cálculo de la Producción anual y VAN con el Proyecto.

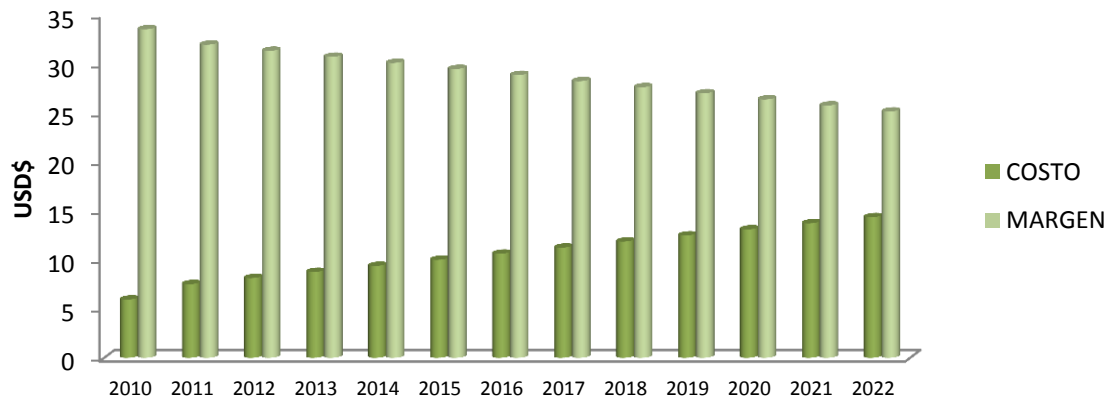
AÑOS	Barriles Netos Incorporados por periodos	Margen de Ganancia USD	Ingresos MM USD	Costos de Inversión MM USD
0	0	0,00	-\$7,252	\$7,252
2010	963281	33.49	\$ 32.26	
2011	951722	31.92	\$ 30.38	
2012	940301	31.29	\$ 29.42	
2013	929017	30.68	\$ 28.50	
2014	917869	30.06	\$ 27.59	
2015	906855	29.44	\$ 26.70	
2016	895972	28.82	\$ 25.82	
2017	885221	28.20	\$ 24.96	
2018	874598	27.58	\$ 24.12	
2019	864103	26.96	\$ 23.30	
2020	853734	26.34	\$ 22.49	
2021	843489	25.72	\$ 21.69	
2022	833367	25.10	\$ 20.92	
AÑO 10				
TASA EFECTIVA ANUAL	11,65%	VAN	309,555,380	
TASA EFECTIVA MENSUAL	1,02%	EL PROYECTO ES APROBADO		

Fuente: Ericcksson Barajas M.

5.6.4 Factibilidad Técnico Económica del Proyecto: Actualmente el campo Provincia se tiene un costo de levantamiento por barril de crudo aproximado de USD 8.13 correspondiente para el año 2012, con una proyección de USD 14.33 para el año 2022; contando con la viabilidad de ejecutar el Proyecto, se estima

que los costos por mantenimiento correctivo bajarían notablemente hasta un precio de USD 11.63 promedio por cada barril recuperado. En la siguiente gráfica se relaciona el margen de ganancias calculados para el campo Provincia proyectado para el periodo 2022.

Gráfica 42. Margen de Ganancias crudo Campo provincia con Proyecto.



Fuente. Ericcksson Barajas Martínez.

Con estos resultados positivos en la evaluación económica del proyecto, se puede proceder a contratar la Ingeniería de detalle para el diseño de la nueva configuración de red de inyección de gas Lift en el campo Provincia.

Antes de iniciar las actividades de ejecución de la instalación de la nueva red, se deben realizar varios talleres de “constructibilidad” donde permitirá definir la estrategia más adecuada para instalar el nuevo sistema de tubería (incluyendo el cambio de válvulas), de manera que se afecte lo menos posible la operación.

6. CONCLUSIONES

Se requiere realizar un control y seguimiento continuo de la distribución del volumen de gas disponible en el sistema de inyección de gas lift en los pozos productores del campo Provincia, con el fin de maximizar la producción total del petróleo y maximizar el beneficio económico de los recursos involucrados.

El actual sistema de inyección de gas presenta problemas de corrosión externa, originados por la ausencia de soportes de material adecuado, cercanías a cuerpos de agua, asentamientos humanos y vegetación, lo cual ha originado diversas fallas e incidentes operacionales por fugas de gas. El sistema no tiene válvulas seccionadoras y de corte que permitan aislar una red abierta y/o cerrada.

Las fallas de control registradas desde el año 2005 en las tuberías del sistema de inyección del campo provincia capturan la atención de todos, no ocurren con mucha frecuencia, cuestan mucho dinero, son altamente visibles, generan un impacto ambiental y conllevan un tiempo considerable para re establecer el escenario normal de operación.

Una primera inspección visual utilizando monitoreo de espesores con ultrasonido en algunas líneas caracterizadas, nos permite evaluar que el campo tiene una red de distribución de gas de 170 segmentos de líneas de diferentes diámetros, de las cuales dos líneas se atendieron de manera inmediata con reposición de tubería, por tener una probabilidad de riesgo de falla muy alta; a 68 líneas se les programa un mantenimiento correctivo y a 93 líneas se les programa un mantenimiento preventivo.

En un segundo plan de inspección más detallado, El Departamento de Producción de Provincia contrató los servicios de empresas especializadas durante el periodo 2009-2010, para realizar todo el levantamiento topográfico, la inspección y registro de espesores de tubería (ultrasonido) de las líneas de inyección del campo.

A partir de los resultados de la metodología y talleres de RBI, se identificaron los diferentes niveles de riesgo, se plantearon estrategias y se garantizó la implementación de las actividades incluidas en el plan de acción para minimizar la probabilidad de falla y aumentar la confianza en la integridad de cada una de las líneas del sistema de inyección.

El Campo provincia está conformada por 62,491 Kilómetros de líneas de inyección de gas lift; En la red de distribución se observa que las líneas de 3 pulgadas de diámetro ocupan la mayor parte del campo con un 76% (47,526 Km), seguido por las líneas de 2 pulgadas con el 10,96% (6,852 Km), las líneas de 6 pulgadas con el 8,79 % (5,490 Km), las de 2,375 pulgadas con el 3,53% (2,205 Km) y finalmente se encuentran las líneas de 4 pulgadas con un 0,67% del campo.

De acuerdo con el análisis de riesgos por corrosión Interna en los segmentos de las líneas de inyección, el 0,25% son de criticidad alta, el 48,81% de criticidad media, el 49,48% de criticidad baja y el 1,46% de criticidad despreciable. Estos resultados conduce a afirmar que la probabilidad de falla por corrosión interior en la red se encuentra en rangos aceptables de trabajo.

De acuerdo con el análisis de riesgos por corrosión externa de los segmentos de líneas de inyección del campo Provincia, el 3,57% son de criticidad Muy alta, el 53,37% con criticidad Alta, el 39,57% Y el 3,49% con criticidad baja. La probabilidad de un riesgo alto se relaciona con la consecuencia potencial de un daño que podría tener una de estas líneas, teniendo en cuenta la ubicación

próxima a cruces de vías principales y la cercanía a viviendas, colegios y otros asentamientos humanos.

La representación del sistema de inyección de gas se realizó mediante software Pipesim 2003.7, el cual fue alimentado con la caracterización de fluidos del campo, la estimación de una inyección de un flujo total de 51,6 MMSCFD de gas para cubrir la demanda de cada uno de los pozos del campo y contar con un cálculo promedio de presión de Inyección de 900-930 psig y en algunos pozos una presión de 1020 a 1050 psig.

La simulación hidráulica de la configuración de red de inyección con líneas de 2, 3 y 6 pulgadas de diámetro, permite establecer que en ningún caso la velocidad de flujo de gas a través de las tuberías propuestas supera el límite de velocidad erosiva ($V_e = 47$ ft/s). Este diseño garantiza condiciones de flujo de gas favorables a través del sistema de la tubería de inyección, bajas caídas de presión y garantiza valores de presión adecuados para inyección en cada pozo productor.

La simulación hidráulica de la configuración de red de inyección con líneas de 2, 3 y 4 pulgadas de diámetro permitió establecer que, debido a la disminución en el diámetro, se alcanzaron velocidades de flujo mayores y grandes caídas de presión en la red de tuberías, lo cual puede ocasionar que en algunos pozos ubicados en las zonas más alejadas (pozos Conde y Santos), la presión de inyección disponible sea inferior a la requerida (ΔP negativo).

Los resultados muestran que se deben reponer 9,874 kilómetros de tubería representados en 3,253 Kilómetros de líneas de 2 pulgadas de diámetro; 1,627 Kilómetros de 2,375 pulgadas y 4,994 Kilómetros de tubería de 3 pulgadas de diámetro. También muestran que se debe hacer un recubrimiento con pintura epóxica de 5,490 kilómetros para tubería de 6 pulgadas; 418 metros para 4 pulgadas; 47,204 Kilómetros para 3 pulgadas, 2,527 Kilómetros para 2,375

pulgadas y 6,853 Kilómetros para 2 pulgadas; siendo un total de 62,492 Kilómetros de tubería para aplicación de recubrimiento. La totalidad de las líneas a reponer serán reemplazadas por tubería de especificación API 5L Gr B, aplicando la Clase A3A2.

Ambientalmente las alternativas de reposición de tuberías de 3" permitirán mitigar y corregir la probabilidad de falla por corrosión en las líneas de 2.375" y permitirán estandarizar las especificaciones técnicas de las tuberías del campo, con un presupuesto de inversión muy pequeño comparado con el valor total del proyecto.

La alternativa de tender las líneas superficialmente hincadas con marcos H, nos permite reducir el impacto ambiental en los suelos, y evitar una afectación sociocultural en la región por la intervención de maquinarias y equipos pesados.

Con base en la evaluación económica y los criterios técnicos previamente establecidos, la alternativa que puede ser factible, como la mejor opción de inversión para la ejecución del proyecto sería:

- Plan de reposición y recubrimiento de tubería con diámetro de 6, 3" y 2".
- Construcción de tendido de líneas de manera superficial.

El control efectivo de la corrosión extiende la vida útil de cualquier tubería. El costo de una parada inesperada por un escape supera en magnitud los gastos que acarrea la instalación de un sistema de protección contra la corrosión. Controlar el deterioro de las tuberías por corrosión ahorra dinero, preserva el ambiente, protege la integridad de las instalaciones y de las vidas humanas.

7. RECOMENDACIONES

Un efectivo y aplicado plan de inspección nos lleva a visualizar el comportamiento de los materiales con el gas en cada una de las instalaciones y equipos de la red de inyección del campo mejorando la confiabilidad de la información, haciendo que el RBI se acerque a la realidad para controlar los procesos de corrosión mejorando la productividad.

Es recomendable que se realice la toma de espesores por ultrasonido en los mismos puntos durante cada inspección, esto con la finalidad de obtener una estimación real de los resultados de velocidad de corrosión y tiempo de vida remanente. Al momento de realizar el cambio de una sección que presente un bajo espesor se debe ejecutar la toma de espesor de la sección nueva a fin de poder realizar el cálculo correspondiente en la próxima inspección.

El personal que opera el sistema de inyección del campo provincia debe asegurar la documentación de control de cambios que permitan registrar la reubicación de los trazados de líneas intervenidas, accesorios, equipos instalados y válvulas de bloqueo siguiendo las especificaciones técnicas del ASME B31.8

Se recomienda emplear técnicas apropiadas para la inspección de las líneas según el mecanismo de falla, de esta manera es posible obtener resultados más confiables. Ecopetrol tiene otros sistemas de monitoreo de corrosión interior y exterior. Se utilizan el Close Interval Survey (CIS), que podría traducirse del inglés como indagación del intervalo próximo del tubo, y el Direct Current Voltage Gradient (DCVG) que, desde la superficie del terreno, permite monitorear la condición del recubrimiento de la tubería, por medio de recorridos de personal a la línea.

Los sistemas de tubería enterrados o sumergidos, deben quedar aislados eléctricamente en las interconexiones con otros sistemas, excepto cuando se tomen medidas para proporcionar una protección catódica mutua o cuando las estructuras metálicas subterráneas estén eléctricamente interconectadas y protegidas catódicamente como unidad. Tener en cuenta la interferencia eléctrica que puedan ocasionar los marcos H con la tubería. Las líneas enterradas o sumergidas deben estar catódicamente protegidas por medio de ánodos galvánicos o por un sistema de ánodos con corriente impresa que mitiguen la corrosión.

Se recomienda para los cruces de vía, realizar el enterramiento de la tubería de manera apropiada y con buen recubrimiento para evitar que se presente daño por corrosión externa como consecuencia de las condiciones del suelo y esfuerzos que se producen sobre la tubería debido al tráfico de vehículos. El enterramiento debe cumplir con los 80 cm de profundidad estipulados por norma dando la compactación al terreno de acuerdo a las especificaciones técnicas de ECOPETROL S.A

El doblado en tubos debe hacerse en frío, teniendo en cuenta que el tubo no se deforme o se formen arrugas en el dobles, conservando sus dimensiones de sección después de ser doblado. Los dobleces deben ser distribuidos, hasta donde sea posible en mayor longitud del tubo, y en ningún caso el radio de doblez debe ser tan corto que no cumpla las especificaciones de doblado.

Se recomienda que la marcación e identificación de tuberías se debe realizar a la salida de las estaciones de recolección, a la salida de los manifold o colectores de distribución, antes e inmediatamente después de un enterrado, cada 200 m aproximadamente, a la salida o entrada de una derivación, cuando la línea se

encuentra entre maleza cada 100 metros, antes e inmediatamente después del paso por un cuerpo de agua.

Se recomienda identificar y demarcar de forma apropiada las líneas e instalar mensajes de prevención y alerta a las comunidades, para disminuir el riesgo de accidentes y además facilitar el trabajo de inspección.

Antes de iniciar las actividades de ejecución del proyecto de la nueva red, se recomienda realizar varios talleres de “contractibilidad” que permitan definir la estrategia más adecuada para instalar el nuevo sistema de tubería (incluyendo el cambio de válvulas), de manera que se afecte lo menos posible la operación del campo.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA Report No. 23: Orifice Metering of Natural Gas and Other related hydrocarbon fluids. Washington, USA. DC. Third Edition, American Gas Association and American Petroleum Institute, August 1992. 5h: il (AGA Report No 3).

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Electrical instruments in hazardous atmospheres. Washington, USA. DC. American National Standards Institute - ISA S12.1:1991. 8h: il. (ANSI/ISA RP12.1).

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Installation of intrinsically safe systems for Hazardous Classified Locations. Washington, USA. DC. American National Standards Institute - ISA –RP12.06.01:2003. 10h: il. (ANSI/ISA RP12.6.01).

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Electrical Equipment for use in Class I, Division 2 Hazardous Classified Locations. Washington, USA. DC. American National Standards Institute - ISA –RP12.12.01:2003. 14h: il. (ANSI/ISA RP12.12).

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Pipe Flanges and Flanged Fittings: Ansi Flanges. Bologna, ITALIA, Viale 11 settembre 2011 n. 12/A. (ASME B.16.5).

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Line Pipe: API 5L. Washington, USA. DC. forty-third Edition, march 2004. (API 5L).

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Midstream Pipeline Valves: Pipeline Valves. Washington, USA. DC. API Specification 6D is an adoption of ISO 14313: 1999, Petroleum and Natural Gas Industries-Pipeline Transportation Systems-Pipeline Valves. 1999. (API 6D).

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API-6FA Specification for Fire Test for Valves: Specification for Fire Test for Valves. Washington, USA. DC. API Specification 6fa Third Edition, APRIL 1999: Fire test for valves. (API 6FA).

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Process Measurement Instrumentation. Washington, USA. DC. API RP 551, American Petroleum Institute: 01-may 1953. 58 h: il. (API RP 551).

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Section 6. Buttweld Fittings: Factory-made wrought steel butt-welding fittings. Washington, USA. DC. 1993. (ASME B 16.9).

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Standards of pipes and fittings: Face to face and end to end dimensions of valves. Washington, USA. DC. ASME/ANSI B16.10: 2000. (ASME B 16.10).

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Metallic gaskets for pipe flanges ring joint: Spiral wound and jacketed. Washington, USA. DC. ASME B16.20.1998. Addenda to the 1998 edition of ASME B16.20. (ASME B 16.20).

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Standards of pipes and fittings: Butt-welding ends. Washington, USA. DC. ASME B16.25. 2001. (ASME B 16.25).

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Steel Gate Valves: Steel Valves, Flanged and Butt-welding Ends. Washington, USA. DC. American Petroleum Institute: February 1997. (ASME B 16.34).

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping System. New York, NY 10016. The American Society of Mechanical Engineers: 2000. ASME B 31.8a-2000. (ASME B 31.8).

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Chapter 3, Part 2: Section II- Materials and specification. Washington, USA. DC. Domenic A, Canonico, Elmar Upitis, Richard A. Moen, Dennis Rahoji, Marvin L. Carpenter: 2006. 82h :il. (ASME Sec. II).

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM A105 / A105M - 12 Standard Specification for Carbon Steel Forgings for Piping Applications ASTM A105, Washington, USA. DC. API RP 551, American Petroleum Institute: 2000. 76 h: il. (API RP 551).

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM A193 / A193M - 12b Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting for High Temperature or High Pressure Service and Other Special Purpose Applications. Washington, USA. DC. ASTM A193, American Petroleum Institute: 2000. 76 h: il. (ASTM A193).

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM A194, Carbon and alloy steel nuts for bolts for high pressure or high temperature service or both. Washington, USA. DC. ASTM A193, American Petroleum Institute: 2000. 76 h: il. (ASTM A194).

ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO. Informe Estadístico Petrolero 2011, Asociación colombiana del Petróleo. [En línea]. Consultado en Agosto 05 de 2012. Disponible en: <http://www.acp.com.co/assets/documents/Asuntos%20Publicos/comunicaciones/Publicaciones/Informe%20Estadistico%20Petrolero%202011.pdf>

ECOPETROL S.A. Especificación técnica para el suministro y aplicación de pintura para tuberías y equipos. Bogotá: ECP-GTP-F-38, 2003. 5 h: il. Instructivo (NIP-57-04).

ECOPETROL S.A. Especificación técnica para el montaje de tubería aérea de acero carbón. Bogotá: ECP-GTP-F-38, 2003. 12 h: il. Instructivo (NIP-51-03).

ECOPETROL S.A. Especificación técnica para el montaje de tuberías enterradas. Bogotá: ECP-GTP-F-38, 2003. 15 h: il. Instructivo (NIP-51-05).

ECOPETROL S.A. Especificación técnica para la prefabricación de tuberías, Bogotá: ECP-GTP-F-38, 2003. 4 h: il. Instructivo (NIP-51-02).

ECOPETROL S.A. Especificación técnica para el suministro y montaje de válvulas, Bogotá: ECP-GTP-F-38, 2003. 7 h: il. Instructivo (NIP-53-019).

ECOPETROL S.A. Protocolos de Verificación y Calibración de Instrumentos, Bogotá: ECP-GTP-F-38, 2003. 7 h: il. Instructivo (NIP-20-02).

ECOPETROL S.A. Montaje y Calibración de Instrumentos de Presión, Bogotá: ECP-GTP-F-38, 2003. 3 h: il. Instructivo (NIP-71-03).

ECOPETROL S.A. Manual de Ingeniería de Costos en Proyectos de Inversión, Bogotá: ECP-GTP-F-38, 2004. 12 h: il. Instructivo (DPY-M-003).

ECOPETROL S.A. – CIMA. Informe Estación Santos y Suerte del campo de Producción Provincia. Bogotá: ECP-GTP-I-001, 56h. il. 2008.

GALLEGO, Lazaros: Programa para el cálculo de tuberías y Bombas centrifugas en procesos de refinación. [En línea]. México, Trabajo de Grado (Ingeniero Químico). Universidad del Itsmo. Citado en Junio de 2011. Disponible en: http://www.unistmo.edu.mx/tesis_Teh/tesis_digitales/25.-%202011%20JUNIO_Lazaro%20Gallegos%20Alvarez.pdf

GUILLERMO, Álvarez. La “aparente” bonanza petrolera en Colombia. [En línea]. Citado el 13 de febrero de 2010. Disponible en: <http://www.unperiodico.unal.edu.co/dper/article/la-aparente-bonanza-petrolera-en-colombia.html>

MAGIOLLO, Ricardo. Curso Taller básico Gas Lift, International Training Group Technical Assitances. Citado Marzo 01 al 05 de 2004. Maracaibo: Venezuela; Instalaciones ESP OIL. 2004. p. 11. Disponible en: http://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/gas_lift_basico.pdf

MENESES, Edgar; MORE, Karla; SICCHA, Ulises; VERASTEGUI, Gabriela y ESPINOZA, Angie. Inspección Basada en el riesgo (IBR-API-RP580). [En línea]. Vol. 13, No 26 (2010). Consultado el 12 de marzo de 2011. Disponible en: <http://www.unperiodico.unal.edu.co/dper/article/la-aparente-bonanza-petrolera-en-colombia.html>

NORMA TECNICA COLOMBIANA. Tubo de Línea: Tubería Soldada Sin Costura. Bogotá D.C: INCONTEC, 2006. 2h. (NTC 4748).

TECNOLOGÍA TOTAL CONTROL INTEGRAL DE CORROSION. Estrategia de Control de corrosión interior de ductos de gas. [En línea]. Consultado en enero 11 de 2011. Disponible en: http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/4_Estrategia_Corrosion.pdf

TURMERO, Rubén. Metodología de Inspección basada en Riesgo (IBR) a través de un sistema de control de mediciones de espesor en la zona de convección de los Hornos de gas Reductor, Orinoco IRON S.C.S. [En línea]. Citado el 12 DE Marzo de 2012. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos-df4/metodologia-inspeccion-basada-riesgos-zona-conveccion-hgr/metodologia-inspeccion-basada-riesgos-zona-conveccion-hgr.pdf>.

UNIDAD DE INVERSIONES SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO. Guía para elaborar y presentar los análisis costo y beneficio de Proyectos de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales. [En línea]. Citado en Junio de 2012. Disponible en: http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CDIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.shcp.gob.mx%2FEGRESOS%2Fppi%2FProyec_hidraulicos%2Fguia_acb_ptar.pdf&ei=RuTNUPmKOoyi8QT-YCABg&usg=AFQjCNEztTsm_8VwIPRLIJxV_smDZEVeUg&bvm=bv.1355325884.