

**PROPUESTA DE REDISEÑO DEL SISTEMA DE LÍNEAS DE FLUJO DESDE
CABEZA DE POZO AL MANIFOLD PRINCIPAL: APLICACIÓN EN CAMPO
CUERVA DE GEOPARK**

**CRISTIAN HERNAN CALDERON ARDILA
JAVIER ANDRES CEBALLOS BALLESTEROS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**PROPUESTA DE REDISEÑO DEL SISTEMA DE LÍNEAS DE FLUJO DESDE
CABEZA DE POZO AL MANIFOLD PRINCIPAL: APLICACIÓN EN CAMPO
CUERVA DE GEOPARK**

**CRISTIAN HERNAN CALDERON ARDILA
JAVIER ANDRES CEBALLOS BALLESTEROS**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en
Producción de Hidrocarburos**

**Director:
ING. CARLOS ANDRES AYALA MARIN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	19
OBJETIVOS.....	20
OBJETIVO GENERAL	20
OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	20
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 ANÁLISIS NODAL	22
1.1.1 Proceso de Producción	23
1.1.2. Determinación de nodo solución.....	26
1.1.3. Capacidad de producción del sistema	28
1.1.4. Curvas de oferta y demanda del pozo	29
1.1.5. Análisis de sistemas de múltiples pozos.....	30
1.2 CAIDA DE PRESIÓN EN TUBERÍAS	31
1.2.1 Número de Reynolds	31
1.2.2 Regímenes de flujo	32
1.2.3 Ecuación de Darcy.....	32
1.2.4 Factor de fricción de Moody.....	33
1.3 ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS	34
1.3.1 Flujo de líquidos.....	34
1.3.2 Flujo de Gas.....	35
1.3.3 Flujo de dos fases.....	36
1.4 CORRELACIONES DE FLUJO SUGERIDAS EN PIPESIM	41
1.5 CRITERIO PARA DIMENSIONAMIENTO DE LÍNEAS.....	41

1.5.1 Flujo Erosional	43
1.5.2 Flujo en líneas de transporte de líquidos	44
1.5.3 Flujo en líneas de Gas	44
1.5.4 Flujo de dos fases	46
1.6 CRITERIO PARA DISEÑO DE ESPESOR DE PARED	47
1.7 AMENAZAS PARA LA INTEGRIDAD DE LÍNEAS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	50
1.7.1 Corrosión externa	50
1.7.2 Corrosión interna	51
1.7.3 Agrietamiento de corrosión por esfuerzo – ACE (stress corrosión cracking - SCC)	53
1.7.4 Defectos de manufactura	54
1.7.5 Defectos de fabricación y construcción	56
1.7.6 Daño mecánico	57
1.7.7 Operaciones incorrectas	58
1.8 CORROSIÓN	58
1.8.1 Tipos y mecanismos de corrosión	62
1.9 IMPUREZAS EN EL FLUIDO DE PRODUCCIÓN QUE GENERAN TIPOS DE CORROSIÓN INTERNA EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	68
1.9.1 Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	68
1.9.2 Dióxido de carbono (CO ₂)	70
1.9.3 Oxígeno	76
1.9.4 Bacterias	77
1.9.5 Cloruros	77
1.9.6 Agua	77
1.10 CORROSIÓN INTERNA EN LÍNEAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	80
1.10.1 Efecto de la temperatura y presión de operación	80
2. GENERALIDADES DE CAMPO CUERVA	83
2.1 RESEÑA HISTÓRICA	83

2.2 DISTRIBUCIÓN RED DE TUBERÍAS EN CAMPO CUERVA.....	85
2.2.1 Troncal 1	85
2.2.2. Troncal 2.....	86
2.2.3 Troncal 3.....	87
2.2.4. Troncal 4.....	88
2.2.5. Troncal 5.....	89
2.3 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO.....	92
3. MODELAMIENTO EMPLEANDO SOFTWARE ESPECIALIZADO.....	93
3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE CAMPO	94
3.1.1 Registros de reportes de recorredores y producción	94
3.1.2 Información obtenida a partir de los estados mecánicos de los pozos	96
3.2 CREACIÓN DEL MODELO EN PIPESIM	97
3.2.1 Ajuste del modelo de pozo en PIPESIM	103
3.2.2. Construcción y modelamiento de red de tubería en PIPESIM	108
3.3 CORROBORACIÓN DE DATOS OBTENIDOS POZO A POZO.....	112
3.4 ANÁLISIS DE VELOCIDADES DE FLUJO Y EFECTO DE LA VELOCIDAD EROSIONAL.....	117
4 REDISEÑO DE LÍNEAS DE FLUJO	121
4.1 ESCENARIO LÍNEAS PARALELAS INDEPENDIENTES.....	121
4.1.1 Troncal 1	121
4.2 ESCENARIO LINEA TRONCAL NORTE.....	128
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS ENTRE LOS ESCENARIOS.....	134
5 ESTUDIO DE FALLAS EN LÍNEAS DE FLUJO DE CAMPO CUERVA Y CONCEPTUALIZACIÓN SOBRE POSIBLES CAUSAS	136
5.1 INFORMACIÓN RECOPIADA PARA ESTUDIO DE POSIBLES CAUSAS.....	145
5.2 HALLAZGOS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	145
6. CONCLUSIONES	153
7. RECOMENDACIONES.....	156
BIBLIOGRAFIA.....	158
ANEXOS.....	162

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Descripción de proceso de producción	24
Figura 2. Componentes del sistema de producción	26
Figura 3. Perfiles de presiones en el sistema	26
Figura 4. Posibles pérdidas de presión en un sistema completo	28
Figura 5. Curvas de <i>Inflow</i> y <i>Outflow</i>	30
Figura 6. Regímenes de flujo tubería Horizontal.....	37
Figura 7. Regímenes de flujo tubería Horizontal.....	38
Figura 8. Regímenes de flujo tubería Vertical.....	39
Figura 9. Línea de flujo con corrosión externa.....	51
Figura 10. Corrosión interna en tubería de recolección de fluidos de pozo.	53
Figura 11. Agrietamiento de corrosión por esfuerzo	54
Figura 12. Imperfecciones generadas en el proceso de fabricación de tubería	55
Figura 13. Pandeos generados durante actividades de doblado de tubería	56
Figura 14. Daños mecánicos generados por vandalismo en líneas de producción	58
Figura 15. Celda de corrosión básica.	60
Figura 16. Esquema de celda de corrosión.	60
Figura 17. Corrosión en la superficie del acero.....	61
Figura 18. Corrosión generalizada interna en tubería metálica	63
Figura 19. Corrosión localizada en tubería metálica	64
Figura 20. Corrosión galvánica	65
Figura 21. Erosión presentada en un codo	66
Figura 22. Corrosión inducida microbiológicamente	68
Figura 23. Corrosión localizada por picaduras por CO ₂	72

Figura 24. Corrosión por CO ₂ ataque tipo mesa.	73
Figura 25. Corrosión por CO ₂ asistido por flujo turbulento.....	74
Figura 26. Morfología de daño de corrosión por CO ₂ en aceros al carbono.	76
Figura 27. Ubicación de Campo Cuerva en Colombia.....	84
Figura 28. Esquema de distribución de pozos en la troncal 1.....	86
Figura 29. Esquema de distribución de pozos en la troncal 2.....	87
Figura 30. Esquema de distribución de pozos en la troncal 3.....	88
Figura 31. Esquema de distribución de pozos en la troncal 4.....	89
Figura 32. Esquema de distribución de pozos en la troncal 4.....	90
Figura 33. Líneas de flujo típicas instaladas en campo Cuerva.....	91
Figura 34. Línea de flujo de pozo Cuerva 10 a Cuerva 6 con presencia de fuga. 91	
Figura 35. Estado mecánico de pozo Cuerva 2A.....	97
Figura 36. Propiedades de Blackoil en PIPESIM.....	98
Figura 37. Datos de viscosidad Blackoil en PIPESIM.....	99
Figura 38. Datos completamiento vertical en PIPESIM.....	99
Figura 39. Datos de perfil de desviación en completamiento vertical, PIPESIM. 100	
Figura 40. Datos de perfil geotérmico en completamiento vertical, PIPESIM.....	101
Figura 41. Configuración de tubería de producción, PIPESIM.....	102
Figura 42. Configuración de equipo de fondo, PIPESIM.....	103
Figura 43. Ajuste de modelo mediante perfiles de presión / temperatura, PIPESIM	104
Figura 44. Datos de perfil elevación vs temperatura, PIPESIM.....	104
Figura 45. Datos de perfil elevación vs temperatura, PIPESIM.....	105
Figura 46. Análisis de sensibilidad mediante Análisis Nodal en PIPESIM.....	106
Figura 47. Análisis de sensibilidad mediante curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando WPH en pozo Cuerva 2A.....	107
Figura 48. Ingreso de datos para secciones de línea de flujo en PIPESIM.....	108
Figura 49. Esquema de red de tubería para Campo Cuerva en PIPESIM.....	110
Figura 50. Modelo de fluido local para pozos en PIPESIM.....	110
Figura 51. Condiciones de frontera para pozos en PIPESIM.....	111

Figura 52. Ventana de correlaciones para flujo vertical y flujo horizontal	112
Figura 53. Esquema de distribución de rugosidades superficiales para cada segmento de líneas.....	116
Figura 54. Configuración de especificaciones para cálculo de velocidad erosional en PIPESIM	118
Figura 55. Identificación de segmentos en troncal 1 con baja velocidad de flujo.	120
Figura 56. Esquema de rediseño líneas paralelas independientes.....	122
Figura 57. Perfil de presión con respecto a distancia total para diferentes diámetros de troncal 1.	125
Figura 58. Esquema rediseño troncal 2	126
Figura 59. Perfil de presión con respecto a distancia total para diferentes diámetros de troncal 1.	128
Figura 60. Esquema rediseño Troncal Norte	129
Figura 61. Distribución de presiones con respecto a distancia total de los diferentes escenarios de rediseño troncal norte.	133
Figura 62. Mapa de ubicación de fallas en líneas troncales 1 y 2 ubicados en el norte.....	141
Figura 63. Sección externa de tubería API 5CT tamaño 4 ½ 12.75#.....	146
Figura 64. Sección interna de tubería corroída API 5CT tamaño 4 ½ 12.75#.....	146
Figura 65. Sección interna de tubería corroída API 5CT tamaño 4 ½ 12.75#.....	147

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Aplicaciones y restricciones de correlaciones de flujo	42
Tabla 2. Efecto de parámetros sobre el potencial de formación de incrustaciones	79
Tabla 3. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 1.	94
Tabla 4. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 2.	95
Tabla 5. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 3.	95
Tabla 6. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 4.	96
Tabla 7. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 5.	96
Tabla 8. Especificaciones de tuberías de producción en Campo Cuerva	101
Tabla 9. Resultados simulación mediante sensibilidades a través de comportamiento de afluencia de pozo variando WHP.	107
Tabla 10. Especificaciones de tubería para líneas de flujo en campo Cuerva.	109
Tabla 11. Comparación de pozos en prueba de producción con datos simulados en la red.....	113
Tabla 12. Valores de rugosidad superficial para tuberías en acero al carbono corroídas,.....	115
Tabla 13. Resultados análisis de sensibilidad pozo a pozo en líneas con rugosidad superficial de tubería en acero corroído.....	116

Tabla 14. Resultados velocidades de flujo y velocidades erosionales para líneas con rugosidad superficial de tubería nueva y tubería corroída.....	119
Tabla 15. Especificaciones de tubería, dimensiones bajo ASME B 36.10	122
Tabla 16. Resultados simulación rediseño troncal 1 con diámetro 4", 5" y 6"	123
Tabla 17. Tabla comparativa escenarios Troncal 1	124
Tabla 18. Resultados escenarios rediseño troncal 2	126
Tabla 19. Tabla comparativa escenarios Troncal 2	127
Tabla 20. Resultados escenarios rediseño troncal norte.	129
Tabla 21. Resultados comparativos escenarios rediseño troncal norte.	131
Tabla 22. Resultados escenario múltiples diámetros rediseño troncal norte.	132
Tabla 23. Tabla comparativa escenario múltiples diámetros rediseño troncal norte.	132
Tabla 24. Tabla comparativa de los mejores escenarios.	134
Tabla 25. Ventajas y desventajas entre trazado actual y los dos mejores escenarios planteados	135
Tabla 26. Histórico de incidentes presentados en Campo Cuerva relacionados con líneas de flujo.....	136
Tabla 27. Formulación de Hipótesis de falla y acciones correctivas	143
Tabla 28. Tipos de análisis o pruebas por realizar.....	150

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A.....	162

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA DE REDISEÑO DEL SISTEMA DE LÍNEAS DE FLUJO DESDE CABEZA DE POZO AL MANIFOLD PRINCIPAL: APLICACIÓN EN CAMPO CUERVA DE GEOPARK *

AUTOR: CRISTIAN HERNAN CALDERON ARDILA, JAVIER ANDRÉS CEBALLOS BALLESTEROS **

PALABRAS CLAVES: Líneas de flujo, Análisis Nodal, Corrosión, Optimización, Mecanismos de falla

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de monografía presentará un rediseño de un sistema de líneas de flujo a partir de un estudio de distribución de presiones en diferentes nodos desde cabeza de pozo hasta manifold principal, identificando zonas que generan restricciones y sugiriendo un esquema óptimo para el transporte de hidrocarburo simulado mediante el software PIPESIM, demostrando las ventajas en caso de que a futuro se llegase a instalar.

El trabajo hace énfasis en las troncales 1 y 2, líneas que se encuentran entre si unidas mediante un bypass. La escogencia del rediseño de estas dos líneas troncales se realizó debido a las constantes fallas y contingencias que han sucedido, también por representar el transporte de más del 60% de producción de fluido de todo el campo, y a las altas presiones en cabeza de pozo que han venido presentando los pozos asociados a estas líneas troncales. Para cumplir este objetivo se plantearon dos escenarios para el transporte de fluido; la primera es desarrollar dos líneas independientes paralelas simulando con diferentes diámetros representando las nuevas líneas troncal 1 y troncal 2; en el segundo escenario se plantea una sola línea troncal la cual transporta el fluido de todos los pozos de la troncal 1 y 2.

Con el fin de verificar el efecto de la corrosión interna sobre la producción, se realizaron variaciones de la rugosidad superficial absoluta en la red de las troncales 1 y 2 simulando el comportamiento como líneas corroídas. Por otro lado, se hizo una evaluación de relación entre velocidad del fluido y la velocidad erosional calculada por el simulador de acuerdo a API RP 14E.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. Esp. Carlos Andrés Ayala Marín.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL OF REDESIGN OF THE FLOW LINES SYSTEM FROM WELLHEAD TO THE MAIN MANIFOLD, APPLICATION IN LA CUERVA FIELD OF GEOPARK *

AUTHOR: CRISTIAN HERNÁN CALDERÓN ARDILA, JAVIER ANDRÉS CEBALLOS BALLESTEROS**

KEY WORDS: Flow Lines, Nodal Analysis, Corrosion, Optimization, Failure Mechanisms

DESCRIPTION:

This monograph work will present a redesign of a system of flowlines from a study of distribution of pressure in different nodes from wellhead to main manifold, identifying areas that generate restrictions and suggesting an optimal scheme for transport of hydrocarbon simulated through software PIPESIM, demonstrating the advantages at the future if will be installed.

The work emphasizes at the gathering lines: Trunkline 1 and Trunkline 2, lines that are together united by a bypass. The choice of the redesign of the two trunklines was carried out due to constant failures and contingencies that have happened, also represent the transport of more than 60% of production of fluid from the entire field, and high pressures in wellhead which have been presenting wells associated with these trunk lines. To meet this objective was carried out two scenarios for the transport of fluid; the first is to develop two parallel independent lines, simulating different diameters representing new trunk lines 1 and trunk line 2; in the second scenario arises as single trunk line which transports the fluid of all trunk line 1 and 2 wells.

In order to verify the effect of internal corrosion on the production, were variations of the absolute surface roughness in the trunk line 1 and 2 simulating behavior as corroded lines. On other hand, was developed an evaluation of relationship between velocity and erosional velocity calculated by the simulator according to API RP 14E.

* Bachelor thesis

**Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director Eng. Carlos Andrés Ayala Marín

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de monografía presentará un rediseño de un sistema de líneas de flujo a partir de un estudio de distribución de presiones en diferentes nodos desde cabeza de pozo hasta manifold principal, identificando zonas que generan restricciones y sugiriendo un esquema óptimo para el transporte de hidrocarburo simulado mediante el software PIPESIM, demostrando las ventajas en caso de que a futuro se llegase a instalar.

El trabajo hace énfasis en las troncales 1 y 2, líneas que se encuentran entre si unidas mediante un bypass. La escogencia del rediseño de estas dos líneas troncales se realizó debido a las constantes fallas y contingencias que han sucedido, también por representar el transporte de más del 60% de producción de fluido de todo el campo, y a las altas presiones en cabeza de pozo que han venido presentando los pozos asociados a estas líneas troncales. Para cumplir este objetivo se plantearon dos escenarios para el transporte de fluido; la primera es desarrollar dos líneas independientes paralelas simulando con diferentes diámetros representando las nuevas líneas troncal 1 y troncal 2; en el segundo escenario se plantea una sola línea troncal la cual transporta el fluido de todos los pozos de la troncal 1 y 2.

Con el fin de verificar el efecto de la corrosión interna sobre la producción, se realizaron variaciones de la rugosidad superficial absoluta en la red de las troncales 1 y 2 simulando el comportamiento como líneas corroídas. Por otro lado, se hizo una evaluación de relación entre velocidad del fluido y la velocidad erosional calculada por el simulador de acuerdo a API RP 14E.

Por último se plantearon posibles hipótesis de falla de las líneas evaluando algunas de estas con información disponible en campo y generando un plan de acción para realizar a futuro un estudio más detallado para análisis de falla basado en estándares NACE y API.

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Campo Cuerva es un campo de producción actualmente operado por Geopark, desde el año 2009 se encuentra en producción y está ubicado en Paz de Ariporo, Casanare. Cuenta con 13 locaciones donde hay 23 pozos productores de petróleo. La producción de cada pozo se transporta a dos baterías, mediante líneas de flujo instaladas con tubería roscada de 3 ½", 4 ½", 5" y 5 ½". En algunos pozos el fluido es recolectado y transportado en tubería de diámetro 3 ½" las cuales son especificación API 5CT y estaban presupuestadas para emplearse como tuberías de producción. Durante el desarrollo del campo se han perforado pozos y estos han sido conectados a las líneas ya existentes causando probablemente que la producción se vea limitada por el dimensionamiento de las líneas desencadenando restricciones y caídas en la producción.

Adicionalmente, se han venido presentando continuas contingencias por fugas de crudo debido a fallas en la tubería sin conocerse con certeza sus causas; estos sucesos probablemente está ligado a velocidades erosionales o corrosión. Estas fallas ocasionan derrames de crudo y paradas de producción para realizar las respectivas reparaciones de la tubería, lo cual genera costos por mantenimiento y por parada de producción.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar un rediseño de líneas desde cabeza de pozo hasta facilidad (manifold) mediante evaluación a través de un simulador de redes de tubería tomando en cuenta los parámetros de producción, topografía del terreno, propiedades fisicoquímicas del fluido, distribución de presiones, entre otros; presentes desde cabeza de pozo hasta el manifold de la batería principal con el fin de identificar zonas que generen restricción y así definir un esquema óptimo de producción.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Relacionar históricamente los problemas ambientales generados por las fallas de las líneas existentes y verificar los costos cada reparación y mantenimiento analizando las pérdidas de producción.
2. Hacer una conceptualización sobre los posibles mecanismos de daño en las líneas de flujo que han presentado fallas generando un plan de acción basado en estándares NACE y API para planteamientos de hipótesis.
3. Analizar posible efecto de daño por velocidad erosional mediante comparativos de velocidad de flujo de las líneas con cálculos de velocidad erosional basado en práctica recomendada API RP 14E.
4. Realizar un estudio de las líneas de flujo existentes actualmente en campo Cuerva de Geopark y seleccionar las líneas que presentan más inconvenientes para generar nuevos diseños.

5. Identificar presencia de posibles zonas que generen restricción de flujo modelando con el software Pipesim.
6. Proponer un rediseño de líneas de flujo, que mejore la producción de crudo y disminuya costos de mantenimiento e impactos ambientales implementando recomendaciones de estándares de construcción, operación y mantenimiento.
7. Comparar las pérdidas de producción entre las líneas de flujo existentes y las del nuevo diseño y definir las ventajas y desventajas de cada sistema.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 ANÁLISIS NODAL¹

En análisis nodal es definido como un enfoque de sistemas para la optimización de pozos de aceite y gas; es usado para evaluar a fondo un sistema de producción completo.

Cada componente en un pozo de producción o de todos los pozos en un sistema de producción puede ser optimizado hasta alcanzar la tasa de flujo más económico. Todos los presentes componentes son analizados; iniciando con la presión estática de yacimiento, finalizando con el separador, incluyendo el desempeño de inlfujo, como también el flujo que pasa a través del completamiento, la tubería de producción, choques en superficie (si aplica), líneas de flujo horizontales hasta las facilidades de separación.

La optimización de producción de pozos de aceite y gas empleando análisis nodal ha contribuido a mejorar técnicas de completación, producción y eficiencia para muchos pozos. Este tipo de Análisis fue propuesto por Gilbert en 1954.

Dentro de las posibles aplicaciones del análisis nodal se encuentran²:

- Analizar si el sistema en su totalidad, se encuentra funcionando por debajo de la capacidad esperada.

¹BROWN, Kermit y LEA, James. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, Octubre 1985, p 1751 - 1763

² CABARCAS, Manuel. Curso de Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal. Módulo Generalidades de Análisis Nodal. Especialización de Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. 2013. p 2.

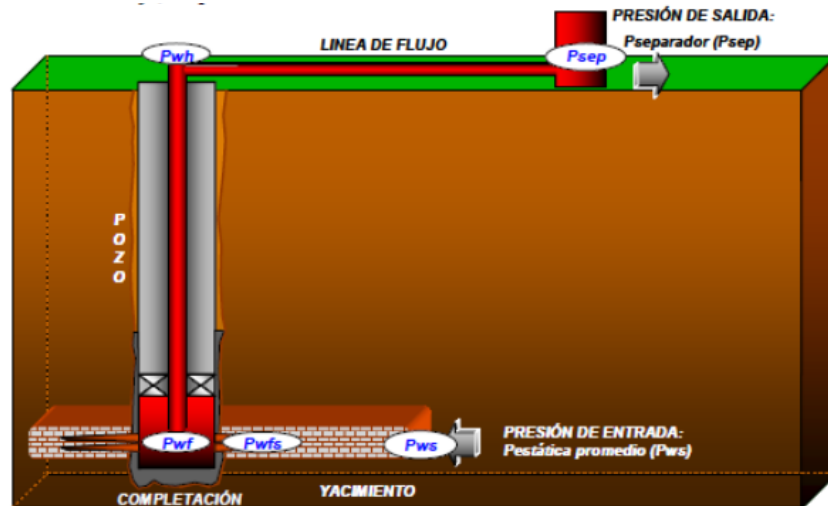
- Las líneas pueden estar expuestas a depósitos que disminuyen su capacidad de flujo.
- Las líneas y tuberías utilizadas pueden ser muy grandes o muy pequeñas para el caudal producido.
- Se desea analizar la variación de producción con posibles cambios en la presión del separador.
- Se desea diseñar un sistema de completamiento y se quiere probar diferentes alternativas incluyendo diferentes densidades de cañoneo de la formación.
- El deterioro de un empaque de grava presenta excesiva pérdida de presión a través de él.
- Pozos con una alta relación gas-líquido pueden requerir análisis cuidadoso usando análisis nodal para la selección final de un tamaño de estrangulador a utilizar.
- Realizar comparaciones entre la habilidad del sistema para manejar fluido y la capacidad de producción de la arena- formación poco consolidada.
- Evaluar el beneficio real de un levantamiento artificial en el caudal a producir.
- Suministra alternativas rápidas para incrementar la producción.
- El Análisis Nodal se puede utilizar como una herramienta de diagnóstico que facilita observar problemas cuando las condiciones de flujo son inferiores a las obtenidas en las predicciones.

1.1.1 Proceso de Producción³. Comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo del drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura 1 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: yacimiento, completación, pozo, y línea de flujo superficial.

³MAGGILOLO R. Curso Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP OIL Engineering Consultants.Lima-Peru. 2008.

Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

Figura 1. Descripción de proceso de producción



Fuente: MAGGILOLO R. Curso Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP OIL Engineering Consultants. Lima-Perú. 2008.

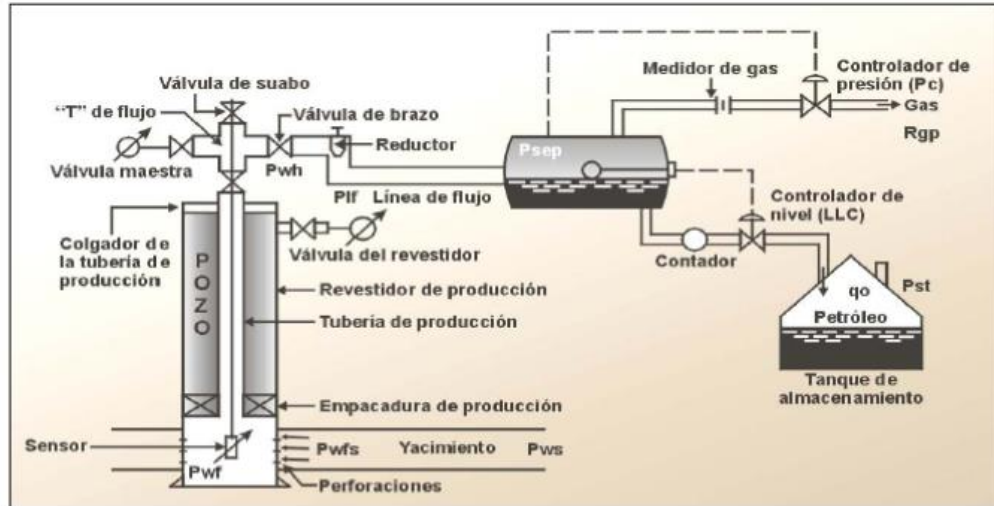
Los perfiles de presiones en el sistema se pueden apreciar en la figura 2 y la relación con los componentes del sistema de la figura 3.

- Transporte en el yacimiento: El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia *redel* pozo donde la presión es P_{ws} , posteriormente viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o.h$), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o). Entre más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo aumentando el índice de productividad del pozo.

La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

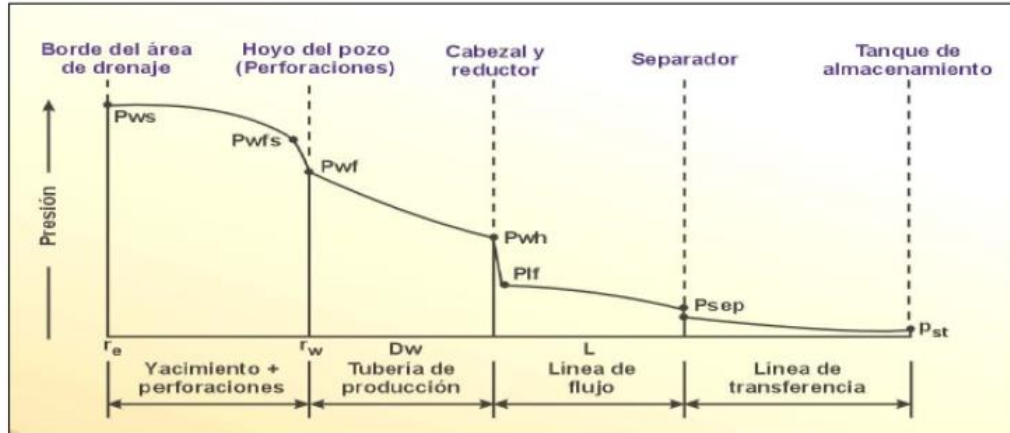
- Transporte en las perforaciones: Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .
- Transporte en el pozo: En el pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Al cabeza del pozo llega con una presión P_{wh} .
- Transporte en la línea de flujo superficial: Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, P_{lf} , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.

Figura 2. Componentes del sistema de producción



Fuente: MAGGIOLO R. Curso Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP OIL Engineering Consultants. Lima-Perú. 2008.

Figura 3. Perfiles de presiones en el sistema



Fuente: MAGGIOLO R. Curso Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP OIL Engineering Consultants. Lima-Peru. 2008.

1.1.2. Determinación de nodo solución. En la figura 2 se muestran los componentes que hacen parte de un sistema detallado de flujo en un pozo y las caídas de presión que se encuentran al transportarse el fluido desde el yacimiento

hasta separador. Iniciando en el yacimiento y terminando en el separador, los componentes en su orden son: presión en el yacimiento, productividad del pozo, completación del pozo, sarta de tubería, posible dispositivo restrictivo de fondo de pozo, tubing, válvula de seguridad, tubing, choque en superficie, línea de flujo y el separador.

Para optimizar el sistema efectivamente, cada componente debe ser evaluado separadamente y luego evaluar todo el sistema de producción de pozo. El efecto de cambio de cualquier componente en el sistema entero y puede ser mostrado gráficamente con un análisis de pozo.

Las posiciones de nodo solución más comunes para realizar análisis nodal son las siguientes⁴:

- En el centro del intervalo de producción en el fondo del pozo. Así quedará aislado el desempeño de influjo del pozo.
- En la cabeza de pozo. De esta manera se aísla la línea de flujo o los efectos de presión de superficie sobre la producción.
- Nodo solución de presión diferencial a lo largo del intervalo de completación para evaluar el efecto de los números de perforaciones en el *gravel pack*.
- Nodo solución en el separador, especialmente con pozo de *gas-lift*. De esta manera se aísla el efecto de la presión del separador sobre la producción.

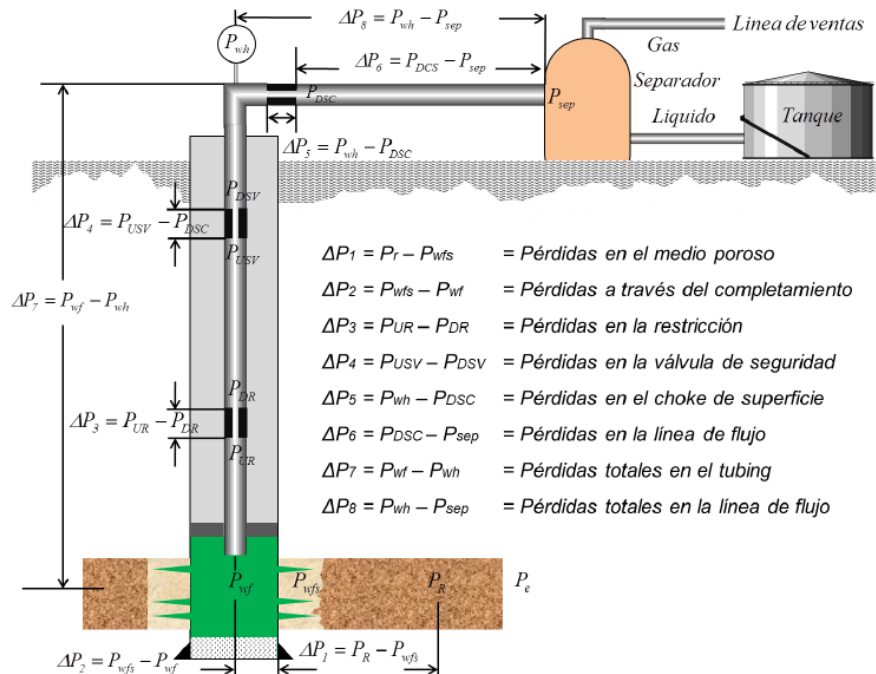
Todos los componentes aguas arriba del nodo comprenden la sección de entrada; la sección de salida consiste de todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo. Cada componente en el sistema debe disponer de una relación entre la tasa de flujo y caída de presión. La tasa de flujo a través del sistema se puede determinar una vez se logre satisfacer que el flujo a la entrada del nodo es

⁴ Op cit., BROWN, Kermit y LEA, James, p 1752

igual al flujo a la salida del mismo, y también que una sola presión existe en el nodo.⁵

1.1.3. Capacidad de producción del sistema. La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

Figura 4. Posibles pérdidas de presión en un sistema completo



Fuente: CABARCAS, Manuel. Curso de Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal. Módulo Generalidades de Análisis Nodal. Especialización de Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. 2013. p 2.

⁵Op. Cit., CABARCAS, p 6.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} , y la presión final, P_{sep} .⁶ La figura 4 muestra las posibles pérdidas de presión en un sistema completo.

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Donde

$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs}$ = Caída de presión en el yacimiento.

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$ = Caída de presión en la completación

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$ = Caída de presión en el pozo

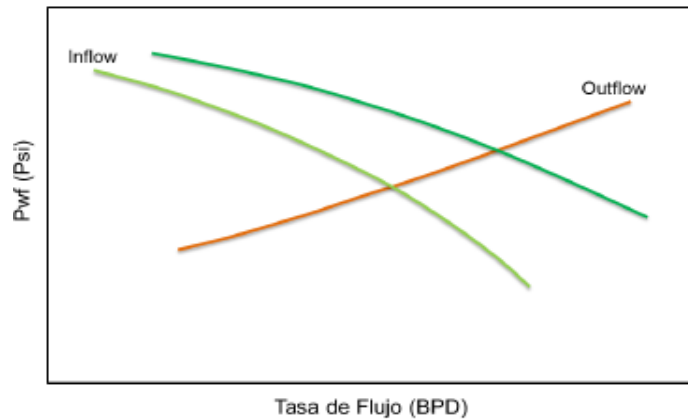
$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$ = Caída de presión en la línea de flujo.

1.1.4. Curvas de oferta y demanda del pozo. La curva *inflow* o curva de oferta de energía describe la relación entre la presión de fondo fluyendo y la tasa de flujo para el yacimiento; la curva *outflow* o curva de demanda del sistema describe la relación entre la presión de fondo fluyendo y la tasa de flujo para el pozo.

La intersección de estas dos curvas (Figura 4) nos suministra una tasa de flujo única a la cual producirá el pozo para un conjunto determinado de propiedades del yacimiento y del pozo.

⁶Op. cit., MAGGILOLO, p 9.

Figura 5. Curvas de *Inflow* y *Outflow*



Fuente: Op. cit., CABARCAS. p 14.

1.1.5. Análisis de sistemas de múltiples pozos.⁷ Un error común en el desarrollo de campos de producción es conectar nuevos pozos a líneas de flujo existentes las cuales ya se encuentran sobrecargadas, ocasionando el incremento de presión en cabeza de pozo de todos los pozos que están conectados a la línea.

Los conceptos de análisis nodal aplicado a un solo pozo también pueden ser aplicados a múltiples pozos o campos enteros. En este caso, un cambio realizado en cualquier componente del sistema, afectará la capacidad de producción de todo el sistema. Algunos de estos cambios que pueden ser considerados son:

1. Operaciones de *workover* en pozos individuales.
2. Instalación de sistemas de levantamiento artificial en algunos pozos
3. Adición de nuevos pozos al sistema
4. Cierre de algunos pozos productores
5. Cambios de las características de producción con respecto al tiempo
6. Efecto del diámetro de las líneas de superficie
7. Instalación de bombas o compresores

⁷BEGGS H., *Productions optimization Using NodalTH Analysis*, 2n ed., OGCI and Petroskills Publications, 2003, Tulsa, Oklahoma

8. Efecto de la presión final de salida P_D

La ubicación del nodo para el análisis final debe ser seleccionada en un punto que no haya mezcla de corrientes de flujo aguas abajo del nodo. Los nodos intermedios se deben seleccionar en puntos donde converjan varias líneas de flujo aguas arriba del nodo final. El análisis debe empezar en la presión del yacimiento, de la cual es independiente de la tasa y debe terminar en alguna presión final de salida que también sea independiente de la tasa.

1.2 CAIDA DE PRESIÓN EN TUBERÍAS⁸

El diseño de tubería en facilidades de producción involucra la selección de un diámetro de tubería y un espesor de pared que sea capaz de transportar el fluido desde un punto a otro distante, dentro de las tolerancias de caída de presión y restricciones de presión impuestas por el proceso.

1.2.1 Número de Reynolds. El número de Reynolds es un parámetro adimensional que relaciona la tasa de fuerza de la inercia a la fuerza de viscosidad. Este puede ser expresado por la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{\rho DV}{\mu}$$

Donde

Re= número de Reynolds

ρ = densidad, lb/ft³

⁸ARNOLD K. y STEWART M., Surface Productions Operations., V.1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities, Gulf Publishing Company, 1999, Houston, TX. p 244

D = diámetro interno de la tubería, ft

V = velocidad del flujo, ft/sec

μ = viscosidad, lb/ft-sec

1.2.2 Regímenes de flujo. El régimen de flujo describe la naturaleza del flujo del fluido. Existen dos regímenes de flujo básico para flujo en un fluido de una sola fase: flujo laminar y flujo turbulento. Flujo laminar es caracterizado por el bajo mezclado en el flujo del fluido y por tener un perfil de velocidad parabólica. El flujo turbulento envuelve un mezclado complejo del fluido y tiene un perfil de velocidad más uniforme. Por experimentos se ha demostrado que el flujo laminar existe en $Re < 2000$ y el flujo turbulento está presente en $Re > 4000$. Números de Reynolds entre 2000 y 4000 se encuentran en una zona de transición.

1.2.3 Ecuación de Darcy. Esta ecuación, llamada también ecuación de Weisbach o Darcy-Weisbach; muestra que la pérdida de cabeza debido a la fricción entre dos puntos en una sección circular de tubería completamente llena es proporcional a la velocidad de la cabeza y la longitud de tubería e inversamente proporcional al diámetro de tubería: Esta ecuación es:

$$H_L = \frac{fLV^2}{D2g}$$

Donde,

H_L = pérdida de cabeza debido a la fricción, ft

L = longitud de la tubería, ft

V = velocidad, ft/s

D = diámetro de tubería, ft

f = factor de proporcionalidad (factor de fricción de Moody)

g = constante de gravedad

Esta ecuación es empleada para calcular la presión en cualquier punto en un sistema de tubería si la presión, la velocidad de flujo, el diámetro de tubería y la elevación son conocidos en cualquier otro punto.

En muchos sistemas de tubería de facilidades de producción, la diferencia de cabezas debido a la elevación y cambios de velocidad entre dos puntos pueden ser omitidas. En este caso la pérdida de presión entre dos puntos quedaría:

$$\Delta P = 0,0013 \frac{f \rho L V^2}{d}$$

Donde d es el diámetro de tubería

1.2.4 Factor de fricción de Moody. En general, el factor de fricción de Moody se encuentra en función del número de Reynolds, Re , y la rugosidad relativa de la tubería ε/D . Para flujo laminar, f se encuentra en función solamente de Re ,

$$f = \frac{64}{Re}$$

En flujo turbulento, f está en función de la rugosidad relativa del tubo y el número Re . En altos valores de Re , f es función solo de ε/D .

1.3 ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS⁹

1.3.1 Flujo de líquidos. La siguiente ecuación normalmente es usada para determinar un diámetro de tubería para una tasa de flujo dada y caída de presión permisible. Sin embargo, es necesario realizar primero un cálculo de número de Reynolds para determinar el factor de fricción.

$$\Delta P = (11,5 \times 10^{-6}) \frac{fLQ_1(S.G.)}{d^5}$$

Donde

ΔP = caída de presión, psi

f = factor de fricción de Moody, adimensional

$S.G.$ = gravedad específica de líquido relativo al agua

Q_1 = tasa de flujo líquido

d = diámetro interno de tubería, in

L = Longitud de tubería, ft

Como el número de Reynolds depende del diámetro de tubería, esta ecuación no puede ser desarrollada directamente. Un método para resolver este inconveniente, es asumir un factor de fricción de 0,025, luego resolver la ecuación de flujo y posteriormente calcular el número de Reynolds. Si el valor del diámetro no es similar, se itera la solución hasta la convergencia.

La ecuación empírica de Hazen- Williams evita la iteración anterior,

$$H_L = 0,00208 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{gpm}{d^{4.87}} \right)^{1.85} L$$

⁹Ibid., p 251

$$H_L = 0,015 \frac{Q_1^{1.85} L}{d^{4.87} C^{1.85}}$$

Donde

H_L = pérdida de cabeza debido a la fricción, ft

L = Longitud, ft

C = constante de factor de fricción. 140 para tubería en acero nueva. 130 para tubería en acero fundido nueva, 100 para tubería remachada.

d = diámetro interno de la tubería, in

gpm = tasa de flujo líquido, galones por minuto

Q_1 = tasa de flujo líquido, bpd

Esta ecuación es basada en flujo de agua bajo condiciones turbulentas con una viscosidad de 1.13 centipoises, correspondiente al caso del agua a 60°F.

La ecuación Hazen-Williams es usada frecuentemente para calcular caídas de presión y capacidad de líneas que tienen como servicio agua. El factor "C" no tiene ninguna relación con el factor de fricción de Moody.

1.3.2 Flujo de Gas. La ecuación de Darcy asume densidad constante en la sección de tubería entre los puntos de entrada y salida de fluido. Mientras esta premisa es válida para líquidos, no lo es para gases, debido a que la densidad de los gases es una función fuertemente ligada a la presión y temperatura. El gas puede expandirse debido a una caída de presión y luego tiende a disminuir en densidad. La ecuación para caída de presión en gases es la siguiente:

$$\Delta P = 12,6 \left[\frac{SQ_g^2 Z T_1 f L}{P_1 d^5} \right]$$

Donde

S = gravedad específica del gas en condiciones estándar,

Q_g = tasa de flujo de gas, MMscfd

Z = factor de compresibilidad para gas

T_1 = temperatura de flujo, °R

f = factor de fricción de Moody, adimensional

d = diámetro interno de tubería, in

El igual que en el caso de los líquidos, para determinar el diámetro con esta ecuación es necesario calcular el número de Reynolds para determinar el factor de fricción y posteriormente resolver el diámetro. Una vez determinado el diámetro se comparan con el número asumido, si no son similares, se procede a iterar hasta la convergencia.

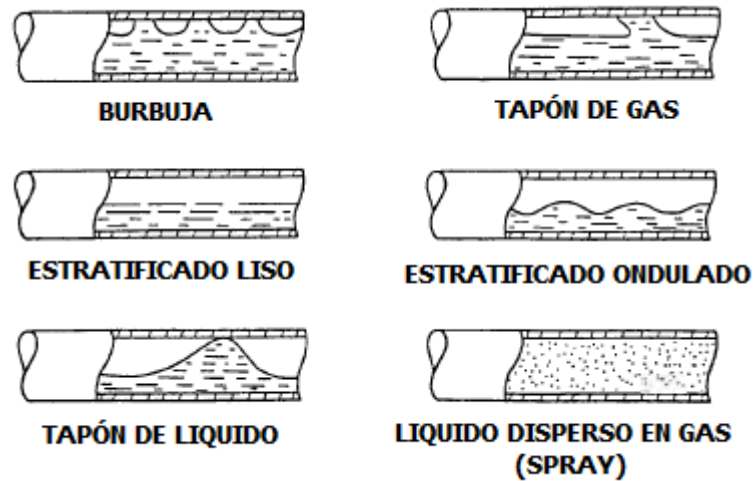
1.3.3 Flujo de dos fases

1.3.3.1 Flujo Horizontal: Cuando una mezcla de gas-líquido ingresa a una línea de tubería, las dos fases tienden a separarse, dejando el líquido pesado gravitando hacia el fondo. El tipo de patrón de flujo depende principalmente de las velocidades superficiales como también de la geometría del sistema y propiedades físicas del sistema.

En relaciones gas líquido muy bajas, el gas tiene a formar pequeñas burbujas que ascienden a la parte superior de la tubería. Si la relación de gas líquido se incrementa, las burbujas se crecen y eventualmente se combinan hasta formar tapones de gas. Si continúa incrementándose la relación de gas líquido pasa de ser tapón a convertirse en un patrón de flujo estratificado, en donde el gas y el líquido fluyen en capas separadas. Si continúa incrementándose la relación gas líquido se pasa del patrón de flujo estratificado a uno ondulado, las ondas de este patrón de flujo incrementan a medida que se incrementa la relación gas líquido hasta que la cresta de las ondas tocan el tope interno de la tubería hasta formar otro flujo tipo tapón de líquido. Por último si continúa creciendo la relación de gas

líquido se obtiene como resultado un patrón de flujo anular y finalmente la dispersión de líquido en la corriente del gas.

Figura 6. Regímenes de flujo tubería Horizontal



Fuente: Modificado de Arnold K. Surface Production Operations: Design of Oil-Handling Systems and Facilities. p 265.

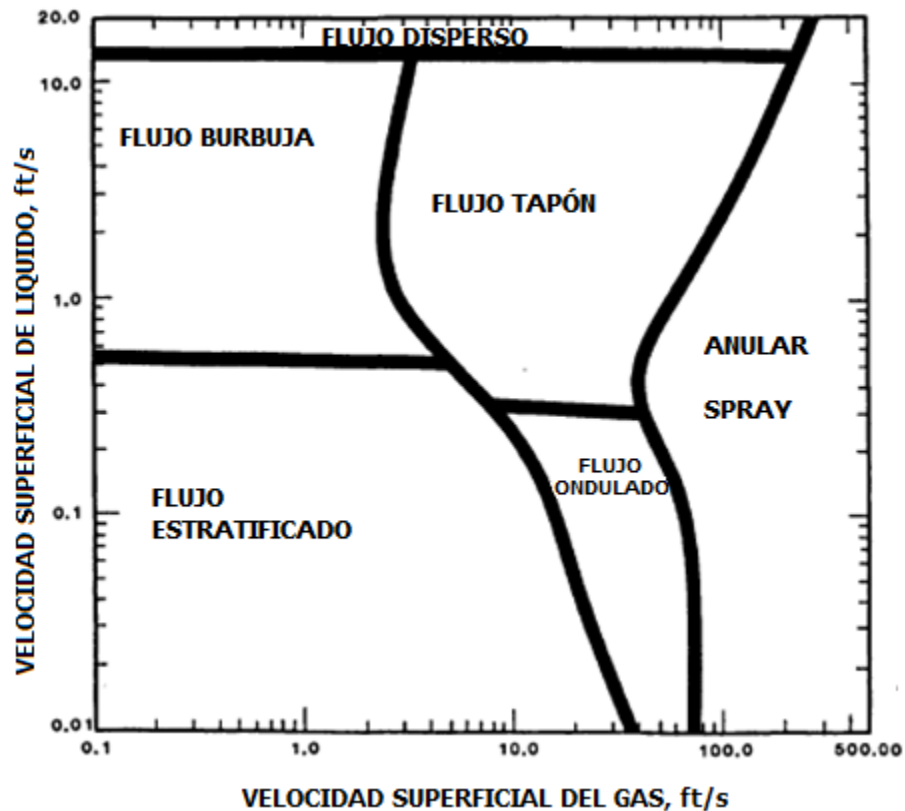
En la figura 7 muestra como el régimen de flujo para tubería horizontal depende primordialmente de las velocidades de flujo superficial del gas y el líquido. La experiencia ha mostrado que este tipo de figuras o diagrama no son muy precisas, pero pueden ser usados como una guía cualitativa.

En la mayoría de líneas de dos fases que se ven en campo, el flujo tapón es común en líneas que presentan pendiente y el flujo está subiendo. En pendientes bajando, el flujo estratificado es el predominante, sin embargo también se puede presentar régimen de flujo tipo tapón de gas.

1.3.3.2. Flujo Vertical: Pueden ser clasificados como burbuja, tapón-anular, transición y anular-disperso dependiendo de la relación de gas líquido. Todos los cuatros tipos de regímenes de flujo pueden existir a lo largo de la tubería.

El flujo burbuja: La relación gas líquido es pequeña. El gas está presente en pequeñas burbujas, distribuidas aleatoriamente. Las burbujas se mueven en diferentes velocidades dependiendo de sus respectivos diámetros. El líquido se mueve hacia arriba en la tubería en una velocidad uniforme; el gas tiene un pequeño efecto sobre la gradiente de presión.

Figura 7. Regímenes de flujo tubería Horizontal



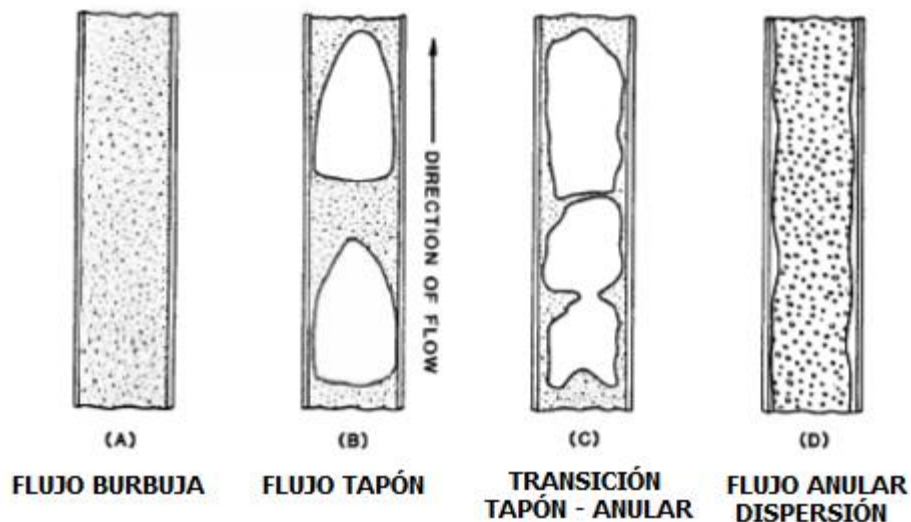
Fuente: Modificado de Arnold K. Surface Production Operations: Design of Oil-Handling Systems and Facilities. p 266.

Flujo Tapón: El régimen de la fase de gas es más pronunciado. La fase líquida y la fase de gas son separadas por tapones de líquido. La velocidad de burbuja es mayor que el líquido, la velocidad del líquido no es constante. En altas velocidades de flujo, el líquido puede ingresar en las burbujas. Tanto la fase de gas como la líquida tienen efectos significativos en el gradiente de presión.

Flujo de transición: El cambio desde una fase líquida continua a una fase continua gaseosa ocurre en esta región. El tapón de líquido entre las burbujas desaparece, y una significativa cantidad de líquido entra en la fase gaseosa. En este caso, aún los efectos del líquido son significativos, pero la fase gaseosa es predominante.

Flujo Anular – disperso: La fase de gas es continua. La masa de líquido es encarrilada y llevada en la fase gaseosa. Una película de líquido moja la pared de tubería, pero estos efectos son secundarios. La fase gaseosa es factor controlador.

Figura 8. Regímenes de flujo tubería Vertical



Fuente: Modificado de Arnold K. Surface Production Operations: Design of Oil-Handling Systems and Facilities. p 265.

La caída de presión en un flujo bifásico es la suma de la caída de presión debido a la aceleración, pérdidas por fricción y cambios de elevación. En muchas líneas la caída de presión debido a aceleración es pequeña. La caída de presión debido a la fricción es normalmente mayor en flujo bifásico que la suma de las caídas de presión del equivalente a dos fases sencillas.; esto atribuye a la transferencia de energía irreversible en la interface entre las dos fases y el área transversal reducida que se encuentra disponible para el flujo de cada fase.

La caída de presión debido a los cambios de elevación es también significativa en los flujos de dos fases. Existen numerosos programas de software disponibles que calculan la caída de presión en flujo de dos fases. El API RP 14E presenta la siguiente ecuación para caída de presión en flujo bifásico:

$$\Delta P = \frac{3.4 \times 10^{-6} f L W^2}{\rho_m d^5}$$

Donde

L= longitud, ft

d = diámetro interno de la tubería, in

W= tasa de flujo de líquido y vapor, lb/hr

ρ_m = densidad de la mezcla, lb/ft³

$$\rho_m = \frac{12,409 (S.G.)P + 2.7 RSP}{198,7P + RTZ}$$

Donde

P= presión de operación, psia

R= relación gas líquido, ft³/bbl

T: temperatura de operación, °R

Z= Factor de compresibilidad del gas

SG = Gravedad específica del líquido relativo al agua (use el promedio de gravedad para mezclas de hidrocarburo y agua).

S= gravedad específica del gas en condiciones estándar (aire=1)

1.4 CORRELACIONES DE FLUJO SUGERIDAS EN PIPESIM¹⁰

En los archivos de consulta de PIPESIM, establece que si no hay datos de producción disponible, Schlumberger ha modelado con resultados satisfactorios las siguientes correlaciones: Sistemas de fase simple con la correlación de Moody; en pozos de aceite verticales con la correlación de Hagedorn and Brown; en pozos altamente desviados con la correlación de Hagedorn and Brown, Duns and Ros u OLGA-S; en pozos de gas/condensado con la correlación Hagedorn and Brown; en tubería para transporte con la correlación Oliemans; y en tuberías de transporte Gas/condensado con la correlación BJA.

En la tabla 1, el software PIPESIM presenta una relación de las correlaciones a usar de acuerdo a las propiedades del fluido y si el transporte de fluido es vertical u horizontal.

1.5 CRITERIO PARA DIMENSIONAMIENTO DE LÍNEAS¹¹

Cuando se escoge un tamaño de línea es necesario considerar tanto la caída de presión como la velocidad de flujo. Las líneas necesitan ser lo suficientemente

¹⁰ Software PIPESIM, sección de ayuda.

¹¹ ARNOLD K. y STEWART M. Op. cit., p 285

largas de tal modo que la presión disponible pueda llevar el fluido a lo largo de la línea. La caída de presión es un criterio importante para líneas de gran longitud.

Tabla 1. Aplicaciones y restricciones de correlaciones de flujo

Correlación	Pozos Verticales de aceite	Pozos Altamente desviados de aceite	Pozos verticales gas/cond.	Líneas de tuberías transporte de aceite	Líneas de tuberías transporte de gas/cond
Duns and Ros	si	si	si	si	si
Orkiszewski	si	no	si	no	no
Hagedorn and Brown	si	no	si	no	no
Beggs and Brill Revised	si	si	si	si	si
Beggs and Brill Original	si	si	si	si	si
Mukherjee and Brill	si	si	si	si	si
Govier, Aziz and Forgasi	si	si	si	si	si
No Slip	si	si	si	si	si
OLGAS	si	si	si	si	si
Ansari	si	no	si	no	no
BJA for condensates	no	no	si	no	si
AGA and Flanigan	no	no	no	no	si
Oliemans	no	no	no	si	si
Gray	no	no	si	no	no
Gray Modified	no	no	si	no	no
Xiao	no	no	no	si	si

Fuente: Software Pipesim.

El diámetro de la línea también debe ser dimensionado para una mínima y máxima velocidad. El fluido debe permanecer por debajo de una velocidad máxima para prevenir problemas tales como erosión, ruido y golpes de ariete, así mismo el fluido debe permanecer también arriba de una mínima velocidad para minimizar oleajes y transportar arenas y otros sólidos.

1.5.1 Flujo Erosional. El fluido ocasiona erosión cuando gotas de líquido impactan la pared de la tubería con la suficiente fuerza para erosionar los productos de corrosión, exponiendo el metal nuevamente al fluido y permitiendo la aparición de más corrosión. Adicionalmente, con fuerzas de impacto altísimas es posible que el acero sea erosionado.

La alta velocidad de flujo incrementa la probabilidad de ocurrencia de erosión. Experimentos en flujos de dos fases mostraron que la erosión de los productos de corrosión ocurre cuando la velocidad de flujo excede el valor dado por:

$$V_e = \frac{C}{(\rho_m)^{1/2}}$$

Donde

V_e = velocidad de flujo erosional, ft/s

ρ_m = densidad del fluido, lb/ft³

C = constante empírica

Antes de los 90s, la práctica recomendada API RP 14E sobre diseño e instalación de sistemas de tuberías en plataformas de producción offshore, sugería un valor de C= 100 para servicio continuo y de 125 para servicio no continuo. Análisis de datos en campo muestran que constantes mayores a 100 pueden ser usados si la corrosión se encuentra controlada. En 1990, el API RP 14E fue reeditado; la nueva

edición sugería que valores de C desde 150 a 200 podían ser usadas para servicios continuos no corrosivos o con corrosión controlada si no existían sólidos. Para servicios intermitentes libres de sólidos el API RP 14E indicaba que valores de C hasta 250 habían sido empleados satisfactoriamente. En servicios donde se anticipe producción de arena, las velocidades de fluido deben ser reducidas y deben ser consideradas evaluaciones periódicas de espesor de pared de tubería.

1.5.2 Flujo en líneas de transporte de líquidos. La máxima velocidad empleado en dimensionamiento de líneas de transporte de líquidos está en el orden de 15 ft/s. suficiente para evitar el ruido, golpe de ariete y erosión. Por otro lado, las líneas son normalmente dimensionadas para mantener una velocidad suficiente para mantener partículas sólidas suspendidas y no dejarlas depositar. En casi todos los casos prácticos una velocidad de 3 a 4 ft/s es suficiente para mantener los sólidos suspendidos además de no afectar la caída de presión. Por esta razón una velocidad mínima de 3 ft/s se recomienda.

La velocidad del fluido, puede ser determinada de la siguiente ecuación:

$$V = 0,012 \frac{Q_l}{d^2}$$

Donde

V= velocidad del fluido, ft/s

Q_l= tasa de flujo líquido, bpd

d = diámetro interno de la tubería, in

1.5.3 Flujo en líneas de Gas. Mantener la suficiente presión para mover el gas a través de la tubería es normalmente un problema a resolver en líneas de recolección o transmisión con grandes longitudes. En algunas líneas la caída de presión debido a fricción debe ser recuperada a través de compresión del gas.

Las líneas de gas deben mantener una máxima y una mínima velocidad. Es recomendable que una mínima velocidad de 10-15 ft/s deba ser mantenida para evitar asentamiento de líquidos en puntos bajos. Normalmente, las velocidades del gas son mantenidas por debajo de los 60-80 ft/s para minimizar los efectos de ruido y corrosión.

El criterio erosional fue derivado de la condición para flujo de dos fases; asumiendo que el flujo líquido se aproxima a cero. La velocidad erosional debido a pequeñas cantidades de líquido en el gas puede ser calculada de la ecuación 9-1 como:

$$V_e = 0,6C \left[\frac{T}{SP} \right]^{1/2}$$

Donde

V_e = velocidad erosional, ft/s

C = constante de flujo erosional

T = temperatura, °R

S = gravedad específica de gas en condiciones estándar (aire=1)

P = presión de operación, psia

En muchos casos con presiones menores de 1000 a 2000 psi, la velocidad erosional será mayor que 60 ft/s y el criterio de velocidad erosional no prevalecerá. En altas presiones, puede ser necesario verificar la velocidad erosional antes de dimensionar las líneas con el fin de obtener una velocidad máxima de 60 ft/s. En sistemas con CO₂ presente en cantidades pequeñas como 1% o 2% mol, la velocidad debe ser limitada a menos de 50 ft/s. Experiencias de campo han mostrado que es difícil inhibir para controlar la corrosión por CO₂ en alta velocidades de flujo.

La velocidad del gas puede ser determinado por,

$$V = \frac{60Q_gTZ}{d^2P}$$

Donde

Q_g = tasa flujo de gas, MMscfd

T= Temperatura, °R

d = Diámetro interno de la tubería, in

P= presión, psia

V= velocidad del gas, ft/s

Z= factor de compresibilidad del gas

1.5.4 Flujo de dos fases. Normalmente, líneas de flujo desde pozos, manifolds de producción, y líneas de tubería gas/ líquidos son dimensionadas como líneas de dos fases.

Para líneas de proceso en facilidades de producción, la caída de presión usualmente no es un criterio mandatorio para seleccionar el diámetro. Sin embargo, la caída de presión tiene que ser considerada para algunas líneas de flujo de gran longitud desde pozos y en la mayoría de tubería que transportan fluidos bifásicos.

Es recomendable que una velocidad de flujo de 10-15 ft/s para mantener los líquidos en movimiento a través de la línea y evitar tapones de líquidos que afecten los equipos aguas abajo. La máxima velocidad disponible debe ser mantenida en un mínimo de 60 ft/s para evitar ruido, y 50 ft/s si es necesario inhibir corrosión por CO₂ o la velocidad erosional.

La ecuación de velocidad erosional para flujo de dos fases está dada por

$$V_e = \frac{C}{(\rho_m)^{1/2}}$$

Donde

V_e = velocidad de flujo erosional, ft/s

C = constante empírica

ρ_m = densidad de la mezcla, lb/ft³

$$\rho_m = \frac{12,409 (S.G.)P + 2.7 RSP}{198,7P + RTZ}$$

Donde

P = presión de operación, psia

R = relación gas líquido, ft³/bbl

T: temperatura de operación, °R

Z = Factor de compresibilidad del gas

SG = Gravedad específica del líquido relativo al agua (use el promedio de gravedad para mezclas de hidrocarburo y agua)

S = gravedad específica del gas en condiciones estándar (aire=1)

1.6 CRITERIO PARA DISEÑO DE ESPESOR DE PARED¹²

Después de seleccionar el apropiado diámetro interno, es necesario escoger una tubería con suficiente espesor de pared la cual pueda soportar la presión interna.

¹² Ibid., p 299

Existen diferentes estándares para determinar el espesor de pared de acuerdo al servicio a prestar. Los siguientes estándares son los más usados en el diseño de facilidades de producción petroleras. Estas son las de mayor aplicación en Estados Unidos y también en Colombia:

- ANSI/ASME B31.1. Tuberías de energía. Este estándar trata con vapor y rige para generación de energía.
- ANSI/ASME B31.3- Tuberías de proceso. Se emplean en plataformas offshore, facilidades de producción y refinerías.
- ANSI/ASME B31.4 – Sistemas de tuberías para transporte de hidrocarburos líquidos y otros. Es empleado para el diseño de líneas de recolección y transferencia de líquidos hidrocarburos.
- ANSI/ASME B31.8 – Sistemas de tubería de distribución y transmisión de gas. Este estándar es normalmente empleado en líneas de gas para producción costa adentro y para transporte de gas.

Generalmente, pero no siempre, el estándar ANSI/ASME B31.3 es el código más estricto en el cálculo de espesor de pared requerido.

Cuando solo se consideran esfuerzos circunferenciales al interior de la línea la ecuación para determinar el espesor de pared requerido es la siguiente.

$$t = \frac{P d_o}{2(\sigma + P)}$$

Donde

σ = esfuerzo circunferencia sobre la pared de la tubería, psi

t = espesor de pared de tubería, in

P= presión de tubería interna, psi

d_o = diámetro externo de la tubería, in

L = longitud de tubería, ft

Esta fórmula es ajustada por los códigos añadiendo factores de seguridad. Para el código de diseño y construcción de líneas de transporte y recolección de hidrocarburos líquidos ANSI/ASME B31.4, establece que el espesor de pared de tubería en secciones rectas debe ser igual o mayor que t_n determinado acorde con la siguiente ecuación¹³:

$$t_n \geq t + A$$

Donde

A = suma de tolerancias para roscas, ranuras y corrosión como se requiere en los apartes 403.2.2. hasta 402.2.4 del código.

t_n = espesor de pared nominal satisfaciendo requerimientos para presión y tolerancias.

t = espesor de pared en base a la presión de diseño calculado en in acorde con la siguiente ecuación

$$t = \frac{P_i D}{2SE}$$

Donde

D= diámetro externo de la tubería, in

Pi= presión interna de diseño manométrica, psi

S=valor de esfuerzo permisible aplicable, psi. Determinada por la siguiente ecuación

$$S = F_x E_x S_{MYS}$$

¹³AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.ASME B31.4.Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and others Liquids.New Yorl, NY. ASME, 2009, p 132.

Donde

E= factor de junta de soldadura (Tabla 403.2.1-1 del código)

F= factor de diseño basado sobre el espesor nominal. El factor ha sido creado con el fin de tener en cuenta las tolerancias por debajo del espesor nominal en la fabricación de tuberías, también para las máximas profundidades permisibles por el código. El valor de F usado en este código no debe ser mayor que 0,72. En donde sea indicado por el servicio o ubicación, se puede usar un factor de diseño menor a 0,72 el cual otorga un mayor espesor.

1.7 AMENAZAS PARA LA INTEGRIDAD DE LÍNEAS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.¹⁴

De acuerdo a estudios y experiencias la práctica recomendada API 1160 por medio del consejo internacional de investigación de líneas de tubería ha clasificado las siguientes amenazas:

1.7.1 Corrosión externa. Cuando una tubería se encuentra sobre el terreno, el mismo tubo es la conexión eléctrica entre ánodo y cátodo, y el suelo actúa como electrolito. Áreas de la superficie de la tubería metálica que se encuentran en contacto directamente con el electrolito pueden tender a ser el ánodo, dependiendo de la resistividad del terreno y lo cual puede significar el deterioro del metal. La falta de un recubrimiento adecuado y ausencia de protección catódica favorece la aparición de corrosión externa.

¹⁴AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 1160. Managing Systems Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. Washington D.C.: API, 2013, p 71

Otra forma de corrosión externa resulta a partir de corrosión inducidas por bacterias (MIC). Compuestos ácidos producidos por ciertos tipos de bacterias puede atacar una superficie de tubería expuesta. Las bacterias son capaces de formar una película que bloquea la protección catódica. Un estimado de la extensión real de la corrosión externa usualmente depende de que tan grande es el área de recubrimiento afectado y la capacidad de la protección catódica en alcanzar la superficie de la tubería en el área donde se presentó el desprendimiento de recubrimiento.

Figura 9. Línea de flujo con corrosión externa



Fuente: Los autores

1.7.2 Corrosión interna. Productos refinados de petróleo y petróleo crudo pueden contener agua, bacterias, contaminantes químicos y sedimentos que pueden crear un ambiente corrosivo sobre la superficie interna de la tubería. Al igual que la corrosión externa, picaduras localizadas y arreglos de picaduras son las formas típicas de corrosión.

A diferencia de tanques de almacenamiento, la protección catódica no es usada internamente en líneas de tubería debido a dificultades en la aplicación, interrupción del flujo de la tubería, presencia de válvulas, inaccesibilidad, etc. Químicos para el tratamiento de corrosión tales como inhibidores y/o bactericidas son muy usados para evitar la corrosión interna. Uso de herramientas de limpieza interna en conjunto con tratamiento químico, son una técnica efectiva para remover agua y sedimentos de una línea de tubería de producción y de esta manera prevenir la corrosión interna. Por otro lado, también ayuda a prevenir la corrosión mantener altas de flujo factibles operacionalmente con el fin de evitar piscinas de agua en puntos bajos o en trazado de líneas en donde el flujo inicia pendientes en subida. Las condiciones de piernas muertas, causadas por bajo nivel de flujo y estancamiento de agua, deben ser inspeccionadas regularmente para verificar que la pérdida de espesor de pared no ocurra.

Corrosión interna microbiológicamente inducida puede ocurrir si agua conteniendo algunos tipos de bacteria es introducida en la línea de flujo. En tales casos, tratamiento de fluido con un biosida puede ser necesario.

Si el fluido transportado es crudo sulfuroso, la integridad de la tubería puede verse amenazada por corrosión interna y ampollamiento por hidrógeno formados en las laminaciones del material de tubo.

En el caso de presentarse agua combinada con H₂S y/o CO₂, una reacción ácida puede ocurrir causando picaduras internas de la tubería y el hidrógeno atómico generado puede difundirse por la tubería de acero; este hidrógeno sino existen laminaciones en la pared del tubo metálico, puede pasar sin mayores implicaciones. En caso de presentarse laminaciones, el hidrógeno formado generará ampollamientos hasta el punto de crear grietas desde la ampolla generada hasta la pared interna del tubo. Una vez, la grieta penetre a la superficie interna, el espesor restante hacia el exterior será el espesor efectivo, y en

cualquier momento una falla en la tubería podrá ocurrir. Para este tipo de amenaza, inhibidores pueden ser usados para prevenir la formación de reacciones ácidas. Herramientas ILI con medición de pérdida de espesor por ultrasonido pueden encontrar laminaciones y ampollamientos.

Figura 10. Corrosión interna en tubería de recolección de fluidos de pozo.



Fuente: Los autores

1.7.3 Agrietamiento de corrosión por esfuerzo – ACE (stress corrosion cracking - SCC). Resulta de la exposición de una aleación susceptible a la combinación de un ambiente corrosivo específico y esfuerzos de tensión. Ningún ambiente corrosivo provoca agrietamiento de corrosión bajo esfuerzo en todas las aleaciones; sin embargo existen aleaciones particularmente susceptibles a ciertos ambientes corrosivos como por ejemplo cloruros con acero inoxidable, cáusticos con acero al carbono o amoníaco con aleaciones de cobre.

Las tensiones que actúan en el ACE pueden ser residuales o bien aplicados directamente. En este tipo de amenaza hay poca pérdida de metal o corrosión general, en lugar de esto, se observan grietas finas que penetran el material. El agrietamiento por lo general se origina en la base de las picaduras y puede ser

tanto transgranular o intergranular. Este agrietamiento asociado con ACE exhibe una ramificación cuando se examina microscópicamente.

Figura 11. Agrietamiento de corrosión por esfuerzo



Fuente : CIFÁ, Flavio y SCOTTO DI CARLO, Michele. Corrosion Mechanisms Material Selection and Corrosion Control in Refinery. Technip Italy.

1.7.4 Defectos de manufactura. Este tipo de amenaza puede presentarse por soldaduras defectuosas en la fabricación de los tubos, zonas afectadas por el calor y tubos defectuosos incluyendo puntos duros localizados en el cuerpo del tubo.

Las soldaduras defectuosas pueden contener grietas, faltas de fusión, porosidades, socavados, desalineamientos, y cordones irregulares que pueden llevar a la falla los tubos cuando están sometidos a presión.

Por otro lado grietas, picaduras, costras, astillas, laminaciones en el cuerpo del tubo pueden surgir a partir del material para la fabricación de la tubería o en el mismo proceso de manufactura. En el documento API 5T1 (terminología para imperfecciones) define cada uno de los tipos de anomalías presentadas en tuberías, accesorios y soldaduras.

Si cualquiera de estas anomalías no son detectadas por la prueba hidrostática o los ensayos no destructivos realizados por el fabricante, o no son detectadas durante la prueba hidrostática realizada durante la fase de precomisionamiento de la línea, estas van a permanecer como anomalías en la tubería. El hecho de haber pasado una prueba hidrostática inicial antes del servicio a un nivel de por lo menos 1.25 veces la presión máxima de operación, este tipo de anomalías no van a ser perjudiciales para la integridad de la línea a menos que estén sujetas a fatiga inducida por ciclos de presión.

Figura 12. Imperfecciones generadas en el proceso de fabricación de tubería



Fuente: Autores

1.7.5 Defectos de fabricación y construcción. Esta amenaza incluye las soldaduras circunferenciales defectuosas, soldaduras de construcción de montajes para instalación de accesorios y elaboración de hottaps. Así mismo incluye pandeos, arrugas y otras anomalías generadas en el doblado de las líneas.

Las soldaduras circunferenciales (excepto para soldaduras circunferenciales de acetileno) por lo general no son una amenaza significativa para la integridad de la tubería. Normalmente, cuando se encuentra que una soldadura de la circunferencia ha fallado es porque la tubería ha sido sometido a alguna carga longitudinal extrema, como la de un deslizamiento de tierra o derrumbe. Las soldaduras circunferenciales con acetileno fueron empleadas en construcción de líneas antiguas.

En el pasado fueron construidas líneas permitiéndose anomalías que hoy en día no son permitidas por los códigos de construcción actuales, como por ejemplo el ASME B31.4. En este se establecen tolerancias para anomalía e imperfecciones de la construcción, inclusive establecen pautas para evaluar daños una vez la tubería se encuentra en operación.

Figura 13. Pandeos generados durante actividades de doblado de tubería



Fuente: Los Autores

1.7.6 Daño mecánico. Esta amenaza hace énfasis a daños por terceros, ya sea por accidentes viales, actividades de cultivos, excavaciones o vandalismos. Es importante considerar el valor de comunicaciones ocasionales con los ocupantes de terrenos y otras personas que puedan inferir directamente sobre la tubería, con el fin de educar sobre los riesgos asociados con la excavación o trabajos que puedan dañar mecánicamente la tubería, y el previo aviso o consulta al operador cuando se vayan a realizar trabajos de excavación. Adicionalmente, el operador debe regularmente realizar patrullajes aéreos o por tierra de los derechos de vía, excepto en áreas remotas o inaccesibles.

Muchos de estos daños mecánicos no implica una falla inmediata de la tubería, sin embargo pueden crearse abolladuras o remoción de metal (entallas) las cuales con el paso del tiempo pueden tener mayor grado de severidad hasta el punto que pueda causar una fuga o ruptura. Los factores que contribuyen a esta severidad con respecto al tiempo pueden ser corrosión externa, agrietamiento de corrosión por esfuerzo (SCC en inglés), asentamiento de la línea de tubería y fatiga inducida por ciclos de presión. Durante la vida en servicio de la línea de tubería, es probable que ocurran daños mecánicos y no sean reportados; una herramienta ILI con capacidad de detección geométrica y pérdida de espesor de pared es la mejor forma de localizar este tipo de anomalías.

Figura 14. Daños mecánicos generados por vandalismo en líneas de producción



Fuente: Los Autores

1.7.7 Operaciones incorrectas. La amenaza a la integridad debido a operaciones incorrectas, incluye pero no está limitado a fallas por sobrepresurización accidental, fallas para diseñar apropiadamente de acuerdo a los límites de sobrepresiones; e inapropiados mantenimientos, reparaciones, calibraciones de tubería y accesorios.

1.8 CORROSIÓN

CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA

La corrosión es un fenómeno espontáneo que se presenta prácticamente en todos los materiales procesados por el hombre. Si bien existen varias definiciones, es común describir la corrosión como una oxidación acelerada y continua que

desgasta, deteriora y que incluso puede afectar la integridad física de los objetos o estructuras.¹⁵

La pérdida de material es el problema más común y ocurre en una gran cantidad de elementos. La rata de pérdida depende de gran manera de la susceptibilidad del material bajo condiciones ambientales al cual es expuesto.

La corrosión ocurre como resultado de reacciones electroquímicas entre el metal y medios corrosivos del ambiente. En el caso del acero en ambientes ácidos, el hierro se disuelve en el ánodo y el hidrógeno es formado en el cátodo. Un medio conductivo (ejemplo: agua) es requerido.

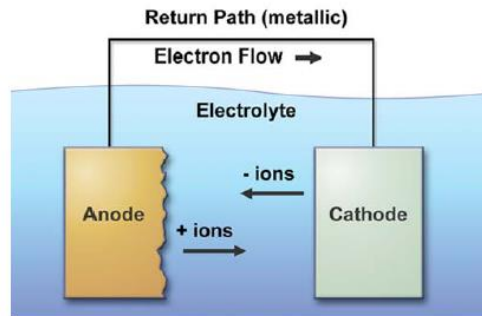
Para que suceda la corrosión es necesario que en la celda de corrosión esté presente un cátodo, un ánodo, un electrolito y una conexión eléctrica entre el ánodo y el cátodo (ejemplo: Pared de la tubería).

Cuando el hierro se disuelve, este lo hace como ión cargado de manera positiva. Se representa en la siguiente reacción anódica (oxidación del hierro):



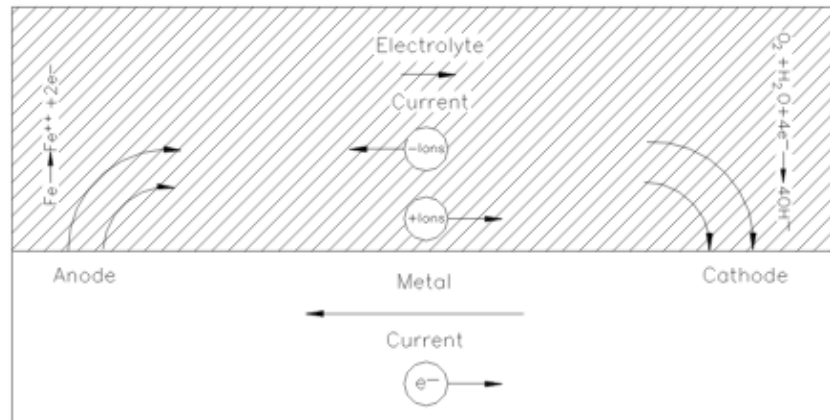
¹⁵ CORTÉS, Maria y ORTIZ Pablo., Corrosión. En Hipótesis, Apuntes científicos uniandinos. No. 4.Dic, 2004. p 14

Figura 15. Celda de corrosión básica.



Fuente: NACE Corrosion Training Material.

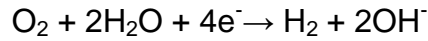
Figura 16. Esquema de celda de corrosión.



Fuente: A.W. PEABODY, CONTROL OF PIPELINE CORROSION, Second Edition 2001, NACE International.

En el caso de oxígeno y agua como electrolito, los electrones producidos en la reacción anterior (disolución de hierro) se mueven a través del metal hasta otro punto donde sean consumidos en una reacción catódica formando iones hidroxilos (reducción de oxígeno)¹⁶:

¹⁶FESSLER R. y MICHAEL BAKER JR. INC., Pipeline Corrosion Final Report, U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Office of Pipeline Safety. November 2008.

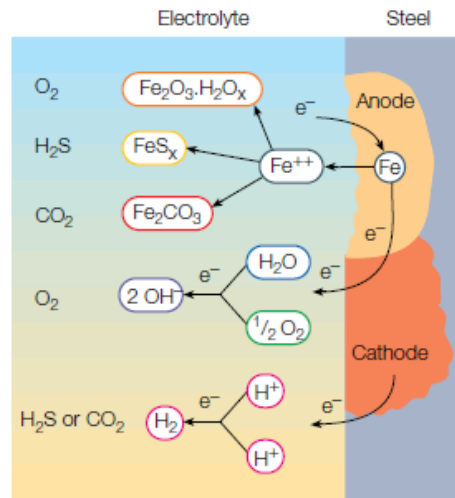


El movimiento de iones a través del electrolito completa el circuito eléctrico presentado en las figuras 16 y 17.

Diversas impurezas presentes en los fluidos de producción de hidrocarburos entran a constituir el electrolito dependiendo de las características del fluido. Estas impurezas pueden ser el oxígeno, O_2 ; sulfuro de hidrógeno, H_2S ; o dióxido de carbono, CO_2 .

En el ánodo, los iones de hierro, Fe^{++} obtenidos en la oxidación de hierro reaccionan con estas impurezas obteniendo incrustaciones, costras como óxido de hierro ($\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}_x$), sulfatos de hierro (FeS_x) o carbonato de hierro (Fe_2CO_3). Mientras tanto en el cátodo se obtienen iones hidroxilos e hidrógeno gaseoso.¹⁷

Figura 17. Corrosión en la superficie del acero.



Fuente: BRONDEL, Denis; EDWARDS, Randy; HAYMAN, Andrew; HILL, Donald; MEHTA, Shreekant; SEMERAD, Tony; Corrosion in the Oil Industry, Schlumberger Oilfield Review. April 1994. 4- 18 p

¹⁷BRONDEL, Denis; EDWARDS, Randy; HAYMAN, Andrew; HILL, Donald; MEHTA, Shreekant; SEMERAD, Tony; Corrosion in the Oil Industry, Schlumberger Oilfield Review. April 1994. 4- 18 p

CORROSION QUÍMICA

En el campo del petróleo, el agua suele estar presente, a menudo como una salmuera, y los compuestos corrosivos suelen ser CO_2 , H_2S , oxígeno, ácidos minerales y orgánicos, u otros productos químicos que afectan el pH o causar reacciones oxidantes al interior de los ductos. Las tasas de corrosión en soluciones neutras, de baja salinidad son normalmente muy bajas. Por el contrario, velocidades de corrosión son muy altas en soluciones de bajo pH que se forma en la presencia de materiales ácidos o altas presiones parciales de CO_2 , calculada multiplicando la fracción molar de CO_2 por la presión del sistema. En general, el sistema se considera corrosivo si la presión parcial está por encima de 15psi [103 kPa), sin embargo, también puede ocurrir corrosión significativa por debajo de este nivel. La presencia de un oxidante, tal como oxígeno o azufre libre, provoca un aumento significativo en picaduras y corrosión tipo hendidura o rendija.¹⁸

1.8.1 Tipos y mecanismos de corrosión¹⁹

1.8.1.1 Corrosión uniforme: La corrosión uniforme o generalizada, es un tipo de corrosión que tiene una distribución más o menos uniforme sobre la superficie de un material. La corrosión uniforme puede ocurrir en lugares aislados a lo largo de una tubería debido a un ambiente aislado, sin embargo el daño será relativamente uniforme. Esta forma de corrosión puede ser identificada por inspección visual y es reconocida por una rugosidad generalizada en la superficie. Adicionalmente este tipo de corrosión puede ser detectada de manera más fácil con mediciones ultrasónicas a diferencia de una picadura.

¹⁸TUTTLE, R.N., Corrosion in Oil and Gas Production, SPE - Society of Petroleum Engineers. July 1987, 756-757 p.

¹⁹ NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Corrosión interior de ductos. HOUSTON: NACE, 2011. 1:5 p

Figura 18. Corrosión generalizada interna en tubería metálica



Fuente: NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. NACE Advanced Course Manual. Bogotá: NACE, 2011. 1-3 p.

1.8.1.2 Corrosión localizada: Tipo de corrosión que son identificadas como pequeñas zonas donde ocurren pérdidas de metal en ánodos fijos.

La picadura es la forma más común de corrosión localizada, esta puede ser identificada por la presencia de cavidades discretas o cráteres llamadas picaduras. Las cavidades corresponden a áreas donde pequeños volúmenes de metal fueron removidos y pueden estar o no asociados con productos de corrosión. La morfología de la picadura puede ser variada; estas son más difíciles de predecir y detectar que la corrosión generalizada, sin embargo es conocida una gran variedad de ambientes que promueven la aparición de picaduras, entre estos se encuentran el sulfuro de hidrógeno H_2S , el dióxido de carbono CO_2 , oxígeno O_2 , microorganismos y cloruros.

Otras formas de corrosión localizada son corrosión por hendiduras o rendijas, corrosión tipo mesa, y corrosión en soldaduras o en la zona afectada por el calor (ZAC).

Figura 19. Corrosión localizada en tubería metálica



Fuente: CHEM 409 Group 17, University of Calgary. Corrosion Prevention in the Transportation of Sour Gas [Enlínea].2009 [Citado Julio 20 de 2014]. Disponible en internet: <http://corrosioncontrol.wikispaces.com/>

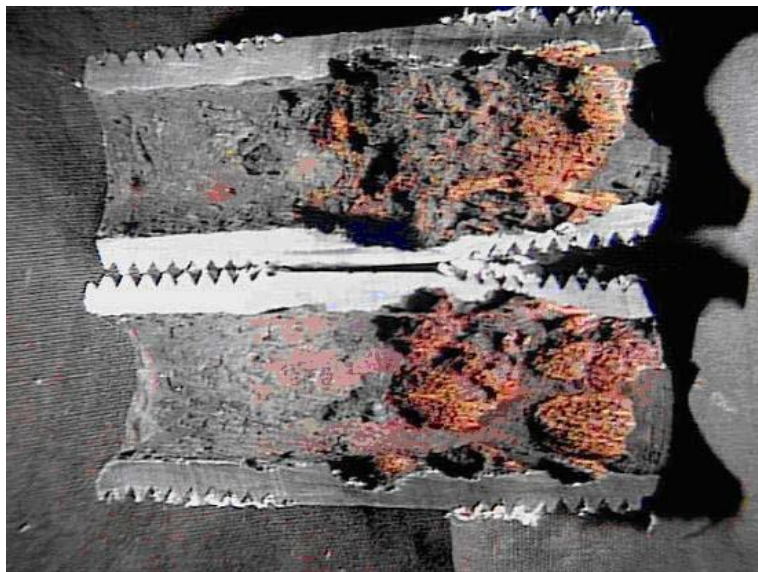
1.8.1.3 Agrietamiento asistido por el ambiente. Es un tipo de corrosión donde trata una variedad de mecanismos de falla por agrietamiento que se alteran por el ambiente al que está expuesto. Entre estos se encuentran:

- Fragilización por hidrógeno: Causada por hidrógeno interior y ocasiona una pérdida en la ductilidad de materiales de alta dureza.
- Agrietamiento de corrosión por esfuerzo: Combinación de esfuerzos y procesos corrosivos resultando un agrietamiento. Los esfuerzos pueden ser aplicados externamente, ciclos de presión internos o un esfuerzo residual.
- Agrietamiento inducido por hidrógeno: Mecanismo asociado con el hidrógeno atómico migrando por la pared metálica hasta encontrarse con discontinuidades internas (ej.: laminaciones) formando bolsas de gas de hidrógeno.

1.8.1.4 Corrosión galvánica. Este fenómeno es un mecanismo de corrosión ocurre cuando dos materiales metálicos con diferentes potenciales electroquímicos (nobleza), están en contacto y expuesto a un ambiente electrolítico. El metal con menor o con más potencial negativo asume el rol del ánodo e inicia a corroerse. Este tipo de corrosión se presenta a menudo en facilidades instaladas en tuberías en donde se encuentran materiales de acero inoxidable o aleaciones níqueladas en contacto con acero al carbono o aceros de baja aleación.

La Relación del área en donde existe un área de cátodo grande y un área de ánodo pequeña implica un grado de corrosión 100 a 1000 veces mayor que en el caso donde las áreas fuesen iguales.²⁰

Figura 20. Corrosión galvánica



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington D.C: API, 2011, 4-68 p.

²⁰ NACE, Corrosión interior de ductos. Op. cit. 1:7 p

1.8.1.5 Erosión y erosión-corrosión daño relacionado con la velocidad de flujo. Es un tipo de daño ligado con el alto flujo que impacta directamente a la pared metálica de la tubería. El daño asistido por flujo puede incluir picaduras, ranuras, y aumento de superficies con alta rugosidad siguiendo la dirección de flujo.

La combinación de erosión-corrosión puede ocasionar picaduras de gran profundidad debido a que el alto flujo remueve continuamente las películas resultantes del proceso corrosivo que ayudan en cierta forma a pasivar la corrosión. Este fenómeno se da en presencia de altos flujos y ambientes corrosivos.

Generalmente los materiales con mayor afectación son aceros al carbono y aceros de baja aleación; y ocurre con mayor frecuencia en cambios drásticos en el diámetro o dirección de tubería, zonas con alta turbulencia, velocidad de fluido alta y alto contenido de sólidos. Las válvulas abiertas y anomalías de manufactura como rebabas o excesos de penetración de soldadura favorecen el daño por erosión.

Figura 21. Erosión presentada en un codo



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington D.C: API, 2011, 4-47 p.

1.8.1.6 Corrosión inducida microbiológicamente. Este tipo de corrosión es generado debido a la presencia de bacterias sulfato reductoras (BSR) las cuales crecen en condiciones anaeróbicas y se encuentran en fluidos de yacimientos, aguas de formación y suelos.

Además de las BSR, este tipo de corrosión también puede ser ocasionado por algas u hongos y es asociado también con la presencia de tubérculos o sustancias orgánicas con aspecto limoso.

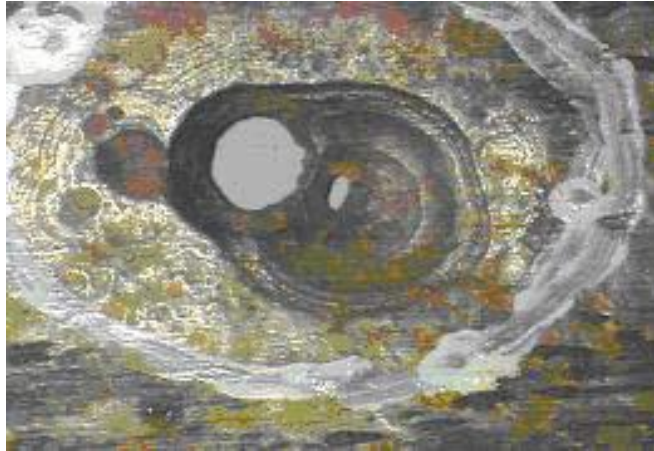
Factores que favorecen la aparición de corrosión inducida microbiológicamente se encuentran²¹:

- Ambientes acuosos o servicios donde el agua está siempre presente, especialmente donde hay estancamiento o condiciones de bajo flujo permitiendo y/o promoviendo el crecimiento de microorganismos.
- Puede aparecer en ambientes ausentes de oxígeno, luz u oscuridad, alta salinidad, rango de pH desde 0 hasta 12, y temperaturas entre 0°F y 235°F.
- Nutrientes para microorganismos en el medio (azufre, amoníaco, H₂S, hidrocarburos, ácidos orgánicos).
- Hidrocarburos o H₂S pueden conducir a un masivo incremento de contaminación biológica y corrosión.

La morfología de este tipo de daño son picaduras localizadas bajo depósitos o tubérculos formados por microorganismos en forma de tasa.

²¹AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington D.C; API 2011, 372 p.

Figura 22. Corrosión inducida microbiológicamente



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington D.C; API 2011, 4-88 p.

1.9 IMPUREZAS EN EL FLUIDO DE PRODUCCIÓN QUE GENERAN TIPOS DE CORROSIÓN INTERNA EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

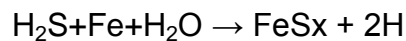
1.9.1 Sulfuro de hidrógeno (H₂S). El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, tóxico con un olor característico a huevos podridos a bajas concentraciones. El H₂S es inherente a muchas formaciones productoras y se encuentra de manera natural en hidrocarburos líquidos y gaseosos; también puede ser generado a través de actividades metabólicas de las bacterias sulfato-reductoras y/o presentes en el sistema a través de agua de reposición o también por fluidos de trabajo.²²

El sulfuro de hidrógeno, cuando se disuelve en agua, es un ácido débil y por lo tanto, es corrosivo debido a que es una fuente de hidrogeniones; gases con altas composiciones de H₂S también son llamados gases agrios. Bajo condiciones de alta presión de formación, se han calculado valores de pH de 3.

²²NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. Advanced Course. Bogotá, January 2011

El sulfuro de hidrógeno también puede desempeñar otras funciones en la corrosión en la producción de petróleo y gas. Actúa como un catalizador para promover la absorción en el acero de hidrógeno atómico formado por la reducción catódica de iones de hidrógeno.

La corrosión por sulfuros generalmente comienza lentamente y la velocidad aumenta con el tiempo. La reacción general para este tipo de corrosión es:



La morfología general de este tipo de corrosión se presenta en forma de picaduras debido a que el H_2S producido por esta reacción se adhiere a la superficie del acero como una incrustación negra, esta incrustación tiende a causar una aceleración local de la corrosión debido a que el sulfuro de hierro es catódico con respecto al acero.

El H_2S es muy soluble en agua. Es 200 veces más soluble que el oxígeno y 3 veces más soluble en agua que el CO_2 a presión y temperatura atmosférica. El H_2S corroe el acero formando varias formas de Sulfuro de Hierro, lo cual resulta en corrosión por picaduras.

El ampollamiento por hidrógeno puede ocurrir en algunos aceros en presencia del H_2S . Los átomos de hidrógeno son lo suficientemente pequeños para poder entrar y migrar hacia la red cristalina del acero. Algunos de esos átomos de hidrógeno entran a los defectos cristalinos del acero, en donde rápidamente reaccionan con otros átomos de hidrógeno formando moléculas de hidrógeno. Esta molécula de hidrógeno ocupa un espacio mayor y ya no puede migrar a través del acero; atrapado ejerce una presión de hidrógeno gaseoso y pueden causar la formación de ampollas en el acero. Si las ampollas son suficientemente grandes, pueden ser detectados por la deformación externa del acero.

El gas hidrógeno atrapado en aceros de alta resistencia puede conducir a un agrietamiento (también llamado agrietamiento inducido por hidrógeno – HIC por las iniciales en inglés) dentro del acero. Los átomos de hidrógeno en el metal pueden migrar hacia vacantes en la red cristalina y formar hidrógeno gaseoso, donde eventualmente desarrollan una ampolla sobre la superficie del acero.²³

Otro mecanismo de falla ligado al H₂S es el Esfuerzo de fractura por sulfuro (SSC por sus siglas en inglés). Se produce en aceros de alta resistencia expuestas a condiciones de H₂S húmedo. Cuatro condiciones son requeridas para que el SCC ocurra:

1. Presencia de H₂S.
2. Presencia de agua. Cantidad en trazas es suficiente.
3. Materiales de altas resistencias de esfuerzo.
4. El acero debe estar bajo tensión de tracción o carga (esfuerzo puede ser residual o aplicada). Aceros al carbono con fuerza por debajo de 90.000psi y Rockwell dureza inferior a 73,0HR o 22HRC no se ven afectados. Aceros con fortalezas rendimiento por encima de este nivel son susceptibles al agrietamiento.

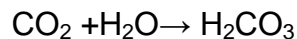
El momento de los aumentos de fallo como las concentraciones de H₂S disminuye. Craqueo pueden ocurrir aniveles de 0,1ppm de H₂S en agua con un muy largo tiempo hasta la falla.

1.9.2 Dióxido de carbono (CO₂). El dióxido de carbono es un gas inodoro, incoloro presente en varios grados en formaciones de producción. También puede presentarse en líneas de flujo al introducirse durante métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

²³NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Standard Practice SP0106-2006. Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems. Houston TX, USA. NACE 2006.17 p.

El dióxido de carbono al igual que el H₂S, es un gas débilmente ácido y se convierte en corrosivo cuando se disuelve en agua. Sin embargo, el CO₂ debe primero hidratarse para obtener ácido carbónico (H₂CO₃) (una reacción relativamente lenta) antes de que sea ácida. Hay otras diferencias marcadas entre los dos sistemas. Efectos de velocidad son muy importantes en el sistema de CO₂, las tasas de corrosión pueden llegar muy altos niveles (miles de milésimas de pulgada por año), y la presencia de sales normalmente es poco importante.²⁴

El CO₂ disuelto en el agua formando ácido carbónico corrosivo se representa en la siguiente reacción:



En la industria de hidrocarburos normalmente esta corrosión (también llamada corrosión dulce) se encuentra con más frecuencia en los pozos de gas, en los que el dióxido de carbono está presente. Si el vapor de agua se condensa en las tuberías o líneas de flujo, el ácido carbónico formado produce corrosión por picaduras en el metal expuesto.

La tasa de corrosión usualmente incrementa al aumentar la presión del cabezal del pozo, ya que se disolverá más dióxido de carbono en el vapor de agua y en agua libre a diferentes presiones, creándose así un ácido más fuerte.

La velocidad de corrosión depende de la química del agua. A menudo, el factor dominante para determinar la severidad de la corrosión es la presión parcial de CO₂. La presión parcial de CO₂ (o cualquier otro componente de gas) se encuentra mediante el análisis de una muestra de gas por su contenido y se realiza el cálculo mediante la siguiente ecuación:

²⁴AMERICAN SOCIETY OF METALS, Handbook, Volume 13 Corrosion, U.S.A, ASM International, 1987. 3455p.

$$P_{pCO_2}(\text{presión parcial de } CO_2) = \frac{\text{Presión total} * \% \text{moles de } CO_2}{100}$$

Donde,

Presión total = Presión manométrica + presión atmosférica

Presión atmosférica= 14,7 psi

El CO_2 está asociado con la corrosión generalizada y localizada. Las formas específicas de corrosión localizada asociado con el CO_2 y aceros al carbono, son picaduras, ataque tipo mesa, y daño asistido por el flujo.

Las picadura por CO_2 usualmente se presentan en condiciones de baja velocidad, la tendencia a incrementarse las picaduras sucede cuando se incrementa temperatura y presiones parciales del CO_2 .

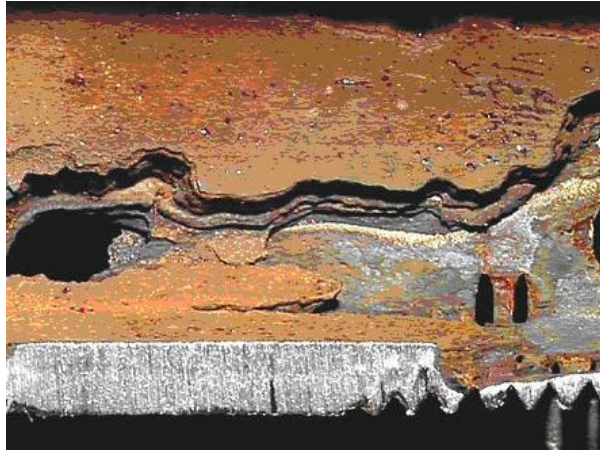
Figura 23. Corrosión localizada por picaduras por CO_2 .



Fuente: NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. NACE Advanced Course Manual. Bogotá: NACE, 2011. 1-15 p.

El ataque tipo mesa generalmente ocurre bajo condiciones de flujo bajas a moderadas en donde las incrustaciones protectoras (carbonatos de hierro) son desgastados por la velocidad del flujo.

Figura 24. Corrosión por CO₂ ataque tipo mesa.

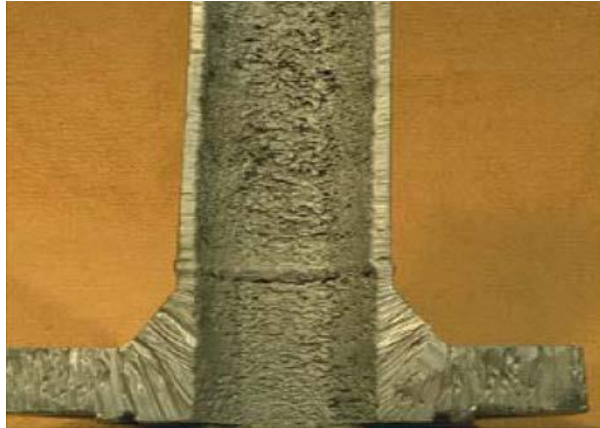


Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Recommended Practice RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington D.C; API 2011, 372 p.

Por último, el daño asistido por flujo turbulento con CO₂ generalmente tiene áreas con corrosión tipo picaduras y tipo mesa. Bajo condiciones turbulentas las incrustaciones existentes son destruidas, la subsecuente formación de incrustaciones o escamas es prevenida y se mejora el transporte de las especies corrosivas hacia la superficie del metal.²⁵

²⁵NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. Advanced Course. Bogotá, January 2011.

Figura 25. Corrosión por CO₂ asistido por flujo turbulento



Fuente: NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. Advanced Course. Bogotá, January 2011.

Las siguientes directrices determinan que tan corrosivo es el CO₂ con respecto a su presión parcial. La presencia de ácidos orgánicos de bajo peso molecular o H₂S pueden interferir en los análisis²⁶:

1. Una presión parcial de CO₂ por encima de 207kPa (30 psi) es usualmente corrosivo en presencia de agua.
2. Una presión parcial de CO₂ entre 21kPa (3 psi) y 207kPa (30 psi) puede resultar corrosivo en presencia de agua.
3. Una presión parcial de CO₂ por debajo de 21kPa (3 psi) es generalmente considerado como no corrosivo.

Diversos modelos predictivos han sido desarrollados para la corrosión por CO₂. La velocidad de corrosión es calculada teniendo en cuenta la presión parcial de CO₂, temperatura y presión del sistema. Otros modelos también tienen en cuenta la presencia de ácidos orgánicos.

²⁶NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Standard Practice SP0106-2006. Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems. Houston TX, USA. NACE 2006.17 p.

La corrosión por dióxido de carbono resulta cuando el CO_2 se disuelve en agua formando Acido Carbónico (H_2CO_3). El ácido puede bajar el pH y en cantidades suficientes puede ocasionar corrosión generalizada y/o picaduras en el acero al carbono.

Los materiales que pueden verse afectados son acero al carbono y acero de baja aleación.

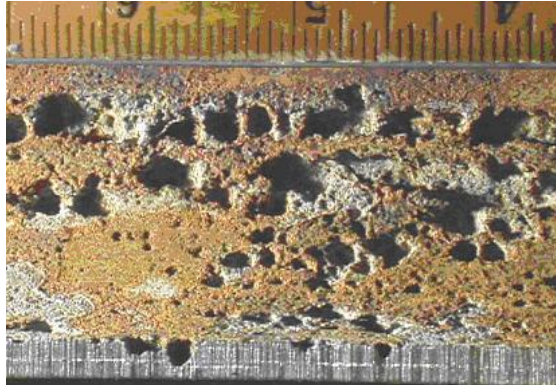
Factores Críticos:

- La presión parcial de CO_2 , el pH y la temperatura.
- El aumento de las presiones parciales de CO_2 ocasiona disminución de pH y altas tasas de corrosión.
- La corrosión se produce en la fase líquida, a menudo en lugares donde se condensa el CO_2 procedentes de la fase de vapor.
- Incremento de las temperaturas aumentan la velocidad de corrosión hasta el punto en el que se vaporiza de CO_2 .
- Aumentar el nivel de cromo en los aceros no ofrece ninguna mejora importante en la resistencia hasta que se alcance un mínimo de 12%.

Apariencia o morfología del daño

- Adelgazamiento localizado y/o picaduras de acero al carbono.
- Acero al carbono puede sufrir picaduras profundas y ranuras en zonas de turbulencia.
- La corrosión se produce generalmente en las zonas de turbulencia, choque y, a veces en la raíz de soldaduras de tuberías.

Figura 26. Morfología de daño de corrosión por CO₂ en aceros al carbono.



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Recommended Practice RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington D.C., USA. Second Edition, API April 2011, 372 p.

1.9.3 Oxígeno²⁷ El oxígeno en concentraciones entre 10-50 ppb (partes por billón) en líneas de flujo, puede resultar en corrosión en presencia de un electrolito. La severidad de la corrosión depende de la concentración de O₂ y otras especies corrosivas en el sistema.

El oxígeno no se encuentra de manera natural en las formaciones productoras, de manera que su presencia resulta por medio de contaminación, la cual ocurre cuando aire entra al sistema. Entre las fuentes que puede encontrarse, están:

- Fluidos aireados usados en mantenimiento de pozos y en inyección de aguas.
- Fugas asociados con succión de bombas y otros equipos en su operación.
- Falla de sistemas de remoción de O₂.

La corrosión asociada con O₂ usualmente genera picaduras y corrosión por rendija (crevice).

²⁷NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. Advanced Course. Bogotá: NACE, January 2011.

En muchas ocasiones, el O_2 actúa como un acelerador de la corrosión. Asociado con H_2S y CO_2 la corrosión puede ser más severa en sistemas agitados y turbulentos. Por otro lado, sistemas oxigenados pueden permitir el crecimiento de microorganismos aeróbicos que ensucian el sistema e incentivan la corrosión por picaduras por medio de corrosión bajo depósito.

1.9.4 Bacterias. Los microbios normalmente encontrados en sistemas de crudo y gas son bacterias sulfato reductoras (SRB) y bacterias que producen ácido (APB). Algunas de las bacterias son planctónicas, flotan libremente en los líquidos, otras se adhieren a las superficies de los sistemas. Muestras de los líquidos indican la presencia de bacterias planctónicas, sin embargo su presencia no necesariamente indica que la corrosión por bacterias haya ocurrido o vaya a ocurrir. El estándar NACE TM0194 detalla el monitoreo para determinar la presencia, ubicación, y severidad de la contaminación bacteriana. Es recomendable consultar el proveedor de químicos para recomendaciones de biosidas y tratamiento de acuerdo al nivel de concentración de bacterias.

1.9.5 Cloruros. El acero debe tener una solución conductiva en su superficie para formar una celda de ataque corrosivo. La adición de sales que contienen cloruros, comúnmente encontrados en la producción de gas y aceite, incrementa la conductividad y corrosividad del agua, resultando en picaduras o corrosión generalizada.

1.9.6 Agua. Si el agua líquida no está presente en una tubería de acero al carbono, no existe corrosión. La presencia de oxígeno, CO_2 o H_2S en tuberías de acero al carbono en la ausencia de agua líquida no causa corrosión en temperaturas por debajo de $200^\circ C$.

Si en una línea de tubería de producción de acero, el fluido que transporta contiene agua, es necesario verificar si contiene constituyentes que pueden influir en la severidad de la corrosión interna. Los factores usados para determinar si los fluidos de tuberías son potencialmente corrosivos son:

- Índices de incrustamientos
- pH
- Presión de operación
- Temperatura de operación
- Uso de inhibidores de corrosión

1.9.5.1 pH. La definición de pH es la medición de la concentración de hidrogeniones en una solución acuosa. El pH refleja la relativa acidez o alcalinidad de soluciones acuosas, en donde, un nivel bajo de pH refleja acidez y por el contrario niveles altos reflejarán alcalinidad, el nivel de pH neutro es 7.

$$\text{pH} = -\log(\text{H}^+)$$

Bajos niveles de pH (menores a 5) en agua indican que la corrosión interna puede ser un problema. El pH de una muestra generalmente cambia una vez ha sido removida del sistema debido al cambio de los gases disueltos y el potencial de reacción de constituyentes presente en el agua, por esta razón es importante determinar si el pH corresponde a una medida de campo o de laboratorio. Un pH de agua con valor 7 en laboratorio no descarta un nivel de pH bajo en el agua de campo.

Altos niveles de pH pueden precipitar carbonato de calcio y otros compuestos incrustantes sobre la superficie de la tubería.

1.9.5.2 Incrustaciones. Este fenómeno se presenta cuando componentes del agua se combinan formando compuestos insolubles los cuales luego se depositan sobre la pared de tubería. La temperatura, presión, pH, sólidos disueltos y gases ácidos intervienen en el potencial de incrustaciones. El efecto de incrementar esos parámetros sobre la tendencia a incrustar²⁸ sobre la tendencia de formar incrustaciones de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 2. Efecto de parámetros sobre el potencial de formación de incrustaciones

Tipo de incrustante	Aumento de temperatura	Aumento de presión	Aumento de gas ácido en solución	Aumento de pH	Aumento de sólidos disueltos
Carbonato de Calcio	Incrementa	Disminuye	Disminuye	Incrementa	Disminuye
Sulfato de Calcio	Disminuye	-	-	-	-
Sulfato de Bario	Disminuye	-	-	-	-

Fuente: NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. Advanced Course. Bogotá, January 2011.

Existen modelos como el índice de saturación de Langelier, el índice de estabilidad de Ryznar y el índice de Stif-Davis; los cuales son empleados para predecir la formación de incrustaciones.

El índice de Saturación de Langelier es un modelo teórico para incrustaciones de carbonato de calcio en aguas frescas. Un índice positivo indica tendencia a formar incrustaciones.

²⁸NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. Advanced Course. Bogotá, January 2011.

El índice de estabilidad de Ryznar, es un modelo empírico para carbonato de calcio usado para agua dulce. Un índice menor que seis indica el potencial de formar incrustaciones.

En índice de Stiff-Davis es un modelo para carbonato de calcio en salmueras, Un índice positivo indica el potencial de formar incrustaciones.

1.10 CORROSIÓN INTERNA EN LÍNEAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Las líneas de flujo, líneas de recolección, líneas de pozo, troncales pueden tener ambientes agresivos en términos de favorecer la corrosión interna. Las líneas de producción pueden tener altas presiones, altas temperaturas y contener especies potencialmente corrosivas, particularmente especies como H₂S, CO₂, ácidos orgánicos e inorgánicos, azufre elemental y mercurio elemental. Por otro lado, especies potencialmente corrosivas pueden ser introducidas al campo de producción por medio de los fluidos de perforación y mantenimiento (salmueras concentradas y ácidos). La erosión y corrosión interna también puede verse favorecido por la inclusión de sólidos y arenas, a medida que la producción avanza.

1.10.1 Efecto de la temperatura y presión de operación

1.10.1.1 Temperatura de operación. El incremento de temperatura tiene los siguientes efectos sobre la corrosión:

- Incrementa las tasas de reacción química.
- Disminuye la solubilidad de gases en agua.
- Altera productos de corrosión debido a cambios en la reacción producto de las solubilidades.
- Disminuye la viscosidad del líquido.

En general, las tasas de corrosión incrementan con el aumento de temperatura. Sin embargo, existen excepciones, el aumento de temperatura puede aumentar los gases por encima de su punto de rocío, lo que disminuye la corrosión relacionada con la condensación. Los cálculos de punto de rocío para varios gases se pueden determinar basados en la presión del sistema y la concentración del gas.

La temperatura también puede afectar significativamente el comportamiento de la corrosión interna de aceites crudos cuando las condiciones favorecen la existencia de un espacio de vapor local. En sistemas multifásicos, estos espacios de vapor locales ocurren típicamente en la parte superior de la línea donde la superficie interna no está cubierta por la fase hidrocarburo. El agua puede condensar en estas áreas debido al intercambio ocurrido entre la tubería y el entorno. Cambios significativos que causan que las temperaturas de pared de tubería caigan dramáticamente (ej.: tierra fría o congelada) puede inducir a la condensación de agua. Especies corrosivas como CO_2 y H_2S en la corriente puede reaccionar con el vapor de agua, resultando en corrosión.

1.10.1.2 Presión de operación. La presión influye en la severidad de la corrosión del sistema afectando las tasas de reacción química (ejemplo: contenido de gas disuelto). Generalmente, a medida que incrementa a presión, la cantidad de gas en la solución incrementa, y como resultado la severidad de corrosión en la solución aumenta.

El potencial de corrosión relacionado con el CO₂, H₂S y O₂ está relacionado con la presión parcial presentada. Esta concentración y presión parcial puede variar con el tiempo por esta razón es aconsejable revisar los registros históricos de composición de gas.

2. GENERALIDADES DE CAMPO CUERVA

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

Geopark²⁹ es una empresa de exploración y operación de hidrocarburos que opera 19 bloques petrolíferos (3 bloques en Argentina, 10 en Colombia y 6 en Chile). En 2006, Geopark se convirtió en la primera empresa privada en operar y producir petróleo y gas en Chile. Según informes de ingenieros en petróleo independientes, a diciembre de 2010 las reservas de petróleo y gas probadas, probables y posibles de la compañía ascendían a 156,8 millones de BOE (barriles de petróleo equivalente). En 2012 Geopark se incursiona a las operaciones en Colombia mediante la adquisición de una participación del 20%.

Uno de éstos bloques llamado Cuerva, está ubicado en el área rural del municipio de Paz de Ariporo, Casanare y empezó a operar allí en el año 2010.

Inicialmente este bloque pertenecía a Hupecol, empresa que empezó explorando, perforando y produciendo los primeros pozos de esta zona, y que a medida que se iban perforando pozos, se iban instalando líneas de flujo para transportar la producción de crudo a una facilidad primaria que a medida que aumentaba la cantidad de pozos productores, se iban instalando más equipos de tratamiento. Sin embargo, las líneas de flujo instaladas inicialmente se acondicionaron para transportar la producción de los pozos perforados dentro de cada locación. Es decir, se instalaron líneas de flujo provisionales para un pozo, que en este momento están transportando la producción de hasta 4 pozos. Este hecho muy probablemente constituye una limitación para el caudal, además la sobrepresión,

²⁹Disponible en: <http://www.geo-park.com/index.htm>

la velocidad de flujo y las características del fluido pueden ser posibles causantes de fallas de las líneas.

Figura 27. Ubicación de Campo Cuerva en Colombia



Fuente: <http://www.geo-park.com/sp/asset-platforms/colombia/>

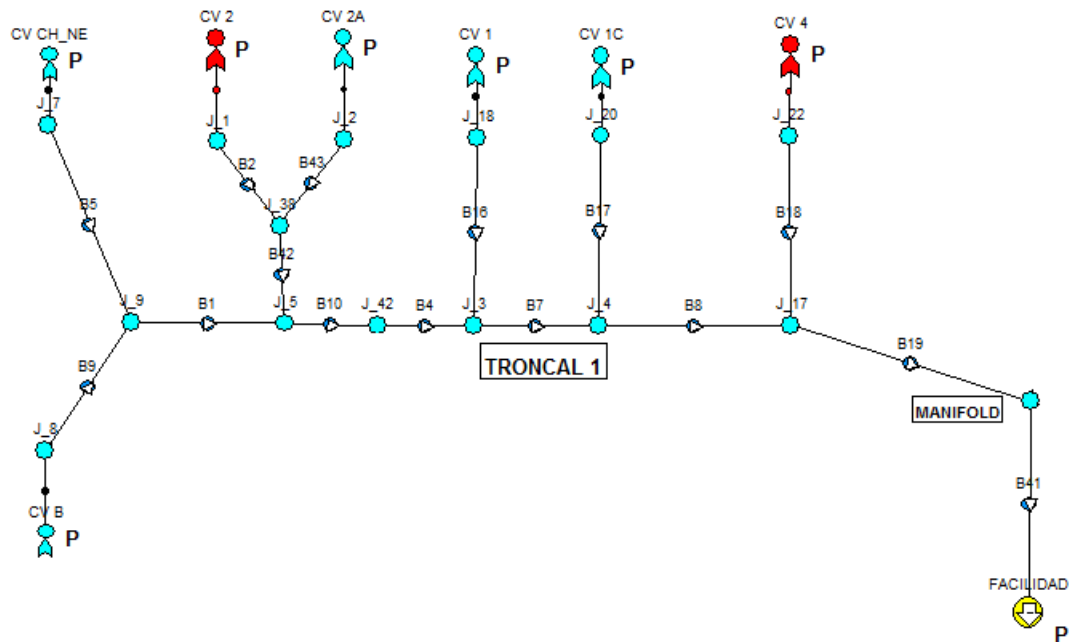
2.2 DISTRIBUCIÓN RED DE TUBERÍAS EN CAMPO CUERVA

Las líneas de flujo desde cabeza de pozos hasta Manifold corresponden a tuberías de producción fabricadas bajo norma API 5CT en diámetros de 3½", 4 ½", 5" y 5½".

La producción del campo es transportada en cinco líneas de flujo principales las cuales se llaman troncales y recolectan fluido de los pozos de acuerdo a la siguiente distribución:

2.2.1 Troncal 1. Recolecta fluido de producción de los pozos cuerva B, CH_NE, 2, 2A, 1, 1C y Cuerva 4. El trazado se encuentra en la zona norte de la facilidad y recorre el trayecto paralela a la troncal 2. El siguiente esquema elaborado en PIPESIM® ilustra la distribución de la troncal desde los extremos hasta la llegada al manifold.

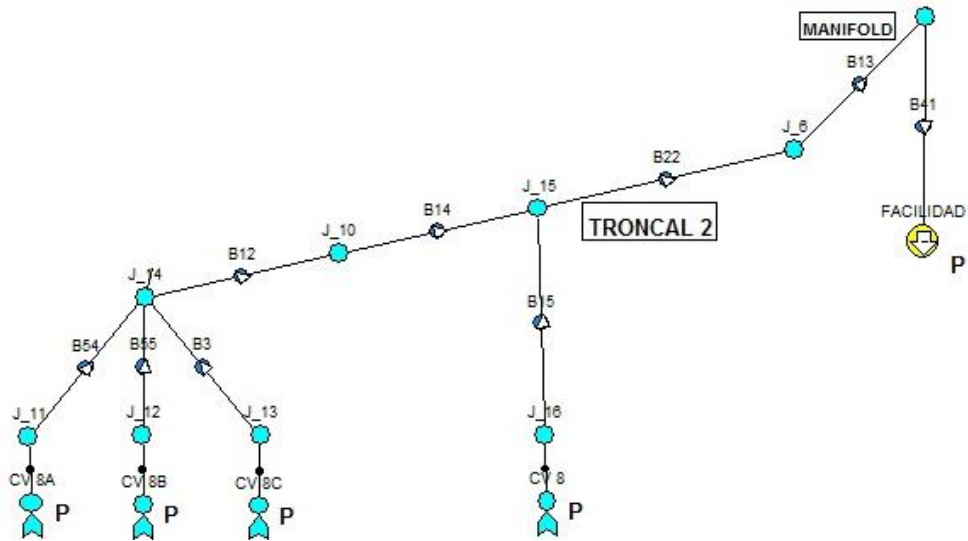
Figura 28. Esquema de distribución de pozos en la troncal 1



Fuente: Pipesim

2.2.2. Troncal 2. Recolecta fluido de producción de los pozos cuerva 8A, 8B, 8C, y cuerva 8, 1, 1C y Cuerva 4. El trazado se encuentra en la zona norte de la facilidad y recorre el trayecto paralelo a la troncal 1. El siguiente esquema elaborado en PIPESIM® ilustra la distribución de la troncal desde los extremos hasta la llegada al manifold. Entre la troncal 2 y la troncal 1 existe un Bypass desde el nodo que recibe los pozos Cuerva 8A, 8B y 8C hasta el nodo J42 de la troncal 1; el esquema a continuación no ilustra el bypass.

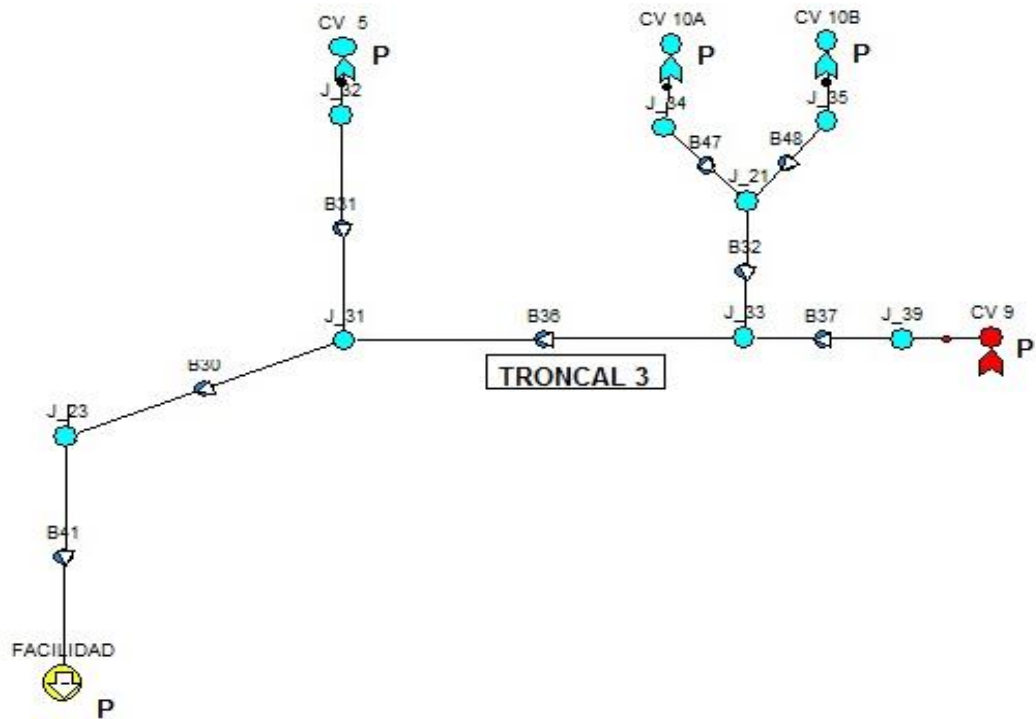
Figura 29. Esquema de distribución de pozos en la troncal 2



Fuente: Pipesim

2.2.3 Troncal 3. Recolecta fluido de producción de los pozos cuerva 9, 10A, 10B, y cuerva 5. El trazado se encuentra en la zona sur de la facilidad y recorre el trayecto paralela a la troncal 4. El siguiente esquema elaborado en PIPESIM® ilustra la distribución de la troncal desde los extremos hasta la llegada al manifold.

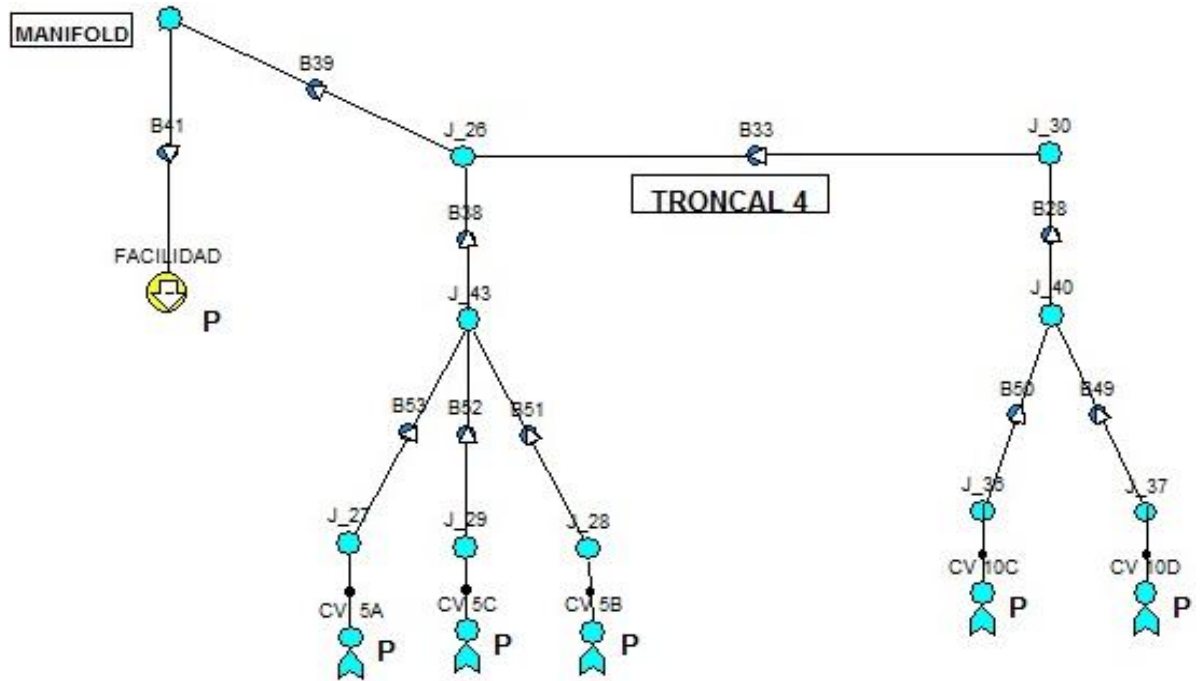
Figura 30. Esquema de distribución de pozos en la troncal 3



Fuente: Pipesim

2.2.4. Troncal 4. Recolecta fluido de producción de los pozos cuerva 5A, 5B, 5C, 10C y cuerva 10D. El trazado se encuentra en la zona sur de la facilidad y recorre el trayecto paralela a la troncal 3. El siguiente esquema elaborado en PIPESIM® ilustra la distribución de la troncal desde los extremos hasta la llegada al manifold.

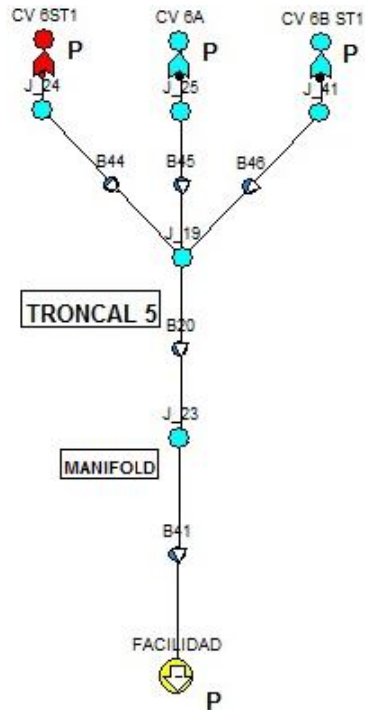
Figura 31. Esquema de distribución de pozos en la troncal 4



Fuente: Pipesim

2.2.5. Troncal 5. Recolecta fluido de producción de los pozos cuerva 6A, 6B ST y cuerva 6B ST1. El trazado al norte muy cerca de la facilidad y tiene menor longitud de todas las líneas. El siguiente esquema elaborado en PIPESIM® ilustra la distribución de la troncal desde los extremos hasta la llegada al manifold.

Figura 32. Esquema de distribución de pozos en la troncal 4



Fuente: Pipesim

En los últimos años han existido inconvenientes con respecto a las tuberías de las líneas de flujo, presentando fugas por el cuerpo de la tubería generando impactos ambientales debido a los derrames de crudo y paradas de producción mientras se realizan labores de limpieza y reparación. Estas contingencias han generado costos adicionales los cuales no han sido previstos.

Figura 33. Líneas de flujo típicas instaladas en campo Cuerva



Fuente: Geopark

Las tuberías se encuentran suspendidas en el suelo, por lo que están expuestas a contacto directo con la tierra y con el agua sin ningún tipo de protección o recubrimiento anticorrosivo generando un factor de riesgo por corrosión externa. Los cruces enterrados son los únicos tramos que disponen de protección anticorrosiva.

Figura 34. Línea de flujo de pozo Cuerva 10 a Cuerva 6 con presencia de fuga.



Fuente: Geopark

Generalmente la causa preliminar de las fallas han sido reportadas por picaduras sin embargo no se especifican si son internas o externas, por la morfología del daño de los tramos de tubería se genera la hipótesis que el daño es debido a causas internas. Los costos asociados corresponden a gastos de preservación ambiental, mano de obra y materiales para reparación.

2.3 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

Campo Cuerva presenta un crudo pesado con las siguientes características:

- 21°API
- BS&W entre 88% y 97%
- El GOR es variable, en algunos pozos es despreciable y en otros se encuentran entre 66 SCF/BFP y 150 SCF/STB.
- La viscosidad del fluido a 100°F se encuentra entre 32 cPy 97 cP.

3. MODELAMIENTO EMPLEANDO SOFTWARE ESPECIALIZADO

Con el fin de evaluar el estado actual de las líneas en cuanto desempeño de producción se refiere y modelar posibles escenarios para un incremento de producción empleando un rediseño de las líneas; se realiza el modelamiento integral del campo empleando el software PIPESIM empleando información desde los pozos hasta el manifold de producción.

PIPESIM es software de análisis nodal con marca registrada perteneciente a la empresa Schlumberger; el algoritmo de solución del programa permite modelar redes de recolección, distribución e inyección, en campos de producción. Entre sus funciones y las que más resaltamos por el objeto del presente trabajo se encuentran³⁰:

- La identificación de cuellos de botella y restricciones en la producción.
- La evaluación de los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicional y demás.
- Calcular la productividad de los sistemas de recolección de campo.
- Predicción de perfiles de presión y temperatura a través de flujo complejos.
- Planeación del desarrollo de campos petroleros.

³⁰Brochure informativo PIPESIM. Diseño de pozos y análisis de desempeño de producción. Schlumberger. 2007.

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE CAMPO

El ingreso de los parámetros requeridos para el modelamiento parte de dos tipos de información. La primera es obtenida a partir desde el subsuelo correspondiente a los pozos y la segunda es la información requerida para el modelamiento en la red tubería superficial. En ninguna red de tubería dispone de facilidades para lecturas de instrumentos sean de presión o temperatura.

3.1.1 Registros de reportes de recorredores y producción. A continuación se relacionan datos de registros como presión y temperatura en cabeza de pozo, presión y temperatura de yacimiento, PIP, GOR, B&SW y barriles de fluido por día. Los datos ingresados en el simulador correspondientes a los registros del recorredor y datos de producción deben relacionarse con la misma fecha de obtención de la información. Se debe tener presente la producción de fluido del pozo a condiciones de operación y la presión de cabeza que registró la última prueba de producción; en este caso los registros disponibles del 6 de Abril de 2014.

Tabla 3. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 1.

POZO	TRONCAL 1							
	P _{yacimiento} psia	T _{yacimiento} °F	PIP psia	GOR SCF/STB	B&SW %	THP psia	WHT °F	BFPD Barriles
CH_NE	1861,5	227	344	0	93,2	400	118	2034,78
B	1885,2	218	408	0	95,41	360	140	521,96
2	Apagado	-	-			-		-
2A	1630,3	170	800	69	96,94	330	138	1514
1	1930,2	213	1384	97,9	97,42	170	146	3322,54
1C	1755,6	191	854	0	90,79	140	150	1938,26

POZO	TRONCAL 1							
	P _{yacimiento} psia	T _{yacimiento} °F	PIP psia	GOR SCF/STB	B&SW %	THP psia	WHT °F	BFPD Barriles
4	Apagado	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Geopark

Tabla 4. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 2.

POZO	TRONCAL 2							
	P _{yacimiento} psia	T _{yacimiento} °F	PIP psia	GOR SCF/STB	B&SW %	THP psia	WHT °F	BFPD Barriles
8A	2111,4	247	1447,3	0	97,42	410	160	3213
8B	1989	216	961,4	100	98,22	365	140	2138,29
8C	1865,3	194	1075,7	0	92,04	320	144	1218,98
8	1979,5	215	1536	100	97,51	250	152	4705,21

Fuente: Geopark

Tabla 5. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 3.

POZO	TRONCAL 3							
	P _{yacimiento} psia	T _{yacimiento} °F	PIP psia	GOR SCF/STB	B&SW %	WHP psia	WHT °F	BFPD Barriles
9	Apagado	-	-	-	-	-	-	-
10B	1656,4	183	462	66	94,45	120	130	246
10A	1621,6	189	965	65,1	95,5	120	145	2730
5	1626,03	195	765	142,7	88,48	70	130	1028

Fuente: Geopark

Tabla 6. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 4.

POZO	TRONCAL 4							
	P _{yacimiento} psia	T _{yacimiento} °F	PIP psia	GOR SCF/STB	B&SW %	WHP psia	WHT °F	BFPD Barriles
10D	1740,2	199	701	0	97,51	135	150	2019
10C	1604,5	189	327	0	86,28	70	145	338
5C	1705	196	1143	144,7	97,71	55	130	1627
5B	1680,2	197	1120	143,4	89,06	60	135	287
5A	1613,8	195	483,5	149,3	95,79	65	140	509

Fuente: Geopark

Tabla 7. Información recopilada de recorredores y producción correspondientes a la Troncal 5.

POZO	TRONCAL 5							
	P _{yacimiento} psia	T _{yacimiento} °F	PIP psia	GOR SCF/STB	B&SW %	WHP psia	WHT °F	BFPD Barriles
6ST1	Apagado	-	-	-	-	-	-	-
6A	1556,4	225	441	146,2	97,71	65	136	828
6B ST1	1487,9	221	445	146,4	91,54	95	145	1105

Fuente: Geopark

3.1.2 Información obtenida a partir de los estados mecánicos de los pozos.

De los estados mecánicos de cada pozo se recopila información como la profundidad media de los perforados, especificaciones de equipo de bombeo, distancias medidas del intake y especificaciones de la tubería de producción. Adicionalmente a partir de datos entregados por perforación se obtienen los perfiles de desviación del pozo, información la cual es ingresada a la tubería de producción del modelo. En la siguiente imagen se ilustra el estado mecánico para el pozo Cuerva 2A.

Posteriormente se ingresa los datos del modelo de fluido correspondientes a cada pozo, iniciando por las propiedades de BlackOil ubicado en el menú, pestaña configurar y luego Blackoil. En esta ventana se ingresan valores de B&SW, GOR y grado API del crudo.

Figura 36. Propiedades de Blackoil en PIPESIM.

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "BlackOil" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contaminar

Importar...
Exportar

Nombre del Fluido: BlackOil 2A
Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut: 96.94 %
GOR: 69 scf/STB
S.G. Gas: 0.64
S.G. Agua: 1.02
API: 20.8

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: psia
Temperatura: F
Rsb: scf/STB

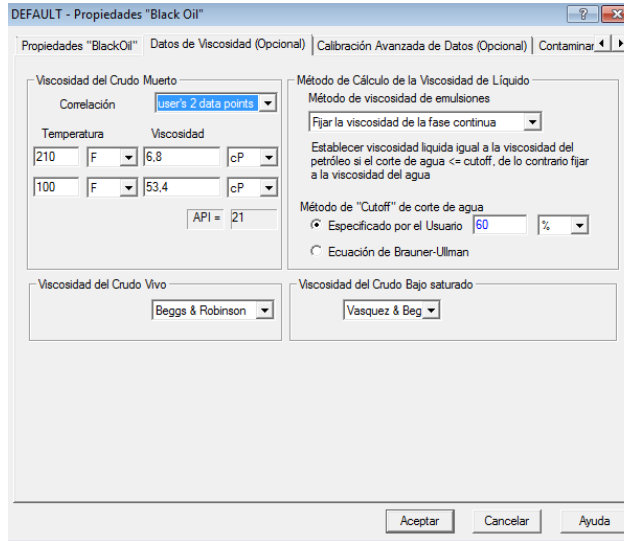
Correlación de Gas en Solución
Rs y Pb: Lasater

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Pipesim

Seguido en la segunda pestaña superior de la ventana se ingresan los datos correspondientes de viscosidad del crudo muerto, los cuales fueron tomados de laboratorio.

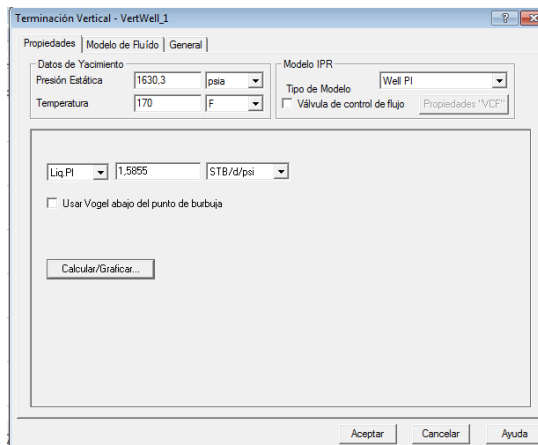
Figura 37. Datos de viscosidad Blackoil en PIPESIM.



Fuente: Pipesim

En la ventana correspondiente a completamiento vertical se ingresan los datos correspondientes a presión y temperatura de yacimiento y el índice de productividad (PI) los cuales pueden ser tomados de pruebas de registros de producción, registros MDT o PLT.

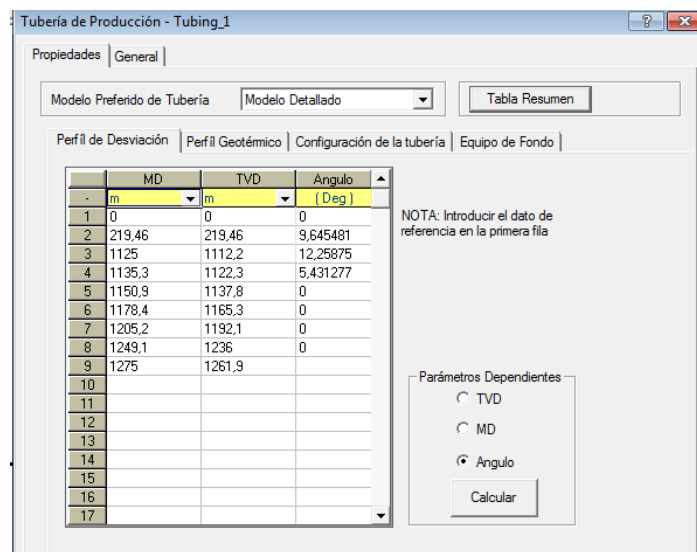
Figura 38. Datos completamiento vertical en PIPESIM



Fuente: Pipesim

La siguiente entrada de información se da en la tubería de producción en donde se ingresan los datos de perfil de desviación, ingresando la distancia medida y la distancia vertical real. Eligiendo la opción “ángulo” en los parámetros dependientes, el software calculará el ángulo para cada punto de desviación ingresado.

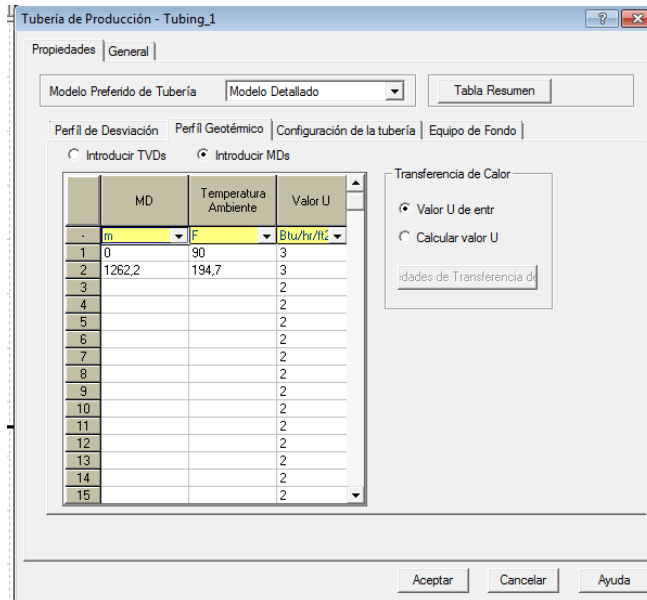
Figura 39. Datos de perfil de desviación en completamiento vertical, PIPESIM



Fuente: Pipesim

En la siguiente pestaña correspondiente a perfil geotérmico se incluye la temperatura ambiente de superficie a nivel de superficie, y la temperatura de yacimiento a profundidad de las PMP. El valor U factor de transferencia de calor se modificará para la calibración del pozo y así obtener la temperatura en cabeza de pozo.

Figura 40. Datos de perfil geotérmico en completamiento vertical, PIPESIM



Fuente: Pipesim

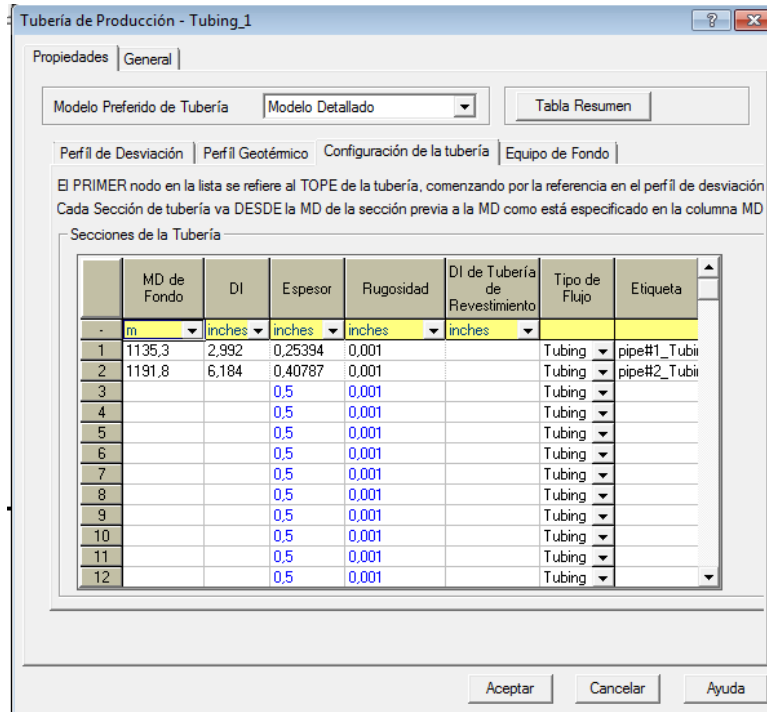
La tercera pestaña corresponde a la configuración de las tuberías de producción. En estos datos se incluye la profundidad de tubería, diámetro interno y espesor que corresponde a cada sección de la tubería desde superficie hasta las PMP. La siguiente relación de especificaciones de tubería de producción API 5CT, corresponden a las más empleadas en Campo Cuerva.

Tabla 8. Especificaciones de tuberías de producción en Campo Cuerva

Tamaño	Peso	Diámetro interno	Espesor
3 ½"	9,20# - 9,30#	2,992 in	6,45 mm
7 ½"	23#	6,366 in	8,05 mm
7 ½"	26#	6,276 in	9,19 mm
7 ½"	29#	6,184 in	10,36 mm
7 ½"	32#	6,094 in	11,51 mm

Fuente: API 5CT

Figura 41. Configuración de tubería de producción, PIPESIM



Fuente: Pipesim

Por último y para completar la información de la ventana de tubería de producción, se encuentra la pestaña de equipo de fondo, en la cual se encuentra la opción de escoger el tipo de equipo e ingresar la profundidad en el cual se encuentra en este caso el Intake. Por otro lado, es necesario ingresar en la opción de propiedades y diligenciar la información faltante sobre la bomba como el fabricante, modelo, y los datos de diseño como frecuencia, la cual se puede obtener de la información de los recorredores y las etapas a partir de la información de los estados mecánicos de los pozos. El factor de carga es una relación que indica el desempeño de la bomba y por defecto se encuentra en 1; este factor junto con el índice de productividad PI puede variarse con el objetivo de calibrar el modelo del pozo.

Figura 42. Configuración de equipo de fondo, PIPESIM

The image shows a software dialog box titled "Selección de BES". It has four tabs: "Datos de BES/Bomba/Compresor", "Tabla de Comportamiento", "Curvas Estándar", and "Curvas de Velocidad Variable". The "Datos de BES/Bomba/Compresor" tab is active. It contains several sections:

- Selección de Datos Base:** Three radio buttons: "BES" (selected), "Bomba", and "Compresor". Below are dropdown menus for "Fabricante" (Reda) and "Modelo" (DN1750), and a button "Seleccionar Avanzado...".
- Datos de Diseño:** Input fields for "Velocidad" (60 hz), "Etapas" (117), and "Factor de Carga" (1.2 fracción).
- Opción de Cálculos:** Two checkboxes: "Corrección por Viscosidad" (unchecked) and "Separador de Gas Presente" (unchecked). Below is an input field for "Eficiencia del Separador (%)" (100).
- Other Parameters:** Input fields for "Diámetro" (4 inches), "Gasto (Flujo) Mínimo" (1200 bbl/d), "Gasto (Flujo) Máximo" (2050 bbl/d), and "Velocidad Base" (60 hz).

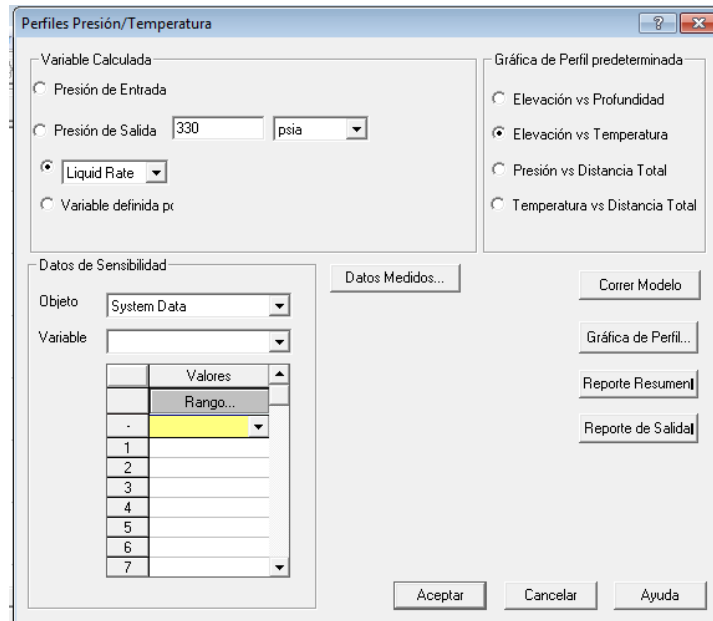
At the bottom of the dialog are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: Pipesim

3.2.1 Ajuste del modelo de pozo en PIPESIM. Con el fin de ajustar el modelo del pozo acorde a la información de presión y temperatura de cabeza de pozo y caudal obtenido se realizan simulaciones en el menú Operaciones – Perfil presión/temperatura, escogiendo como variable calculada “LiquidRate” a la presión de salida correspondiente a los registros del recorrido para el pozo correspondiente. Posteriormente se escoge la gráfica de perfil elevación vs temperatura y se corre el modelo.

El resultado que arrojará el simulador es un perfil de temperaturas del fluido desde el fondo del pozo a las profundidades de las PMP hasta la superficie (Figura 44). La temperatura del fluido en la superficie deberá corresponder a la temperatura de cabeza de pozo registrado en el reporte de recorridores. En caso no ajustarse el valor se deberá modificar el valor U de transferencia de calor que se presenta en la tubería de producción hasta obtener el valor objetivo.

Figura 43. Ajuste de modelo mediante perfiles de presión / temperatura, PIPESIM



Fuente: Pipesim

Figura 44. Datos de perfil elevación vs temperatura, PIPESIM

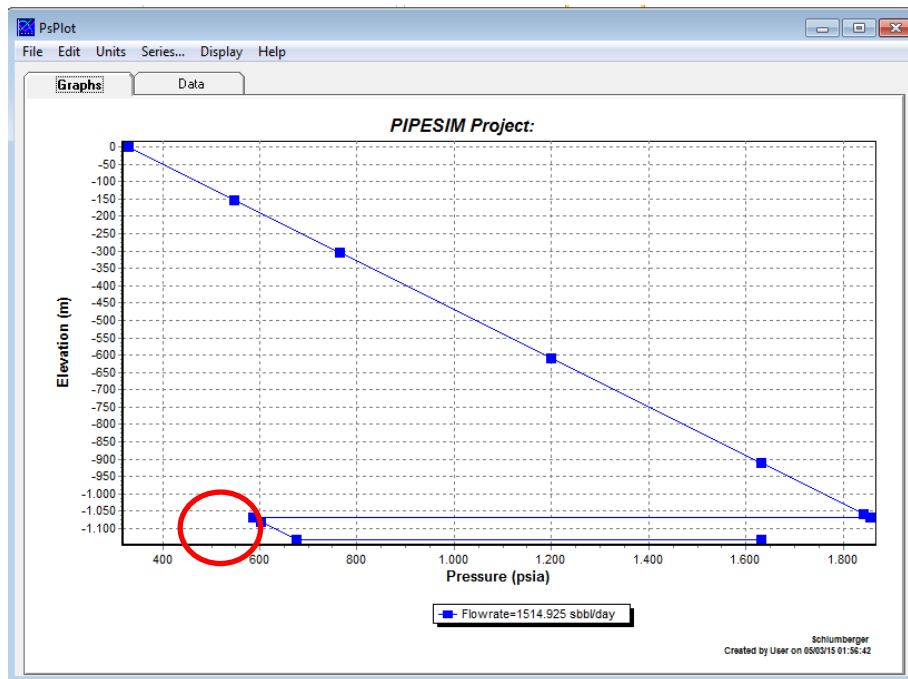
	Temperature (F)	Elevation (m)	C	D	E	F
	Flowrate=15	Flowrate=15				
3	169,9960	-1131,8748				
4	172,8214	-1131,8748				
5	172,8214	-1131,8748				
6	172,3209	-1080,5160				
7	172,1657	-1069,2384				
8	172,1630	-1069,0555				
9	172,1630	-1069,0555				
10	172,1630	-1069,0555				
11	173,1045	-1069,0555				
12	173,0223	-1059,4848				
13	171,0048	-911,8481				
14	163,1324	-608,0689				
15	151,4270	-304,2896				
16	144,4897	-152,4000				
17	136,9698	0,0000				
18						
19						

Fuente: Pipesim

Con el fin de terminar de realizar el ajuste con respecto a presión y caudal, se corre el modelo con la opción de perfil elevación vs presión (Figura 45), y se analiza los resultados obtenidos. El caudal obtenido deberá corresponder con las pruebas de producción y el valor de presión de entrada a la bomba PIP deberá ser igual a los valores de registro de los recorredores. El pico extremo izquierdo de la gráfica es el valor del PIP para ajuste.

El ajuste de caudal y PIP será obtenido modificando los valores de los parámetros de índice de productividad (PI) que se encuentra en el completamiento vertical y el factor de carga de la bomba el cual se encuentra en propiedades de equipo de fondo que a su vez se encuentra en la tubería de producción.

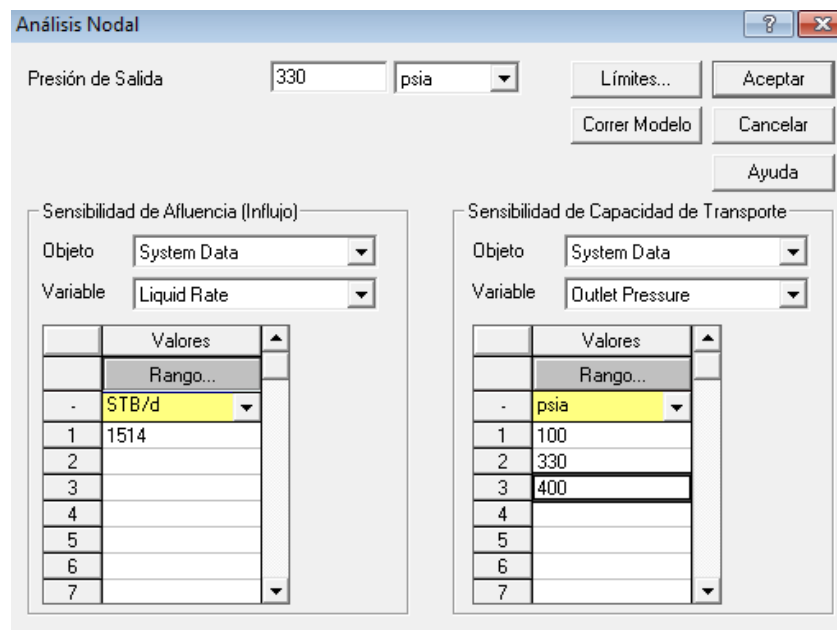
Figura 45. Datos de perfil elevación vs temperatura, PIPESIM



Fuente: Pipesim

Por último se verifica mediante análisis nodal un análisis de sensibilidad del pozo y que corresponda con los datos de entrada obtenidos en campo. En el caso del pozo Cuerva 2A, los registros muestran una producción de 1514 STB/d a una presión de salida en cabeza de pozo de 330 psia. Adicionalmente se realiza un análisis de sensibilidad con el fin de saber cuánta producción incrementa con una presión de salida de pozo de 100 psia y cuanta producción disminuye a una presión de salida de pozo a 400 psia.

Figura 46. Análisis de sensibilidad mediante Análisis Nodal en PIPESIM



Fuente: Pipesim

Como resultado al correr el modelo se obtiene una curva de inflow y tres curvas de outflow las cuales permiten hacer el análisis de sensibilidades.

La siguiente tabla relaciona los resultados obtenidos:

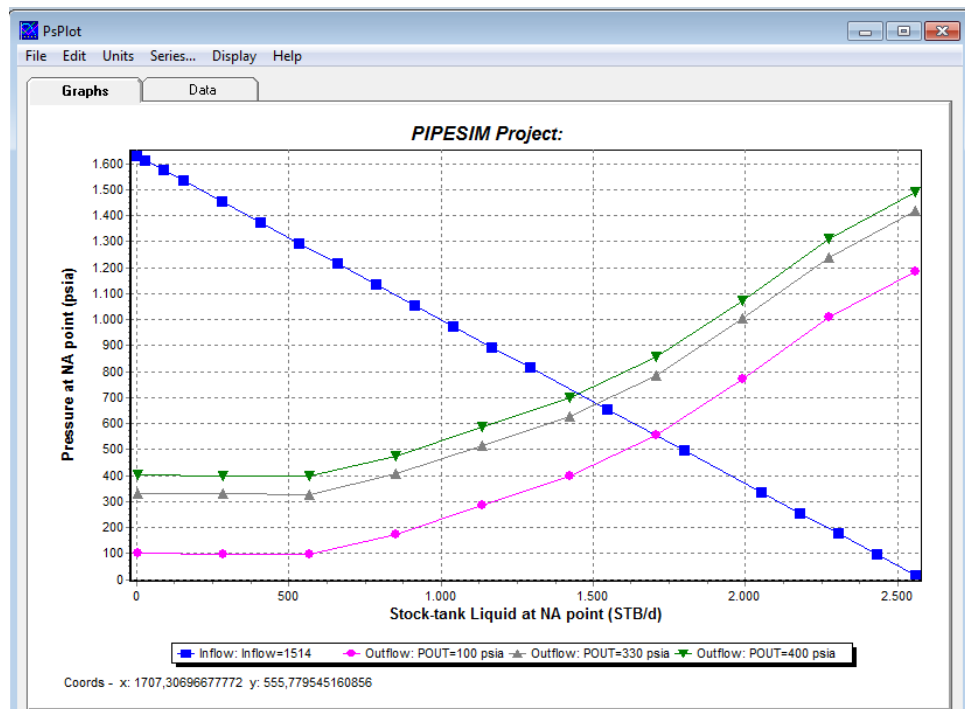
Tabla 9. Resultados simulación mediante sensibilidades a través de comportamiento de afluencia de pozo variando WHP.

Presión de cabeza psia	Barriles producidos STB/d	Diferencia de producción STB/d
100	1707	+193
330	1514	0
400	1455	-59

Fuente: Pipesim

El caudal resultado del cruce de la curva de inflow y outflow perteneciente a la presión de salida de 330 psi, es acorde con la producción de fluidos del pozo cuerva 2A.

Figura 47. Análisis de sensibilidad mediante curvas de comportamiento de afluencia del pozo variando WPH en pozo Cuerva 2A



Fuente: Pipesim

3.2.2. Construcción y modelamiento de red de tubería en PIPESIM. Una vez se ha finalizado el modelo para cada uno de los pozos se inicia la construcción del modelo de redes de tubería en superficie. Se recopila información requerida para el modelo tal como distancias horizontales de las tuberías, segmentación con sus respectivas especificaciones de tubería con el fin de obtener el diámetro externo y el espesor de pared metálica. En el caso particular de Campo Cuerva es una región llana sin valles ni montañas, por esta razón no se empleó distancia de elevación.

En cuanto a la información requerida para transferencia de calor se escoge la opción “desnuda (en aire)” la cual es la descripción que corresponde a las líneas en campo cuerva las cuales no presentan recubrimiento ni aislamiento térmico y se encuentran suspendidas en el suelo y en algunos tramos inundables se encuentran suspendidas sobre soportes marcos H.

Figura 48. Ingreso de datos para secciones de línea de flujo en PIPESIM

Propiedad	Valor	Unidad
Ondulaciones	10	/ 1000
Distancia Horizontal	2710	m
Diferencia de Elevación	0	m
Diámetro Interno	4.408	inches
Espesor	0.29606	inches
Rugosidad	0.001	inches
Temperatura Ambiente	90	F

Fuente: Pipesim

Para las líneas de flujo en Campo cuerva, se emplearon tubos bajo especificación API 5CT en tamaños de 4 ½”, 5” y 5 ½”. Para la salida de pozos hacia las líneas de flujo el tamaño es de 3 ½”. La siguiente tabla muestra las características de peso, espesor y diámetro para estas líneas.

Tabla 10. Especificaciones de tubería para líneas de flujo en campo Cuerva.

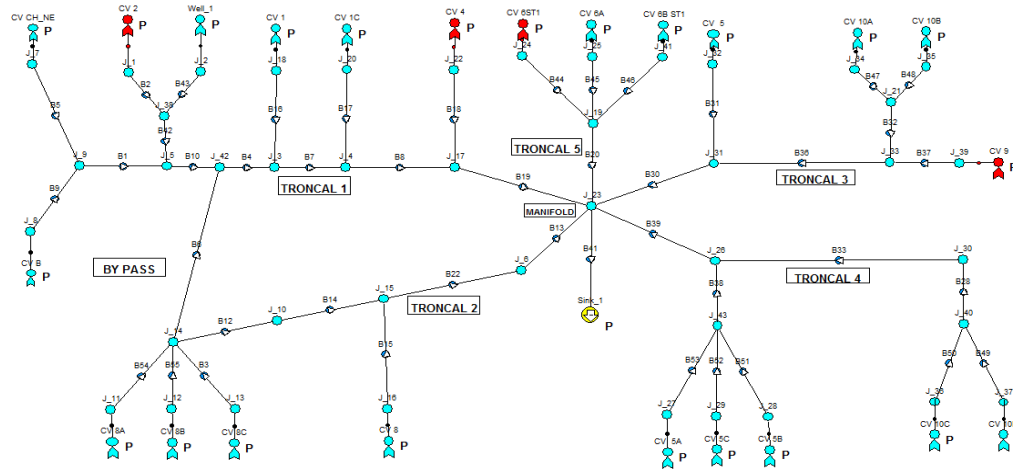
Tamaño	Peso	Diámetro interno	Espesor
3 ½”	9,20# - 9,30#	2,992 in	6,45 mm
4 ½”	12,75#	3,958 in	6,88 mm
5”	15#	4,408 in	7,52 mm
5 ½”	15,50#	4,95 in	6,98 mm

Fuente: API 5CT

La temperatura ambiente promedio del campo es 90°F y se especifica este dato de entrada en la ventana. Por último el valor de rugosidad por default se deja en 0,001 el cual corresponde a tubería en acero comercial.

En el siguiente esquema se ilustra la red de tubería completa con cada uno de los pozos. En este se puede apreciar cada una de las troncales y un bypass presente entre el nodo de salida de los pozos cuerva 8A, 8B, 8C hacia la troncal 1.

Figura 49. Esquema de red de tubería para Campo Cuerva en PIPESIM



Fuente: Pipesim

Cada uno de los pozos deben estar relacionados con el modelo realizado inicialmente, por este motivo se importó el modelo correspondiente a cada pozo dándole clic derecho sobre el pozo, e importar el modelo el cual deberá estar guardado en archivo .bps.

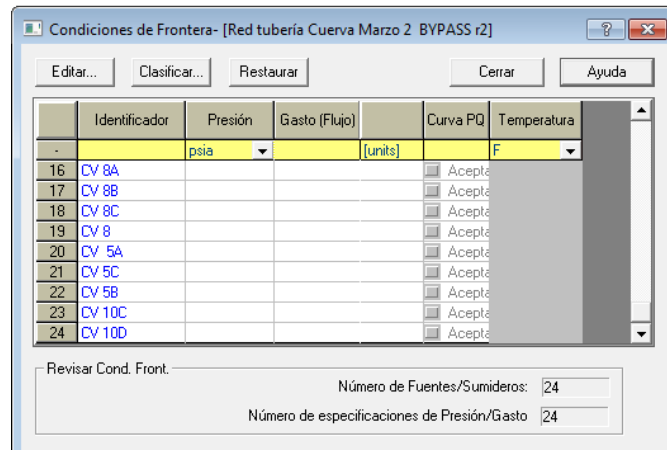
Figura 50. Modelo de fluido local para pozos en PIPESIM



Fuente: Pipesim

Las condiciones de frontera fueron establecidas en la opción configurar del menú. En estas casillas de entrada se ingresó la presión de yacimiento para cada uno de los pozos.

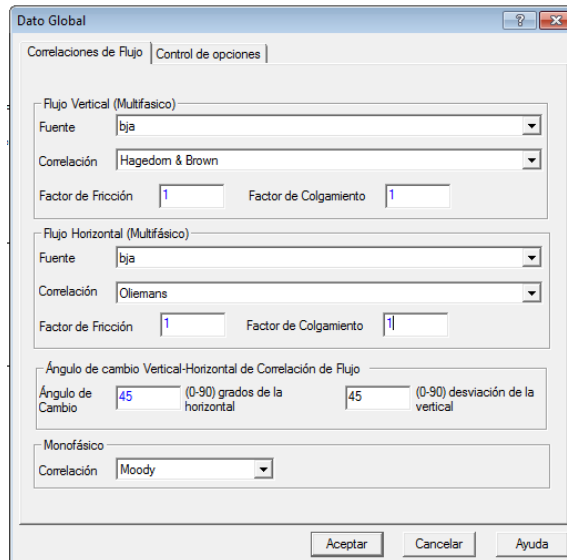
Figura 51. Condiciones de frontera para pozos en PIPESIM



Fuente: Pipesim

Una vez completo el modelo de red de tubería con los pozos, se corre el modelo con las correlaciones de flujo en tubería vertical y tubería horizontal las cuales tenga mejor ajuste. La correlación de flujo empleada para cada pozo en tubería de producción y que mejor ajuste se obtuvo fue Hagedorn and Brown. Para tubería horizontal cada troncal se simuló con cada correlación de tubería horizontal hasta escoger la que mejor ajuste se obtenga en relación a los registros de presiones en cabeza de pozo reales debido a que no se tiene conocimiento del perfil de presiones de las líneas.

Figura 52. Ventana de correlaciones para flujo vertical y flujo horizontal



Fuente: Pipesim

La correlación más representativa para la troncal 1 y 2 fue Xiao, en estas dos troncales el circuito de tubería se encuentran unidas mediante un Bypass, en la troncal 3 la correlación más representativa fue Beggs and BrillRevised, en la troncal 4 la correlación más representativa fue Xiao y en la troncal 5 fue Oliemans.

3.3 CORROBORACIÓN DE DATOS OBTENIDOS POZO A POZO

Los siguientes datos comparativos corresponden a los obtenidos al ajuste realizado con cada correlación y los datos con respecto a las presiones y caudales de las pruebas de producción.

En el caso de la troncal 1 y 2, se evidenció que los THP de las pruebas de producción son aproximados con la simulación en los pozos Cuerva 1, 1C y 8 sin embargo el THP es mayor en los pozos aguas arriba de los pozos ya nombrados.

Este hecho explica el resultado de la diferencia de 1007 STB/d a favor que obtiene el caudal en la simulación en donde un total de 20628 STB/d es el caudal obtenido en la troncal 1 y 2 en pozos en prueba y 21635 STB/d la troncal 1 y 2 en el simulador.

En las troncales 3, 4 y 5 el resultado de la simulación es más aproximado a la realidad de los datos de prueba de producción.

Tabla 11. Comparación de pozos en prueba de producción con datos simulados en la red

TRONCAL 1		DATOS POZOS EN PRUEBA			DATOS SIMULADOS EN LA RED		
POZO	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	
CH_NE	<u>400</u>	<u>150</u>	<u>2034,78</u>	<u>254,64</u>	<u>153,73</u>	<u>2123,4</u>	
B	<u>360</u>	<u>140</u>	<u>521,96</u>	<u>251,89</u>	<u>139,53</u>	<u>660,72</u>	
2	-		-				
2A	<u>330</u>	<u>138</u>	<u>1514</u>	<u>242,46</u>	<u>139,94</u>	<u>1608,5</u>	
1	170	146	3322,54	169,91	146,34	3324,5	
1C	140	150	1938,26	138,27	149,45	1949,7	
	CAUDAL		9353,51	CAUDAL		9667	
TRONCAL 2		DATOS POZOS EN PRUEBA			DATOS SIMULADOS EN LA RED		
POZO	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	
8A	<u>410</u>	<u>160</u>	<u>3213</u>	<u>229,27</u>	<u>164,49</u>	<u>3575,8</u>	
8B	<u>365</u>	<u>140</u>	<u>2138,29</u>	<u>228,59</u>	<u>147,12</u>	<u>2387,8</u>	
8C	<u>320</u>	<u>145</u>	<u>1218,98</u>	<u>228,72</u>	<u>144,47</u>	<u>1301,3</u>	
8	250	152	4705,21	214,6	141,5	4706,7	
	CAUDAL		11275,48	CAUDAL		11971,6	
	CAUDAL TR1+TR2		20628,99	CAUDAL TR1 + TR2		21635	
TRONCAL 3		DATOS POZOS EN PRUEBA			DATOS SIMULADOS EN LA RED		
POZO	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	
10B	120	130	246	111,24	117,31	248,74	
10A	120	145	2730	112,01	144,38	2733,5	
5	70	130	1028	70,25	131,39	1029,1	

CAUDAL			4004	CAUDAL			4011
TRONCAL 4		DATOS POZOS EN PRUEBA			DATOS SIMULADOS EN LA RED		
POZO	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	
10D	135	150	2019	81,92	122,37	2071,6	
10C	70	145	338	81,58	145,11	324,66	
5C	55	130	1627	56,6	131,33	1626	
5B	60	135	287	55,92	158,75	306,22	
5A	65	140	509	56,63	141,25	532,23	
CAUDAL			4780	CAUDAL			4860,7
TRONCAL 5		DATOS POZOS EN PRUEBA			DATOS SIMULADOS EN LA RED		
POZO	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	
6A	65	136	828	62,74	127,12	830,28	
6B ST1	95	145	1105	62,56	154,83	1144,9	
CAUDAL			4780	CAUDAL			4860,7

Fuente: Pipesim

Las mayores presiones y menor caudal en la troncal 1 y 2 en las pruebas de producción con respecto al simulado se deben a la existencia de restricciones, ya sea el tamaño de las líneas de flujo, algún tipo de obstrucción o acumulación de sedimentos y pérdida de diámetro efectivo, o el cambio de la rugosidad de la superficie a medida que pasa el tiempo.

El registro de múltiples fallas en estas dos líneas paralelas y el conocimiento de ataque por corrosión interna severa en estas líneas modifican el escenario de la simulación debido al cambio de la rugosidad de la superficie; incluso existe la posibilidad que en las primeras secciones de las líneas aguas arriba en donde se presentan altas presiones se estén presentando acumulación de sedimentos y costras que permiten incrementar la rugosidad absoluta de las líneas.

En la siguiente tabla comparativa se muestran rugosidades para tubería en acero al carbono con diferentes grados de deterioro por corrosión.

Tabla 12. Valores de rugosidad superficial para tuberías en acero al carbono corroídas^{31 32}

Material	Rugosidad Superficial, mm	Rugosidad Superficial, in
Acero nuevo	0,045	0,0018
Acero levemente corroído	0,3	0,0118
Acero con alta corrosión	2	0,0787
Acero con altas incrustaciones	2-4	0,0787 – 0,1575

Fuente: HALL S. Rules of Thumb for Chemical Engineers, 5th Ed., Elsevier Inc., Oxford UK, 2005. p10; y disponible en web http://www.the-engineering-page.com/forms/dp/typ_eps.html.

Con el fin de verificar el comportamiento de la red de tubería y el efecto en las presiones y el caudal, se realizan cambios en la rugosidad pasando de rugosidad para acero nuevo a superficies de acero al carbono entre levemente corroído y altamente corroído.

Los valores de rugosidad fueron asignados de acuerdo a la probabilidad de existencia de incrustaciones leves y las cuales no son removidas debido a la baja velocidad presente aguas arriba. En la figura 53 se ilustra los valores de rugosidad dados para cada segmento de tubería.

Como resultado en la simulación se obtuvo una mayor aproximación a la realidad con las presiones y caudales cuando los pozos se encuentran en producción. Sin embargo aún se evidencian pozos como cuerva CH_NE, 8A y 8C que aún es clara la diferencia de presión elevada lo cual refleja un menor caudal con respecto al total del sistema simulado. La diferencia entre los pozos en prueba de producción y la simulación es de 329 STB/d; mostrando el efecto de restricción de flujo que tiene la superficie de tuberías corroídas en el total de la producción. Estos resultados se encuentran registrados en la tabla 14.

³¹ HALL S. Rules of Thumb for Chemical Engineers, 5th Ed., Elsevier Inc., Oxford UK, 2005. p 10.

³² Disponible en web: http://www.the-engineering-page.com/forms/dp/typ_eps.html

TRONCAL 1		DATOS POZOS EN PRUEBA			DATOS SIMULADOS EN LA RED		
POZO	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	
		CAUDAL	9353,51		CAUDAL	9429,57	
TRONCAL 2		DATOS POZOS EN PRUEBA			DATOS SIMULADOS EN LA RED		
POZO	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	THP (psia)	WHT (°F)	STB/d	
8 ^a	<u>410</u>	<u>160</u>	<u>3213</u>	<u>298,65</u>	<u>162,62</u>	<u>3439,6</u>	
8B	<u>365</u>	<u>140</u>	<u>2138,29</u>	<u>298,2</u>	<u>146,29</u>	<u>2337,1</u>	
8C	320	145	1218,98	297,08	142,89	1238,3	
8	250	152	4705,21	271,6	139,93	4513,6	
		CAUDAL	11275,48		CAUDAL	11528,6	
		CAUDAL TR1+TR2	20628,99		CAUDAL TR1 + TR2	20958,17	

Fuente: Pipesim

3.4 ANÁLISIS DE VELOCIDADES DE FLUJO Y EFECTO DE LA VELOCIDAD EROSIONAL

La máxima velocidad usada en dimensionamiento de líneas de transporte de líquidos está en el orden de 15 pies/s; experiencias han mostrado que este valor es suficiente para minimizar ruidos, golpes hidráulicos y la erosión.

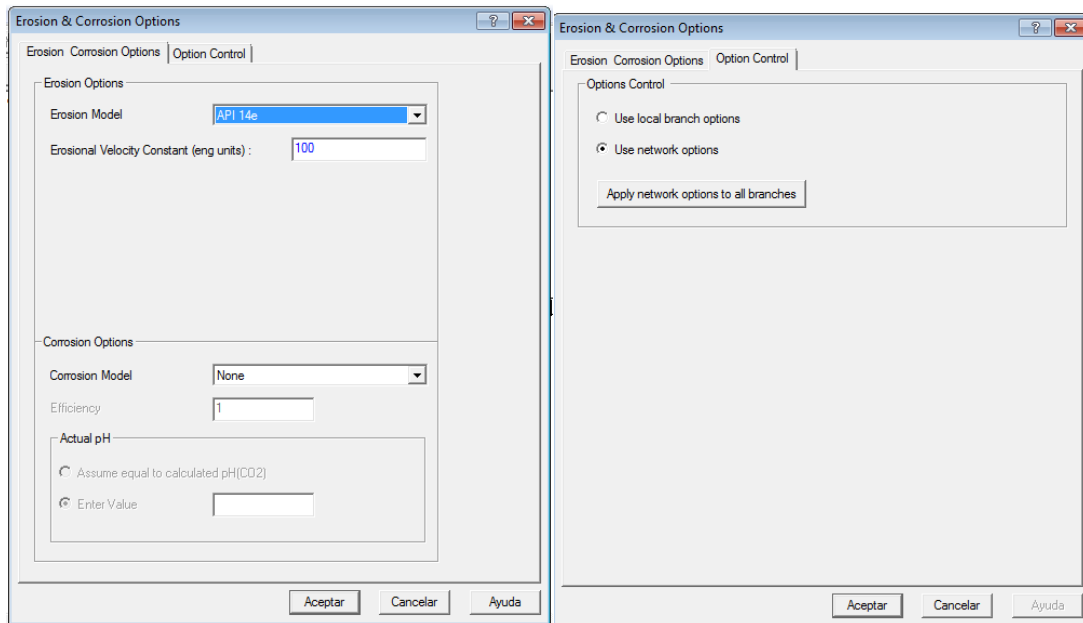
En la ecuación dada por API RP 14E para cálculo de velocidad erosional del fluido en dos fases, la constante C equivale a un valor de 125 para obtener una velocidad de 15 pies/s cuando el flujo de gas se aproxima a cero. En la velocidad mínima se recomienda 3 pies/s con el fin de mantener una velocidad suficiente para mantener las partículas sólidas en suspensión y no se depositen en las partes bajas de la tubería.³³

³³ARNOLD K. y STEWART M., Surface Productions Operations.V.1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities, Gulf Publishing, Houston TX, 1999, p 290.

Para flujo multifásico la ecuación 2.1 de API RP 14E determina la velocidad erosional, de la cual recomienda un valor de 100 para la constante C para obtener valores conservativos. Valores mayores de 100 han sido empleados en la industria cuando no hay antecedentes de corrosión o se tiene un programa de control de corrosión.³⁴

Para obtener resultados de velocidad y comparar con la velocidad máxima del fluido, se ingresa el valor de la constante C en el menú configuración y posteriormente seleccionar la opción Erosión y propiedades de corrosión, en constante de velocidad erosional se digita 100 y en la pestaña control de opciones, se escoge usar opciones de red.

Figura 54. Configuración de especificaciones para cálculo de velocidad erosional en PIPESIM



Fuente: Pipesim

³⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 14E, Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, Washington D.C: API 1991, p 23

Se verificó la velocidad de flujo y velocidad erosional, tanto para la configuración de red de tubería simulada con rugosidad para tubería en acero nueva como para tubería de acero corroída.

Tabla 14. Resultados velocidades de flujo y velocidades erosionales para líneas con rugosidad superficial de tubería nueva y tubería corroída

SEGMENTO	Escenario rugosidad tubería de acero nueva			Escenario rugosidad tubería de acero corroída		
	Vel. Media	Máxima	Máxima	Vel. Media	Máxima	Máxima
	máxima del fluido	Velocidad Erosional	Relación Erosional	máxima del fluido	Velocidad Erosional	Relación Erosional
TRONCAL 1	Pies/s	Pies/s		Pies/s	Pies/s	
B10	2,71	12,6	0,21	2,6	12,6	0,20
B4	4,55	12,61	0,36	3,6	12,6	0,31
B7	6,66	12,66	0,52	6,05	12,67	0,47
B8	6,24	12,66	0,49	5,75	12,66	0,45
B19	6,51	12,93	0,50	6	12,94	0,46
SEGMENTO	Vel. Media	Máxima	Máxima	Vel. Media	Máxima	Máxima
TRONCAL 2	máxima del fluido	Velocidad Erosional	Relación Erosional	máxima del fluido	Velocidad Erosional	Relación Erosional
	Pies/s	Pies/s		Pies/s	Pies/s	
B12	3,34	12,67	0,26	3,72	12,67	0,29
B14	3,33	12,66	0,26	3,72	12,66	0,29
B22	7,15	12,81	0,55	7,33	12,77	0,57
B13	4,8	13,13	0,36	4,94	13,11	0,37

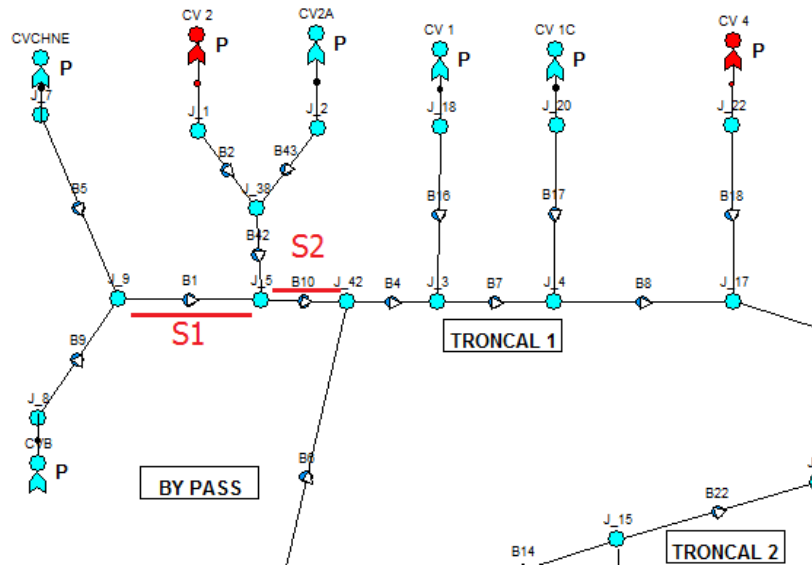
Fuente: Pipesim

Analizando los resultados obtenidos se puede concluir que ningún segmento de tubería está bajo el riesgo de velocidad erosional empleando la constante más conservadora. Inclusive, estas velocidades de flujo obtenidas por el simulador son

ligeramente mayores que las velocidades de flujo reales en las líneas de producción debido a que el caudal calculado en el simulador fue mayor.

Por el contrario, existen 2 segmentos en la troncal 1 en donde la velocidad de flujo calculada se encuentra por debajo de 3 pies/s y es propensa a la formación de depósitos e incrustaciones. Estos dos segmentos se encuentran identificados en la siguiente figura.

Figura 55. Identificación de segmentos en troncal 1 con baja velocidad de flujo.



Fuente: Pipesim

4 REDISEÑO DE LÍNEAS DE FLUJO

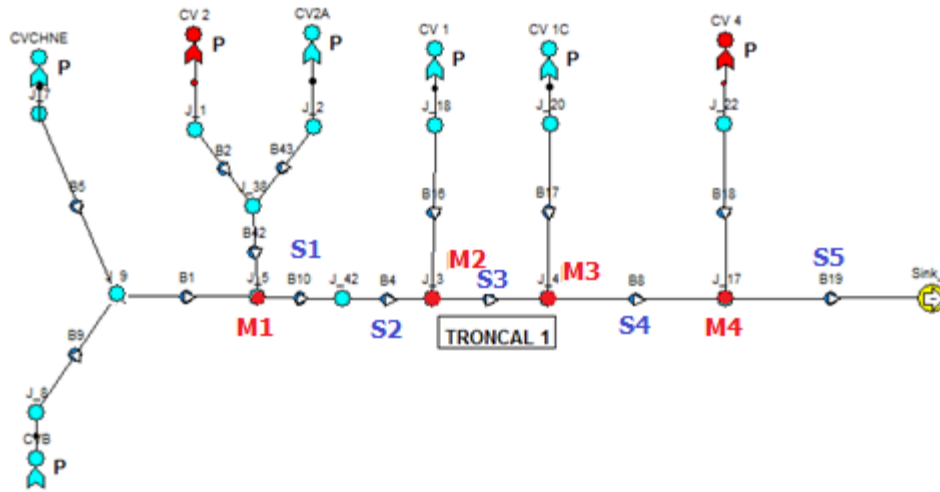
Realizando una revisión de todas las líneas troncales de Campo Cuerva, se establece como prioridad el rediseño de las líneas troncales 1 y 2, las cuales recolectan fluido de los pozos del norte hacia la facilidad representando más del 65% del total del fluido que llega a la facilidad. Por otro lado, estas troncales tuvieron más del 90% del total de las contingencias por fugas durante el año 2014 en Campo Cuerva debido a corrosión interna. Este mecanismo de daño ha causado cambios en la morfología de la superficie interna de la tubería causando restricciones en la producción.

Se plantean dos opciones de estudio para rediseñar la recolección de fluido. La primera es proponer dos líneas paralelas independientes, analizando el potencial de producción con diferentes diámetros, sin dejar de lado el cumplimiento de los criterios de velocidad de fluido y caída de presión para dimensionamiento de líneas. La segunda opción es plantear una sola línea de flujo la cual recolecta el fluido de los pozos de la zona norte y los transporta hasta la facilidad.

4.1 ESCENARIO LÍNEAS PARALELAS INDEPENDIENTES

4.1.1 Troncal 1. El modelo que se construye representando cada una de las troncales se muestra a continuación en el siguiente esquema, en donde cada M representa un múltiple, conexionado o punto de referencia para realizar los análisis entre los diferentes diámetros de las líneas y la S son segmentos de las líneas.

Figura 56. Esquema de rediseño líneas paralelas independientes



Fuente: Pipesim

El tipo de tubería propuesto a emplear inicialmente es tubería API 5L o ASME A-106M, los cuales sus dimensiones de diámetros y espesor están estandarizadas acorde a la norma ASME B36.10. Los diámetros y espesores se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 15. Especificaciones de tubería, dimensiones bajo ASME B 36.10

NPS	Schedule	Diámetro interno	Espesor
4"	40	4,026"	6,02 mm
5"	40	5,047"	6,55 mm
6"	40	6,065"	7,11 mm
8"	40	7,981"	8,18 mm
10"	40	10,02"	9,27 mm

Fuente: ASME B36.10

Realizando la simulación para la troncal 1 con diámetros nominales de 4", 5" y 6" se obtiene la siguiente tabulación de resultados.

Tabla 16. Resultados simulación rediseño troncal 1 con diámetro 4”, 5” y 6”

TRONCAL 1 - 4 NPS Sch 40 – Longitud 8241 m (27037,4 ft)					
MULTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD PROMEDIO MAXIMA ft/s	VELOCIDAD EROSIONAL ft/s
M1	277	4287	S1	3,2	12,6
M2	222	7457,93	S2	3,2	12,6
M3	195	9361,25	S3	5,6	12,6
M4	149	9361,25	S4	7	12,6
MANIFOLD	45	9361,25	S5	7,4	13
ΔP	232				

TRONCAL 1 - 5 NPS Sch 40 – Longitud 8241 m (27037,4 ft)					
MULTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD PROMEDIO MAXIMA ft/s	VELOCIDAD EROSIONAL ft/s
M1	126	4578,75	S1	2,2	12,6
M2	105	8079	S2	2,2	12,6
M3	96	10047,38	S3	3,9	12,8
M4	81	10047,38	S4	4,9	12,8
MANIFOLD	45	10047,38	S5	5	13
ΔP	81				

TRONCAL 1 - 6 NPS Sch 40- Longitud 8241 m (27037,4 ft)					
MULTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD PROMEDIO MAXIMA ft/s	VELOCIDAD EROSIONAL ft/s
M1	78	4652,72	S1	1,5	12,7
M2	71	8244,35	S2	1,5	12,7
M3	66	10233,92	S3	2,8	12,9
M4	60	10233,92	S4	3,5	12,9
MANIFOLD	45	10233,92	S5	3,6	13
ΔP	33				

Fuente: Pipesim

La Troncal 1 tiene una longitud de 8241m (20037,40 ft) desde el manifold hasta el punto de conexión de los pozos CV CH_NE y CV B. Es necesario considerar

que en el presente análisis no se encuentran operativos los pozos CV 2 y CV 4. El criterio de selección de tamaño en línea es basado en una velocidad mínima de 3 ft/s y máxima velocidad del fluido de 15 ft/s. Las recomendaciones de fluido multifásico de velocidades mínimas de 10 ft/s – 15 ft/s, en este modelo no ajusta dada la baja relación gas líquido el cual tiene un valor de 1 scf/STB aproximado.

El criterio de caída de presión para líneas de transporte de líquidos y gas/líquidos se encuentra entre 0,20psi/100ft y 3,0psi/100ft, sin embargo se considera como criterio mandatorio el de rango de velocidad de fluido.³⁵³⁶

Tabla 17. Tabla comparativa escenarios Troncal 1

TRONCAL 1	4 NPS SCH 40	5 NPS SCH 40	6 NPS SCH 40
Q en manifold (STB/d)	9361,25	10047,38	10233,92
ΔP (psia)	232	81	33
Mínima velocidad de flujo (ft/s)	3,2	2,2	1,5
Máxima velocidad de flujo (ft/s)	7,4	5	3,6

Fuente: Pipesim

Analizando los resultados obtenidos para la troncal 1; el diámetro con mayor aporte de caudal es la línea de 6 NPS Sch 40 con 10233,92 STB/d, superando por 186 STB/d la línea con diámetro de 5 NPS, sin embargo, la velocidad de flujo de la línea 6 NPS es 1,5 ft/s, siendo muy baja para el criterio de velocidad y la caída de presión. El diámetro 4 NPS cumple el criterio de velocidad sin embargo presenta una disminución de 686 STB/d en caudal con respecto a la línea 5 NPS. Teniendo

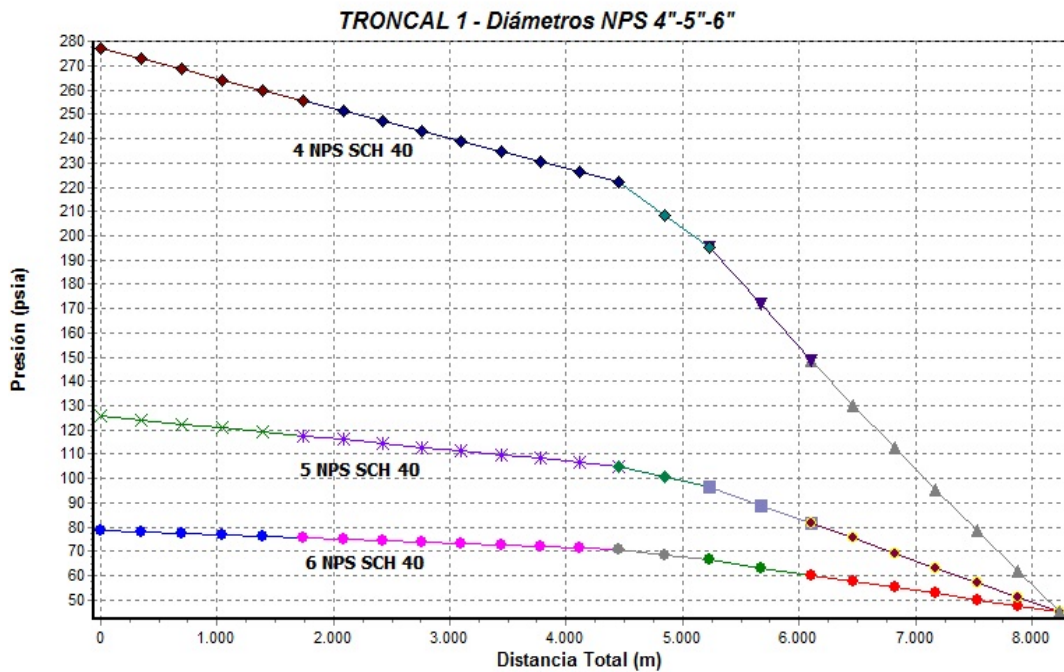
³⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 14E, Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, Washington D.C: API 1991, p 23

³⁶Nota de clase curso Análisis Nodal. Instructor Manuel Cabarcas. Especialización en Producción de hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2013.

en cuenta que las líneas se diseñan con un 10% de flujo adicional y 2 pozos se encontraban inactivos se escoge la línea 5 NPS SCH 40.

La siguiente figura representa el comportamiento de la presión con respecto a la distancia total en cada de una las 3 líneas simuladas para la troncal 1.

Figura 57. Perfil de presión con respecto a distancia total para diferentes diámetros de troncal 1.

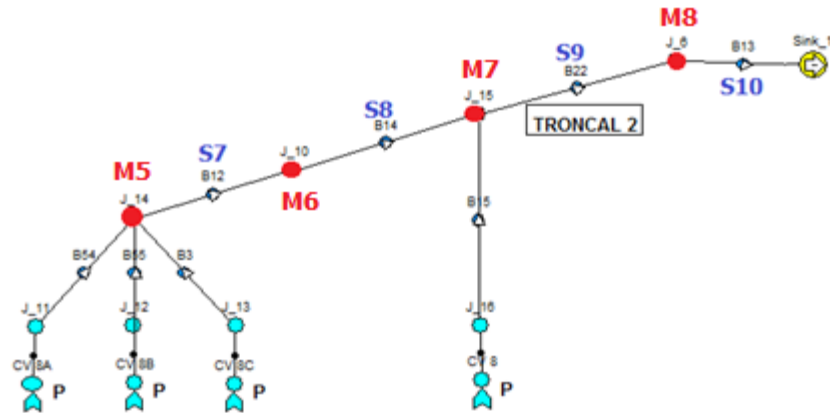


Fuente:

Pipesim

4.1.2 Troncal 2. La troncal 2 tiene una longitud de 6496 m (21312,3 ft). El siguiente esquema detalla los puntos “M” o conexiones a evaluar con respecto a la variación de diámetro. Los segmentos de tubería serán útiles para verificar la velocidad de flujo en cada sección.

Figura 58. Esquema rediseño troncal 2



Fuente: Pipesim

El siguiente cuadro reúne los resultados obtenidos en cada uno de los múltiples y segmentos para tuberías de diámetros 5”, 6” y 8” NPS Sch 40.

Tabla 18. Resultados escenarios rediseño troncal 2

TRONCAL 2 - 5 NPS Sch 40 – Longitud 6496m (21312,3 ft)					
MÚLTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD PROMEDIO MAXIMA ft/s	VELOCIDAD EROSIONAL ft/s
M5	186	7284,97	S7	3,5	12,7
M6	185	7284,97	S8	3,5	12,7
M7	175	12110,12	S9	5,9	12,8
M8	116	12110,12	S10	6,2	13,1
MANIFOLD	45	12110,12			
ΔP	141				

TRONCAL 2 - 6 NPS Sch 40- Longitud 6496m (21312,3 ft)					
MÚLTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD PROMEDIO MAXIMA ft/s	VELOCIDAD EROSIONAL ft/s
M5	106	7571,65	S7	2,5	12,7
M6	106	7571,65	S8	2,5	12,7
M7	101	12632,954	S9	4,3	12,9

M8	76	12632,954	S10	4,5	13,1
MANIFOLD	45	12632,954			
ΔP	61				

TRONCAL 2 - 8 NPS SCH 40 - Longitud 6496m (21312,3 ft)

MULTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD PROMEDIO MAXIMA ft/s	VELOCIDAD EROSIONAL ft/s
M5	70	7698,59	S7	1,6	12,8
M6	70	7698,59	S8	1,6	12,8
M7	68	12861,85	S9	2,8	13
M8	58	12861,85	S10	2,9	13,1
MANIFOLD	45	12861,85			
ΔP	25				

Fuente: Pipesim

Teniendo en cuenta la longitud de la línea, la caída de presión no debe ser menor de 42,62 psi. En los resultados obtenidos se puede observar que la línea de 8" NPS no cumple ninguno de los dos criterios a pesar de ser la línea que aporta mayor caudal. La línea de 6" NPS cumple el criterio de caída de presión y tiene un aporte de caudal mayor en 522 STB/d con respecto a la línea de 5" NPS. Asumiendo un sobredimensionamiento del 10%, previendo el conexionado de nuevos pozos a futuro y recomendando planes de limpiezas internas en la línea; se escoge el diámetro 6" NPS SCH 40.

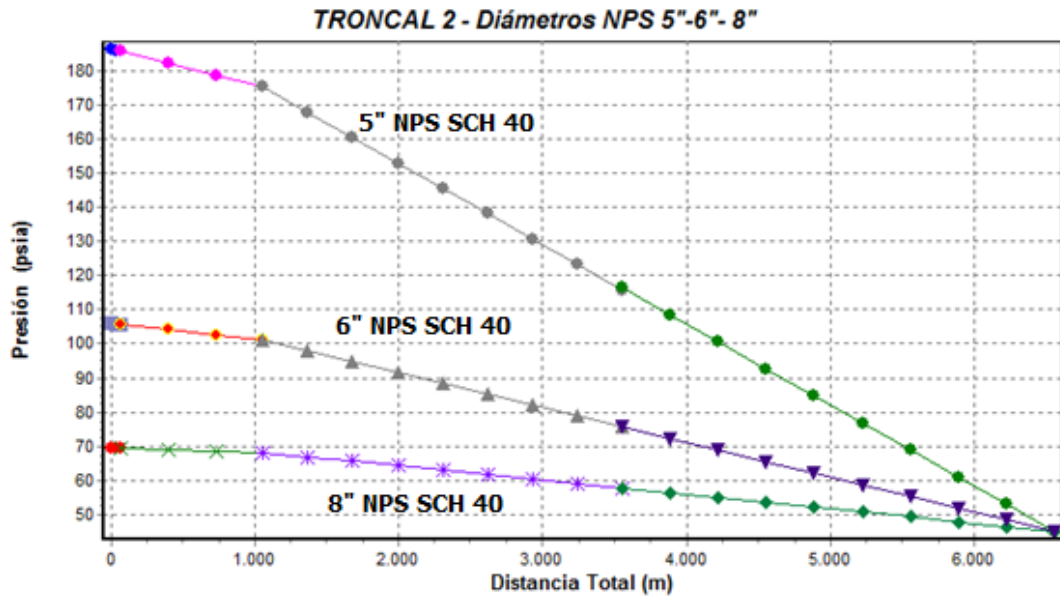
Tabla 19. Tabla comparativa escenarios Troncal 2

TRONCAL 2	5 NPS SCH 40	6 NPS SCH 40	8 NPS SCH 40
Q en manifold (STB/d)	12110,12	12632,95	12861,85
ΔP (psia)	141	61	25
Mínima velocidad de flujo (ft/s)	3,5	2,5	1,6
Máxima velocidad de flujo (ft/s)	6,2	4,5	2,9

Fuente: Pipesim

La siguiente gráfica ilustra el comportamiento de la presión con respecto a la distancia en cada uno de tres tipos de diámetro simulados.

Figura 59. Perfil de presión con respecto a distancia total para diferentes diámetros de troncal 1.



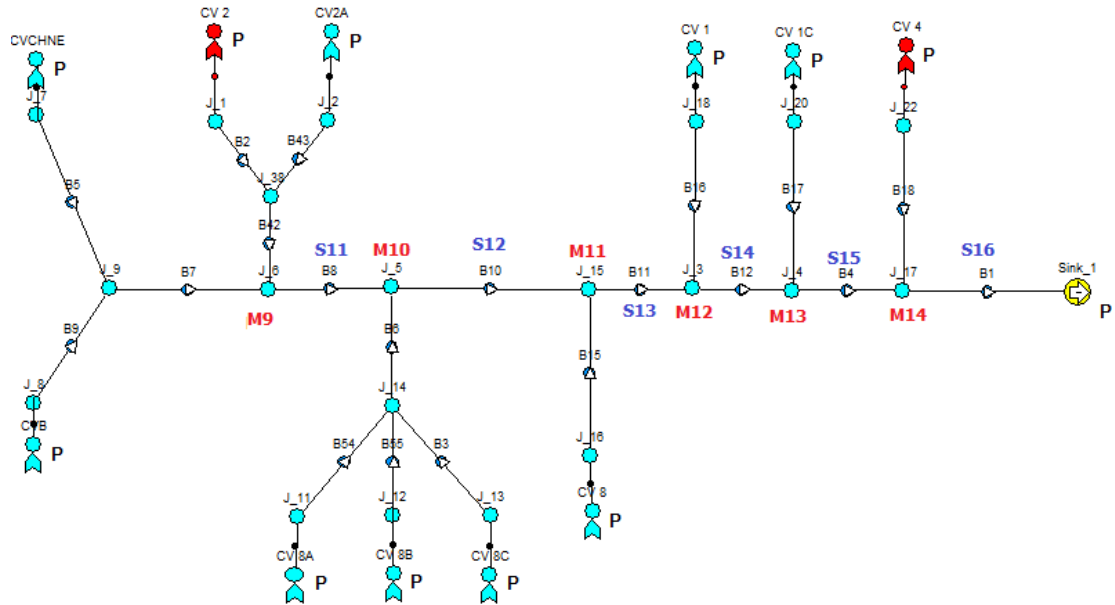
Fuente: Pipesim

4.2 ESCENARIO LINEA TRONCAL NORTE

La línea troncal norte es el nombre que recibe el escenario en donde una sola línea de flujo recolecta fluido de todos los pozos de la zona norte. Esta línea tendría la misma longitud de la troncal 1, 8241m, debido a que esta troncal tiene el punto de recolección más distante.

El esquema de recolección de fluido de todos los pozos se ilustra en la siguiente figura.

Figura 60. Esquema rediseño Troncal Norte



Fuente: Pipesim

En la siguiente tabla se presentan los resultados de la simulación de 3 líneas en diámetros de 6" NPS Sch 40, 8" NPS Sch 40 y 10" NPS Sch 40.

Tabla 20. Resultados escenarios rediseño troncal norte.

TRONCAL NORTE - 6 NPS Sch 40, Longitud: 8241m (27037,4 ft)					
MULTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD	VELOCIDAD
				PROMEDIO	EROSIONAL
				ft/s	ft/s
M9	194	4232,35	S11	1,4	12,6
M10	192	11492,35	S12	3,8	12,6
M11	181	16303,73	S13	5,4	12,7
M12	151	19679,52	S14	6,6	12,7
M13	132	21633,072	S15	7,2	12,8
M14	107	21633,072	S16	7,6	13,1
MANIFOLD	45	21633,072			
ΔP	149				

TRONCAL NORTE - 8 NPS Sch 40, Longitud: 8241m (27037,4 ft)

MULTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD	VELOCIDAD
				PROMEDIO MAXIMA ft/s	EROSIONAL ft/s
M9	92	4441,28	S11	0,8	12,7
M10	91	12055,76	S12	2,3	12,7
M11	89	17155,7	S13	3,4	12,8
M12	81	20721	S14	4,1	12,9
M13	75	22713	S15	4,5	12,9
M14	68	22713	S16	4,6	13,1
MANIFOLD	45	22713			
ΔP	47				

TRONCAL NORTE - 10 NPS Sch 40, Longitud: 8241m (27037,4 ft)

MULTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD	VELOCIDAD
				PROMEDIO MAXIMA ft/s	EROSIONAL ft/s
M9	72	4482,7	S11	0,5	12,7
M10	71	12168,32	S12	1,5	12,7
M11	71	17324	S13	2,2	12,9
M12	67	20925,57	S14	2,6	13
M13	65	22925,711	S15	2,9	12,9
M14	63	22925,711	S16	3	13,1
MANIFOLD	45	22925,711			
ΔP	27				

Fuente: Pipesim

Conocida la longitud de la línea, se calcula la caída de presión mínima, el cual es de 54,07 psi; este valor de caída de presión se establecerá como criterio además de los rangos de velocidad.

Los resultados de la simulación muestran que ninguno de los tres diámetros cumplen el criterio de mínima velocidad de 3 ft/s. por otro lado la línea de diámetro 6" NPS SCH 40 es la única que cumple el criterio de caída de presión.

Tabla 21. Resultados comparativos escenarios rediseño troncal norte.

TRONCAL NORTE	6 NPS SCH 40	8 NPS SCH 40	10 NPS SCH 40
Q en manifold (STB/d)	21633,07	22713	22925,71
ΔP (psia)	141	47	27
Mínima velocidad de flujo (ft/s)	1,4	0,8	0,5
Máxima velocidad de flujo (ft/s)	7,6	4,6	3

Fuente: Pipesim

Dado que el incumplimiento del requisito de velocidad mínima se presenta en el tramo inicial de la troncal, se propone una línea con cambio de diámetros para poder cumplir el criterio, de esta manera quedaría:

- Desde M9 hasta M10 se propone una línea de 4" NPS Sch 40 con una longitud de 1745m.
- Desde M10 hasta M11 se propone una línea de 6" NPS Sch 40 con una longitud de 990m.
- Desde M11 hasta el manifold se propone una línea de 8" NPS Sch 40 con una longitud de 5506m.

Los resultados del simulador con el esquema propuesto se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla 22. Resultados escenario múltiples diámetros rediseño troncal norte.

TRONCAL NORTE – 4-6-8 NPS Sch 40					
MULTIPLE	PRESIÓN psia	CAUDAL STB/d	SEGMENTO	VELOCIDAD PROMEDIO	VELOCIDAD
				MAXIMA ft/s	EROSIONAL ft/s
M9	121	4383,21	S11	3,3	12,6
M10	98	11972,44	S12	4,0	12,7
M11	88	17073,14	S13	3,3	12,8
M12	80	20639,16	S14	4,1	12,9
M13	75	22631,85	S15	4,5	12,9
M14	68	22631,85	S16	4,6	13,1
MANIFOLD	45	22631,85			
ΔP	76				

Fuente: Pipesim

En los resultados se evidencia que la disminución de espesor en los tramos iniciales de la troncal causa un ajuste en la velocidad de flujo, permitiendo cumplir el criterio de velocidad mínima y el criterio de caída de presión. Es recomendable que los cambios de espesores se den empleando loops de interconexión entre el cambio de diámetro de dos líneas y no empleando reducciones concéntricas, esto con el fin de prever facilidades en el mantenimiento con limpiezas internas e inspección con herramientas inteligentes.

Comparando los resultados del aporte de caudal, la diferencia con respecto a la línea de 8" NPS Sch 40 y la línea de 10" NPS Sch es menor en 81,15 STB/d y 293, 85STB/d respectivamente, no obstante, la diferencia con respecto a la línea 6" NPS SCH 40 es a favor en 1079,93 STB/d.

Tabla 23. Tabla comparativa escenario múltiples diámetros rediseño troncal norte.

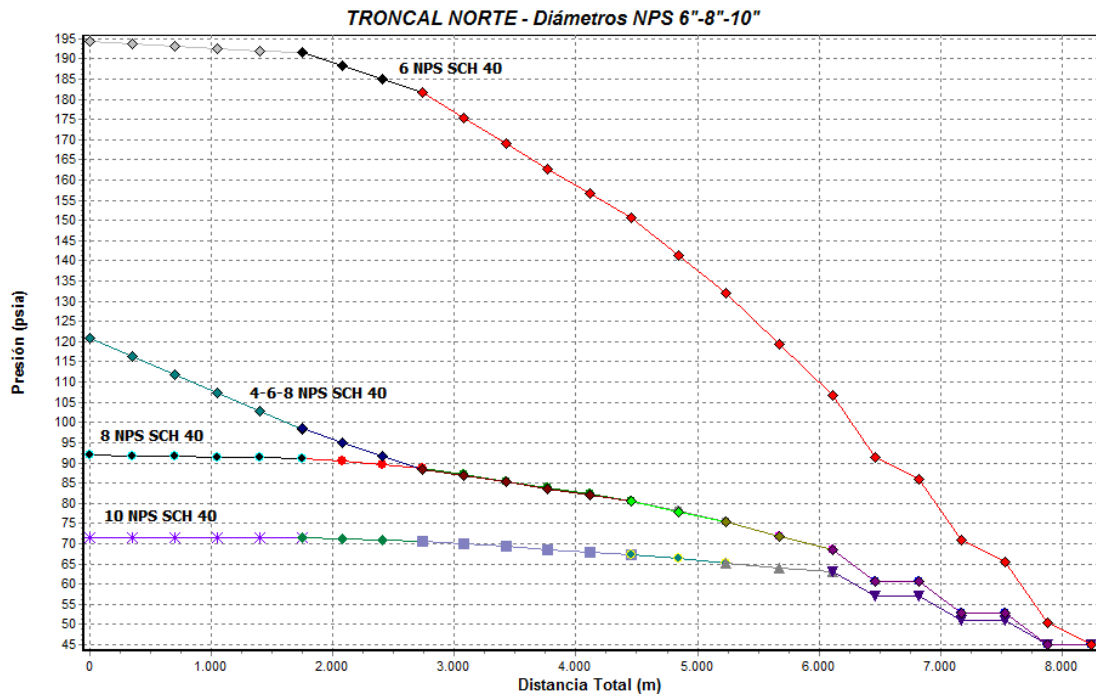
TRONCAL NORTE	6 NPS SCH 40	8 NPS SCH 40	10 NPS SCH 40	4-6-8 NPS
---------------	--------------	--------------	---------------	-----------

	SCH40			
Q en manifold (STB/d)	21633,07	22713	22925,71	22631,85
ΔP (psia)	141	47	27	76
Mínima velocidad de flujo (ft/s)	1,4	0,8	0,5	3,3
Máxima velocidad de flujo (ft/s)	7,6	4,6	3	4,6

Fuente: Pipesim

En la siguiente gráfica se puede apreciar el perfil de presiones desde el inicio hasta el manifold de la troncal con los 4 escenarios de diámetros; 6" NPS, 8" NPS, 10" NPS y diámetros combinados.

Figura 61. Distribución de presiones con respecto a distancia total de los diferentes escenarios de rediseño troncal norte.



Fuente: Pipesim

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS ENTRE LOS ESCENARIOS

La siguiente tabla muestra una comparación entre los dos mejores escenarios en cuanto a entrega de caudal al manifold, mínima velocidad de flujo presente, máxima velocidad de flujo y los costos aproximados de construcción, el cual es tomado como $(20000USD / (1 \text{ pulg NPS} \times \text{km de long}))$, en terreno plano.³⁷

Cabe recordar que la producción del campo en el sector norte con el diseño actual es de 20375 STB/d y pérdidas de producción del 1% por contingencias, mientras que con el mejor escenario se tendría una producción de 22631,85 STB/d, aumentando en 2256 STB/d.

Tabla 24. Tabla comparativa de los mejores escenarios.

TRONCALES	TRONCAL 1 5 NPS SCH 40	TRONCAL 2 6 NPS SCH 40	TRONCAL 1 +TRONCAL 2	4-6-8 NPS SCH40
Q en manifold (STB/d)	10047,38	12632,95	22680,33	22631,85
ΔP (psia)	81	61	27	76
Mínima velocidad de flujo (ft/s)	2,2	2,5	2,2	3,3
Máxima velocidad de flujo (ft/s)	5	4,5	4,5	4,6
Costo construcción aproximado USD	824100	729520	1553620	1133360

Fuente: Pipesim

La mejor opción por costos de construcción, menor probabilidad de afectación a la integridad de la tubería y simplicidad en la operación y mantenimiento es la troncal

³⁷Notas de clase curso Sistemas de Transporte. Instructor Francisco Duarte Sierra. Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga. 2014.

norte con variación de diámetros de 4 -6 – 8 NPS Sch 40. A continuación se relacionan algunas ventajas y desventajas con respecto a cada escenario.

Tabla 25. Ventajas y desventajas entre trazado actual y los dos mejores escenarios planteados

VENTAJAS		
TRAZADO ACTUAL	ESCENARIO TRONCAL 1 DE 5”+ TRONCAL 2 DE 6”	TRONCAL NORTE 4-6-8” SCH 40
No se requiere de inversiones iniciales para su operación	Representa incremento en la producción	Mayor facilidad operativa y reducción de costos de mantenimiento.
Operadores conocen su comportamiento de producción y secretos del negocio	Si se presenta incidentes por daños de cualquier índole, la parada de producción es parcial	Incremento en la producción
-	Disminución de estadísticas de contingencia en afectación ambiental y paradas de producción	Menores costos de construcción con respecto a las dos líneas paralelas.
-	Ahorro de costos de paradas de producción y gastos de mantenimiento	Disminución de estadísticas de contingencias
-	-	No se presentarán depósitos por cumplimiento de criterio de mínima velocidad.
DESVENTAJAS		
TRAZADO ACTUAL	ESCENARIO TRONCAL 1+ TRONCAL 2	TRONCAL NORTE 4-6-8” SCH 40
Presenta restricciones de flujo y disminución de producción.	El costo de construcción es mayor con respecto a la troncal norte.	Costo inicial para construcción
La corrosión interna genera constantes contingencias	Paradas de producción momentáneas para interconectar con nuevas líneas.	En caso de evento de falla o daño, afecta la producción total de la zona norte.
Presenta pérdidas por paradas de producción y costos de reparación	Probabilidad de acumulación depósitos en zonas bajas de la tubería	-
La configuración actual de las tuberías con cambios de diámetros no presenta facilidades para realizar limpiezas internas e inspección con herramientas inteligentes.	Mayores costos de mantenimiento con respecto a la troncal Norte.	-

Fuente: Los Autores

5 ESTUDIO DE FALLAS EN LÍNEAS DE FLUJO DE CAMPO CUERVA Y CONCEPTUALIZACIÓN SOBRE POSIBLES CAUSAS

En los eventos de falla presentados en las líneas de flujo de campo cuerva se observa una tendencia de fallas mayor en las líneas troncales 1 y 2 las cuales transportan fluido desde la zona norte.

En la siguiente tabla se muestran las pérdidas causadas durante el año 2014 en la cual se hace énfasis en la pérdida de producción y costo económico total de la misma.

Tabla 26. Histórico de incidentes presentados en Campo Cuerva relacionados con líneas de flujo.

No	CONTINGENCIA Y UBICACIÓN	LINEA	FECHA	CAIDA DE PROD.BLS	COSTO TOTAL US\$
1	Línea de flujo de Cuerva 8 a Cuerva 1 a la entrada de las facilidades de Cueva 1.	Troncal 1	08-enero-2014	145,19	18.333
2	Fuga área del surtidor de combustible, línea Cuerva 8 en la tubería..	Troncal 2	04-mayo-2014	90,12	12.308
3	Fuga en la línea del pozo cuerva 10B, que va enterrada del contrapozo al manifold en la locación.	Troncal 4	06-mayo-2014	70,90	10.259
4	Fuga en la locación de los cuerva 10, en la línea general de 4"½ de los pozos 10ª y 10B.	Troncal 4	09-mayo-2014	71,90	10.466
5	Fuga por la línea de 3"½ del manifold de CVA-6 , esta línea es proveniente del pozo CVA 1-C.	Troncal 1	21-mayo-2014	52,90	8.513

No	CONTINGENCIA Y UBICACIÓN	LINEA	FECHA	CAIDA DE PROD.BLS	COSTO TOTAL US\$
6	Fuga en el manifold de CVA-8, exactamente en el accesorio (T) del colector general donde llegan los pozos del sector norte.	Troncal 2	21-mayo-2014	104,62	14.209
7	Fuga en la línea de flujo de Cuerva 1 a Cuerva 6 en el cruce del caño Las Guamas.	Troncal 1	22-mayo-2014	258,96	31.372
8	Línea de flujo de Cuerva 1 a Cuerva 6, a 85 m del cruce de la línea de flujo por el caño Las Guamas.	Troncal 2	07-junio-2014	138,28	17.947
9	Línea de flujo de Cuerva 8 a Cuerva 1.	Troncal 2	11-junio-2014	85,74	12.222
10	Fuga por la línea de 4"½ en la llegada al manifold de CVA-6, esta línea es proveniente de CVA-8.	Troncal 2	26-junio-2014	118,75	16.120
11	Fuga en otra línea de 4"½ en la llegada al manifold de CVA-6, en una bayoneta (en el accesorio) esta línea proveniente de los pozos CVA-8.	Troncal 2	28-junio-2014	84,60	12.274
12	Línea de flujo de Cuerva 1 a Cuerva 6.	Troncal 1	02-julio-2014	81,86	11.789
13	Fuga en la línea de 4"½ de los pozos del Norte en la bayoneta entrada al manifold de cuerva 6, (la fuga es en la tubería) Línea antigua.	Troncal 1	05-julio-2014	110,56	14.856
14	Se presentó fuga en la línea de 5 1/2" que viene con los pozos del sector norte en la bayoneta de entrada al manifold de cuerva 6, (fuga en el accesorio codo de 45°).	Troncal 2	06-julio-2014	122,50	16.159
15	Se presenta fuga en la línea de 4" que viene con los pozos del sector norte en la llegada al manifold.	Troncal 1	14-julio-2014	74,30	10.570
16	Se presenta fuga en la línea de Cuerva 8 a Cuerva 6, a 500 m de la entrada a Cuerva 1. Línea de 5 1/2".	Troncal 2	18-julio-2014	103,85	13.713

No	CONTINGENCIA Y UBICACIÓN	LINEA	FECHA	CAIDA DE PROD.BLS	COSTO TOTAL US\$
17	Línea de flujo de Cuerva 8 a Cuerva 6.	Troncal 2	21-julio-2014	86,30	11.862
18	Línea de flujo de Cuerva 8 a Cuerva 6.	Troncal 2	28-julio-2014	86,59	12.309
19	Fuga en la línea de flujo de Cuerva 8 a Cuerva 6, 10 m del caño Las Guamas.	Troncal 2	08-agosto-2014	87,20	11.736
20	Fuga de la línea de flujo de Cuerva 8 a Cuerva 1, en cruce de la entrada a Cv 1.	Troncal 1	09-agosto-2014	100,85	13.331
21	Fuga línea de flujo de Cuerva 8 a Cuerva 6, aproximadamente a 700 metros de la portería de Cuerva 6.	Troncal 1	11-agosto-2014	99,13	13.545
22	Fuga en la línea de flujo de Cuerva 8 a Cuerva 6, portería de Cv 6. Troncal 1.	Troncal 1	17-agosto-2014	111,62	14.014
23	Fuga en la línea de 4" que viene de cuerva 8C en la entrada al manifold de cuerva 8, la fuga se presentó en el accesorio (reducción).	Troncal 1	19-agosto-2014	111,94	13.890
24	Fuga en la línea de flujo de los pozos del sector Norte hacia Cuerva 6.	Troncal 1	29-agosto-2014	107,62	13.538
25	Fuga en la línea de flujo de los pozos del sector Norte hacia Cuerva 6.	Troncal 2	02-septiembre-2014	94,15	11.434
26	Fuga en la línea que viene sobre los soportes "H" en el tramo del puente las guamas, la fuga se presentó por el accesorio (codo de 45°).	Troncal 1	05-septiembre-2014	107,48	13.350
27	Fuga en la línea que viene sobre los soportes "H" en la bayoneta del cruce de vía de acceso al caño las guamas, la fuga se presentó por el accesorio (codo de 45°).	Troncal 1	09-septiembre-2014	134,01	15.806
28	Fuga en la línea de flujo de 5 ½" que conecta los pozos del sector norte hacia las facilidades de Cuerva 6.	Troncal 2	10-septiembre-2014	267,60	29.757

No	CONTINGENCIA Y UBICACIÓN	LINEA	FECHA	CAIDA DE PROD.BLS	COSTO TOTAL US\$
29	Fuga en la línea antigua de 5 1/2" que viene por el suelo en la bayoneta del cruce de vía para acceso al caño las guamas, la fuga se presentó por el accesorio (codo de 45°).	Troncal 1	11-septiembre-2014	54,05	7.820
30	Fuga en la línea de flujo de 5 1/2" que conecta los pozos del sector norte hacia las facilidades de Cuerva 6, (400 m antes de llegar a Cuerva 6).	Troncal 1	15-septiembre-2014	265,02	28.367
31	Fuga en la línea antigua de 5 1/2" que viene por el suelo en la bayoneta del cruce de vía para acceso al caño las guamas, la fuga se presentó por el accesorio (codo de 45°).	Troncal 1	18-septiembre-2014	90,01	11.285
32	Fuga en la línea de flujo antigua que conecta los pozos del sector norte hacia Cuerva 6.	Troncal 1	22-septiembre-2014	90,05	11.188
33	Fuga en la línea de Cuerva 1C a cuerva 6, cerca al manifold	Troncal 1	04-octubre-2014	105,46	12.064
34	Fuga en la línea de flujo antigua de 5 1/2" despues del manifold de Cuerva 8 hacia Cuerva 6.	Troncal 2	07-octubre-2014	263,10	26.685
35	Fuga en el manifold de la facilidad CVA-6 en el tenedor por donde llega el flujo de los pozos del norte.	Troncal 1	09-octubre-2014	105,56	12.073
36	Fuga en la línea de flujo de 5 1/2" proveniente de Cuerva 8, después del manifold que conecta los pozos del sector norte con las facilidades de Cuerva 6.	Troncal 2	10-octubre-2014	267,60	29.757
37	Pitting en la línea de 5-1/2" antigua en el cruce de CVA-1C la que va montada sobre Marco H.	Troncal 1	12-octubre-2014	92,53	10.712
38	Fuga en la línea de flujo de los pozos de Cuerva 6 al manifold.	Troncal 5	20-diciembre-2014	104,92	10.820

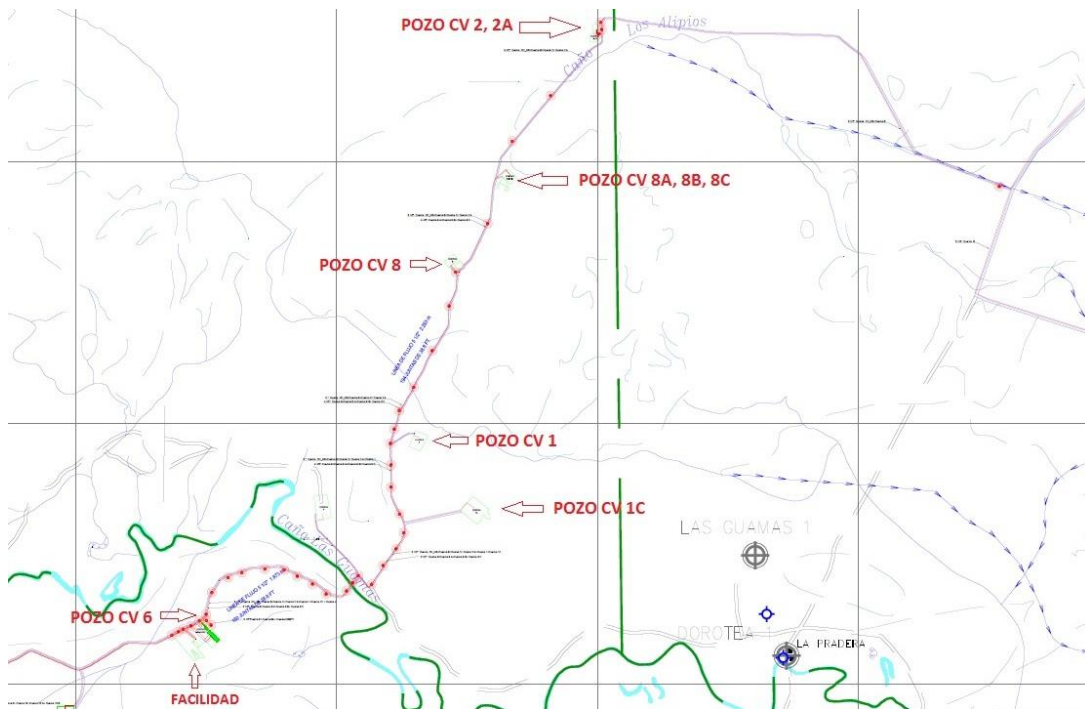
No	CONTINGENCIA Y UBICACIÓN	LINEA	FECHA	CAIDA DE PROD.BLS	COSTO TOTAL US\$
39	Fuga en la línea de flujo de 5 1/2" proveniente de Cuerva 8, después del manifold que conecta los pozos del sector norte con las facilidades de Cuerva 6.	Troncal 2	24-diciembre-2014	130,62	10.965

Fuente: Geopark

De un total de 39 contingencias por fallas en las líneas troncales reportadas en el año 2014 se presentaron 19 en la troncal 1, 17 contingencias en la troncal 2, 2 contingencias en la troncal 4 y una en la troncal 5. Entre la troncal 1 y 2 de la zona norte del campo representan el 95% del total de fugas presentadas.

Los costos totales solo por aspectos de parada de producción durante todo el año, ascendieron a USD 577414 representados en cese de operación y 4678 barriles que se dejaron de producir. El costo promedio por remediación ambiental y reparación de cada contingencia fue de \$4'000'000 de pesos colombianos si no existía contaminación de fuentes hídricas o si la fuga es de menor proporción en tierra. El valor podía ascender por encima de \$20'000'000 de pesos colombianos si existía contaminación de fuentes hídricas o si el terreno a ser tratado ambientalmente era de mayor proporción. El estimado de costos por manejo ambiental y reparación por las contingencias presentadas estuvieron en el orden de \$250'000'000 de pesos colombianos en el año 2014. Convertido con el precio del dólar de \$2392 pesos colombianos al 30 de diciembre de 2014, representó un gasto de USD 104515 en el corte del año 2014.

Figura 62. Mapa de ubicación de fallas en líneas troncales 1 y 2 ubicados en el norte.



Fuente: Geopark

En la anterior imagen se ilustra la ubicación de las fallas denotados en puntos color rojo. Se puede apreciar desde el pozo Cuerva 8 hasta la facilidad una gran cantidad de fallas en puntos. La línea que se encuentra al lado izquierdo de la facilidad y se dirige al sur no se observan fallas al igual la línea que desde el pozo Cuerva 2 y 2A se dirige hacia los pozos Cuerva B y CH-NE.

La líneas troncal 1 y 2 reúnen algunas características en común tal como tiempos de operación desde la puesta en marcha, transporte de fluidos de similares características, el mismo perfil topográfico por tener estar en el mismo derecho de vía y el mismo material API 5CT. La presión de operación desde el pozo cuerva 8 está aproximadamente en 250 psi y esta presión irá disminuyendo a lo largo de la línea hasta su llegada al manifold el cual se encuentra entre 45 y 50 psi.

Las causas de fallas en líneas de tubería de acero al carbono son diversas. De acuerdo a experiencias, literatura y casos publicados en instituciones y organizaciones como API y NACE; la corrosión, sea interna o externa representa uno de los mayores casos de pérdida de integridad; por otro lado también las sobrepresiones, erosión y daños por terceros se encuentran dentro de las causas de falla y pérdida de integridad de las tuberías.

Con base en experiencias de campo y el estándar NACE SP0106, se plantea en la siguiente tabla algunas de las hipótesis que posiblemente tienen incidencia en la probabilidad de la falla. Para esta formulación de hipótesis se plantea una validación y una acción correctiva.

Tabla 27. Formulación de Hipótesis de falla y acciones correctivas

EVENTO DE FALLA	HIPOTESIS	VALIDACIÓN DE HIPÓTESIS	ACCIÓN CORRECTIVA
1.Pérdida de integridad de tubería por corrosión interna	Falla debida a corrosión inducida microbiológicamente	Inoculación de caldos de cultivo para cuantificación de bacterias sulfatoreductoras	Iniciar un plan de bacheo de biosida para controlar la carga bacteriana
	Falla debida a alta concentración de cloruros en picaduras	Análisis de residuos de corrosión, análisis fisicoquímico del agua en campo, medición pH	Plan de limpieza mecánica o por bacheos de solventes en tuberías, programa de control de corrosión por medio de inhibidores
	Falla debida a picaduras generadas por piernas muertas	Inspección por END en puntos bajos de tubería, análisis de parámetros operacionales	Aumentar velocidad de flujo incrementando presión o disminuyendo diámetro de ductos, programa de control de corrosión por medio de inhibidores, plan de inspección basado en riesgo
	Falla por corrosión –erosión.	Análisis de parámetros operacionales.	Mantener velocidades de flujo por debajo de velocidad erosional.
	Falla debida a corrosión subdepositada	Análisis químico de depósitos y residuos de corrosión, análisis fisicoquímico del agua en campo, inspecciones radiográficas, medición pH	Plan de limpieza mecánica o por bacheos de solventes en tuberías, programa de control de corrosión por medio de inhibidores y rompedores de incrustaciones
	Falla debida a corrosión ácida H2S	Análisis de residuos de corrosión, análisis fisicoquímico del agua en campo, medición pH, determinación de H2S disuelto	Plan de limpieza mecánica o por bacheos de solventes en tuberías, programa de control de corrosión por medio de inhibidores
	Falla debida a corrosión agria CO2	Análisis de residuos de corrosión, análisis fisicoquímico del agua en campo, medición pH, determinación de CO2 disuelto disponible	Plan de limpieza mecánica o por bacheos de solventes en tuberías, programa de control de corrosión por medio de inhibidores
	Falla debida a corrosión intergranular	Metalografía a la zona corroída	Revisión del plan de aseguramiento de calidad en cuanto a construcción de ductos y recepción de materiales. Posible cambio de material

EVENTO DE FALLA	HIPOTESIS	VALIDACIÓN DE HIPÓTESIS	ACCIÓN CORRECTIVA
2. Pérdida de integridad de tubería por deficiencia en la gestión de integridad para la operación segura	Problemas o ausencia de plan de inspección	Verificación de planes de inspección y registros.	Creación de un sistema de gestión de integridad de activos para garantizar la operación segura y controlar los niveles de riesgo. Elaboración y divulgación de protocolo para análisis de falla por corrosión interna.
	Monitoreo y control de corrosión inadecuado	Verificación de planes de monitoreo, medidas de mitigación implementadas y registros.	Creación e implementación de un plan de control de corrosión que incluya tratamientos químicos con biocidas, inhibidores y rompedores de incrustación, además de gestionar un plan de monitoreo de corrosión por medio de probetas, cupones e inspección
3. Pérdida de integridad de tubería por diseño y/o construcción deficiente	Falla debido a material inadecuado para la agresividad del fluido	Revisión de literatura y análisis químico teórico según composición de fluidos	Estudio de compatibilidad del fluido con el material de la tubería. Cambio de material de ductos
	Falla debida a una composición química inferior a los requerimientos API del material	Análisis de composición química elemental del acero	Asegurar un plan de calidad para recepción de materiales y posible cambio de material de ductos
	Falla debida a propiedades mecánicas inferiores a los requerimientos API del material	Pruebas mecánicas de tracción	Asegurar un plan de calidad para recepción de materiales y posible cambio de material de ductos

Fuente: Modificado de análisis de falla de línea de recolección en Campo Abanico, Tolima. Autores: Raúl Rodríguez, Jorge Sierra, Iván Calderón, Javier Ceballos.

5.1 INFORMACIÓN RECOPIADA PARA ESTUDIO DE POSIBLES CAUSAS

Con el fin de realizar un estudio preliminar sobre las causas de la falla se recopiló la siguiente información:

- Registro fotográfico del mismo tramo de tubería cercano a la zona de falla.
- Análisis de compuestos de gas a la salida del separador general realizados el 13 de abril de 2012.(Anexo)
- Análisis de H₂S en gas realizado en salida del separador general y en el scrubber de tea el 13 de Abril de 2012.(Anexo)
- Perfil de velocidades de las líneas de flujo.

5.2 HALLAZGOS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

1 De acuerdo a la información recopilada en campo, el daño generado en las tuberías proviene internamente. A pesar de que las tuberías no presentan ningún tipo de recubrimiento externo para protegerlo, en todos los casos la falla presentada proviene de causa interna. En las siguientes imágenes se puede apreciar el daño generado al interior de una de las tuberías, el corte se da en una sección paralela a la tubería.

Figura 63. Sección externa de tubería API 5CT tamaño 4 ½ 12.75#



Fuente: Los Autores

Figura 64. Sección interna de tubería corroída API 5CT tamaño 4 ½ 12.75#.



Fuente: Los Autores

Figura 65. Sección interna de tubería corroída API 5CT tamaño 4 ½ 12.75#



Fuente: Los Autores

La toma del registro fotográfico y la inspección visual se realizó varios días después de haberse presentado la falla. Por tal razón la evidencia visual y química ha sido modificada drásticamente debido a la reacción de productos de corrosión y sedimentos con el aire.

2 En la pared interna de la tubería se observa cientos de picaduras distribuidas de manera generalizada en toda la circunferencia de la tubería, no existe selección preferencial de la ubicación para el ataque. Esta sección de tubería corresponde desde curva 8 hasta el manifold correspondiendo a una sección de tubería construida en el año 2010. Teniendo en cuenta el intervalo de tiempo operativo hasta la falla en octubre de 2014 (4 años) se calcula la velocidad de corrosión hasta la falla para esta sección de tubería:

3

$$v = \frac{\text{cambio espesor}}{\text{tiempo}} = \frac{0,270 \text{ pulg}}{4 \text{ años}} = 0,0675 \text{ pulg/año} = 67,5 \text{ mils/año}$$

Una velocidad de corrosión mayor a 10 mils/año es considerado corrosividad severa según la clasificación cualitativa de velocidades de corrosión para acero al carbono para campos de producción la cual está descrita en la práctica recomendada NACE RP0775, Tabla 2.

4 En el análisis de gas se evidencia una concentración de dióxido de carbono de 2,46% mol. Para el cálculo de la presión parcial de CO₂ se toma la presión de operación más alta que registre, en este caso se tomará 240 psia de presión, registrada en la cabeza de pozo de cuerva 8. El cálculo es el siguiente:

$$P_{CO_2} = (\%mol CO_2) \cdot P = (2,46\%) \cdot 250 psi = 5,90 psi$$

Según H. Byars en su libro *Corrosion Control in Petroleum Production*, una presión parcial entre 0 y 7 psi tiene un grado de corrosividad bajo, si la presión parcial se encuentra entre 7-30psi tiene un grado de corrosividad moderado y si la presión parcial se encuentra mayor a 30 psi la corrosividad es alta. Basados en estos criterios la presión calculada se encuentra en un grado de corrosividad bajo.

Es importante tener en consideración que la tubería transporta fluido donde aguas arriba existen registros de mayores presiones y estos tramos de tubería son más recientes que los que actualmente presentan las fallas. El CO₂ resulta corrosivo al reaccionar con el agua en altas presiones parciales y formar ácido carbónico, de hecho el ácido carbónico es el compuesto que corroe el acero.

Si se realizan los cálculos con las presiones registradas aguas arriba en donde existen registros de hasta 400 psia en el pozo cuerva CH_NE y 365 psia en promedio en la cabeza de pozo 8A, 8B y 8C, se obtendrán los siguientes resultados de presión parcial:

$$P_{CO_2} = (\%mol CO_2) \cdot P = (2,46\%) \cdot 365 psi = 8,94 psi$$

Con el resultado de 8,94 psi de presión parcial de CO₂, cambia el criterio y la clasificación de corrosividad a moderada. Este hecho debe corroborarse y ser acorde con el nivel de pH del agua presente en el fluido y que se transporta en estas líneas, el cual debe ser menor que 6.

- 5 La concentración de ácido sulfhídrico, analizado en el separador de la facilidad, muestra un resultado de 2 ppm lo que es igual a 0,0002 %mol. Para cálculos de la presión parcial, el resultado es el siguiente:

$$P_{H_2S} = (\%mol H_2S) \cdot P = (0,0002\%) \cdot 365 psia = 0,073 psia$$

El estándar de requerimiento para materiales NACE MR-0175 establece que presiones parciales mayores a 0,05 psia de H₂S en un sistema crudo-agua se considera corrosivo. Bajo esta premisa la concentración de ácido sulfhídrico en las altas presiones que se registran aguas arriba, se considera corrosivo.

- 6 En el perfil de velocidades obtenido como resultado en la simulación del presente documento se puede verificar que existe una velocidad mínima de 2,6ft/s registrada en secciones de la línea donde se presentan altas presiones en la troncal 1; la máxima velocidad presentada está en la sección entre Cuerva 8 y cuerva 8A, 8B, 8C con una velocidad máxima de 7,33 ft/s por debajo de la velocidad erosional calculada de valor 12,77 ft/s, siendo este el cálculo de una velocidad erosional conservadora.

Ken Arnold, establece un criterio de velocidad para líquidos entre 3ft/s y 15 ft/s, en caso de que el gas sea lo suficientemente considerable y genere caídas de presión y problemas a la llegada en el separador se considerará velocidad de flujo

para dos fases en donde la velocidad estará entre 10 ft/s y máximo 50 ft/s si hay presencia de CO₂.

La velocidad mínima de líquidos de 3ft/s es con el objeto de impedir acumulación de sedimentos en el fondo de la tubería y de esta forma impedir corrosión bajo depósitos y disminuir el diámetro interno efectivo de la línea. Algunas secciones de las líneas de flujo presentan flujos menores de 3ft/s por tal motivo es recomendable realizar limpiezas internas e inspeccionar mediante ensayos no destructivos posibles disminución de espesores en estas secciones que se comportan como piernas muertas.

Adicional a la información recopilada es necesario realizar los siguientes análisis y pruebas con el fin de validar o descartar hipótesis con la cual pueda realizarse un análisis de falla detallado:

Tabla 28. Tipos de análisis o pruebas por realizar.

TIPO DE ANÁLISIS Y PRUEBA	OBJETIVO
Análisis químico de residuos sólidos en tramo de tubería fallado.	Determinar composición de productos de corrosión como Carbonatos, Sulfuros, Cloruros.
Examen metalográfico de zona afectada por picaduras	Identificar posible corrosión intergranular.
Análisis fisicoquímico de agua producida.	Determinar nivel de pH, alcalinidad, olor, turbiedad, iones y sólidos disueltos, dureza del agua, cantidad de ión cloruro. Con esta información podemos determinar la tendencia del agua a ser incrustante y si favorece la corrosión.
Análisis microbiológico del agua producida.	Determinar la presencia de bacterias sulfatoreductoras y bacterias anaerobias para verificar presencia de corrosión bacteriana.
Pruebas mecánicas al material base	Determinar el cumplimiento de parámetros de especificación de materia API 5CT.
Análisis de composición química elemental	Determinar el cumplimiento de parámetros de especificación de

TIPO DE ANÁLISIS Y PRUEBA	OBJETIVO
del acero. Inspección no intrusiva por medio de radiografía en algunos tramos de tubería.	material API 5CT. Verificar pérdidas de espesor inspeccionando en algunas secciones de la línea de flujo afectada.

Fuente: Los Autores

5.3 MATERIALES ALTERNATIVOS PARA TUBERÍAS DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN

Entre las alternativas a tuberías metálicas existen las tuberías no metálicas y se pueden clasificar en tres grandes categorías: Materiales termoplásticos, materiales reforzados con fibras y cementos – asbestos.

Los termoplásticos han sido empleados en líneas de flujo, líneas de recolección (gathering), líneas de depósitos de agua salada y *liners* para tubería de acero en operaciones de alta presión. Con respecto a límites de operación PVC tiene una temperatura máxima de 65°C (150°F) y un esfuerzo máximo operacional de 27.5MPa (4000psi). El PE tiene una temperatura máxima de trabajo de 40°C y un esfuerzo máximo operacional de 4.3MPa (625psi).

Los materiales reforzados con fibra de vidrio han sido empleados en líneas de flujo, líneas de recolección (gathering), líneas de depósito de agua salada, *liners* para tubería de acero en operaciones de alta presión y líneas de transporte de combustible. Otras aplicaciones han sido para *tubing* de despojo en pozos y en pozos de inyección. Ningún material reforzado con fibra de vidrio debe ser sometido a temperaturas mayores a 65°C ni sistemas con presiones por encima de 2.1MPa (300psi). Estos materiales no deben ser usados en sistemas de vacío.

Para el uso en campos de producción este tipo de tuberías pueden aplicar, sin embargo hay que asegurarse que se cumplan las condiciones de operación con respecto a los límites permitidos por el material seleccionado.

Existe normatividad API la cual regula tuberías plásticas para ser empleadas en líneas de recolección de hidrocarburos entre estas se encuentran el API RP 15S - (Qualification of Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe), API 15 HR (Specification for High Pressure Fiberglass Line Pipe) y API 15LE (Specification for Polyethylene Line Pipe).

6.CONCLUSIONES

1. En la relación histórica de fallas se observa que la troncal 1 y 2 de la zona norte del campo representaron el 95% del total de las fugas presentadas. Debido a estas circunstancias se dejaron de percibir USD 577414 por paradas de producción y los costos de mantenimiento y atención ambiental estuvieron en el orden de USD 104515.
2. En la valoración preliminar de compuestos corrosivos se determina que el CO₂ y el H₂S pueden causar corrosión interna en la línea sin embargo es necesario verificar nuevamente los análisis con datos más recientes y complementar con las acciones de análisis y pruebas planteada para continuar con la validación de hipótesis y continuar con el análisis de falla de las tuberías. Además de los compuestos corrosivos es probable que las condiciones operacionales a presiones altas ubicadas aguas arriba favorezcan la corrosión que ocurre aguas abajo
3. Analizando los resultados obtenidos se puede concluir que ningún segmento de tubería está bajo el riesgo de velocidad erosional empleando una constante de 100, siendo este valor conservador. Inclusive, estas velocidades de flujo obtenidas por el simulador son ligeramente mayores que las velocidades de flujo reales en las líneas de producción debido a que el caudal calculado en el simulador fue ligeramente mayor al dato reportado de las pruebas de producción. La máxima velocidad presentada, se ubica en la sección entre Cuerva 8 y cuerva 8A, 8B, 8C con una velocidad máxima de 7,33 ft/s, la cual se encuentra por debajo de la velocidad erosional calculada de valor 12,77 ft/s.
4. En las simulaciones de todas las troncales se observó un comportamiento similar a las pruebas de pozo, con excepción de las troncales 1 y 2 las cuales mostraron un comportamiento con presiones en cabeza de pozo menores y

mayor caudal con respecto a las pruebas de producción de los pozos, significando la existencia de restricciones de flujo en la red de tubería.

5. Se evidenció que la corrosión interna presente en las troncales 1 y 2, se constituye en una restricción de flujo debido al aumento de la rugosidad superficial absoluta. Este análisis se obtuvo realizando un ajuste en la rugosidad de la tubería correspondiente a corrosión leve, severa y posible existencia de incrustaciones en zonas donde la velocidad es leve. Los resultados mostraron un comportamiento más acorde a la realidad de las pruebas de producción de los pozos.
6. Considerando la restricción de flujo presente, las contingencias presentadas y las pérdidas económicas ocasionadas en las troncales 1 y 2 se propone un rediseño en donde el escenario elegido es recolectar el fluido de producción en una línea de la siguiente manera:
 - Desde recibo de pozos CV2 y CV2A hasta recibo de pozos 8A, 8B, 8C se propone una línea de 4" NPS Sch 40 con una longitud de 1745m.
 - Posteriormente, desde recibo de pozos CV 8A, 8B, 8C hasta CV 8 se propone una línea de 6" NPS Sch 40 con una longitud de 990m.
 - Finalmente, desde recibo de pozo CV 8 hasta el manifold se propone una línea de 8" NPS Sch 40 con una longitud de 5506m en la cual se recibirá el fluido de los demás pozos aguas abajo.

Se recomienda que la unión entre cada segmento de tubería se realice mediante loops de interconexión y no con reducciones concéntricas con el fin de facilitar el futuro mantenimiento de estas líneas mediante el uso de herramientas de limpieza internas.

Con el nuevo rediseño se estima un incremento de 2003 BFPD y el costo de construcción aproximado se encuentra en USD 1´133´360. Con esta configuración de red de tubería se asegura el cumplimiento de los criterios de mínima velocidad de flujo y caída presión para diseño de líneas, reduciendo la probabilidad de

acumulación de sólidos los cuales pueden causar problemas de integridad y restricción de flujo. Adicionalmente, se eliminan las paradas de producción y los costos generados por las contingencias ambientales y reparaciones.

7. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda verificar todas las hipótesis planteadas y llegar a la causa raíz del problema analizado por un especialista en corrosión. Debido a que existe la problemática de corrosión interna se recomienda implementar un modelo de gestión de integridad adecuado para la operación de líneas de producción, en el cual, por medio de metodologías de administración de riesgo se establecen criterios de segmentación de ductos según la susceptibilidad de presentarse una falla, de este modo se desarrolla un plan de inspecciones indirectas y directas para evaluar los mecanismos de daño y así tomar las medidas de mitigación adecuadas que garanticen la ausencia de interrupciones no programadas en la producción. Como parte del monitoreo de corrosión se recomienda realizar análisis fisicoquímicos y microbiológicos a los fluidos de producción con intervalos de tiempo que dependerán del nivel de riesgo en que se encuentre cada ducto.
2. Debido a la imposibilidad de realizar limpiezas mecánicas de las tuberías con raspadores, se recomienda implementar un plan de limpieza por medio de solventes, en el cual se envían baches periódicos de solvente para remover hidrocarburos pesados y sólidos estancados en las paredes, sobretodo en el fondo de las tuberías y secciones de tubería que presentan bajo caudal. La finalidad es limpiar los sedimentos que pueden generar corrosión bacteriana, corrosión subdepositada y focos de concentración de agua iónica agresiva.
3. Se recomienda realizar análisis tecnoeconómico para la implementación de tuberías en material plástico el cual tiene que cumplir las características agresivas del fluido y parámetros operacionales como presión, temperatura y químicos empleados para la operación.

4. Se recomienda la instalación de instrumentación en las líneas de flujo, con el fin de obtener registros de presión y temperatura y de esta forma simular de manera correcta el comportamiento hidráulico de las troncales con datos confiables.

5. Es recomendable actualizar la simulación con datos de operación actuales con el fin de obtener datos más ajustados a la realidad actual. De igual manera se recomienda realizar un nuevo estudio con análisis de gases actualizado debido a que las condiciones operativas y las propiedades del fluido puede cambiar con respecto al tiempo.

6. Para el futuro desarrollo del campo se recomienda evaluar el efecto que puede tener conectar nuevos pozos a las líneas de flujo existentes, ya que se pueden generar restricciones de flujo y aumento de presiones en las cabezas de pozo.

BIBLIOGRAFIA

A.W. PEABODY, CONTROL OF PIPELINE CORROSION, Second Edition 2001, NACE International.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 14E, Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, Washington D.C: API 1991, p 23

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington D.C: API, 2011.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 1160. Managing Systems Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. Washington D.C.: API, 2013.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.ASME B31.4.Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and others Liquids. New York, NY.: ASME, 2009.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.ASME B36.10. Welded and Seamless Wrought Steel Pipe, 2004, New York, NY.: ASME, 2004.

AMERICAN SOCIETY OF METALS, Handbook, Volume 13 Corrosion, U.S.A, ASM International, 1987. 3455p.

ARNOLD K. y STEWART M., Surface Productions Operations., V.1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities, Gulf Publishing Company, 1999, Houston, TX. p 244

BEGGS H., Productions optimization Using NodalTH Analysis, 2n ed., OGCI and Petroskills Publications, 2003, Tulsa, Oklahoma

BRONDEL, Denis; EDWARDS, Randy; HAYMAN, Andrew; HILL, Donald; MEHTA, Shreekant; SEMERAD, Tony; Corrosion in the Oil Industry, Schlumberger Oilfield Review. April 1994. 4- 18 p

BROWN, Kermit y LEA, James. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, Octubre 1985, p 1751 – 1763

BYARS H, Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd ed. NACE, 1999, Houston, TX,

CABARCAS, Manuel. Curso de Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal. Módulo Generalidades de Análisis Nodal. Especialización de Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. 2013. p 2.

CALDERON, I.; CEBALLOS, J.; RODRIGUEZ, R. y SIERRA, J. Análisis de falla en tramo de tubería del pozo AB-15 de Campo Abanico, Tolima. Tecnicontrol S.A, 2009.

CHEM 409 Group 17, University of Calgary. Corrosion Prevention in the Transportation of Sour Gas [Enlínea].2009 [Citado Julio 20 de 2014]. Disponible en internet: <http://corrosioncontrol.wikispaces.com/>

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Corrosion interior de ductos. HOUSTON: NACE, 2011.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Internal Corrosion for Pipelines. NACE Advanced Course Manual. Bogotá: NACE, 2011.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Standard Practice SP0106-2006. Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems. Houston TX, USA. NACE 2006.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Standard Practice SP0110. Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines. Houston TX, USA. NACE 2010.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, Standard Material Requirements MR0175 – Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment. Houston TX, USA. NACE 2001.

CIFÁ, Flavio y SCOTTO DI CARLO, Michele. Corrosion Mechanisms Material Selection and Corrosion Control in Refinery. Technip Italy.

CORTÉS, María y ORTIZ Pablo., Corrosión. En Hipótesis, Apuntes científicos uniandinos. No. 4. Dic, 2004. p 14

GEO-PARK. Bloques de Colombia. [En línea] 2015. Disponible en internet <http://www.geo-park.com/sp/asset-platforms/colombia/>

GOMEZ C. y BOHORQUEZ F., Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene. Tesis Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa Ingeniería de Petróleos, 2010. 220p.

HALL S. Rules of Thumb for Chemical Engineers, 5th Ed., Elsevier Inc., Oxford UK, 2005.

MAGGIOLO R. Curso Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP OIL Engineering Consultants.Lima-Peru.2008


PIPESIM 2009.User Guide.Schlumberger.


THE ENGINEERING PAGE. Rugosidades absolutas superficiales de algunos materiales. [En línea] 2015 Disponible en internet: http://www.the-engineering-page.com/forms/dp/typ_eps.html

TUTTLE, R.N., Corrosion in Oil and Gas Production, SPE - Society of Petroleum Engineers.July 1987, 756-757 p.

ANEXOS

ANEXO A.

	<u>CORE LABORATORIES</u>				
COMPañÍA: HUPECOL SUMARIO DE DATOS DE H2S EN GAS					
LUGAR	FECHA	HORA	PPMv H2S	SYS. PRES. (psi)	SYS. TEMP. (°F)
FACILIDADES ESTACION CUERVA SCRUBBER DE TEA	13-Apr-2012	12:02 PM	2	10	96,8
FACILIDADES ESTACION CUERVA SALIDA SEPARADOR GENERAL	13-Apr-2012	12:30 PM	2	35	112

	<u>CORE LABORATORIES</u>	
COMPANY: HUPECOL		
Compositional Analysis of SALIDA SEPARADOR GENERAL to C12+		
Sampling Date	13-abr-2012 12:40	
Sampling Location	FACILIDAD CUERVA	
Cylinder Number	CLMA-35	
Sample Description	SALIDA SEPARADOR GENERAL	
Sampling Conditions	32 psig @ 112°F	
Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	2,46	6,20
N ₂ Nitrogen	2,94	4,72
C ₁ Methane	93,85	86,29
C ₂ Ethane	0,37	0,64