

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA



**“ESTUDIO DE LAS VELOCIDADES DE LOS FLUJOS DENTRO DEL
OLEODUCTO P-300 Y SU INFLUENCIA SOBRE LA INYECCIÓN DE
INHIBIDORES DE CORROSIÓN”**

Realizado por:

MIJARES CORDERO, GRISSEL
SENRA NAAR, ERLYN

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente
como requisito parcial para optar al Título de:**

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Abril de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA



**“ESTUDIO DE LAS VELOCIDADES DE LOS FLUJOS DENTRO DEL
OLEODUCTO P-300 Y SU INFLUENCIA SOBRE LA INYECCIÓN DE
INHIBIDORES DE CORROSIÓN”**

ASESOR ACADÉMICO

Ing. Rondón, José

Barcelona, Abril de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA



**“ESTUDIO DE LAS VELOCIDADES DE LOS FLUJOS DENTRO DEL
OLEODUCTO P-300 Y SU INFLUENCIA SOBRE LA INYECCIÓN DE
INHIBIDORES DE CORROSIÓN”**

JURADO CALIFICADOR:

Ing.
Asesor Académico

Parra, Frank
Jurado Principal

Guerra, Oly
Jurado Principal

Barcelona, Abril de 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo con Artículo 57 del reglamento del Trabajo de Grado:

“Para la aprobación definitiva de los cursos especiales de grado, como modalidad de trabajo de grado será requisito parcial de la entrega a un jurado calificador de una monografía en la cual se profundiza en uno o más temas relacionados con el área de correspondencia.”

AGRADECIMIENTOS

A mis padres:

Por haberme apoyado en un paso tan importante que emprendería mi vida y mi camino en esta universidad “LOS AMO”, especialmente a ti madre por tu incalculable, constante y perseverante fe, aminor, apoyo y amor. Tú que en momentos difíciles supiste comprenderme , consolarme y alentarme a continuar a no rendirme ante las adversidades a pesar de la distancia, por levantarme y no mostrarte débil para darme las fuerzas que en muchas ocasiones me faltaba ...Por tu incansable espera madre y por mas muy agradecida de todo corazón mi vieja... ¡si pude! ¡si se puede...!

A mi novio:

Rubén Igor, porque el apoyo, paciencia, amor, comprensión y ánimo que me brindaste todo este tiempo fueron los mejores e invaluable regalos que humildemente me distes, inculcándome ese optimismo que tienes tan maravilloso... te agradezco enormemente mi amor por haber sido tan especial conmigo y estar en todo momento a mi lado... ¡te adoro!

A mi compañera Erlyn:

Por la gran paciencia que me tuviste, por la constancia y trabajo duro que sumado a tu gran esfuerzo y colaboración es realidad este momento... ¡y fue un logro esta meta!

A todas aquellas personas que gracias a su envidia y malos deseos me dieron más fuerzas y valor para seguir en la lucha por lo que ellos llamaban inalcanzable e imposible para mí..!

Grissel Mijares Cordero

AGRADECIMIENTOS

Una vez le pregunte a un amigo, que había sido lo más difícil al realizar su tesis, su respuesta fue: *los agradecimientos*. No entendí al momento, pero ahora que es mi turno, he de darle la razón. Es difícil que un espacio tan pequeño embarque todas esas cosas por las que uno puede agradecer.

En primera a mis padres Eude y José Ángel, no hay palabras que puedan describir mi profundo agradecimiento hacia ellos, quienes durante todos estos años confiaron en mí; comprendiendo mis ideales y el tiempo que no estuve con ellos, quienes con su amor, apoyo incondicional me han acompañado en cada paso que he dado. Su cariño, comprensión, confianza y fe son motivo para seguir, sus gestos de amor, palabras de aliento y compañía en los momentos difíciles me han ayudado a levantarme y a continuar con fuerza luchando para lograr mis sueños y mis metas. Son mi inspiración. Donde ustedes estén, encontraré mi hogar. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi empeño, y todo ello con una gran dosis de amor y sin pedir nunca nada a cambio. Son el mayor regalo que Dios pudo darme. *¡Los requeeté amo!*

A mis hermanos, José Ángel y Rosmelys, cómplices y compañeros, sin duda los mejores amigos que uno puede pedir, ustedes son mi risa y mi alegría. No creo que haya nadie tan afortunada como yo cuando los tengo a ustedes. *¡Los adoro!*

A mis abuelos, Roger y Rosa, ustedes siempre están presentes, con cada bendición, con cada pensamiento. *¡Los requiero!*

A mis tíos, que más que esos, son mis padres también. De igual manera a mis primos, esos otros hermanos, por quienes con ansias espero esos momentos en que podemos compartir. *¡Son lo máximo!*

A mis amigos, este recorrido no hubiese sido lo mismo si la compañía de ustedes, Merzoily Gamboa, Misnel Drobñata, Pedro Alcalá, Aibsel Mendoza, Luis Villanueva, María Tome, Leonelbys Camacho, Gaby Herrera, Renny Yguaneti, Shner Arvelaez. Más que amigos mis hermanos, ustedes saben lo que es esto, ¡y cuan afortunada soy de tener amigos como ustedes!... Las risas, los ánimos, el compartir, y el aliento que ustedes brindan, siempre hacen a uno ver esa lucecita en la oscuridad. *¡Son únicos!*

A Grissel, mi compañera en este arduo trayecto, no tuvimos el mejor de los inicios, quizá el recorrido no fue lo que esperábamos, pero aquí estamos aún con frente en alto,

contigo aprendí lo que es la paciencia, el trabajo duro, y que el esfuerzo en algún momento se ve recompensado, no siempre fui la mejor compañera pero... hasta el final nos aguantamos, ¿no? *¡El que persevera alcanza!*

A esas personas que de una manera u otra estaba destinada a conocer, Cecilia Aguana, Alejandro Poncho, Ceci Jones, Any Carrillo, Cesar Calbun. No saben cuando significan en mi vida, son admiración, respeto, confianza, amor, apoyo incondicional, conociéndonos tanto y tan poco, se que a veces quisieran poder ayudarme un poco más, pero el que sólo estén conmigo, es suficiente, *¡Los quiero muchísimo!*

A mis segundas familias, aún cuando estaba lejos de casa, siempre encontré un hogar junto a ustedes.

También quiero agradecer a la profesora Ivon Ulacio, cuyas puertas estuvieron siempre abiertas ante cualquier duda. Al profesor Orlando Ayala por su cooperación con nuestra simulación. Y a mi estimado amigo Marcos Acosta, por sus recomendaciones y consejos. De igual manera, un agradecimiento a nuestro asesor José Rondón y jurados Frank Parra y Oly Guerra, por la ayuda y comprensión brindada.

Agradezco a mi entorno que me dio las facultades para pensar en mi futuro. Gracias a la vida que tengo. *A todos ustedes.* Me ayudaron a lograr mi sueño. No tengo letras para seguir diciendo el gran regocijo de poder culminar esta carrera en donde profesores y compañeros dejan parte de su vida, para dar vida a esas ilusiones que hoy se hacen realidad. Solo se que este camino es solo el comienzo de una gran historia.

A ti Dios, te agradezco por regalarme esta vida, a cada unas de estas personas y a las que no mencione pero que están aquí en mi corazón. No hay duda. Es muy poco espacio para estar agradecida.

Erlyn Senra Naar

DEDICATORIA

Con todo el orgullo y cariño que hay en mi corazón A MIS PADRES SARA Y NAPOLEON!... ellos al igual que yo merecen toda esta felicidad por sus incondicionales apoyos y, largas e incansables esperas. Por ser quienes... son mí base... mi pilar... mi fortaleza y mis inspiradores.

A mis hermanos Jaime, Zule, Alex, Richard, Yeli y Rey por su cariño y buenos deseos de hermanos... porque aunque no todos tuvimos las mismas oportunidades yo quiero compartir este logro y merito con ustedes... los quiero mucho!

A todos mis sobrinos, mis chiquitines, para que les sirva de inspiración en su vida al momento de elegir qué camino seguir y sean en un futuro mujeres y hombres de bien, estudien mucho y siempre aspiren a mas, a no ser conformistas ni estancarse...! y nunca dejar de adquirir conocimientos ya que es parte muy esencial en la formación del ser humano y quisiera verlos convertidos en buenos y éticos profesionales... Los adoro a todos!

A ti mi querido primo MINGO, que donde quiera que estés, se que estas muy feliz por mí y me hubiese gustado que la vida te hubiese dado la oportunidad de lograr al igual que yo tan grande meta y éxito, y que compartieras junto a nuestros seres queridos como antes lo hacías con esa alegría y carisma únicas de tu personalidad... te extraño mi negro bello!

Grissel Mijares Cordero

DEDICATORIA

A mis padres Eude y José Ángel, por su comprensión y ayuda en momentos malos y menos malos. Me han enseñado a encarar las adversidades y a no desfallecer en el intento.

A mis hermanos, José Ángel y Rosmelys, quienes pronto tendrán esta satisfacción

A mis abuelos, por sus dosis de amor, sus bendiciones, y su fé en mí.

A mis amigos, por estar siempre.

A Dios que me ha dado la vida y fortaleza para terminar este proyecto.

Erlyn Senra Naar

RESUMEN

En la industria, la corrosión representa un problema alarmante e inevitable, sobre todo en las tuberías, ya que debilita estructuras y equipos debido a la concentración de contaminantes (como CO_2 , H_2O y H_2S) que acompaña a los fluidos de producción, causando fallas, desperdicios, costos en mantenimiento y reemplazo, generando pérdidas materiales, ambientales y humanas. Mediante un estudio realizado al oleoducto P-300 ubicado en el oriente del país, se determinó el impacto que pueden generar las velocidades de los flujos sobre los inhibidores de corrosión aplicados a las tuberías que conducen un fluido bifásico. Para esto fue necesario conocer las condiciones de operación del ducto, que permitió conocer propiedades y características de los fluidos de producción, posteriormente con ayuda de herramientas como las correlaciones de Beggs-Brill y el simulador Pipephase 9.1 se determinaron las caídas de presiones generadas en cada tramo del sistema, velocidades de flujo, patrones de flujo, entre otras, siendo las dos primeras las más resaltantes para el estudio. También se estudiaron a detalle algunas clasificaciones de inhibidores de adsorción y por último se plantearon algunas alternativas para el aseguramiento de flujo en el tramo problema (B). A través de los medios indicados, se pudo constatar que la película inhibidora de corrosión estaba siendo arrastrada en el tramo ya mencionado, las caídas de presión y las velocidades de flujo resultaron ser elevadas, superando la velocidad permisible o de erosión (70pie/seg), significando la remoción del inhibidor filmico. Para la solución a dicho problema se plantearon varias alternativas, una de ellas fue la adición de una tubería en paralelo al tramo B, y otra la construcción de un nuevo tramo, para ambas alternativas se plantearon diferentes diámetros con la finalidad de establecer el más adecuado para la solución, en ambos casos tuberías de 14" pulgadas cumplen con las condiciones para solucionar el problema; sin embargo estas tuberías son poco comerciales, por lo que las tuberías de 16" pulgadas son las que de igual manera proporcionan valores estables de las velocidades del fluido que permiten un flujo seguro sin que estos arrastren la barrera protectora formada por los inhibidores.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
AGRADECIMIENTOS	V
DEDICATORIA	VIII
RESUMEN	X
CONTENIDO	XI
LISTADO DE FIGURAS	XV
LISTADO DE TABLAS	XVI
INTRODUCCIÓN	18
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
1.2 OBJETIVOS.....	19
MARCO TEÓRICO	20
2.1 FLUIDO	20
2.1.1 Clasificación de fluidos.....	20
2.1.1.1 Fluidos Newtonianos.....	20
2.1.1.2 Fluidos no newtonianos.....	21
2.1.2 Regímenes de flujo.....	22
2.1.2.1 Flujo monofásico.....	22
2.1.2.2 Flujo multifásico	23
2.1.3 Régimen de flujo en tuberías horizontales	24
2.1.3.1 Flujo burbuja	25
2.1.3.2 Flujo neblina.....	25
2.1.3.3 Flujo plug	25
2.1.3.4 Flujo slug (<i>tapón</i>).....	26
2.1.3.5 Flujo estratificado.....	26
2.1.3.6 Flujo anular	26
2.1.4 Régimen de flujo en tuberías verticales	26
2.1.4.1 Régimen burbuja	27
2.1.4.2 Flujo slug o tapón.....	27

2.1.4.3 Flujo churn	27
2.1.4.4 Flujo Anular	28
2.2 CORROSIÓN.....	28
2.2.1 Corrosión por Presencia de Gases Ácidos.....	28
2.2.1.1 Corrosión dulce o corrosión por Dióxido de Carbono (CO ₂).....	28
a. Tipos de Corrosión por CO ₂	31
b. Factores que influyen en el Proceso de corrosión por CO ₂	32
2.2.1.2 Corrosión Ácida o Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S).....	33
a. Corrosión bajo tensión (CBTS).....	34
b. Corrosión por Agrietamiento inducido por hidrógeno (CIH)	34
2.2.1.3 Corrosión por efecto combinado de CO ₂ y H ₂ S.....	34
2.2.2 Elementos responsables de la aparición de la corrosión	36
2.2.3 Factores que influyen en la resistencia a la corrosión.....	36
2.2.3.1 Factores electroquímicos.....	36
a. Reacciones electroquímica.....	36
b. Polarización.....	37
c. Pasividad	37
2.2.3.2 Factores metalúrgicos.....	37
a. Microestructuras.....	37
b. Aleaciones	38
c. Zona de imperfección.....	38
2.2.3.3 Factores termodinámicos.....	38
2.2.4 Variables físicas que afectan la corrosión	38
2.2.4.1 Productos de la corrosión	38
2.2.4.2 pH	39
2.2.4.3 Velocidad de flujo	39
2.2.4.4 Cloruros.....	39
2.2.5 Composición del metal y su efecto en la corrosión.....	40
2.2.6 Métodos de control de corrosión.....	40
2.2.6.1 Recubrimientos y revestimientos	40
2.2.6.2 Protección Catódica.....	41

2.2.6.3 Selección de Materiales.....	41
2.2.6.4 Inhibidores de Corrosión.....	41
2.3 GASODUCTOS.....	41
2.3.1 Tipos de Tuberías.....	41
2.3.1.1 Tuberías de Polietileno.....	42
2.3.1.2 Tuberías de Acero.....	42
2.3.1.3 Tubería de Acero Sin Costura.....	42
2.3.1.4 Tuberías de Cobre.....	42
2.3.2 ACCESORIOS DE TUBERÍAS.....	42
2.3.2.1 Tipos de Accesorios.....	42
A. Bridas.....	42
B. Válvulas.....	43
C. Codos.....	43
D. Empacaduras.....	44
E. Reducciones.....	44
2.4 ECUACIONES UTILIZADAS PARA EL CÁLCULO DE TUBERÍAS.....	44
2.4.1 Ecuación de Weymouth.....	44
2.4.2 Ecuación de Panhandle.....	45
2.4.3 Panhandle Modificada.....	46
2.5 SELECCIÓN DE LA ECUACIÓN DE FLUJO.....	46
2.6 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS.....	47
2.7 SIMULACIÓN PARA DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS.....	54
DESARROLLO DEL TRABAJO.....	55
3.1 Estudio de las condiciones internas del oleoducto P-300.....	55
3.2 Calculo de las velocidades de los flujos en el oleoducto mediante el simulador Pipephase, y modelos matemáticos.....	61
3.2.1 Determinación de la caída de presión por PIPEPHASE.....	61
3.2.2 Modelo matemático (Beggs&Brill).....	68
3.2.1.1 Cálculos para el primer tramo de la línea de flujo.....	69
3.2.1.2 Calcular las propiedades de los fluidos.....	69

3.2.1.3 Cálculo las tasas volumétricas y las velocidades superficiales del líquido y del gas a condiciones de flujo	69
3.2.1.4 Determinación del Peso molecular del gas	70
3.2.1.5 Determinación de la Densidad	70
3.2.1.6 Calculo de las velocidades	71
3.2.1.7 Identificación del patrón de flujo	72
3.2.1.8 Cálculo del número de Froude	72
3.2.1.9 Cálculo el factor de entrapamiento	73
3.2.1.10 Cálculo de las densidades	73
3.2.1.11 Calcular el factor de fricción	73
3.3 Estudio de los diferentes tipos de inhibidores de corrosión.....	76
3.4 Señalar alternativas para el aseguramiento de flujo en la tubería P-300 ante posibles arrastres de la película inhibidora anticorrosiva.....	79
3.4.1 Sistema de tuberías en paralelo.....	80
3.4.2 Sistema de tuberías separadas	82
RESULTADOS, DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
4.1. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	84
4.1.1. Realización un estudio de las condiciones internas del oleoducto P-300.....	84
4.1.2. Velocidades de los flujos en el oleoducto mediante el simulador Pipephase, y modelos matemáticos.....	85
4.1.3. Estudio de los diferentes tipos de inhibidores de corrosión.....	87
4.1.4. Señalamiento de alternativas para el aseguramiento de flujo en la tubería P-300 ante posibles arrastres de la película inhibidora anticorrosiva.....	89
4.1.4.1. Sistema de tuberías en paralelo	89
4.1.4.2. Sistema de tuberías separadas.....	90
4.2. CONCLUSIONES.....	92
4.3. RECOMENDACIONES	93
BIBLIOGRAFIA	94
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.

LISTADO DE FIGURAS

Figura 2. 1. Régimen de flujo laminar y turbulento.	23
Figura 2. 2. Patrones de flujo en tuberías horizontales según Beegs y Brill. ^[4]	25
Figura 2. 3. Patrones de flujo en tuberías verticales según Hewitt y Hall. ^[4]	27
Figura 2. 4. Corrosión por Efecto Combinado de Dióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrogeno	35
Figura 2. 5. Brida	43
Figura 2. 6. Válvula	43
Figura 2. 7. Reductor	44
Figura 3. 1. Esquema del sistema de tuberías que conforman el oleoducto P-300.....	56
Figura 3. 2. Perfil topográfico del Tramo A	60
Figura 3. 3. Perfil topográfico del Tramo B	60
Figura 3. 4. Ventana principal del simulador Pipephase.	61
Figura 3. 5. Ventana de selección del tipo de fluido a utilizar.	62
Figura 3. 6. Ventana de selección de unidades.	62
Figura 3. 7. Construcción de las líneas que conforman el oleoducto P-300.....	63
Figura 3. 8. Ventana de selección de tramos rectos y accesorios para la tubería.	63
Figura 3. 9. Ventana de selección de las características propias de cada elemento.	64
Figura 3. 10. Perfil del tramo de tubería mostrado en el simulador.	64
Figura 3. 11. Resultados obtenidos en la corrida del simulador.	65
Figura 3. 12. Variación de la presión respecto a la longitud de la tubería.....	65
Figura 3. 13. Variación de la temperatura respecto a la longitud de la tubería.	66
Figura 3. 14. Representación de un lazo paralelo a la tubería.	80
Figura 3. 15. Representación del sistema de tuberías separado.....	82

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2. 1. Consideraciones para aplicar la Ecuación De Weymouth.....	46
Tabla 2. 2. Consideraciones para la aplicación de la Ecuación De PANHANDLE.....	47
Tabla 2. 3. Consideraciones para ecuaciones aplicables a redes de tuberías a bajas presiones.....	47
Tabla 2. 4. Regímenes de flujo para el método de Begs & Brill.....	49
Tabla 2. 5. Patrones de flujo (Begs & Brill).....	50
Tabla 2. 6. Constantes para flujo inclinado (Begs & Brill).....	50
Tabla 3. 1. Caracterización del Crudo de la Fuente A y de la Fuente B.....	56
Tabla 3. 2. Caudales provenientes de la Fuente A y de la Fuente B.....	56
Tabla 3. 3. Parámetros físicos del oleoducto P-300.....	57
Tabla 3. 4. Topografía del terreno para el Tramo A.....	58
Tabla 3. 5. Topografía del terreno para el Tramo B.....	59
Tabla 3. 6. Presiones, temperaturas y caudales en la entrada, en el junk, y de llegada del oleoducto P-300.....	66
Tabla 3. 7 Valores de entrada y salida para el cálculo de la densidad promedio en el Tramo B.....	67
Tabla 3. 8. Valores de las velocidades críticas en la tubería.....	67
Tabla 3. 9. Caídas de presión y velocidades de entrada y salida en cada uno de los tramos del oleoducto P-300.....	68
Tabla 3. 10. Datos arrojados por el modelo de Beggs & Brill calculado manualmente.....	75
Tabla 3. 11. Clasificación de los inhibidores de la corrosión ^[7]	78
Tabla 3. 12. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 16 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.....	81
Tabla 3. 13. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 14 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.....	81
Tabla 3. 14. Presiones de entrada y salida, Velocidades de entrada y salida para tuberías de 14 y 16 pulgadas.....	82
Tabla 3. 15. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 12 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.....	83
Tabla 3. 16. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 14 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.....	83
Tabla 3. 17. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 16 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.....	83
Tabla 4. 1. Valores de presión y velocidades de flujo arrojadas por el simulador Pipephase, y por el modelo matemático Beggs&Brill.....	86

Tabla 4. 2. Caída de presión arrojada por la simulación y método de Beggs&Brill	87
Tabla 4. 3. Valores de caída de presión del sistema original, y de las alternativas planteadas para el aseguramiento de flujo.	91

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Cuando el crudo es transportado desde el yacimiento hasta los cabezales de producción, y posteriormente a las estaciones de flujo, éste va acompañado de otros fluidos como agua, gas natural y sedimentos sólidos, formando distintas configuraciones geométricas en la tubería, definidas como patrones de flujo. Existen diferentes tipos de flujo multifásico, para la industria petrolera los más relevantes son: gas-líquido, líquido-líquido, líquido-sólido, gas-sólido, gas-líquido-sólido y gas-líquido-líquido.

El flujo bifásico es encontrado frecuentemente en la industria petrolera, química, nuclear, en plantas termoeléctricas, entre otras. El estudio del flujo bifásico (líquido-gas) a través de una tubería, es una de las combinaciones de flujo más complejas que existen. Esto es debido, principalmente a la gran variedad de configuraciones relacionadas con la distribución de ambas fases en la tubería y, a que la fase gaseosa es compresible. Se ha estimado que el 80% de las fallas ocurridas en los sistemas de producción y transporte de hidrocarburos, son causados por corrosión interna, elevando de esta manera los costos de reemplazo de tuberías. Los hidrocarburos líquidos que se transportan mediante tuberías, frecuentemente contienen agua libre y la presencia de este fluido puede provocar corrosión severa en las paredes de la tubería.

Este fenómeno de corrosión depende de la configuración geométrica del flujo de los dos líquidos. Las inspecciones ultrasónicas de oleoductos ^[1] revelan que la corrosión más severa se presenta en tuberías en las que una baja velocidad de flujo ocasiona segregación de fases. Por lo tanto la determinación del patrón de flujo es una consideración importante en la evaluación del riesgo de la corrosión. Adicionalmente, muchas de las variables de diseño como la caída de presión, el *holdup* y el coeficiente de transferencia de masa y calor dependen del patrón de flujo que existe en el oleoducto.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los fluidos bifásicos producidos mediante la explotación de pozos productores, ya sean mezclas de gas-crudo o gas condensado, traen consigo cantidades de impurezas como lo son el dióxido de carbono (CO₂), el sulfuro de hidrogeno (H₂S) y el agua, las cuales producen un impacto en lo que respecta al transporte de los fluidos debido a que estos contaminantes en las condiciones adecuadas aceleran el proceso de corrosión en las tuberías afectando el desempeño, utilidad e integridad de las líneas de flujo, lo que se refleja en costos de mantenimiento, reparación, reemplazos que a su vez podrían implicar paradas de plantas e incluso peligros para el ambiente y la humanidad.

Siendo la corrosión uno de los problemas inminentes en la industria, causante del deterioro y/o destrucción de un material por la interacción química entre el medio

circundante y el material, en donde los metales retornan de su forma refinada a su forma original, se hace necesario su control y prevención mediante métodos de inyección de sustancias químicas anticorrosivas a las tuberías, como lo son los inhibidores de corrosión, para desacelerar el proceso corrosivo disminuyendo su velocidad.

El control de la corrosión puede ser un problema complejo, que requiere un análisis detallado, y la comprensión de la variedad de condiciones previstas en la vida del sistema, para la protección interior de las tuberías se utilizan diferentes métodos, entre ellos la inyección de inhibidores, los más utilizados actúan por adsorción o filmicos. Este tipo de compuestos se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal. Su nivel de protección depende tanto de su concentración, que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y el compuesto. Las barreras de inhibidor formadas son hidrofóbicas, las cuales rechazan la fase acuosa que contiene las especies corrosivas.

Para lograr la correcta formación de esta película, se necesita estudiar los distintos factores que podrían afectar la adsorción del inhibidor sobre la superficie del metal, entre los factores más importantes se encuentra la velocidad del fluido, si la velocidad es muy alta puede ocurrir que sobrepase la velocidad de erosión y que la película formada por el inhibidor se pueda ver comprometida o no formarse, esto traería como consecuencia un aumento en la velocidad de corrosión, reduciendo considerablemente la vida útil de las tuberías del sistema, por lo tanto es de suma importancia determinar el rango de velocidad del fluido en el cual el inhibidor pueda cumplir su función de forma eficiente, lo que permitirá disminuir costos de mantenimiento y costos generados por la sustitución de líneas corroídas.

1.2 OBJETIVOS

Objetivo General

- ❖ Analizar las velocidades de los flujos dentro del oleoducto P-300 y su influencia sobre la inyección de inhibidores de corrosión.

Objetivos Específicos

1. Realizar un estudio de las condiciones internas del oleoducto P-300.
2. Calcular las velocidades de los flujos en el oleoducto mediante el simulador PipePhase, y modelos matemáticos.
3. Estudiar los diferentes tipos de inhibidores de corrosión.
4. Señalar alternativas para el aseguramiento de flujo en la tubería P-300 ante posibles arrastres de la película inhibidora anticorrosiva.

CAPITULO II MARCO TEÓRICO

2.1 FLUIDO

Un fluido se define como una sustancia que cambia su forma continuamente siempre que esté sometida a un esfuerzo cortante, sin importar qué tan pequeño sea. En contraste un sólido experimenta un desplazamiento definido (o se rompe completamente) cuando se somete a un esfuerzo cortante.^[2]

Cuando se habla de esfuerzo cortante puede definirse como la fuerza por unidad de área necesaria para alcanzar una deformación, que hace referencia al movimiento de una parte de un cuerpo con respecto a otras del mismo y como consecuencia produce un cambio en su forma y tamaño.

Los fluidos son materiales que son capaces de fluir bajo las condiciones adecuadas. La propiedad física que caracteriza la resistencia al flujo de los fluidos sencillos es la *viscosidad*. La viscosidad se define como la relación entre el esfuerzo de corte aplicado y la velocidad de corte adoptada por el. Es una medida de la fricción interna del fluido, es decir, la resistencia a la deformación. El mecanismo de la viscosidad en gases se entiende razonablemente bien, pero la teoría se ha desarrollado muy poco para los líquidos. Se puede obtener mayor información acerca de la naturaleza física del flujo viscoso analizando este mecanismo brevemente. La viscosidad en el sistema de unidades cgs se expresa en Poise.

2.1.1 Clasificación de fluidos

No todos los fluidos muestran exactamente la misma relación entre el esfuerzo cortante y la rapidez de deformación, por tanto, los fluidos pueden clasificarse de manera general de acuerdo con la relación entre el esfuerzo de corte aplicado y la relación de deformación, Existen dos tipos diferentes de comportamientos bien marcados: Fluidos Newtonianos y Fluidos No Newtonianos.

2.1.1.1 Fluidos Newtonianos

Un fluido se llama *newtoniano*, si el esfuerzo tangencial es *directamente* proporcional a la rapidez de deformación angular, partiendo de esfuerzo cero y deformación cero.^[3]

La primera relación constitutiva para un fluido viscoso la estableció Isaac Newton en 1687 al proponer que para estos fluidos el esfuerzo de corte aplicado y la deformación producida son proporcionales, es decir, a mayor esfuerzo mayor deformación. Es conveniente mencionar que, según la relación de Newton, no sólo las magnitudes del esfuerzo aplicado y la deformación o flujo son proporcionales, sino que la relación entre ellas también es *instantánea*. Esto significa que el flujo en el instante de observación sólo

contribuye el esfuerzo aplicado en el mismo instante de tiempo, los esfuerzos que hayan existido en el fluido en tiempos anteriores no contribuyen a producir la deformación en el momento de la observación. En otras palabras, los fluidos newtonianos no guardan "memoria" de las deformaciones previas.

Los fluidos más comunes, como el aire y el agua, son newtonianos. La experiencia ha demostrado que la gran variedad de líquidos y gases newtonianos tienen una característica común, a saber, las moléculas que los componen son ligeras, es decir, de bajo peso molecular. Sin embargo, cuando las moléculas de un fluido son muy pesadas, la ley de viscosidad de Newton ya no describe adecuadamente el flujo de estos fluidos.

2.1.1.2 Fluidos no newtonianos

Los fluidos que manifiestan una proporcionalidad variable entre esfuerzo y rapidez de deformación se conocen como *no-newtonianos*.^[3]

Pueden dividirse en dos categorías principales en base a su comportamiento de esfuerzos cortante/velocidad cortante.

CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS NO NEWTONIANOS:

Independientes del Tiempo:	{	- Fluidos Plásticos de Bingham
		- Fluidos Seudo plásticos.
		- Fluidos Dilatantes
Dependientes del Tiempo:	{	- Fluidos Tizo trópicos.
		- Fluidos Reopécticos.
		- Fluidos Visco elásticos.

Estos fluidos no cumplen con la Ley de Viscosidad de Newton, además de su comportamiento anormal en la relación de esfuerzo cortante, algunos fluidos no newtonianos también tienen características elásticas (como el caucho) que son una función del tiempo y como resultado de las cuales se les llama *Fluidos Visco elásticos*.

El tema de flujo no newtoniano constituye actualmente una parte de otra ciencia, más amplia que es la que es la reología. Un gran número de fluidos, de uso poco común, pero

que son sumamente importantes, son no-newtonianos. La *reología* trata de los plásticos y de los fluidos no newtonianos aplicados a la ingeniería.

Quizás el ejemplo más típico y más común de un fluido no newtoniano sea un fluido polimérico. La característica esencial de estos sistemas es que sus moléculas son muy pesadas, por eso se les llama macromoléculas, los polímeros tienen gran importancia en la vida y civilización humana, y además de los polímeros, existen otros fluidos muy importantes como la sangre, diversos tipos de suspensiones e incluso el magma del interior de la tierra, estos fluidos también muestran efectos reológicos sorprendentes.

2.1.2 Regímenes de flujo

2.1.2.1 Flujo monofásico

El movimiento del gasoducto se clasifica en tres regímenes de flujo, en donde cada uno tiene una importancia, para el control operacional del proceso de transporte de gas.

❖ Flujo Laminar

Que se presenta raramente en distribución de gas natural por gasoductos de diámetro reducido. El flujo laminar se produce en diversas situaciones, pero su característica fundamental es siempre la misma, las partículas del fluido siguen trayectorias que no se entrecruzan con las otras partículas. El flujo laminar ocurre a velocidades suficientemente bajas como para que las fuerzas debidas a las viscosidades predominen sobre las fuerzas de inercia. La diferencia de velocidad entre partículas adyacentes genera esfuerzos cortantes, por efecto de la viscosidad, que a su vez tienden a eliminar el movimiento relativo

❖ Flujo Transicional

Se presenta con frecuencia en distribución y raramente en transporte de gas natural.

❖ Flujo Turbulento

Es el patrón de flujo más común en gasoductos de gran diámetro, a altas presiones y con grandes caudales, como es generalmente, en caso de transporte de gas natural. En este tipo de fluido se supone que el movimiento de un fluido se puede descomponer en un flujo medio con componentes de velocidad, las condiciones de flujo turbulento son un capítulo muy bien estudiado en la Mecánica de Fluidos.

En la figura 2.1 pueden observarse los flujos laminar y turbulento en un ducto.

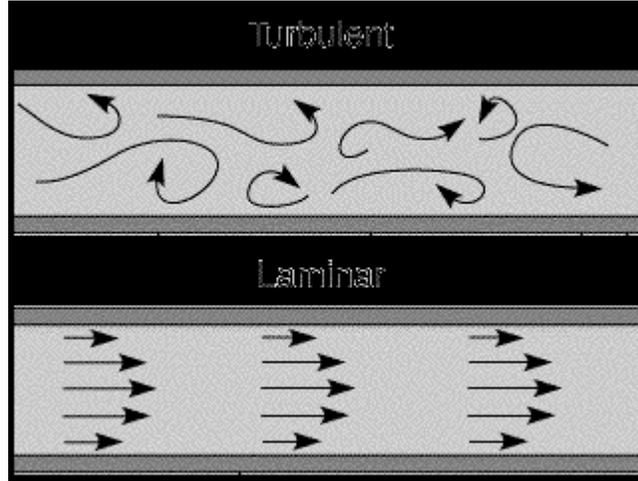


Figura 2. 1. Régimen de flujo laminar y turbulento.

2.1.2.2 Flujo multifásico

El flujo multifásico es definido como el flujo simultáneo de numerosas fases, siendo el flujo bifásico el caso más simple.

El flujo bifásico en tuberías se define como el movimiento concurrente en el interior de la tubería, de gas libre y líquidos (hidrocarburos y agua). El gas puede estar mezclando en forma homogénea con el líquido o pueden coexistir formando oleajes donde espuma al líquido desde atrás o encima de este, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, es decir, sobre la interfase gas-líquido. Puede darse el caso en el cual el gas y líquido se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbaciones relevantes sobre la superficie de la interfase. Los parámetros relacionados al flujo bifásico en tuberías son:

- Retención de líquidos en una tubería
- Densidad del Fluido Bifásico
- Velocidad Superficial

❖ Retención de líquidos en una tubería (H_l)

Se define como la razón del área ocupada por el líquido en un segmento de la tubería entre el área total del segmento, en forma matemática esto se expresa como:

$$H_l = \frac{\text{Área del líquido en un segmento de la tubería}}{\text{Área del segmento dado}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

❖ Densidad del Fluido Bifásico (ρ_M)

Este parámetro se representa como:

$$\rho_M = \rho_l x H_l + \rho_g x H_g \quad (\text{Ec. 2.2})$$

También se puede expresar en términos de caudal de gas y líquido en ambos casos en caudal se expresa en (pie^3 / s), y queda:

$$\rho_m = \left[\frac{\rho_l x \mathcal{G}_g + \rho_g x \mathcal{G}_g}{\mathcal{G}_l + \mathcal{G}_g} \right] \quad (\text{Ec. 2.3})$$

❖ Velocidad Superficial

Se define como la velocidad con que la fase del fluido puede representarse si fluye de un lado a otro en la sección transversal de la tubería. Otros parámetros de importancia son la caída de presión y la velocidad erosional, también llamada velocidad límite, se recomienda que las líneas de flujo, múltiples de producción, procesos de cabezales de pozos y otras líneas que transportan gas y líquidos en flujos bifásicos, deban ser diseñadas principalmente en base en la velocidad erosional del fluido. Investigaciones han revelado que la pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión. Este proceso es acelerado por las altas velocidades del fluido, presencia de arenas, presencia de contaminantes corrosivos, como los gases ácidos y de accesorios que perturban la trayectoria de la corriente. La velocidad erosional o límite (v_e) puede ser estimada a través de una ecuación empírica:

$$v_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

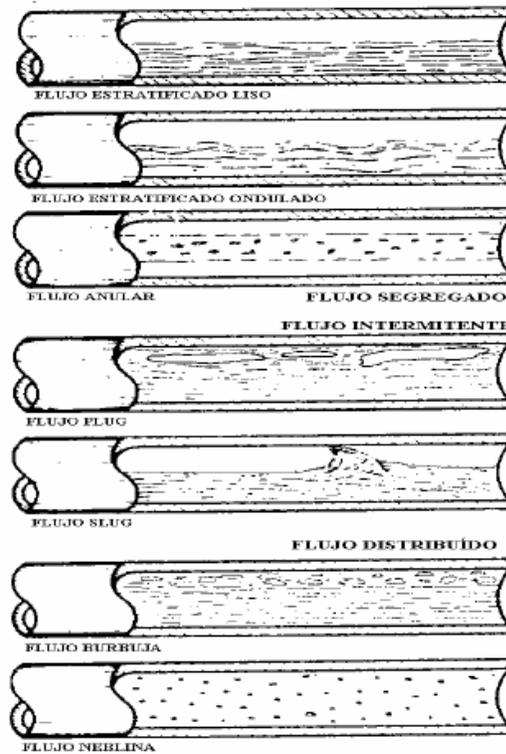
(C) es una constante empírica, y tiene valores de 100 para procesos continuos y de 125 para procesos intermitentes, mientras que los valores de 150 hasta 200 pueden ser utilizados en el proceso continuo.

La velocidad de erosión es un parámetro de mucha importancia, ya que indica que es la máxima velocidad, que se puede permitir al fluido para que no haya corrosión

Al igual que sucede con las tuberías de flujo homogéneo, existen variantes en cuanto a la dirección de tubería y la dirección del flujo que hay que tomar bajo consideración: las tuberías pueden ser horizontales, verticales o inclinadas; y el flujo puede ser paralelo ascendente, paralelo descendente o contracorriente. [4]

2.1.3 Régimen de flujo en tuberías horizontales

En la figura se presentan, los patrones de flujo para las tuberías horizontales.



Patrones de Flujo en tuberías horizontales (Beggs y Brill; 1973)

Figura 2. 2. Patrones de flujo en tuberías horizontales según Beegs y Brill. ^[4]

2.1.3.1 Flujo burbuja

Se caracteriza por contener pequeñas burbujas de gas flotando por la parte superior del flujo de líquido por ser la fase de menor densidad. La tubería se encuentra prácticamente llena de líquido y la fase de gas libre se presenta en pequeñas burbujas las cuales se mueven a diferentes velocidades exceptuando aquellas que por su densidad tienen pequeños efectos en el gradiente de presión. La pared de la tubería está siempre en contacto con la fase líquida.

2.1.3.2 Flujo neblina

Que se produce cuando la tubería está completamente colmada por el gas con pequeñas gotas de líquido suspendidas uniformemente.

2.1.3.3 Flujo plug

Se da cuando el caudal de gas es aumentado y las burbujas coalescen para formar burbujas más grandes y alargadas (siempre en la parte superior de la tubería) sin forma definida, separadas por un tapón líquido.

2.1.3.4 Flujo slug (tapón)

Se presenta en el momento en el que las burbujas grandes y alargadas van formando una fase casi continua de gas, interrumpido por tapones (*slugs*) de líquido; dichas burbujas presentan la forma de una medusa en la parte superior de la tubería. La fase gaseosa es más significativa; Sin embargo la fase líquida sigue siendo continua, las burbujas de gas coalescente y forman tapones o slugs los cuales ocupan prácticamente toda la sección transversal de tubería. El líquido que rodea la burbuja puede moverse a bajas velocidades en forma descendente. El gas y el líquido tienen efectos significativos en la caída de presión.

2.1.3.5 Flujo estratificado

Sencillo de observar ya que se separan las fases y el gas corre por la parte superior del tubo, mientras el líquido corre por la inferior. Hay dos tipos:

❖ Flujo estratificado ondulado

Que se caracteriza por la aparición de una especie de olas en la interfaz líquida por efecto de la velocidad del gas

❖ Flujo estratificado liso

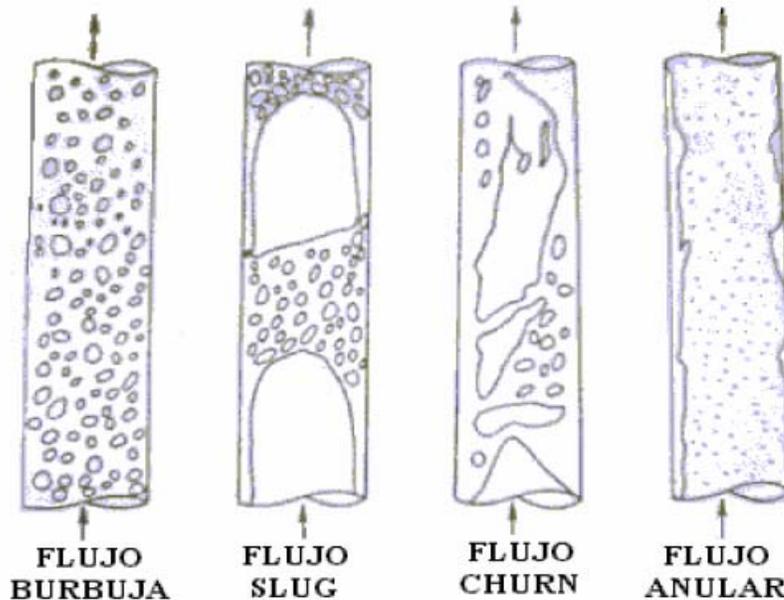
Que presenta una interfaz gas-líquido calmada.

2.1.3.6 Flujo anular

Cuando el gas forma una especie de tubo interno concéntrico a la tubería y a su alrededor fluye el líquido pegado a las paredes de la misma. En el Flujo Anular la fase gaseosa es continua y la mayor parte del líquido se introduce en ésta en forma de gotitas. La pared de la tubería está cubierta por una película de líquido y la fase gaseosa controla la caída de presión.

2.1.4 Régimen de flujo en tuberías verticales

En la figura se presentan, los patrones de flujo para las tuberías verticales.



*Patrones de Flujo en tuberías verticales de Hewitt y Hall; 1970
(Barnea y Taitel; 1980)*

Figura 2. 3. Patrones de flujo en tuberías verticales según Hewitt y Hall. ^[4]

En el caso de tuberías verticales, la clasificación de Hewitt y Hall (1970) es la más utilizada hoy en día. De acuerdo con esta clasificación:

2.1.4.1 Régimen burbuja

Es similar a la definición para tuberías horizontales, solo que en este caso las burbujas de gas viajan por toda la tubería uniformemente.

2.1.4.2 Flujo slug o tapón

Se representa igualmente por burbujas de gran tamaño, pero en este caso estas burbujas tienen la forma de una bala, por lo que se les denomina “burbujas de Taylor” y cada burbuja está separada de la siguiente por un tapón líquido denominado “*slug* de líquido” y a su vez, está rodeada por una película de líquido que desciende para coalescer con el *slug* inmediato inferior.

2.1.4.3 Flujo churn

Es el más problemático de todos porque en los inicios de las investigaciones de flujo bifásico se creía que este tipo de régimen era simplemente un efecto de entrada del flujo *slug* (Taitel y Duckler, 1980), pero para finales de la década de los ochenta se había aceptado que era un patrón completamente independiente del *slug*, que ocurre cuando las burbujas de Taylor empiezan a deformarse y el *slug* de líquido deja de existir, por lo que las

burbujas chocan unas con otras. Por ello, este es el patrón de flujo más caótico que existe caracterizándose por ser un flujo de dos direcciones, es decir, por un lado, la fase gaseosa se mueve hacia arriba, empujando al líquido que encuentra en su camino, y a su vez el líquido no asciende en su totalidad sino que, una parte desciende por las paredes de la tubería para encontrarse con otra burbuja de gas que lo impulsa de nuevo hacia arriba. No es posible modelar el régimen *churn*, por lo que se ha llegado al acuerdo de aplicar el mismo criterio de modelaje que se usa para el *slug*.

2.1.4.4 Flujo Anular

Se da cuando la presión ejercida por el gas es mayor que la del líquido, el primero se mueve por el centro de la tubería mientras que el líquido lo hace rodeando el gas y en contacto con la pared del tubo, además de que la fase gaseosa presenta gotas de líquido suspendidas y se puede encontrar en dos variaciones: el **flujo anular neblina** que es el descrito arriba, y el **flujo anular ondulado** que, similar al estratificado ondulado, presenta turbulencia en la interfaz líquida por efecto de la presión del gas.

2.2 CORROSIÓN

Se entiende por corrosión la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas. Esta interacción puede ser química, electro-química o metalúrgica entre el medio y el material. Es un proceso generalmente lento, pero de carácter persistente. En algunos ejemplos, la corrosión puede presentarse como un producto de carácter voluminoso y poroso, en otros casos, como una película adherida a la superficie del metal.

La corrosión es la principal causa de fallas en tuberías alrededor del mundo. Cuando una tubería falla, ocasiona grandes impactos en términos de pérdidas de producción, daños a la propiedad, contaminación y riesgo a vidas humanas.[5]

2.2.1 Corrosión por Presencia de Gases Ácidos

Este proceso de corrosión se divide:

- ❖ Corrosión dulce o corrosión por Dióxido de Carbono (CO_2)
- ❖ Corrosión Ácida o Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)
- ❖ Corrosión por efecto combinado de CO_2 y H_2S

2.2.1.1 Corrosión dulce o corrosión por Dióxido de Carbono (CO_2).

Este tipo de corrosión, representa uno de los principales problemas que confronta la industria. En vista que el CO_2 en presencia de agua libre forma ácido carbónico (H_2CO_3). El ácido ataca al hierro y forma bicarbonato de hierro soluble ($\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$), que al calentarse libera Dióxido de Carbono (CO_2), mientras que el hierro forma un óxido insoluble. Si en el medio está presente el Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) reaccionará con este óxido para formar Sulfuro Ferroso (FeS). Todo, esto ocasiona deterioros severos en los equipos e instalaciones pertenecientes al área de producción, almacenaje y transporte. Debido a su

bajo costo el material de construcción mayormente utilizado es el acero al carbono, el cual es altamente susceptible a ser corroído por la presencia de un alto contenido de Dióxido de Carbono (CO₂).

Es necesario entender el proceso de corrosión por CO₂ para poder predecir, prevenir y atacar sus efectos de manera efectiva. Éste tipo de corrosión es común en sistemas de transporte de gas. El mecanismo de corrosión por CO₂, conocida como corrosión dulce implica una serie de reacciones químicas que pueden ser divididas en las siguientes etapas

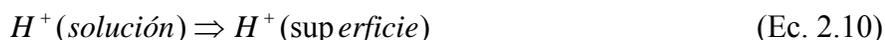
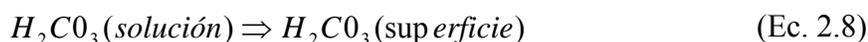
Etapa I.

Ocurre la reacción entre el dióxido de carbono (CO₂) y el agua. Es decir, el dióxido de carbono se disuelve en agua formando Ácido Carbónico (H₂CO₃), que es un ácido débil, lo que significa que se descompone muy rápidamente, ya que se producen componentes que son altamente corrosivos creándose un ambiente sumamente corrosivo. El H₂CO₃ obtenido sufre una doble disociación formando en primer lugar iones bicarbonato (HCO₃⁻) y luego iones carbonatos (CO₃⁻²). Las reacciones químicas de mayor importancia, y que pueden ser demostradas son:



Etapa II

Ocurre el transporte de los reactantes desde la solución hasta la superficie del metal, proceso que se caracteriza, según las siguientes reacciones:



Etapa III

En esta etapa ocurren dos reacciones simultáneamente, siendo una de ellas: la disolución del hierro metálico (Fe) en la intercara metal/electrolito. Esto significa que el hierro (Fe) de la tubería se oxida, lo que sería una reacción anódica



Los iones de hidrógeno (H⁺) formados en la doble disociación del ácido carbónico se reducen al ganar los dos electrones producidos por la oxidación del hierro, la reacción de reducción, que es una reacción que también ocurre en la intercara metal/electrolito es:



Etapa IV

En esta etapa se lleva a cabo el transporte de los productos del proceso de corrosión desde la superficie del metal hasta el fluido., en donde las especies disueltas se combinan formando una sal, denominada Carbonato Ferroso ($FeCO_3$), aunque en la industria se acostumbra a llamarle Carbonato de Hierro, este proceso ocurre, según la siguiente reacción.



Para determinar si hay o no hay $FeCO_3$, que se considera producto de la corrosión, basta con determina el producto iónico, y si este es mayor que la constante de producto de solubilidad del Carbonato de Hierro, se puede asegurar, que se ha formado el precipitado, desde luego hay varios factores y procesos que catalizan esta reacción, como lo es por ejemplo la presencia de cloruros.

En la industria en algunos casos la producción de $FeCO_3$, se la adjudica a la reacción:



Reacción, que en condiciones de producción petrolera difícilmente ocurre, ya que el Ácido Carbónico (H_2CO_3) es inestable, y si hay presencia de agua muy fácilmente se disocia en Bicarbonato (HCO_3^-) y Carbonatos (CO_3^{-2}), ambos altamente corrosivos.

El Carbonato Ferroso ($FeCO_3$), es obtenido como producto de la corrosión, este precipita depositándose sobre la superficie del metal, donde forma una capa del compuesto formado, proporcionando con ello cierto grado de protección al acero contra una mayor corrosión cuando no es removida (debido a la acción del flujo) de la superficie del metal, aunque desde luego la formación del precipitado estará totalmente relacionado con la temperatura de la reacción, además del patrón de flujo, y la velocidad del fluidos. Por la posibilidad de protección de la corrosión por la formación de la sal es algo, que habrá que estudiar mucho. Una manera de predecir la corrosión por el Dióxido de Carbono es determinar la presión parcial del gas, la cual se calcula como se muestra a continuación:

$$P_{P(CO_2)} = X(CO_2) x P_T = \frac{\%CO_2 x P_T}{100} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

($P_{P(CO_2)}$)= presión parcial del dióxido de carbono

(P_T)= presión total del sistema

La **Norma MR0175** de la Asociación Nacional de Ingeniería de Corrosión (N.A.C.E) y API publicación N° 6-1976 señala que:

- ❖ Para presiones parciales de CO₂ menores de 7 lpcm la corrosión es leve
- ❖ Para presiones parciales de CO₂ que oscilan entre 7 y 30 lpcm se asume corrosión moderada
- ❖ Para presiones parciales de CO₂ mayores de 30 lpcm la corrosión es severa

Principio que no es siempre aplicable cuando hay presencia de agua salada, ya que las sales disueltas causan tasas de corrosión que se incrementan considerablemente.

La ley de Henry expresa que la cantidad de gas disuelto en una fase líquida es directamente proporcional a la presión parcial del gas sobre el líquido a una temperatura dada, esto se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$C = HxP_p(CO_2) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde

(C)= concentración del gas en solución

(H)= constante de Henry

a. **Tipos de Corrosión por CO₂**

Ikeda[6] ha clasificado la capa de carbonato de hierro en la superficie del metal en tres tipos, dependiendo de las propiedades físicas de la capa y la temperatura a la cual se forma, el producto de la corrosión, que en este caso es el Carbonato Ferroso.

Tipo I

La corrosión es homogénea y ocurre a temperaturas menores de 140 °F y pH menores de 5, que no contribuyen a la formación de una película estable sobre el metal. La disolución del hierro no es alta, pequeñas cantidades de (FeCO₃) se forman en la superficie y por ende el producto de corrosión no cubre enteramente la superficie, y además tiene poca capacidad de adhesión y es arrastrado de la superficie del metal por el fluido en movimiento, pasando a la solución.

Tipo II

La corrosión es localizada, se define para temperaturas intermedias cercanas a los 212 °F. En este rango de temperatura se produce la mayor tasa de corrosión y se observan picaduras en el metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de (FeCO₃), sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta manera la capa de (FeCO₃) será heterogénea de lento crecimiento y porosa, los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, y con ello propician la corrosión localizada

Tipo III

Ocurre a temperaturas superiores a los 392 °F, la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, compacta, adherente y de buenas propiedades mecánicas de (FeCO_3) . La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del FeCO_3 son altas, de tal manera que la nucleación de cristales de FeCO_3 sobre la superficie es rápida y uniforme. Alrededor de los 392 °F se observa un nuevo incremento en la velocidad del proceso de corrosión, el cual podría atribuirse a la formación de un óxido de hierro (Fe_3O_4), disminuyendo la estabilidad y protección de la capa de pasivación. En general, podría establecerse que las velocidades de corrosión por dióxido de carbono alcanzan un máximo cuando la temperatura está por debajo de 212° F.

b. Factores que influyen en el Proceso de corrosión por CO_2

Los factores que influyen sobre este proceso de corrosión son:

- ❖ **pH de la solución:** desempeña un rol importante cuando se forman capas de carbonatos, debido a que la solubilidad de éstos disminuye a medida que el pH aumenta. En el nivel de pH medio es de 4-10, la velocidad de corrosión está controlada por la velocidad de transporte del oxidante y tiende a seguir uno de los tres patrones generales.
- ❖ **Temperatura:** la formación y protección que ofrece la capa de carbonato de hierro depende de la temperatura. La velocidad de corrosión tiende a aumentar conforme se eleva la temperatura, y el aumento de la temperatura disminuye la solubilidad del CO_2 . [4]
- ❖ **Presión:** La presión incrementa la solubilidad del CO_2 en el agua, provocando la disminución del pH y la presión parcial de CO_2 influye de tal forma que la velocidad de corrosión se incrementa en función de ésta en un orden exponencial de 0.5 – 0.8. Como, se sabe la presión es un parámetro de mucha influencia en sistemas gaseosos, por lo tanto su influencia en los procesos de corrosión, tiene que ser tomada en cuenta.
- ❖ **Flujo:** es otra variable muy importante en la corrosión por CO_2 . El flujo en forma líquida afecta las reacciones químicas o electroquímicas en los procesos de corrosión. De tal manera, puede contribuir a la formación de una película estable sobre la superficie del metal por incremento de transferencia de masa, pero también puede remover la capa protectora por erosión.
- ❖ **Concentración:** la concentración de iones inorgánicos, tales como Calcio; (Ca^{+2}); Carbonatos (CO_3^{-2}) y Ferrosos (Fe^{+2}) en solución acuosa, determinan la formación y composición de los productos de corrosión.

Existen también otros factores que afectan la corrosión, tales como la dimensión del

Sistema, el régimen de flujo.; relación volumétrica entre fases, velocidad de los flujos, características fisicoquímicas del medio.; material expuesto y presencia de sólidos en el fluido.

2.2.1.2 Corrosión Ácida o Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)

Este tipo de corrosión; se presenta en la industria petrolera asociada a los pozos de producción de hidrocarburos ácidos o gases ácidos (hidrocarburos con contenido de azufre). La presencia de este gas varía en función del yacimiento en producción. El contenido de azufre presente en el gas es producto de ciertas reacciones químicas con mercaptanos (RHS) y disulfuros (CS₂), así como reacciones metabólicas de organismos microbianos anaerobios.

El gas H₂S disuelto en agua en pequeñas cantidades, puede crear un ambiente sumamente corrosivo, este proceso estará relacionado con la presión de vapor, de la solución formada, y por ende bajo la influencia de todos los factores. Este tipo de ataque puede ser identificado dada la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H₂S. El mecanismo bajo el cual opera se resume en tres etapas

Etapa I

El sulfuro de hidrogeno gaseoso (H₂S) se disuelve en agua donde ocurre una doble disociación, proceso que ocurre, según lo siguiente:



Estas reacciones, no tienen mucha importancia en el proceso de corrosión, ya que su reacción es lenta, por lo tanto su influencia en el proceso de corrosión no es alta

Etapa II

En esta etapa ocurre, la disolución del hierro en la interacara metal/electrolito,



Etapa III

Los cationes Ferrosos (Fe⁺²) reaccionan para formar Sulfuro Ferroso, según la reacción:



Esta última reacción es la reacción de corrosión para la formación de Sulfuro Ferroso. Aunque también hay que tener en cuenta como producto de la corrosión, la reacción:



Reacción que podría ocurrir sin necesidad de la presencia de agua.

La capacidad protectora de la capa de sulfuro de hierro dependerá de las propiedades físicas y homogeneidad de la misma. Varios productos del tipo Fe_xS_y pueden formarse dependiendo de la presión parcial del sulfuro de hidrógeno gaseoso. A presiones parciales de H_2S por debajo de 0,1 lpcm., se forman los productos más protectores (FeS y FeS_2) mientras que por encima de este valor, da lugar a productos más imperfectos (Fe_9S_8) que permiten la difusión del Fe^{2+} y son menos protectores. Además de la corrosión general, se pueden presentar otros dos tipos de corrosión por H_2S . Estos son:

a. Corrosión bajo tensión (CBTS)

Hay presencia de Sulfuro de Hidrógeno en la cual la resistencia mecánica de los aceros, la presencia de esfuerzos residuales y/o externos aunado a un medio sulfurado, promueven este fenómeno. La norma NACE-MR0175 establece criterios para determinar cuando un medio puede ocasionar fallas por corrosión de sulfuros (FCPS), considerando que en un sistema puede ocurrir (FCPS) cuando la presión parcial del H_2S en el gas es mayor o igual a 0,05 lpcm. Adicionalmente la norma especifica que el material debe tener una dureza superior a 22 Unidades de dureza (HRc) para que se considere susceptible a la corrosión bajo tensión en presencia de sulfuros, también indica que es poco probable que en un material con una dureza menor a la indicada ocurra este tipo de corrosión, pero puede ocurrir corrosión uniforme causada por H_2S . La presión parcial del Sulfuro de Hidrógeno, seguramente un poco cuestionada por utilizar el concepto de gas ideal, ya que utiliza el concepto de la ley de Dalton, por lo tanto válida para los gases ideales, se determina por la siguiente fórmula:

$$P_p(H_2S) = P_T X(H_2S) = P_T x ppm, V(H_2S) \times 10^{-6} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

b. Corrosión por Agrietamiento inducido por hidrógeno (CIH)

Este tipo de corrosión involucra la formación, crecimiento y unión de ampollas internas producto de un mecanismo de fragilización por hidrógeno. Este fenómeno a diferencia del de *corrosión bajo tensión* ocurre en algunos aceros de mediana resistencia que generalmente han sido aceptados para operar en ambientes ácidos, según la norma NACE TM0177. Los factores que promueven este tipo de ataque son: pH ácidos, temperatura entre 50 y 95 °F, trabajo en frío, aplicación de esfuerzos externos no necesariamente por encima del valor de fluencia y a presiones parciales de H_2S por encima de 0,015 lpcm.

2.2.1.3 Corrosión por efecto combinado de CO_2 y H_2S

El gas proveniente de los pozos de producción presenta mezcla en concentraciones variables de H_2S , CO_2 y Cl^- . La presencia de alguno de estos agentes, en un medio acuoso, es capaz de producir graves daños por corrosión, pero la combinación de estos puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión y la criticidad del daño esperado. Es

importante el efecto del H₂S en la corrosión por CO₂ y su comportamiento, ya que pueden formarse películas de productos de corrosión en forma competitiva entre sulfuro de hierro(FeS) y carbonato de hierro (FeCO₃), lo que puede, ir en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión, acelerar o disminuir la velocidad de corrosión, por lo que se considera importante definir cuál de los mecanismos de corrosión (por CO₂ o por H₂S) es el predominante, Kane[7] determina el comportamiento de la velocidad de corrosión como relación entre las presiones parciales de H₂S y CO₂ proporciona un indicativo que permitirá determinar el mecanismo de corrosión predominante en el sistema:

$$\left(\frac{P_p(CO_2)}{P_p(H_2S)} \right) \geq 200 \text{ Corrosión por } CO_2 \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$$\left(\frac{P_p(CO_2)}{P_p(H_2S)} \right) \leq 200 \text{ Corrosión por } H_2S \quad (\text{Ec. 2.24})$$

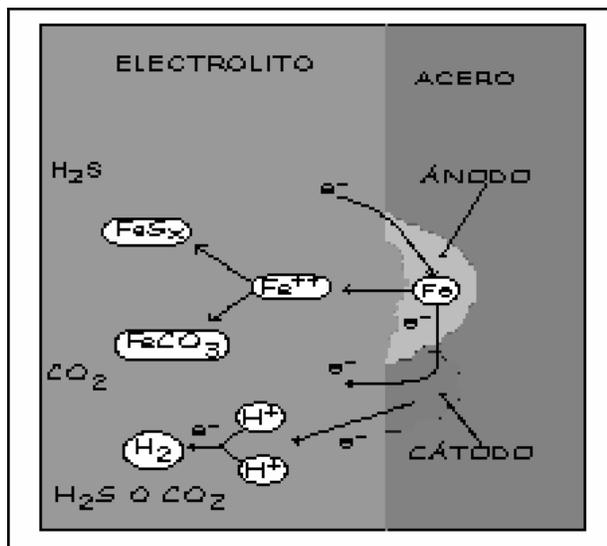


Figura 2. 4. Corrosión por Efecto Combinado de Dióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrogeno

En la figura 2.4 se observan la corrosión electroquímica provocada por la presencia de Sulfuro de Hidrógeno, Dióxido de Carbono y Agua, sistemas gaseosos, los productos de la corrosión son las sales de Carbonato y Sulfuro Ferroso. En este caso la corrosión predominante es la corrosión electroquímica, para lo cual están dadas todas las condiciones, ya que existe la zona anódica, donde ocurre el proceso de oxidación o proceso de corrosión del metal, además están presentes las zonas catódicas, donde ocurre las reacción de reducción., que en este caso específico es la reducción de los hidrógenos formados en la disociación, del ácido carbónico, ácido que se ha formado por la alta solubilidad del

Dióxido de Carbono. En general, este tipo de corrosión es bastante común en la industria petrolera, y por ende en la industria del gas natural.

La corrosión electroquímica está relacionada con la formación de pilas galvánica o pilas de corrosión, todo este proceso se puede demostrar en forma muy fácil, utilizando los conceptos electroquímicos, ya que necesariamente tiene que haber un intercambio de electrones de la zona anódica hacia la zona catódica, electrones que se mueven gracias al electrolito, que en la mayoría de los casos es la misma agua, que actúa como tal.

2.2.2 Elementos responsables de la aparición de la corrosión

Existen cuatro elementos que hacen posible la aparición de la corrosión, estos son, ánodos, cátodos, electrolitos y contacto metálico

- ❖ **Ánodos:** Son áreas del metal donde suceden las reacciones anódicas o de oxidación, éstas consisten en la pérdida de electrones en átomos metálicos eléctricamente neutros para producir iones, que pueden permanecer en la solución o reaccionar para producir productos de corrosión insolubles. Los ánodos se encuentran presentes en el metal debido a las imperfecciones de la superficie, impurezas, cambios de ambiente, entre otros.
- ❖ **Cátodos:** Son las áreas del metal donde suceden reacciones catódicas o de reducción, contrario a los ánodos, estas consumen electrones.
- ❖ **Electrólito:** Es toda solución que permite la transferencia de cargas en forma de iones entre el ánodo y el cátodo.
- ❖ **Contacto metálico:** Es aquel medio por el que los electrones viajan al cátodo.

2.2.3 Factores que influyen en la resistencia a la corrosión

La resistencia que ofrece un material a corroerse es afectado por elementos de diversas naturalezas, entre los cuales están factores: electroquímicos, metalúrgicos y termodinámicos.

2.2.3.1 Factores electroquímicos

Estos factores son importantes en el desarrollo del proceso corrosivo, ya que al ser un proceso electroquímico, involucra esencialmente la producción de flujo de electrones, siendo este gobernado por factores de tipo electroquímico como son:

a. Reacciones electroquímica

Son las reacciones de transferencia de electrones, involucra dos tipos de reacciones:

- ❖ Reacciones anódicas o de oxidación
- ❖ Reacciones catódicas o de reducción.

b. Polarización

Es un proceso mediante el cual dos materiales con diferentes potenciales respecto al hidrogeno, al estar conectados empieza un proceso de corrosión hasta llegar al equilibrio. Al avanzar este proceso, el potencial del ánodo se desvía hacia el cátodo y viceversa. Esta reducción de la fuerza impulsora de corrosión se conoce como polarización, y se puede clasificar en dos formas:

- ❖ Polarización por concentración o difusión.
- ❖ Polarización por inactivación.

La polarización del ánodo ocurre cuando los productos de la corrosión forman una capa adherente que impide el avance adicional del proceso de corrosión. Mientras la polarización del cátodo ocurre cuando los iones hidroxilos (OH-) y el gas hidrogeno o el producto de reacción (película) forman una barrera en la superficie catódica e impiden tanto la difusión del oxígeno e hidrogeno hacia la superficie catódica y por subsiguiente reducción. El proceso de corrosión volverá a iniciarse cuando los efectos de la polarización se hacen presente en donde ocurre una eliminación o ruptura de las barreras anódicas o catódicas establecidas. Para inducir a la despolarización existen varios factores entre los cuales dos de los más importantes son el pH y la velocidad del flujo.

c. Pasividad

Definida como la pérdida de actividad química experimentada por algunos metales y aleaciones bajo condiciones particulares de medio. Esta propiedad favorece a la disminución de las reacciones de corrosión, considerándose como un caso particular de polarización por activación. Se forma una película protectora sobre la superficie del metal cuando se alcanza este estado de pasividad, la cual es estable por encima de ciertas condiciones de oxidación y destruida al ser expuesta a severos ambientes corrosivos. La mayoría de los metales utilizados en la ingeniería poseen esta propiedad por lo que ha sido objeto de estudio y utilizada en el desarrollo de métodos de prevención y control de la corrosión.

2.2.3.2 Factores metalúrgicos

En la mayoría de los casos la estructura metalúrgicas y las aleaciones puede llegar a ser controlada para reducir el ataque corrosivo por lo que esta tiende a tener una gran influencia sobre la resistencia a la corrosión. Entre los factores metalúrgicos se encuentran:

a. Microestructuras

El microestructura en un material metálico es la que determina sus propiedades mecánicas y sus propiedades de resistencia de corrosión.

b. Aleaciones

Son mezclas de dos o más metales utilizadas para cambiar las propiedades mecánicas, físicas y de resistencia a la corrosión de un material. Entre estas se pueden distinguir dos tipos: homogéneas y heterogéneas.

c. Zona de imperfección

Son zonas que se manifiestan como interrupciones en las cadenas de átomos que forman el cristal. Aparecen por la presencia de un átomo, por la ausencia de una matriz de átomo o por su presencia en un lugar equivocado. Estas zonas y los bordes de grano del metal son los puntos más susceptibles a la corrosión.

2.2.3.3 Factores termodinámicos

La termodinámica también se utiliza en el caso de la corrosión, puede determinarse si teóricamente es posible que ocurra este fenómeno, para ello son utilizados los conceptos de:

a. Energía libre

El cambio de energía libre permite determinar si es factible que ocurra el fenómeno de corrosión en un sistema determinado, al ser el cambio de un sistema una medida de su capacidad de producir trabajo.

b. Potencial de celda

Es definido como la diferencia de potencial existente entre el potencial de medida en el ánodo y el cátodo.

2.2.4 Variables físicas que afectan la corrosión

La velocidad de corrosión es controlada por la combinación de uno o varios parámetros que afectan de alguna manera el desarrollo de su mecanismo. Adicional a la temperatura y las presiones parciales del dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno, se tienen otras variables que afectan la velocidad de corrosión, tales como los productos de corrosión, el pH del medio, la presencia de cloruros y la velocidad del medio. A continuación se explica de manera breve el efecto de cada uno de ellos.

2.2.4.1 Productos de la corrosión

Durante el proceso de corrosión es común la formación de capas de FeCO_3 en presencia de dióxido de carbono, estas capas eventualmente podrían conducir a una reducción global de la velocidad de corrosión, aunque la cantidad en que ésta disminuye es difícil de predecir, en vista que existen otros factores involucrados (composición del metal, velocidad de flujo, temperatura, presión parcial del CO_2 , composición de la solución, entre otros)

Los aspectos que influyen en que la capa formada de carbonato de hierro sea protectora son: estabilidad de las capas formadas y adherencia de las capas a la superficie del acero. La estabilidad y la adherencia de la capa de carbonato de hierro es una función de la temperatura y presión parcial del CO_2 , dado que con el aumento de estos factores, se

produce un aumento de la cristalinidad de esta capa. Con el incremento de la cristalinidad se hace más protectora.

2.2.4.2 pH

El pH aumenta la velocidad de corrosión en dos maneras. La velocidad de la disolución anódica y la velocidad de reducción catódica. La velocidad de disolución anódica a un potencial dado, se incrementa proporcionalmente a la concentración de iones hidroxilos hasta un pH de 5, donde la disolución no se ve afectada por un incremento adicional del pH. La reducción catódica del hidroxilo disminuye lentamente por incremento del pH.

Además del efecto en las velocidades de reducción anódica y catódica, el pH tiene un efecto dominante sobre la formación de los productos de corrosión, y debido a esto la solubilidad del carbonato de hierro. En pH menores que 5, la solubilidad del carbonato de hierro es mayor, por lo que la capa formada es bastante porosa, y para pH mayores a 5 la capa podría ser densa y protectora puesto que disminuye la solubilidad de esta.

En presencia de H_2S , el pH de la solución afecta la composición de la capa formada, cuando el pH es de 3 a 4 o es mayor que 9, la película que principalmente es la pirita y triolita y el pH entre 4,0 a 6,3 y entre 8,8 a 10,0, la capa es una mezcla de kansita (Fe_9S_8) (siendo esta la mayor), pirita (Fe_2S) y triolita (FeS). Si el pH está en el rango de 6,6 a 8,4, la capa es totalmente kansita.

2.2.4.3 Velocidad de flujo

Básicamente, cada reacción de corrosión consiste en dos pasos consecutivos:

- a. El transporte de las especies corrosivas a través de la solución o la concentración de las mismas en el borde del metal y la capa formada o coeficiente de transferencia de masa.
- b. Su reacción en el borde de fase o constante de velocidad de reacción; por tanto, una variación en la velocidad de flujo puede afectar cualquiera de estas etapas, lo que resultaría en un incremento o disminución de la velocidad de corrosión.

La velocidad de corrosión se incrementa con un aumento en la velocidad de flujo a pH bajos, esto se explica por una contribución de la transferencia de masa controlada por la reducción del hidroxilo, que produce una acidificación local de la capa. Con un alto valor del pH, la concentración del hidroxilo también es baja, para contribuir y reducir el carbonato de hierro, siendo la disolución del carbonato de hierro también baja.

2.2.4.4 Cloruros

La velocidad de corrosión se incrementa con el aumento de los iones cloruros, sobre el rango de 10.000ppm a 100.000ppm. El efecto aumenta con el incremento de la temperatura sobre los 60°C. Esto se debe a que los iones cloruros de la solución pueden incorporarse dentro y penetrar la capa de corrosión de la superficie, lo cual puede inducir a la desestabilización de la capa corrosiva e incrementar la velocidad de corrosión. La susceptibilidad a la corrosión por picaduras de los aceros de baja aleación, aumenta en altas

concentraciones de iones cloruros. Es importante señalar que la adición de pequeñas cantidades de H₂S, puede reducir el ataque por la formación de un producto de sulfuro de hierro protector; sin embargo, esta capa de sulfuro puede actuar como cátodo sobre el metal menos noble, en este caso el hierro, ocasionando un ataque localizado por corrosión galvánica.

2.2.5 Composición del metal y su efecto en la corrosión

Los metales comerciales no son homogéneos ya que contienen inclusiones, precipitados y quizá varias fases diferentes. El metal al ser colado en un electrolito, existen diferencias potenciales entre estas fases, lo que resulta como celdas de corrosión en la superficie del metal.

El ataque intergranular es causado o acelerado por las diferencias de potencial entre los granos y los límites de estos. El calentamiento local puede resultar en cambios en la naturaleza de las fases o su composición, creando diferencias de potencial, tales como la corrosión en la línea de la soldadura.

De esta manera los metales son esencialmente materiales no homogéneos, y las diferencias de potencial sobre la superficie del metal son un resultado natural y una de las principales causas de corrosión. Es importante considerar que la corriente fluye durante este proceso de corrosión y la cantidad de dicha corriente es una medida de la seguridad de la corrosión; dependiente tanto de la naturaleza del metal como del tipo de ambiente o electrolito.

El acero es el metal más utilizado en los campos petroleros, existen muchos aceros. El simple acero con bajo contenido de carbono es utilizado universalmente en la operación de producción de las líneas, tuberías, tanques y plantas de tratamiento. Sin embargo, algunos otros aceros con contenido de níquel y cromo con algunas aleaciones no ferrosas se utilizan en ciertos renglones tales como bombas y válvulas, pues aportan resistencia a la corrosión.

2.2.6 Métodos de control de corrosión

Entre los métodos comúnmente utilizados para el control de la corrosión en tuberías se encuentran:

- ❖ Recubrimientos protectores y revestimientos
- ❖ Protección catódica
- ❖ Selección de materiales
- ❖ Inhibidores de corrosión.

2.2.6.1 Recubrimientos y revestimientos

Estas son las principales herramientas contra la corrosión, son frecuentemente utilizados conjuntamente con sistemas de protección catódica para optimizar el costo de la protección de tuberías.

2.2.6.2 Protección Catódica

Es una tecnología que utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la normal corrosión externa del metal del que está constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde toda la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo el agua. En tuberías nuevas, la protección catódica ayuda a prevenir la corrosión desde el principio; en tuberías con un período de operación considerable puede ayudar a detener el proceso de corrosión existente y evitar un deterioro mayor. [4]

2.2.6.3 Selección de Materiales

Alude a la adecuada selección y empleo de materiales resistentes a la corrosión, tales como: acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales que extiendan la de vida útil de la tubería. Sin embargo, en la selección de materiales resistentes a la corrosión el criterio principal no es la protección de una estructura, sino la protección o conservación del medio donde esta existe.

2.2.6.4 Inhibidores de Corrosión

Son químicos que se adicionan a los fluidos corrosivos, en un intento para eliminar o reducir el ataque del ambiente sobre el material, bien sea metal o acero de refuerzo en concreto. Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías, previniendo fallas y evitando escapes involuntarios.

La reducción de la tasa de corrosión puede lograrse:

- ❖ Modificando el ambiente, haciéndolo no corrosivo
- ❖ Modificando la interfase entre el medio corrosivo y la superficie metálica, evitando la interacción, para esto se utilizan aminas organicas formadoras de películas.

Los inhibidores cumplen su función a dosis relativamente bajas, y normalmente no interaccionan químicamente en proporciones estequiometricas. La inyección de inhibidores de corrosión es la práctica más común para el control de la corrosión en sistemas que transportan gases agrios.

2.3 GASODUCTOS

Son conjuntos de tuberías, instalaciones y accesorios destinados a transportar gas, que unen centros de producción o almacenamiento con redes de distribución de gas y otros centros de producción, almacenamiento, o consumo.

2.3.1 Tipos de Tuberías

Una gran variedad de tubos y otros conductos, se encuentran disponibles para el abastecimiento de gases o líquidos a los componentes mecánicos, o desde una fuente de abastecimiento a una máquina, en la actualidad, existen muchos tipos de tuberías y en base al material de construcción, se pueden nombrar las siguientes:

2.3.1.1 Tuberías de Polietileno

Normalmente se usa polietileno en las tuberías instaladas hasta la estación de reducción de presión de la industria. Son adecuadas cuando se trata de tuberías enterradas y cuando normalmente las presiones son inferiores a 6 bar.

2.3.1.2 Tuberías de Acero

Estas tuberías se pueden instalar en toda la red de distribución e instalaciones que van desde la estación de regulación hasta el aparato de consumo. Las tuberías de acero siempre deben ser protegidas contra corrosión.

2.3.1.3 Tubería de Acero Sin Costura

El mercado ofrece aceros de aleación de alta calidad y tubería sin costura de acero de aleación mecánica para una amplia gama de industrias. Existen varios tipos: aceros de aleación y de carbón AISI y acero de aleación intermedia para aplicaciones a alta temperatura y resistentes a la corrosión, las tuberías también pueden producirse según las especificaciones del cliente.

2.3.1.4 Tuberías de Cobre

Las tuberías de cobre, también se usan en las instalaciones industriales, normalmente cuando las presiones son inferiores a 6 bar y se recomienda su uso en instalaciones aéreas o visibles.

2.3.2 ACCESORIOS DE TUBERÍAS

Es el conjunto de piezas moldeadas o mecanizadas, que unidas a los tubos mediante un procedimiento determinado, forman las líneas estructurales de un gasoducto

2.3.2.1 Tipos de Accesorios

Entre los tipos de accesorios más comunes se encuentran: bridas, válvulas, codos, empaaduras, reguladores, medidores

A. Bridas

Son accesorios utilizados para conectar tuberías con equipos (bombas, intercambiadores de calor, calderas, etc.) o a otros accesorios (codos, válvulas, etc.). La unión se hace por medio de dos bridas, en la cual una de ellas pertenece a la tubería y la otra al equipo o accesorio a ser conectado. Las ventajas de las uniones bridadas, radican en el hecho de que por estar unidas por espárragos, permite el rápido montaje y desmontaje a objeto de realizar reparaciones o mantenimiento.

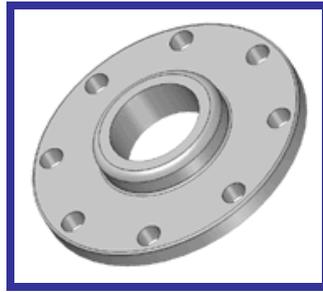


Figura 2. 5. Brida

B. Válvulas

Son accesorios que se utilizan para regular y controlar el fluido de una tubería. Este proceso puede ser desde cero (válvula totalmente cerrada) hasta de flujo (válvula totalmente abierta) y pasa por todas las posiciones intermedias entre estos dos extremos. Es un aparato mecánico, con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de gases o líquidos, mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye, en forma parcial uno o más orificios o conductos. Estos son, unos de los instrumentos de control más esenciales en la industria petrolera. Debido a su diseño y materiales las válvulas, pueden abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar una enorme serie de líquidos y gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos.

En el control automático de los procesos industriales la válvula de control juega un papel muy importante en el bucle de la regulación. Realiza la función de variar el caudal del fluido de control que modifica a su vez el caudal de la variable medida comportándose como un orificio de área continuamente variable. Dentro del bucle de control tiene tanta importancia como el elemento primario, el transmisor y el controlador.

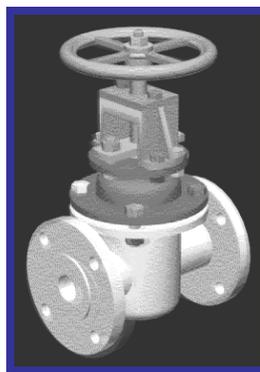


Figura 2. 6. Válvula

C. Codos

Son accesorios de forma curva que se utilizan para cambiar la dirección del flujo de las líneas tantos grados como lo especifiquen los planos o dibujos de tuberías.

Entre los tipos de codos se encuentran los codos estándar que son aquellos que vienen listos para la prefabricación de piezas de tuberías y que son fundidos en una sola pieza con características específicas, estos son:

- Codos estándar de 45°
- Codos estándar de 90°
- Codos estándar de 180°

D. Empacaduras

Es un accesorio utilizado para realizar sellados en juntas mecanizadas existentes en líneas de servicio o plantas en proceso. Entre los tipos de empacaduras se encuentran: empacadura flexitálica, anillos de acero, empacaduras de goma, empacadura completa, empacadura de metal, empacaduras grafitadas, entre otras.

E. Reducciones

Son accesorios de forma cónica fabricadas de diversos materiales y aleaciones. Se utilizan para disminuir el volumen del fluido a través de las líneas de tuberías.



Figura 2. 7. Reductor

Entre los tipos de reducciones se encuentran el estándar concéntrico y se utiliza para disminuir el caudal del fluido, aumentando su velocidad y manteniendo su eje.

2.4 ECUACIONES UTILIZADAS PARA EL CÁLCULO DE TUBERÍAS

2.4.1 Ecuación de Weymouth

Thomas R. Weymouth fue uno de los primeros en desarrollar una ecuación para el flujo de gas que permitiera calcular razonablemente el diámetro requerido de tubería de gas, la ecuación que lleva su nombre fue desarrollada a partir de datos operacionales. Desde que esta relación fue propuesta ha sido extensamente probada y muchas personas han propuesto modificaciones y diferentes técnicas de aplicación que han ido mejorando su exactitud y utilidad. Hoy, estas versiones mejoradas encuentran amplia aplicación en la industria del gas. Esta ecuación y algunas otras han sido derivadas por Jonson y Berward, a partir de un balance de energía que concluye en que todas estas relaciones caen dentro de la fórmula general:

$$Q_h = 1,6156 * \frac{T_b}{P_b} * \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) * d^5}{\gamma * T_f * L * f}} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

En donde:

Qh = caudal (m³/h)

Tb = Temperatura base (288°K)

Pb = presión base (101,325KPa)

d = diámetro (milímetros)

P₁ = presión inicial (KPa)

P₂ = presión final (KPa)

γ = gravedad específica del gas (aire = 1,0)

T_f = temperatura del gas (°K)

L = longitud del tramo (metros)

f = factor de fricción (Adim).

2.4.2 Ecuación de Panhandle

Tal como se explicó en el caso de Weymouth la ecuación de Panhandle, se ha considerado una de las formulas que mayor uso ha tenido en la industria del gas natural para diseño de tuberías. A diferencia Weymouth, la ecuación de Panhandle se emplea para diseño de tubería de alta presión y gran diámetro, dónde la tasa de flujo puede variar notablemente. La ecuación de Panhandle presentada es para ser usada en unidades métricas:

$$Q = (435.87) * \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1.0788} * E * \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0.8539} * T_P * L * Z_P} \right]^{0.5392} * d^{2.6182} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Donde:

Q = caudal (PCD)

d = diámetro (pulg)

P₁ y P₂ = presión (Lpc)

T_f = temperatura del fluido (°K)

L = longitud (Millas)

E = eficiencia (Adim)

Z_p = Factor de Compresibilidad del Gas a Presión y Temperatura Promedio

P_b y T_b = Presión Base y Temperatura Base respectivamente

2.4.3 Panhandle Modificada

$$Q = (737) * E * \left[\frac{T_b}{P_b} \right]^{1.02} * D^{2.53} * \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{\gamma^{0.961} * T_p * Z_p * L} \right)^{0.51} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Dónde:

Q = Tasa de flujo en PCND

D = Diámetro interno del gasoducto en pulg

Tb = Temperatura estándar 520 °R

Pb = Presión estándar 14,7 lpca

Zp = Factor de compresibilidad del gas promedio determinado a Tp y Pp

Tp = Temperatura promedio del flujo, por lo general es constante, Ya que los gasoductos son subterráneos (535 °R)

E = Eficiencia del gasoducto, la cual depende de la rugosidad y edad del gasoducto y también de las características del gas transportado por lo general se considera un valor de 88,5% como normal

L = Longitud de la tubería

2.5 SELECCIÓN DE LA ECUACIÓN DE FLUJO

A continuación en las siguientes tablas, se presentan una serie de consideraciones para la escogencia de ecuaciones de flujo para el diseño de sistemas de distribución de gas propuestas por diversos autores, que de manera general permiten tener una idea de las posibles alternativas de modelos que se pueden aplicar bajo ciertas condiciones.

Tabla 2. 1. Consideraciones para aplicar la Ecuación De Weymouth

Buena	Para tuberías menores de 12"	EXXON
Buena	Para: 2" < D < 16"	M. Martínez
Buena	Flujo completamente turbulento, altas presiones y D < 20"	IGT
Conservadora	Flujo parcialmente turbulento, mediana a alta presión y D < 20"	IGT

No se recomienda para diámetros menores de 2"

Tabla 2. 2. Consideraciones para la aplicación de la Ecuación De PANHANDLE

Recomendable	Para $D < 12''$	EXXON
Buena	Para: $4 \times 10^6 < Re < 40 \times 10^6$, $D > 16''$	M. Martínez
Buena	Para altas temperaturas, flujo parcialmente turbulento, $Re > 300.000$	I.G.T
Relativamente Buena	Para distribución, para presiones medianas y altas, $D > 16''$	I.G.T

Tabla 2. 3. Consideraciones para ecuaciones aplicables a redes de tuberías a bajas presiones.

Oliphant	Recomendada para $P < 35$ lpcm	EXXON
Spliglass	Recomendada para $D < 12''$	I.G.T
Pole	Recomendada para $D < 4''$	I.G.T
Mueller	Muy buena para derivaciones de servicio, diámetros pequeños, tuberías de cobre, aluminio o plásticas. Normalmente se usa con $D < 2''$ y presiones de hasta $1''$ de agua	A.G.A

En general se puede señalar que para el diseño y operación de los gasoductos se requiere contar con una ecuación que relacione las distintas variables que afectan el flujo de gas. En el régimen turbulento una de las ecuaciones que mejor se aproxima al comportamiento del gas es la ecuación de Panhandle modificada.

2.6 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS

Hasta ahora, se han diseñado tuberías capaces de manejar flujos multifásico pero no se sabe con exactitud lo que sucede adentro y por ende se tiende a sobredimensionar el sistema de tuberías y accesorios que vayan a manejar el flujo. Dentro del tubo, la mezcla de fluidos puede presentar diversos arreglos que dependen de las velocidades superficiales y propiedades de cada sustancia así como de la inclinación de la tubería, arreglos que son conocidos como patrones de flujo y tienen gran influencia en la caída de presión que experimenta la mezcla [4]

Algunos investigadores han desarrollado correlaciones para el cálculo de la caída de presión en tuberías, A continuación se describen uno de los métodos más usados para determinar el comportamiento de flujo en tuberías.

Todos estos métodos son empíricos y están basados en datos reales de campo, experimentos de laboratorio o una combinación de ambos. Sus aplicaciones requieren del conocimiento de ciertos parámetros físico-químicos y termodinámicos involucrados en sus

ecuaciones, tales como las propiedades PVT de los fluidos, tensión superficial, masa fluvente, gradiente dinámico de temperatura, etc.[8]

2.6.1 Beggs y Brill.

Presentaron una correlación para flujo bifásico en tuberías, basada en datos experimentales obtenidos en pruebas a pequeña escala. Beggs y Brill definieron tres regímenes de flujo: segregado, intermitente y distribuido, con una zona de transición entre los flujos segregados e intermitente. Para cada patrón de flujo correlacionaron el factor de entrapamiento de líquido, calculando primero el entrapamiento que existiría si la tubería fuera horizontal y, luego, corrigiendo de acuerdo al ángulo de inclinación de la tubería.

La determinación del régimen de flujo requiere del conocimiento previo de varios números adimensionales, entre ellos número de Froude (N_{FR}) que relaciona la velocidad de flujo con el diámetro de la tubería. Las siguientes variables son usadas para determinar el régimen de flujo que existiría si la tubería fuera horizontal. Este régimen de flujo es solamente un parámetro de correlación y no es indicativo del régimen de flujo real, a menos que la tubería sea horizontal.

$$N_{FR} = \frac{V_i^2}{32.2 \phi_i} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

$$\lambda_L = \frac{V_L}{V_T} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0.302} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

$$L_2 = 0,9252 \times 10^{-3} \lambda_L^{-2.4684} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

$$L_3 = 0,1 \lambda_L^{-1.4516} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

$$L_4 = 0,5 \lambda_L^{-6.738} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

λ_L : es definido como el flujo fraccional de líquido que existiría si las velocidades del gas y del líquido fueran iguales, se refiere al llamado entrapamiento de líquido sin deslizamiento (No-slip liquid holdup)

Q_L : caudal de líquido (pie^3/h)

Q_G : caudal de gas (pie^3/h)

V_L : Velocidad del líquido (pie/s)

V_T : Velocidad superficial de la mezcla (pie/s)

Los límites de los regímenes de flujo horizontal para esta correlación son:

Tabla 2. 4. Regímenes de flujo para el método de Begs & Brill

REGIMEN DE FLUJO	LIMITE
SEGREGADO	$\lambda_L < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$ o $\lambda_L \geq 0.02$ y $N_{FR} < L_2$
TRANSICION	$\lambda_L \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$
INTERMITENTE	$\leq \lambda_L < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$ o $\lambda_L \geq 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
DISTRIBUIDO	$\lambda_L < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$ o $\lambda_L \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$

Cuando el flujo se encuentra en el régimen de transición, el factor de entrampamiento de líquido debe ser calculado usando las ecuaciones de los regímenes intermitente y segregado e interpolando con el siguiente factor de peso:

$$H_{L(trans)} = AH_{L(seg)} + (1 - A)H_{L(int)} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Donde

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

Como el factor de entrampamiento de líquido depende del régimen de flujo, viene dado por la expresión siguiente:

$$H_L = H_{L(0)} \Psi \quad (\text{Ec. 2.37})$$

Donde

$H_{L(0)}$ es el factor de entrampamiento de líquido que existiría si la tubería fuese horizontal

Ψ es el factor de corrección por inclinación.

$$H_L = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \Psi \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Los valores de las constantes a, b y c para cada patrón de flujo se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 2. 5. Patrones de flujo (Begg & Brill)

Patrón de flujo	A	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

El valor de $H_{L(0)}$ está limitado a:

$$H_{L(0)} \geq \lambda_L$$

El factor de corrección, ψ , es dado por:

$$\psi = 1 - C[\text{Sen}(1,8\theta) - 0,333\text{Sen}^3(1,8\theta)] \quad (\text{Ec. 2.39})$$

Donde θ es el ángulo de inclinación de la tubería en relación a la horizontal, y

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(d \lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g) \quad (\text{Ec. 2.40})$$

Donde

N_{LV} es el número de velocidad del líquido

d, e, f y g son constantes para cada condición de flujo se dan en la tabla 2.6 cuando **C** está restringido a $C \geq 0$.

Tabla 2. 6. Constantes para flujo inclinado (Beggs & Brill)

Patrón de flujo	φ	d	e	f	g
Segregado	> 0	0.011	3.768	3.539	-1.614
Intermitente	> 0	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido	> 0	No se corrige. $C = 0$, $\psi = 1$			
Todos	< 0	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

Una vez conocido el valor del factor de entrapamiento, la densidad de la mezcla bifásica, puede ser calculada

$$\rho_s = \rho_l * H_L + \rho_g(1 - H_L) \quad (\text{Ec. 2.41})$$

ρ_s : densidad superficial de la mezcla bifásica (lb/pie³)

ρ_l : densidad superficial del líquido (lb/pie³)

ρ_g : densidad superficial del gas (lb/pie³)

$H_{L(0)}$ es el factor de entrapamiento de líquido

El gradiente de presión debido al cambio de elevación es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{elev} = \frac{g}{g_c} \rho_s \text{Sen}\theta \quad (\text{Ec. 2.42})$$

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{elev}$: **gradiente de presión debido a elevación**

ρ_s : densidad superficial de la mezcla bifásica (lb/pie³)

g : aceleración por gravedad (pie/s²)

g_c : factor de corrección gravitacional

El gradiente de presión debido a la fricción es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc} = \frac{(2 * f * \rho_{ns} * L * V_t^2)}{\emptyset * 193} \quad (\text{Ec. 2.43})$$

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc}$: **gradiente de presión debido a fricción**

ρ_{ns} : densidad superficial de la mezcla homogénea (lb/pie³)

f : factor de fricción

L : Longitud (pie)

V_t : Velocidad promedio de la mezcla (pie/s)

\emptyset : diámetro (pulg)

$$\rho_{sm} = \rho_l * \lambda_L + \rho_g(1 - \lambda_L) \quad (\text{Ec. 2.44})$$

ρ_{ns} : densidad superficial de la mezcla homogénea (lb/pie³)

ρ_l : densidad superficial del líquido (lb/pie³)

ρ_g : densidad superficial del gas (lb/pie³)

$H_{L(0)}$ es el factor de entrampamiento de líquido

λ_L : flujo fraccional de líquido

y

$$f = f_n \left(\frac{f}{f_n} \right) \quad (\text{Ec. 2.45})$$

El factor de fricción sin resbalamiento, f_n , es calculado del diagrama de Moody ó mediante la ecuación de Jain o Colebrook para un Número de Reynolds dado por:

$$N_{RE(n)} = \frac{1488 \rho_n v_t \phi_t}{\mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g} \quad (\text{Ec. 2.46})$$

ρ_{ns} : densidad superficial de la mezcla homogénea (lb/pie³)

μ_l : viscosidad del líquido (cp)

μ_g : viscosidad del gas (cp)

λ_L : flujo fraccional de líquido

V_t : Velocidad promedio de la mezcla (pie/s)

\emptyset : diámetro (pulg)

La relación f/f_n es dada por:

$$\frac{f}{f_n} = e^s \quad (\text{Ec. 2.47})$$

Donde

$$s = \frac{\ln X}{-0,0523 + 3,182 \ln X - 0,8725(\ln X)^2 + 0,01853(\ln X)^3} \quad (\text{Ec. 2.48})$$

y

$$X = \frac{\lambda_L}{H_L^2} \quad (\text{Ec. 2.49})$$

Donde:

S: constante adimensional

X: relación entre el flujo fraccional del líquido, y el factor de entrapamiento

La aplicación de la ecuación anterior también está limitada por el valor de X, cuando $1 > X > 1.2$

Si el intervalo es $1 \leq X \leq 1.2$ la función S es calculada por

$$S = \ln 2,2X - 1,2 \quad (\text{Ec. 2.50})$$

Aunque el gradiente de presión debido a aceleración es muy pequeño, excepto para altas velocidades de flujo, debe ser incluido para los cálculos en sistemas con altas tasas de flujo, usando la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{acel}} = \left(\frac{\rho_s * V_t * V_g}{g_c P^*}\right) \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (\text{Ec. 2.51})$$

Donde:

ρ_s : densidad superficial de la mezcla bifásica (lb/pie³)

V_g : Velocidad superficial del gas (pie/s)

V_t : Velocidad superficial de la mezcla (pie/s)

P^* : presión promedio

Definiendo

$$E_k = \frac{\rho_s * V_m * V_{gs}}{g_c * P^* * 144} \quad (\text{Ec. 2.52})$$

Donde:

E_k : Término de la aceleración

V_m : Velocidad promedio de mezcla (pie/s)

V_g : Velocidad superficial del gas (pie/s)

P^* : presión promedio

El gradiente de presión total puede ser calculado mediante la ecuación

$$(\Delta P)_T = \frac{(\Delta P)_{elev} + (\Delta P)_{fricc}}{1 - E_k} \quad (\text{Ec. 2.53})$$

2.7 SIMULACIÓN PARA DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS

En el mercado existen innumerables simuladores de alta calidad y tecnología que son empleados en la actualidad por la industria como un soporte que permite dimensionar cómodamente todas las derivaciones y ramales de complejas redes de tuberías.

2.7.1 Pipephase

Es un simulador de redes de flujo de fluidos en estado estacionario o transitorio, que permite diseñar, evaluar y/u optimizar sistemas complejos de flujo de fluidos a nivel de producción.

CAPITULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1 Estudio de las condiciones internas del oleoducto P-300.

El oleoducto se ha hecho necesario para el transporte ininterrumpido de crudo veinticuatro horas al día, salvo desperfectos o siniestros inesperados, y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofrecer, en igualdad de condiciones.

Para realizar el estudio de este oleoducto, primero es necesario conocer los volúmenes de crudo que se transportarán, así como también sus propiedades, entre ellas su gravedad API, viscosidad, densidad, entre otras. En segundo lugar, se hará un reconocimiento cuidadoso de la ruta a seguir, este incluye la medición de distancias y elevaciones.

El control de la corrosión puede ser un problema complejo, que requiere un análisis detallado, y la comprensión de la variedad de condiciones previstas en la vida del sistema, para la protección interior de las tuberías se utilizan diferentes métodos, entre ellos la inyección de inhibidores, los más utilizados actúan por adsorción o filmicos. Estos compuestos se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal. Para lograr la correcta formación de esta película, se necesita estudiar los distintos factores que podrían afectar la adsorción del inhibidor sobre la superficie del metal, entre los factores más importantes se encuentra la velocidad del fluido, si la velocidad es muy alta puede ocurrir que sobrepase la velocidad de erosión y que la película formada por el inhibidor se pueda ver comprometida o no formarse, esto traería como consecuencia un aumento en la velocidad de corrosión, reduciendo considerablemente la vida útil de las tuberías del sistema, por lo tanto es de suma importancia determinar el rango de velocidad del fluido en el cual el inhibidor pueda cumplir su función de forma eficiente.

En la figura 3.1 que se muestra a continuación se puede observar el tramo donde las velocidades de los fluidos serán estudiadas, a fin de diagnosticar y lograr un aseguramiento de flujo de las líneas en caso que la película anticorrosiva que protege el interior de las tuberías sean arrastrada cuando la velocidad del fluido supere la velocidad de erosión estipulada para el arrastre de dicha película.

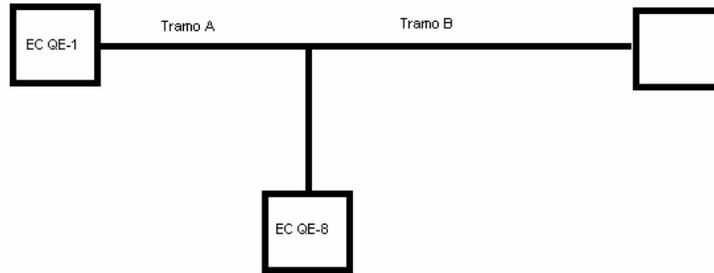


Figura 3. 1. Esquema del sistema de tuberías que conforman el oleoducto P-300.

Teniendo en cuenta que el fluido a manejar proviene de dos fuentes A y B (pozos EC QE-1 y EC QE-8 respectivamente) y su recorrido finaliza en la estación de flujo (EST-FL) las tablas 3.1 y 3.2 siguientes, reflejan las características de los fluidos, y los caudales a manejar en cada tramo. De igual manera en la tabla 3.3 se reflejan los parámetros de diámetro y longitud de cada tramo a tratar.

Tabla 3. 1. Caracterización del Crudo de la Fuente A y de la Fuente B.

CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO		
Propiedad	EC QE-1	EC QE-8
γ_g	0,6379	0,6317
API	51,23	56,77
%AyS	4,9	6,52

Tabla 3. 2. Caudales provenientes de la Fuente A y de la Fuente B

CAUDALES DE LOS FLUIDOS			
Pozo	Qg (MMPCED)	Qo (BlS/D)	Qw (BlS/D)
EC QE-1	127,237	2271	48
EC QE-8	163,203	1992	57

Tabla 3. 3. Parámetros físicos del oleoducto P-300

PARAMETROS DEL OLEODUCTO		
DESCRIPCION	LONG (m)	Φ (pulg), sch 40
Tramo A	4585,4	16
Tramo B	2602,1	16
Tramo C	92	16

En vista de los caudales que manejan las tuberías, conjuntamente con los diámetros de cada una de ellas, un estudio en las velocidades de los flujos se hace necesario, especialmente en el tramo B, donde se maneja la mayor cantidad de fluido, si la velocidad es muy alta puede ocurrir que sobrepase la velocidad de erosión y que la película formada por el inhibidor se pueda ver comprometida.

Es importante mencionar, que valores como la presión en cada una de las líneas es desconocido, excepto en el tramo B donde es conocida la presión de llegada, uno de los datos que se considerará punto de partida para la estimación de otras propiedades.

Otro punto a recalcar es que se trata de tuberías enterradas, la ruta el perfil del terreno no alcanza alturas mayores a 55 metros sobre el nivel de referencia, para esto se hizo necesaria una representación gráfica de la altura correspondiente a las progresivas de la tubería. La topografía es suave y de poca complejidad, este punto es de importancia ya que tomando en cuenta la topografía de los corredores de tuberías, los datos aportados, la base aportada acerca de los patrones de flujo y las velocidades de flujo predominantes, se podrían identificar los puntos más sensibles a la corrosión, suponiendo que los puntos más bajos a lo largo de la tubería del sistema son los más propensos a sufrir daños como consecuencia de acumulación para líquidos.

Las siguientes tablas reflejan la topografía correspondiente a los Tramos A y B, el tramo C es un tramo de 92 metros sin cambios de elevación, a partir de la topografía pudieron obtenerse los perfiles del terreno, las figuras 3.2 y 3.3 son el resultado de esto.

Tabla 3. 4. Topografía del terreno para el Tramo A

ELEVACIÓN	PROGRESIVA
m	m
0	0
-5,6388	66,681
-6,1478	126,66
-10,037	151,26
4,194	408,74
6,6355	433,36
13,396	662,15
16,575	709,7
21,565	863,44
22,415	889,28
24,094	1009,2
26,454	1096,2
13,923	1266,6
13,353	1410,6
10,442	1570,5
8,8331	1650,5
8,9124	1767,4
38,344	1888,4
38,265	1969,2
29,386	2043,7
24,335	2118,5
17,364	2554,2
18,474	2962
38,307	3102,6
43,498	3337,3
38,487	3539,9
32,547	3633,8
31,346	3740,8
27,277	3834,7
19,218	3898,4
6,6965	3999,3
9,7963	4128,8
10,506	4176,7
9,9456	4310,5
8,7356	4356,8
10,665	4435,4
12,774	4530,5
8,6655	4585,4

Tabla 3. 5. Topografía del terreno para el Tramo B

PROGRESIVA	ELEVACIÓN
M	M
0	8,6655
200	15,859
208,31	15,917
297	22,217
353,45	16,548
400	18,014
600	23,601
800	33,049
812,05	33,677
858,57	37,957
1000	38,841
1033,8	39,517
1200	40,517
1400	46,064
1476,6	47,738
1600	47,924
1615,6	47,924
1750,6	49,298
1800	49,478
1944	46,65
2000	46,4
2221,9	46,339
2356,7	52,218
2400	51,856
2602,1	51,819

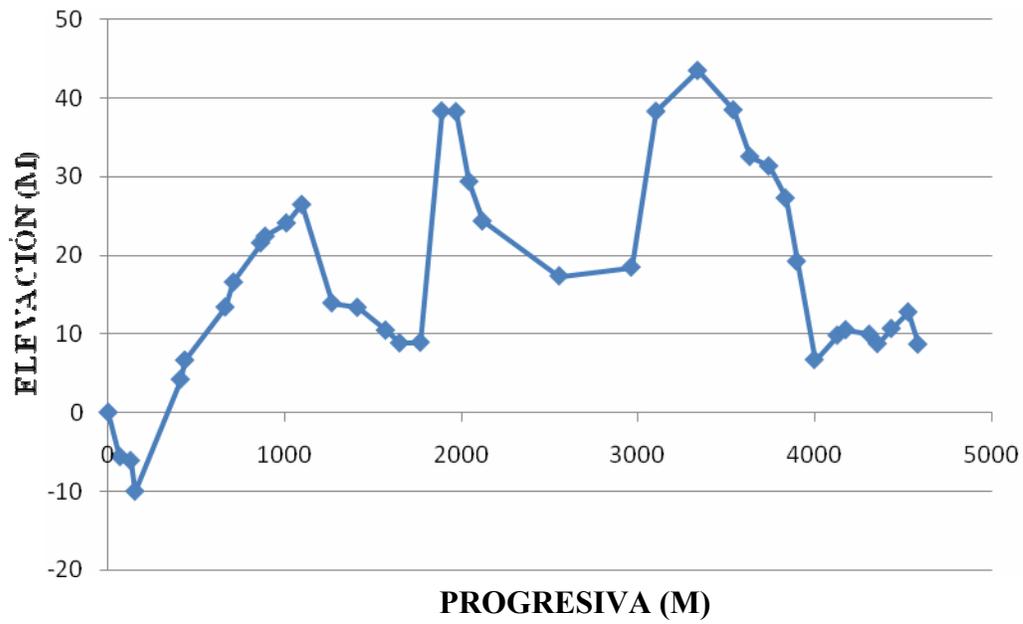


Figura 3. 2. Perfil topográfico del Tramo A

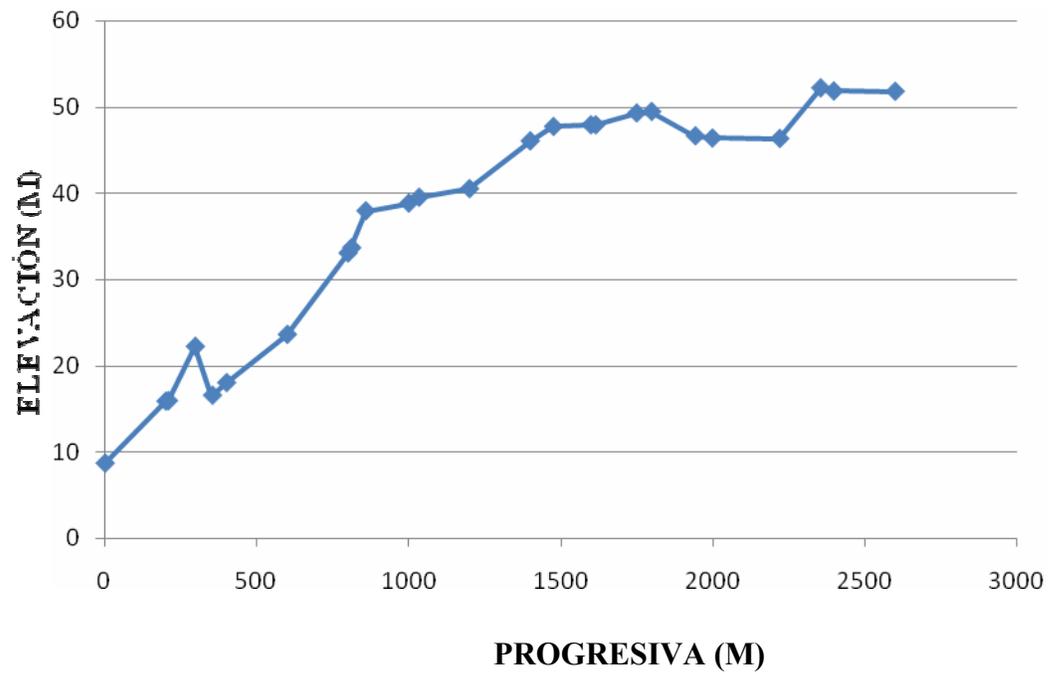


Figura 3. 3. Perfil topográfico del Tramo B

3.2 Cálculo de las velocidades de los flujos en el oleoducto mediante el simulador Pipephase, y modelos matemáticos.

Para realizar la simulación mediante el uso del simulador Pipephase fue necesario lo siguiente:

- A. Recopilación de la información teórica acerca del flujo de fluido dentro las tuberías.
- B. Recopilación de la información requerida para la elaboración del modelo de simulación, tales como parámetros operacionales, tipos de fluidos, perfiles longitudinales de las líneas.
- C. Construcción del modelo de simulación mediante el programa Pipephase, en el cual se procedió de la siguiente manera
 - a. Se fijó el modelo de simulación a utilizar.
 - b. Se definió el tipo de fluido dentro de la tubería.
 - c. Se definió la composición como fluido multifásico riguroso.
 - d. Se fijó el sistema de unidades a utilizar
 - e. Se verificó la información suministrada al programa.

3.2.1 Determinación de la caída de presión por PIPEPHASE.

Para realizar la simulación del oleoducto se utilizó el simulador Pipephase versión 9.1, para obtener la caída de presión en el sistema de tubería, realizándose la corrida correspondiente a los datos, siguiendo el siguiente procedimiento:

El primer paso consistió en ubicar en la ventana de inicio del programa, el icono para crear una nueva simulación, al entrar se visualiza una nueva ventana en la cual se selecciona el tipo de simulación en este caso Network Model.

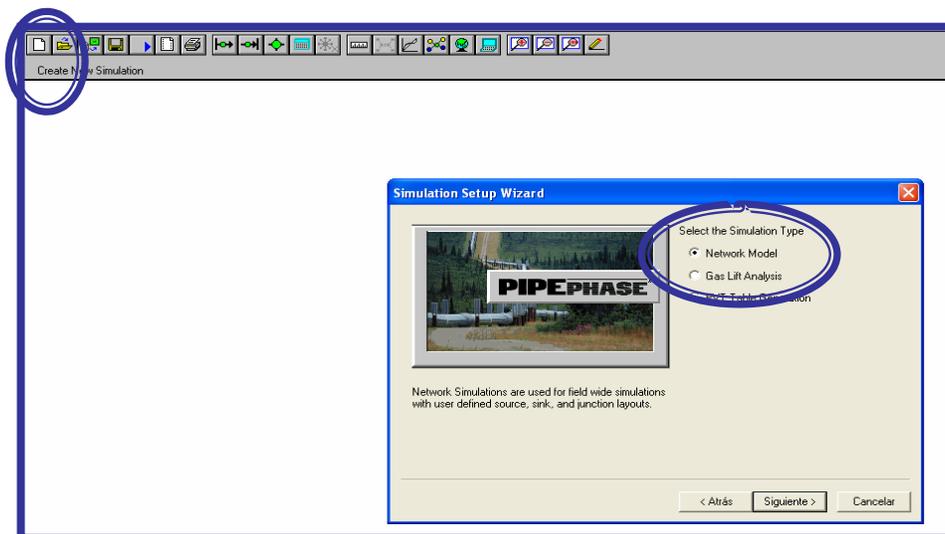


Figura 3. 4. Ventana principal del simulador Pipephase.

Luego se presiona en la opción “siguiente” para entrar a la ventana donde se selecciona el tipo de fluido, tomándose en este estudio el tipo “blackoil”, tal como se muestra en la figura 3.5.

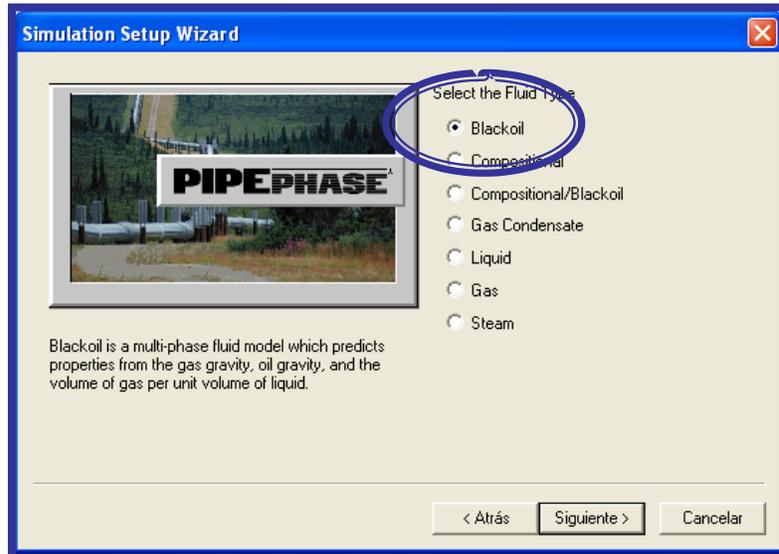


Figura 3. 5. Ventana de selección del tipo de fluido a utilizar.

Luego se selecciona el sistema de unidades, como se muestra en la figura 3.6.



Figura 3. 6. Ventana de selección de unidades.

Posteriormente se confirmaron los pasos anteriores, y se establecieron los sets para caracterizar los fluidos que se utilizaran en la simulación.

Luego se procedió a construir la línea que representa el sistema de tubería en estudio, se ubicó la fuente y el punto de llegada, y si se quiere un estudio más detallado se colocan puntos intermedios los cuales se denominan nodos, y con estos se logra saber lo que ocurre con la caída de presión en tramos seccionados de tubería.

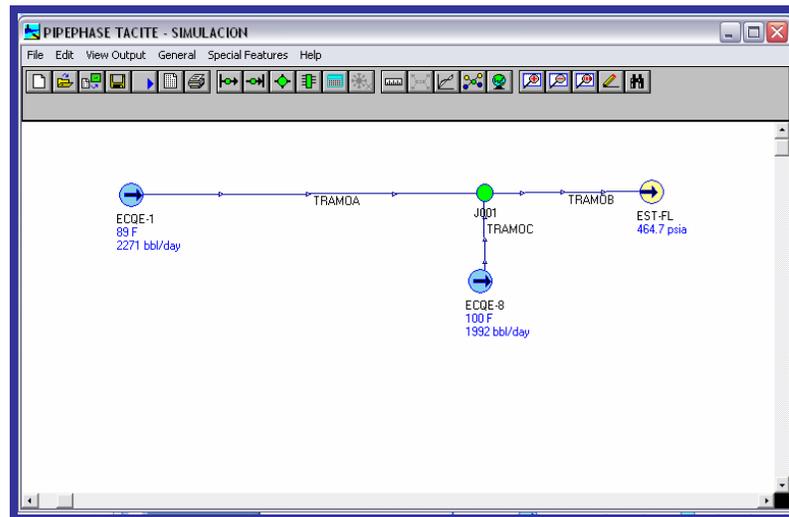


Figura 3. 7. Construcción de las líneas que conforman el oleoducto P-300.

Una vez concluida la línea se procedió a instalar los tramos rectos de tubería y los accesorios que se presentan en el diseño de la misma, haciendo doble clic en cada tramo aparecerá una ventana en la cual se seleccionaron todos los elementos que forman parte de la tubería, tal y como se presenta en la figura 3.8.

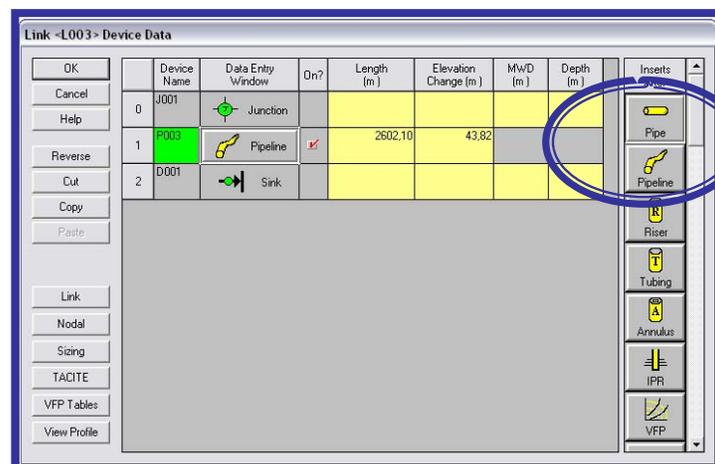


Figura 3. 8. Ventana de selección de tramos rectos y accesorios para la tubería.

Con esta ventana abierta se hizo doble clic en cada tramo o accesorio se abrió la ventana correspondiente a la información a ingresar para cada elemento que constituye la tubería, así como se presenta en la figura 3.9.

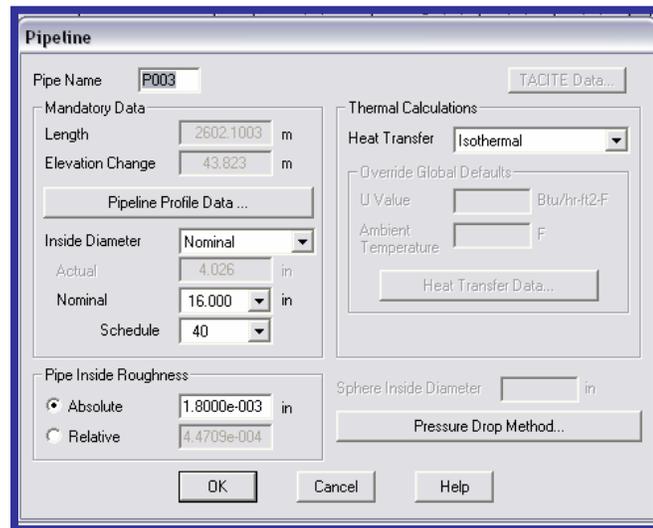


Figura 3. 9. Ventana de selección de las características propias de cada elemento.

En la ventana correspondiente a la designación de los elementos de cada tramo seleccionado se encuentra una opción que dice *view profile* al hacer clic aquí se muestra el perfil del gasoducto tal cual como se amolda al terreno por donde el mismo transita, tal como se muestra en la figura 3.10.

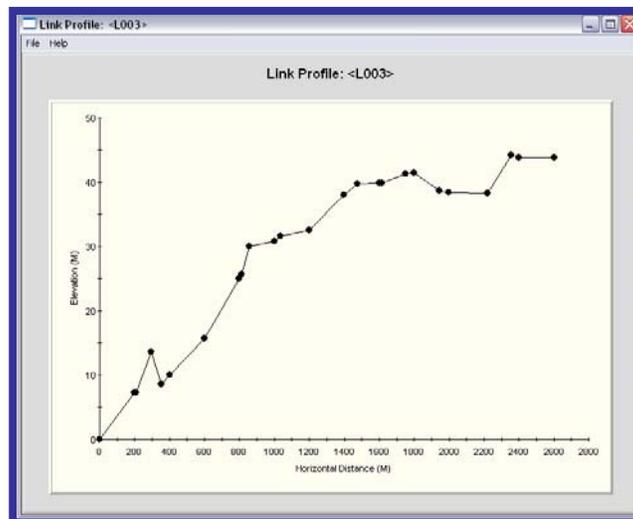


Figura 3. 10. Perfil del tramo de tubería mostrado en el simulador.

Una vez realizados todos estos pasos se procedió a correr la simulación, estimándose las presiones de entrada por ser desconocidas y fijándose el caudal y la presión de salida del sistema, obteniéndose de esta manera una presión a la entrada de 677,4 psia para la Fuente A y 629,6 psia para la Fuente B, así como una presión a la salida de 464,7 psia, además de

otros datos importantes para conocer el comportamiento del sistema. La figura 3.11 muestra algunos de los resultados arrojados por el simulador.

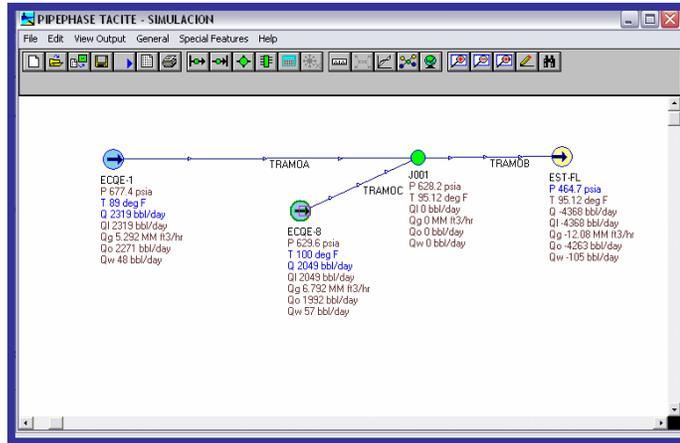


Figura 3. 11. Resultados obtenidos en la corrida del simulador.

Este simulador también suministra información a través de graficas acerca del comportamiento de la presión y la temperatura a lo largo de la tubería, como se puede observar en las figuras 3.12 y 3.13:

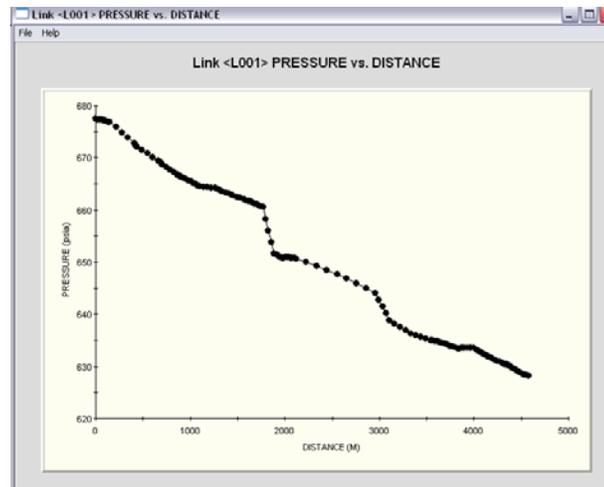


Figura 3. 12. Variación de la presión respecto a la longitud de la tubería.

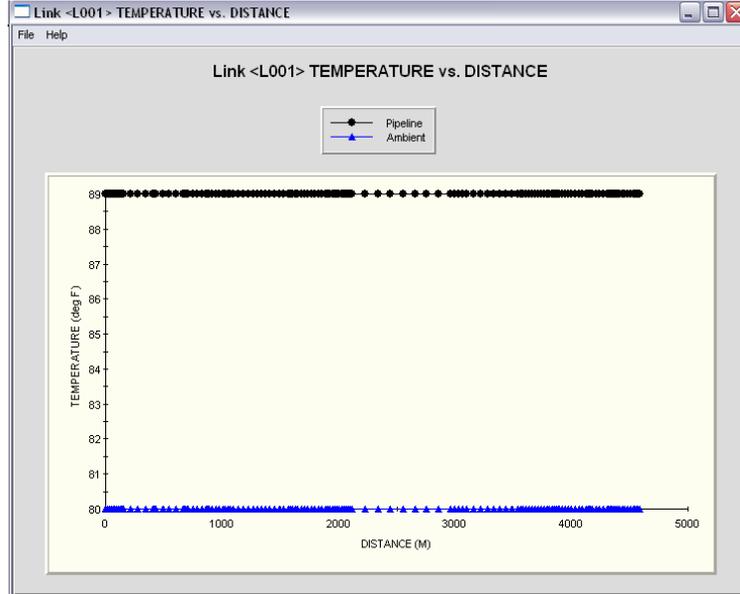


Figura 3. 13. Variación de la temperatura respecto a la longitud de la tubería.

Los datos arrojados por el simulador se muestran en la tabla 3.6, donde se encuentran los perfiles de presiones, los caudales, y los valores de velocidad a lo largo de cada uno de los tramos.

Tabla 3. 6. Presiones, temperaturas y caudales en la entrada, en el junk, y de llegada del oleoducto P-300.

FUENTE	PRESIÓN (PSIA)	TEMPERATURA (DEG F)	CAUDAL LÍQUIDO (BBL/DAY)
EC QE-1	677,41	89,00	2.271,00
EC QE-8	629,57	100,00	1.992,00
J001	628,23	95,12	-
EST-FL	464,70	95,12	4.263,00

Observándose los valores de la tabla 3.6 puede notarse que la caída de presión en la sección que se encuentra entre el J001 y EST-FL (TRAMO B) es elevada en comparación con los otros tramos, en parte debido a que los fluidos provenientes de dos fuentes se encuentran en un mismo punto (J001), sin una variación en el diámetro de la tubería, como consecuencia hay una variación en la energía del fluido que se refleja en el aumento de la velocidad en el tramo, así como también un aumento en la caída de presión. Mientras haya una caída de presión elevada, las velocidades del fluido también serán elevadas.

Adicionalmente, y para efectos de los cálculos tomando datos de la entrada y la salida se calculó una densidad promedio que permitió calcular la velocidad de erosión o límite

para la mezcla, esta velocidad es un parámetro de mucha importancia, ya que indica la máxima velocidad que se puede permitir al fluido para que no haya corrosión (esencialmente por erosión). Se recomienda que las líneas de flujo, múltiples de producción, procesos de cabezales de pozos y otras líneas que transportan gas y líquidos en flujos bifásicos, sean diseñadas principalmente en base en la velocidad erosional del fluido. Investigaciones han revelado que la pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión, proceso que es acelerado por las altas velocidades del fluido, presencia de arenas, presencia de contaminantes corrosivos, entre otros factores, a partir de la ecuación 2.4 puede calcularse la velocidad erosional en el oleoducto. La constante empírica es tomada a razón de 150, ya que se trata de un proceso continuo y con presencia de agentes corrosivos.

Tabla 3. 7 Valores de entrada y salida para el cálculo de la densidad promedio en el Tramo B

	PRESIÓN (psia)	Z	DENSIDAD (lb/pie³)
Entrada	628,23	0,909	2,08
Salida	464,70	0,930	1,54
			1,81

Una vez obtenido este valor, y según la ecuación

$$V_{erosional} = \frac{150}{\sqrt{1,81}}$$

$$V_{erosional} = 111,399286$$

Esta es la máxima velocidad que se puede permitir al fluido dentro de la tubería, sobre esta velocidad sucede el fenómeno de erosión, sin embargo, es de mencionar que las normativas vigentes, recomiendan que el fluido debería mantenerse bajo el 80% de esta velocidad a manera que la integridad de la tubería no se vea comprometida, evitar inconvenientes y problemas operacionales.

Tabla 3. 8. Valores de las velocidades criticas en la tubería

Velocidad erosional (pie/seg)	80% Velocidad erosional (pie/seg)
111,399286	89,1194286

Pese a que sobre los 89 pie/seg la tubería operaría a rangos *seguros*, el uso de inhibidores también tiene impacto sobre los rangos de velocidades que deberían existir en

el oleoducto, y estos al ser de adsorción filmico dependen de las velocidades con que el fluido es transportado. La velocidad de arrastre del inhibidor, que no debería ser superada es de 70 pie/seg, de ser superada, el producto químico sería arrastrado, no cumpliría la función para la cual fue empleado, y significaría pérdidas tanto a nivel de estructuras ya que el ducto se vería comprometido, como de costos, principalmente por el desperdicio del inhibidor.

En la tabla 3.9 se reflejan los valores de velocidades de la mezcla en cada tramo, las caídas de presiones, en ella puede observarse que en el TRAMO B la velocidad de entrada se encuentra sobre los 62 pie/seg y la velocidad de salida corresponde a un valor de 85,76 pie/seg sobrepasando de esta manera las velocidades crítica permitida para que la película inhibidora anticorrosiva no se vea comprometida, que son 70 pie/seg. En los anexos B se encuentran las tablas arrojadas por el simulador, en éstas se especifican de manera detallada los perfiles de velocidad así como caída de presiones a lo largo de tramo.

Tabla 3. 9. Caídas de presión y velocidades de entrada y salida en cada uno de los tramos del oleoducto P-300.

	Caída de presión (PSIA)	Velocidad de entrada (PIE/SEG)	Velocidad de salida (PIE/SEG)
TRAMOA	49,18	24,65	26,79
TRAMOB	163,53	62,18	85,76
TRAMOC	1,34	35,30	35,36

3.2.2 Modelo matemático (Beggs&Brill)

El simulador es una herramienta que permite el diseño, evaluación y optimización de determinados procesos, una de las ventajas de dichos programas, es la rapidez y la exactitud que garantiza a sus. Estos programas computacionales se respaldan en modelos matemáticos.

A continuación se mostrarán algunos procedimientos matemáticos que posteriormente serán comparados con los resultados arrojados por el simulador.

Para el estudio de las velocidades, algunas propiedades y condiciones debían ser conocidas, entre ellas el peso molecular del gas, la densidad, y viscosidad del fluido, en el TRAMO B al tratarse de una mezcla de dos fluidos, se utilizaron métodos como el de Kay para determinar unas propiedades estimadas del fluido. En cuanto a las condiciones, al ser tramos no muy extensos, y considerarse que las temperaturas estaban en un rango cercano a la temperatura ambiente, las líneas fueron asumidas como tramos isotérmicos. Sin embargo, la presión de operación de la tubería se desconocía, por lo que la aplicación de los modelos matemáticos antes mencionados, ha de utilizarse a partir de este punto, en el cual ha de asumirse una caída de presión, y una vez realizados los cálculos correspondientes debe ser comparada, esto será explicado a continuación.

El simulador, basa sus cálculos en este modelo matemático, de tal manera que su procedimiento puede utilizarse para el cálculo manual, y finalmente respaldar los datos arrojados por el paquete informático, en el capítulo anterior se refieren los parámetros teóricos.

3.2.1.1 Cálculos para el primer tramo de la línea de flujo

Ya que el tramo que presenta velocidades de flujo superiores a 70 pie/s es el TRAMO B, será el objeto de enfoque en este trabajo. Dicho tramo refleja una caída de presión de 163 psia, por lo que será la presión promedio asumida como punto de partida para los cálculos manuales. Para el desarrollo de estos cálculos fue necesario segmentar la tubería, también se hace necesario mencionar, que los datos de presiones en cada segmento y propiedades como la viscosidad fueron tomados de los datos arrojados por el simulador.

El TRAMO B en su perfil topográfico muestra variación en su altura, presentándose elevaciones positivas y negativas, en la tabla 3.5 y la figura 3.3 pueden observarse estas variaciones.

3.2.1.2 Calcular las propiedades de los fluidos

Para el cálculo de las propiedades pseudo-críticas se utilizaron las ecuaciones de Sutton.

$$P_{pc} = 756.8 - 131.0 \gamma_g - 3.6 \gamma_g^2 = 672.24 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5 \gamma_g - 74.0 \gamma_g^2 = 361.14 \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Una vez calculada la presión pseudo-crítica y la temperatura pseudo-crítica se procede a determinar la presión y temperatura pseudo-reducida con estos dos valores se obtiene el factor de compresibilidad de la carta generalizada:

$$T_{sr} = T_p/T_{sc} \Rightarrow 555/361.14 \Rightarrow \mathbf{T_{sr} = 1.537} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

$$P_{sr} = P_p/P_{sc} \Rightarrow 546.47/672.25 \Rightarrow \mathbf{P_{sr} = 0.813} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$\mathbf{Z = 0.919}$$

3.2.1.3 Cálculo las tasas volumétricas y las velocidades superficiales del líquido y del gas a condiciones de flujo

$$W_g = 290 \text{ MMPCE} * \left(\frac{1 \text{ lbmol}}{379,4 \text{ PCE}} \right) * \left(\frac{1 \text{ dia}}{24 \text{ horas}} \right) * \left(\frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ seg}} \right) = 8,847 \text{ lbmol} / \text{seg}$$

$$Q_l = 4368 \text{ barr} / \text{dia} * \left(\frac{1 \text{ dia}}{24 \text{ horas}} \right) * \left(\frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ seg}} \right) * \left(\frac{5,615 \text{ pie}^3}{1 \text{ barr}} \right) = 0,2838 \text{ pie}^3 / \text{seg}$$

3.2.1.4 Determinación del Peso molecular del gas

La determinación del peso molecular del gas también es necesaria para el cálculo de la densidad del gas. Conociendo la fórmula para la gravedad específica que relaciona la masa del fluido con la masa del aire se tiene que:

$$\gamma = Mg/Ma \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Despejando

$$Mg = \gamma * Ma \quad (\text{Ec. 3.6})$$

$$Mg = 0,6344 * 28.97$$

$$\mathbf{Mg = 18,379 \text{ lb/lbmol}}$$

3.2.1.5 Determinación de la Densidad

Para determinar la densidad se utilizó la ecuación para gases reales, como se muestra a continuación:

$$P * V = n * R * T * Z \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Sabiendo que $n = m/PM$ la ecuación queda de la siguiente manera;

$$P * V = \left(\frac{m}{PM}\right) * R * T * Z \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Como la densidad es igual a m/v despejando la ecuación anterior se obtiene:

$$\rho = \frac{P * PM}{R * T * Z} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde:

P: presión (psia)

PM: peso molecular (lb/lbmol)

R: Constante universal del gas (10,731 ft*psia/lb-mol*°R)

T: Temperatura (°R)

Z: factor de compresibilidad

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación, se obtiene la densidad del fluido

$$\rho = \frac{622,69 * 18.379}{0.910 * 10.731 * 555} \quad \Rightarrow \quad \mathbf{\rho = 2,112 \text{ Lb/ft}^3}$$

3.2.1.6 Calculo de las velocidades

Velocidad del líquido

$$V_L = \frac{Q_L}{A} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

V_L : velocidad superficial del líquido (pie/s)

Q_L : caudal del líquido (pie³/s)

A : Area transversal (pie²)

$$V_L = \frac{0,2839}{\pi * 1,25^2 / 4}$$

$$V_L = 0,2313 \text{ pie/seg}$$

Velocidad del gas

$$V_g = \frac{Q_g}{A} = \frac{W_g / \rho_g}{A}$$

Donde:

V_g : velocidad superficial del gas (pie/s)

Q_g : caudal del gas (pie³/s)

W_g : flujo masico del gas (lb/s)

ρ_g : densidad del gas (lb/pie³)

A : Area transversal (pie²)

$$V_g = \frac{\frac{162,84 \text{ lb/seg}}{2,111 \text{ lb/pie}^3}}{\pi * 1,25^2 / 4}$$

$$V_g = 63,53 \text{ pie/seg}$$

Velocidad de la mezcla

$$V_t = V_g + V_L \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde:

V_L : velocidad superficial del líquido (pie/s)
 V_g : velocidad superficial del gas (pie/s)
 V_T : velocidad superficial de la mezcla (pie/s)

$$\begin{aligned}
 V_T &= 0,2313 + 62,53 \\
 V_T &= 63,7614 \text{ pie/seg}
 \end{aligned}$$

3.2.1.7 Identificación del patrón de flujo

Con la densidad de la fase líquida y de la fase gaseosa puede calcularse la densidad de la mezcla, suponiendo que el flujo es homogéneo, previamente es necesario calcular la fracción de volumen líquido (λ_L), la cual se obtiene mediante la ecuación 2.29.

$$\lambda_L = \frac{0.2833}{0.2833 + \frac{162,84}{2.111}}$$

$$\lambda_L = 0.0037$$

$$\begin{aligned}
 \rho_{sm} &= 47.65 * (0.0037) + 2.111(1 - 0.0037) \\
 \rho_{sm} &= 2,2795 \text{ lb/pie}^3
 \end{aligned}$$

3.2.1.8 Cálculo del número de Froude

De la ecuación 2.28 puede calcularse el número de Froude

$$N_{FR} = \frac{62,7613^2}{32.2 * 1,25} = 96,91$$

Aplicando las ecuaciones para el cálculo de los parámetros adimensionales (Ecuaciones 2.31, 2.32, 2.33 y 2.34) se calculará el patrón de flujo

$$L_1 = 58,09$$

$$L_2 = 951,38$$

$$L_3 = 343,21$$

$$L_4 = 1,2890E^{+16}$$

Se trata de un flujo distribuido, en vista que sus parámetros se encuentran bajo las siguientes condiciones $\lambda_L < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_I$

3.2.1.9 Cálculo el factor de entrapamiento

Según el método de Beggs&Brill, se calcula el factor de entrapamiento, y se aplica una corrección según el tipo de flujo, pero al tratarse de un flujo distribuido, esta corrección no se realiza. Ya que la constante C tiene un valor de cero, y Ψ (o factor de corrección por inclinación) un valor de 1.

$$H_{L(seg)} = \frac{1,065 \lambda_L^{0.5824}}{N_{FR}^{0.0609}} \Psi_{(seg)} = 0,030$$

3.2.1.10 Cálculo de las densidades

De las ecuaciones 2.41 y 2.44, se obtienen las densidades para la mezcla bifásica y para la mezcla homogénea respectivamente.

$$\rho_s = 47.65 * (0.030) + 2.111(1 - 0.030)$$

$$\rho_s = 3,46 \text{ lbs/ pie}^3$$

$$\rho_{sm} = 47.65 * (0.0037) + 2.111(1 - 0.0037)$$

$$\rho_{sm} = 2,28 \text{ lbs/ pie}^3$$

Con el cálculo de las densidades, se puede calcular la caída de presión por los cambios de elevación. A partir de la ecuación 2.42.

Para el cálculo del gradiente de presión por fricción es necesario otro parámetro conocido como factor de fricción, para este es necesario conocer valores como el número de Reynolds o conocer los valores de rugosidad y diámetro de la tubería.

3.2.1.11 Calcular el factor de fricción

$$N_{RE(n)} = \frac{1488 \rho_n v_t \phi_t}{\mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g}$$

$$N_{RE(n)} = 2,8528E + 07$$

El factor de fricción sin deslizamiento se puede obtener de forma gráfica utilizando los diagramas de Moody (Anexos A.2), aunque también puede calcularse mediante la

ecuación de Jaín o Colebrook. Posterior a ello se utilizan las ecuaciones 2.49 y 2.48 para el cálculo de los parámetros adimensionales X y S respectivamente. El parámetro S, conjuntamente con el factor de fricción sin deslizamiento, es utilizado en la ecuación 2.47 para obtener el factor de fricción.

$$f = 0,0034$$

$$X = \frac{\lambda_L}{H_L^2} = 4,19$$

$$S = 0,51$$

$$f = f_{(n)} e^S = 0,0056$$

De la ecuación 2.43 se calculó el gradiente de presión y el diferencial de presión en el tramo

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{fricc} = 23,20 \text{ psia / pie}$$

A partir de la ecuación 2.52 se determinó el término de la aceleración Ek, y con la ecuación 2.53 se determinó la caída de presión total. Para efectos del segmento, los valores arrojados fueron

$$E_k = 0,0047$$

$$(\Delta P)_T = 23,88$$

Una vez realizado los cálculos en el tramo completo, y realizando una sumatoria total donde se consideran ganancias y pérdidas de presiones, se obtiene que el valor total de la caída de presión es de 140,77 psia. En la tabla 3.10 se muestran los cálculos de importancia para llegar a dicho resultado.

La caída de presión asumida en un principio fue de 163 psia (dato arrojado por el simulador), mientras que por el método el resultado fue 140,77 psia. Resultado que será discutido en el siguiente capítulo.

En la siguiente tabla se muestran los valores resaltantes de dicho cálculo, en los anexos pueden encontrarse las tablas detalladas que corresponden al procedimiento anterior.

Tabla 3. 10. Datos arrojados por el modelo de Beggs & Brill calculado manualmente.

TRAMO	ELEVACION	P _{PROMEDIO}	V _{MEZCLA}	AP _{ELEVACION}	AP _{FRICCION}	AP _{TOTAL}
M	M	(psia)	pie/seg	(psia)	(psia)	(psia)
0,00	0,00	-	62,46			
200,00	7,19	622,69	63,08	0,5670	23,20	23,88
208,31	7,25	616,92	63,74	0,0045	0,97	0,98
297,00	13,55	614,08	64,03	0,4904	10,45	11,00
353,45	8,55	609,99	64,53	-0,4387	-6,71	-6,30
400,00	10,02	607,20	64,82	0,1128	5,56	5,70
600,00	15,61	600,17	65,65	0,4252	24,22	24,78
800,00	25,05	588,48	67,10	0,7057	24,80	25,65
812,05	25,68	582,14	67,90	0,0464	1,51	1,57
858,57	29,96	580,28	68,12	0,3158	5,86	6,21
1000,00	30,85	574,67	68,85	0,0645	18,04	18,21
1033,80	31,52	569,54	69,47	0,0490	4,35	4,43
1200,00	32,52	563,57	70,28	0,0717	21,68	21,88
1400,00	38,07	552,36	71,86	0,3901	26,72	27,28
1476,60	39,74	543,68	73,08	0,1160	10,42	10,61
1600,00	39,93	537,39	74,02	0,0127	17,03	17,15
1615,60	39,93	533,03	74,68	0,0000	2,17	2,19
1750,60	41,30	528,18	75,42	0,0926	19,01	19,24
1800,00	41,48	522,22	76,32	0,0120	7,05	7,11
1944,00	38,65	515,91	77,34	-0,1865	-20,84	-20,81
2000,00	38,40	509,34	78,42	-0,0163	-8,23	-8,27
2221,90	38,34	499,92	79,98	-0,0039	-33,31	-33,57
2356,70	44,22	487,44	82,19	0,3677	20,85	21,39
2400,00	43,86	480,98	83,39	-0,0224	-6,80	-6,84
2602,10	43,82	472,07	84,95	-0,0022	-32,41	-32,69
						140,77

3.3 Estudio de los diferentes tipos de inhibidores de corrosión.

La implementación de algunas sustancias como aditivos en ciertos medios corrosivos, resultan ser muy eficaces para la posible disminución de la corrosión en metales expuestos a dichos ambientes, a estas sustancias se les conoce como inhibidores de corrosión. Su función principal es la de reducir o anular el ataque agresivo del ambiente problema sobre el material o bien sea del metal, debido a su influencia de control sobre las reacciones de las zonas anódicas y catódicas, para de esta manera prevenir fallas en las tuberías transportadoras que puedan ocasionar fugas indeseadas.

Los inhibidores de corrosión, plantean la manera de impedir el libre funcionamiento de las celdas de corrosión, dificultando los procesos parciales que se desarrollan en uno u otro electrodo, puesto que son productos que actúan ya sea formando películas sobre la superficie metálica, tales como los molibdatos, fosfatos o etanolaminas, silicatos, cromatos o bien entregando sus electrones al medio. La eficiencia de cada uno de ellos va en un aumento conjuntamente con la concentración de los mismos.

Es necesario mencionar que en la práctica los inhibidores son productos útiles, rentables y de uso ampliamente difundido dependiendo del proceso donde su aplicación se requiere, es por esto que existe gran variedad de los mismos y se pueden clasificar en diversas formas

- Por su composición {Orgánicos e Inorgánicos.
- Por su mecanismo {De interfase, de membrana, de capa difusa, pasivantes, neutralizadores y captadores de oxígeno.
- Por su aplicación {De corrosión atmosférica, para soluciones acuosas, para soluciones alcalinas, de decapado, para medios no acuosos.
- Por el proceso parcial que interfieren {Anódicos, Catódicos y Mixtos.
- Por sus características químicas {débiles, fuertes e intermedios.

Entre los inhibidores inorgánicos se encuentran: cromatos, nitritos, silicatos y boratos. Entre los inhibidores orgánicos están: alcoholes acetilénicos, aminas, piridinas, iones piridinos, sulfuros y sulfóxidos.

Los inhibidores orgánicos se adsorben físicamente o químicamente sobre la superficie del metal. La adsorción física que ocurre se debe a la atracción electrostática entre los compuestos orgánicos inhibidores y los dipolos de las cargas eléctricas de la superficie del metal. El proceso de inhibición se da en dos etapas: primeramente el compuesto orgánico se fija mediante sus grupos polares a la superficie del metal para luego obtener la reducción del inhibidor, formación de iones complejos, polimerización o formación de precipitados sobre la superficie. Mientras que los inorgánicos se pueden dividir en dos grupos, pasivantes y no pasivantes.

Los inhibidores de corrosión atmosférica son conocidos también como inhibidores en fase vapor, su mecanismo de acción y protección es rodear al metal para protegerlo de una atmósfera inerte. Una característica de estos es su presión de vapor, cuanto más alta genera más consumo y más costos, debe escogerse un inhibidor más volátil mientras más

agresiva sea la atmosfera, no se recomienda utilizarlos en medios abiertos. Los inhibidores para soluciones acuosas generalmente actúan sobre soluciones neutras que pueden ser inhibidas por inhibidores inorgánicos.

La acción electroquímica los inhibidores pueden ser: anódicos, catódicos o mixtos. Y esta clasificación se refiere a la reacción electroquímica a la cual el inhibidor altera su cinética.

Los inhibidores anódicos son aquellos donde el anión del inhibidor forma un compuesto insoluble sobre los ánodos locales con los cationes provenientes de la oxidación del metal. Mientras que los Inhibidores catódicos son los causantes de la formación de un hidróxido insoluble sobre los cátodos locales mediante la intervención del catión del inhibidor. Los mixtos actúan sobre los ánodos y los cátodos.

Clasificar los inhibidores de corrosión es complejo debido a que existen muchas clasificaciones, de las cuales la más aceptada es debida a su mecanismo de acción.

Los pasivadores actúan generando barreras entre el metal y el medio agresivo, mientras que los secuestrantes y neutralizadores actúan sobre el fluido eliminando los agentes agresivos como el oxígeno disuelto, sulfuro de hidrogeno entre otros.

Para la protección interior, la familia de inhibidores más utilizada es la de los inhibidores que actúan por adsorción (filmicos), debido a que se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal. Su nivel de protección depende tanto de su concentración del mismo, que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el compuesto y el metal. Las barreras de inhibidor formadas son hidrofóbicas, las cuales repelen la fase acuosa que contiene las especies corrosivas.

La guía *laboratorio de estabilidad de materiales*, desarrollada por los profesores Nancy Conforti, Bernardo Leighton y Roberto Réquiz, clasifica los inhibidores en 5 tipos según su función y características más importantes [9]:

Tabla 3. 11. Clasificación de los inhibidores de la corrosión ^[9]

TIPO	FUNCIÓN Y CARACTERÍSTICAS.	PRECAUCIÓN
Inhibidores Pasivadores	a.- Estabilizar la película pasiva. b.- Ayudar a la repasivación del metal en caso de que la película sea dañada. c.- Previene la adsorción de aniones agresivos como los cloruros.	Si no es utilizado en cantidades suficientes puede producir corrosión localizada, tal como picadura. Es recomendado usar concentraciones por encima del valor crítico.
Inhibidores Barrera	a.- Actúan como una barrera entre el metal y el medio corrosivo, por la precipitación de un compuesto sobre la superficie. b.- Pueden cubrir la zona anódica, la catódica o ambas. c.- Se adsorben en la superficie física o químicamente.	Los tipos que contienen azufre, no adicionados en concentración suficiente puede estimular la corrosión del hierro. Los que contienen nitrógeno pueden formar compuestos amoniacales que atacan al cobre y sus aleaciones.
Inhibidores Veneno	a.- Inhibe la reacción catódica de reducción de hidrógeno o de oxígeno. b.- En medios ácidos se combinan con el hidrógeno en las zonas catódicas para formar H ₂ . c.- Previenen la adsorción del oxígeno en los sitios catódicos.	Los venenos catódicos son tóxicos para los humanos. Pueden causar daño por hidrógeno al metal debido a la formación de hidrógeno.
Inhibidores Secuestradores	a.- Eliminan el oxígeno disuelto en sistemas cerrados con pH neutros o alcalinos.	No puede ser utilizado con inhibidores pasivadores. No siempre son efectivos en la prevención de las picaduras.
Inhibidores Neutralizadores	a.- Reducen la velocidad de corrosión por la disminución de la concentración de H ⁺ . b.- Controla pequeñas cantidades de HCl, CO ₂ , SO ₂ , H ₂ S, ácidos orgánicos y otros que pueden formarse localmente.	Si se utiliza en sistema donde hay formación de condensados ácidos a partir de vapores, el inhibidor debe estar presente en el condensado, por lo que debe tener las mismas propiedades que el ácido.

Para controlar la corrosión interior en los ductos de transporte de hidrocarburos que contengan agentes agresivos o corrosivos, se han establecido programas preventivos y hecho uso de diversas metodologías tomadas de referencias y prácticas recomendadas a nivel nacional e internacional. Las pruebas de campo y laboratorio, especificaciones de calidad y selección de los inhibidores de corrosión, se ha realizado primordialmente con base en la experiencia y criterios establecidos en las áreas de operación, debido a los resultados obtenidos en la evaluación de la corrosión interior e inyección de inhibidores en ductos.

3.4 Señalar alternativas para el aseguramiento de flujo en la tubería P-300 ante posibles arrastres de la película inhibidora anticorrosiva.

Con el propósito de diagnosticar y adecuar sistemas de control de corrosión para el aseguramiento de flujo de la tubería se realizaron inspecciones visuales, y en algunos casos estudio de planos de diseños.

Sin la debida vigilancia, todos los tipos de tratamiento de protección anticorrosiva acabarán tarde o temprano cediendo a las fuerzas en el medio corrosivo. Una inspección cuidadosa a intervalos regulares, una pronta atención a las áreas críticas, y una cuidadosa documentación de las condiciones para referencia en futuras inspecciones son los puntos fundamentales.

Un estudio de las velocidades de los flujos en el oleoducto P-300, reveló que dichas velocidades en el TRAMO B son superiores a las permitidas para que la película anticorrosiva no sea arrastrada, en este tramo, las velocidades están comprendidas entre 63 pie/seg y superan los 85 pie/seg, mientras que la velocidad de remoción del químico anticorrosivo es de 70 pie/seg. Esto hace necesario plantear alternativas que permitan el aseguramiento de flujo de dicha línea, la finalidad no es más que mantener la integridad del ducto, la prolongación de la vida útil de la tubería, y una continuidad en el servicio.

Para el aseguramiento de flujo ha de considerarse que se tratan de líneas enterradas, por lo que algunas opciones como el remplazo de la tubería serían una de las opciones a ser tomadas en última instancia en caso que las otras no resultasen viables. Entre las alternativas planteadas se tiene un sistema de tuberías en paralelo, de tal manera que la corriente fluida se divida entre las tuberías. En estos sistemas, las pérdidas de energía mecánica son las mismas en cualquiera de las tuberías que conformen el sistema y los caudales son acumulativos.

Antes de señalar las alternativas para el aseguramiento, es necesario saber que para realizar todos los cálculos correspondientes al dimensionamiento de la tubería, el volumen de gas a manejar debería ser conocido o calculado, ya que este es el punto de referencia para establecer la estimación del diámetro de la tubería a partir de una longitud ya establecida.

Ya habiendo mencionado esto, considerando los caudales a manejar, así como la presión que ha de manejarse en el punto EST-FL, se realizaron varias simulaciones, con lo que pueden plantearse lo siguiente:

3.4.1 Sistema de tuberías en paralelo.

En un sistema de tuberías en paralelo, las tuberías deben tener la misma presión de entrada y de salida, de tal manera que la caída de presión en todas las tuberías sea igual y, para el cálculo del caudal total se tendrán dos situaciones. Como lo son las tuberías en paralelo de igual longitud e igual diámetro y/o igual longitud y diferente diámetro, y tuberías de diferente longitud.

En tuberías en paralelo de igual longitud el sistema puede estar constituido por dos o más tuberías en paralelo, las cuales se encuentran a las mismas condiciones físicoquímicas. Esto significa que todas las tuberías, que conforman el sistema deben tener la misma presión de entrada (P_1) y la misma presión de salida (P_2), manejan el mismo gas en idénticas condiciones de temperatura, y lógicamente todas las tuberías del sistema deben de tener la misma caída de presión. La capacidad de transporte de cada línea en forma individual se determina por algunas de las fórmulas, válidas para el cálculo de la tasa de caudal. Lo que significa, que se pueden utilizar las ecuaciones de Weymouth o Panhandle. La suma de la tasa de caudal de cada línea será el caudal total transportado por el gasoducto.

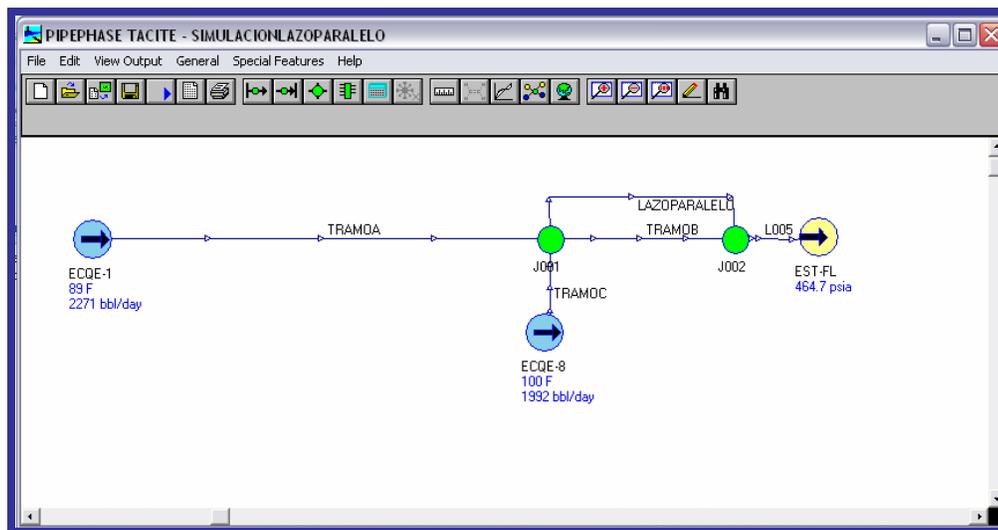


Figura 3. 14. Representación de un lazo paralelo a la tubería.

Teniendo en consideración los caudales a transportar, y la presión de llegada se corrieron varias simulaciones a fin de determinar el diámetro del lazo paralelo a la tubería. Las tablas 3.12, y 3.13 muestran valores caída de presión y velocidades para tuberías de diferentes diámetros (16" y 14" respectivamente) así como caudales y otros valores de importancia.

Tabla 3. 12. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 16 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.

	Diámetro Interno	Temperatura	Caída de Presión	Caudal	Velocidad de entrada	Velocidad de salida
	(PULG)	(°F)	(PSIA)	(B/DAY)	(PIE/SEG)	(PIE/SEG)
TRAMOA	15,00	89,00	-57,21	2.271,00	30,12	33,82
TRAMOB	15,00	95,12	-42,64	2.131,50	39,20	43,03
TRAMOC	15,00	100,00	-1,69	1.992,00	44,43	44,55
LAZO	15,00	95,12	-42,64	2.131,50	39,20	43,03
L005	18,81	95,12	-0,02	4.262,99	54,77	54,78

Tabla 3. 13. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 14 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.

	Diámetro Interno	Temperatura	Caída de Presión	Caudal	Velocidad de entrada	Velocidad de salida
	(PULG)	(° F)	(PSIA)	(B/DAY)	(PIE/SEG)	(PIE/SEG)
TRAMOA	15,00	89,00	-55,94	2.271,00	29,28	32,69
TRAMOB	15,00	95,12	-58,82	2.492,72	44,32	50,30
TRAMOC	15,00	100,00	-1,64	1.992,00	42,97	43,08
LAZO	13,12	95,12	-58,80	1.770,27	41,13	46,68
L005	18,81	95,12	-0,02	4.262,99	54,78	54,78

La tabla 3.14 se presenta a modo de comparación y en ella se reflejan valores de velocidad de las tuberías de 14 y 16 pulgadas, así como también las presiones correspondientes a lo largo de los tramos.

Tabla 3. 14. Presiones de entrada y salida, Velocidades de entrada y salida para tuberías de 14 y 16 pulgadas.

	14 PULGADAS				16 PULGADAS			
	Pe	Ps	Velocidad de entrada	Velocidad de salida	Pe	Ps	Velocidad de entrada	Velocidad de salida
	(PSIA)	(PSIA)	(PIE/SEG)	(PIE/SEG)	(PSIA)	(PSIA)	(PIE/SEG)	(PIE/SEG)
TRAMOA	579,4	523,4	29,28	32,69	564,5	507,3	30,12	33,82
TRAMOB	523,4	464,7	44,32	50,30	507,3	464,7	39,20	43,03
TRAMOC	525,1	523,4	42,97	43,08	509,0	507,3	44,43	44,55
LAZO	523,4	464,7	41,13	46,68	507,3	464,7	39,20	43,03
L005	464,7	464,7	54,78	54,78	464,7	464,7	54,77	54,78

En la tabla 3.14 se refleja, que la velocidad del fluido, en el tramo B de importancia es mayor en el tramo de 14 pulgadas.

3.4.2 Sistema de tuberías separadas

Visto de otra manera, también puede plantearse un sistema donde las líneas se separen, en este sistema el flujo proveniente de EC QE-1 recorrería el TRAMO A y el TRAMO B, mientras que para el fluido proveniente de EC QE-8 contaría con una instalación adicional para su transporte.

En este caso la presión de llegada a la estación de flujo se mantendría, los caudales a transportar también. En la figura3.15 se representa el esquema utilizado para las corridas con el simulador.

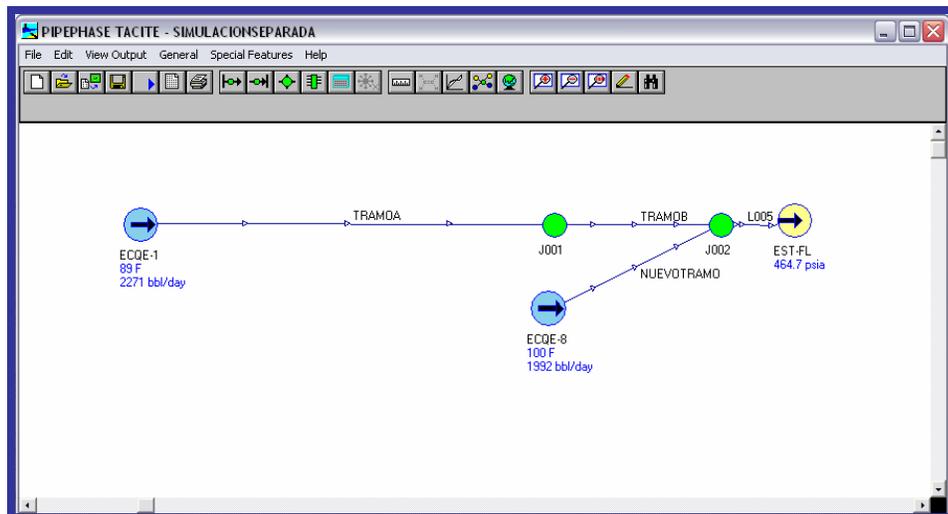


Figura 3. 15. Representación del sistema de tuberías separado.

Como en el caso anterior se utilizaron diferentes diámetros, a manera de comparación, con el fin de determinar cuál es el que más se adapta a las necesidades. A

continuación en las tablas 3.15, 3.16, 3.17 y 3.18 las caídas de presión, temperaturas y velocidades de flujo de entrada y de salida para tuberías de 12”,14” y 16”.

Tabla 3. 15. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 12 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.

	Diámetro Interno	Temperatura	Caída de Presión	Caudal	Velocidad de entrada	Velocidad de salida
	(PULG)	(DEG F)	(PSIA)	(BBL/DAY)	(PIE/SEG)	(PIE/SEG)
TRAMOA	15,00	89,00	-57,85	2.271,00	30,54	30,54
TRAMOB	15,00	89,00	-34,83	2.271,00	34,39	34,39
NUEVOTR	11,94	100,00	-167,75	1.992,00	55,41	76,90
L005	18,81	95,12	-0,02	4.262,99	54,77	54,77

Tabla 3. 16. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 14 pulgadas de diámetro externo y SCH 40.

	Diámetro Interno	Temperatura	Caída de Presión	Caudal	Velocidad de entrada	Velocidad de salida
	(PULG)	(DEG F)	(PSIA)	(BBL/DAY)	(PIE/SEG)	(PIE/SEG)
TRAMOA	15,00	89,00	-57,85	2.271,00	30,54	34,38
TRAMOB	15,00	89,00	-34,83	2.271,00	34,39	37,14
NUEVOTR	13,12	100,00	-109,38	1.992,00	50,98	63,79
L005	18,81	95,12	-0,02	4.262,99	54,77	54,77

Tabla 3. 17. Caída de presión, temperatura, velocidades de entrada y salida para una tubería de 16 pulgadas de diámetro externo y SCH 40..

	Diámetro Interno	Temperatura	Caída de Presión	Caudal	Velocidad de entrada	Velocidad de salida
	(PULG)	(DEG F)	(PSIA)	(BBL/DAY)	(PIE/SEG)	(PIE/SEG)
TRAMOA	15,00	89,00	-57,85	2.271,00	30,54	34,38
TRAMOB	15,00	89,00	-34,83	2.271,00	34,39	37,14
NUEVOTR	15,00	100,00	-54,83	1.992,00	43,45	48,90
L005	18,81	95,12	-0,02	4.262,99	54,78	54,78

CAPITULO IV

RESULTADOS, DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1.1. Realización un estudio de las condiciones internas del oleoducto P-300.

Inicialmente es necesario conocer la situación interna del oleoducto, parámetros de operación relevantes como presión, temperatura, así como valores de concentraciones y presiones de sustancias como CO₂ y H₂. Estas variables permitirán predecir y finalmente controlar la tasa de corrosión dentro del tramo a tratar, y en términos generales, la necesidad de aplicación de un sistema de protección anticorrosiva.

En el caso del oleoducto P-300, se contaban con valores de temperatura, presión a la salida, y caudales. A partir de estos y otros valores proporcionados pudieron estimarse otras propiedades del fluido.

La topografía fue considerada un factor importante de las condiciones, las variaciones en el terreno, así como el hecho de que se considerara una tubería enterrada. De igual manera las variaciones en cuanto a distancia, y elevaciones muy suaves, los tramos no superaron una elevación a los 55 metros sobre el nivel de referencia, y los ángulos de inclinación de los tramos no superaban los 15 grados.

Observándose los valores de la tabla 3.9 puede notarse que la caída de presión en la sección que se encuentra entre el J001 y la llegada (TRAMO B) es elevada en comparación con los otros tramos, en este tramo la variación en la presión es de 163 psia, frente a los 49 psia y a 1 psia presentados en los tramos A y C, respectivamente, esta gran caída de presión en parte se debe a que los fluidos provenientes de dos fuentes se encuentran en un mismo punto (J001), sin una variación en el diámetro de la tubería, y como consecuencia hay una variación en la energía del fluido que se refleja en el aumento de la velocidad en el tramo, así como también un aumento en la caída de presión. Mientras haya una caída de presión elevada, las velocidades del fluido también serán elevadas.

Estas elevadas variaciones en la presión, conjuntamente con las altas velocidades alcanzadas en el TRAMO B que se encuentran entre 63 pie/seg y superan los 85 pie/seg, evidentemente superan la velocidad de arrastre pautada en 70 pie/seg, significando que la película adherida está siendo comprometida, y consecuentemente si no se toman las medidas adecuadas, significara un menor tiempo de vida útil de la tubería, así como perdidas en la producción, gastos en cuanto al inhibidor que está siendo desperdiciando, y costos de mantenimiento e incluso reemplazo en las líneas.

4.1.2. Velocidades de los flujos en el oleoducto mediante el simulador Pipephase, y modelos matemáticos.

Los datos arrojados por el simulador se muestran en las tablas 3.8 y 3.9 y de una manera más detallada en los anexos B, en donde se encuentran en detalle los perfiles de presiones, caudales, y valores de velocidad a lo largo de cada uno de los segmentos. En los tramos principales, las velocidades no superan la velocidad crítica para el arrastre de la película anticorrosiva, sin embargo, en el TRAMO B, las velocidades superan este límite, razón por la cual es necesario señalar alternativas, que aseguren el flujo de la tubería.

Observándose los valores en las tablas mencionadas puede notarse que la caída de presión en la sección que se encuentra entre el J001 y EST-FL (TRAMO B) es elevada en comparación con los otros tramos, en parte debido a que los fluidos provenientes de dos fuentes se encuentran en un mismo punto (J001), sin una variación en el diámetro de la tubería, como consecuencia hay una variación en la energía del fluido que se refleja en el aumento de la velocidad en el tramo, así como también un aumento en la caída de presión. Mientras haya una caída de presión elevada, las velocidades del fluido también serán elevadas.

Aunque el simulador es una herramienta que puede considerarse confiable pues obedece a razones matemáticas desarrolladas y estudiadas previamente, los cálculos manuales aportan confiabilidad y un punto de comparación con la herramienta. El modelo de Beggs & Brill dado que es el mismo que utiliza el simulador, dio base a los cálculos manuales realizados en este proyecto. Inicialmente se tomó una presión estimada de 163 psia, valor proporcionado por el simulador, y dado que la tubería en estudio no perfilaba bajo una inclinación completamente horizontal, si no que contaba con elevaciones positivas y negativas, fue necesario segmentar la tubería, tomando como base el patrón de elevaciones con el que se contaba. De igual manera, existen muchos métodos para el cálculo de las caídas de presiones en tuberías, los manuales PDVSA aportan algunos de ellos, los anexos C pueden observarse algunos de ellos donde se incluye un método que supone una mezcla homogénea de vapor y líquido, sin separación entre fases. Un segundo método que permite la separación entre fases, pero supone que la relación de velocidad local de líquido constante independientemente de la posición. Y un tercer método la predicción del régimen del flujo bifásico, tal como el modelo de Beggs & Brill.

La tabla 4.1 muestra segmentos donde se reflejan las presiones utilizadas tanto por el simulador como para los cálculos manuales, en ella puede observarse una mínima diferencia en las velocidades del líquido, del gas, y de la mezcla en cada uno de los segmentos, pese a que los segmentos tomados para los cálculos manuales son más amplios que los del simulador.

Tabla 4. 1. Valores de presión y velocidades de flujo arrojadas por el simulador Pipephase, y por el modelo matemático Beggs&Brill

TRAMO M	Pipephase					Modelo matemático				
	P _{ent}	P _{sal}	V _{liq}	V _{gas}	V _{mez}	P _{ent}	P _{sal}	V _{liq}	V _{gas}	V _{mez}
0,00	628,23	625,48	0,262	61,917	62,179	628,23	617,14	0,23	62,46	62,69
200,00	617,14	617,03	0,261	62,982	63,243	617,14	616,70	0,23	63,08	63,31
208,31	616,70	615,39	0,261	63,184	63,445	616,70	611,46	0,23	63,74	63,97
297,00	611,46	610,73	0,261	63,709	63,97	611,46	608,51	0,23	64,03	64,26
353,45	608,51	607,86	0,261	64,081	64,342	608,51	605,88	0,23	64,53	64,76
400,00	605,88	603,05	0,261	64,391	64,652	605,88	594,46	0,23	64,82	65,05
600,00	594,46	591,50	0,260	65,609	65,869	594,46	582,50	0,23	65,65	65,88
800,00	582,50	582,32	0,260	67,070	67,33	582,50	581,77	0,23	67,10	67,33
812,05	581,77	581,03	0,260	67,344	67,604	581,77	578,79	0,23	67,90	68,13
858,57	578,79	576,74	0,260	67,686	67,946	578,79	570,55	0,23	68,12	68,35
1000,00	570,55	570,04	0,259	68,664	68,923	570,55	568,52	0,23	68,85	69,08
1033,80	568,52	566,07	0,259	69,035	69,294	568,52	558,62	0,23	69,47	69,7
1200,00	558,62	555,52	0,259	70,230	70,489	558,62	546,11	0,23	70,28	70,51
1400,00	546,11	544,90	0,258	71,928	72,186	546,11	541,26	0,23	71,86	72,09
1476,60	541,26	539,34	0,258	72,770	73,028	541,26	533,53	0,23	73,08	73,31
1600,00	533,53	533,28	0,258	73,857	74,115	533,53	532,54	0,23	74,02	74,25
1615,60	532,54	530,38	0,258	74,135	74,393	532,54	523,82	0,23	74,68	74,91
1750,60	523,82	523,02	0,257	75,317	75,574	523,82	520,61	0,23	75,42	75,65
1800,00	520,61	518,28	0,257	75,930	76,187	520,61	511,20	0,23	76,32	76,55
1944,00	511,20	509,34	0,257	77,309	77,566	511,20	507,48	0,23	77,34	77,57
2000,00	507,48	503,75	0,257	78,043	78,3	507,48	492,36	0,23	78,42	78,65
2221,90	492,36	489,92	0,256	80,364	80,62	492,36	482,52	0,23	79,98	80,21
2356,70	482,52	481,75	0,256	82,250	82,506	482,52	479,44	0,23	82,19	82,42
2400,00	479,44	472,14	0,256	82,979	83,235	479,44	464,70	0,23	83,39	83,62
2602,10	464,70	-	0,255	85,503	85,758	464,70	-	0,23	84,95	85,18

Como el método utilizado está sustentado en suponer un estimado de las caídas de presión a lo largo de la tubería, y a modo de comparación se utilizo el valor arrojado por la simulación. En la tabla 4.2 se reflejan estos valores.

Tabla 4. 2. Caída de presión arrojada por la simulación y método de Beggs&Brill

	Pipephase	Modelo matemático	%ERROR
ΔP_{TOTAL} (psia)	163,53	140,77	13,92

Observando la diferencia entre estos valores, y el porcentaje de diferencia, hay una diferencia apreciable, sin embargo hay que tomar en consideración las segmentaciones de la tubería, así como la precisión, errores que corresponde a la lectura en gráficas, y errores en general por parte de quien ha realizado dichos cálculos, así como otros factores a considerar. No obstante, si se realizarán los cálculos y las segmentaciones tal cual como el simulador las ha utilizado, el error debería ser menor. Para lograr efecto y la convergencia del método utilizado habría que asumir una nueva caída de presión, realizar los cálculos correspondientes, y comparar la presión total arrojada con la asumida. Habiendo dicho esto, y teniendo en cuenta que las velocidades calculadas tanto por el método como por el simulado no tienen una diferencia apreciable, como se refleja en la tabla 4.1, tanto el método como la simulación brindan alternativas confiables a la hora de un estudio de las velocidades.

4.1.3. Estudio de los diferentes tipos de inhibidores de corrosión.

Los inhibidores son sustancias químicas que pueden retardar la corrosión de los metales cuando se añaden en pequeñas concentraciones adecuadas. Estas sustancias utilizadas en la industria son agentes orgánicos que se adhieren sobre la superficie del metal y promueven la formación de una película aceitosa mecánicamente protectora sobre el metal. El inhibidor normalmente tiene al menos un agente químicos altamente polar que se adhiera al metal y uno no polar, una mantisa soluble en aceite que propicia la formación de una película grasosa sobre la capa inhibidora.

Para la protección interior, la familia de inhibidores más utilizada es la de los inhibidores que actúan por adsorción (filmicos), debido a que se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal. Su nivel de protección depende tanto de la concentración del mismo, que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el compuesto y el metal. Las barreras formadas por este tipo de inhibidor son hidrofóbicas, es decir, repelen la fase acuosa que contiene las especies corrosivas. Es por esta razón que los inhibidores de barreras son los mas adecuados para el sistema estudiado el cual posee una producción de agua que, aun siendo no alarmante, se debe considerar de cuidado y recurrir a su previo control, pues estos son los que forman esa contención, entre el metal y el medio corrosivo, que va a proteger dicha tubería internamente del fluido abrasivo.

No existe, sin embargo, un solo inhibidor (universal) que se adapte a todas las situaciones, pues la eficiencia de un inhibidor depende no solamente de la cantidad y propiedades de los líquidos o fluidos producidos ni de las propiedades del inhibidor mismo, sino también de la manera en que se aplica éste y de las condiciones de operación

(temperatura, velocidad de flujo y presión) que tenga el sistema, ya que, los productos inhibidores se fabrican para solucionar problemas específicos, pero no para solucionar problemas de corrosión interior bajo cualquier circunstancia.

Para realizar una comparación y selección entre diferentes inhibidores, se deben realizar las evaluaciones del comportamiento anticorrosivo, calidad y resistencia eléctrica, para estar en posición de determinar la eficiencia, así como tendencia a la emulsión, formación de espuma, persistencia de película y compatibilidad de las muestras, al mismo tiempo y bajo las mismas condiciones. La selección de los inhibidores y los métodos de tratamiento pueden ser complicados, ya que depende de la corrosividad y la composición de los fluidos del campo, tipo de competición del pozo, los niveles de fluido, diámetro del pozo y la variabilidad en los cortes de agua y otras sustancias como CO₂; pues, como se observo anteriormente existen una gama de inhibidores, pero estos deben llegar a la superficie del metal a proteger lo cual puede verse seriamente obstaculizado por razones químicas o bien sea físicas.

Los inhibidores utilizados en pozos de producción están disponibles bien sea como solubles en petróleo, dispensables en el agua o solubles en agua y su efectividad relativa dependerá en gran medida del tipo que mejor pueda disolverse en la fase de humectación del metal y ser absorbido por éste para promover la formación de una película protectora.

Los inhibidores pueden ser también difíciles de aplicar en áreas donde la circulación es lenta o estacionaria y resultaría conveniente emplearlos antes que se forme una capa producto de la corrosión. Ha de tenerse en cuenta, que una baja concentración del inhibidor puede a menudo acelerar más que inhibir la corrosión. En consecuencia, la cantidad de dilución que puede ocurrir desde el punto de inyección a través del recorrido del proceso debería determinarse y usarse para calcular el tamaño de un conjunto a una tasa de flujo de adición continua de dicho inhibidor. El límite mínimo de la concentración debe establecerse a través de pruebas o acatando las recomendaciones del fabricante.

La mayoría de los inhibidores disponibles comercialmente son formulas que pueden contener surfactantes u otros aditivos además del compuesto inhibidor. Estos aditivos son a menudo utilizados para ayudar al inhibidor a llegar y/o depositarse sobre el metal variando su solubilidad relativa en la fase de petróleo o agua o incrementar la dispersibilidad.

El seleccionar el método de tratamiento que asegure la formación de la película sobre el equipo es tan importante como el inhibidor para controlar la corrosión en los pozos de producción. La efectividad de la inhibición debe monitorearse regularmente usando cupones, análisis de concentración y probadores de corrosión conjuntamente con cualquier variación en la presión del CO₂ y en el pH.

4.1.4. Señalamiento de alternativas para el aseguramiento de flujo en la tubería P-300 ante posibles arrastres de la película inhibidora anticorrosiva.

Para que puedan ser efectivos los inhibidores de corrosión y los ductos cumplan con su función de transporte seguro, se requiere que estas estructuras mantengan un nivel de limpieza interior aceptable, para lo cual es necesario establecer un programa de limpieza periódica, en función de los productos contaminantes, el trazo y perfil de los sistemas de ductos, instalaciones existentes superficiales y enterradas a lo largo de la trayectoria, cambios de dirección, espesores de pared de los ductos, condiciones de operación. Esta información permitirá programar con las herramientas adecuadas, las corridas de dispositivos de limpieza para realizar con efectividad la limpieza interior, lo cual será determinante para establecer un programa efectivo de inyección y monitoreo de inhibidores de corrosión.

Se deben vigilar continuamente las condiciones operativas imperantes, ya que cualquier alteración o cambio de estas, pueden ocasionar que la eficiencia de los productos inhibidores de corrosión diseñados o seleccionados específicamente para cada caso puede verse reducida y no apropiada.

Una vez realizado el estudio mediante el simulador y modelos matemáticos, se pudo observar a través del perfil de velocidades en cada uno de los tramos, que en el TRAMO B se supera la velocidad crítica establecida para el arrastre del inhibidor, que son 70 pie/seg, entonces es necesario señalar alternativas para el aseguramiento de flujo en dicho tramo. Estas alternativas evitarán que la velocidad del fluido superen la velocidad crítica, el inhibidor no sea arrastrado, lo que se ve reflejado tanto en la vida útil de la tubería, como en la producción.

Para el posible aseguramiento del flujo bifásico, se plantearon dos alternativas para impedir el arrastre de la película inhibidora formada en el tramo problema, las cuales permitieron la variación de algunos parámetros siendo el diámetro el de mayor importancia. Estas alternativas fueron desarrolladas mediante el uso del simulador Pipephase 9.1, cada alternativa estudiada permitió la comparación para posteriormente optar por la oferta más prudente y beneficiosa solución al problema presentado, debido a las altas velocidades erosivas que, sobrepasaban el valor límite de esta (70 pie/seg), recordando que se tratan de tuberías enterradas, así como también de un sistema donde quiere evitarse la interrupción de la producción.

4.1.4.1. Sistema de tuberías en paralelo

Se realizaron varias corridas, siendo las de 14 y 16 pulgadas de diámetro externo y SCH 40 las más resaltantes

- En esta parte el sistema se mantuvo, pero al tramo en conflicto se adicionó una tubería de igual diámetro (16pulgadas) e igual longitud, paralela al tramo B en forma de lazo, la cual permitió dividir el caudal de los pozos EC QE-1 y EC QE-8, con la finalidad de producir una disminución en la caída de presión y, por lo tanto, una disminución en la

velocidad del fluido en ese tramo. Bajo este diseño, las velocidades de la mezcla para el TRAMO B y el LAZO arrojaron valores 39,90 pie/seg para la entrada y 43,02 pie/seg para la salida..

- Como se mencionó anteriormente, también se realizó una corrida de una tubería paralela con un diámetro diferente e inferior (14") al tramo B, bajo estas condiciones, las velocidades de la mezcla para el TRAMO B arrojaron valores 44,31 pie/seg para la entrada y 50,30 pie/seg para la salida, mientras que para el LAZO los valores fueron 41,13 pie/seg para la entrada y 46,68 pie/seg para la salida.

Se realizó una corrida para un diámetro de 12 pulgadas, sin embargo para las especificaciones que fueron establecidas para el simulador, no logro que la simulación corriera, pero de igual manera es importante mencionar que las velocidades se acercan a la velocidad de 70 pie/seg por lo que podría ser descartada una tubería con este diámetro.

En la tabla 3.14, se contrastan las presiones de entrada y salida para cada uno de los tramos, así como las velocidades en cada tramo las tuberías de 14" y 16". Ambas opciones se mantienen en un rango seguro e incluso permite ligeras variaciones en otras condiciones de operación sin que la película se vea comprometida.

En base a lo ya planteado, las tuberías de 14" y 16" son óptimas para adicionar una tubería en paralelo al sistema, sin embargo hay que considerar factores como son el costo además de los proyectos de ampliación a futuro, así como las especificaciones y normas establecidas para la realización de diseños de tuberías y ductos, cumpliendo con caídas de presiones permisibles y velocidades normadas, pero para cumplir con las necesidades del momento, y evitar el arrastre de la película inhibidora, la tubería de 14" se proyecta como la opción más viable, pero es de tomar en consideración que tuberías de este diámetro son comercialmente difíciles de conseguir, por lo que la tubería de 16" sería la que cubriría ampliamente con las necesidades. Adicionalmente, es de mencionar que para implementar el sistema en tuberías en paralelo la producción debe interrumpirse en algún momento por lo que en caso que se quiera evitar esto, deberían estudiarse otras alternativas que permitan el aseguramiento del flujo sin una significativa interrupción en el servicio.

4.1.4.2. Sistema de tuberías separadas

- Otra de las opciones a plantear es separar las corrientes provenientes de ambos pozos, de manera que las corrientes mantengan un recorrido independiente hasta su destino, en donde se mantienen las condiciones planteadas. Para esto fue necesario obviar el TRAMO C, tramo que conduce a la corriente del pozo EC QE-1 al nodo mediante una tubería de 16 pulgadas, una nueva línea fue creada, manteniendo la longitud del tramo y como en el caso anterior realizando variaciones en el diámetro para comparar la opción más segura y viable. La figura 3.15. representa el esquema planteado para esta situación.

Se utilizaron diámetros de 12", 14" y 16" para realizar las corridas del nuevo tramo, los datos resaltantes se muestran en las tablas 3.15, 3.16 y 3.17 respectivamente. En esta tabla puede leerse que las velocidades máximas alcanzadas por cada uno de los tramos fueron de 76,90 pie/seg para la de 12", 63,79 pie/seg para la de 14" y 48,90 pie/seg para la 16". Razón que hace rápidamente descartable la tubería de 12" al sobrepasar la velocidad establecida. El tramo conformado por los TRAMO A y TRAMO B no representaron gran problema y las velocidades no llegaron a superar los 38 pie/seg para cada una de las corridas, dato que también se corroboran en las tablas antes mencionadas.

Una vez descartada la tubería de 12" de diámetro, las tuberías de 14" y 16" representan las opciones más factibles para el remplazo de la tubería, y como en el caso anterior, hay que considerar costos, ampliaciones a futuro y las especificaciones para el transporte de fluidos, la tubería de 16" sería la más adecuada.

En la siguiente tabla se pueden comparar las alternativas planteadas anteriormente para el caso del lazo paralelo, como para la implementación de un nuevo tramo, recordando que la selección de uno u otro dependerá de las necesidades, especificaciones para el transporte, ampliaciones a futuro, además del costo. En este caso, dado que ya se ha mencionado que se trata de tuberías enterradas, y que se desea mantener una continuidad en la producción, la tubería de 16" en el sistema de tuberías separadas es la mejor opción.

Tabla 4. 3. Valores de caída de presión del sistema original, y de las alternativas planteadas para el aseguramiento de flujo.

	Parámetro	Díámetro Interno	Temp.	Caída de Presión	Caudal	Velocidad de entrada	Velocidad de salida
		(PULG)	(DEG F)	(PSIA)	(BBL/DAY)	(PIE/SEG)	(PIE/SEG)
Inicial	TRAMOB	15	95,12	-163,53	4.263,00	62,18	85,76
Lazo paralelo	TRAMOB	15	95,12	-42,64	2.131,50	39,2	43,03
	LAZO	15	95,12	-42,64	2.131,50	39,2	43,03
	TRAMOB	15	95,12	-58,82	2.492,72	44,32	50,3
	LAZO	13,12	95,12	-58,8	1.770,27	41,13	46,68
Nuevo Tramo	TRAMOB	15	89	-34,83	2.271,00	34,39	34,39
	NUEVOTR	11,94	100	-167,75	1.992,00	55,41	76,9
	TRAMOB	15	89	-34,83	2.271,00	34,39	37,14
	NUEVOTR	13,12	100	-109,38	1.992,00	50,98	63,79
	TRAMOB	15	89	-34,83	2.271,00	34,39	37,14
	NUEVOTR	15	100	-54,83	1.992,00	43,45	48,9

4.2. CONCLUSIONES.

- ✓ El estudio realizado con el simulador Pipephase 9.1 mostró que la caída de presión en el tramo B fue de 163.53psia, siendo esta elevada en comparación con los otros tramos (tramo A = 49.18psia, tramo C= 1.34psia).
- ✓ Las altas velocidades de los fluidos alcanzadas en el TRAMO B que se encuentran entre 63 pie/seg y 85.76 pie/seg, evidentemente superan la velocidad de arrastre de la película anticorrosiva pautada en 70 pie/seg.
- ✓ En los tramos A y C, las velocidades de los flujos no superan la velocidad crítica para el arrastre de la película anticorrosiva.
- ✓ Entre los cálculos realizados por el simulador, y los realizados manualmente por el modelo matemático de Beggs and Brillis hay una desviación de 13,92%.
- ✓ Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías controlando su deterioro por corrosión, ahorran dinero, preservan el ambiente, protege la integridad mecánica de las instalaciones y de las vidas humanas ante las posibles fugas que puedan generarse.
- ✓ La inyección de inhibidores en un sistema debe considerar la naturaleza de los fluidos, direcciones, corrosividad, características de los inhibidores inyectados en cada punto, puntos de intersección de los fluidos, de manera que en estos sitios donde se integran diferentes inhibidores, no se provoquen reacciones envenenantes.
- ✓ Aunque la tubería de 14" cumple con los parámetros para ser añadida como tubería paralela, es de mencionar que son tuberías poco comerciales, por lo que una tubería de 16" sería óptima para aplicar al sistema.
- ✓ Las tuberías de 14" y 16" fueron las opciones más factibles en la adición de un nuevo tramo que permitiese el transporte seguro de los fluidos a través del tramo B. Pero, tomando en consideración que los ductos con diámetro 14" no son comerciales debido a que son difíciles de conseguir en el mercado, la tubería de 16" sería la más adecuada para controlar los problemas de arrastre de la película inhibidora.
- ✓ La tubería de 16" se presenta como la opción más óptima para el aseguramiento de flujo del sistema, permitiendo adicionalmente una continuidad en el servicio.

4.3. RECOMENDACIONES

- ❖ En este estudio, se recomienda la implementación de una tubería de 16" que maneje el fluido proveniente de la fuente B, hasta la estación de llegada.
- ❖ Especificar con claridad las condiciones internas de cada pozo, así como la composición de la mezclas de fluidos existentes en cada uno, para obtener un buen manejo y rendimiento en los cálculos.
- ❖ Mantener bajas caídas de presiones en los tramos, para evitar altas velocidades de los flujos.
- ❖ Para que puedan ser efectivos los inhibidores de corrosión, se requiere que los ductos mantengan un nivel de limpieza interior aceptable, para lo cual es necesario establecer un programa de limpieza en forma periódica.
- ❖ Mantener la concentración óptima del inhibidor.
- ❖ Implementar el tratamiento con inhibidores antes que se forme una capa productora de la corrosión, en el interior de la tubería.
- ❖ Hacer estudio económico que permita seleccionar la alternativa óptima para el aseguramiento de flujo en el oleoducto P-300, entre la construcción de un nuevo tramo o una tubería paralela al tramo B, así como el diámetro de tubería conveniente.
- ❖ De acuerdo con las condiciones operacionales y del fluido que se darán en el nuevo sistema, seleccionar el o los inhibidores de corrosión para aplicar en este.
- ❖ Vigilar oportunamente las condiciones operacionales en el Oleoducto P-300, para garantizar el óptimo funcionamiento de los inhibidores de corrosión.

BIBLIOGRAFIA

[1] Oronel C., “Estudio Experimental del Flujo Bifásico Líquido-Líquido en Tuberías Horizontales y Ligeramente Inclinas”, Anteproyecto de Maestría, Universidad Simón Bolívar, Caracas, 2005

[2] IRVING, Shames; “Mecanica de los fluidos” Editorial Mc. Graw Hill, México, Tercera Edición.

[3] DAILY, James; “Dinamica de los fluidos: con aplicaciones en ingeniería” Trillas, México, 2005

[4] CAMPIONE R., Ana I. “Efecto de la inclinación del tubo en la caída de presión y el *holdup* de líquido para flujo bifásico.” Trabajo de Grado de Pregrado de la Universidad Simón Bolívar. (2004)

[5] RENDON, José G; “Protección contra la corrosión en tuberías”, PDVSA

[6] TRACE, Williams L; “Condensate corrosión inhibitor. A novel aproach. Material Performance” (1981)

[7] KANE, R. D. “Atmospheric Corrosión; Corrosion: Fundamentals, testing and Protection” Vol. 13. (2003)

[8] CRANE, “Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías”. Ediciones Mc. Graw Hill, México (1985).

[9] CONFORTI, Nancy. “Laboratorio de estabilidad de materiales”, Universidad Simón Bolívar, 2003

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Estudio de las velocidades de los flujos dentro del oleoducto P-300 y su influencia sobre la inyección de inhibidores de corrosión
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Mijares C., Grissel Y.	CVLAC: 14.817.953 E MAIL: griffi13@hotmail.com
Senra N. Erlyn d. V.	CVLAC: 17.745.348 E MAIL: erlynsn@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC:

	E MAIL:
--	---------

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Velocidades de Flujo

Oleoducto

Corrosión

Inhibidores de corrosión

Flujo

Simulacion Pipephase

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

En la industria, la corrosión representa un problema alarmante e inevitable, sobre todo en las tuberías, ya que debilita estructuras y equipos

debido a la concentración de contaminantes que acompaña a los fluidos, causando fallas, desperdicios, costos en mantenimiento. Siendo uno de los problemas inminentes, se hace necesario su control y prevención mediante métodos de inyección de sustancias químicas anticorrosivas a las tuberías. Este tipo de compuestos se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas, si la velocidad es muy alta puede ocurrir que sobrepase la velocidad de erosión y que la película formada por el inhibidor se pueda ver comprometida, por lo tanto es de suma importancia determinar el rango de velocidad del fluido en el cual el inhibidor pueda cumplir su función de forma eficiente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Rondón, José J.	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	8.328.657			
	E_MAIL	rondonji@gmail.com			
	E_MAIL				
Parra G., Frank	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8.265.531			
	E_MAIL	frankparrag@gmail.com			
	E_MAIL				
Guerra, Oly C	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	3.733.796			
	E_MAIL	oguerra@judo.edu.ve			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
-----	-----	-----

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Estudio de las velocidades.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K
L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w
x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo con Artículo 57 del reglamento del Trabajo de Grado: _____

“Para la aprobación definitiva de los cursos especiales de grado, como modalidad de trabajo de grado será requisito parcial de la entrega a un jurado calificador de una monografía en la cual se profundiza en uno o más temas relacionados con el área de correspondencia.”

SENRA, ERLYN
AUTOR

MIJARES, GRISSEL
AUTOR

RONDÓN, JOSÉ
TUTOR

PARRA, FRANK
JURADO

GUERRA, OLY
JURADO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS