



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
PRODUCCIÓN

ESTUDIO DE LA EROSIÓN – CORROSIÓN EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
EDGAR LÓPEZ GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS:
Dr. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX.

OCTUBRE 2019

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Camacho Velázquez Rodolfo Gabriel

Secretario: M. C. Escobedo Zenil David

Vocal: Dr. Ramírez Jaramillo Edgar

1^{er.} Suplente: Dr. Marroquín Sánchez Gustavo Jesús

2^{d o.} Suplente: Dr. Albiter Hernández Apolinar

Ciudad Universitaria, CDMX.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Ramírez Jaramillo Edgar



FIRMA

(Segunda hoja)

Agradecimientos

A mi tutor de tesis el Dr. Edgar Ramírez Jaramillo por su apoyo y tiempo para concluir este proyecto.

En estas líneas quiero agradecer a todas las personas que hicieron posible esta tesis y que de alguna manera estuvieron conmigo en todo momento. No tengo palabras para agradecerles las incontables veces que me brindaron su apoyo en todas las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida. Gracias por darme un poco su tiempo y mucho de su apoyo.

Dedicatoria

Quiero dedicar esta tesis a mi esposa Maribel, quien siempre ha sido el motor que mueve mi mundo y la inspiración de todos los días.

A mi madre porque siempre ha sido un pilar fundamental para todos mis proyectos, siempre apoyándome, siempre motivándome, te amo Ma.

A mi padre por apoyarme siempre y por darme ánimos y consejos cuando mas los necesitaba, te amo Pa.

A mis hermanos Cristina, Aldo y Austin a quienes amo profundamente, y quienes son la motivación extra para no rendirme

A mis abuelos Marcelino y Paula que siempre me han consentido y mimado.

A mi abuela Lucrecia que me cuida desde lo alto.

A mi tíos: Miguelina, Neftalí, Adelín, que siempre me han apoyado en las buenas y sobre todo en la malas, siempre han sido mis segundos padres, los quiero muchísimo.

A todos mis amigos que siempre me han apoyado de diferentes formas y que siempre están disponibles para una buena conversación.

Índice

Resumen	1
Introducción	3
1. Fundamentos	5
1.1. Hidrocarburos	5
1.1.1. Análisis composicional	6
1.1.2. Tipos de corrosión	7
1.2. Arena y finos	7
1.2.1. Transporte de arena	8
1.2.2. Determinación del tipo de arena	9
1.3. Flujo multifásico	9
1.3.1. Correlación de Beggs y Brill	12
2. Tipos de corrosión	14
2.1. Corrosión dulce (Corrosión por CO ₂)	17
2.2. Corrosión amarga (Corrosión por H ₂ S)	19
2.3. Corrosión por oxígeno	20
2.4. Corrosión galvánica	21
2.5. Corrosión por erosión	22
2.6. Corrosión por hendidura	23
2.7. Corrosión microbológica	24

2.8.	Corrosión por agrietamiento por esfuerzo	25
3.	Fenómenos de erosión	26
3.1.	Erosión por arena	26
3.2.	Condiciones de transporte de arena	27
3.3.	Modelos de erosión	29
3.3.1.	Modelo de Finnie	30
3.3.2.	Modelo de Tilly	31
3.3.3.	Modelo de Ahlet	31
3.3.4.	Modelo de Shirazi, McLaury y Shadeley	32
3.3.5.	Modelo de Mazumder	39
4.	Modelo integral de corrosión - erosión	42
4.1.	Modelo de flujo	42
4.2.	Tasa de erosión	43
4.3.	Tiempo estimado de erosión	45
4.4.	Determinación de la corrosión	46
4.5.	Metodología	46
5.	Casos de estudio	49
5.1.	Modelo integral	49
5.1.1.	Geometría del pozo	50
5.1.2.	Datos de la tubería	52
5.1.3.	Datos de la arena	52
5.2.	Caso A	54
5.3.	Caso B	55
5.4.	Caso C	56
6.	Resultados	57
6.1.	Análisis de resultados	58

6.1.1.	Resultados generales del modelo integral	58
6.1.1.1.	Caso A	60
6.1.1.2.	Caso B	61
6.1.1.3.	Caso C	62
6.1.2.	Velocidad de erosión	63
6.1.2.1.	Caso A	64
6.1.2.2.	Caso B	65
6.1.2.3.	Caso C	66
6.1.3.	Resultados particulares del Caso A	67
6.1.4.	Resultados particulares del Caso B	69
6.1.5.	Resultados particulares del Caso C	70
	Conclusiones	73
	Recomendaciones	75
	Bibliografía	77
	Anexo A	81

Índice de Figuras

1.1. Patrones de flujo Horizontal [1].	10
1.2. Patrones de flujo Vertical [2].	11
1.3. Mapa de patrones de flujo establecidos por Beggs y Brill [1].	13
2.1. Electroquímica de la Corrosión [7].	17
2.2. Corrosión interna en un oleoducto [7].	19
2.3. Oleoducto con corrosión por H ₂ S [7].	20
2.4. Corrosión galvánica [21].	21
2.5. Corrosión por Erosión [23].	22
2.6. Etapas de la Corrosión por hendidura [24].	23
2.7. Tubería afectada por Corrosión microbacteriana [7].	25
3.1. Colisión directa y aleatoria en codos y tuberías, Ahlert (1994)[30].	32
3.2. Gráfica para obtener la velocidad de impacto de la partícula, Shirazi, McLaury y Shadeley (1994)[31].	33
4.1. Imagen idealizada de grano abrasivo golpeando una superficie y eliminando material [28].	44
4.2. Diagrama de flujo de modelo de erosión - corrosión.	48
5.1. Trayectorias propuestas para los casos A, B y C.	51
6.1. Resultados Caso A	60
6.2. Resultados Caso B	61
6.3. Resultados Caso C	62
6.4. Velocidades de erosión, Caso A	64

6.5. Velocidades de erosión.	65
6.6. Velocidades de erosión.	66
6.7. Pantalla principal del programa.	81
6.8. Datos de entrada.	82
6.9. Datos de producción y propiedades.	82
6.10. Datos de granulometría.	83
6.11. Datos de la composición de fluidos.	83
6.12. Datos registro de desviación.	84
6.13. Modelo integral.	84
6.14. Gráficas modelo integral.	85
6.15. Norma API 14E.	85
6.16. Gráficas de norma API 14E.	86

Índice de Tablas

3.1. Factor empírico de material (F_M) para diferentes materiales.	34
3.2. Factores de forma de arena (F_S) para diferentes tipos.	35
3.3. Factores de penetración (F_P) para geometrías de codo y T.	35
4.1. Espesores de tuberías de producción de 2 ⁷ / ₈ plg.	45
5.1. Espesor de la tubería de producción de 2 ⁷ / ₈ plg.	52
5.2. Análisis granulométrico.	53
5.3. Datos de producción caso A.	54
5.4. Análisis composicional, PVT caso A.	54
5.5. Datos de Producción caso B.	55
5.6. Análisis composicional, PVT caso B.	55
5.7. Datos de Producción caso C.	56
5.8. Análisis composicional, PVT caso C.	56
6.1. Diseño de la tubería de acuerdo a la norma API 14E.	67
6.2. Caso A. Valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h).	67
6.3. Caso A. Tiempo estimado de erosión modelo integral.	68
6.4. Diseño de la tubería de acuerdo a la norma API 14E.	69
6.5. Caso B. Valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h).	69
6.6. Caso B. Tiempo estimado de erosión modelo integral.	70
6.7. Diseño norma API 14E.	71
6.8. Caso C. Valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h).	71

6.9. Caso C. Tiempo estimado de erosión modelo integral 72

Resumen

Para calcular la erosión al interior de las tuberías y las reacciones químicas con los fluidos que se mueven a través de ellas, es necesario realizar una investigación exhaustiva en las diferentes fuentes de información disponibles, tales como; estudios de erosión corrosión, y desarrollo de nuevas tecnologías.

Una vez establecidas las ecuaciones y modelos matemáticos, se define la metodología de trabajo para desarrollar un modelo capaz de integrar los datos de producción del pozo (O , Q_g , P_{wh} , P_{wf} , $\%W$, etc.), así como la composición del fluido producido en el pozo (análisis PVT), características de la arena presente en el fluido producido (tamaño, forma, redondez), estado mecánico del pozo (geometría) y tipo de tubería utilizada (diámetro, espesor, grado); y como parte de este trabajo se utiliza el modelo propuesto por Shirazi, McLaury y Shadeley, y la correlación de Beggs y Brill, para calcular la profundidad de erosión y los patrones de flujo respectivamente, todo esto con el objetivo final de determinar el tiempo estimado de erosión en la pared interna de la tubería y la reacción química predominante que da inicio a la corrosión, una vez removido el recubrimiento de la misma.

La validación del programa de computo desarrollado en Matlab, el cual presenta el modelo integral, se hace en dos etapas. La primer etapa comprueba la reproducción de la ecuación y los datos reportados en el estudio realizado por Shirazi et al. La segunda etapa se realiza con el software Prosper para validar la ecuación de Beggs y Brill. Es importante mencionar que este modelo integral solo es aplicable a pozos productores de aceite negro, debido a las características propias de las ecuaciones, así como a las consideraciones en el arrastre de las partículas de arena.

Con la herramienta computacional, se analizan tres casos de estudios con diferentes

condiciones de producción y composición de fluidos, así como el cálculo de la erosión con la norma API 14E, la cuál se utiliza para comparar los resultados con diferentes metodologías. La herramienta computacional también muestra los tiempos estimados para la erosión del espesor de la tubería a diferentes porcentajes, así como el tipo de corrosión que se presenta en función de la composición de los fluidos transportados.

Los resultados muestran que los principales parámetros son la velocidad de impacto y el tamaño de las partículas de arena, las velocidades superficiales de líquido y gas, los patrones de flujo a lo largo de la tubería. Es imperativo hacer un modelado del pozo que represente el comportamiento de los fluidos, ya que de no hacerlo se podría sobrestimar o subestimar los valores de la velocidad de la mezcla, dando como resultado situaciones no deseadas como pozos fuera de operación y paros de producción.

Introducción

La erosión-corrosión es actualmente uno de los principales retos que enfrenta la industria petrolera, ya que además de disminuir la vida útil de las instalaciones y afectar la integridad de las mismas, anualmente genera daños por millones de dólares alrededor del mundo. Por tal motivo es de suma importancia realizar estudios para prevenir y mitigar los efectos de la erosión-corrosión al interior de los pozos productores de hidrocarburos.

En la actualidad no existe una herramienta que sea capaz de determinar el tiempo de vida y tasa de erosión, de una tubería al interior de un pozo que produce arena. El presente trabajo plantea dos objetivos principales para dar inicio a la solución de una problemática con muy poco desarrollo, los cuáles son:

1. Desarrollar una herramienta computacional que integre el modelo de Shirazi, McLaury y Shadeley, la correlación de Beggs y Brill, datos de producción, arena y estado mecánico del pozo.
2. Determinar el tiempo estimado de erosión del espesor de la tubería desde su interior, así como la identificación del tipo de corrosión a presentarse derivado de la composición de los fluidos presentes en el pozo.

Con los resultados obtenidos por la herramienta computacional, es posible planificar y generar programas de prevención, mantenimiento, reparación y/o sustitución de los ductos con el objetivo de disminuir el tiempo fuera de operación y gastos no planificados debido a eventos de erosión-corrosión sorpresivos. Adicionalmente, es posible estimar la vida útil de una tubería en pozos nuevos, lo cual hará que la evaluación del campo o

proyecto sea mas completa, ya que considera eventos que actualmente solo se incluyen en función de la estadística del campo en caso de contar con ella.

Capítulo 1

Fundamentos

1.1. Hidrocarburos

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos los cuales pueden existir en estado sólido, líquido o gaseoso, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a la cual se encuentren los yacimientos petroleros. El petróleo contiene aproximadamente del 11 - 13% peso de hidrógeno y de 84 a 87% peso de carbón, si el petróleo contiene moléculas de tamaño pequeño se encontrará a condiciones de yacimiento en fase gaseosa y los fluidos se comportarán como gas seco, gas y condensado o gas húmedo. Si la mezcla de hidrocarburos contiene moléculas grandes se encontrará como líquido a condiciones de yacimiento y se comportará como aceite negro o aceite volátil dependiendo del contenido de moléculas intermedias (C2 - C5) que existan en la mezcla. Un petróleo típico contiene varios cientos de diferentes compuestos químicos por lo cual es impráctico tratar de separar todos los componentes, comúnmente se separan los componentes del petróleo en fracciones de acuerdo al rango de puntos de ebullición de los componentes de cada fracción.

También existen otros elementos en las mezclas de hidrocarburos como son:

Gases no Hidrocarburos

- Ácido sulfhídrico
- Nitrógeno

- Oxígeno
- Dióxido de carbono
- Helio

Metales :

- Vanadio
- Níquel

La mayoría de los fluidos encontrados en los yacimientos de hidrocarburos son complejos, por lo cual es esencial realizar pruebas y análisis de laboratorio para determinar sus propiedades y poder realizar estudios de ingeniería de yacimientos confiables.

1.1.1. Análisis composicional

Es necesario tener un conocimiento de las propiedades químicas, físicas y análisis del comportamiento volumétrico de los hidrocarburos (PVT) de los hidrocarburos, así como de los componentes no hidrocarburos, ya que es fundamental para resolver muchos de los problemas de ingeniería. En este estudio, la caracterización del fluido producido permite conocer si existe algún componente que propicie la corrosión en el sistema y planear acciones preventivas.

El conocimiento de la composición de los fluidos en un yacimiento, pueden conducir a una planeación adecuada en el desarrollo de un campo, como por ejemplo la ubicación de las zonas a disparar dentro de una columna de aceite, mantenimientos preventivos en función de sus componentes, diseño de instalaciones para la separación de los hidrocarburos en la superficie debido a que está gobernada por la composición de los mismos y plantas de procesamiento de gas. Cabe señalar que en algunos casos los yacimientos contienen fluidos de composición variable y requieren de condiciones especiales de separación en la superficie.

1.1.2. Tipos de corrosión

Existen diferentes tipos de corrosión que son predominantes en los sistemas que transportan hidrocarburos y se pueden definir claramente en función de los componentes del fluido producido, es por eso que se debe enfatizar en hacer análisis composicionales de las muestras recolectadas en el pozo a estudiar.

Los componentes que principalmente pueden generar corrosión en la tubería son:

- Ácido sulfhídrico (H_2S)
- Dióxido de carbono (CO_2)
- Nitrógeno (N_2)
- Oxígeno (O_2)

El agua de formación no genera corrosión por si sola pero propicia y acelera la corrosión con los componentes antes mencionados, por lo que si la fracción de agua incrementa, la reacción con alguno de estos componentes se maximiza, dando origen a la corrosión.

1.2. Arena y finos

Las técnicas clásicas de control de arena, como el empaquetamiento de grava, el uso de mallas enrollables o expansibles, el frac-and-pack y la consolidación química, se basan en una filosofía de exclusión de arena: La cual considera que no se puede tolerar arena en las instalaciones de producción. Alternativamente, en ausencia de medios para excluir totalmente la producción de arena, el enfoque tradicional es reducir la tasa de producción para minimizar la cantidad de arena entrante.

Un ejemplo claro de la disminución en la producción de arena son los pozos canadienses de aceite pesado, en los cuales se puede observar la mayor confiabilidad operacional y la mayor rentabilidad en función del manejo de arena. Este enfoque es una combinación de técnicas que definen y amplían los límites de seguridad. Los enfoques demasiado conservadores en los que no se permite arena en el sistema de producción se evitan o se postergan debido a los resultados actuales.

1.2.1. Transporte de arena

El desprendimiento de arena es un proceso hidromecánico mixto, que libera fragmentos de arenisca de la formación cerca del pozo. Se han establecido muchos modelos para predecir las condiciones de inicio del arenamiento. En primer lugar, debido a una reducción excesiva o al agotamiento de la presión del yacimiento, el estrato de producción falla en la compresión o la extensión debido a tensiones locales excesivas en la superficie libre cerca del pozo. Alternativamente, el arenamiento puede ser el resultado del debilitamiento de la formación, tal vez de los efectos de la fatiga relacionados con el cierre repetido de pozos, el avance del agua, la capilaridad relativa y la pérdida de cohesión química. En segundo lugar, el material producido es desestabilizado y fluidizado por fuerzas hidrodinámicas desde el flujo de fluido al pozo. Además, la fuerza varía con el tiempo junto con la geometría local, por lo que la arena no puede fluir constantemente y es probable que se produzca como ráfagas, lo que se ha verificado mediante experimentos de laboratorio a pequeña escala. Los efectos del gradiente de presión transitoria que resultan de la apertura y cierre del pozo y los cambios de permeabilidad relativa son las principales razones de los incrementos en la afluencia de arena, y también son las causas más conocidas de fuerzas que actúan en la arena en las cercanías del pozo. Una vez que la arena se desprende viaja junto con el fluido a través de los disparos y dentro del pozo. Posteriormente, las fuerzas de gravedad e hidrodinámicas actuarán sobre los granos y fragmentos de arena. Los efectos de la arena, incluida la probabilidad de transporte a la superficie, el bloqueo de los canales de los disparos o el asentamiento en el fondo del pozo o en la sección del pozo horizontal, dependen del equilibrio de los siguientes factores:

- Reología y densidad de los fluidos
- Velocidad de flujo
- Obstrucciones geométricas locales
- Tamaño del fragmento de arena
- Inclinación del pozo

En particular, la arena puede sedimentarse y depositarse a lo largo del pozo o en la superficie a medida que cambian las condiciones de flujo (por ejemplo, cambios de velocidad, aumento del corte de agua), dando como resultado salidas de operación de los pozos.

1.2.2. Determinación del tipo de arena

Para tener una gestión del riesgo de arenamiento adecuada para cada campo, se requiere un análisis confiable del "Ciclo de producción de arena", comenzando con la predicción de las condiciones de formación que conducen al arenamiento y terminando con la remoción de la arena producida en la superficie.

Uno de los principales parámetros para determinar la erosión que sufre la tubería en sus paredes internas, es el tipo y tamaño de arena que produce el pozo, por lo que es importante realizar un seguimiento operativo del pozo con una metodología que permita conocer el tipo de fluido producido, así como realizar análisis de tamaño, forma y esfericidad de la arena.

Las técnicas que permiten dar este seguimiento son:

- Toma continua de muestras del fluido producido;
- Análisis de tamaño, forma y esfericidad de la arena;
- Monitoreo y seguimiento de la tasa de producción de arena;
- Pruebas de pozo para optimizar las tasas de producción.

Además de la caracterización del tipo de arena producida, estas técnicas ayudarán al ingeniero de producción a optimizar el diseño y proporcionar una evaluación de riesgos a lo largo de la vida productiva del pozo.

1.3. Flujo multifásico

La comprensión física de las características de flujo con más de una fase es tema complejo, ya que las fases se distribuyen en diferentes configuraciones. La razón es que las

fases no se mezclan uniformemente y que las interacciones a pequeña escala entre las fases pueden tener un profundo efecto sobre las propiedades macroscópicas del flujo. La interfaz entre las fases puede ser muy inestable, irregular y transitoria. Las fuerzas interfaciales entre las fases desarrollan diferentes configuraciones de flujo o patrones de flujo en flujo multifásico. El patrón de flujo cambia con la variación de las velocidades y propiedades de las fases. Otro factor que influye es la orientación del flujo y el ángulo de inclinación de la tubería. Los principales patrones de flujo multifásico horizontal son: estratificado, ondulado, anular, tapón, bache, burbuja y niebla, como se muestra en la Figura 1.1.

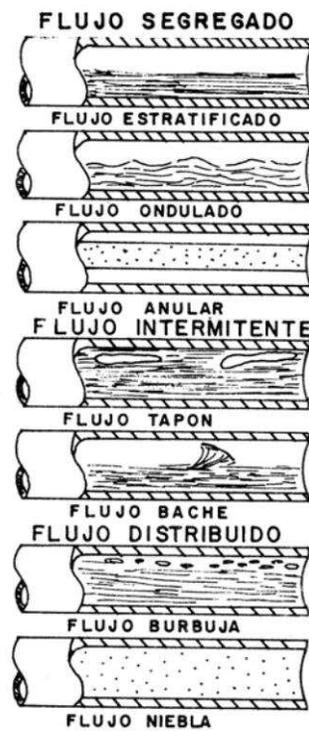


Figura 1.1: Patrones de flujo Horizontal [1].

Por ejemplo, pueden existir diferentes patrones de flujo a velocidades similares de fase líquida y gaseosa para tuberías horizontales, verticales o inclinadas. Las configuraciones de flujo tienen diferentes distribuciones espaciales de la interfaz gas-líquido, lo que resulta en características únicas de flujo tales como el arrastre y diferentes perfiles de velocidad de las fases. Se han identificado diferentes patrones de flujo en los flujos horizontales y verticales.

En el flujo vertical, los principales patrones de flujo observados son: burbuja, bache, intermitente y anular, como se muestra en la Figura 1.2.

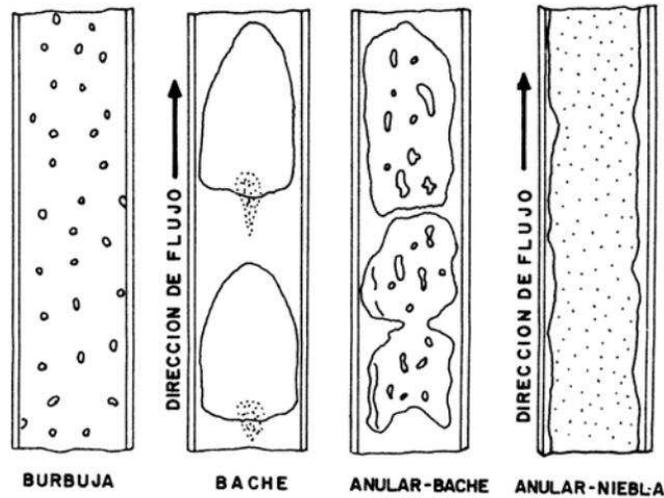


Figura 1.2: Patrones de flujo Vertical [2].

Debido a la gran cantidad de variables y naturaleza compleja, no es posible una solución rigurosa de sistemas de flujo multifásico. Se han desarrollado modelos generalizados para resolver problemas de flujo multifásico. El modelo homogéneo supone la mezcla de las fases como un fluido pseudomonofásico con una velocidad y propiedades promedio. En el modelo homogéneo, la conservación de la masa y las ecuaciones de momento se resuelven para la velocidad total de flujo másico, y la densidad y velocidad promedio de la mezcla. La limitación de este modelo es que no supone ningún deslizamiento entre las fases y eso solo es cierto para el flujo de burbujas dispersas. Otro enfoque es el modelo de flujo separado donde se supone que las fases de gas y líquido fluyen por separado. En este modelo, cada fase se analiza utilizando un método de flujo monofásico basado en los conceptos de diámetro hidráulico para cada una de las fases. El modelo de flujo separado se limita al flujo estratificado horizontal, ya que las fases generalmente se mezclan en flujo de dos fases. El modelo de flujo considera que las fases se mezclarán homogéneamente, para permitir un deslizamiento relativo entre las fases. El modelo de dos fluidos es un modelo multifásico en el que las ecuaciones de masa y momento se resuelven para cada fase al considerar varios efectos físicos.

1.3.1. Correlación de Beggs y Brill

La correlación de Beggs y Brill (1974)[2] fue desarrollada con 584 pruebas tomadas de datos obtenidos experimentalmente de un loop de prueba a pequeña escala. La prueba consistió en una sección de tubería de acrílico de 1 pg y 1.5 pg de diámetro y de 90 pies de longitud, la cual tenía un mecanismo que podía inclinar la tubería de horizontal a vertical y los fluidos utilizados eran aire y agua. Los parámetros estudiados y sus rangos de variación son:

- Gasto de gas, 0 a 300 Mpie³/día;
- Gasto de líquido, 0 a 30 gal/min (0 a 1.635 x 10⁶ litros/día);
- Presión promedio del sistema, 35 a 95 psia;
- Diámetro de la tubería, 1 y 1.5 plg;
- Colgamiento de líquido, 0 a 0.870;
- Gradiente de presión, 0 a 0.8 psi/pie;
- Ángulo de inclinación, -90° a +90°;
- Patrón de flujo horizontal.

Para cada diámetro de tubería, los gastos de líquido y gas variaban por lo que se pudieron observar todos los patrones de flujo cuando la tubería estaba en posición horizontal. Una vez establecido cada patrón de flujo se realizaron variaciones el ángulo de inclinación, y se determinó como el ángulo de inclinación afectaba el colgamiento y el gradiente de presión. Estos fueron medidos en ángulos que variaban de 5, 10, 15, 20, 35, 55, 75 y 90 grados, y se encontró que el colgamiento llegaba a su valor máximo en +50 grados y a su valor mínimo en -50 grados. En la Figura 1.3 se muestra el mapa de patrones de flujo que obtuvieron Beggs y Brill y que fue ligeramente modificado para poder incluir la zona de transición entre el patrón de flujo segregado y el intermitente. La ecuación para determinar el gradiente de presión es la siguiente:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{\left[\frac{g}{g_c} * \rho_m * \sin \theta + \frac{f_T * M_m * V_m * 12}{2 * g_c * d} \right]}{144 \left[1 - \frac{\rho_m * V_m * V_{sg}}{g_c * p * 144} \right]} \quad (1.1)$$

Donde:

g = Gravedad, m/s²

ρ_m = Densidad de la mezcla, kg/m³

f_T = Factor de fricción

M_m = Masa de la mezcla

V_m = Velocidad de la mezcla, m/s

d = Diámetro de la tubería, m

V_{SG} = Velocidad superficial del gas, m/s

p = Presión, kg/cm²

El mapa de patrones de flujo modificado fue sobrepuesto al original y se muestra en la Figura 1.3.

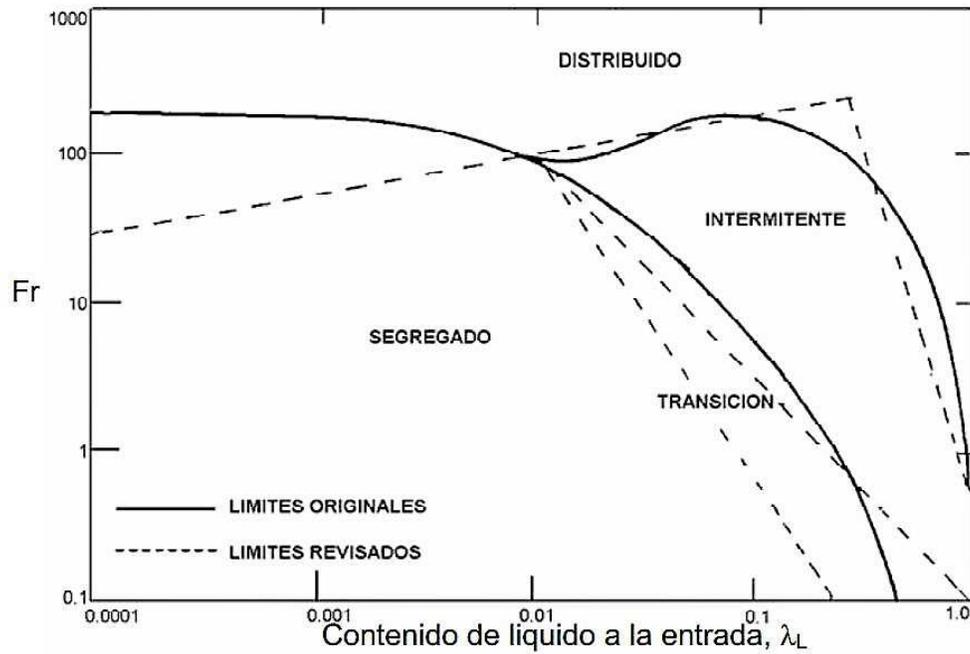


Figura 1.3: Mapa de patrones de flujo establecidos por Beggs y Brill [1].

Capítulo 2

Tipos de corrosión

La corrosión se define como el proceso destructivo de un material debido a la reacción de este con su entorno (Roberge, 2000)[3] y al potencial natural de contaminación asociado con la producción de aceite y gas, en las instalaciones petroleras (Kermani MB, Smith LM, 1997)[4]. Las consecuencias de los procesos de corrosión se han convertido en un problema de gran importancia en todo el mundo. Diariamente se pueden encontrar diferentes manifestaciones de la misma en todos los procesos de producción de hidrocarburos, algunas de estas son: paros de plantas debido a la corrosión, degradación y daño de las instalaciones, pérdida o contaminación de productos, reducción de la eficiencia, mantenimientos no planeados, así como también riesgo en la seguridad e integridad de activos. El aspecto multidisciplinario de los problemas de corrosión combinado con las responsabilidades asociadas con estos problemas solo aumentan la complejidad del tema. El control de la corrosión se logra reconociendo y comprendiendo los mecanismos de la misma, así como utilizando materiales y diseños resistentes, paralelo al uso de sistemas de protección y tratamientos que disminuyan este fenómeno.

La mayoría de los ambientes acuosos favorecen el proceso de corrosión, es por eso que se presenta a través de todo el sistema de producción de aceite y gas, el cual va desde el yacimiento hasta su distribución. El proceso de corrosión se compone principalmente de tres elementos: un ánodo, un cátodo, y un electrolito. El ánodo es aquel en donde el metal se corroe, el electrolito es el medio corrosivo, el cual es capaz de transferir electrones del ánodo hacia el cátodo, y finalmente el cátodo forma un conductor eléctrico

para cerrar el proceso, aunque este último no se ve afectado por el proceso de corrosión. El aceite y gas en la industria petrolera, pueden contener varias impurezas las cuales son intrínsecamente corrosivas. En el caso del aceite y gas presentes en los pozos y las tuberías, los medios altamente corrosivos son el dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y el agua de formación. La producción continua de uno o todos estos elementos a través de los componentes del sistema pueden generar corrosión en mayor o menor grado. Las líneas de producción y sus componentes también pueden sufrir ciertas degradaciones del material en función de las condiciones del pozo, cambios en la composición de los fluidos y las condiciones operacionales de presión y temperatura. El material de degradación es el resultado de la pérdida de las propiedades mecánicas de la tuberías como son: dureza, ductilidad, resistencia al impacto entre otras, dando como resultado la pérdida de material, reducción del espesor y tiempos de falla más cortos, hasta llegar al punto en que algún componente se rompa completamente y necesite ser reemplazado, lo cual genera que la producción se detenga y se incremente el gasto para las operaciones de reemplazo.

Actualmente, la corrosión es uno de los problemas que mas retos representa en la industria petrolera, ya que los diseños anteriores nunca consideraron el efecto de esta en la vida productiva del equipo. Las catástrofes industriales recientes han tenido un costo empresarial de miles de millones de dólares como resultado de la corrosión y los reportes alrededor del mundo confirman que algunas empresas petroleras han tenido rupturas de tuberías de producción debido a la corrosión y que los derrames de petróleo derivados de esto fueron de gran impacto ambiental, aunado a los costos de limpieza y remediación, todo esto como consecuencia de los efectos de corrosión.

Agentes asociados a la corrosión en la industria petrolera

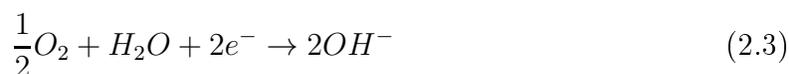
De acuerdo con Corbin y Wilson (2007)[5], la forma mas común de corrosión en la industria petrolera ocurre cuando el acero tiene contacto con un ambiente acuoso y se oxida, es decir, el metal se encuentra expuesto a una solución corrosiva (electrolito), y los átomos de metal en el ánodo pierden electrones, para ser absorbidos por otros átomos metálicos del cátodo. El cátodo, en contacto con el ánodo a través del electrolito lleva

a cabo este intercambio en un intento de equilibrar sus cargas positivas y negativas. Los iones cargados positivamente se liberan del electrolito y son capaces de unirse con otros grupos de átomos que estén cargados negativamente.

La reacción anódica del hierro y el acero es de la siguiente forma:

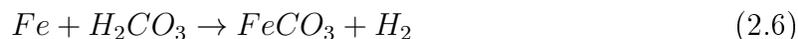


Nimmo B y Hinds G. (2003) establecieron que una vez que los átomos de metal se sitúan en el ánodo, hay cuatro reacciones en el cátodo:

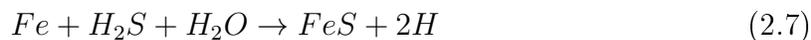


En la industria petrolera, el dióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S) están comúnmente presentes, y el agua sirve como catalizador para la corrosión. Dean y Powell (2006)[6] observaron que cuando el agua se combina con el CO_2 y el H_2S se forman ambientes con las siguientes reacciones:

Reacción con CO_2



Reacción con H_2S



La combinación de las reacciones anteriores podría suceder si ambos gases se encuentran

presentes. Las moléculas resultantes se adhieren al cátodo o se liberan en el electrolito y el proceso de corrosión continua. Popoola, L.T., Grema, A.S., Latinwo, G.K. et al. Int J Ind Chem (2013) [7], muestran el diagrama del proceso de corrosión en la Figura 2.1

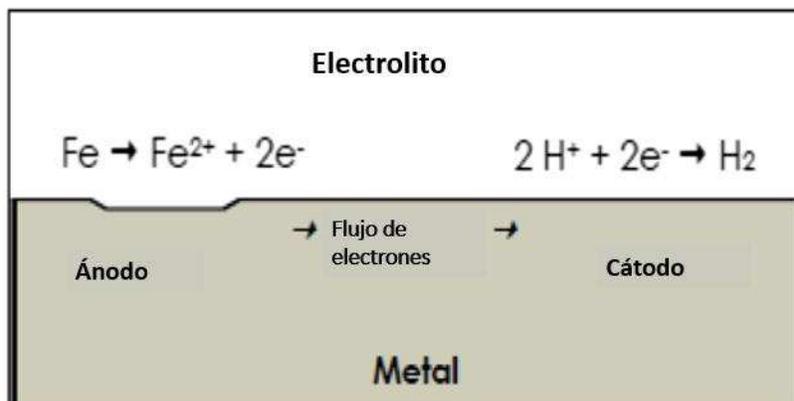


Figura 2.1: Electroquímica de la Corrosión [7].

En general, la clasificación de cada uno de los tipos de corrosión implica un gran desafío en la industria petrolera, ya que se puede agrupar con base en el daño por corrosión, mecanismos de ataque, tipo de proceso industrial y métodos preventivos. Existen varios tipos de corrosión y diferentes causas que la originan, las cuales afectan las distintas tuberías de los sistemas petroleros y varían de acuerdo con la composición del fluido que transportan, la localización de las mismas, así como la geometría, temperatura, etc. Aunado a que en todos los casos de corrosión, se debe de contar con la presencia del electrolito para que la reacción ocurra.

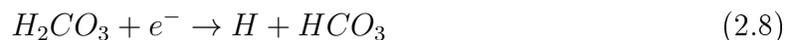
De acuerdo con Oxford y Foss (1958)[8] y Brondel, D. Edwards, R. Hayman, A. Hill, D. Mehta, S. Semerad, T. (1994) [9]. En el industria petrolera las principales formas de corrosión son: dulce, amarga, por erosión, por oxígeno, microbológica y por fracturamiento por fatiga.

2.1. Corrosión dulce (Corrosión por CO_2)

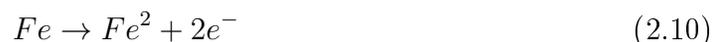
La corrosión por dióxido de carbono (CO_2) se ha identificado como un problema de alto impacto en las instalaciones de producción y transporte de aceite y gas, durante

muchos años. El CO_2 es uno de los principales agentes corrosivos en los sistemas de producción de hidrocarburos. De acuerdo con Dugstad, A. (1992)[10] el gas seco de CO_2 no es corrosivo por sí mismo a las temperaturas en las que se encuentran los sistemas productores de aceite y gas, pero si cuando se disuelve en una fase acuosa a través de la cual puede provocar una reacción electroquímica entre el acero y la fase acuosa en contacto, es decir el CO_2 se mezcla con el agua formando ácido carbónico y da como resultado un fluido acidificado. Nalli, K. (2010) sostiene que la corrosión por CO_2 es influenciada por la temperatura, el valor del pH, la composición de la corriente acuosa, la presencia de fases no acuosas, las condiciones de flujo y las características del metal en contacto y es ésta principalmente, la forma de ataque predominante en la producción de aceite y gas. A temperaturas altas, las incrustaciones de carburo de hierro se forman en la tuberías de aceite y gas, y el metal comienza a corroerse bajo estas condiciones. La corrosión por CO_2 aparece principalmente de dos formas: Picadura, la cual, según Schmitt, G. (1984)[12], se define como; el ataque puntual, que se da como resultado de una penetración rápida y de la remoción del metal en un área normalmente pequeña. La otra forma es el ataque plano o tipo mesa, que de acuerdo con Dunlop, A. Hassel, HL. Rhodes, PR. (1984) [13] este tipo de corrosión por CO_2 se presenta bajo condiciones de flujo medio o estable.

Existen varios mecanismos para definir la corrosión por CO_2 , pero todos involucran ya sea el ácido carbónico o los iones de bicarbonato que se forman con la disolución del CO_2 en agua. Uno de los mejores mecanismo para definir la corrosión por CO_2 es el postulado de De Waard, C. Lotz, U. (1994) [14] el cual esta dado de la siguiente forma:



La reacción con el acero es:



En general se obtiene carbonato de hierro



La Figura 2.2 muestra el resultado de la corrosión por CO_2 en un oleoducto.



Figura 2.2: Corrosión interna en un oleoducto [7].

2.2. Corrosión amarga (Corrosión por H_2S)

El deterioro del metal debido al contacto con el ácido sulfhídrico (H_2S) y la humedad, es llamada corrosión ácida, y es aquella que principalmente daña las tuberías de perforación. Al igual que el CO_2 , el H_2S no es corrosivo por si solo, pero se ha observado que se vuelve extremadamente corrosivo en presencia del agua (Ray, J. Randall, B. y Parker J. 1978)[15], por lo que propicia la fragilidad de las tuberías y por lo tanto al resquebrajamiento de las mismas. Cuando el ácido sulfhídrico se encuentra disuelto en agua es un ácido débil, y por lo tanto es una fuente de iones de hidrógeno y altamente corrosivo. El resultado de la corrosión son iones de sulfuro de hierro (FeS_x) e hidrógeno. Los sulfuros de hierro forman incrustaciones que a baja temperatura pueden actuar como barrera y hacer mas lento el proceso de corrosión (Brondel et al. ,1994)[9]. Las formas de corrosión amarga pueden ser uniformes, picadura o grietas escalonadas. La ecuación general de Chilingar y Beeson (1969)[16] para expresar la corrosión amarga se puede escribir de la siguiente forma:



Sun, W. (2006) [17] propone que existe otro mecanismo para disolución del hierro en soluciones acuosas que contienen H_2S , y que se basa en la formación de una película de mackinawite. La Figura 2.3 muestra los resultados de la corrosión por presencia de H_2S en tuberías.



Figura 2.3: Oleoducto con corrosión por H_2S [7].

2.3. Corrosión por oxígeno

El oxígeno es un fuerte oxidante y reacciona con los metales rápidamente, por lo que, si se encuentra disuelto en el fluido de perforación, es una de las mayores causas de corrosión en la tubería de perforación. La entrada de oxígeno a los fluidos de perforación ocurre a través de fugas en los sellos de las bombas, los revestidores, los procesos de venteo y apertura de elementos cerrados. Weeter (1975)[18], definió que dado que en las reacciones catódicas se despolariza y se acepta un electrón, el oxígeno acelera la destrucción anódica del metal. Aunada a esto Snavely (1971)[19] determinó que la alta velocidad de flujo de los fluidos de perforación sobre la superficie interna de la tubería, mantienen un suministro constante de oxígeno hacia el metal, el cual es destructivo aún en concentraciones tan bajas como 5 ppm (partes por millón). La presencia de oxígeno

aumenta los efectos corrosivos de los gases H_2S y CO_2 . La inhibición de la corrosión debido al oxígeno es difícil de lograr y no es práctico utilizar algún inhibidor en los sistemas de fluidos de perforación. Las formas de corrosión asociadas con el oxígeno son principalmente: corrosión uniforme y corrosión tipo picadura.

2.4. Corrosión galvánica

Martin, R. (1982)[20] propone que la corrosión galvánica, también llamada corrosión de metales no similares o electrolisis dura, ocurre cuando dos materiales metálicos con diferente potencial electroquímico están en contacto y son expuestos a un ambiente electrolítico. Bajo esta condición el metal más noble, es decir, con menos potencial o con el potencial más negativo se convierte en el ánodo y comienza a corroerse. El ánodo pierde iones metálicos para balancear el flujo de electrones y dado que los metales tienen estructuras cristalinas, muchas de estas celdas se mantienen intactas causando una corrosión intergranular. Los problemas más severos debido a este tipo de corrosión se presentan cuando el área del cátodo en relación al ánodo es muy grande.

La Figura 2.4 muestra el proceso de la corrosión galvánica.

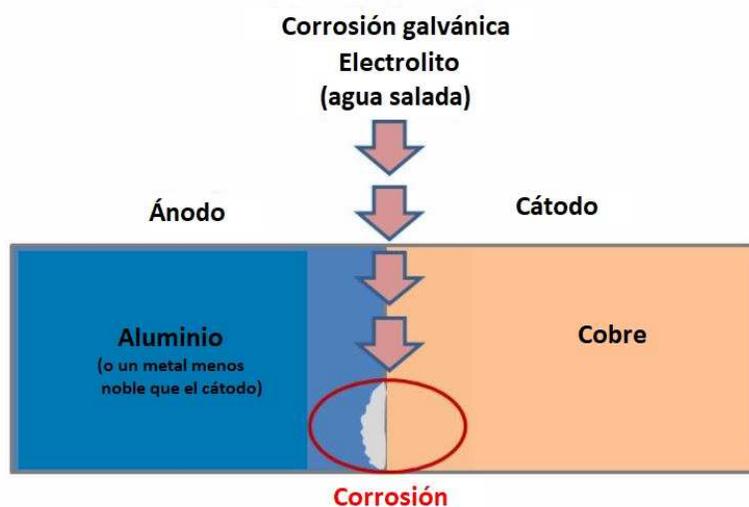


Figura 2.4: Corrosión galvánica [21].

2.5. Corrosión por erosión

El mecanismo de corrosión por erosión incrementa la velocidad de la reacción corrosiva dado que se remueve material de las capas adyacentes en la tubería de manera continua, teniendo como resultado productos de corrosión de la pared de la tubería. La capa pasiva es una película delgada de producto de corrosión que sirve para estabilizar la reacción de corrosión y realentizar el proceso. Como resultado de la turbulencia y el alto esfuerzo de corte sobre la línea, esta capa pasiva es removida causando un incremento en la velocidad de corrosión, (Sami, A. Mohammed, A., 2008)[22]. La corrosión por erosión siempre se presenta en un alto régimen de flujo turbulento con una alta velocidad de corrosión, la cual también depende del gasto del flujo de fluidos, la densidad y características de los sólidos (arena) presentes en el fluido. Las altas velocidades y la presencia de material abrasivo y corrosivo suspendido, en los fluidos de perforación y fluidos producidos contribuyen a este proceso destructivo. Esta forma de corrosión frecuentemente es ignorada o se atribuye al desgaste. La Figura 2.5 muestra el efecto de la corrosión por erosión dentro de una tubería.



Figura 2.5: Corrosión por Erosión [23].

2.6. Corrosión por hendidura

La corrosión por hendidura se define como una corrosión focalizada, la cual se presenta principalmente en hendiduras, líneas o marcas continuas en el metal, ya que es ahí en donde el fluido puede almacenarse y permanecer estancado. Esto es causado por las diferencias de concentración de fluidos corrosivos sobre la superficie del metal, esto de acuerdo a la definición de Roberge, P. (2000)[3] “Las diferencias en el potencial electroquímico dan como resultado ataques de corrosión tipo hendiduras o picadura, las cuales principalmente se presentan en las operaciones de pozos, debido a que el oxígeno disuelto que transportan los fluidos de perforación promueve este tipo de ataques en el metal, aun cuando algunas tuberías o accesorios presenten protección con elastómeros.” La Figura 2.6 muestra la diferentes etapas del proceso.

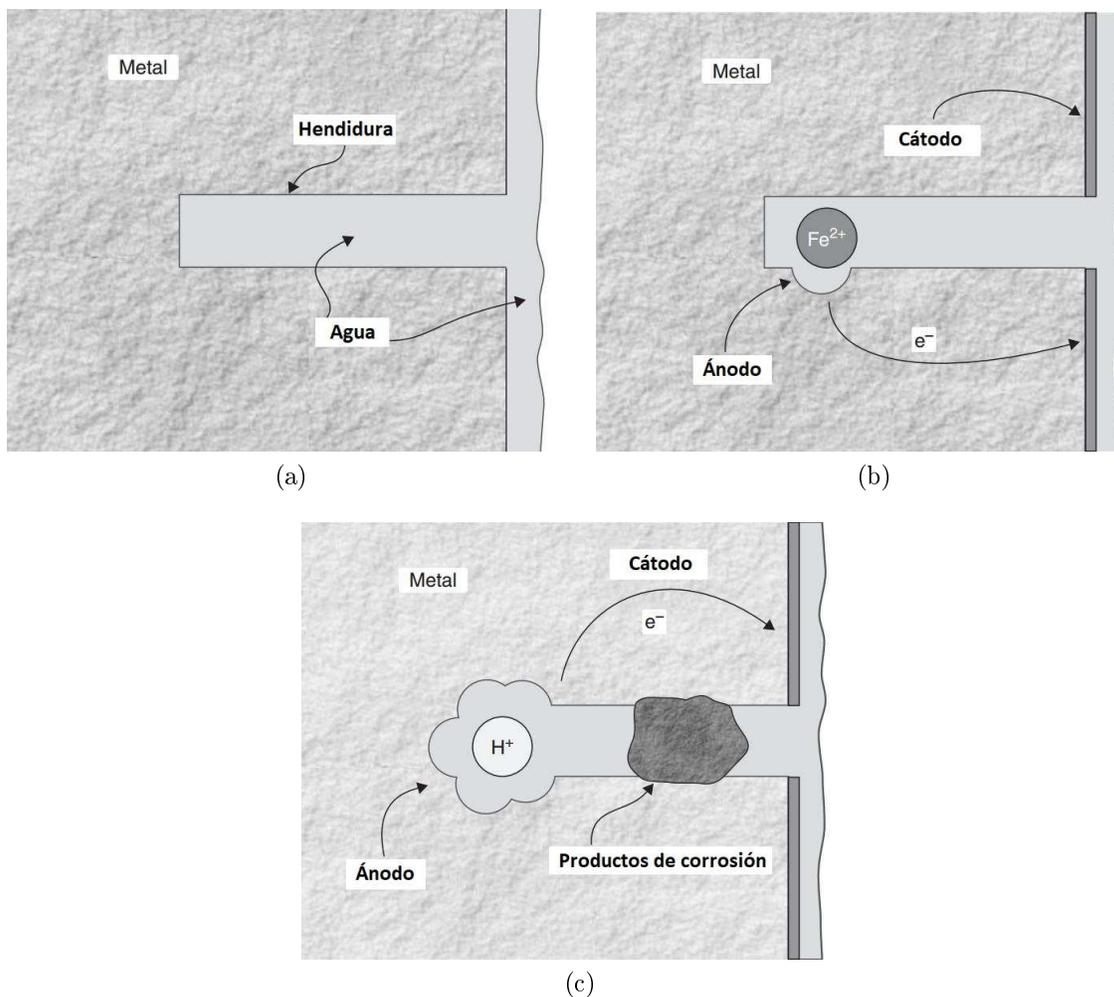


Figura 2.6: Etapas de la Corrosión por hendidura [24].

El proceso descrito por Roberge, P. (2008)[24], define a la corrosión por hendidura, mediante tres etapas, en la primer etapa (Figura 2.6a) la corrosión se inicia en las grietas como resultado de la oxigenación, es decir el oxígeno disuelto reacciona con el metal dentro de la grieta o hendidura. En la segunda etapa (Figura 2.6b) se observa que el oxígeno esta restringido en la entrada de la hendidura, por lo que, se establece una reacción del material de la hendidura el cual se convierte en el ánodo y la superficie externa en el cátodo, dando lugar al proceso de corrosión. La tercer etapa (Figura 2.6c) el oxígeno catódico no puede mantenerse en el área de la hendidura por lo que se convierte en el ánodo del proceso, este desequilibrio anódico conduce a la creación de condiciones microambientales de corrosión en la grieta, lo cual produce una mayor disolución del metal, lo que finalmente produce material corrosivo dentro de la hendidura.

2.7. Corrosión microbiológica

Este tipo de corrosión es causada por actividades bacterianas. Las bacterias producen productos de desecho como CO_2 , H_2S y ácidos orgánicos que corroen las tuberías debido al incremento de toxicidad del fluido que fluye en la tubería. Los microbios tienden a formar colonias en un ambiente adecuado y permiten una mayor corrosión bajo la colonia. La formación de estas colonias se promueve con agua neutra, especialmente cuando está estancada. Lazar et al. (1985)[25] publicaron varios informes en los que reportaban sobre la presencia de microbios en yacimientos de gas y aceite, donde principalmente abundaban flora microbiana relacionadas con agua de formación, e incluía especies de: *Bacillus*, *Pseudomonas*, *Micrococcus*, *Mycobacterium*, *Clostridium* y *Escherichia*. De acuerdo a Gates et al (1976)[26]. la *Escherichia* contiene hidrogenasa, una enzima que utiliza hidrógeno molecular y puede estar asociada con la despolarización del hidrógeno catódico, causando la corrosión de las tuberías de acero en el campo petrolero. También observaron que las bacterias que forman lodo, tales como: *Achromobacter* sp., *Flavobacterium* sp. y *Desulfuricans* sp., se adherirán entre sí, formando una masa mayor y se adhieren a las paredes de los poros, causando graves problemas de obstrucción en los pozos de inyección. La corrosión inducida microbiológicamente (MIC) se reconoce por la aparición de un material de desecho fangoso negro o nódulo

los en la superficie de la tubería, así como la formación de picaduras en la pared de la tubería debajo de estos depósitos. La Figura 2.7 muestra el efecto de la corrosión microbiana en una tubería.



Figura 2.7: Tubería afectada por Corrosión microbacteriana [7].

2.8. Corrosión por agrietamiento por esfuerzo

La corrosión por agrietamiento por esfuerzo (SCC) es una forma de corrosión focalizada la cual produce grietas en el metal debido a la acción simultánea de la corrosión y la tensión. Principalmente se propaga en un rango de velocidades que van de 10^{-3} a 10 mm/h, la cual depende de la combinación de la aleación y el ambiente en el que se desarrolla el fenómeno. La corrosión por SCC es un agrietamiento inducido por la fuerza de tensión y el medio corrosivo. El impacto de este proceso en un material se encuentra entre el esfuerzo de agrietamiento en seco y el umbral de fatiga del material, el cual también está asociado al ambiente en el que se desarrolla la corrosión. Esto se debe a que la grieta es causada por varios factores que se combinan con el medio ambiente. De acuerdo con Baker (2004)[27] las características que comúnmente identifican a este tipo de corrosión en una tubería, es el alto pH del ambiente circundante, la aparición de grupos de grietas paralelas en la parte externa de la tubería.

Capítulo 3

Fenómenos de erosión

3.1. Erosión por arena

La erosión es un proceso micromecánico mediante el cual se elimina/remueve material de superficies metálicas o no metálicas por impacto de partículas sólidas arrastradas en el fluido. Las partículas sólidas arrastradas eliminan el material de la pared interna de tuberías, accesorios, válvulas y otros equipos, lo que deriva en daños graves. Los daños a la tubería y al equipo reducen la confiabilidad operacional y aumentan el riesgo de falla, lo que resulta en una pérdida financiera significativa para la industria y un peligro para el personal y el medio ambiente.

El transporte de fluidos es esencial en varias industrias para satisfacer las necesidades operativas y de producción. En el caso de la industria petrolera, el aceite y el gas que se extraen de los yacimientos se transportan a las refinerías y plantas de procesamiento utilizando tuberías, accesorios y otros equipos. En algunos casos el fluido extraído del yacimiento contiene partículas de arena que pueden causar daños por erosión en las superficies internas del equipo de manejo de fluidos. El daño debido a la erosión puede causar reparaciones, remociones y reemplazos no programados de equipos que interrumpen parcialmente la producción y en algunos casos provocan el paro total del proceso de producción de hidrocarburos. La seguridad del personal de operación y el medio ambiente también puede estar en peligro cuando los productos químicos nocivos o los gases se descargan en el entorno. El resultado final es la pérdida de ingresos,

daños al personal y un mayor costo operativo que afectan la operación. Para optimizar la eficiencia operacional al minimizar la pérdida de equipos y el tiempo de inactividad debido a la erosión, es importante reducir el daño debido a esta. Uno de los enfoques para minimizar o controlar la erosión es reducir las velocidades de flujo durante la producción y el transporte, lo que también reduce la tasa de producción. Otro enfoque es usar mallas o filtros de arena; aunque este material puede erosionarse después de un período de tiempo o las partículas de arena pueden obstruir el paso del fluidos. La selección de materiales resistentes a la erosión también puede reducir la tasa de erosión. En la industria petrolera, se utilizan codos, tes, bombas, válvulas, estranguladores y otros accesorios en los sistemas de tuberías para transportar fluidos. Dentro de estas geometrías, a medida que cambia la dirección del flujo, las partículas de arena arrastradas en el fluido pueden cruzar las líneas de corriente y acercarse a las paredes internas. Estas partículas pueden impactar las paredes del equipo a altas velocidades lo cual es perjudicial para la superficie del metal. El impacto repetido de un gran número de partículas a altas velocidades da como resultado la eliminación de material de la pared del equipo.

3.2. Condiciones de transporte de arena

La erosión en un flujo monofásico con partículas de arena arrastradas en el fluido es un fenómeno complejo. La complejidad de la erosión aumenta significativamente para un flujo multifásico con partículas de arena debido a diferentes patrones de flujo, tamaño de las partículas de arena y velocidad de impacto de las partículas que causan erosión. Entre los diversos factores que influyen, la velocidad de impacto de la partícula es el factor más importante. La falta de comprensión y cuantificación de las velocidades de impacto de las partículas y su efecto sobre el proceso de erosión presenta un desafío en el análisis del mecanismo de erosión. Por lo tanto, el profundizar en este aspecto es esencial para comprender el proceso de erosión multifásico.

La práctica recomendada del Instituto Americano del Petróleo (API) se encuentra en la norma API RP 14E, la cual proporciona directrices para el cálculo de la velocidad

máxima permitida y así evitar la erosión. Esta norma establece que si las velocidades de producción se mantienen por debajo de este límite, se puede evitar un daño severo por erosión. La siguiente ecuación se usa para calcular la velocidad umbral de erosión:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \quad (3.1)$$

Donde;

V_e = Velocidad límite de erosión en pie/s

ρ = Densidad del fluidos en lb_m/pie^3

C = Constante.

La norma API RP 14E recomienda utilizar $C = 100$ para flujo continuo y $C = 125$ para flujo intermitente.

La ecuación (3.1) no toma en cuenta el tamaño de la partícula de arena, la tasa de arena, el material de la pared de la tubería, los regímenes de flujo en flujo multifásico o la orientación del flujo (horizontal o vertical). La ecuación (3.1) también establece que la velocidad de erosión permisible sería mayor para un fluido de baja densidad (como el gas) en comparación con un fluido de alta densidad (como el líquido). Sin embargo, los resultados experimentales mostraron mayores tasas de erosión en el gas en comparación con el líquido a velocidades similares.

Puede que económicamente no sea factible limitar la velocidad del fluido como se recomienda en la ecuación (3.1) debido a un posible conflicto entre la baja tasa de flujo y la demanda de producción. Por lo tanto, se requiere un enfoque diferente del problema para lograr una solución más aceptable. La velocidad de impacto de la partícula de arena erosiva depende principalmente de la geometría y la velocidad del fluido.

El flujo multifásico se observa comúnmente en industrias químicas, petroleras, nucleares y otras industrias de manejo de fluidos. A diferencia del flujo monofásico, el fenómeno de flujo multifásico es muy complicado con la falta de una comprensión clara de todos los mecanismos de flujo. La presencia de las distintas fases con diferentes propiedades y diferentes velocidades da como resultado diversos patrones de flujo tales como: burbuja, bache, intermitente y anular. Estos patrones de flujo se caracterizan por sus propiedades

interfaciales entre las fases. Algunos de los patrones de flujo multifásico son transitorios, inestables y no están completamente desarrollados. Debido a estos fenómenos complejos, la predicción de erosión en flujo multifásico es mucho más desafiante que el flujo monofásico.

Se han desarrollado modelos de predicción de erosión simplificados para tuberías rectas, codos y conectores en T en el Centro de Investigación de Erosión/Corrosión de la Universidad de Tulsa utilizando datos de erosión empírica y modelos de dinámica de fluidos computacional (CFD). Para tener en cuenta el tamaño de los sólidos y la mezcla de líquido y gas, se utilizó una modificación de la ecuación (3.1) para predecir la erosión. Posteriormente se desarrolló un modelo semiempírico de predicción de la erosión que tiene en cuenta el tamaño y la geometría de la tubería, el tamaño de la arena, el material de la tubería, las velocidades y densidades del fluido. Estos modelos se basan en datos de erosión empírica y no consideran el efecto de los regímenes de flujo sobre la erosión en el flujo multifásico.

3.3. Modelos de erosión

La erosión es un proceso mediante el cual se elimina el material de la superficie interna de un dispositivo de manejo de fluidos como resultado del impacto repetido de pequeñas partículas sólidas. En los materiales dúctiles, la erosión es causada por deformación y fatiga localizada, lo que provoca la eliminación de material de la superficie. En materiales quebradizos las partículas que impactan causan grietas superficiales y astillas de piezas de metal de tamaño micro.

El comportamiento de la erosión en un flujo de gas fue investigado por Brinell en 1921. Uno de los primeros modelos de erosión desarrollados por Finnie en 1958 se basó en la suposición de que la erosión es resultado del mecanismo de microcorte. Más tarde, otros investigadores demostraron que el micro corte no es el principal mecanismo de erosión para el material dúctil. En 1982, Levy propuso el mecanismo plaquetario de la erosión en material dúctil. Para determinar los efectos de las microestructuras de acero específicas sobre la erosión, Levy analizó las superficies erosionadas mediante un

microscopio electrónico de barrido (SEM). Desde las micrografías, Levy observó que las plaquetas de las superficies metálicas se extruyen inicialmente debido al impacto de partículas sólidas más pequeñas; las plaquetas se forjan en condiciones difíciles y eventualmente se eliminan de las superficies por otros impactos posteriores. Una zona de endurecimiento de trabajo se desarrolló debajo de la zona de plaquetas durante el proceso de erosión. Después de la eliminación de metales de la zona de plaquetas, comienza el proceso de erosión en estado estacionario.

La velocidad de impacto de partículas ha sido reconocida como el factor contribuyente más significativo para la erosión y la erosión-corrosión por parte de varios investigadores. Los resultados experimentales muestran que la velocidad de erosión es proporcional a la velocidad de impacto de la partícula o velocidad de flujo elevada a un exponente. El valor de este exponente de velocidad fue reportado entre 0.8 y 8.0 por diferentes investigadores dependiendo de las condiciones de flujo, las propiedades del material, la corrosión y otros parámetros que contribuyen a la pérdida de masa.

3.3.1. Modelo de Finnie

Finnie (1967)[28] y Tilly (1979)[29] propusieron tasas de erosión proporcionales a la velocidad de impacto de la partícula, el ángulo de impacto y las propiedades del material de la pared. Finnie presentó la siguiente ecuación empírica para predecir la erosión.

$$ER = \left\{ c\rho_w V^2 (\cos \theta - \frac{3}{2} \sin \theta) \sin \theta \right\} \quad (3.2)$$

para $\theta \leq 18.5$

$$ER = \left\{ \frac{c\rho_w (V \sin \theta)^2}{12\sigma_o} \cot^2 \theta \right\} \quad (3.3)$$

para $\theta \geq 18.5$

Donde:

ER = Tasa de erosión

c = constante empírica (el valor nominal de c es 0.50)

V = Velocidad de la partícula

θ = Ángulo de impacto de la partícula

ρ_w = Densidad de la pared del material

σ_o = Límite elástico del material de la pared.

3.3.2. Modelo de Tilly

Tilly (1979)[29] presentó el siguiente modelo de erosión donde expresó la erosión en términos de ángulo de impacto de partículas con diferentes coeficientes para materiales dúctiles y frágiles.

$$ER = J \cos^2 \theta + K \sin^2 \theta \quad (3.4)$$

Donde:

ER = Tasa de erosión en cc/kg

θ = Ángulo de impacto

J y K son coeficientes basados en las propiedades de los materiales

Tilly propuso que cuando $J = 0$ para un material frágil puro y $K = 0$ para un material dúctil puro. Muchos materiales muestran que la erosión es una combinación de sus propiedades de fragilidad y ductilidad, de tal forma que el término dúctil predomina en ángulos pequeños y el término frágil predomina en ángulos grandes

3.3.3. Modelo de Ahlet

Ahlert (1994) [30] realizó una investigación experimental de la erosión en superficies secas y mojadas en diferentes ángulos de incidencia. Sus resultados experimentales mostraron que la erosión en superficies secas depende del ángulo de incidencia con mayores tasas de erosión en un ángulo de incidencia de 15-30 grados. El comportamiento de la erosión en superficies húmedas fue similar en todos los ángulos de incidencia entre 15 y 60 grados. Contrariamente, la erosión esperada para una muestra húmeda mostró 2 a 3 veces más pérdida de masa que la muestra seca. Adicionalmente se

realizó una investigación adicional de las superficies erosionadas usando un Microscopio Electrónico de Barrido (SEM). Las micrografías SEM revelaron cráteres más grandes y más profundos en la superficie de la muestra húmeda que extruyó más metal. El material desplazado de los cráteres se empuja hacia arriba, acumulándose en el borde del cráter y eventualmente separándose de la superficie. Para muestras secas, los cráteres eran comparativamente más pequeños y eliminaban menos material de la superficie.

La erosión, como resultado de las partículas arrastradas en los sistemas de flujo agrega otra dimensión a la complejidad del fenómeno, repercutiendo en la capacidad de predecirla. La erosión debida al impacto de partículas puede ser causada por dos mecanismos: 1) choque directo, y 2) choque aleatorio. En geometrías como codos y conectores en T que se usan para redirigir el flujo, las partículas arrastradas pueden cruzar las líneas de flujo. A alta velocidad, estas partículas se aproximan a la pared con un gran impulso que provoca un choque directo con la pared. En geometrías como la tubería recta, donde las direcciones de flujo promedio no cambian, las partículas se acercan a la pared debido a fluctuaciones turbulentas que causan choque aleatorio con la pared. La Figura 3.1 muestra choque directo en un codo y choque aleatorio en un tubo recto.

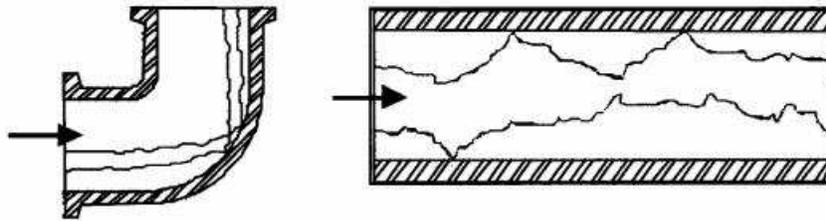


Figura 3.1: Colisión directa y aleatoria en codos y tuberías, Ahlert (1994)[30].

3.3.4. Modelo de Shirazi, McLaury y Shadeley

Los modelos de erosión basados en dinámica de fluidos computacional (CFD), que tienen en cuenta los detalles de los efectos del flujo y la geometría de la tubería requieren un esfuerzo computacional significativo para simular las trayectorias, los ángulos de incidencia y las velocidades de las partículas. A través del tiempo se han realizado varios estudios de la velocidad de la partícula cerca de la pared objetivo de una tubería

con expansión súbita en un flujo de partículas líquidas de dos fases y se propuso que la velocidad de flujo en la forma de la ley de potencia influye en la tasa de erosión con exponentes de 2.0. Por otro lado, existen modelos de predicción de la erosión utilizando la densidad de la mezcla y las velocidades de la mezcla para tener en cuenta el flujo multifásico. El modelo considera el diámetro de la partícula, la tasa de producción de arena, una constante de geometría y calcula la tasa de erosión usando un exponente de 2.0 de la velocidad de la mezcla.

Shirazi, McLaury y Shadeley (1995)[31] desarrollaron un modelo mecánico para predecir la tasa máxima de penetración en una geometría, como los codos y T, que se basó en un modelo de erosión basado en CFD. El modelo mecánico para el flujo multifásico se basó en la extensa información empírica recopilada en la Universidad de Tulsa, la Universidad Estatal de Louisiana, Harwell y Det Norske Veritas (DNV) para la erosión en flujo multifásico. El modelo emplea una velocidad de impacto característica de las partículas teniendo en cuenta factores como la geometría y el tamaño de la tubería, el tamaño y la densidad de la arena, la velocidad del flujo y las propiedades del fluido. El modelo también se puede usar para determinar la velocidad umbral para una tasa de penetración máxima correspondiente permitida.

Shirazi, McLaury y Shadeley [31], propusieron un modelo simplificado de la longitud de estancamiento para predecir la erosión en geometrías simples. De acuerdo con el modelo, la tasa de penetración máxima para una geometría simple, se puede usar la siguiente ecuación.

$$h = F_M F_S F_P F_{r/D} \frac{WV_L^{1.73}}{(D/D_0)^2} \quad (3.5)$$

Donde:

h = Tasa de penetración en mm/año

F_M, F_S = Factores empíricos del material y forma de la arena

F_P = Factor de penetración del acero basado en una tubería de 1" de diámetro, (mm/kg)

$F_{r/D}$ = Factor de penetración para codos de radios largo

W = Tasa de producción de arena, (kg/s)

V_L = Velocidad característica de impacto de la partícula, (m/s)

D = Diámetro de la tubería utilizada, (mm)

D_0 = Diámetro de la tubería de 1 plg, (25.4 mm).

Con base en datos experimentales, Shadley [31] propuso la siguiente ecuación para determinar la velocidad característica de impacto de la partícula (V_L) en tuberías de acero al carbón.

$$F_M = \frac{1.95 \times 10^{-5}}{B^{-0.59}} \quad (3.6)$$

Donde

B = Factor de dureza Brinell.

La Tabla 3.1 muestra el factor empírico F_m para acero 1018 y acero inoxidable 316.

Tabla 3.1: Factor empírico de material (F_M) para diferentes materiales.

Tipo de Material	Dureza Brinell (B)	Factor de material para V_L en m/s ($F_M \times 10^6$)
Acero 1018	210	0.833
13 Cr Recocido	190	1.267
13 Cr Tratamiento Térmico	180	1.089
22 Cr 5 Ni Dúplex	217	0.788
316 Acero Inoxidable	183	0.918

Para el diámetro de la tubería (D) y la tasa de producción de arena (W), los valores del factor de forma de arena (F_s) y el factor de penetración (F_P) se proporcionan en la Tabla 3.2 y la Tabla 3.3 respectivamente.

Tabla 3.2: Factores de forma de arena (F_S) para diferentes tipos.

Descripción de la forma de la arena	Factor de forma de arena, F_S
Forma (angular)	1.0
Semi-redondes (esquinas redondeadas)	0.53
Redondes (Esféricas)	0.20

Tabla 3.3: Factores de penetración (F_P) para geometrías de codo y T.

Longitud de estancamiento de referencia para tubería de 1 ", L_0			F_P (para acero)	
Geometría	mm	plg	mm/kg	plg/lb
Codo 90°	30	1.18	206	3.68
T	27	1.06	206	3.68

El factor de penetración $F_{r/D}$ se obtiene utilizando la ecuación de Wang.

$$F_{r/D} = \exp \left\{ - \left(0.1 \frac{\rho_f^{0.4} \mu_f^{0.65}}{d_p^{0.3}} + 0.015 \rho_f^{0.25} + 0.12 \right) \left(\frac{r}{D} - C_{std} \right) \right\} \quad (3.7)$$

Donde:

ρ_f = Densidad del fluido, kg/m³

μ_f = Viscosidad del fluido, Pa-s

d_p = Diámetro de la partícula, m

$F_{r/D}$ = Factor del radio del codo para codos de radio largo

C_{std} = Relación r/D para codos estándar ($C_{std} = 1.5$)

La longitud de estancamiento equivalente para una geometría de codo y T se obtuvo por modelado de flujo, prueba de erosión y seguimiento de partículas de arena en fases de gas y líquidas. La longitud de estancamiento equivalente (L) es una función del diámetro de la tubería y se puede calcular con las siguientes expresiones:

Para codos

$$L = L_0 \left\{ 1 - 1.27 \tan^{-1} \left(1.01 D^{-1.89} \right) + D^{0.129} \right\} \quad (3.8)$$

Para T

$$L = L_o \left\{ 1.35 - 1.32 \tan^{-1} \left(1.63 D^{-2.96} \right) + D^{0.247} \right\} \quad (3.9)$$

El modelo simplificado de rastreo de partículas utilizado en este modelo de erosión supone un flujo unidimensional en la zona de estancamiento, el cual tiene un perfil de velocidad lineal en la dirección del movimiento de la partícula. Para el flujo monofásico, se puede suponer que la velocidad inicial de la partícula V_0 , es la misma que la velocidad del flujo de la corriente, y puede no ser precisa para el flujo en dos fases. Suponiendo que se conoce la "velocidad característica de flujo equivalente" antes de que las partículas alcancen la zona de estancamiento, la velocidad característica de impacto de la partícula se calculó utilizando un modelo simplificado de seguimiento de partículas desarrollado en el Centro de Erosión/Corrosión de Tulsa. La velocidad característica de impacto de la partícula depende de una serie de parámetros tales como: el número de Reynolds de la partícula, la densidad y la viscosidad de los fluidos, el tamaño de las partículas y la densidad. El número de Reynolds de la partícula, Re_o , se calcula de la siguiente forma:

$$Re_o = \frac{\rho_m V_o d_p}{\mu_m} \quad (3.10)$$

Donde:

V_o = Velocidad equivalente del flujo de la corriente, m/s

ρ_m = Densidad de la mezcla del fluido en la zona de estancamiento, kg/m³

μ_m = Viscosidad de la mezcla de fluidos en la zona de estancamiento, Pa-s o N-s/m²

d_p = Diámetro de las partículas, m

El parámetro adimensional, ϕ , se define como la proporción de la relación de la masa del fluido desplazado por la masa de las partículas incidentes.

$$\phi = \frac{L \rho_m}{d_p \rho_p} \quad (3.11)$$

Donde:

L = Longitud de estancamiento equivalente, m

ρ_p = Densidad de partículas, kg/cm³

Utilizando el parámetro adimensional ϕ , el número de Reynolds de la partícula Re_o y V_o , la velocidad de impacto de la partícula V_L se puede determinar a partir de la Figura 3.2.

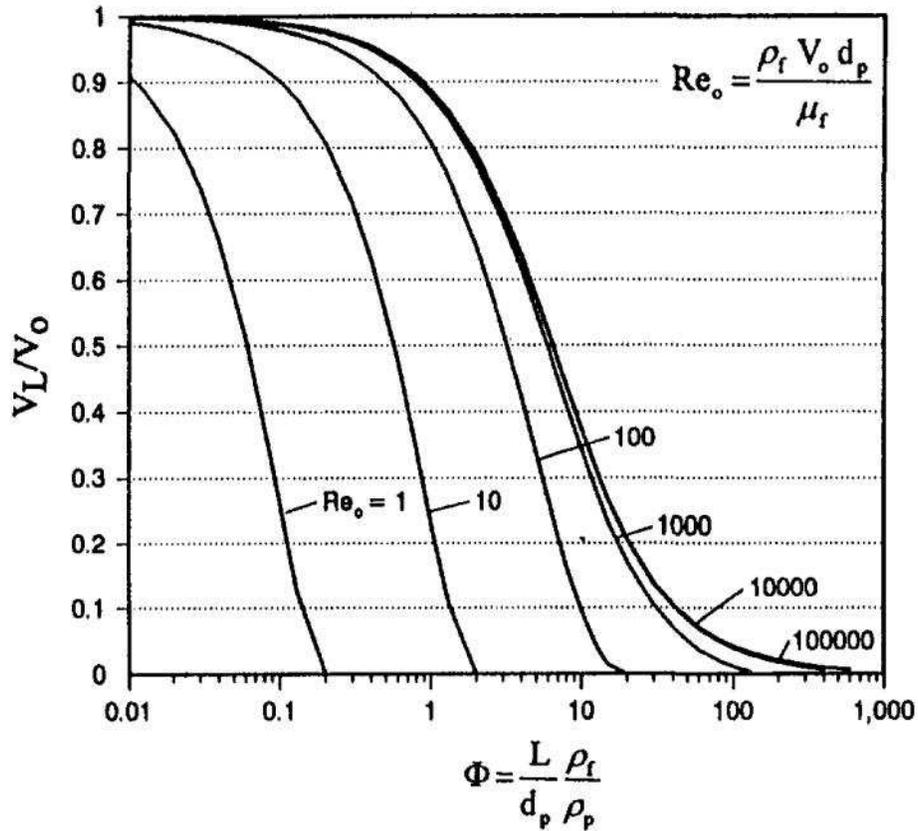


Figura 3.2: Gráfica para obtener la velocidad de impacto de la partícula, Shirazi, McLaury y Shadeley (1995) [31].

La velocidad equivalente de flujo, V_o , debe ser específica para calcular el número de Reynolds de la partícula, Re_o . Para el flujo monofásico, se asume como la velocidad de flujo promedio. Para el flujo de dos fases, se usan las siguientes ecuaciones para calcular la velocidad equivalente del flujo de la corriente.

$$V_o = \lambda_L^n V_{SL} + (1 - \lambda_L)^n V_{SG} \quad (3.12)$$

Donde:

$$\lambda = \left[\frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \right]^{0.11} \quad (3.13)$$

$$n = \left[1 - \exp \left(-0.25 \frac{V_{SG}}{V_{SL}} \right) \right] \quad (3.14)$$

El exponente n se usa cuando:

$$(V_{SG}/V_{SL}) \leq 1$$

En este caso

$$V_o = V_m = V_{SL} + V_{SG}$$

Para una geometría recta, material, definición de arena y velocidad de arena dados, todos los términos de la ecuación 3.5 se vuelven constantes, excepto la velocidad de impacto característica, V_L y se pueden escribir como:

$$h = K V_L^{1.73} \quad (3.15)$$

El término V_L de la ecuación 3.15 representa la velocidad de impacto característica de la partícula, la cual se obtiene resolviendo una ecuación de seguimiento de partículas simplificada. Shirazi, McLaury y Shadeley, desarrollaron un método para calcular V_L , que se obtiene mediante la creación de un modelo simple de la capa de estancamiento que representa la geometría de la tubería. La zona de estancamiento es una región por la cual las partículas deben atravesar para penetrar y golpear la pared de la tubería para que ocurra la erosión. La severidad de la erosión en esta zona depende de una serie de factores como: la geometría de la tubería, las propiedades del fluido y las propiedades de la arena. Se demostró que para diferentes diámetros, la longitud del estancamiento varía. Se utiliza un modelo simplificado de seguimiento de partículas para calcular la velocidad de impacto característica de las partículas; el modelo asume movimiento en una dirección con un perfil de velocidad de fluido lineal. Se supone que la velocidad inicial de la partícula es la misma que la velocidad del flujo, V_o . La validez de esta suposición se limita al flujo monofásico cuando no hay resbalamiento entre las partículas y el fluido.

3.3.5. Modelo de Mazumder

El modelo mecanístico desarrollado por Mazumder (2004)[32], calcula la velocidad inicial de la partícula, V_o , para predecir la erosión en flujo anular multifásico mientras se considera el efecto de la distribución de arena en la película del líquido y la región central de gas en flujo anular. El mecanismo de flujo multifásico y el comportamiento característico de cada fase fue considerado en el modelo. Para tener en cuenta la distribución de la velocidad de la arena en el flujo anular, se supuso que la arena se distribuye uniformemente en la fase líquida y no hay deslizamiento entre el líquido y las partículas de arena en el flujo. Las velocidades de la película líquida y las gotas de líquido arrastrado en el núcleo del gas se usaron para calcular la velocidad inicial de la partícula. La velocidad característica del flujo (que se supone que es la misma que la velocidad inicial de la partícula) se calculó utilizando un promedio ponderado de masa de las velocidades de flujo en la película de líquido y las gotas arrastradas. La velocidad de partícula inicial, V_m se calculó mediante la siguiente ecuación.

$$V_o = (1 - E) V_{film} + E V_d \quad (3.16)$$

Donde:

E = Fracción del líquido arrastrado en la fase gaseosa

$$E = \frac{\text{masa de líquido en el flujo de gas}}{\text{masa total de líquido}}$$

V_{film} = Velocidad promedio de la película de líquido, m/s

V_d = Velocidad promedio de las gotas de líquido en el flujo de gas, m/s

Posteriormente este modelo mecanista se extendió para los regímenes de flujo burbuja, tapón e intermitente, considerando la velocidad de impacto de la partícula de arena y utilizando un modelo mejorado de arrastre. Para el flujo tapón, se supuso que la arena se distribuye uniformemente en la fase líquida, y la fracción másica de arena en el bache de líquido es igual a la fracción másica de líquido en el bache líquido. Con estas consideraciones la velocidad de la partícula inicial característica (V_o) para el flujo

tapón se calcula de la siguiente forma:

$$V_o = H_{LLS} * V_{LLS} \quad (3.17)$$

Donde:

H_{LLS} = Colgamiento del líquido en el bache de líquido

V_{LLS} = Velocidad del líquido en el bache de líquido

Para los flujos de burbuja e intermitente, se supuso que la velocidad característica inicial de la partícula era la misma que la velocidad de la mezcla y se obtiene de la siguiente forma:

$$V_o = V_{SL} + V_{SG} \quad (3.18)$$

El desarrollo de este modelo considera diferentes tamaños de arena, tamaños de tubería, geometrías, materiales de pared y regímenes de flujo, por lo que tiene un amplio rango de aplicación.

Velocidades de flujo para gas y aceite

Las velocidades de flujo de las fases gas y líquido influyen en gran medida en la velocidad de impacto de la partícula. En el flujo de dos fases, las velocidades superficiales del gas y del líquido se utilizan en el cálculo de la velocidad de la partícula. La velocidad superficial de una fase es la velocidad que ocurriría si solo fluyera esa fase en la tubería. Por lo tanto, las velocidades superficiales son las tasas de flujo volumétrico por unidad de área de la tubería, como se muestra en la Ecuación 3.19 y la Ecuación 3.20:

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A_P} \quad (3.19)$$

$$V_{SG} = \frac{Q_G}{A_P} \quad (3.20)$$

Donde:

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido, pie/s

V_{SG} = Velocidad superficial del gas, pie/s

Q_L = Gasto volumétrico del aceite, pie³/s

Q_G = Gasto volumétrico del gas, pie³/s

A_P = Área transversal de la tubería, pie²

Capítulo 4

Modelo integral de corrosión - erosión

4.1. Modelo de flujo

Debido a las diferencias en los comportamientos de flujo en el flujo multifásico, las velocidades de impacto de la partícula pueden ser distintas para diferentes regímenes de flujo. Por ejemplo, la velocidad de impacto de la partícula en el flujo anular depende de la velocidad de la película de líquido anular y la velocidad del gas en el centro. En el flujo tapón, la velocidad de impacto de la partícula depende de la velocidad de la película de líquido y la retención de líquido en la película. En los flujos intermitente y burbuja, depende de las velocidades superficiales del líquido y del gas.

Debido a las características del flujo en diferentes regímenes, es importante definir las correlaciones de flujo vertical que se utilizarán para el cálculo de la erosión, ya que podrían aplicar o no, dependiendo de las consideraciones iniciales para su desarrollo en cada una de ellas.

Para determinar la velocidad de impacto de la partículas de arena, es este trabajo se utiliza el Modelo de Shirazi, McLaury y Shadeley (3.5) con la modificación de Mazumder (3.16), ya que el desarrollo de este modelo considera diferentes tamaños de arena, tamaños de tubería, geometrías, materiales de pared y regímenes de flujo, por lo que tiene un amplio rango de aplicación.

En este estudio se utilizará la correlación de Beggs y Brill para determinar el patrón de flujo en cada punto de la tubería, esto debido al desarrollo y consideraciones iniciales.

El incremento de longitud (Δh) supuesto estará en función de los datos del registro de desviación, para poder correlacionar los puntos medidos y su inclinación con las velocidades superficiales de cada fase, así como los patrones de flujo en cada punto.

4.2. Tasa de erosión

La erosión causada por la arena, se puede dar dentro de la tubería de producción, las líneas de flujo y los estranguladores, y está significativamente relacionada con el proceso de transporte de la misma. La energía cinética de las partículas en movimiento se transfiere al acero cuando inciden en una superficie, lo que provoca la eliminación abrasiva del acero. Generalmente, el índice de flujo de arena y la velocidad del fragmento de arena son los dos factores principales que determinan el riesgo de erosión. Para los campos de crudo pesado, la velocidad es baja y el riesgo también es bajo; sin embargo, los campos de gas y condensado, (alta presión / alta temperatura), la expansión de gas y la aceleración cerca de la boca del pozo aumentan drásticamente el riesgo de erosión, el cual es una importante limitación técnica y económica porque puede ocasionar graves problemas de seguridad. La erosión obliga a que la tasa de producción se mantenga por debajo de un límite que se considera seguro.

De acuerdo con Finnie (1967)[28], el proceso de erosión al interior de las tuberías se representa en la Figura 4.1. Inicialmente, el fenómeno de eliminación del material en la paredes de la misma, comienza en forma microscópica. el cuál esta representado por la parte de superior de la figura y posteriormente se ilustra el avance en el tiempo de dicho proceso a nivel macroscópico en las secciones a, b, c y d. El estudio de este fenómeno esta caracterizado por la ecuación (3.5) e indica como resultado de la misma, la tasa de penetración definida como la variable h .

h = Tasa de penetración en mm/año.

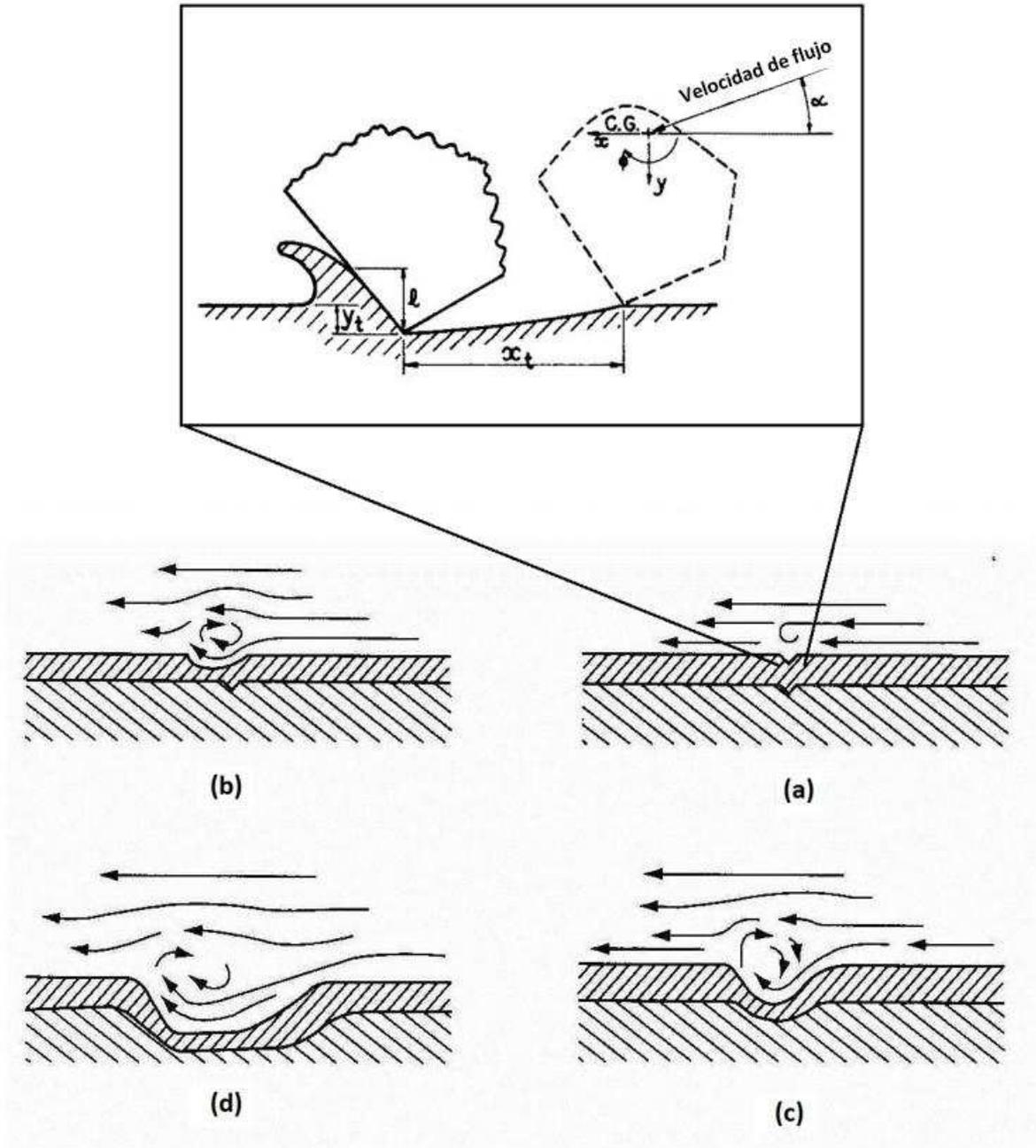


Figura 4.1: Imagen idealizada de grano abrasivo golpeando una superficie y eliminando material [28].

4.3. Tiempo estimado de erosión

Con los resultados obtenidos con el modelo de Shirazi, McLaury y Shadeley[26] a partir de los patrones de flujo calculados con la correlación de Beggs y Brill[1], se obtienen las tasas de erosión h para cada punto analizado al interior de la tubería y se determina el tiempo que tarda el fluido en erosionar el espesor de la misma.

En la Tabla 4.1 se muestra de manera ilustrativa, el valor de cada uno de los espesores de pared y sus diferentes pesos nominales para una tubería de 2 7/8 plg, utilizados en la industria petrolera. Estos valores varían para cada diámetro y grado de tubería utilizado en el pozo, por lo que es importante conocer las características propias de cada tubería, las cuales se pueden consultar en la hoja técnica del fabricante.

Tabla 4.1: Espesores de tuberías de producción de 2 7/8 plg.

Tubería de Producción de 2 7/8 plg		
Peso	Espesor	
lb/pie	plg	mm
6.40	0.217	5.51
7.80	0.276	7.01
8.60	0.308	7.82
9.35	0.340	8.64
10.50	0.392	9.96
11.50	0.440	11.18

Con los datos de la Tabla 4.1 se obtiene el espesor en mm y de la ecuación 3.5 se obtiene h , por tanto, analizando las unidades se resuelve de la siguiente forma.

Despejando la variable años se obtiene

$$años = \frac{mm}{h} \tag{4.1}$$

Donde

$años$ = Tiempo en años que tarda en erosionar el interior de la tubería.

mm = Espesor de la tubería.

h = Tasa de penetración de la arena.

El resultado final del modelo estima el tiempo en años que tarda en erosionar el espesor total de la tubería.

4.4. Determinación de la corrosión

Uno de los objetivos principales de este trabajo es determinar el tipo de corrosión predominante dentro de la tubería, por lo que, una vez que el recubrimiento de la misma es removido por el efecto de erosión de la arena y el acero de la tubería queda expuesto y en contacto con el fluido producido, se pueden estimar las reacciones electroquímicas que dan lugar a la corrosión.

Una vez estimado el tiempo de erosión de la tubería con la ecuación 4.1, se puede identificar el tipo de corrosión que podría presentarse dentro de la tubería usando la composición del fluido producido, el cual puede obtenerse del PVT característico del campo o del análisis composicional de una muestra de fluido del pozo en estudio. Con esta información se determinan las acciones a realizar en el pozo, es decir, elaborar planes de reemplazamiento, mantenimiento y/o prevención de la tubería, con el fin de disminuir los tiempos en que el pozo queda fuera de operación y establecer la vida útil de la tubería. Derivado de esto, la generación de los pronósticos de producción serán mas acertados, ya que usualmente la erosión de las tuberías no es un parámetro que sea tomado en cuenta para los planes de explotación y desarrollo de campos.

4.5. Metodología

La metodología presenta los pasos a seguir en el modelo integral con el cuál se desarrolla la herramienta computacional, cabe destacar que los cálculos se realizan para cada uno de los puntos de profundidad medidos en el registro de desviación, con el objetivo de determinar los puntos en donde se presenta la mayor tasa de erosión dentro del pozo.

1. Datos de entrada

- a) Datos de producción.

- b) Características del fluido.
- c) Características de la arena.
- d) Geometría del pozo.
- e) Tipo de tubería del pozo

2. Modelo integral

- a) Con los datos del estado mecánico del pozo y la Tabla 3.1 se obtiene el factor empírico F_m para la tubería.
- b) Con los datos granulométricos y la Tabla 3.2 se obtiene el factor de forma de arena (F_S).
- c) El factor de penetración $F_{r/D}$ se obtiene utilizando la ecuación 3.7 de Wang.
- d) Se calcula el número de Reynolds de la partícula, Re_o con la ecuación 3.10.
- e) Se calcula el parámetro adimensional ϕ con la ecuación 3.11.
- f) Con los datos de producción y la correlación 1.1 de Beggs y Brill se obtiene V_O .
- g) De la Figura 3.2 se obtiene la velocidad de impacto de la partícula V_L .
- h) Finalmente se calcula h utilizando la ecuación 3.5.
- i) Con la ecuación 4.1 se obtiene tiempo estimado de erosión.

3. Norma API 14E

- a) Con la ecuación 3.1 se calcula V_e .
- b) Se calcula el diámetro interno óptimo con la norma API 14E.
- c) Con los datos de producción y la correlación 1.1 de Beggs y Brill se obtiene V_O .
- d) Se calcula el diámetro interno óptimo con la norma API 14E.

4. Corrosión

- a) Con los datos composicionales del fluido en la Tabla 5.4 se indica el tipo de corrosión que puede presentarse al interior de la tubería.

La Figura 4.2 muestra el diagrama de flujo de la herramienta computacional del modelo integral de erosión-corrosión, esta secuencia se observa de manera análoga en el Anexo A, en donde se muestran los pasos a seguir para el cálculo de la erosión e identificación de la corrosión de la tuberías.

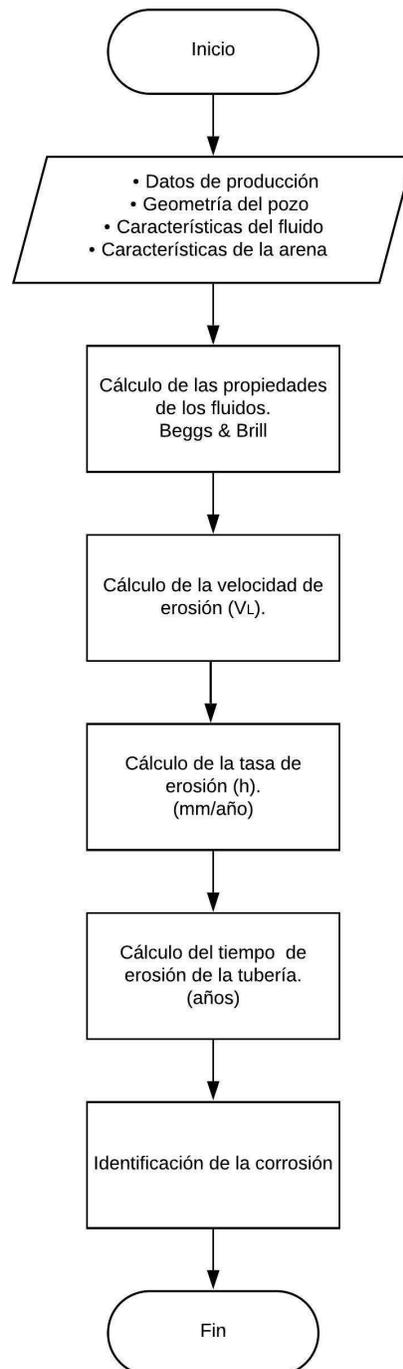


Figura 4.2: Diagrama de flujo de modelo de erosión - corrosión.

Capítulo 5

Casos de estudio

5.1. Modelo integral

En la industria petrolera, es fundamental conocer la vida útil de las tuberías así como también los fluidos producidos y sus reacciones erosivo-corrosivas para con las mismas. Aunado a esto, es fundamental identificar las zonas mas propensas a estas reacciones y en su caso la determinación de los puntos críticos en donde la tubería se ve afectada por las reacciones electroquímicas, ya que lo anterior provee información trascendente para el diseño de las tuberías, así como la planificación del reemplazo y/o mantenimiento de los sistemas de ductos a lo largo del sistema petrolero.

El modelo desarrollado en este trabajo integra los datos de producción del pozo (Q , Q_g , P_{wh} , P_{wf} , $\%W$, etc.), así como la composición del fluido producido (análisis PVT), características de la arena presente en el fluido producido (tamaño de la partícula, forma, redondez), estado mecánico del pozo (geometría) y tipo de tubería (diámetro, espesor, grado), como eje central del modelo integral, se utiliza el modelo propuesto por Shirazi et al. y la correlación de Beggs y Brill, para calcular la profundidad de erosión y los patrones de flujo respectivamente, todo esto con el objetivo de determinar el tiempo estimado de erosión en la pared interna de la tubería e identificar con base en los datos composicionales de los fluidos, la reacción química que podría causar corrosión una vez removido el recubrimiento de la misma. El procedimiento para la utilización de la herramienta computacional se describe brevemente en el Anexo A.

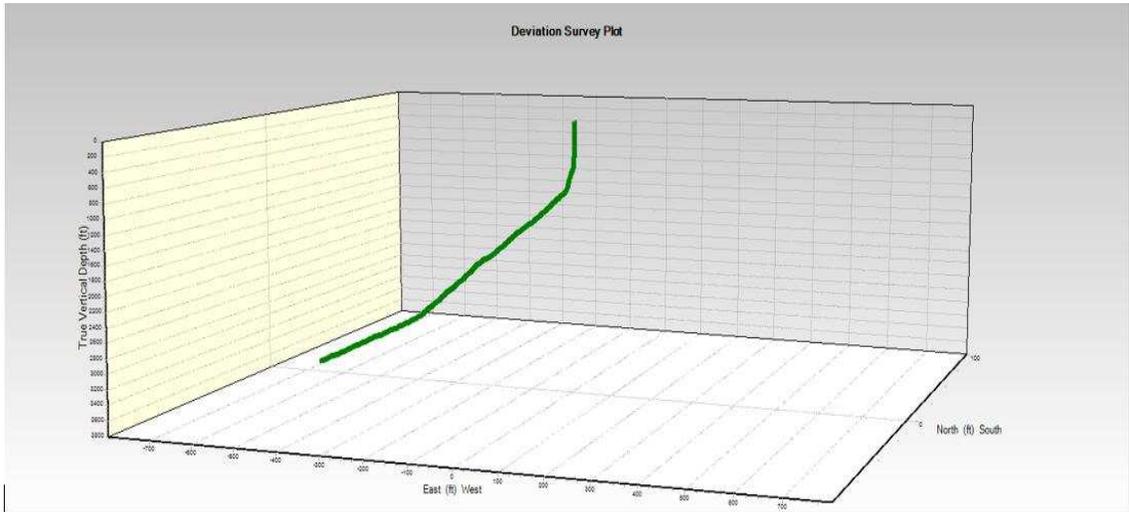
Con el modelo integral planteado en el capítulo anterior, se calcula el tiempo estimado de erosión y se indica la posible corrosión, en función de los datos del pozo a analizar. En este trabajo se proponen tres casos de estudio con la finalidad de validar la funcionalidad del modelo propuesto. Las consideraciones generales y particulares de cada uno de los tres casos de estudio (A, B y C), así como la información requerida para el uso de la herramienta computacional en cada uno de ellos, son las siguientes:

1. Geometrías del pozo.
2. Datos de la tubería.
3. Datos de la arena.
4. Datos de producción.
5. Datos de la composición de fluidos.

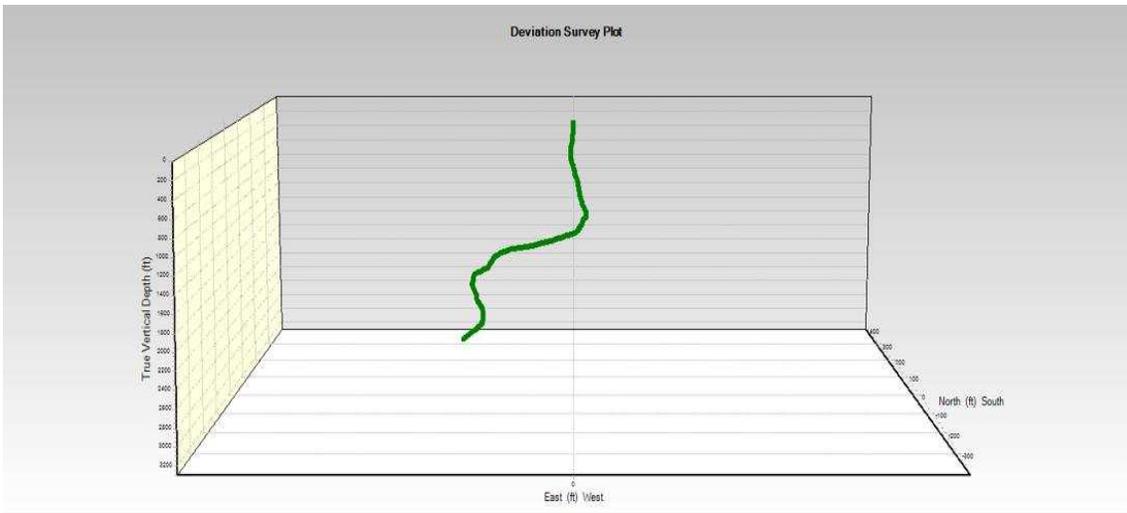
5.1.1. Geometría del pozo

Para definir la importancia de los cambios de ángulo debido a la geometría del pozo en la tasa de erosión, es importante realizar un análisis con las mismas características de producción, composición y granulometría, pero con diferentes desviaciones, por lo tanto, cada caso se evaluó con tres distintas configuraciones para observar el impacto de esta variable en el cálculo del modelo integral.

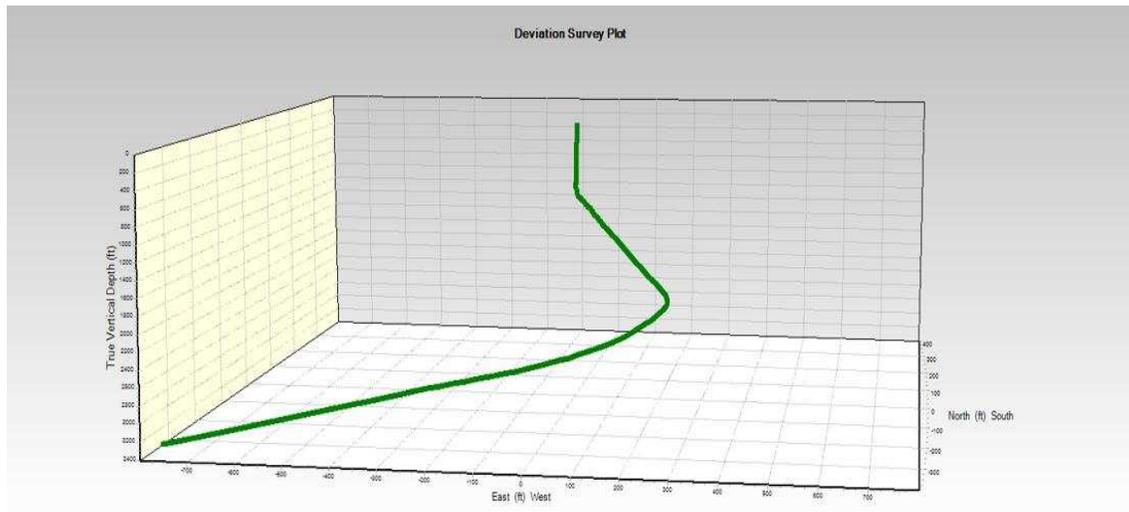
Las geometrías de pozo propuestas son tipo: J, S, y H, y se presentan en la Figura 5.1, cabe mencionar que la profundidad de los pozos es la misma en todos los casos, esto con el fin de homogeneizar las condiciones en el cálculo de las velocidades superficiales del líquido y del gas con la correlación de Beggs y Brill. Con estas consideraciones es posible comparar los resultados y evaluar el impacto de las trayectorias en la velocidad de erosión al interior de la tubería.



(a) Trayectoria Tipo J



(b) Trayectoria Tipo S



(c) Trayectoria Tipo H

Figura 5.1: Trayectorias propuestas para los casos A, B y C.

5.1.2. Datos de la tubería

En la Tabla 5.1 se muestra, el valor del espesor de pared y su peso nominal para una tubería de 2⁷/₈ plg, la cual se utiliza en los casos A, B y C.

Tabla 5.1: Espesor de la tubería de producción de 2⁷/₈ plg.

Tubería de Producción de 2 ⁷ / ₈ plg		
Peso	Espesor	
lb/pie	plg	mm
6.40	0.217	5.51

5.1.3. Datos de la arena

De acuerdo a estudios realizados en la Universidad de Alaska, por Venkatesh E.S. (1986) [33], un factor predominante en la tasa de erosión en la cara interna de la tubería es el tamaño de la arena presente en la mezcla, ya que las partículas que son menores a 20 μm y mayores a 100 μm no son capaces de penetrar la película formada por el líquido y colisionar en la cara interna de la tubería aún a velocidades mayores a 300 pie/s, por lo que es indispensable conocer el porcentaje de arena producida en los pozos, así como su tamaño de partícula, forma y redondez, con el fin de evitar sobrestimar o subestimar los cálculos en la tasa de penetración debido a la falta de caracterización de las partículas de arena.

Las características de la arena en la corriente son un parámetro predominante en el resultado de la erosión de la tubería, y debido a esto los datos se mantendrán constantes en los tres casos a analizar, esto con el fin de evaluar que otros parámetros tienen un impacto significativo en la tasa de erosión.

En la Tabla 5.2 se muestra el análisis de granulometría completo de la arena, del cuál el 25⁰% de la muestra tiene un tamaño entre 20 y 100 μm .

Tabla 5.2: Análisis granulométrico.

Tamaño (plg)	Tamaño (μm)	Porcentaje %	Acumulado %
0.0394	1000.76	0.59	0.59
0.0331	840.74	0.02	0.61
0.0232	589.28	0.15	0.76
0.0165	419.1	5.14	5.9
0.0098	248.92	35.63	41.53
0.007	177.8	11.22	52.75
0.0059	149.86	5.38	58.13
0.0049	124.46	5.63	63.76
0.0041	104.14	6.06	69.82
0.0035	88.9	6.07	75.89
0.0029	73.66	4.43	80.32
0.0017	43.18	8.2	88.52
< 0.0017	< 43.18	11.48	100

Datos característicos

Los datos específicos de cada caso son:

- Datos de producción (O, Qg, Pwh, Pwf, %S, %W), estos datos son el resultado del flujo de los fluidos dentro del pozo, y con ellos se obtienen datos como las velocidades superficiales, densidad de la mezcla, patrones de flujo, etc.
- Composición del fluido producido (PVT), con el objetivo de comprobar que el modelo considera la composición del fluido producido e indica la corrosión en función de la misma.

Con estos datos, cada caso de estudio proporciona información relevante para la correcta operación de los pozos analizados, con lo que se puede determinar la vida útil de la tubería y establecer los programas de mantenimiento y prevención adecuados con el fin de evitar salidas de operación y/o reparaciones no programadas en los planes de explotación del pozo analizado, evitando así un incremento en los gastos operativos.

5.2. Caso A

Para el caso A, se utilizan los datos de producción del pozo de la Tabla 5.3, y los datos composicionales del fluido de la Tabla 5.4, aunado a los datos generales de granulometría de la Tabla 5.2 y las tres trayectorias de pozo indicadas anteriormente en la Figura 5.1. Finalmente, con la herramienta computacional se calcula el tiempo estimado de erosión y se indica el tipo de corrosión en función de los datos del fluido de la Tabla 5.4.

Tabla 5.3: Datos de producción caso A.

Parámetro			Unidades
O	Gasto de aceite	1300	bpd
Qg	Gasto de gas	1.8	MMpcd
Qsd	Gasto de arena	0.387	m ³ /d
w	Corte de agua	5	%
Pwh	Presión en la cabeza del pozo	70	kg/cm ²
Pwf	Presión de fondo fluyendo	240	kg/cm ²
Py	Presión de yacimiento	280	kg/cm ²
ρ_f	Densidad del fluido	54.22	lb/pie ³
ρ_p	Densidad de la partícula	165.4	lb/pie ³
F_M	Factor empírico de material para V_L	3.89×10^{-4}	Tabla 3.1
Fs	Factor de forma de la arena	0.53	Tabla 3.2
Fp	Factor de penetración	0.206	Tabla 3.3
B	Dureza de Brinell	160	Tabla 3.1
d	Diámetro de la tubería	2.875	plg
d_p	Diámetro de la partícula	188	μm

Tabla 5.4: Análisis composicional, PVT caso A.

Componente	% volumen
Nitrógeno	0.328
Bióxido de carbono	4.567
Ácido sulfhídrico	14.854
Metano	45.455
Etano	18.020
Propano	8.925
Isobutano	1.887
Butano normal	3.261
Isopentano	1.249
Pentano normal	0.868
Hexano y mas pesados	0.587
Total	100.0

5.3. Caso B

Para el caso B, se utilizan los datos de producción del pozo de la Tabla 5.5, y los datos composicionales del fluido de la Tabla 5.6, aunado a los datos generales de granulometría de la Tabla 5.2 y las tres trayectorias de pozo indicadas anteriormente en la Figura 5.1. Finalmente, con la herramienta computacional se calcula el tiempo estimado de erosión y se indica el tipo de corrosión en función de los datos del fluido de la Tabla 5.6.

Tabla 5.5: Datos de Producción caso B.

Parámetro			Unidades
O	Gasto de aceite	1900	bpd
Qg	Gasto de gas	3.20	MMpcd
Qsd	Gasto de arena	0.566	m ³ /d
w	Corte de agua	5	%
Pwh	Presión en la cabeza del pozo	35	kg/cm ²
Pwf	Presión de fondo fluyendo	235	kg/cm ²
Py	Presión de yacimiento	250	kg/cm ²
ρ_f	Densidad del fluido	52.82	lb/pie ³
ρ_p	Densidad de la partícula	165.4	lb/pie ³
F_M	Factor empírico de material para V_L	3.89×10^{-4}	Tabla 3.1
Fs	Factor de forma de la arena	0.53	Tabla 3.2
Fp	Factor de penetración	206	Tabla 3.3
B	Dureza de Brinell	160	Tabla 3.1
d	Diámetro de la tubería	2.875	plg
d_p	Diámetro de la partícula	188	μm

Tabla 5.6: Análisis composicional, PVT caso B.

Componente	% volumen
Nitrógeno	0.703
Bióxido de carbono	1.100
Ácido sulfhídrico	0.000
Metano	62.359
Etano	9.540
Propano	4.783
Isobutano	0.804
Butano normal	1.966
Isopentano	0.708
Pentano normal	0.886
Hexano y mas pesados	17.151
Total	100.0

5.4. Caso C

Para el caso C, se utilizan los datos de producción del pozo de la Tabla 5.7, y los datos composicionales del fluido de la Tabla 5.8, aunado a los datos generales de granulometría de la Tabla 5.2 y las tres trayectorias de pozo indicadas anteriormente en la Figura 5.1. Finalmente, con la herramienta computacional se calcula el tiempo estimado de erosión y se indica el tipo de corrosión en función de los datos del fluido de la Tabla 5.8.

Tabla 5.7: Datos de Producción caso C.

Parámetro			Unidades
O	Gasto de aceite	380	bpd
Qg	Gasto de gas	1.254	MMpcd
Qsd	Gasto de arena	0.1133	m ³ /d
w	Corte de agua	5	%
Pwh	Presión en la cabeza del pozo	35	kg/cm ²
Pwf	Presión de fondo fluyendo	140	kg/cm ²
Py	Presión de yacimiento	150	kg/cm ²
ρ_f	Densidad del fluido	54.22	lb/pie ³
ρ_p	Densidad de la partícula	165.4	lb/pie ³
F_M	Factor empírico de material para V_L	3.89×10^{-4}	Tabla 3.1
Fs	Factor de forma de la arena	0.53	Tabla 3.2
Fp	Factor de penetración	206	Tabla 3.3
B	Dureza de Brinell	210	Tabla 3.1
d	Diámetro de la tubería	2.875	plg
d_p	Diámetro de la partícula	188	μm

Tabla 5.8: Análisis composicional, PVT caso C.

Componente	% volumen
Nitrógeno	1.887
Bióxido de carbono	2.326
Ácido sulfhídrico	2.700
Metano	86.864
Etano	3.829
Propano	1.653
Isobutano	0.223
Butano normal	0.340
Isopentano	0.086
Pentano normal	0.064
Hexano y mas pesados	0.028
Total	100.0

Capítulo 6

Resultados

Aplicaciones del modelo.

Es necesario evaluar diferentes escenarios de producción en los cuales se considere la producción mínima necesaria para que el proyecto sea económicamente rentable y la producción máxima, asegurando siempre que la velocidad de arrastre de las partículas sólidas genere la erosión mínima permitida. Para esto, se requiere datos de campo confiables como son mediciones en pozo (O, Qg, Qw, W&S), datos de presiones como son: presión en la cabeza del pozo (Pwh), presión de fondo estática y fluyente (Pwe y Pwf), presión de yacimiento (Py) y un análisis composicional de los fluidos producidos (PVT).

Con base en los resultados obtenidos con la herramienta computacional del modelo de erosión - corrosión, se puede determinar la integridad de pozos en función del tiempo de erosión de estimado, así como la identificación del tipo de corrosión a presentarse en la tubería de acuerdo a la composición de los fluidos producidos en el pozo. Aunado a esto, la herramienta computacional también muestra un valor máximo y mínimo en el cálculo del tiempo de erosión basado en el modelo de Shirazi, McLaury y Shadeley[31].

La herramienta computacional provee cuatro principales resultados:

1. Tasas de erosión (h) mínima y máxima.
2. Tiempo mínimo y máximo de erosión del espesor de la tubería.

3. Velocidad de impacto de la partícula (V_e).
4. Identificación del tipo de corrosión de acuerdo a la composición de los fluidos presentes.

Con esta información se pueden generar diferentes escenarios de explotación de hidrocarburos, planes de mantenimiento, reparación y cambio de ductos en función de su vida útil, programas de inyección de inhibidores de corrosión con el objetivo de alargar la vida productiva de los ductos, así como generación de presupuestos que consideren las actividades antes descritas y evitar gastos no planeados debido a fenómenos de corrosión y erosión dentro de las tuberías.

6.1. Análisis de resultados

6.1.1. Resultados generales del modelo integral

Los resultados de los tres casos (A, B y C), obtenidos con la herramienta computacional del modelo integral de erosión-corrosión, muestran la siguiente información para cada uno de ellos:

1. El registro de desviación del pozo en 2D.
2. El perfil de presión obtenido con la correlación de Beggs & Brill para cada uno de los puntos del registro de desviación.
3. El perfil de velocidades superficiales del líquido y del gas para cada uno de los puntos del registro de desviación.
4. La tasa de erosión (h) en la cara interior de la tubería a las condiciones de flujo, asociada a cada uno de los puntos medidos en el registro de desviación.

En las Figuras 6.1, 6.2 y 6.3, se muestran los casos A, B y C respectivamente, con las tres diferentes geometrías de pozo en cada uno de ellos, las cuales al comparar el registro de desviación y la tasa de penetración, se observa que los cambios de ángulo no tienen un impacto significativo en la profundidad de erosión en ninguno de los escenarios, ya

que no muestran un cambio de tendencia, decremento o incremento súbito de su valor en las zonas en donde la geometría del pozo cambia considerablemente con respecto a la horizontal.

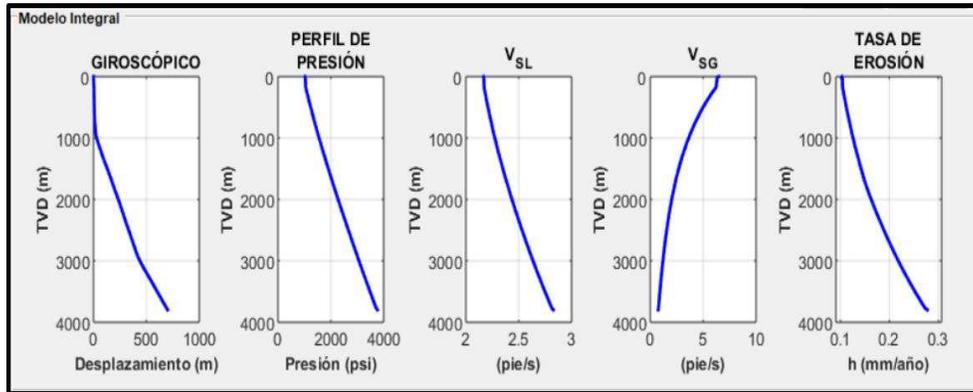
En los tres casos (A, B y C), el perfil de presiones calculado con Beggs y Brill (ecuación 1.1) para cada caso, obedece al comportamiento normal de la presión para un fluido ascendente con algunas variaciones en cada escenario debido a la trayectoria, Esto se debe principalmente a que la correlación de Beggs y Brill (ecuación 1.1), toma en cuenta el ángulo de desviación, los patrones de flujo, colgamiento y gradiente de presión para su cálculo.

Por otro lado, en los casos A, B y C, las velocidades superficiales del líquido y del gas muestran tendencias opuestas entre sí, ya que están directamente relacionadas con los cambios de presión, separación del gas y patrones de flujo predominantes a lo largo de la tubería. Debido a lo anterior la velocidad del líquido tiende a disminuir y la velocidad del gas aumentar a medida que los fluidos ascienden, dado que el volumen del gas es mayor al del líquido siempre que se acercan a la superficie.

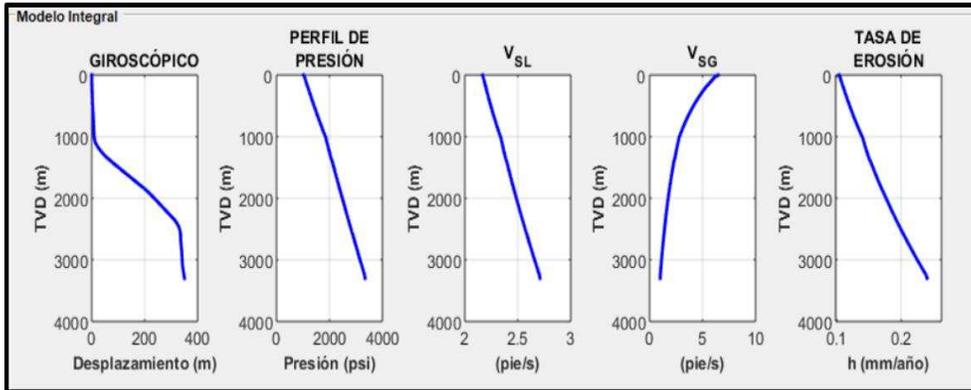
En todos los casos, si se compara la gráfica de la velocidad superficial del líquido y la tasa de penetración, se puede observar una tendencia similar entre ambas curvas, y esto se debe principalmente a que la fase líquida es la que transporta la mayor cantidad de sólidos, por lo tanto a mayor volumen de la fase líquida, mayor será la cantidad de arena presente en la mezcla de fluidos, dando como consecuencia una mayor probabilidad de choque de las partículas de arena con la cara interior de la tubería. Adicionalmente se puede asociar el volumen de líquido con el patrón de flujo presente en cada punto de la tubería, es decir, hacía el fondo de la tubería los patrones de flujo predominantes muestran el mayor volumen de líquidos y colgamiento, y por lo tanto la mayor concentración de arena dentro de la mezcla, la cual disminuye a medida que los fluidos se acercan a la superficie, ya que los patrones de flujo cambian dando como resultado que la fase gaseosa sea continua y la fase líquida discontinua.

6.1.1.1. Caso A

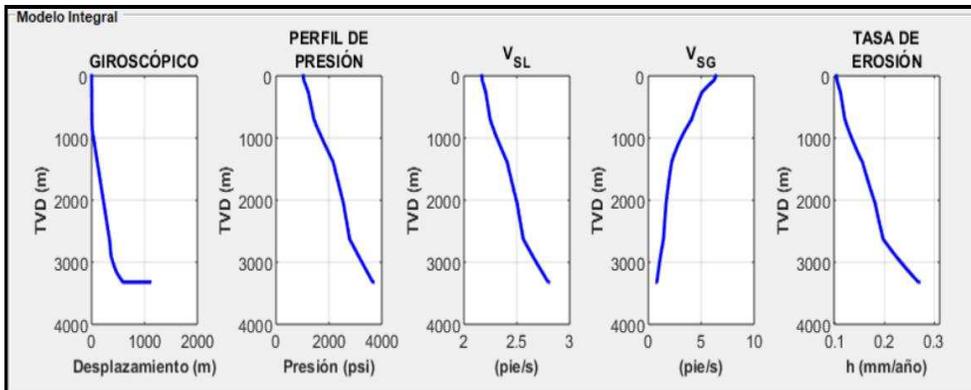
En la Figura 6.1 se muestran los resultados del Caso A, obtenidos con la herramienta computacional del modelo integral de erosión-corrosión, en la cual se observan las gráficas siguientes: registro giroscópico, perfil de presiones, velocidad superficial del líquido (V_{SL}), velocidad superficial del gas (V_{SG}) y tasa de erosión (h).



(a) Caso A1 “Trajectory Tipo J”



(b) Caso A2 “Trajectory Tipo S”

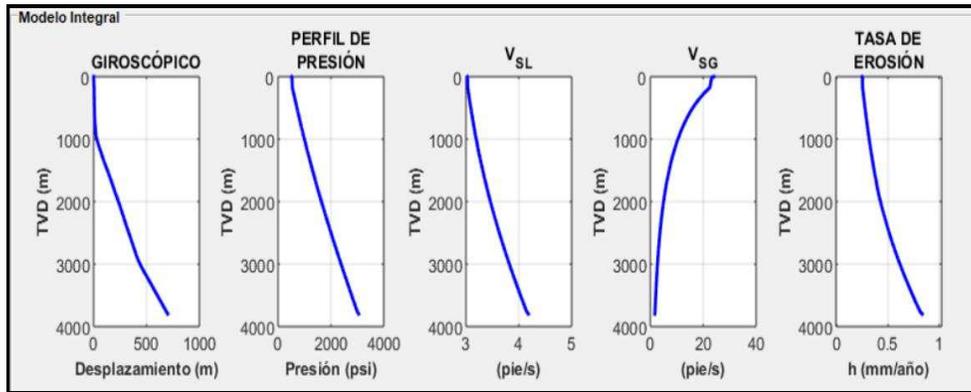


(c) Caso A3 “Trajectory Tipo H”

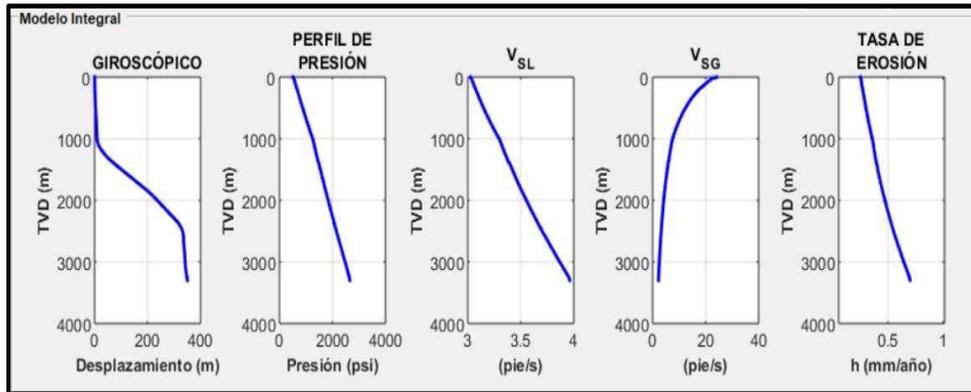
Figura 6.1: Resultados Caso A

6.1.1.2. Caso B

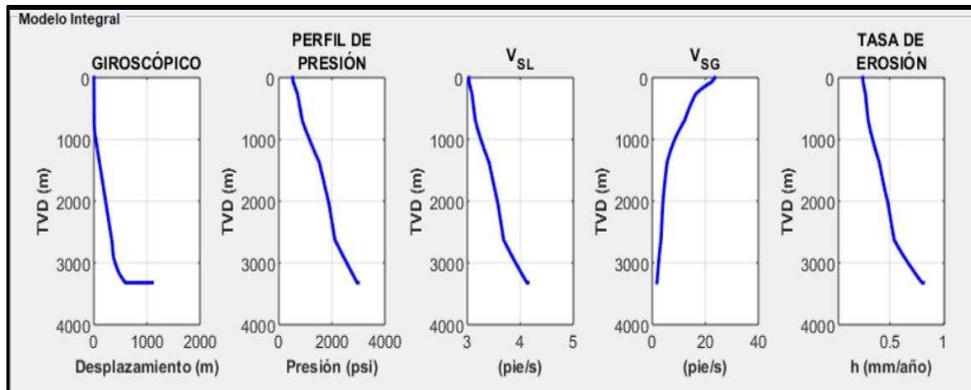
En la Figura 6.2 se muestran los resultados del Caso A, obtenidos con la herramienta computacional del modelo integral de erosión-corrosión, en la cual se observan las gráficas siguientes: registro giroscópico, perfil de presiones, velocidad superficial del líquido (V_{SL}), velocidad superficial del gas (V_{SG}) y tasa de erosión (h).



(a) Caso B1 “Trajectory Tipo J”



(b) Caso B2 “Trajectory Tipo S”

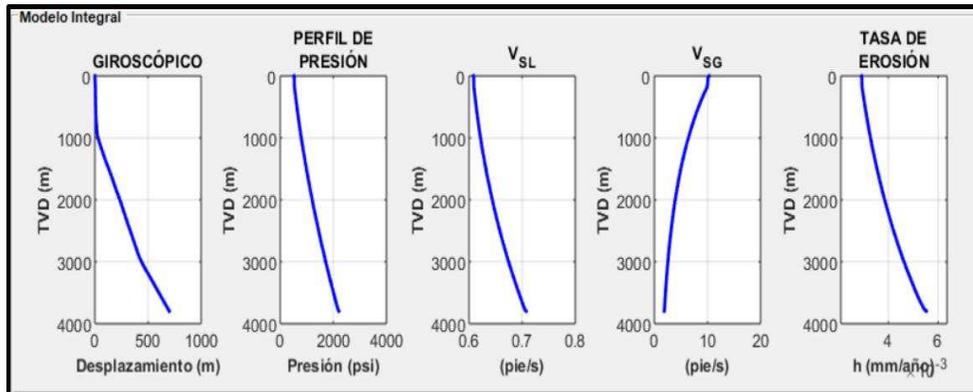


(c) Caso B2 “Trajectory Tipo J”

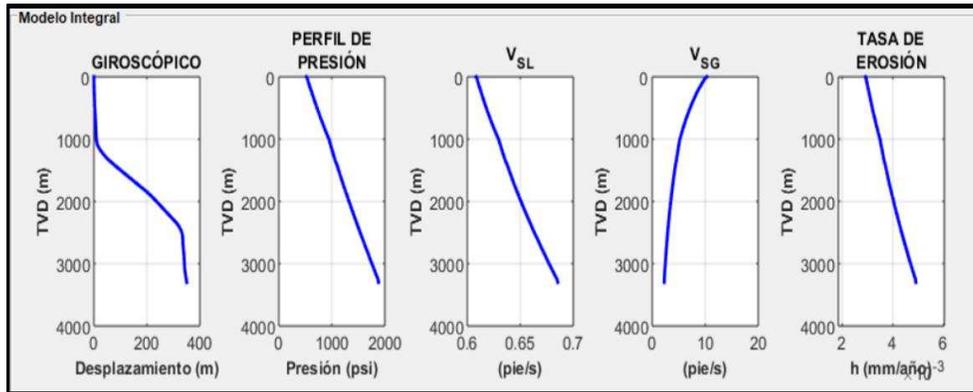
Figura 6.2: Resultados Caso B

6.1.1.3. Caso C

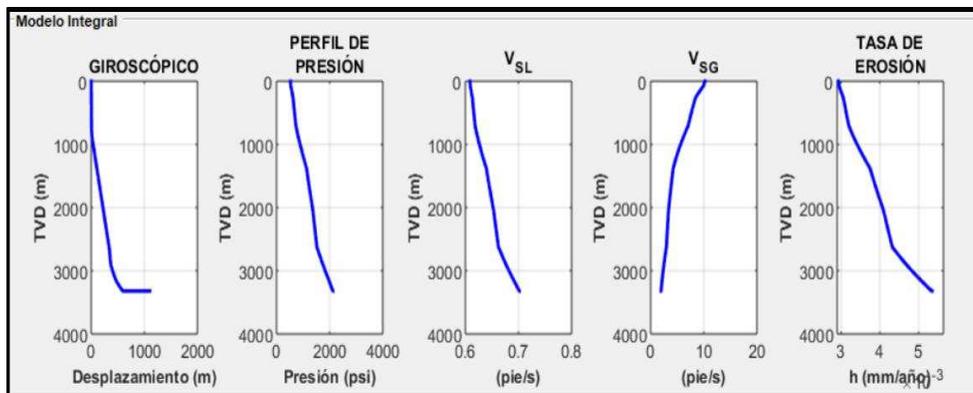
En la Figura 6.3 se muestran los resultados del Caso A, obtenidos con la herramienta computacional del modelo integral de erosión-corrosión, en la cual se observan las gráficas siguientes: registro giroscópico, perfil de presiones, velocidad superficial del líquido (V_{SL}), velocidad superficial del gas (V_{SG}) y tasa de erosión (h).



(a) Caso C1 “Trajectory Tipo J”



(b) Caso C2 “Trajectory Tipo S”



(c) Caso C3 “Trajectory Tipo H”

Figura 6.3: Resultados Caso C

Finalmente, con los resultados obtenidos se puede demostrar que la tasa de erosión dentro de la tubería se encuentra principalmente en función de: la velocidad del líquido, velocidad de impacto de la partícula, patrones de flujo y tipo de arena presente en la mezcla, por lo que es importante conocer las velocidades de flujo máximas permitidas, así como también, conocer la producción máxima de aceite y arena con el fin de evitar o disminuir la tasa de erosión, y así alargar la vida útil de las tuberías de producción de hidrocarburos. Los resultados del modelo integral muestran que al considerar mas variables como son: el tipo de arena, tipo de tubería, condiciones de flujo, densidad del líquido y gas, etc. el modelo es más sensible a los cambios en las condiciones de flujo y tipo de fluido.

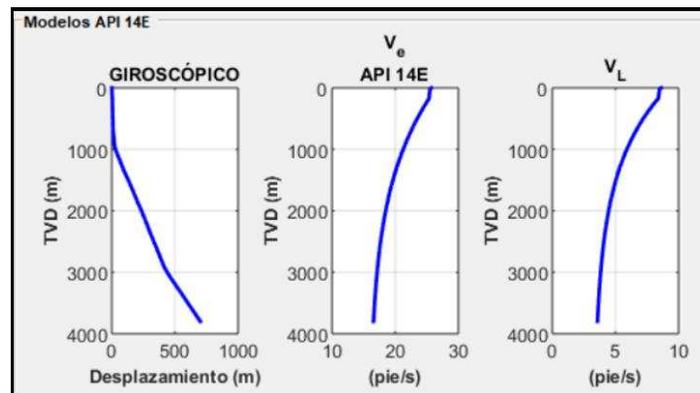
6.1.2. Velocidad de erosión

Adicionalmente, con la herramienta computacional se realiza el cálculo de la velocidad de erosión (V_e) conforme a la norma API 14E, y simultáneamente se calcula la velocidad de la mezcla o velocidad equivalente de flujo (V_o) en cada uno de los puntos del registro de desviación para los tres casos de estudio. Esto con la finalidad de determinar si la velocidad de la mezcla es mayor que la velocidad de erosión o se encuentra cercana al valor límite, ya que dicha velocidad se define como: la velocidad máxima a la cual los fluidos comienzan a erosionar las tuberías.

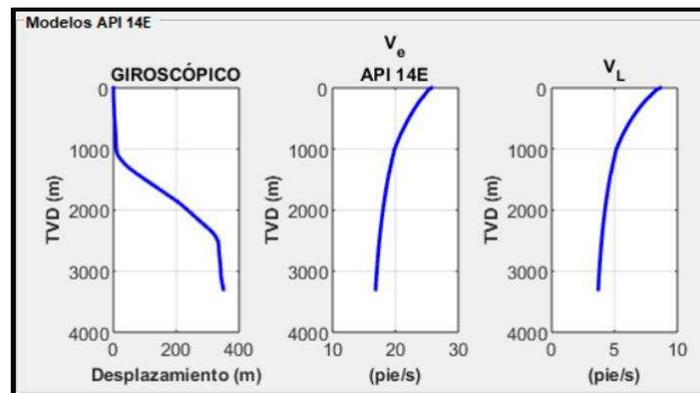
En las Figuras 6.4, 6.5, 6.6, de los casos A, B y C respectivamente, se puede observar un comportamiento similar de las velocidades calculadas con la norma API 14E y el modelo integral a través de la longitud del pozo. En todos los casos (A, B y C), los valores indican que la velocidad del flujo calculada con el modelo integral es menor que la obtenida con la norma API 14E, esta diferencia se debe principalmente a la metodología utilizada en cada una de ellas. Por un lado, en la norma API 14E, el cálculo de la velocidad de erosión esta en función de la densidad de la mezcla, como se define en la ecuación 3.1. Por otra parte, el modelo integral utiliza la ecuación 3.5 que involucra parámetros como son: patrones de flujo, densidad de la mezcla, número de Reynolds, etc.

6.1.2.1. Caso A

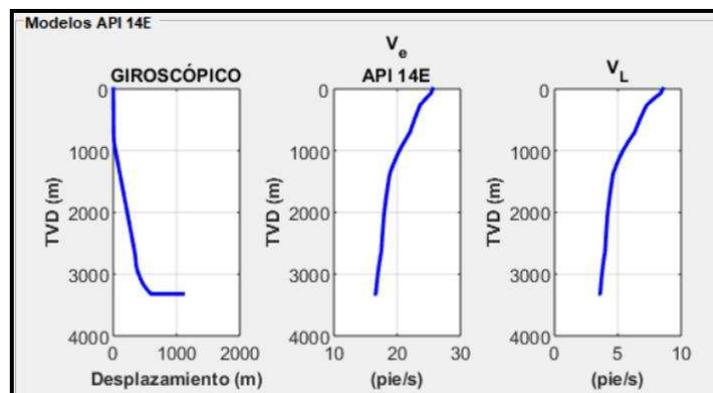
En la Figura 6.4 se observan los resultados del cálculo de la velocidad de erosión para los escenarios del Caso A, los cuales fueron obtenidos con la herramienta computacional y muestran las siguientes gráficas: registro giroscópico, la velocidad de erosión-norma API 14E (V_e), velocidad de erosión-modelo integral (V_L).



(a) Velocidad erosión Caso A, tipo J



(b) Velocidad erosión Caso A, tipo S

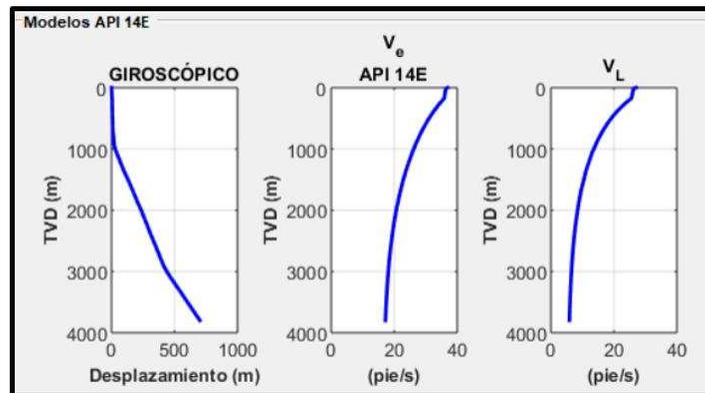


(c) Velocidad erosión Caso A, tipo H

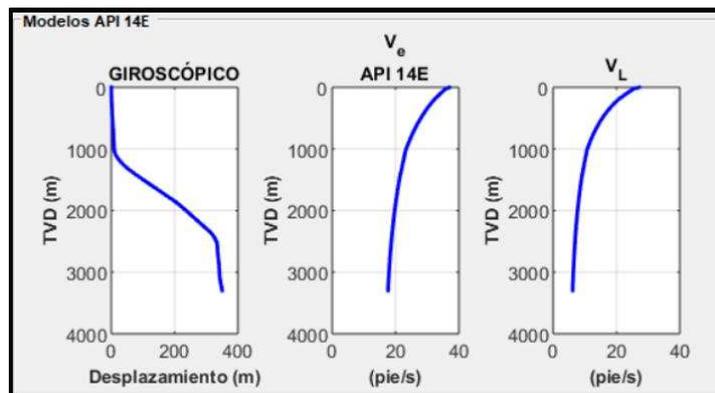
Figura 6.4: Velocidades de erosión, Caso A

6.1.2.2. Caso B

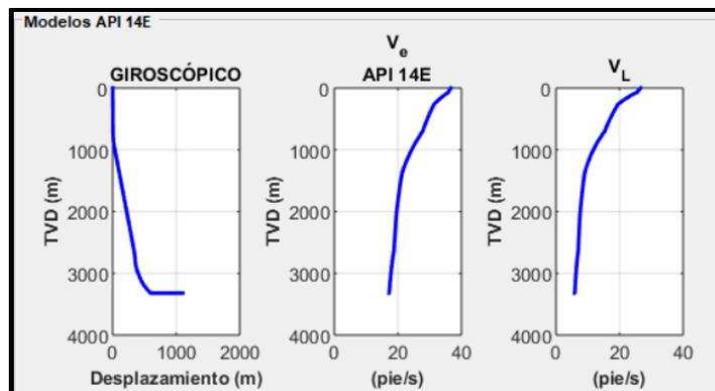
En la Figura 6.5 se observan los resultados del cálculo de la velocidad de erosión para los escenarios del Caso B, los cuales fueron obtenidos con la herramienta computacional y muestran las siguientes gráficas: registro giroscópico, la velocidad de erosión-norma API 14E (V_e), velocidad de erosión-modelo integral (V_L).



(a) Velocidad erosión Caso B, tipo J



(b) Velocidad erosión Caso B, tipo S

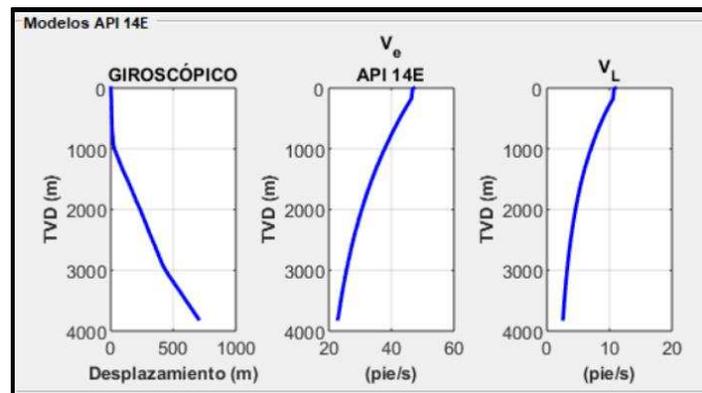


(c) Velocidad erosión Caso B, tipo H

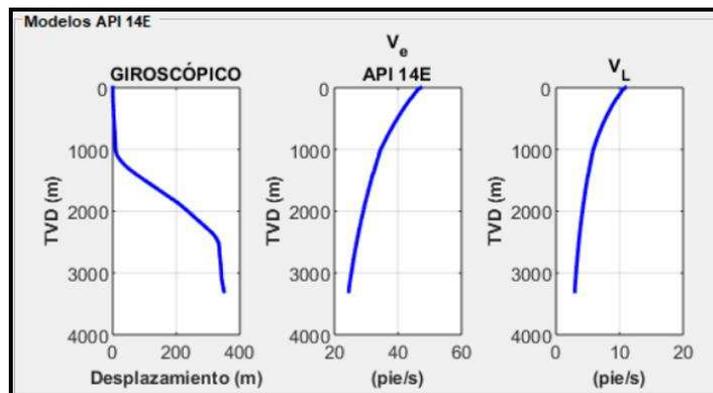
Figura 6.5: Velocidades de erosión.

6.1.2.3. Caso C

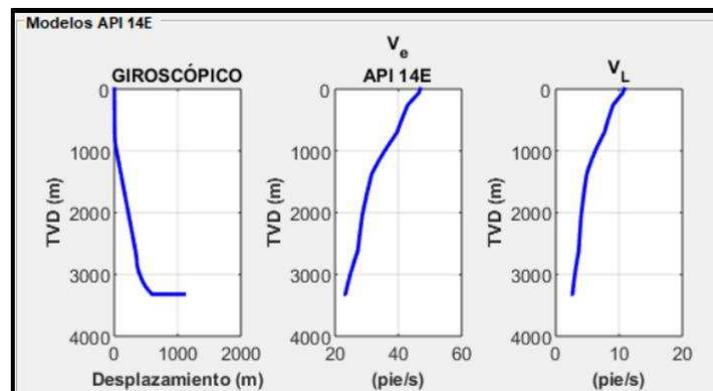
En la Figura 6.6 se observan los resultados del cálculo de la velocidad de erosión para los escenarios del Caso C, los cuales fueron obtenidos con la herramienta computacional y muestran las siguientes gráficas: registro giroscópico, la velocidad de erosión-norma API 14E (V_e), velocidad de erosión-modelo integral (V_L).



(a) Velocidad erosión Caso C, tipo J



(b) Velocidad erosión Caso C, tipo S



(c) Velocidad erosión Caso C, tipo H

Figura 6.6: Velocidades de erosión.

6.1.3. Resultados particulares del Caso A

El diseño de la tubería con la norma API 14E, se muestra en la Tabla 6.1, y se observa que la tubería de 2 7/8 plg, con la que actualmente cuenta el pozo, cumple los estándares de diseño para evitar la erosión debido a la velocidad del flujo, aunque no indica el tiempo estimado de vida útil de la tubería del pozo. De acuerdo con esto, la aplicación de la norma con la que se diseñan las tuberías de algunos pozos, no provee información adicional cuando las tuberías ya están instaladas como en este caso.

Tabla 6.1: Diseño de la tubería de acuerdo a la norma API 14E.

Parámetros		unidades
V_{eMin}	16.67	pie/seg
V_{eMax}	25.68	pie/seg
Diámetro interno óptimo	1.7614	plg
Diámetro interno comercial	2.091	plg
Diámetro externo comercial	2 7/8	plg
Presión máxima interna en el pozo	3500	psig
Presión máxima de operación tubería	10570	psig
Peso unitario	4.0 - 10.5	lb/pie
Grado de la tubería	API N 80	

Por otro lado, en la Tabla 6.2 se muestran los valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h) calculados con la herramienta computacional para cada una de las configuraciones de pozo del caso A. Con el valor promedio de los anteriores, se calcula el tiempo estimado de vida útil de la tubería, para diferentes porcentajes de erosión, ya que uno de los objetivos de este trabajo es determinar el tiempo de erosión del espesor de la tubería.

Tabla 6.2: Caso A. Valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h).

Caso A	Mínimo (mm/año)	Máximo (mm/año)
Tipo J	0.1033	0.2776
Tipo S	0.1032	0.2406
Tipo H	0.1036	0.269
Valor promedio tasa de erosión (h)	0.1034	0.2624

En la Tabla 6.3 se muestran los valores estimados para los diferentes porcentajes de erosión en la tubería, de los cuales sobresalen dos de ellos, el valor de 5% de erosión que

es en el cual la capa de recubrimiento ha sido removida y comienza la interacción de los fluidos con el acero, lo que inicia el fenómeno de corrosión en función de los fluidos presentes en la mezcla. El segundo valor preponderante, es del 100% de erosión que indica que un área de la tubería ha sido removida en su totalidad y por lo tanto existe comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, dando como resultado pérdida de producción y consecuentemente falta de integridad del pozo.

Los resultados indican que la erosión del 5% se presenta en un período de 1.1 años y el 100% en 21 años. Estos valores son de gran importancia para realizar los planes y programas de mantenimiento y reemplazamiento de ductos, ya que de no tomarlos en cuenta, podría aumentar el costo de las intervenciones así como el costo de producción considerablemente, debido al uso de inhibidores de corrosión en caso de que la mezcla contenga impurezas relacionadas a la corrosión.

Tabla 6.3: Caso A. Tiempo estimado de erosión modelo integral.

Tiempo estimado de erosión (años)	Erosión (%)
21.0	100
16.8	80
12.6	60
8.4	40
4.2	20
2.1	10
1.1	5

Finalmente el modelo integral presenta el tipo de corrosión que puede presentarse en función de los componentes de la mezcla. Para este caso la corrosión principal es del tipo ácida o amarga debido al contenido de ácido sulfhídrico (H_2S) presente en la mezcla (tabla 5.4), y puede presentarse de distintas formas como son; uniforme, picadura o grietas, aunado a ésta también es posible tener una corrosión dulce, ya que también se encuentra presente el dióxido de carbono (CO_2) este tipo de corrosión puede ser tipo picadura o puntual. Estos dos gases son de los principales agentes corrosivos en la industria petrolera y su presencia es muy común en los campos petroleros.

6.1.4. Resultados particulares del Caso B

Los resultados del cálculo del diseño de la tubería con la norma API 14E, se muestran en la Tabla 6.4, y se observa que la tubería de 2 7/8 plg, con la que actualmente cuenta el pozo, no cumple los estándares de diseño para evitar la erosión debido a la velocidad del flujo (el diseño con la norma indica el uso de una tubería de 3.5 plg), y tampoco indica el tiempo estimado de vida útil de la tubería del pozo. De acuerdo a esto, la aplicación de la norma con la que se diseñan las tuberías de algunos pozos, no provee información adicional cuando las tuberías ya están instaladas, como en este caso.

Tabla 6.4: Diseño de la tubería de acuerdo a la norma API 14E.

Parámetros		unidades
V_{eMin}	17.36	pie/seg
V_{eMax}	36.86	pie/seg
Diámetro interno óptimo	2.57	plg
Diámetro interno comercial	2.64 - 3.07	plg
Diámetro externo comercial	3.5	plg
Presión máxima interna en el pozo	4000	psig
Presión máxima de operación tubería	7870 - 15310	psig
Peso unitario	7.7 - 14.3	lb/pie
Grado de la tubería	API N 80	

En la Tabla 6.5 se muestran los valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h) calculados con el modelo integral para cada una de las configuraciones de pozo del caso B. Utilizando dichos valores se calculó el tiempo estimado de vida útil de la tubería, con diferentes porcentajes de erosión, ya que uno de los objetivos de este trabajo es determinar el tiempo de erosión del espesor de la tubería.

Tabla 6.5: Caso B. Valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h).

Caso B	Mínimo (mm/año)	Máximo (mm/año)
Tipo J	0.2482	0.8344
Tipo S	0.2479	0.7002
Tipo H	0.2492	0.8128
Valor promedio del modelo integral (h)	0.2484	0.7825

En la Tabla 6.6 se muestran los valores estimados para los diferentes porcentajes de erosión en la tubería, de los cuales sobresalen dos de ellos, el valor de 5% de erosión que

es en el cual la capa de recubrimiento ha sido removida y comienza la interacción de los fluidos con el acero, lo que inicia el fenómeno de corrosión en función de los fluidos presentes en la mezcla.

Por otro lado el valor del 100% de erosión indica que un área de la tubería ha sido removida en su totalidad y por lo tanto existe comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, dando como resultado pérdida de producción y consecuentemente pérdida de integridad del pozo.

Tabla 6.6: Caso B. Tiempo estimado de erosión modelo integral.

Tiempo estimado de erosión (años)	Erosión (%)
7.04	100
5.63	80
4.23	60
2.82	40
1.41	20
0.70	10
0.35	5

El modelo integral indica que la erosión del 5% se presentará en un período de 0.35 años (4 meses) y el 100% en 7 años. Estos valores son de gran importancia para realizar los planes y programas de mantenimiento y reemplazamiento de ductos, ya que de no tomarlos en cuenta, podría aumentar el costo de las intervenciones así como el costo de producción considerablemente, debido al uso de inhibidores de corrosión en caso de que la mezcla contenga impurezas relacionadas a la corrosión.

Finalmente el modelo integral presenta el tipo de corrosión que puede presentarse en función de los componentes de la mezcla. Para este caso la corrosión principal es del tipo dulce, debido al contenido de dióxido de carbono (CO_2) presente en la mezcla (Tabla 5.6), el cuál es uno de los principales agentes corrosivos en la industria petrolera, y puede presentarse de las siguiente formas: picadura o puntual.

6.1.5. Resultados particulares del Caso C

Los resultados del diseño de la tubería con la norma API 14E, se muestran en la Tabla 6.7, y se observa que la tubería con la que actualmente cuenta el pozo, cumple los

estándares de diseño para evitar la erosión debido a la velocidad del flujo, aunque no considera el tiempo estimado de vida útil de la tubería del pozo. De acuerdo a esto, la aplicación de la norma con la que se diseñan las tuberías de algunos pozos, no provee información adicional cuando las tuberías ya están instaladas como en este caso.

Tabla 6.7: Diseño norma API 14E.

Parámetros		unidades
V_{eMin}	23.54	pie/seg
V_{eMax}	47.08	pie/seg
Diámetro interno óptimo	1.42	plg
Diámetro interno comercial	2.091	plg
Diámetro externo comercial	2 ⁷ / ₈	plg
Presión máxima interna en el pozo	2000	psig
Presión máxima de operación tubería	9840 - 15000	psig
Peso unitario	4.0 - 10.5	lb/pie
Grado de la Tubería	API N 80	

En la Tabla 6.8 se muestran los valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h) calculados con el modelo integral para cada una de las configuraciones de pozo del caso C. Utilizando dichos valores se calculó el tiempo estimado de vida útil de la tubería, con diferentes porcentajes de erosión, ya que uno de los objetivos de este trabajo es determinar el tiempo de erosión del espesor de la tuberías.

Tabla 6.8: Caso C. Valores máximos y mínimos de la tasa de erosión (h).

Caso C	Mínimo (mm/año)	Máximo (mm/año)
Tipo J	0.003	0.0057
Tipo S	0.003	0.005
Tipo H	0.003	0.0055
Valor promedio del modelo integral (h)	0.003	0.0054

En la Tabla 6.9 se muestran los valores estimados para los diferentes porcentajes de erosión en la tubería, de los cuales sobresalen dos de ellos, el valor de 5% de erosión que es en el cual la capa de recubrimiento ha sido removida y comienza la interacción de los fluidos con el acero, lo que inicia el fenómeno de corrosión en función de los fluidos presentes en la mezcla.

Por otro lado el valor del 100% de erosión indica que un área de la tubería ha sido removida en su totalidad y por lo tanto existe comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, dando como resultado pérdida de producción y consecuentemente pérdida de integridad del pozo.

Tabla 6.9: Caso C. Tiempo estimado de erosión modelo integral

	Tiempo estimado de erosión (años)	Erosión (%)
Modelo Integral	1020	100
	816	80
	612	60
	408	40
	204	20
	102	10
	51	5

El modelo integral indica que la erosión del 5% se presentará en un período de 51 años y el 100% en 1020 años, valores muy altos comparado con los escenarios anteriores, lo que indica que a pesar de que la norma API 14E señala que la tubería es adecuada, la producción de arena y las condiciones de flujo sí generan una erosión por muy mínima que ésta sea. Estos valores son de gran importancia para realizar los planes y programas de mantenimiento y reemplazamiento de ductos.

Finalmente el modelo integral presenta el tipo de corrosión que puede presentarse en función de los componentes de la mezcla. Para este caso la corrosión principal es del tipo ácida o amarga debido al contenido de ácido sulfhídrico (H_2S) presente en la mezcla (Tabla 5.8), y puede presentarse de distintas formas como son; uniforme, picadura o grietas, aunado a ésta también es posible tener una corrosión dulce, ya que también se encuentra presente el dióxido de carbono (CO_2) este tipo de corrosión puede ser tipo picadura o puntual. Estos dos gases son de los principales agentes corrosivos en la industria petrolera y su presencia es muy común en los campos petroleros.

Conclusiones

- La aplicación de la norma API 14E, es un primer acercamiento a las velocidades críticas a las cuales se presenta la erosión, aunque desafortunadamente no logra predecir el tiempo en que la erosión se presentará en la tubería, ni la vida útil de la mismas. Por tanto, es indispensable utilizar métodos alternativos para el cálculo de la erosión, con el objetivo de reducir la incertidumbre en los programas de mantenimiento, reparación y operación de pozos.
- El modelo integral no muestra cambios significativos en la tasa de erosión en los tramos de tubería en donde los cambios de ángulo son mayores, por lo tanto se puede concluir que el ángulo de incidencia no es un parámetro determinante en el choque de las partículas de arena al interior de la tubería, aunque si tiene gran influencia en la velocidad de la mezcla debido a que la correlación de Beggs y Brill con la cual se realizan los cálculos de las propiedades de los fluidos, si toma en cuenta este parámetro para el cálculo de las mismas.
- Los resultados del modelo integral muestran que el arrastre de partículas de arena se presenta principalmente en la fase líquida, esto debido a sus propiedades. Dicha fase tiene la capacidad de transportarlas inmersas en la corriente, por lo que se puede calcular de manera análoga la velocidad de impacto de las partículas y la velocidad de la fase líquida. Esta consideración refleja que a mayor volumen de fase líquida, mayor tasa de erosión debido a la concentración de arena en la misma, dicha aseveración solo aplica para pozos de aceite negro, ya que la fase líquida se encuentra presente a lo largo de toda la tubería de producción.

- Del modelo integral se puede concluir que la zona de estancamiento en la capa de líquido tiende a ser muy pequeña en la zona de la tubería en donde la fase continua es la fase líquida y mayor en donde la fase líquida se vuelve discontinua, esto debido a que en la fase líquida las partículas abrasivas entran en contacto directamente con la tubería, haciendo que el intercambio del momentum entre la partícula de arena y la tubería sea mayor.
- En general, la densidad y la viscosidad del gas tienen valores pequeños y no son capaces de alterar sustancialmente el movimiento de una partícula de arena, esta eficiencia de arrastre se reduce aún mas a medida que la densidad disminuye y el tamaño de la partícula de arena aumenta. Adicionalmente las partículas que transporta la fase gaseosa reducen su velocidad de impacto al entrar a la película de líquido debido al intercambio de momentum entre ambas y frecuentemente no llegan a impactar la tubería quedando en la zona de estancamiento. Este modelo no aplica para pozos de gas ya que dicha película de líquido no se encuentra presente, dando como resultado el impacto directo de las partículas de arena transportadas en la corriente de gas con el interior de la tubería.
- En la industria petrolera es de vital importancia conocer la integridad de los pozos, así como su vida útil, ya que en función estos parámetros se pueden diseñar programas de mantenimiento, reparación y operación, aunada a esto, si se conoce la composición de los fluidos presentes en los pozos es posible generar estudios o implementar acciones que alarguen la vida productiva de los mismos para mantener la plataforma de producción lo más estable posible. Complementando lo anterior, se pueden realizar evaluaciones de riesgos para evitar accidentes relacionados con la pérdida de integridad en los pozos los cuales pueden causar paros del sistema, fugas, derrames, daños ecológicos y lo más importante pérdidas de vidas humanas.

Recomendaciones

- Se requiere incorporar nuevas correlaciones de flujo a la herramienta computacional, para que representen las condiciones de los fluidos en los pozos productores de aceite negro, esto con la finalidad de robustecer la misma y tener un mejor análisis de los pozos que presentan erosión, para finalmente planificar acciones preventivas y de mitigación de la erosión.
- Es necesario realizar una validación de la herramienta computacional con experimentos de laboratorio y/o campo, con la finalidad de establecer límites para la aplicación de la misma y de ser posible extenderla con la incorporación de modelos mecanísticos o correlaciones de flujo que representen el comportamiento de los diferentes tipos de fluidos que se encuentran presentes en los pozos petroleros.
- Se recomienda establecer el margen de error de la herramienta computacional del modelo integral de erosión-corrosión con datos experimentales y de campo, para definir el rango de confiabilidad de la misma.
- Es importante definir estrategias que permitan disminuir la erosión en pozos productores de hidrocarburos, esto con la finalidad de incrementar la vida útil de las tuberías y la producción de aceite y gas. Esto puede realizarse mediante acciones conjuntas que permitan administrar la producción de arena desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Bibliografía

- [1] Brill, J.P. and Beggs, H.D. (1974). Two-Phase Flow in Pipes. University of Tulsa, INTERCOMP Course, The Hague.
- [2] Orkiszewki, J. (1967). Predicting two phase pressure drops in vertical pipe. Society of Petroleum Engineers. DOI:10.2118/1546-PA.
- [3] Roberge, P. (2000). Handbook of corrosion engineering. McGraw-Hill, New York.
- [4] Kermani, MB. Smith, LM. (1997). CO₂ corrosion control in oil and gas production: design considerations. The Institute of Materials, European Federation of Corrosion Publications, London.
- [5] Corbin, D. Willson, E. (2007). New technology for real-time corrosion detection. Tri-service corrosion conference, USA.
- [6] Dean, F. Powell, S. (2006). Hydrogen flux and high temperature acid corrosion, 6th edition. NACEexpo 2006 conference.
- [7] Popoola, L.T., Grema, A.S., Latinwo, G.K. et al. Int J Ind Chem (2013). Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. International Journal of Industrial Chemistry, 4:35.
- [8] Oxford W.F., Foss R.E. (1958) Corrosion of oil and gas well equipment, 87th edition. Division of Production, American Petroleum Institute, Dallas.
- [9] Brondel, D. Edwards, R. Hayman, A. Hill, D. Mehta, S. Semerad, T. (1994). Corrosion in the oil industry. Oilfield Review (Netherlands), Journal Volume: 6:2.

- [10] Dugstad, A. (1992). The importance of FeCO_3 supersaturation on the CO_2 corrosion of carbon steels. 14th edition. NACE, Houston.
- [11] Nalli, K. (2010). Corrosion and its mitigation in the oil and gas industry. An overview. PM-Pipeliners Report.
- [12] Schmitt, G. (1984). Fundamental aspects of CO_2 corrosion, 1st edition. NACE, Houston.
- [13] Dunlop, A. Hassel, HL. Rhodes, PR. (1984). Fundamental considerations in sweet gas well corrosion, 1st edition. NACE, Houston.
- [14] De Waard, C. Lotz, U. (1994). Prediction of CO_2 corrosion of carbon steel. EFC publication number 13. The Institute of Materials, London.
- [15] Ray, J. Randall, B. Parker, J. (1978). Use of reactive iron oxide to remove H_2S from drilling fluid. 53rd Annu. Fall Tech. Conf. of AIME, Houston.
- [16] Chilingar, G. Beeson, C. (1969). Surface operations in petroleum production. American Elsevier, New York, p 397.
- [17] Sun, W. (2006). Kinetics of iron carbonate and iron sulfide scale formation in $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ corrosion.
- [18] Weeter, R. (1965). Desorption of oxygen from water using natural gas for counter-current stripping. J Petrol Technol 17(5):51.
- [19] Snavely, E.S. (1971) Chemical removal of oxygen from natural waters. J Petrol Technol 23(4):443–446.
- [20] Martin, R. (1982). Use of electrochemical methods to evaluate corrosion inhibitors under laboratory and field condition. UMIST conference of electrochemical techniques, Manchester.
- [21] Wahoo Decks. (2019). Recuperado de <https://www.wahoodecks.com/do-aluminum-decks-rust/>

- [22] Sami, A. Mohammed, A.(2008). Study synergy effect on erosion-corrosion in oil and gas pipelines. *Engineering & Technology Journal*, 26:9.
- [23] Erosão corrosiva - Nitty-Gritty (2019). Recuperado de <https://www.nitty-gritty.it/corrosion-erosion>.
- [24] Roberge, P. (2008). *Corrosion engineering: Principles and practice*. New York: McGraw-Hill.
- [25] Lazar, I. Constantinescu, P. (1985). Field trials results of microbial enhanced oil recovery. In: Zajic JE, Donaldson EC (ed) *Microbes and oil recovery*. Bioresources Publications, El Paso, p 122–143.
- [26] Gates, G. Parent, C. (1976). Water quality control presents challenge in giant Wilmington Field. *Oil Gas J* 74(33):115–126.
- [27] Baker, M. (2004). Stress corrosion cracking study. <http://www.polyguardproducts.com/products/pipeline/TechReference/SCCReport-FinalReportwithDatabase.pdf>.
- [28] Finnie, I., Wolak, J., and Kabil, Y., (1967). Erosion of Metals by Solid Particles, *Journal of Materials*, Vol. 2, p 682-700.
- [29] Tilly, G.P. (1969). Erosion Caused by Airborne Particles, *Wear*, Vol. 14, p. 63-79.
- [30] Ahlert, Kevin, R. (1994). Effect of Particle Impingement Angle and Surface Wetting on Solid Particle Erosion of AISI 1018 Steel,” M. S. Thesis, Department of Mechanical Engineering, The University of Tulsa.
- [31] Shirazi, S., Shadley, J., McLaury, B. and Rybicki, E. (1995). A Procedure to Predict Solid Particle Erosion in Elbows and Tees. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 117(1), p.45.
- [32] Mazumder, H. (2004). Development and validation of a mechanistic model to predict erosion in single-phase and multiphase flow. PhD. The University of Tulsa.

[33] Venkatesh, E. S. (1986). Erosion Damage in Oil and Gas Wells. Society of Petroleum Engineers. DOI:10.2118/15183-MS.

Anexo A

En el presente anexo se muestra el tutorial para el uso del programa desarrollado en MatLab con el cual se realizaron todos los cálculos presentados en este trabajo, de acuerdo con el modelo de modelo integral y la norma API-14E. El desarrollo de la tesis se basa principalmente en la utilización del programa con el objetivo de determinar el tiempo estimado de erosión al interior de la tubería, así como la determinación del tipo de corrosión que puede presentarse debido a la composición de los fluidos presentes en el pozo.

Al iniciar el programa la pantalla principal muestra información del estudio desarrollado en la tesis y el autor del mismo, lo cuál se muestra en la Figura 6.7.



Figura 6.7: Pantalla principal del programa.

La Figura 6.8 muestra la entrada de los datos del registro de desviación y producción del pozo a analizar, con los cuales se realizan los cálculos del modelo integral y la norma

API 14E, estos datos pueden ser modificados o introducidos manualmente.

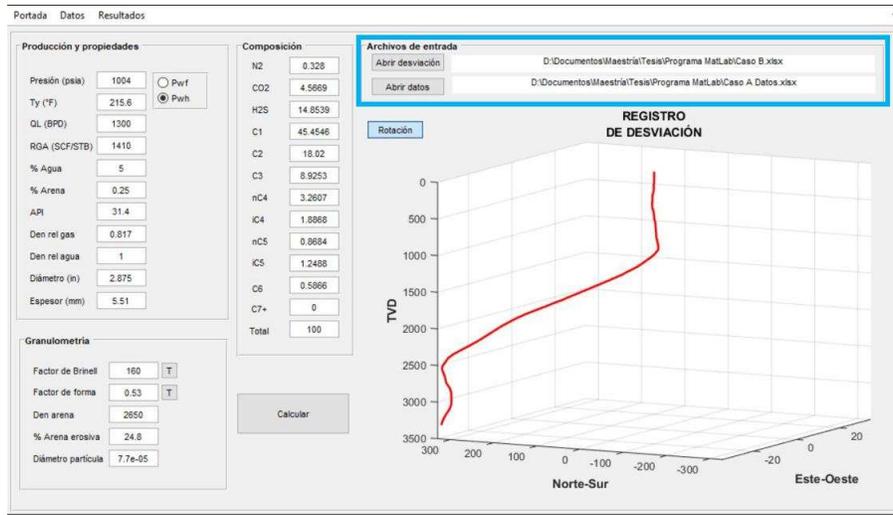


Figura 6.8: Datos de entrada.

La Figura 6.9 se observa el primer recuadro llamado Producción y propiedades, en este apartado se introducen los datos correspondientes a la producción, tipo de fluidos y tipo de tubería.

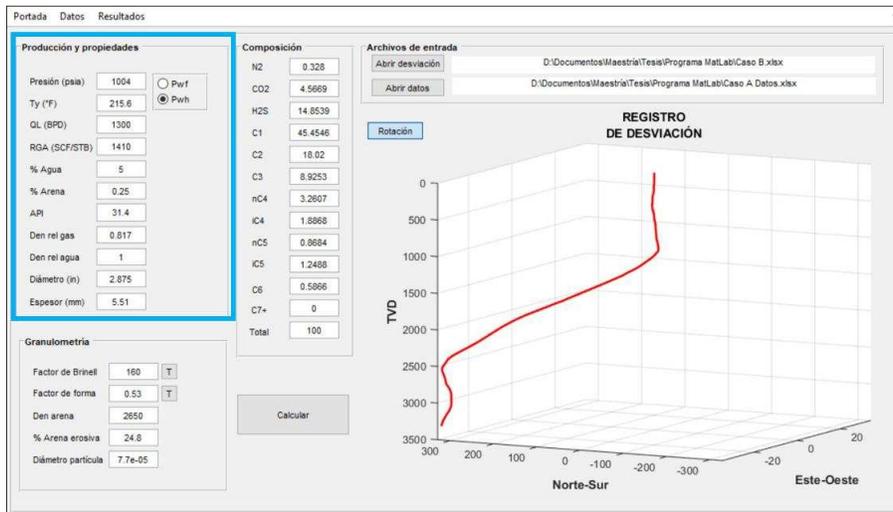


Figura 6.9: Datos de producción y propiedades.

En la Figura 6.10 indica el segundo recuadro llamado granulometría, se introducen los datos de la arena como son: diámetro de la partícula, densidad, esfericidad y redondez, etc. en caso de no tener el valor del factor de forma y de Brinell, se pueden desplegar unas tablas con valores característicos.

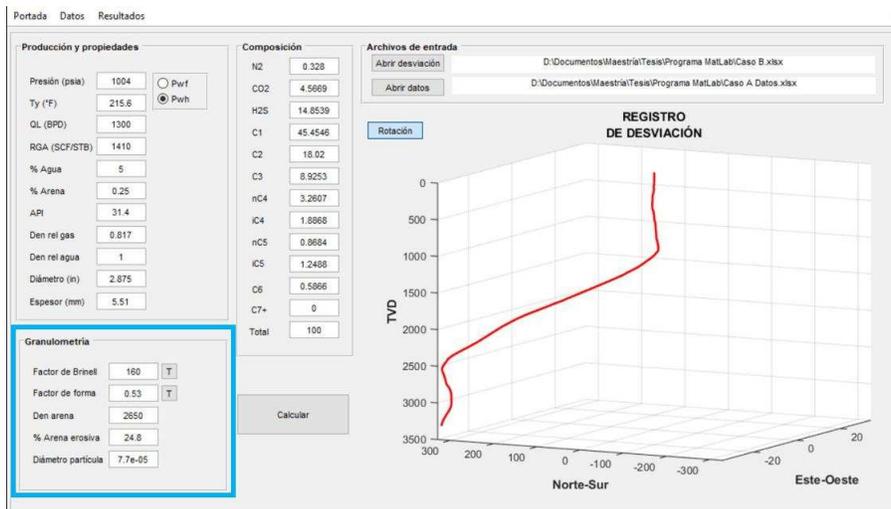


Figura 6.10: Datos de granulometría.

En el recuadro composición, se requiere de los datos del estudio composicional del fluido, esto con el objetivo de determinar si es posible una corrosión al interior de la tubería, esta sección se muestra en la Figura 6.11.

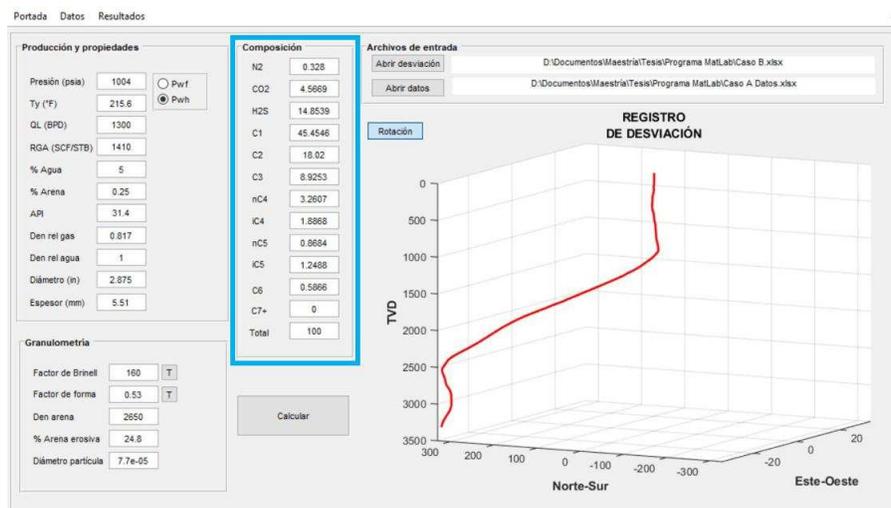


Figura 6.11: Datos de la composición de fluidos.

Finalmente, el registro de desviación se carga de un archivo con los datos del registro giroscópico para mostrar la trayectoria del pozo a analizar, así como es posible rotar la vista del registro para observarlo desde diferentes ángulos. Esto se observa en la Figura 6.12.

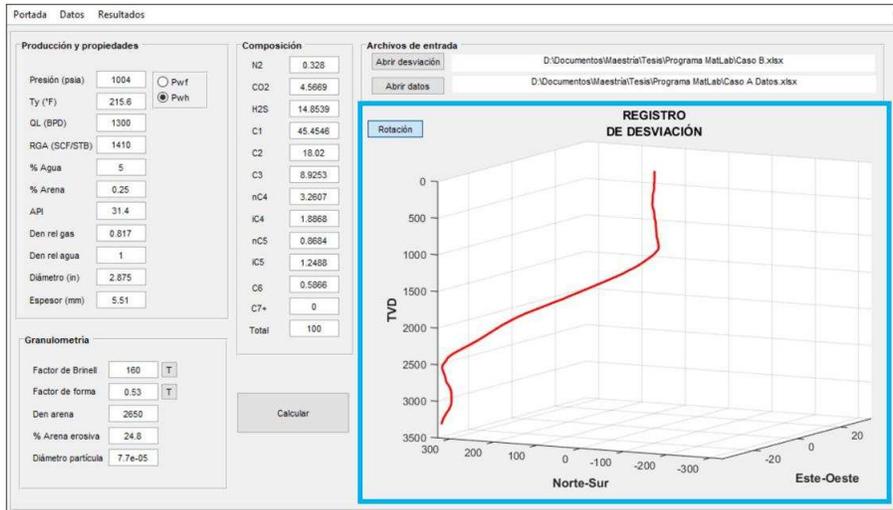


Figura 6.12: Datos registro de desviación.

En la Figura 6.13 se muestra la segunda pantalla con los resultados del modelo integral y de la norma API 14E.

En el primer recuadro de modelo integral, muestra los resultados máximo y mínimo de la tasa de erosión, así como la velocidad de erosión de la mezcla y la calculada por la norma API 14E. Adicionalmente, también presenta el tipo de corrosión predominante de acuerdo al tipo de fluido y el tiempo estimado para que se erosione la tubería a diferentes porcentajes.

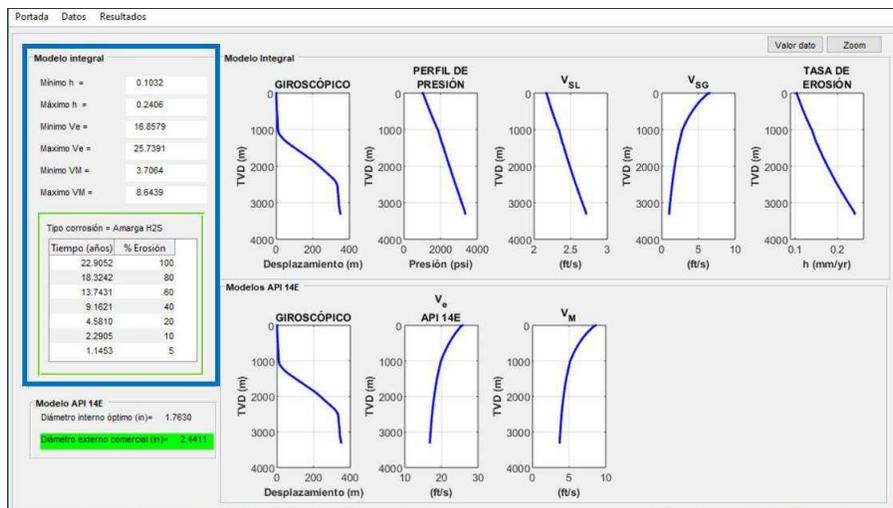


Figura 6.13: Modelo integral.

En el siguiente recuadro se muestran las gráficas de registro giroscópico, presión, veloci-

dad superficial del líquido (V_{SL}), velocidad superficial del gas (V_{SG}) y tasa de erosión a cada una de las profundidades dadas por el registro de desviación, esto se indica en la Figura 6.14.

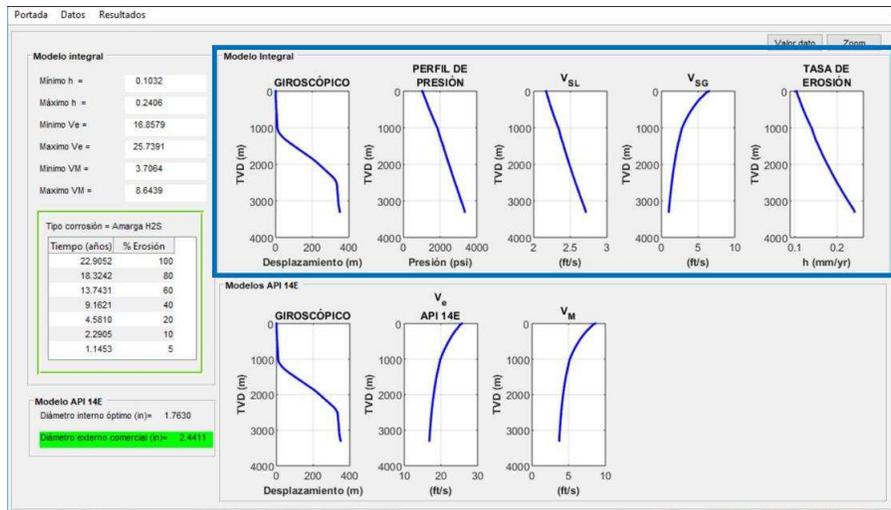


Figura 6.14: Gráficas modelo integral.

En la parte inferior de la Figura 6.15, se muestra el tercer recuadro muestra los resultados calculados por la Norma API 14E, los cuales presentan el diámetro óptimo y si el diámetro introducido en la sección de datos cumple con la norma.

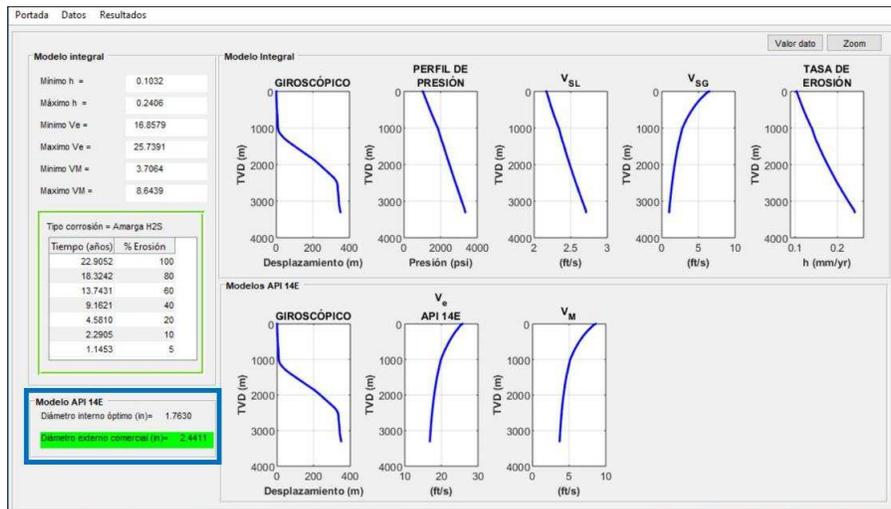


Figura 6.15: Norma API 14E.

La Figura 6.16 muestra el último recuadro con la velocidad de la mezcla calculada con el Modelo Integral y la velocidad de erosión calculada con la Norma API 14E.

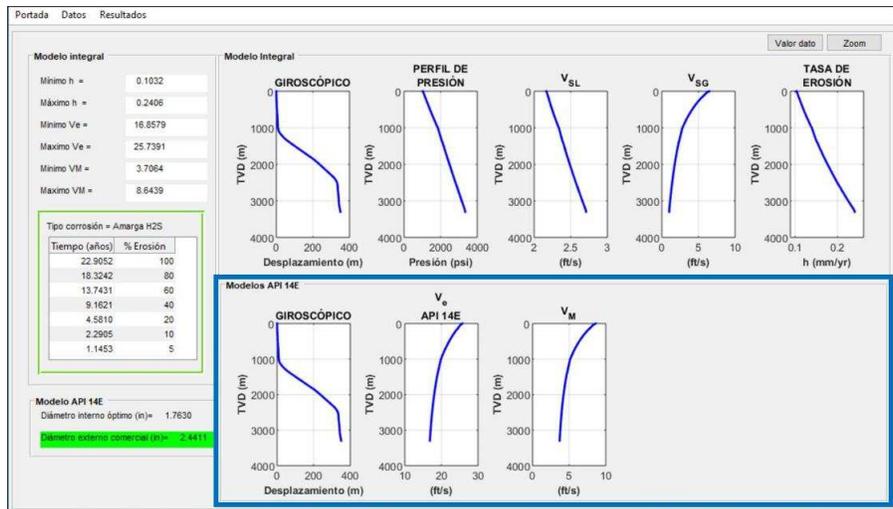


Figura 6.16: Gráficas de norma API 14E.