

Aplicaciones del límite de velocidad erosional en sistemas de tubería de pozos monofásicos y
bifásicos basado en el API RP 14E

Andrés Camilo Coral Chamorro, Lina Maria Vargas Avendaño

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Wilson Raul Carreño Velasco

Ingeniero de petróleos

Codirector

Iván Guillermo Benavides Olaya

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A Dios por permitir que mi madre y abuela sean mi guía, motivación e inspiración; su apoyo y amor han sido esenciales y no existen palabras suficientes para expresar mi admiración.

A mi padre y abuelo por sus historias, conversaciones y horas en carretera juntos; sus vidas podrían ser libros y aprendería de cada página.

A mi hermana y a Ella por su compañía y amor incondicional en cada ciudad de este camino.

A mi tía Dora, como una segunda mamá, y su presencia en los primeros años de mi vida; a mi tío Diego, como un segundo padre, por las pasiones y complicidad compartida; y a mi tío Edwin por su templanza, los gustos en común y las experiencias por vivir.

A toda mi familia por compartir en diversas etapas y permitirme aprender de cada uno de ustedes.

A Lina, por estar siempre presente, por este momento que será para toda la vida y por su resiliencia ante todo lo que hemos enfrentado. A Yiseth, por su apoyo y acompañamiento en tantas noches y desafíos.

¡Gracias totales!

Andrés Camilo Coral Chamorro

Dedicatoria

A mi mami, mi mejor amiga y mi heroína por su amor, dedicación y apoyo. Gracias por ser mi guía, mi refugio, mi inspiración y mi mayor motivación, gracias por siempre creer en mí incluso cuando yo misma no lo hacía, sin ti no hubiera sido posible, te amo y admiro.

A mi papi, por tratarme como una princesa y enseñarme a afrontar mis miedos, a disfrutar y aprender de cada error, gracias por apoyarme hasta en mis peores locuras, y estar presente en cada decisión que tomo, espero hacerte sentir orgulloso con este logro que es tan mío como tuyo, te amo y admiro.

A mi hermana, por ser inspiración y motivación para poder alcanzar este logro, gracias por estar presente en cada paso, por creer en mí y espero algún día poder ser la persona maravillosa que ves en mí, te amo, negrita.

A mis mejores amigos de la universidad, Cami y Yise por ser mi apoyo y compañía durante este largo camino, por todos los momentos buenos y no tan buenos, sin ustedes, sus consejos y ánimos este logro no hubiera sido posible, los quiero.

A Lana, porque siempre te soñé y eres el mejor regalo que me dejó mi vida como foránea y a Katty por hacerme más humana, y a ambas por hacerme tan feliz.

A mis abuelos, que siempre han orado por mí, en especial a ti abuelito José que me está viendo desde el cielo, fuiste el principal motor para acabar este proyecto.

Y a cada una de las personas que estuvo presente en este camino, compañeros y profesores, porque de cada uno de ustedes aprendí y tomé lo más valioso.

Muchas gracias.

Lina Maria Vargas Avendaño

Tabla de Contenido

Glosario	10
Resumen	13
Abstract	14
Introducción.....	15
Objetivos.....	17
Objetivo general.....	17
Objetivos específicos.....	17
1. Fluido.....	18
1.1 Propiedades de los fluidos.....	18
1.1.1 Densidad.....	18
1.1.2 Gravedad específica	19
1.1.3 Gravedad API	19
1.1.4 Peso específico	21
1.1.5 Volumen específico	21
1.1.6 Viscosidad	21
1.1.7 Compresibilidad.....	24
2. Tipos de flujo	24
2.1 Monofásico.....	24
2.1.1 Flujo de líquido.....	24
2.1.2 Flujo de gas.....	24

2.2 Bifásico	25
2.2.1 Flujo horizontal y flujo vertical	25
2.3 Comportamiento de un fluido	28
3. Velocidades de flujo	29
3.1 Clasificación del flujo	29
3.1.1 Flujo estacionario/no estacionario	29
3.1.2 Flujo irrotacional/rotacional	29
3.1.3 Flujo compresible/incompresible.....	29
3.1.4 Flujo viscoso/no viscoso	30
3.2 Regímenes de flujo	30
3.2.1 Flujo lámina.....	30
3.2.2 Flujo en transición	31
3.2.3 Flujo turbulento	31
4. Caída de presión en tuberías	32
4.1 Factores que causan la caída de presión en tuberías.....	32
4.1.1 Factores constantes	32
4.1.2 Factores variables	33
4.2 Cálculo de la caída de presión en tuberías	34
4.2.1 La ecuación de Hazen-Williams	34
4.2.2 Ecuación de Darcy	34
5. Sistemas de tuberías de producción.....	35
5.1 Sarta de producción	35

5.1.1	Tubería de producción	35
5.2	Diseño del casing-Tubing de producción	35
5.2.1	Procedimiento diseño de tuberías	36
5.3	API RP 14E	38
5.3.1	Velocidad de erosión.....	39
5.3.2	Velocidad mínima.....	42
5.3.3	Caída de presión	42
6.	Propiedades y estructuras de los materiales.....	44
6.1	Propiedades químicas	44
6.2	Propiedades físicas	44
6.3	Propiedades mecánicas	45
7.	Criterios de diseño de la API RP 14 E	45
7.1	Criterios de dimensionamiento para líneas de flujo de líquido monofásico:	46
7.2	Criterios de dimensionamiento para líneas de flujo de gas monofásicas:	47
7.3	Criterios de dimensionamiento para líneas bifásicas gas/líquido.....	48
8.	Problemática en la industria.....	49
8.1	Experiencias en la industria	50
8.1.1	Constantes C Empíricas aplicadas en la industria	52
8.1.2	Normas Estándar.....	56
9.	Desarrollo de modelos a través del tiempo.....	60
9.1	Cálculos de velocidad de erosión	64
9.1.1	Impactos de gotas de líquido	64

9.1.2 Impacto de partículas sólidas.....	72
10. Desventajas y limitaciones de la ecuación de velocidad erosional de la API RP 14E.....	107
11. Recomendaciones de aplicaciones en pozos monofásicos y bifásicos.....	111
11.1 Cálculo de velocidad erosional con modelo para partículas sólidas en sistemas de gas y bifásicos.....	112
11.2 Cálculo de velocidad erosional en función de impacto de gotas de líquido para flujos bifásicos.....	116
11.3 Cálculo de velocidad erosional mediante dinámica de fluidos computacional.....	117
11.4 Aplicación en campo mediante registros de integridad.....	126
12. Conclusiones.....	129
13. Recomendaciones.....	132
Referencias Bibliográficas.....	133

Lista de tablas

Tabla 1 <i>Tipos de crudo según su gravedad API</i>	20
Tabla 2 <i>Patrones de flujo</i>	25
Tabla 3 <i>Tipos de conexiones</i>	37
Tabla 4 <i>Rango de longitud de tuberías</i>	38
Tabla 5 <i>Flujos multifásicos / Flujo de gas condensado / Pozo inyector</i>	53
Tabla 6 <i>ISO 13703</i>	57
Tabla 7 <i>NORSOK Standard P-002</i>	58
Tabla 8 <i>DNVGL-RP-0501</i>	59
Tabla 9 <i>Materiales de tubería seleccionados</i>	65
Tabla 10 <i>Rangos de factores efectivos para estimación de velocidad erosional</i>	71
Tabla 11 <i>Ecuación API RP14E vs. otros autores</i>	108
Tabla 12 <i>Constantes empíricas que dependen del material</i>	115
Tabla 13 <i>Tabla comparativa de resultados de registros pozo 1</i>	127
Tabla 14 <i>Tabla comparativa de resultados de registros pozo 2</i>	128

Lista de figuras

Figura 1 Diferentes regímenes de flujo: (a) Laminar, (b) Transición, (c) Turbulento.....31

Figura 2 Cuadro de velocidad erosional.....43

Figura 3 Línea de tiempo.....62

Figura 4 Velocidad superficial del gas y velocidad de erosión vs Análisis en profundidad pozo 1
..... 126

Figura 5 Velocidad superficial del gas y velocidad de erosión vs Análisis en profundidad pozo 2
..... 127

Glosario

API RP 14E: norma que enumera la velocidad de erosión, la velocidad mínima y la caída de presión como criterios para el dimensionamiento.

Codo de radio corto: es el codo cuyo radio de curvatura es inferior al diámetro del tubo donde se instala.

Codo de radio largo: es un codo cuyo radio de curvatura es mayor al diámetro del tubo donde se instala.

Corrosión: pérdida de metal debida a reacciones químicas o electroquímicas, la cual, a la larga, podría destruir una estructura. La corrosión puede producirse en cualquier lugar del sistema de producción, ya sea en el fondo del pozo o en las líneas y el equipamiento de la superficie. (Schlumberger, 2023a, párr. 1)

Erosión: el desgaste de un material, generalmente roca o acero, debido a la acción abrasiva continua de una lechada cargada con sólidos. Para que se produzca erosión, se requiere una alta velocidad de fluido, del orden de los cientos de pies por segundo, y algún contenido de sólidos, especialmente arena. La erosión también puede producirse en las corrientes de gas, asumiéndose nuevamente la presencia de partículas de arena. (Schlumberger, 2023b, párr. 3)

Fuerzas de cizallamiento: fuerza interna que desarrolla un cuerpo como respuesta a una fuerza cortante y que es tangencial a la superficie sobre la que actúa. También llamada esfuerzo cortante (Parro, 2023, párr. 2).

Hidrocarburo: un compuesto orgánico natural, que comprende el hidrógeno y el carbono. Los hidrocarburos pueden ser tan simples como el metano, pero en muchos casos corresponden a

moléculas altamente complejas y pueden presentarse como gases, líquidos o sólidos (Schlumberger, 2023c, párr. 1).

Longitud de estancamiento: es la región delimitada en la que impactan las partículas en la tubería.

MPY: abreviatura de milésimas de pulgada de penetración anual, que es una unidad de medida para el índice de corrosión de una muestra (Schlumberger, 2023d, párr. 1).

Presión: la presión representa la intensidad de la fuerza que se ejerce sobre cada unidad de área de la superficie considerada. Cuanto mayor sea la fuerza que actúa sobre una superficie dada, mayor será la presión y cuanto menor sea la superficie para una fuerza dada, mayor será la presión resultante (NRGI Broker, 2016, párr. 2).

Presión de formación: la presión de los fluidos de formación del subsuelo, comúnmente expresada como la densidad de fluido requerida en el pozo para equilibrar la presión de poro (Schlumberger, 2023e, párr. 4).

Registro MFC: dispositivo para la medición del diámetro de la pared interna de una tubería de revestimiento o tubería utilizando múltiples brazos. Mediante el uso de un gran número de brazos, o dedos, el calibre puede detectar pequeños cambios en la pared de la tubería. El propósito principal de la medición es detectar deformaciones, la acumulación de incrustaciones o la pérdida de metal debida a la corrosión. Los calibres de brazos múltiples típicos tienen entre alrededor 20 y 80 dedos, siendo necesarios los de mayor cantidad para tuberías más grandes. (Schlumberger, 2023f, párr. 1)

Tasa de penetración: velocidad a la que impactan las partículas en la pared de la tubería.

Tubería: una tubería es un conducto que cumple la función de transportar agua u otros fluidos. Utilizado en la industria de explotación petrolera como sistemas de transporte por ductos de

petróleo, gas natural y fluidos de alta presión; así como también desde los pozos (Acerocid, 2023, párr. 2).

Velocidad de flujo: se refiere a la rapidez del movimiento del fluido en un punto específico, se utiliza para describir el movimiento de un fluido de manera matemática. La medición y el control adecuados de la velocidad del flujo pueden ayudar de muchas maneras, incluida la prevención de la corrosión y/o erosión.

Yacimiento: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. (Schlumberger, 2023g, párr. 1)

Resumen

Título: Aplicaciones del límite de velocidad erosional en sistemas de tubería de pozos monofásicos y bifásicos basado en el API RP 14E¹

Autores: Andrés Camilo Coral Chamorro y Lina Maria Vargas Avendaño²

Palabras Clave: API RP 14E, Velocidad erosional, Constantes empíricas, Ecuaciones

Descripción:

Se realizará un recorrido por la API RP14E con el fin de reconocer su influencia en el cálculo de la velocidad erosional. A partir de ello, se enfocará en la importancia de este factor en la industria de los hidrocarburos y cómo se ha desarrollado en las diferentes compañías petroleras y sus experiencias tanto utilizando la norma, como con otras C empíricas o experimentales.

Posteriormente, se aludirán a las propuestas y las aplicaciones de otros autores como alternativas a la constante recomendada y los aportes de otras normas estándar a la problemática de la velocidad erosional. Así, en el transcurso del tiempo, diversos autores han profundizado sobre ecuaciones, cálculos y parámetros proporcionando guías o procedimientos como posibilidades para cada particularidad de estudio, lo que ha permitido identificar condiciones o factores que influyen en el cálculo de la velocidad erosional en los pozos.

De este modo, se han desarrollado avances que aportan a la discusión. En consecuencia, se resaltan las limitantes de la ecuación de la API RP14E con relación a otras propuestas y de la importancia de los estudios desarrollados de dinámica de fluidos computacional con respecto a los retos que presenta la industria en este caso, por la velocidad erosional con los impactos de sólidos. En esa medida, y a partir de estos estudios, se recomiendan aplicaciones a pozos monofásicos y bifásicos.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Wilson Raul Carreño. Ingeniero de petróleos

Abstract

Title: Erosional velocity limit applications in single-phase and two-phase well pipe systems based on API RP 14E¹

Author (s): Andrés Camilo Coral Chamorro y Lina Maria Vargas Avendaño²

Key Words: API RP 14E, Erosional Velocity, Empirical Constants, Equations

Description:

A tour of API RP14E will be carried out in order to recognize its influence on the calculation of erosional velocity. From this, it will focus on the importance of this factor in the hydrocarbons industry and how it has been developed in the different oil companies and their experiences both using the standard and with other empirical or experimental C.

Subsequently, the proposals and applications of other authors will be referred to as alternatives to the recommended constant and the contributions of other standard norms to the problem of erosional speed. Thus, over time, various authors have delved into equations, calculations, and parameters, providing guides or procedures as possibilities for each particularity of study, which has allowed the identification of conditions or factors that influence the calculation of erosional velocity in wells.

In this way, advances have been developed that contribute to the discussion. Consequently, the limitations of the API RP14E equation are highlighted in relation to other proposals and the importance of the studies developed on computational fluid dynamics with respect to the challenges presented by the industry in this case, due to the erosional velocity with solid impacts. To that extent, and based on these studies, applications to single-phase and two-phase wells are recommended.

¹ Degree Work

² Faculty of Physicochemical Engineers. Petroleum Engineer School. Director: Wilson Raul Carreño. Ingeniero de Petróleos.

Introducción

Para la industria petrolera, la velocidad de flujo es un factor influyente debido a su impacto en la producción de hidrocarburos. Esta se delimita mediante la velocidad de erosión. El uso adecuado de esta es necesario, puesto que la erosión pone en riesgo la integridad del sistema, lo que afecta el transporte y la producción. Cabe resaltar que durante más de treinta años ha estado regida por la ecuación de la API RP 14E, esta es popularmente empleada dada su sencillez al aplicarse por las pocas variables que se requieren; pero probablemente usada de forma ineficiente al generalizar la constante c empírica, aun cuando se restringe a aplicaciones y condiciones específicas.

Este fenómeno tiene un alto grado de complejidad, por ende, varios investigadores y empresas lo han estudiado, pero aun así no existe una regla generalizada que pueda ser aplicada bajo cualquier condición; por ello, se hace necesario y de gran importancia su estudio y desarrollo constante, con el fin de no usar la ecuación de forma empírica en la mayoría de los casos y reducir los impactos económicos y ambientales del proceso.

Este proyecto abarca definiciones de conceptos básicos en los primeros siete capítulos, que ayudan a obtener una mejor interpretación de la velocidad erosional, tales como los fluidos, y la diferencia existente entre fluidos líquidos y fluidos gaseosos y, a su vez, las propiedades de los mismos, los cuales son importantes a la hora de exponer las investigaciones dadas por diversos autores y/o empresas frente a la importancia y el mal uso que se le está dando a la velocidad de erosión para una correcta producción de los pozos. De igual manera, se abarcan los diferentes conceptos de tipos de flujo, monofásico y bifásico, tanto para flujo horizontal como para flujo

vertical, teniendo en cuenta a su vez las velocidades de flujo y su clasificación correspondiente, además se hace énfasis en la caída de presión y en los factores que la causan; ya que estas son esenciales para el diseño de tuberías. Adicionalmente, se definen también los sistemas de tuberías de producción, todo para tener un contexto real a la hora de hablar de la API RP 14E y la fórmula de la velocidad de erosión explicada en la misma, junto a las diferentes constantes que esta norma tiene planteadas. Asimismo, se hace importante el explicar las propiedades y estructuras de los materiales, frente a diferentes estímulos y restricciones, ya que para algunos autores es de vital importancia y es un nuevo factor por considerar para el diseño de tuberías y el cálculo de la velocidad de erosión, para así poder continuar con los criterios de diseño de la norma los cuales darán la base para ser comparados con los expuestos por otros investigadores.

Prosiguiendo así con los cuatro capítulos restantes en los cuales se habla de la problemática en la industria hasta el momento, y los retos técnicos y económicos que esta representa, y la experiencia de diferentes compañías desarrollando estudios de criterios de la velocidad erosional, finalizando así con los desarrollos de nuevos modelos de la ecuación de velocidad erosional a través del tiempo, sus ventajas, desventajas y limitaciones comparando todo a partir de la fórmula planteada por la API RP 14E.

Por consiguiente, este proyecto permitirá compilar, generar conclusiones y recomendaciones que permitan un entendimiento estructurado al problema, sin ser necesariamente específico ya que tiene un gran grado de complejidad desarrollar una ecuación que tenga en cuenta todos los parámetros necesarios.

Objetivos

Objetivo general

Recomendar aplicaciones de cálculo de velocidad erosional en sistemas de tubería de pozos monofásicos y bifásicos de acuerdo con la revisión de la literatura publicada en la industria de los hidrocarburos sobre experiencias, limitantes y metodologías de la ecuación de velocidad erosional y el API RP 14E en sistemas de tuberías.

Objetivos específicos

- Identificar experiencias previas en campo que permitan concluir las limitaciones que presenta el cálculo de la velocidad erosional con la ecuación presentada en la API RP 14E.
- Compilar información expuesta por diversos autores para reconocer los resultados de las aplicaciones con los diferentes factores “c” de la constante empírica.
- Comparar resultados de metodologías o modelos de ecuaciones llevadas a cabo en contraste a la presentada en la API RP14E.
- Establecer recomendaciones en el cálculo de la velocidad erosional para casos de pozos monofásicos y bifásicos junto con parámetros de flujo.

1. Fluido

Un fluido es una sustancia que puede cambiar de forma con facilidad. Así, los fluidos pueden clasificarse tanto en líquidos que cambian de forma, pero no de volumen, como también en gases que cambian fácilmente tanto de forma, como de volumen.

Dentro de los fluidos, existe una principal diferencia entre líquidos y gases y está basada en las distintas compresibilidades de estos.

- Gases: presentan una gran compresibilidad, que influye en sus características, puesto que tanto el volumen como la densidad varían fácilmente.
- Líquidos: presentan una compresibilidad muy débil, en caso contrario a los gases que tienden a ocupar todo el volumen donde se contienen, los líquidos tienden a formar una superficie libre.

1.1 Propiedades de los fluidos

1.1.1 Densidad

La densidad de un fluido es la relación entre la masa y el volumen del fluido y está dada por la ecuación 1.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1)$$

Donde:

ρ = densidad del fluido (gr/cc)

m = masa (gr)

V = volumen (cc)

1.1.2 Gravedad específica

La gravedad específica de un líquido es la relación de la densidad del líquido con la densidad del agua pura (agua pura= 60°F), y está dada por la ecuación 2.

$$Ge_l = \frac{\rho_l}{\rho_a} \quad (2)$$

Donde:

Ge_l = gravedad específica del líquido (adimensional)

ρ_l = densidad del líquido (gr/cc o lb/pie³)

ρ_a = densidad del agua = 1gr/cc = 62.4 lb/pie³

La gravedad específica de un gas es la relación entre la densidad del gas con la densidad el aire a condiciones estándar (Presión = 14.7 lpc = 1 atm; Temperatura = 60°F = 15.5°C). Aunque también puede relacionarse con el peso molecular y está dado por la ecuación 3.

$$Ge_g = \frac{PM_g}{28,97} \quad (3)$$

Donde:

Ge_g = gravedad específica del gas (adimensional)

PM_g = peso molecular (lb/lb-mol)

Peso molecular del aire = 28.97 (lb/lb-mol)

1.1.3 Gravedad API

En la industria de los hidrocarburos se ha clasificado el petróleo de acuerdo con su densidad relativa y con respecto a la densidad relativa del agua; es decir, si el petróleo es más denso o menos denso que el agua. Esto se ha obtenido mediante la gravedad API, dado que esta ayuda a diferenciar las calidades del crudo por medio de una escala numérica sencilla, la cual es universal. En esta escala, cuanto más liviano es el petróleo mayor es su gravedad API; y cuanto es más pesado, menos es el valor de la gravedad API (Requena y Rodríguez, 2006).

Tabla 1

Tipos de crudo según su gravedad API

Tipos de crudo	Gravedad
Condensado	A partir de 42
Liviano	> 30
Mediano	De 22 a 29.9
Pesado	De 10 a 21.9
Extrapesado	< 10
Bitumen	Promedio de 8.2

Nota. Clasificación de los crudos de acuerdo con su gravedad API. Adaptado de *Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos* (p. 8), por J. L Requena y M. F. Rodríguez, 2006, Universidad Central de Venezuela.

Aunque la gravedad API también puede ser calculada con la ecuación 4.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{Ge_l} - 131.5 \quad (4)$$

Donde:

Ge_l = gravedad específica del líquido (adimensional)

1.1.4 *Peso específico*

“El peso específico se define como el peso por unidad de volumen” (Martín, 2011, p. 8), y puede ser calculado con la ecuación 5.

$$\gamma = \frac{mg}{V} = \rho g \text{ (lb-fuerza/pie}^3\text{)} \quad (5)$$

Donde:

m = masa del fluido (lb)

g = aceleración de la gravedad (pies/s²)

V = volumen del fluido (pies³)

ρ = densidad del fluido (lb/pie³)

1.1.5 *Volumen específico*

El volumen específico es el volumen ocupado por unidad de masa de un fluido (Martín, 2011) y puede ser calculado con la ecuación 6.

$$v = \frac{V}{m} = \frac{1}{\rho} \quad (6)$$

Donde:

V = volumen del fluido (pie³)

m = masa del fluido (libra)

ρ = densidad del fluido (libra/pie³)

1.1.6 *Viscosidad*

La viscosidad es una propiedad muy importante en la industria del petróleo, puesto que se usa para la clasificación de este, con gran impacto en la producción, el transporte y la refinación. Su definición se basa en que es la resistencia la que tiene un fluido a moverse; asimismo, su unidad de medida es el poise o centipoise. Cabe recalcar que entre más denso y pesado es un crudo es más viscoso. Este, a su vez, depende de la temperatura y del gas en solución. La temperatura es un factor que se puede considerar constante; mientras que la solución de gas cambia constantemente a medida que este gas disuelto se libera (Martín, 2011).

1.1.6.1 Factores que afectan la viscosidad.

1.1.6.1.1 Presión. La presión en los líquidos afecta muy poco la viscosidad, dado que estos pueden ser considerados incompresibles. En el caso de los gases, el aumento de la presión es proporcional al aumento de viscosidad.

1.1.6.1.2 Temperatura. Si se aplica temperatura a un fluido viscoso, se favorece la agitación térmica de las moléculas, puesto que la fuerza de cohesión disminuye entre estas, lo que genera una disminución de la viscosidad para líquidos; en caso contrario, ocurre con los gases, debido a que son casi que inexistentes las fuerzas de cohesión y la agitación térmica de las moléculas genera un aumento de la viscosidad.

La medida de qué tanto cambia la viscosidad de un fluido con la temperatura está dada por el índice de viscosidad. Así, un fluido común con alto índice de viscosidad muestra un cambio pequeño de viscosidad con respecto a la temperatura; en cambio, un fluido con un bajo índice de

viscosidad exhibe un cambio grande en su viscosidad en relación con la temperatura (Requena y Rodríguez, 2006).

1.1.6.2 Tipos de viscosidades.

1.1.6.2.1 Viscosidad Cinemática. La viscosidad cinemática es el tiempo requerido para que una cantidad específica de aceite pase por un tubo capilar bajo la fuerza de la gravedad. Por otro lado, la unidad de medida es el Stoke o el centistoke y está dada por la ecuación 7.

$$\gamma = C * t \quad (7)$$

Donde:

γ = viscosidad cinemática (Cs)

C = constante del viscosímetro (Cs/seg)

t = tiempo de flujo (seg)

Viscosidad Absoluta o dinámica. La viscosidad absoluta o dinámica es la relación entre la tensión de deslizamiento aplicada y el grado de deslizamiento logrado. En cuanto a su unidad de medida, esta es el poise o el centipoise y está dada por la ecuación 8.

$$\mu = \rho * \gamma \quad (8)$$

Donde:

μ = viscosidad absoluta (Cp)

γ = viscosidad cinemática en (Cs)

ρ = densidad (gr/cc)

1.1.6.2.2 Viscosidad Relativa. La viscosidad relativa es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la viscosidad del agua, teniendo en cuenta que la viscosidad del agua pura es de 1.002 centipoise.

1.1.6.2.3 Viscosidad aparente. La viscosidad aparente es el cociente del esfuerzo de corte a la velocidad de corte de un fluido no newtoniano, calculado de la ecuación de Poiseuille y medido en poises o centiposises.

1.1.7 Compresibilidad

La compresibilidad es la propiedad que representa la disminución relativa del volumen por unidad de aumento de presión, manteniendo constantes otros parámetros (Martín, 2011).

2. Tipos de flujo

2.1 Monofásico

2.1.1 Flujo de líquido

Al diseñar tuberías para el flujo de líquido es importante considerar parámetros que influyen directamente en el desempeño de las líneas de conducción. Los más determinantes son el diámetro del ducto, longitud de la línea y caídas de presión que se presentarán desde el origen hasta el destino en el trayecto del fluido.

2.1.2 Flujo de gas

Con respecto a la presión y la temperatura a la que esté sometido el gas, su densidad se ve afectada y cambia drásticamente. En esa medida, durante el trayecto del gas dentro de la tubería y resultado de caídas de presión presenta una expansión disminuyendo la densidad.

2.2 Bifásico

El flujo bifásico en la industria petrolera se presenta con frecuencia. En ese sentido, se puede encontrar desde la producción hasta en el transporte de crudo y gas natural. En efecto, hay diferentes configuraciones geométricas que pueden tomar las fases en la tubería, estas se dividen en dos grupos conocidos como patrones de flujo horizontal y vertical, los cuales, a su vez, presentan comportamientos comunes que dependerán de la velocidad en las fases, propiedades y características de las tuberías.

2.2.1 *Flujo horizontal y flujo vertical*

Los patrones de flujo son las diversas formas que se dan entre dos o más fases al fluir por un conducto, y han sido estudiados teórica y experimentalmente con el fin de explicar ventajas y desventajas en el transporte de crudos, en la tabla 2 se encuentran los patrones de flujo tan horizontales como verticales.

Tabla 2

Patrones de flujo

Flujo Horizontal	Segregados	Estratificado suave Estratificado ondulado
	Intermitentes	Anular Bache
	Distribuidos	Anular ondulado Burbuja alargada

		Burbuja dispersa
Flujo Vertical	Segregados	Anular
	Intermitentes	Bache
		Agitado
	Distribuidos	Burbuja

Nota. Esta tabla muestra los patrones de flujo existentes tanto horizontal como vertical. Tomado de “Separación bifásica y trifásica”, por A. Alcántara, 2020 (<https://www.cayrosgroup.com/post/separaci%C3%B3n-bif%C3%A1sica-y-trif%C3%A1sica>)

2.2.1.1 Flujo horizontal.

2.2.1.1.1 Estratificado. En ambas fases cuando se presentan bajas velocidades de flujo, se desarrolla una separación de interfase prácticamente uniforme por acción de la gravedad definida entre la fase líquida y gaseosa.

2.2.1.1.2 Ondulatorio. Al incrementarse la velocidad del gas se genera la formación de ondas en la interfase desplazándose en la misma dirección de flujo. La amplitud de las olas no cubre por completo el área transversal de la tubería.

2.2.1.1.3 Anular. Si la velocidad de la fase gas es mayor que la del líquido, se tiende a formar una película pegada a la pared de la tubería con mayor espesor en el fondo, que en la parte superior. En la interfase se presenta la formación de ondas de tamaño pequeño. Este tipo de flujo se presenta en la transición entre el flujo estratificado ondulado; por lo tanto, si se aumenta el flujo de gas se seca la parte superior de la tubería y cambia el patrón a flujo ondulatorio.

2.2.1.1.4 Bache. El líquido forma ondas, estas ocupan prácticamente toda la sección transversal de la tubería; al mismo tiempo, se observa que burbujas de gas se internan dentro del líquido, lo que favorece el crecimiento de las ondas.

2.2.1.1.5 Agitado. Cuando se tienen flujos elevados de gas, el líquido es barrido por burbujas alargadas de gas, lo que ocasiona que se mueva todo el líquido. Esto forma tapones de modo intermitente.

2.2.1.1.6 Burbuja. Cuando se tiene la fase gaseosa en menor proporción y al desplazarse a bajas velocidades, las burbujas tienden a acumularse en la parte superior del tubo, debido a su menor densidad.

2.2.1.1.7 Niebla/Disperso. Cuando la fase líquida se presenta en menor proporción, el gas se mueve a altas velocidades, arrastrando el líquido prácticamente en su totalidad y dividiéndolo en partículas de menor tamaño a su paso, lo cual forma neblinas.

2.2.1.2 Flujo Vertical.

2.2.1.2.1 Anular. En flujo vertical, el gas fluye a una velocidad tal que el líquido se adhiere a las paredes del tubo; por lo tanto, el arrastre de gas genera que se formen olas de alta frecuencia y corta amplitud sobre la interfase; simultáneamente, se alcanza a incorporar parte del líquido al gas en forma de niebla. Dada su estabilidad, es el patrón de flujo deseado en tuberías verticales.

2.2.1.2.2 Bache. Dado que el líquido se ve influenciado a descender por su propio peso, las burbujas de gas que se encuentran inmersas tienden a coalescer y forman burbujas de mayor tamaño y con una distribución de velocidad de tipo parabólico; estas burbujas son conocidas como burbujas de Taylor (En forma de bala), las cuales están separadas por acumulaciones de líquido.

2.2.1.2.3 Agitado. Este patrón de flujo puede considerarse como la transición del flujo de tipo bache al anular. Esta se forma debido a que el peso del fluido y el esfuerzo cortante actúan en diferentes direcciones, lo que produce inestabilidad en el flujo; este patrón no es deseable, dado que puede provocar daños a los sistemas de tuberías.

2.2.1.2.4 Burbuja y disperso. En este caso, se tienen burbujas dispersas en el interior del líquido, estas son de un tamaño más pequeño que el diámetro de la tubería. Asimismo, se da el caso inverso, donde se tienen pequeñas partículas de líquido inmersas en el gas.

El flujo bifásico al estar en movimiento presenta una disminución de energía progresiva; por lo tanto, se usan estaciones de bombeo manteniendo el flujo con la energía adecuada para el desarrollo del proceso. El flujo se transporta y se ve afectado mediante un sistema de tuberías donde se encuentran elementos como accesorios. En consecuencia, se generan pérdidas, debido a la interacción del fluido con la rugosidad de la pared, conocidas como pérdidas grandes; y las relacionadas con los accesorios, como pérdidas localizadas.

2.3 Comportamiento de un fluido

Si se requiere determinar el comportamiento de un fluido en función de la presión y temperatura de un yacimiento petrolífero se emplea el diagrama de fases, donde cada tipo de fluido

es representado por un diagrama de fases característico. Por otro lado, la composición de la corriente determina las propiedades de cada una de las fases.

3. Velocidades de flujo

La velocidad de flujo es la rapidez con la que se mueve un fluido a través de una sección transversal.

3.1 Clasificación del flujo

Según las características del flujo este puede clasificarse según diversos criterios.

3.1.1 Flujo estacionario/no estacionario

Un flujo es estacionario si la velocidad y la densidad del flujo no dependen del tiempo y un flujo no estacionario si depende del tiempo (Martín, 2011).

3.1.2 Flujo irrotacional/rotacional

Un flujo es irrotacional cuando el fluido en un punto dado no tiene una velocidad angular neta alrededor de dicho punto; por ejemplo, esto es, un fluido que circula en una tubería recta; mientras que el flujo rotacional es lo contrario; por ejemplo, un remolino de un río (Martín, 2011).

3.1.3 Flujo compresible/incompresible

Un flujo es compresible si la densidad en el mismo flujo varia, como es el caso de los gases. En cambio, el flujo es incompresible cuando la densidad apenas varia, como es el caso de los líquidos.

3.1.4 Flujo viscoso/no viscoso

Un flujo es viscoso cuando existen en él varias fuerzas de rozamiento que no son despreciables; en el caso contrario, se dice que un flujo es no viscoso cuando estas fuerzas de rozamiento son muy pequeñas (Martín, 2011).

3.2 Regímenes de flujo

Para identificar el régimen de flujo se utiliza el Número de Reynolds, que es un número adimensional que relaciona las fuerzas de inercia con las fuerzas viscosas de la ecuación 9.

$$Re = \frac{\rho VL}{\mu} \quad (9)$$

Donde:

ρ = es la masa específica

V= es la velocidad

L= es una dimensión característica

μ = es la viscosidad dinámica

Los regímenes de flujo definidos conforme a el nivel de turbulencia se dividen en los siguientes flujos:

3.2.1 Flujo lámina

“Es aquel en el que las partículas se desplazan en capas paralelas, o láminas, sin invadir el camino de las otras partículas” (Kessler, 2016, párr. 3).

3.2.2 *Flujo en transición*

“Es aquel en el que hay algunas fluctuaciones intermitentes del fluido en un flujo laminar, aunque no es suficiente para caracterizar un flujo turbulento” (Kessler, 2016, párr. 4).

3.2.3 *Flujo turbulento*

“Es aquel en el que hay fluctuaciones en el flujo todo el tiempo y las partículas invaden la trayectoria de las partículas adyacentes, mezclándose y desplazándose de una manera aleatoria” (Kessler, 2016, párr. 5).

Figura 1

Diferentes regímenes de flujo: (a) Laminar, (b) Transición, (c) Turbulento



Nota. La figura muestra los diferentes niveles de turbulencia que pueden presentarse en los flujos. Tomado de “Flujo turbulento”, por M. Kessler, 2016 (<https://www.esss.co/es/blog/flujo-turbulento/>)

4. Caída de presión en tuberías

“La pérdida de presión es el resultado de las fuerzas de fricción ejercidas sobre un fluido dentro de un sistema de tuberías, resistiendo su flujo” (Solorio, 2022, párr. 2). En ductos, las causas relacionadas con las caídas de presión y las razones de su presencia son esenciales para el diseño; de igual modo, permiten que los fluidos sean transportados eficientemente por el sistema; por tal motivo, es importante identificar los factores que causan esta caída de presión.

4.1 Factores que causan la caída de presión en tuberías

4.1.1 Factores constantes

Se mantienen durante toda la vida del sistema.

4.1.1.1 Gravedad. Los aumentos en la elevación causan pérdidas de presión y las disminuciones causan ganancias de presión del sistema; por tal razón, es importante comprender el efecto de los cambios de elevación en la presión (Solorio, 2022).

4.1.1.2 Vías de tuberías y válvulas. En las tuberías, accesorios, válvulas o cualquier cambio en la dirección genera fricción y provoca pérdidas de presión (Solorio, 2022).

4.1.1.3 Tamaño de la tubería. El diámetro de la tubería hace un efecto inverso sobre la presión. En ese sentido, si el diámetro es grande la caída de presión es mayor con respecto a la caída de presión con una tubería de diámetro más pequeño (Solorio, 2022).

4.1.2 Factores variables

Son los que cambian en toda la vida del sistema

4.1.2.1 Fuerza de fricción del material.

Todo material utilizado en un sistema de tuberías tiene un coeficiente de fricción o una medida de rugosidad que ralentiza el fluido. Cuanto más suave sea la superficie, mayor será el coeficiente de fricción de Hazen Williams y más fácil podrá pasar el fluido sobre él. (Solorio, 2022, párr. 12)

4.1.2.2 Corrosión. Esta ocurre cuando los iones cargados en un líquido se comen los materiales metálicos que causan picaduras a lo largo de la superficie de la tubería, haciendo que se reduzca el flujo de fluido (Solorio, 2022).

4.1.2.3 Erosión. Es un proceso físico donde se tiene el desgaste gradual de un sólido por medio de abrasión.

4.1.2.4 Escala. Ocurre cuando los iones atraídos por las superficies metálicas se acumulan a lo largo del sistema; por tanto, a medida que se produce la incrustación, restringe el flujo del fluido y aumenta la presión dentro de la tubería.

4.2 Cálculo de la caída de presión en tuberías

4.2.1 *La ecuación de Hazen-Williams*

Se utiliza frecuentemente para calcular la pérdida de presión dentro de un sistema de tuberías. Sin embargo, la ecuación de Darcy-Weisbach se prefiere para los sistemas de tuberías industriales (Solorio, 2022).

4.2.2 *Ecuación de Darcy*

“La ecuación 10 de Darcy-Weisbach es más flexible cuando se trata del fluido y la temperatura” (Solorio, 2022, párr. 18).

$$h_f = \frac{fLv^2}{2gD} \quad (10)$$

Donde:

h_f = pérdida de energía por fricción (pies)

f = factor de fricción

L = longitud del trabajo de la tubería (pies)

v^2 = velocidad del fluido (pies/s)

g = aceleración debida a la gravedad (pies/s²)

D = diámetro interno de trabajo de tubería (pies)

5. Sistemas de tuberías de producción

5.1 Sarta de producción

Conduce los fluidos producidos desde el fondo hacia la superficie. Este es el medio que permite el flujo vertical hasta la superficie del pozo. Estos son diseñados mediante requerimientos y condiciones específicas en la fase de diseño.

Asimismo, estos varían en grados de acero y diámetros, constituidos por arreglos tubulares y equipos de fondo, con riesgos de seguridad y factor económico como parte fundamental del diseño.

5.1.1 Tubería de producción

Tubería ligera conectada al tubing spool, el cual hace parte del Well Head, y otros dispositivos que posibilitan el flujo de fluidos del yacimiento con diámetros de 1,05 a 4,5 in de OD.

5.2 Diseño del casing-Tubing de producción

- Determinar dimensiones y longitudes de arreglo a ser corridos en el pozo.
- Calcular magnitudes de esfuerzos y cargas que se prevén encontrar.
- Seleccionar peso y grado adecuado para sostener condiciones extremas de esfuerzo y fatiga relacionadas con factores como la presión de estallido, presión de colapso y tensión.

5.2.1 Procedimiento diseño de tuberías

- Reconocimiento y establecimiento de condiciones de diseño: presión, temperatura, movimientos sísmicos, choques de fluidos, gradientes térmicos y número de ciclos de varias cargas.
- Determinación del diámetro de la tubería mediante condiciones como caudal, velocidad y presión de fluido.
- Selección de materiales teniendo en cuenta corrosión, fragilización y resistencia.
- Selección de clases de válvulas.

Identificaciones de las tuberías de producción.

Se pueden identificar según el grado, peso, diámetro, conexiones o longitud.

5.2.1.1 Grado de la tubería de producción. El grado de acero define el esfuerzo de cadencia de la tubería, donde su mínimo es usado para calcular la resistencia al estallido y colapso de las tuberías de producción.

5.2.1.2 Peso de las tuberías de producción. El peso es definido generalmente en (lbs/pies) representando el peso nominal API de la tubería sin conexiones. El cálculo del peso se presenta en la ecuación 11.

$$W_c = W_{uc} * L + W_{tj} \quad (11)$$

Donde:

W_c = peso calculado de tubería de longitud L (lbs)

W_{uc} = peso unitario de tubería (lbs/pies)

L = longitud de la tubería incluyendo conexiones (pies)

W_{tj} = pérdida o ganancia de peso por conexiones

5.2.1.3 Diámetros de Casing – Tubing de producción. En la relación del diámetro del tubing cuando se incrementa el diámetro se reduce la fricción y permite un mayor flujo, producción o inyección de fluidos. En efecto, este aumento se ve reflejado en costos y debe ser acorde con el diámetro interno del *casing* usado previamente. Por lo tanto, la relación óptima está dada en función del régimen de flujo y los costos del sistema. Por otro lado, hay tres tipos de diámetros: el externo, el interno y drift; los dos primeros se asumen como el espesor de la tubería y el último como el diámetro máximo de herramienta que puede pasar por la tubería.

5.2.1.4 Conexiones

Existe una amplia variedad de conexiones para tubería que pueden ser seleccionadas a partir de las características del pozo o de las condiciones de servicio al que estará sometida a lo largo de la vida útil del pozo. Las conexiones se pueden dividir en API y no API como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3

Tipos de conexiones

Conexión	Definición
NU (non-upset)/API standard 10 hilos	Presentan menos resistencia (strength) que el cuerpo de la tubería.

EUE (external upset)/API standard 8 hilos	La junta presenta mayor resistencia que el cuerpo de la tubería.
Integrales	Brindan más espacio interior sin pérdida de la resistencia a esfuerzos ni fricción en juntas.

Nota. Tipos de conexiones de tuberías de producción a partir de la carga a la que estará sometida.

Modificado por los autores.

5.2.1.5 Longitudes. Según API, siendo el valor aproximado de la longitud, se presenta la tabla 4 con los rangos sugeridos.

Tabla 4

Rango de longitud de tuberías

Rango	Longitud (pies)
Rango 1	20 – 24
Rango 2	28 – 32

Nota. Esta tabla muestra los dos rangos de longitudes de las tuberías de producción. Elaboración propia con base en API RP 14E.

5.3 API RP 14E

La API RP 14 es la norma que enumera la velocidad de la erosión, la velocidad mínima y la caída de presión como criterio de dimensionamiento de tuberías.

5.3.1 *Velocidad de erosión*

Las líneas de flujo, múltiples de producción, cabezales de pozo y otras líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben dimensionarse principalmente en función de la velocidad del flujo. En ese sentido, la experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de las paredes se produce por un proceso de erosión/corrosión. Por consiguiente, este proceso se acelera por las altas velocidades del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos como CO₂ y H₂S, y accesorios que perturban la trayectoria del flujo, como los codos (American Petroleum Institute [API], 1991).

El siguiente procedimiento para establecer una "velocidad de erosión" puede utilizarse cuando no se disponga de información específica sobre las propiedades erosivas/corrosivas del fluido.

La velocidad por encima de la cual puede producirse erosión puede determinarse mediante la ecuación 12 empírica (American Petroleum Institute [API], 1991).

$$V_e = \frac{c}{\sqrt{\rho m}} \quad (12)$$

Donde:

V_e = velocidad erosional del fluido (pies/s)

c = constante empírica

ρm = densidad gas/líquido combinada fluyendo a presión y temperatura (lbs/pies³)

La experiencia de la industria hasta la fecha indica que para:

Fluidos libres de sólidos,

$c = 100$ para servicio continuo

$c = 125$ para servicio intermitente son conservadores

Para fluidos sin sólidos en los que la corrosión no es prevista o cuando la corrosión se controla por inhibición o mediante el empleo de aleaciones resistentes a la corrosión, pueden utilizarse valores

$c = 150$ a 200 para operación continua

$c = 250$ operación intermitente

Si se prevé la producción de sólidos, las velocidades del fluido deben reducirse considerablemente. De hecho, pueden utilizarse valores diferentes de "c" cuando estudios de aplicación específicos hayan demostrado ser apropiados (American Petroleum Institute [API], 1991).

En caso de presencia de sólidos y/o contaminantes corrosivos, o cuando se utilicen valores "c" superiores a 100 para una operación continua, deberá considerarse la realización de inspecciones periódicas para evaluar el espesor de la pared de la tubería.

El diseño de cualquier sistema de tuberías en el que se prevea la presencia de sólidos debe considerar la instalación de sondas de arena, tes de flujo amortiguado y un mínimo de tres pies de tubería recta aguas abajo de las salidas de estrangulamiento.

La densidad de la mezcla gas-líquido puede calcularse mediante la ecuación 13 derivada (American Petroleum Institute [API], 1991).

$$\rho_m = \frac{12409S_1P + 2.7RS_gP}{198.7P + RTZ} \quad (13)$$

Donde:

P= presión de operación (psia)

S_1 = gravedad específica del líquido (Agua:1 - Usar la gravedad promedio para mezclas hidrocarburo-agua) a condiciones estándar

R = gas/líquido tasa, ($pies^3$ /barril) a condiciones estándar

T = temperatura de operación (R)

S_g = gravedad específica del gas (Aire:1) a condiciones estándar

Z = factor de compresibilidad del gas

Una vez V_e es conocido, la sección transversal mínima necesaria para evitar la erosión por fluidos puede determinarse a partir de la siguiente ecuación 14 (American Petroleum Institute [API], 1991).

$$A = \frac{9.35 + \frac{ZRT}{21.25P}}{V_e} \quad (14)$$

Donde:

A = mínima área de sección transversal requerida ($pulgadas^2/1000Bpd$)

Para condiciones 'Gulf Coast' promedio

T = 535 R

S_1 = 0.85 (35 API gravity oil)

S_g = 0.65

Para estas condiciones, el 'Erosional velocity chart' puede ser usado para determinar valores de A, esencialmente para producción libre de arenas. Así, la mínima área de sección transversal para dos fases puede ser determinado por la multiplicación de A por la tasa de flujo líquido expresado en miles de barriles por día.

5.3.2 *Velocidad mínima*

Si es posible, la velocidad mínima en líneas de dos fases debería ser de alrededor de 10 pies por segundo, con el fin de minimizar el golpe de separación de equipo. Esto es particularmente importante en líneas largas con cambios de elevación.

5.3.3 *Caída de presión*

La caída de presión en un sistema de tuberías de acero de dos fases podría ser estimado, al usar la ecuación 15 de Darcy simplificada de la ‘GPSA Engineering Data Book’ (1981 Revisión).

$$\Delta P = \frac{0.000336 f W^2}{d_i^5 \rho m} \quad (15)$$

Donde:

ΔP = caída de presión, psi/100pies

d_i = diámetro interno de la tubería, pulgadas

f = factor de fricción ‘Moody’, adimensional

ρm = densidad gas/líquido fluyendo a una presión y temperatura, lbs/pies³

W = líquido total más la tasa de vapor, lbs/hr

El uso de esta ecuación debería estar limitada a un 10 % de caída de presión, debido a imprecisiones asociadas con cambios de densidad.

Si el factor de fricción de Moody se asume como promedio de 0.015 esta ecuación 16 sería:

$$\Delta P = \frac{5 \times 10^6 W^2}{d_i^5 \rho m} \quad (16)$$

Y, W podría calcularse usando la siguiente ecuación 17.

$$W = 3180Q_g S_g + 14.6 Q_l S_l \quad (17)$$

Q_g = tasa de flujo de gas, millones de pies cúbicos/día (14.7 psia y 60 °F)

S_g = gravedad específica del gas (aire=1)

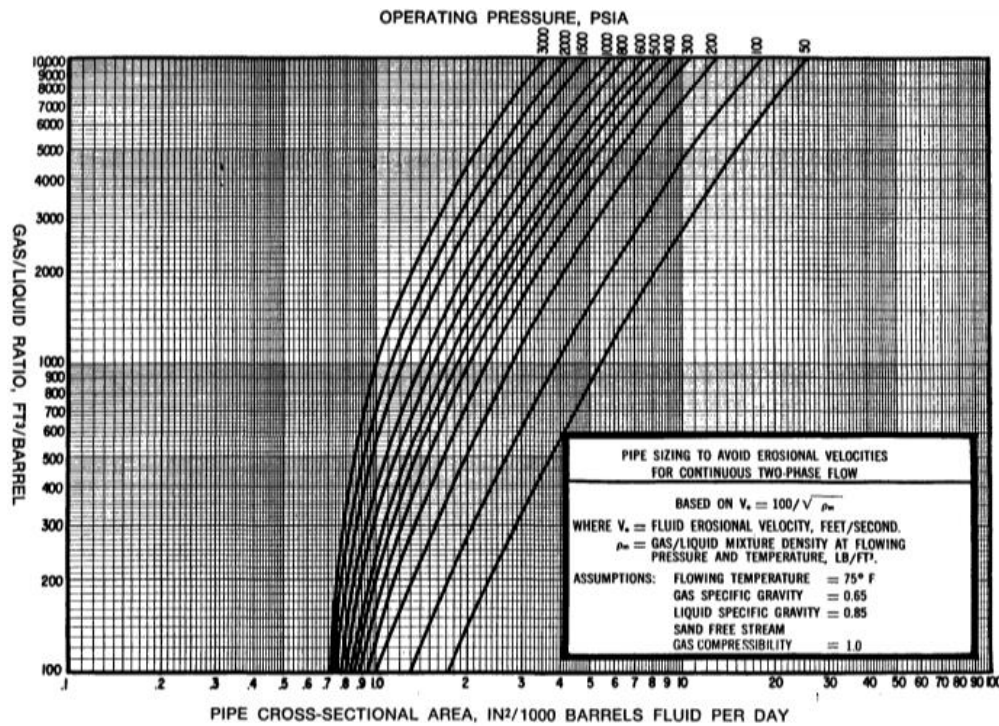
Q_l = tasa de flujo líquido, barriles/día

S_l = gravedad específica del líquido (Agua=1)

Se debería anotar que este cálculo de caída de presión es solo un estimado.

Figura 2

Cuadro de velocidad erosional



Nota. Curvas para el cálculo de la presión operacional a partir áreas transversales de la tubería y GOR. Tomado de Recommended practice for design and installation offshore

production platform piping systems. API Recommended Practice 14E (RP 14E), por American Petroleum Institute, 1991, API.

6. Propiedades y estructuras de los materiales

Las propiedades son factores que influyen cualitativa o cuantitativamente en la respuesta de un determinado material a la imposición de estímulos y restricciones, por ejemplo, fuerzas, temperatura, etc. Del mismo modo, las propiedades hacen que un material sea adecuado o inadecuado para un uso industrial concreto. En otras palabras, cuando nos referimos a las propiedades de un material, hablamos de características que podemos percibir, medir o probar. (Infinitia Industrial Consulting, 2021, párr. 3)

Las propiedades de los materiales se pueden clasificar en tres grupos:

6.1 Propiedades químicas

Uno de los factores que limitan la vida de un material consiste en la alteración química que pueden verse reflejados en procesos de oxidación o corrosión.

6.2 Propiedades físicas

Son aquellas que se pueden observar sin que cambie la composición del material. Por ejemplo, algunas de las propiedades físicas más importantes de los metales son la densidad, el color, el tamaño y la forma, el peso específico del material y la porosidad entre otras. (Infinitia Industrial Consulting, 2021, párr. 8)

6.3 Propiedades mecánicas

Son aquellas que determinan el comportamiento de un material ante las fuerzas que se le aplican y reflejan la relación entre su respuesta a una carga y la deformación que sufre. Es decir, las propiedades mecánicas de los materiales nos ayudan a medir cómo se comportan los materiales bajo carga para conseguir un rendimiento óptimo del sistema. Las propiedades mecánicas incluyen, entre otras, la densidad, la dureza y la elasticidad. (Infinitia Industrial Consulting, 2021, párr. 18)

7. Criterios de diseño de la API RP 14 E

En principio, la práctica recomendada de la API RP14E fue propuesta para el diseño de sistemas de tuberías en pozos costa afuera. En el curso de los años, la industria la ha utilizado como una guía para el cálculo y la limitación de la velocidad erosional. En consecuencia, se ha denominado la ecuación para la velocidad erosional de la API RP14E. Por su parte, esta práctica señala que para la determinación de los diámetros que se prevén utilizar en sistemas de tuberías se debe tener en cuenta la velocidad de flujo y la caída de presión. Por lo tanto, se presentan criterios de dimensionamiento según el régimen de flujo para líneas de flujo de líquido, gas monofásico y bifásico.

Igualmente, se considera el caudal máximo previsto durante la vida útil y se aconseja añadir un factor de sobretensión en un rango del 20 % al 50 % al caudal normal previsto mediante mediciones o cálculos específicos; de igual modo, para determinar la caída de presión se debe incluir el efecto de válvulas y accesorios.

7.1 Criterios de dimensionamiento para líneas de flujo de líquido monofásico:

Las líneas de flujo monofásico se dimensionan con base en la velocidad de flujo; si la línea transporta líquidos mediante caída de presión, a la altura de la válvula de control no se debería exceder los 15 ft/s. Por tal motivo, esta velocidad de flujo no puede ser inferior a 3ft/s para así minimizar la deposición de sólidos como arena y con ello evitar un ataque corrosivo.

Puede ser calculada mediante la ecuación 18.

$$V_l = \frac{0.012 Q_l}{d_i^2} \quad (18)$$

Donde:

V_l = velocidad promedio del flujo de líquido (pies/s)

Q_l = tasa del flujo líquido (bbl/día)

d_i = diámetro interno de la tubería (pulgadas)

Para evitar cavitación, que podría conducir a erosión, la presión debe estar por encima de la presión de vapor de líquido en la temperatura dada.

La caída de presión para líquido monofásico se calcula por medio de la ecuación 19.

$$\Delta P = \frac{0.00115 f Q_l^2 S_l}{d_i^5} \quad (19)$$

Donde:

ΔP = caída de presión (psi/100pies)

f = factor de fricción de Moody (Adimensional)

Q_l = tasa de flujo líquido (bbls/día)

S_l = gravedad específica del líquido (agua=1)

d_i = diámetro interno de la tubería (pulgadas)

7.2 Criterios de dimensionamiento para líneas de flujo de gas monofásicas:

En las líneas de gas se requiere que la presión interna sea lo suficientemente alta para los requisitos del equipo, donde la caída de presión se considera la base principal del criterio de diseño. En ese sentido, se genera un problema de ruido al superar la velocidad de 60 ft/s. Sin embargo, puede ser aceptable si se tiene en cuenta previamente la elección e instalación de los componentes del sistema para minimizar el ruido.

Se considera la limitación de velocidad relacionada con reducir el efecto de desprendimiento de la película inhibidora de la corrosión de la pared de la tubería. Y es importante nombrar la ecuación 20, sobre la caída de presión general.

$$P_1^2 - P_2^2 = 25.2 \frac{SQ_g^2 Z T_i f L}{d^5} \quad (20)$$

Donde:

P_1 = presión upstream (psia)

P_2 = presión downstream (psia)

S = gravedad específica del gas a condiciones estándar

Q_g = tasa de flujo de gas (MMscfd P=14.7 T=60F)

Z = factor de compresibilidad del gas

T_i = temperatura fluyendo (R)

F = factor de fricción de Moody (Adimensional)

d = pipe ID (pulgadas)

L= longitud (pies)

Y a su vez la ecuación 21, de velocidad de gas.

$$V_g = \frac{60ZQ_g T}{d_i^2 P} \quad (21)$$

Donde:

V_g = velocidad del gas (pies/s)

d_i = diámetro interno de la tubería (pulgadas)

Q_g = tasa de flujo de gas (Millones de pies cúbicos/día P=14.7 T=60F)

T = temperatura de operación (R)

P = presión de operación (psia)

Z = factor de compresibilidad del gas

7.3 Criterios de dimensionamiento para líneas bifásicas gas/líquido

En las líneas bifásicas se deben dimensionar en función de la velocidad de flujo, porque la velocidad del fluido a altas tasas acelera el proceso de erosión; esto provoca la pérdida de espesor de pared de las tuberías. El procedimiento del cálculo de velocidad erosional advierte su uso cuando no se disponga de información sobre las propiedades erosivas y corrosivas del fluido, manteniendo así la velocidad de flujo por debajo de la velocidad de erosión.

La ecuación 22 presenta la velocidad en tubería de gas Norsok Standard P-002.

$$V_e = \frac{c}{\sqrt{\rho m}} \quad (22)$$

Donde:

V_e = velocidad erosional del fluido (pies/s)

c = constante empírica

ρ_m = densidad gas/liquido combinada fluyendo a presión y temperatura (lbs/pies^3)

La constante C empírica usada en la ecuación para flujo de fluidos libre de sólidos en servicio continuo e intermitente son 100 y 125, respectivamente. Asimismo, se proporcionan recomendaciones cuando se controla la erosión por inhibidores con un rango de valores entre 150 a 200 para servicio continuo y 250 para servicio intermitente.

La práctica recomendada API RP 14E no provee una guía en condiciones de partículas sólidas en fluidos de producción, ni cuando hay erosión y corrosión.

8. Problemática en la industria

En la industria de los hidrocarburos es común encontrar en los fluidos de producción de yacimientos arenas que están presentes en el petróleo y gas. Estas arenas repercuten en una problemática denominada erosión. Esta puede generarse debido a la repetición de impactos de sólidos en la pared de la tubería, lo que produce la eliminación del material. En efecto, la dimensión del impacto de la erosión en los pozos se ve reflejada en las fallas de tubería, terminando en problemas ambientales y financieros debido a las pérdidas.

Las compañías presentan retos técnicos y económicos en proyectos con la elección del tamaño y material de tubería para el manejo de producción de arena, hasta casos donde se perfora más profundo o se llevan a cabo técnicas de fracturamiento de yacimientos. En esa medida, se encuentran acuíferos a mayor profundidad, acompañados de cortes de agua, corrientes

multifásicas. Esto promueve la intrusión de sólidos en los sistemas de producción, lo que aumenta la posibilidad de problemas de erosión debido a que pequeñas cantidades de arena arrastradas pueden ocasionarlos de forma relevante, aún en casos de servicio libre de sólidos con tasas de producción de arena bajas como algunas libras por día, representa una afectación importante a altas velocidades. Por lo tanto, se han tratado de desarrollar diversos métodos adecuados para limitar la erosión de las líneas y equipos durante el proceso de producción de hidrocarburos, asumiendo que reducirá o no ocurrirá erosión. Este es el más frecuente y usado por las empresas operadoras: reducir la velocidad de flujo a la velocidad erosional de la mencionada práctica recomendada API RP 14E, velocidad a la que se presume es seguro operar. Al respecto de los resultados al usar este método, cuando la velocidad es demasiado baja se considera conservadora, puesto que limita sin justificación la tasa de producción y sobredimensiona los tamaños de tuberías traduciéndose en costos; cuando es alta, se corre el riesgo de sufrir daños por erosión y corrosión afectando así la integridad de las líneas de flujo y funcionalidad de colectores de producción, cabezales de procesos y otros componentes.

Hasta el momento, solo se han mencionado partículas sólidas, principalmente la arena como factor principal que, aunque es altamente erosivo, no es el único a considerar. En servicio limpio o de flujo corrosivo a tasas de gas a alta velocidad se pueden presentar gotas de líquido. Esta es una fuente de preocupación debido a su impacto y la posibilidad de tener partículas sólidas muy pequeñas con complicaciones para efectuar una separación física.

8.1 Experiencias en la industria

Las empresas operadoras han desarrollado estudios de criterios de velocidad erosional para diseño de líneas de flujo multifásico de producción de petróleo y gas. Por lo tanto, han optado por otras opciones, como lo hizo la compañía ARCO¹, con deshidratados, usando inhibidores de corrosión o empleando aleaciones resistentes a la corrosión, o como lo hizo Shell, iniciando con una versión modificada de la API RP 14E con factores empíricos. Posteriormente, se distancian de la API RP 14E al no utilizar la ecuación y dejando que el límite de velocidad erosional dependiese directamente del tipo de mecanismo de falla mediante una verificación apropiada antes de cambiar a una versión modificada del modelo de Tulsa. Asimismo, Phillips Petroleum no utilizaba el criterio de velocidad erosional de la práctica mencionada y llevaban a cabo inspecciones con velocidad promedio de 60 ft/s con inyección continua de inhibidores; dependiendo de la satisfacción del uso, estos implementaban tubulares de acero inoxidable. Como resultado, reportaron que cada tres meses se reemplazaban las velocidades máximas que excedían los 300 ft/s en las válvulas.

En pozos de gas condensado a altas tasas, se retaron los límites convencionales de erosión como Chevron en la plataforma noroeste de Australia Occidental donde, aun superando el límite recomendado, no se reportaron fallas, o Erichsen en el Mar del norte donde se cambió la velocidad hasta una falla ocurrida en la tubería de acero. En campos de gas como en Parsian, sur de Irán de la compañía nacional de petróleo de Irán no se causaron daños por erosión. Por tal motivo, este es el reservorio de gas dulce más grande de medio oriente, también en la misma región, pero en cuatro

¹ Atlantic Richfield Company, más conocida como ARCO es una de las compañías petroleras más grande de Estados Unidos, fundada en 1865, la cual explora, produce, refina y comercializa crudo y gas natural y en 1999 se fusionó con British Petroleum y Amoco.

pozos del campo South Pars, en un estudio definieron un rango seguro de operación, rango que se expondrá posteriormente. Igualmente, hay un yacimiento de gas condensado con presencia de arenas en la plataforma Noroeste de Australia Occidental (NWS), donde utilizaron constantes C muy altas, en comparación con los de la norma, mediante el programa Sand Production Pipe Saver (SPPS) y sin tener pérdidas significativas de metal. En North Slope Alaska en el campo Endicott, BP Amoco aumentó su velocidad de producción tres veces a la sugerida en la API. En efecto, se afirmó que los fluidos con presencia de sólidos arrastrados en flujo en tuberías de acero inoxidable causan una afectación mínima al riesgo de erosión. También en pozos inyectoros como en Gullfaks del Mar del Norte donde se decidió un límite superior para inyectoros de agua con tubería API L80 13Cr.

Por otra parte, la compañía Mobil, bajo algunas condiciones, no se guiaba de la norma API RP 14E; por ejemplo, en un pozo de gas si la producción de arena se podía evadir no limitaban las velocidades de flujo. Otra compañía que no utilizaba esta norma es Conoco, quien recomendó incrementar los límites de velocidad erosional. Por otro lado, ARCO, basado en estudios e investigaciones afirma que, para una tubería recta con fluidos libres de sólidos, la norma es sobre conservadora para sus operaciones en pozos de gas y pozos de gas condensado.

8.1.1 Constantes C Empíricas aplicadas en la industria

A partir de estas experiencias en la industria, varios autores proponen y aplican diferentes constantes empíricas C que, según las condiciones o particularidades del caso, preveían como cambios importantes a considerar; por lo tanto, se hace una recopilación representativa de las C reportadas en la literatura. De igual modo, debido a la relevancia de la problemática, normas

estándar internacionales proponen soluciones o guías en cuanto al control y manejo de la erosión en tuberías con resultados aportantes para un posterior estudio o seguimiento.

Tabla 5

Flujos multifásicos / Flujo de gas condensado / Pozo inyector

Flujos multifásicos			
Autor/Ubicación	Tipo de servicio	C de Empíricas/Velocidades	Observaciones
API RP 14 E	Servicio continuo	150	Libre de sólidos
	Servicio Intermitente	250	Libre de sólidos
	Servicio continuo	100	Libre de sólidos
	Servicio Intermitente	125	Libre de sólidos
ISO 13703	Servicio continuo	122	Libre de sólidos
	Servicio Intermitente	152	Libre de sólidos
	Servicio continuo	180-245	Libre de sólidos-inhibidores
	Servicio Intermitente	300	Libre de sólidos-inhibidores
	Servicio Continuo	>122	Con sólidos y/o contaminantes
ARCO (Atlantic Richfield Company)	Servicio Continuo	150	Deshidratados, usando inhibidores de corrosión o empleando aleaciones resistentes a la corrosión
	Servicio intermitente controlando corrosión por fluidos	250	
Flujo de gas condensado			

Erichsen/Mar norte	del Servicio Continuo	726	Por 3 años hasta una falla ocurrida en la tubería de acero de carbono en el acoplamiento del flujo.
Chevron/Noroeste de Australia Occidental	Servicio Continuo	400/121 ft/s	P=4500 psi T=110C tubería 7"OD sin reportar fallas
	Servicio Continuo	200/59 ft/s	P=4500 psi T=110C tubería 9"5/8 OD sin reportar fallas
Plataforma NWS. Noroeste de Australia Occidental	Servicio Continuo	380	P=4500 T=110C Sin pérdidas significativas de metal
	Servicio intermitente	630	
Flujo de gas			
North Rankin. Noroeste de Australia Occidental	Servicio Continuo	98 ft/s	Tres veces la velocidad de erosión API en tuberías de acero al carbono durante largos períodos de producción sin ningún signo de erosión.
Compañía Nacional de petróleo de	Servicio Continuo	149/55 ft/S	No causaron daños inesperados por erosión. C=170 como factor

Irán/Parsian. Sur de	Servicio	195/74 ft/s	promedio seguro para cuatro pozos.
Irán	Continuo		
South Pars. Sur de	Servicio	138-193	Rango seguro para producción.
Irán	Continuo		
BP Amoco/Campo	Servicio		Velocidad de producción tres veces velocidad erosional API.
Endicott, North	Continuo		Fluidos con pocas cantidades de solidos fluyendo en tuberías de acero inoxidable con mínima afectación de erosión.
Slope Alaska			
Shell	Servicio		
	Continuo		
	Servicio	160	En condiciones libre de arena
	Continuo		
	Servicio	80	En condiciones de arena severa
	Continuo		
Pozo inyector			
Erichsen/Mar del	Servicio	300	Límite superior para inyectores de agua completados con API L80 13Cr.
norte. Gullfaks.	Continuo		

Nota. Esta tabla muestra las velocidades y valores empíricos de C utilizados por diferentes normas, empresas, plataformas y campos petroleros en servicios continuos e intermitentes para flujos

multifásicos, de gas y gas condensado y pozos inyectoros en casos determinados. Elaborado por los autores.

En el transcurso del tiempo, la API RP14E ha indicado las directrices con las cuales se debe restringir la condición de flujo a una velocidad erosional; a través de la tabla anterior, se demuestra que la API RP 14E tiene varias limitaciones al tener una ecuación empírica sencilla, dado que su uso es exclusivo para flujos libres de sólidos, aun cuando proporcionan algunos criterios para tener en cuenta cuando se prevé la producción de sólidos. No obstante, estos criterios solo expresan que las velocidades del fluido deben reducirse considerablemente, sin tener pautas claras para su uso; es decir, solo indican que deben realizarse inspecciones periódicas al espesor de la pared de la tubería; por lo tanto, esta ecuación de velocidad erosional tan solo tiene en cuenta la densidad del fluido y está en función de una constante C , que regularmente tiene valores muy bajos, además no tiene en cuenta varios factores, entre los cuales se destacan: partículas sólidas inmersas en el fluido; el tipo de material de los equipos; las geometrías de los accesorios; las propiedades de los fluidos, el régimen de flujo, entre otros. En ese sentido, diferentes autores han propuesto diversos criterios, aplicaciones y ecuaciones de velocidad erosional con nuevos parámetros y menos limitaciones, según experiencias en campo o teóricas, las cuales han dado buenos resultados con el uso de constantes C altas tanto en fluidos libres de sólidos, como en condiciones de sólidos moderados o severos. De igual manera, tales autores exponen que el uso que da la norma de un factor C de 150 a 200 para sistemas que tienen inhibidores para la corrosión es riesgoso.

8.1.2 Normas Estándar

Asimismo, las normas estándar presentaron sus recomendaciones para un mejor manejo de la velocidad erosional, algunas siguiendo la línea base de la API RP14E u otras agregando nuevos conceptos enfocándose en los límites de velocidad o el manejo de sólidos o arenas.

8.1.2.1 ISO 13703. Presenta nuevamente la ecuación empírica expuesta en la API RP 14E como la ecuación para el límite de la velocidad erosional, al resaltar que, según los resultados de la experiencia en la industria para fluidos libres de sólidos, los valores de la constante empírica de c de 122 y 152 para servicio continuo y servicio intermitente respectivamente son conservadores.

Para fluidos libres de sólidos donde la corrosión no es prevista, se emplean aleaciones resistentes a la corrosión, o si es controlada por inhibidores, los valores de C empírica en un rango de 180 a 245 podrían ser utilizados para servicio continuo. Referente a los resultados con valores mayores a 300, han mostrado ser satisfactorios para servicio intermitente.

Recomienda que, ante la producción de arena, la velocidad debe reducirse de forma significativa y que, al igual que en la API RP 14E, se deben utilizar diferentes valores de c en estudios de aplicaciones específicas en las cuales puedan ser apropiadas, sin una guía o base definida.

Tabla 6

ISO 13703

Fluido		c-factor sugerido	
		Servicio continuo	Servicio intermitente
Libre de sólidos	Conservadores	122	152
	No corrosivo	180-245	300
	Corrosivo + Inhibidor		

Corrosivo + aleaciones resistentes a la corrosión	> 122 considerando estudios periódicos
Con sólidos y/o contaminantes	

Nota. Factores C sugeridos para fluidos libres de sólidos y con sólidos y/o contaminantes para servicios continuos e intermitentes a partir de ecuación empírica de velocidad erosional en la API RP 14E. Modificado por los autores en base a la ISO 13703.

8.1.2.2 NORSOK Standard P-002. Esta norma muestra los criterios estándar para el dimensionamiento de tuberías en nuevas instalaciones, en función de la caída de presión y siendo el más importante para el trabajo en curso, el de la velocidad de erosión presentado de forma similar a como se lleva a cabo en la API RP 14E.

De manera equivalente al desarrollado en la API RP 14E, esta norma divide las líneas de flujo en tres: líneas monofásicas de gas, líneas monofásicas de líquido y bifásicas de gas/líquido.

Tabla 7

NORSOK Standard P-002

Tuberías de gas	$V = 175 \left(\frac{1}{\rho}\right)^{0.43}$	La velocidad debe mantenerse debajo de 60 m/s (196 pies/s)
Tuberías gas/líquido	$V = 183 \left(\frac{1}{p_{mix}}\right)^{0.5}$	No Corrosivo 25 m/s (82 pies/s) Corrosivo 10 m/s (32,8 pies/s)

Nota. Esta tabla muestra las ecuaciones usadas para calcular las velocidades en tuberías de gas y gas/líquido. Modificado por los autores en base a la norma NORSOK Standard P-002.

A manera complementaria, en las líneas de líquido monofásicas, la constante de 175 puede ser reemplazada con 200 por diferentes circunstancias en el proceso. Esta es semejante a la aplicada por la API RP 14E; para líneas de líquido monofásicas esta norma sugiere mantener la velocidad lo bastante baja, lo que permite una velocidad máxima para servicio intermitente de 10m/s, dependiendo de factores en la operación. Finalmente, para las líneas bifásicas gas/líquido, después de establecer la velocidad máxima permitida, se deben considerar factores tales como la geometría de la tubería, la composición de la corriente del pozo, la contaminación por partículas de arena y la elección del material.

Con el aumento de la velocidad del flujo, la velocidad de corrosión tiende a aumentar debido al incremento de las fuerzas de cizallamiento y de la transferencia de masa. La velocidad del flujo debe restringirse a un máximo de 10 m/s para limitar la erosión de la capa protectora de los productos de corrosión y con ello reducir el riesgo de que se rompa una película inhibidora de la corrosión.

8.1.2.3 DNVGL-RP-0501

Guía integral sobre evaluación de la erosión basada en los resultados CFD y los datos experimentales. Por lo tanto, clasifica el potencial de erosión en los sistemas de tuberías con referencia a las velocidades de flujo al considerar la velocidad de flujo como el único parámetro que afecta la erosión.

Tabla 8

DNVGL-RP-0501

Clase de servicio erosivo C				
Clase erosiva	Velocidad de flujo de la tubería Vm (m/s)	Definición	Potencial erosión relativo	Descripción
6	50-70 (164 – 229,6 pies/s)	Erosión extremadamente alto potencial	5000	El sistema debe operarse casi sin arena. 'Safeguards' para monitorear la erosión deben estar en su lugar y ser monitoreadas de cerca.
5	30-50 (98,4 – 164 pies/s)	Muy alta potencial de erosión	1500	Producción de arena tolerable limitada por el riesgo de erosión.
4	20-30 (65,6 – 98,4 pies/s)	Alto potencial de erosión	500	En la mayoría de los casos, la producción de arena tolerable estará dictada por la erosión más que por la capacidad de manejo de arena.
3	10-20 (32,8 – 65,6 pies/s)	Potencial de erosión medio	100	La producción de arena tolerable puede estar limitada tanto por la erosión, como por la capacidad de manejo de la arena
2	5-10 (16,4 – 32,8 pies/s)	Bajo potencial de erosión	25	Se requiere una gran cantidad de arena para causar la erosión. En la mayoría de los casos, la carga de arena aceptable estará limitada por la capacidad de manejo de arena en el sistema de proceso.
1	0-5 (16,4 pies/s)	Erosión extremadamente bajo potencial	1	Los efectos de la erosión simple, es decir, sin tener en cuenta los efectos combinados de la corrosión acelerada por flujo, normalmente pueden despreciarse para cargas de arena realistas.

Nota. Potencial de erosión en los sistemas de tuberías con respecto a las velocidades de flujo de la tubería. Modificado por los autores en base a la guía DNVGL-RP-0501.

9. Desarrollo de modelos a través del tiempo

A raíz de las experiencias en campo y las constantes C propuestas, destacando los resultados conseguidos, autores plantean metodologías y procedimientos en contraste con la API

RP 14E y conforme con la necesidad e interés del estudio en la industria. A raíz de esto y añadiendo que los estudios previos de otras empresas y autores aportan al desarrollo de mejores modelos y metodologías para abordar el tema de la velocidad erosional en la industria del O&G. En ese orden de ideas, se mencionarán algunos autores y sus particularidades de estudio, si bien algunos usan factores, variables o enfoques en común, se presentarán dependiendo su objetivo principal mediante fórmulas y procedimientos elegidos, como los que resaltan en la investigación por su claridad; esto, en relación con las variables y los parámetros afectantes a la incógnita del cálculo de velocidad erosional.

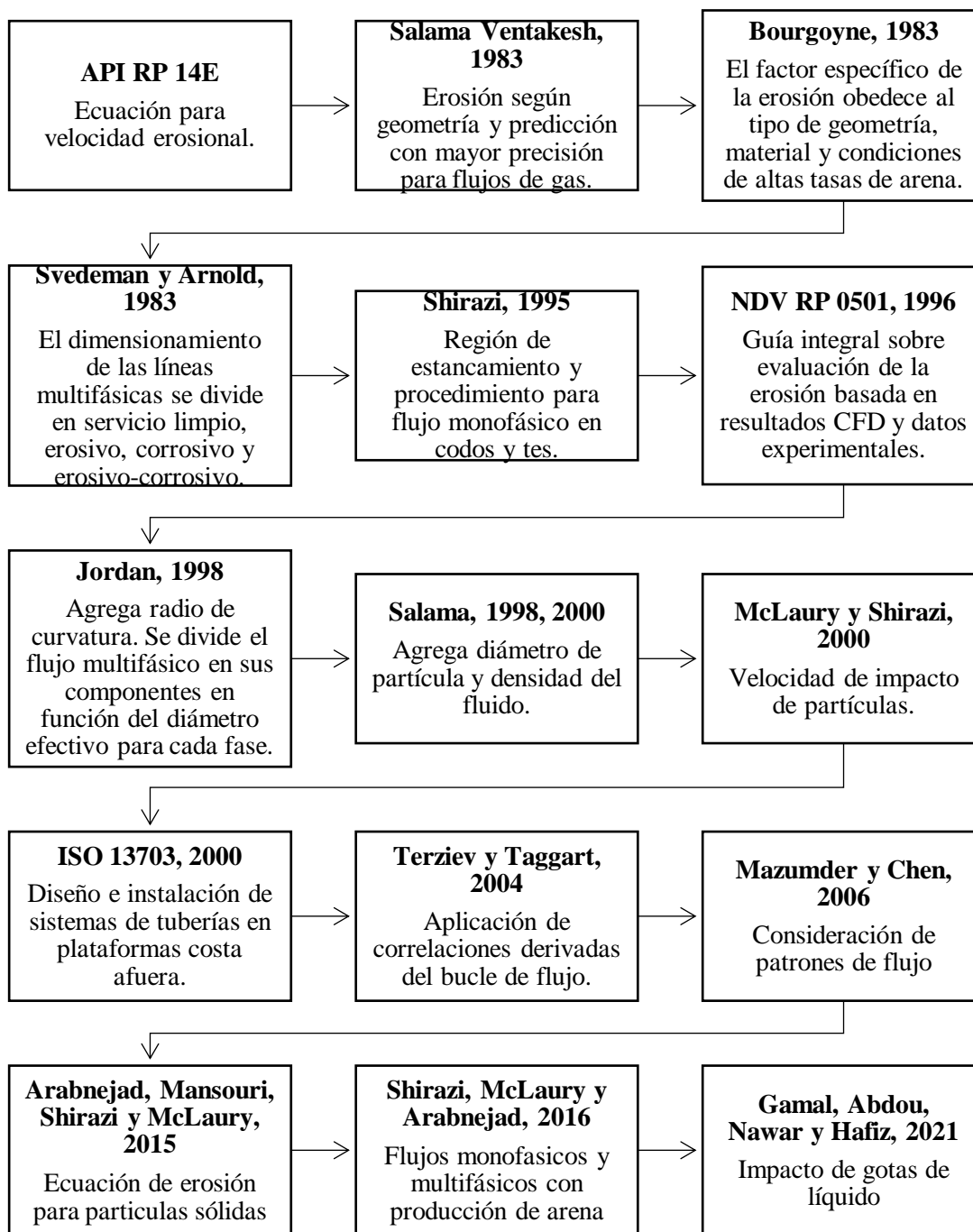
En la Figura 3 se presenta una línea de tiempo sobre investigaciones y modelos que surgieron a partir de la ecuación de velocidad erosional de la API RP 14E, la cual fue publicada por primera vez en 1978 (Madani Sani, 2019). El 1983 tuvo importantes aportes respecto a este tema, inicialmente, Salama Ventakesh planteó un modelo de erosión a partir de la geometría, prediciendo con mayor precisión en flujos de gas; Bourgoyne fue otro de los autores que contribuyó durante ese año afirmando que el factor específico de la erosión obedece al tipo de geometría y material de la tubería y a las condiciones de altas tasas de arena y, a su vez, Svedeman y Arnold realizaron estudios sobre el dimensionamiento de las líneas multifásicas dividiéndolos en servicio limpio, erosivo, corrosivo y erosivo-corrosivo.

Posteriormente, en 1995, Shirazi presentó un modelo teniendo en cuenta la región de estancamiento; unos años después fue publicado la NDV RP 0501, la cual es una guía integral sobre evaluación de la erosión basada en resultados CFD y datos experimentales; para el año 1998, Jordan agregó el radio de curvatura al cálculo de velocidad erosional y dividió el flujo multifásico en sus componentes en función del diámetro efectivo para cada fase, ese mismo año y durante los

dos siguientes Salama propuso un nuevo modelo agregando el diámetro de partícula y densidad del fluido y, por otra parte, McLaury y Shirazi añadiendo la velocidad de impacto de partículas. Luego, en el 2000 fue publicada la norma ISO 13703, la cual presenta el diseño e instalación de sistemas de tuberías en plataformas costa afuera; para los años posteriores se siguieron realizando estudios respecto al tema llevándolos a la actualidad, en donde se sigue investigando.

Figura 3

Línea de tiempo



Nota. Línea de tiempo de modelos, aportes e investigaciones que se han realizado sobre la velocidad erosional a partir de primera edición de la norma API RP 14E. Elaborado por los autores. Modificado por los autores.

Cabe destacar que, con el pasar del tiempo, el estudio frente a la velocidad de erosión cambia su enfoque no solo a flujos monofásicos, sino que empiezan a dar importancia a flujos bifásicos como se puede evidenciar en la línea de tiempo.

9.1 Cálculos de velocidad de erosión

Investigadores y compañías desarrollaron diversos cálculos de la velocidad de erosión; en esa medida, enfocaron sus esfuerzos para medir los impactos de partículas sólidas e impactos de gotas líquidas. De este modo, surgieron algunos modelos empíricos, teniendo en cuenta diversos factores que la norma API RP 14E no tiene en cuenta y delimitan bastante a esta.

9.1.1 Impactos de gotas de líquido

Arabnejad, Shirazi, McLaury y Shadley proporcionaron una guía para el cálculo de la velocidad de erosión debido a las gotas de líquido, o la tasa de penetración con o sin partículas pequeñas; o una baja concentración en instalaciones de producción y transporte de petróleo y gas.

El estudio de modelado y simulación de la interacción de fluido/estructura, desarrollado por Stefan Nicolici de la Universidad Politécnica de Buchares, que se produce en la erosión por impacto de gotas de líquido, importante en la industria petrolera por la erosión de los sistemas de tuberías utilizados para transportar productos de gas natural, y el cual también logra ser importante para el presente estudio, dado que no existe aún una correlación universal que logre proporcionar la tasa de daño en cualquier condición de operación para cualquier tipo de material. Sin embargo, este autor logra mostrar simulaciones numéricas con la cuales se puede determinar la erosión para varios materiales, teniendo en cuenta solo las propiedades mecánicas de este. Además, recomienda

el uso de códigos de dinámica de fluidos computacional y la interacción de estructura de los fluidos, puesto que pueden ofrecer innovadoras perspectivas sobre varios fenómenos y, asimismo, puede predecir el comportamiento de los materiales.

Incluso existe una metodología que escribieron Gamal, Nawar, Abdou y Abdel Hafiz y expusieron en una conferencia internacional de dinámica de fluidos en Egipto, donde exponen unos valores mucho más altos en comparación a los recomendados por la API RP 14E para la velocidad de erosión. En esta metodología se discute el impacto de las gotas de líquido en tuberías de diversos materiales, teniendo en cuenta un petróleo y gas con $S_g = 0,8$. Los materiales de tubería seleccionados se presentan en la tabla 9, donde el NER es la resistencia a la erosión normalizada.

Tabla 9

Materiales de tubería seleccionados

Nombre	Descripción	NER
Material 1	(Carbono – 1018) Acero	0.15
Material 2	(9 % Cromo – 1 % Molibdeno) Acero	0.25
Material 3	(13 % Cromo recocido) Acero	0.9
Material 4	(13 % Cromo tratado térmicamente) Acero	0.64
Material 5	(Acero inoxidable 316) Acero	1
Material 6	(25 % Cromo Dúplex) Acero	3.43
Material 7	(22 % Cromo-5 % Niquel dúplex) Acero	1.83
Material 8	(Inconel 625) Acero	5.19
Material 9	(Inconel 825) Acero	0.96

Nota. Esta tabla muestra la resistencia a la erosión normalizada de diferentes materiales de tuberías seleccionadas. Adaptado por los autores de *Erosional Velocity Limit for Several Oilfield Materials Based on Liquid Droplets Impingements*, por Gamal, A., Abdou, A. M., Nawar, A. A., & Abdel Hafiz, A, 2021, Actas de ICFD14: XIV Congreso Internacional De Fluidodinámica.

Por las diversas causas de erosión, existen varias ecuaciones científicas para expresar la velocidad de erosión y se pueden recopilar de la siguiente manera:

1. Las ecuaciones de velocidad de erosión basadas en la fricción:

- Las ecuaciones 23 y 24 de fricción de Darcy-Weisbach y Fanning usando la densidad de la mezcla, respectivamente.

$$V_e = \sqrt{\frac{2\tau_w}{\rho_m * F_F}} \quad (23)$$

$$V_e = \sqrt{\frac{8\tau_w}{\rho_m * F_D}} \quad (24)$$

Donde:

V_e = velocidad erosional (m/s)

ρ_m = densidad de la mezcla gas/líquido (Kg/m^3)

τ_w = esfuerzo cortante admisible (N/m)

F_F = factor de fricción de Fanning

F_D = factor de fricción de Darcy

Donde el factor de fricción de Darcy se determina con el uso de la ecuación 25.

$$F_D = \frac{0.3009}{[\log \{ (\frac{\varepsilon}{3.7315 * D})^{1.0954} + (\frac{5.9802}{R_e})^{0.9695} \}]^2} \quad (25)$$

Donde:

D = diámetro de la tubería (mm)

R_e = número de Reynolds

ε = rugosidad de la tubería

La ecuación 26 de fricción de Hazzen-Williams utilizando la densidad de la mezcla, también es de importante valor.

$$V_e = \sqrt[1.85]{\frac{0.585 * \tau_w * C_{Hazzen}^{1.85} * D^{0.165}}{\rho_m * g}} \quad (26)$$

Donde:

D = diámetro de la tubería (m)

C_{Hazzen} = constante de Hazen-Williams

G = aceleración de la gravedad (m/s^2)

2. A su vez es importante mencionar la ecuación 27 de velocidad de erosión basada en impactos de partículas sólidas en el flujo multifásico.

$$V_e = \sqrt{\frac{0.0254 * y * S_m * \rho_m * D^2}{W * d_p * F_S * \sin \theta}} \quad (27)$$

Donde:

d_p = diámetro de las partículas sólidas (mm)

S_m = constante dependiente de la geometría

y = tasa de erosión (MPY)

W = tasa de arena (Kg/día)

F_S = factor de nitidez

θ = ángulo de impacto

3- Para finalizar nombrando la ecuación 28 de velocidad de erosión basada en impactos de gotas de líquido en el flujo multifásico.

$$V_e = \left(\frac{1.208 * 10^{-12} * y * NER}{d_d^{10} * 10^{(0.57j - 0.22k - 17.1)}} \right)^{\frac{1}{10 - 5d_d^{\frac{1}{3}}}} \quad (28)$$

Donde:

NER = resistencia a la erosión normalizada

d_d = diámetro de la gota de líquido (μm)

$j=1$ para jet o $j=0$ para el impacto de gota

k = curvatura de la superficie, es 1 cuando es curva la superficie y 0 cuando es plana

y = es la tasa de erosión (MPY)

Esta ecuación tiene un factor de seguridad considerable para la velocidad de erosión resultante donde calcula la velocidad de las gotas de líquido en función de la tasa de erosión definida. Según el estudio de investigación de McLaury, la relación máxima entre los valores de velocidad de gota y el valor de velocidad de flujo es la unidad; por ende, el valor mínimo de la velocidad del flujo es igual a la velocidad de las gotas de líquido. En ese sentido, la velocidad de la gota se considera igual al flujo en esta metodología.

De igual manera, la erosión también depende de varios parámetros, aquí se consideran los más importantes: el diámetro de las partículas de gota y el material de la tubería, al usar la ecuación 29 de relación de erosión.

$$ER = 10^{(0.57j - 0.22k - 17.1)} \frac{v^{(10 - 5d_d^{\frac{1}{3}})x d_d^9}}{NER} \quad (29)$$

Donde:

ER= relación de erosión

NER= resistencia a la erosión normalizada

d_d = diámetro de la gota de líquido (mm)

$j=1$ para jet o $j=0$ para el impacto de gota

k = curvatura de la superficie, es 1 cuando es curva la superficie y 0 cuando es plana

Por su parte, Arabnejad, Shirazi, McLaury y Shadley validan la ecuación con los resultados experimentales y los resultados coinciden de forma positiva. Se realizan diferentes pasos para alcanzar la forma final de la ecuación 30 de impacto de gotas de líquido, para la tasa de erosión.

$$Y = \frac{ER \times \text{Volumen de gota}}{\text{Área proyectada}} \quad (30)$$

Donde:

Y = tasa de erosión (MPY)

Por sustitución de la ecuación de relación de erosión se obtiene la ecuación 31, para la tasa de erosión con sustitución de relación de erosión.

$$Y = \frac{10^{(0.57j-0.22k-17.1)} \frac{v^{(10-5d_d^{\frac{1}{3}}) \times d_d^9}}{NER} \times \text{Volumen de gota}}{\text{Área proyectada}} \quad (31)$$

Y se sustituye la ecuación 32 el volumen de gota por volumen de una esfera y también el área proyectada con la ecuación 33, de la siguiente manera:

$$\text{Volumen} = \frac{4\pi r^3}{3} = \frac{\pi d_d^3}{6} \quad (32)$$

$$A_p = \frac{\pi d_d^2}{4} \quad (33)$$

Dando como resultado la ecuación 34 de tasa de erosión con sustitución de volumen y área.

$$Y = \frac{10^{(0.57j-0.22k-17.1)} \frac{v^{(10-5d_d^{\frac{1}{3}})x d_d^9}}{NER} x \frac{\pi d_d^3}{6}}{\frac{\pi d_d^2}{4}} \quad (34)$$

Se despeja el valor de la velocidad para así obtener la ecuación 35 de velocidad sin tasa de erosión sustituida.

$$V = \left(\frac{y * NER * \frac{3}{2}}{d_d^{10} x 10^{(0.57j-0.22k-17.1)}} \right)^{\frac{1}{10-5d_d^{\frac{1}{3}}}} \quad (35)$$

La tasa de erosión se transforma de MPY a m/s para finalmente obtener la ecuación 36 velocidad de erosión.

$$V_e = \left(\frac{1.208x10^{-12} * y * NER}{d_d^{10} x 10^{(0.57j-0.22k-17.1)}} \right)^{\frac{1}{10-5d_d^{\frac{1}{3}}}} \quad (36)$$

Donde:

V_e = velocidad erosional (m/s)

Y = tasa de erosión (MPY)

d_d = diámetro de la gota de líquido (mm)

Así, se concluye que los factores más efectivos son la resistencia a la erosión normalizada, tasa de erosión, diámetro de la gota de líquido y los factores menos efectivos j y k .

Se continúa llevando a cabo un estudio paramétrico sobre el efecto de los factores más efectivos y sobre los valores estimados de la velocidad de erosión del flujo de petróleo y gas para los nueve materiales de tubería de yacimientos petrolíferos aplicados. En efecto, el análisis se realiza con amplios rangos aplicables de estos factores efectivos para verificar el valor mínimo de la velocidad de erosión a través de este amplio rango. Por tal motivo, se debe tener en cuenta esta

consideración para poner un factor de seguridad más alto para el valor de velocidad de erosión resultante, tratando de estar cerca de los valores API y llegar a ser más conservadores.

Tabla 10

Rangos de factores efectivos para estimación de velocidad erosional

Factor	Nombre	Rango aplicable
dd	Diámetro de gota de líquido	100 – 1000
NER	Resistencia de erosión normalizada	0.15 - 5.19
Y	Tasa de erosión permitida	4 – 10

Nota. Rangos aplicables de factores efectivos para estimar el valor mínimo de velocidad de erosión. Adaptado por los autores de *Erosional Velocity Limit for Several Oilfield Materials Based on Liquid Droplets Impingements*, por Gamal, A., Abdou, A. M., Nawar, A. A., & Abdel Hafiz, A, 2021, Actas de ICFD14: XIV Congreso Internacional De Fluidodinámica.

Las conclusiones que se dan a través de este estudio se hacen al comparar la ecuación de la API RP 14E para petróleo más gas con $S_g=0.8$ y teniendo la constante $C=100$, contra el rango aplicable encontrado en el estudio.

1. El efecto del diámetro de la gota de líquido, en diferentes materiales para la tubería
2. El efecto de la resistencia a la erosión normalizada
3. El efecto de la tasa de erosión máxima permisible

Para estos factores efectivos la conclusión es similar, dado que la API RP14E no los tiene en cuenta. En ese sentido, se observa que, dentro del rango aplicable diferente en cada uno de los casos, y teniendo en cuenta los diversos materiales tomados para el estudio, existe gran variación en la velocidad erosional; por lo tanto, estos factores deberían ser tomados en cuenta para futuros proyectos, donde se analice la velocidad erosional. El aumento de la velocidad de erosión límite

en cualquier tubería podría aumentar la producción y sus beneficios económicos; hay que considerar los casos en los que se está produciendo a un caudal muy inferior a la que indica la velocidad erosional de la API RP 14, en los cuales el aumento de la velocidad no garantiza el aumento de la producción.

9.1.2 *Impacto de partículas sólidas*

En la producción de petróleo y gas la arena tiene presencia común en los fluidos, esta arena representa problemas debido a la caída de presión, taponamiento en tuberías y erosión. Esto ha generado pérdidas tanto económicas, como ambientales, si no se da el uso adecuado; por tal motivo, se han estudiado los factores que influyen en la erosión al desarrollar ecuaciones y modelos tanto mecánicos, como empíricos para delimitar caudales de producción.

El modelo E/CRC desarrollado por Jeremy Leggoe y Andrew House para predecir la erosión con el uso del programa Sand Production Pipe Saver (SPPS), el cual fue desarrollado por la universidad de Tusla. Esta estima de las tasas de penetración de varios materiales de tuberías en entornos ricos de arena.

La relación de erosión y la tasa de penetración se define con la ecuación 37.

$$ER = AV^n f(\theta) \quad (37)$$

La ecuación 38 define la función del ángulo de impacto.

$$f(\theta) = b\theta^2 + c\theta \quad \text{para } \theta \leq \alpha \quad (38)$$

Y la ecuación 3923 de función del ángulo de impacto.

$$f(\theta) = x\cos^2(\theta) \sin(w\theta) + y\sin^2(\theta) \quad \text{para } \theta > \alpha \quad (39)$$

Donde:

ER = relación de erosión (kg/kg)

n = constante empírica igual a 1.73 para gran variedad de materiales

A = constante basada en el material

f(θ) = función del ángulo de impacto

b, c, w, x, y, z y α = constantes empíricas del material

La tasa de penetración está dada por la ecuación 40.

$$P = \frac{S}{\rho_m N_p w_d L} ER \quad (40)$$

Donde:

S = tasa de arena

ρ_m = densidad del material

N_p = número de partículas

$w_d L$ = área de impacto de las partículas

El programa SPPS modela el fluido como metano puro, ignorando la posible influencia en la erosión por el aumento de la densidad, debido a los hidrocarburos más pesados presentes en el flujo de gas real.

La metodología de este proyecto se realizó a través del análisis del flujo y la erosión en las inmediaciones de la válvula de seguridad subterránea recuperable de tubería; se llevó a cabo en el programa de dinámica de fluidos computacional, Ansys CFX. En efecto, este programa utiliza la técnica de volumen finito para resolver las ecuaciones de Navier-Stokes en su forma de

conservación. Este método divide la geometría en pequeñas regiones computacionales llamadas volúmenes de control.

El flujo turbulento a través de la válvula de seguridad subterránea recuperable de tubería se resuelve al utilizar el modelo k-. La cantidad k es la energía cinética de turbulencia y la tasa de disipación de turbulencia promedio.

Se adopta una ecuación de estado de Redlich-Kwong modificada para determinar las propiedades constituyentes de la composición de gas comprimible.

El seguimiento de partículas se utiliza para predecir la posición y la velocidad de las partículas dentro del dominio del fluido. La posición de las partículas dada por la ecuación 41 y la velocidad de la partícula por la ecuación 42, así:

$$X_i^n = X_i^o + V_{pi}^o \delta t \quad (41)$$

$$m_p \frac{dv_p}{dt} = F_D + F_B + F_R + F_{VM} + F_P \quad (42)$$

Donde:

o y n = valores antiguos y nuevos respectivamente

V_{pi}^o = velocidad inicial de la partícula

δt = hora de movimiento

m_p = masa de la partícula

v_p = nueva velocidad de la partícula

F_D = fuerza de arrastre

F_B = fuerza de flotación debida a la gravedad

F_R = fuerza centrípeta

F_{VM} = fuerza de masa virtual

F_p = fuerza de gradiente de presión

La erosión se basa en el modelo de Finnie, dado por la ecuación 43.

$$ER = AV^n f(\theta) \quad (43)$$

La ecuación 44 del impacto en función de ángulo.

$$f(\theta) = \frac{1}{3} \text{Cos}^2\theta \quad \text{Por } \tan(\theta) > \frac{1}{3} \quad (44)$$

La ecuación 45 del impacto en función de ángulo.

$$f(\theta) = \text{Sen}(2\theta) - 3\text{Sen}^2(\theta) \quad \text{Por } \tan(\theta) \leq \frac{1}{3} \quad (45)$$

Donde:

ER= relación de erosión (Kg de impacto de partículas/ Kg de material eliminado)

V= velocidad de impacto (m/s)

n= coeficiente de velocidad es 2

$f(\theta)$ = impacto en función de ángulo

Esta metodología expuesta por Jeremy Leggoe y Andrew House concluye que entre más aumente la tasa de flujo más puede aumentar la densidad de la tasa de erosión: a mayor velocidad de corriente de flujo mayor tasa de erosión. Asimismo, se observa que ocurre una recirculación dentro de las ranuras de la válvula de seguridad de fondo de pozo; sin embargo, las velocidades en estas regiones son muy pequeñas y la presencia de cualquier partícula en estas regiones da como resultado una erosión insignificante.

Para el impacto de partículas sólidas, McLaury y Shirazi, junto con SPE en 1999, desarrollaron un modelo que tiene en cuenta factores como el tipo de geometría, el tamaño y el material; junto con las propiedades y velocidad del fluido; igualmente, el tamaño, la forma y la densidad de la arena. Además, este método tiene en cuenta las condiciones de flujo multifásico.

La erosión es suficiente para provocar fallas en un periodo de tiempo relativamente corto. Estas fallas pueden causar tiempo de inactividad inesperado y riesgo para el personal y el equipo.

Ahora bien, para aliviar el riesgo de fallas imprevistas, los ingenieros de diseño necesitan una herramienta capaz de predecir las tasas de erosión en una geometría determinada expuesta a un conjunto determinado de condiciones de operación. Con esta herramienta, la tasa de producción podría optimizarse permitiendo las mayores tasas de producción que producirían solo una cantidad permisible de erosión.

Como se mencionó, el Centro de Investigación de Erosión/Corrosión (E/CRC) de la Universidad de Tulsa desarrolló un modelo de predicción de erosión para usar en una amplia gama de condiciones operativas que representaban el tipo de geometría, el tamaño y el material; propiedades y velocidad del fluido; y tamaño, forma y densidad de la arena. Sin embargo, este modelo es solo para una fase. Lo anterior es necesario; es decir, para obtener un flujo multifásico se deben agregar términos como la densidad y la velocidad de la mezcla.

Por tal motivo, se presenta un nuevo modelo para la predicción de erosión en flujo multifásico como una extensión del primero modelo de flujo monofásico que dio el centro de investigación de Erosión/Corrosión de la universidad de Tulsa, por lo cual se explica de primera medida el modelo en flujo monofásico.

El objetivo más importante de este modelo se basa en obtener de manera fácil y ágil la gravedad de la erosión teniendo en cuenta determinadas condiciones para su correcto uso. Este modelo tiene en cuenta el tipo de geometría, el tamaño y el material, propiedades tales como la densidad viscosidad y velocidad del fluido, a su vez la densidad y velocidad de la arena. Este modelo calcula principalmente la penetración de la erosión en codos de acero y aplica la ecuación 46 de penetración de la erosión en codos de acero.

$$h = F_M F_S F_P F_r \frac{W V_L^{1.73}}{D^2} \quad (46)$$

Donde:

h = tasa de penetración (m/s)

F_M = constante empírica de la dureza del material

F_S = factor empírico de nitidez de la arena

F_P = factor de penetración para el radio del codo (m/kg)

F_r = factor de penetración para el radio del codo (kg/s)

W = tasa de producción de arena (kg/s)

V_L = velocidad de impacto de partículas (m/s)

D = relación del diámetro de la tubería en pulgadas a una tubería de una pulgada

La relación se desarrolla a partir de información empírica tomada del centro de investigación Erosión/Corrosión y datos de la Universidad de Texas. La velocidad de impacto característica de las partículas depende de muchos factores que incluyen la geometría y el tamaño de la tubería, el tamaño y la densidad de la arena, el régimen y la velocidad del flujo y las propiedades del fluido y es la gran diferencia entre modelos pasados. Para determinar la velocidad

de impacto característica de las partículas, se emplea un modelo simple de seguimiento de partículas.

Para hallar $F\frac{r}{D}$ el factor de penetración para el radio del codo es necesario utilizar la ecuación 47.

$$F\frac{r}{D} = \exp\left(-\left(0.1\frac{\rho_f^{0.4}\mu_f^{0.65}}{d_p^{0.3}} + 0.015\rho_f^{0.25} + 0.12\right)\left(\frac{r}{D}C_{std}\right)\right) \quad (47)$$

Donde:

ρ_f = densidad del fluido (kg/m^3)

μ_f = viscosidad del fluido (Pa-s)

C_{std} = codo estándar

Aun así, se tiene una incógnita restante: la velocidad de impacto característica.

Predecir la erosión en flujo multifásico es una labor complicada; sin embargo, el modelo anterior puede usarse para flujo multifásico con algunas modificaciones, que consiste en cambiar las propiedades del fluido; es decir, densidad y viscosidad, por las propiedades de la mezcla teniendo en cuenta la ecuación 48 y la ecuación 49 respectivamente.

$$\rho_m = \frac{Q_L\rho_L + Q_G\rho_G}{Q_L + Q_G} = \frac{V_{SL}\rho_L + V_{SG}\rho_G}{V_{SL} + V_{SG}} \quad (48)$$

$$\mu_m = \frac{Q_L\mu_L + Q_G\mu_G}{Q_L + Q_G} = \frac{V_{SL}\mu_L + V_{SG}\mu_G}{V_{SL} + V_{SG}} \quad (49)$$

Donde:

Q_L = caudal volumétrico de líquido (m^3/s)

Q_G = caudal volumétrico de gas (m^3/s)

V_{SL} = velocidad superficial del líquido (m/s)

V_{SG} = velocidad superficial del gas (m/s)

También se debe llevar a cabo otra modificación. Esta consiste en reemplazar la velocidad promedio del fluido por la velocidad de flujo equivalente.

Al comparar los resultados del uso de la API RP 14E Comparado con el modelo de predicción de erosión multifase, API RP 14E se muestra demasiado conservador a altas velocidades superficiales del líquido, pero no lo suficientemente para bajas velocidades superficiales del líquido. La forma de la ecuación de velocidad de erosión sugerida por API RP 14E puede ser apropiada para un ambiente libre de arena y bajas tasas de líquido donde la erosión de las gotas de líquido incide en la superficie, pero en situaciones que involucran producción de arena el modelo actual se puede utilizar como alternativa.

También es importante destacar que Badr, Habib, Ben-Mansour y Said hicieron un estudio sobre la predicción de la erosión en tuberías con contracción repentina especialmente para casos con flujo turbulento bifásico con una pequeña concentración de partículas. A partir de este modelo presentaron dos resultados muy relevantes, el primero es la fuerte dependencia de la erosión al tamaño de la partícula y de la velocidad de flujo, pero casi una nula dependencia a la dirección a la que va guiado este flujo, el segundo resultado se basa en lo significativo que es el efecto de la dirección del flujo solo para partículas que sean de gran tamaño y que tengan una velocidad de flujo moderada.

A su vez, Terziev y Taggart de Chevron Texaco Australia, desarrollaron un estudio de tasas de erosión en diferentes diseños de pozo de alta extracción, se basaron en el trabajo de erosión de

Tulsa para así presentar su propia metodología teniendo en cuenta la producción de sólidos y líquidos presentes, discutiendo así las limitaciones de la API RP 14E y las dificultades para prescribir nuevas constantes C.

Incluso McLaury y Shirazi desarrollaron un método para mejorar el cálculo de la velocidad de erosión teniendo en cuenta muchas de las variables físicas, incluidas las propiedades del fluido, la tasa y el tamaño de producción de arena y la composición de la corriente de flujo.

De igual modo, Shirazi, McLaury, Shadley y Rybicki desarrollaron un modelo simplificado que permite estimar la tasa de erosión para acero dulce en varias geometrías de tubería. Aunque este procedimiento está simplificado, tiene en cuenta los efectos de la forma, el tamaño y la densidad de la arena (partículas), la densidad del fluido, la viscosidad, la velocidad del flujo, el tamaño de la tubería y la geometría. Asimismo, presentaron el método para calcular las velocidades umbral. Finalmente, el procedimiento computacional permitió especificar una cantidad permisible de erosión en milésimas de pulgada por año para codos, tes y geometrías de impacto directo.

Por su parte, Salama también presentó un método alternativo para los límites de velocidad de erosión API RP-14E para fluidos cargados de arena. Este estudio aclaró los resultados y propuso una ecuación alternativa que es tan simple como la ecuación API RP 14E. En esta desarrolló un enfoque alternativo para establecer límites de velocidad de erosión.

Cabe resaltar que la erosión debida a la arena está influenciada por varios factores, incluidas las características del fluido como la tasa de flujo, la composición, la densidad, la viscosidad, las características de la arena como la concentración, la velocidad de impacto, el ángulo de impacto, el número de partículas que golpean la superficie, la forma/agudeza, la dureza, la distribución de tamaño, la densidad, la geometría del componente como un codo, T, el

estrangulamiento, la unión y las propiedades del material; por ejemplo, la dureza o la microestructura.

Existe una extensa base de datos que se puede utilizar para caracterizar la tasa de erosión de diferentes materiales. Estos datos generalmente se presentan usando la ecuación 50, la cual da la relación de erosión entre pérdida de masa de metal y masa de arena.

$$E_r = A V_p^n F(\alpha) \quad (50)$$

Donde:

E_r = es la relación de erosión medida como la relación entre la pérdida de masa de metal y la masa de arena que golpea el material objetivo

A y n = son constantes determinadas experimentalmente que dependen de las propiedades del material. Para materiales dúctiles, el valor de n está en el rango de 2 a 3. Para materiales frágiles, n puede ser tan alto como 6.

V_p = es la velocidad de impacto de la partícula de arena sobre la superficie del metal. Esta velocidad depende de las condiciones de flujo, la geometría del componente y las propiedades de la arena

$F(\alpha)$ = es una función cuyo valor varía entre 0 y 1 dependiendo del ángulo de impacto. La función depende del comportamiento dúctil/frágil del material objetivo.

La ecuación 51 es esta nueva metodología la cual se basa en reemplazar el modelo de Salama y Venkatesh de 1983

$$ER = S_k \frac{WV^2}{D^2} \quad (51)$$

Donde:

ER = tasa de erosión (mpy)

W = tasa de flujo de arena (lb/día)

V = velocidad del fluido (pies/s)

D = diámetro interno de la tubería

S_k = constante que depende de la geometría

e incorporar el efecto de la densidad de la mezcla de fluidos y el diámetro de las partículas, tomando la ecuación 52.

$$ER = \frac{1}{S_m} \frac{w V_m^2 d}{D^2 \rho_m} \quad (52)$$

De este modo, surge la ecuación 53 de velocidad erosional teniendo en cuenta la presencia de sólidos:

$$V_e = S \frac{D \sqrt{\rho_m}}{\sqrt{W}} \quad (53)$$

Donde:

S = Factor que depende de la tubería, para codos de 1.5 y 5D se usa 0.05, para fundidos sin conexiones se usa 2.2, para conexiones tipo T (gas-líquido) se usa 3.2 y para conexiones tipo T (gas) se usa 14.

D = diámetro interno de la tubería (mm)

W = tasa de flujo de arena (kg/d)

ρ_m = densidad de la mezcla de los fluidos (kg/m^3)

Asimismo, Salama y Venkatesh desarrollaron la ecuación 54 como modelo para codos para la tasa de erosión de metales dúctiles, siendo la mitad del modelo para tes.

$$ER = 1.86 \times 10^5 \frac{\dot{W}p V_f^2}{P D^2} \quad (54)$$

Donde:

ER= tasa de erosión (mpy)

$\dot{W}p$ = tasa de flujo de arena (bbl/mes)

V_f^2 = velocidad de flujo (pies/s)

D= diámetro de tubería (pulgadas)

P= dureza del material (psi)

Y a su vez la ecuación 55, sobre la tasa de erosión para flujos o sistemas de gas.

$$ER = S_k \frac{\dot{W}p V_f^2}{D^2} \quad (55)$$

Donde:

ER= tasa de erosión (lb/día)

$S_k = 0.038$ para codos de radio corto y 0.019 para tes de radio corto.

Esta ecuación predice con mayor precisión la tasa de erosión para flujos o sistemas de gas, pero también Svedeman and Arnold postulan valores diferentes para S_k , así:

$S_k = 0.017$ para codos de radio corto y 6×10^{-14} para tes de radio corto.

Posteriormente, Salama agregó el diámetro de la partícula y la densidad del fluido para la ecuación 56.

$$ER = \frac{1}{s_m} \frac{\dot{w}_p V_m^2 d_p}{D^2 \rho_m} \quad (56)$$

Donde:

$ER =$ (mm/año)

$\dot{w}_p =$ (kg/día)

$D =$ (mm)

$d_p =$ Diámetro de partícula (micrones)

$V_m^2 =$ Velocidad de la mezcla (m/s)

$\rho_m =$ Densidad de la mezcla del fluido (kg/m^3)

$s_m =$ Constante de geometría dependiente 5.5 codos, 33 fundido sin conexiones, 68 tes en flujo gas-líquido, 1379 tes en flujo de gas

Por otro lado, Bourgoyne agregó que el factor específico de erosión obedece al tipo de geometría y material de la tubería, así como de sus condiciones de flujo. Las ecuaciones fueron desarrolladas a altas tasas de flujo y con altas tasas de arena que pueden producirse en sistemas con desviador.

También se desarrolló la ecuación 57 para tasas de erosión en flujo gas-sólido, líquido-sólido y niebla y sólidos en un desviador, para la predicción de pérdida de espesor de pared en flujos de gas continuo (flujo de gas seco o niebla), teniendo en cuenta la geometría y material de la tubería.

$$ER = F_e \frac{\rho_p}{\rho_t} \frac{\dot{w}_p}{A_{pipe}} \left(\frac{V_{SG}}{100\alpha g} \right)^2 \quad (57)$$

Donde:

ER = tasa de erosión (m/s)

F_e = factor de erosión específico

ρ_p = densidad de partícula (kg/m^3)

ρ_t = densidad de pared (kg/m^3)

\dot{w}_p = flujo de arena (m^3/s)

A_{pipe} = área sección transversal (m^2)

V_{SG} = velocidad de gas superficial (m/s)

αg = fracción volumen de gas

Y la ecuación 58 para la tasa de erosión con geometría y material de la tubería para flujo continuo de líquido.

$$ER = F_e \frac{\rho_p}{\rho_t} \frac{\dot{w}_p}{A_{\text{pipe}}} \left(\frac{V_{SL}}{100H_L} \right)^2 \quad (58)$$

Donde:

F_e = factor de erosión específico

ρ_p = densidad de partícula (kg/m^3)

ρ_t = densidad de pared (kg/m^3)

V_{SL} = velocidad superficial del líquido (m/s)

H_L = líquido sostenido

A_{pipe} = área sección transversal (m^2)

Por su parte, Svedeman and Arnold aportaron que el dimensionamiento de líneas multifásicas se divide en servicio limpio, servicio erosivo, servicio corrosivo y servicio erosivo-corrosivo y se aplica la ecuación 59.

$$V_e = K_s \frac{D}{\sqrt{\dot{W}_p}} \quad (59)$$

Donde:

V_e = velocidad erosional (pies/s) (Suma de velocidad superficial del líquido y gas)

D = diámetro de la tubería (pulgadas)

\dot{W}_p = tasa de arena (pies³/día)

K_s = 1.34 codos de radio largos y 7.04 tes

Jordan, plantea su propia ecuación 60 de tasa de erosión, de la siguiente manera:

$$ER = 10^{C_1} V_{SG}^{2.349} \dot{W}_p^{0.9335} \left(1 - \left(1 + \frac{1}{2r_c} \right)^{-2} \right)^{\frac{1.8885}{2}} \quad (60)$$

Donde:

\dot{W}_p = tasa de arena (pies³/día)

r_c = radio de curvatura (pies)

C_1 = 4.9619 Fundido y 5.4355 Sin costura

V_{SG} = velocidad superficial del gas (pies/s)

9.1.2.1 Modelos para flujo monofásico. En consecuencia, a este tipo de modelos, se generan los modelos mecánicos, los cuales tienen una variable regida por la llamada región de estancamiento donde las partículas inicialmente contactan con una región cercana a la pared de la tubería, donde el fluido las desacelera. En esa medida, la relación de la longitud de estancamiento

con respecto al diámetro de las tuberías esta dado por su tamaño, la longitud de estancamiento es una función importante para diámetros de tubería pequeños, en tanto a los grandes aproximadamente mayores a 6 pulgadas de diámetro la dependencia de esta es débil.

Por otro lado, Shirazi propuso un procedimiento para la predicción de erosión en flujo monofásico en codos y tes, y según el tipo de geometría se calcula la longitud de estancamiento con la ecuación 61 para el cálculo de perfil de velocidad del fluido.

$$\frac{L_{stag}}{L_{ref}} = 1 - 1.27 \tan^{-1}(1.01D^{-1.89}) + D^{0.129} \quad (61)$$

Donde:

L_{ref} = 1.18 (pulgadas) para codos

D = diámetro de la tubería (pulgadas)

Se utiliza la ecuación 62 para la longitud de región de estancamiento para tes.

$$\frac{L_{stag}}{L_{ref}} = 1.35 - 1.32 \tan^{-1}(1.63D^{-2.96}) + D^{0.247} \quad (62)$$

Donde:

L_{ref} = 1.06 (pulgadas) para tes

D = Diámetro de la tubería (pulgadas)

Se determina el perfil de velocidad de flujo, aquí es importante tener en cuenta que en esta ecuación la velocidad de flujo característico es igual a la velocidad promedio del flujo.

La ecuación 63, ayuda a calcular la velocidad de impacto de partículas.

$$V_f = V_{char} \left(1 - \frac{x}{L_{stag}} \right) \quad (63)$$

Donde:

L_{stag} = longitud de región de estancamiento (pulgadas)

V_{char} = Velocidad característica (pies/s)

Y así se desarrolla la ecuación de velocidad de impacto, teniendo en cuenta la ecuación 64 de fuerza de arrastre.

$$m_p V_p \frac{dV_p}{dX} = 0.5 \rho_f (V_f - V_p) |V_f - V_p| C_D \frac{\pi d_p^2}{4} \quad (64)$$

Donde:

m_p = masa de la partícula (lb)

V_p = velocidad de la partícula (pies/s)

V_f = velocidad del fluido en la ubicación de la partícula (pies/s)

ρ_f = densidad del fluido (lb/pie³)

C_D = coeficiente de arrastre

Donde C_D se expresa con la ecuación 65

$$C_D = \frac{24}{Re_p} + 0.5 \quad (65)$$

Re_p = número de Reynolds de la partícula dado por la ecuación 66

$$Re_p = \frac{\rho_f |V_f - V_p| d_p}{\mu_f} \quad (66)$$

Donde:

ρ_f = Densidad del fluido (lb/pie³)

V_f = Velocidad de flujo del fluido (pies/s)

V_p = Velocidad de la partícula (pies/s)

μ_f = viscosidad del fluido

d_p = diámetro de la partícula (pulgada)

La velocidad de impacto de las partículas se sustituye en la ecuación para obtener la ecuación 67 con la relación de erosión.

$$ER = 1.73 \times 10^{-6} V_L^{1.623} \quad (67)$$

Donde:

ER = relación de erosión entre la masa del material eliminado y la masa de la partícula

V_L = velocidad de impacto de la partícula (pies/s)

Este modelo tiene en cuenta parámetros clave de flujo, pero asume que la trayectoria de las partículas tiene un mecanismo de impacto directo e ignora, por lo tanto, el efecto de la turbulencia de las partículas. Se compararon las predicciones del modelo con datos experimentales mostrando una concordancia positiva.

9.1.2.2 Modelos para flujo bifásico. Según Zhang el componente de velocidad de impacto de partículas tangenciales y el componente de velocidad de fluctuación turbulenta son importantes en los cálculos de erosión. Para esto propone un procedimiento con los siguientes pasos:

1. Datos de simulación CFD se interpolan para información de campo de flujo 2-D.

Los datos incluyen componentes de velocidad del fluido, presión, energía cinética turbulenta, tasa de disipación y tensiones de Reynolds.

2. Se calcula el impacto de las partículas, desde su ubicación, velocidad y ángulo de impacto.

3. Para calcular la tasa de erosión se utiliza la ecuación 68 de erosión E/CRC (Erosion/Corrosion Research Center) la cual toma la información del impacto de partículas.

$$\varepsilon_m = 2.17 \times 10^{-7} \times (BH)^{-0.59} F_S V_p^{2.41} F(\alpha) \quad (68)$$

Donde:

BH= Dureza de Brinell

F_S = Factor empírico de forma de partícula

V_p = Velocidad de partícula

$F(\alpha)$ = Función de ángulo de partícula

$$F(\alpha) = \sum_{i=1}^5 A_i \alpha^i \quad (69)$$

A_i = Constante empírica de ángulo de partícula

α^i = Ángulo de impacto de partícula

Por su parte, Jordan realizó un modelo basado en el modelo monofásico de Shirazi, donde se divide el flujo multifásico en sus componentes en función del diámetro efectivo para cada fase y se realiza por separado el cálculo de tasa de erosión para cada fase para posteriormente sumarlas.

McLaury y Shirazi proponen método basado en Shirazi siguiendo el procedimiento:

1. Se determina la duración de estancamiento

Siendo la ecuación 70 la longitud de región de estancamiento para codos

$$\frac{L_{stag}}{L_{ref}} = 1 - 1.27 \tan^{-1}(1.01D^{-1.89}) + D^{0.129} \quad (70)$$

Donde:

L_{ref} = Longitud de referencia 1.18 (pulgadas) para codos

D = Diámetro de la tubería (pulgadas)

Y la ecuación 71 la longitud de región de estancamiento para tes

$$\frac{L_{stag}}{L_{ref}} = 1.35 - 1.32 \tan^{-1}(1.63D^{-2.96}) + D^{0.247} \quad (71)$$

Donde:

L_{ref} = Longitud de referencia 1.06 (pulgadas) para tes

D = diámetro de la tubería (pulgadas)

2. Se calcula el perfil de velocidad del flujo con la ecuación 63 para el impacto de partículas

$$V_f = V_{char} \left(1 - \frac{x}{L_{stag}} \right) \quad (63)$$

Donde:

L_{stag} = Longitud de región de estancamiento (pulgadas)

V_{char} = Velocidad característica (pies/s)

$$V_{char} = \lambda_L^n V_{SL} + (1 - \lambda_L)^n V_{\delta G} \quad (72)$$

λ_L = Distancia entre el centro de masa de la partícula y el punto de contacto

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

$V_{\delta G}$ = Velocidad superficial del gas

$$\lambda_L = \left(\frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \right)^{0.11} \quad (73)$$

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

$V_{\delta G}$ = Velocidad superficial del gas

$$n = \left[1 - \exp\left(-0.25 \frac{V_{SG}}{V_{SL}}\right) \right] \quad (74)$$

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

$V_{\delta G}$ = Velocidad superficial del gas

3. Se determina el impacto de velocidad de partícula teniendo en cuenta la ecuación 75 y la ecuación 76, que es para calcular la densidad de la mezcla y la viscosidad de la mezcla respectivamente.

$$\rho_m = \frac{V_{SG}}{V_{SL} + V_{SG}} \rho_G + \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \rho_L \quad (75)$$

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

$V_{\delta G}$ = Velocidad superficial del gas

ρ_G = Densidad del gas

ρ_L = Densidad del líquido

$$\mu_m = \frac{V_{SG}}{V_{SL} + V_{SG}} \mu_G + \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \mu_L \quad (76)$$

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

$V_{\delta G}$ = Velocidad superficial del gas

μ_G = Viscosidad del gas

μ_L = Viscosidad del líquido

La velocidad de la partícula V_p a $x=0$ es igual a V_f a $x=0$

4. Se obtiene la tasa de erosión sustituyendo la velocidad de impacto de partícula dando como resultado la ecuación 77.

$$ER = F_M F_\delta F_p F_{r/D} \frac{\dot{W}_p V_L^{1.73}}{\left(\frac{D}{D_{ref}}\right)^2} \quad (77)$$

F_M = Constante empírica acorde a la dureza del material

F_δ = Factor de forma de partícula

F_p = Factor de penetración

$F_{r/D}$ = Factor acorde al radio del codo

\dot{W}_p = Tasa de flujo de arena

V_L = Velocidad de impacto de partícula

D = Diámetro de tubería

D_{ref} = Diámetro de tubería de referencia (1 pulgada)

9.1.2.2.1 Patrón de flujo. Modelos mecanicistas para predecir la erosión en flujo multifásicos al considerar patrones de flujo, debido a que esta es diferente en cada patrón de flujo por un factor considerable, siendo así un factor para tener en cuenta. En esta discusión resaltan autores como Mazumder y Chen por sus respectivos aportes.

Chen asume el flujo multifásico como flujo monofásico homogéneo y realiza un modelo de erosión basado en CFD para el flujo monofásico representativo.

9.1.2.2.1.1 Flujo burbuja. Mazumder usa la velocidad de flujo de la mezcla como la velocidad característica del flujo en el modelo de McLaury and Shirazi.

$$V_{char} = V_m = V_{SL} + V_{SG} \quad (78)$$

V_m = Velocidad de la mezcla

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

V_{SG} = Velocidad del superficial del gas

Chen abarca el flujo burbuja bajo con los siguientes pasos:

1. Se toma el flujo burbuja como un flujo homogéneo, simplificando el flujo burbuja a flujo en una sola fase con propiedades de mezcla.
2. Se hacen simulaciones de erosión CFD para el flujo monofásico.
3. Se obtiene la viscosidad y densidad de la mezcla mediante las ecuaciones 76 y 79.

$$\mu_m = \frac{V_{SG}}{V_{SL} + V_{SG}} \mu_G + \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \mu_L \quad (76)$$

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

$V_{\delta G}$ = Velocidad superficial del gas

μ_G = Viscosidad del gas

μ_L = Viscosidad del líquido

$$\rho_m = (1 - H_L) \rho_G + H_L \rho_L \quad (79)$$

Donde:

H_L = Retención de líquido *in situ*

ρ_G = Densidad del gas

ρ_L = Densidad del líquido

Con buena concordancia entre predicción del procedimiento y datos experimentales.

9.1.2.2.1.2 Flujo anular. Mazumder considera la erosión causada por partículas en la película líquida y el núcleo de gas.

Se hacen cálculos individuales para una única partícula representativa en la película líquida y otra en el núcleo de gas.

1. Se calculan las respectivas velocidades características iniciando con la velocidad de flujo característica para partículas en la película líquida del flujo anular:

$$V_{char-film} = V_{film} \quad (80)$$

V_{film} = Velocidad de la película líquida

$$V_{char-gas\ core} = V_{Droplet} \quad (81)$$

$V_{Droplet}$ = Velocidad de gota del flujo anular en el núcleo del gas

Velocidad de película líquida.

$$V_{film} = V_{SL} \frac{(1 - E)D^2}{4\delta_{film}(D - \delta_{film})} \quad (82)$$

Donde:

δ_{film} : Espesor de la película de pared

D = Diámetro de la tubería

E = fracción de arrastre de gotas de líquido

$$E = \tanh(7.25 \times 10^{-7} We^{1.25} Re_L^{0.25}) \quad (83)$$

We = Número de Weber modificado

Re_L = Número de Reynolds para líquido

$$w_e = \frac{\rho_G V_{SG}^2 D}{\sigma} \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G} \right)^{1/3} \quad (84)$$

Donde:

σ : Tensión superficial (N/m)

ρ_G = Densidad del gas

ρ_L = Densidad del líquido

V_{SG} = Velocidad superficial del gas

D = Diámetro de tubería

$$Re_L = \frac{\rho_L V_{SL} D}{\mu_L} \quad (85)$$

ρ_L = Densidad del líquido

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

D = Diámetro de tubería

μ_L = Viscosidad del líquido

Debido al deslizamiento entre fases la velocidad de las gotas en el núcleo del gas es menor que la velocidad del núcleo.

$$V_{Droplet} = 0.8V_{G_Core} \quad (86)$$

Donde el 0.8 la relación de deslizamiento

Velocidad del núcleo del gas

$$V_{G_Core} = V_{SG} \left(\frac{D}{D - 2\delta_{film}} \right)^2 \quad (87)$$

V_{SG} = Velocidad superficial del gas

D = Diámetro de tubería

δ_{film} = Espesor de la película de pared

2. Se calcula la fracción de arrastre de arena

$$E = \frac{\text{masa de arena en el núcleo}}{\text{masa de arena total}} \quad (88)$$

Fracción de arena en la película líquida

$$1 - E = \frac{\text{masa de arena en la película líquida}}{\text{masa de arena total}} \quad (89)$$

3. Suma de la tasa de erosión causada por las partículas en ambas regiones.

Por su parte, Chen asume que la erosión es causada por las partículas en el núcleo de gas y la erosión por partículas en la película líquida es despreciable.

9.1.2.2.1.3 Flujo Bache. Mazumder aporta que el modelo de las partículas dentro del tapón líquido causa erosión en el flujo del tapón y a su vez la erosión por partículas en la fase líquida es despreciable.

Velocidad de flujo característica.

$$V_{char} = H_{LLS} \times V_{LLS} \quad (90)$$

Donde:

H_{LLS} = Retención de líquido en el cuerpo del tapón

V_{LLS} = Velocidad del líquido del cuerpo del tapón

$$H_{LLS} = e^{-\left(0.45\theta + 2.48 \times 10^{-6} \frac{\rho_L V m D}{\mu_L}\right)} \quad (91)$$

ρ_L = Densidad del líquido

V_m = Velocidad de la mezcla

D = Diámetro de tubería

μ_L = Viscosidad del líquido

θ : ángulo de inclinación (rad)

$$V_{LLS} = \frac{V_m - V_{GLS}(1 - H_{LL})}{H_{LLS}} \quad (92)$$

V_m = Velocidad de la mezcla

V_{GLS} = velocidad del gas en el cuerpo del bache

H_{LL} = Retención de líquido

H_{LLS} = Retención de líquido en el cuerpo del tapón

Chen simplifica el flujo de bache lento a un flujo monofásico representativo en el que este flujo tiene las propiedades de la mezcla en la unidad o cuerpo del bache.

Cálculos para obtener las propiedades de la mezcla tomando la unidad del bache como flujo representativo:

$$\mu_m = \frac{V_{SG}}{V_{SL} + V_{SG}} \mu_G + \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \mu_L \quad (76)$$

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

$V_{\delta G}$ = Velocidad superficial del gas

μ_G = Viscosidad del gas

μ_L = Viscosidad del líquido

$$\rho_m = (1 - H_L)\rho_G + H_L\rho_L \quad (79)$$

H_L = Retención de líquido

ρ_G = Densidad del gas

ρ_L = Densidad del líquido

Cálculos para obtener las propiedades de la mezcla tomando el cuerpo del bache como flujo representativo.

$$\rho_m = (1 - H_{LLS})\rho_G + H_{LLS}\rho_L \quad (93)$$

H_{LLS} = Retención de líquido en el cuerpo del tapón

ρ_G = Densidad de gravedad

ρ_L = Densidad del líquido

$$\mu_m = (1 - H_{LLS})\mu_G + H_{LLS}\mu_L \quad (94)$$

H_{LLS} = Retención de líquido en el cuerpo del tapón

μ_G = Viscosidad del gas

μ_L = Viscosidad del líquido

Velocidad de flujo representativo

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

V_m = Velocidad de la mezcla

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido

V_{SG} = Velocidad superficial del gas

(95)

Tasa de erosión.

$$\dot{m} = \frac{L_S H_{LLS} V_m}{L_S H_{LLS} V_m + L_F H_{LF} V_{film}} \quad (96)$$

Donde:

L_S = longitud del cuerpo del tapón

L_F = longitud de la película líquida

H_{LLS} = Retención de líquido en el cuerpo del tapón

V_m = Velocidad de la mezcla

H_{LF} = Retención de líquido en la película

V_{film} = Velocidad de la película líquida

Además, Kesana hace un modelo para predecir erosión en tuberías horizontales en flujo pseudo bache.

Donde el aumento de la velocidad superficial del gas aumenta la fracción de masa de partículas que impactan en la pared de la tubería. Utilizando un enfoque en la caída de presión para agregar la velocidad superficial del gas en la fracción de masa de arena en el cuerpo del bache, la relación estaría dada por la ecuación 97.

$$\dot{m} = \frac{-\Delta P_{SB}}{-\Delta P_{SU}} \quad (97)$$

ΔP_{SB} = caída de presión en el cuerpo del bache

ΔP_{SU} = caída de presión en la unidad del bache

Se comparó la información experimental y los resultados del modelo con una buena concordancia.

9.1.2.2.1.4 Flujo agitado

Mazumder agrega que la velocidad característica para el flujo agitado es igual a la velocidad de la mezcla.

$$H_{LLS} = e^{-\left(0.45\theta + 2.48 \times 10^{-6} \frac{\rho_L Vm D}{\mu_L}\right)} \quad (99)$$

ρ_L = Densidad del líquido

Vm = Velocidad de la mezcla

D = Diámetro de la tubería

μ_L = Viscosidad del líquido

No se encuentran otros estudios de flujo agitado por lo tanto la afirmación de Mazumder en cuanto al flujo bache no ha sido puesta a prueba.

9.1.2.3 Modelado de erosión basado en CFD (Dinámica de fluidos computacional).

Si bien se ha mencionado la Dinámica de fluidos computacional anteriormente durante el desarrollo se especificará sobre su uso y procedimiento en la velocidad de erosión CFD. Esta es una herramienta que se puede utilizar para estudiar el efecto de diversos parámetros que influyen, así como hallar la tasa máxima de erosión y encontrar áreas susceptibles. En efecto, esta herramienta ha sido utilizada por diversos investigadores, siendo así una línea adecuada para avanzar el estudio de la velocidad erosional y continuar con su implementación.

Pasos del modelado de erosión.

1. Modelado de flujo

Se utiliza software para simular el campo de flujo y con las ecuaciones de Navier-Stokes resueltas se pueden encontrar algunos datos de campo de flujo que se requieren como la presión, componentes de velocidad y energía cinética turbulenta.

Para la elección de modelo de turbulencia y malla para CFD, las ecuaciones de cierre son necesarias, debido a que al resolver las ecuaciones de Navier-Stokes el tiempo promedio filtra la turbulencia a una escala menor. De este modo, se introducen variables denominadas tensiones de Reynolds. Para esta situación existen diferentes modelos de turbulencia con sus respectivas ventajas y desventajas. No obstante, es esencial una elección acorde, puesto que las predicciones de flujo de campo varían en cuanto condiciones de flujo y geometría. Esta elección obedece a un conocimiento de las características del flujo en la geometría enfocada.

Las ecuaciones de Navier-Stokes son un conjunto de ecuaciones diferenciales que podrían resolverse para un flujo determinado mediante métodos de cálculo. En esa medida, para resolverlas se han implementado técnicas por CFD. Sin embargo, debido al costo, estas consisten en una ecuación que describe la relación entre velocidad, presión, temperatura y densidad de un fluido en movimiento. Se realiza una sensibilidad para asegurar que la predicción de campo de flujo es independiente al de la malla, así como la validación del campo de flujo primero que la predicción de la trayectoria de las partículas.

2. Seguimiento de partículas

Para determinar el movimiento de partículas se utiliza el modelo euleriano o lagrangiano para su simulación, si el fluido presenta una concentración considerable de partículas el enfoque euleriano se destaca, considerando las partículas como una fase continua.

Ecuación de movimiento de partículas

$$\frac{dV_p}{dt} = F_D + F_V + F_P + F_G \quad (100)$$

Donde:

F_D : Fuerza de arrastre

F_V : Masa virtual

F_p : Fuerza de gradiente de presión

F_G : Fuerza de gravedad

Fuerza de arrastre

$$F_D = \frac{18\mu_f C_D Re_p}{\rho_p d_p^2 24} (V_f - V_p) \quad (100)$$

μ_f = Viscosidad del fluido

C_D = Coeficiente de arrastre

Re_p = Número de Reynolds de la partícula

ρ_p = Densidad de la partícula

d_p = Diámetro de la partícula

V_f = Velocidad de flujo del fluido

V_p = Velocidad de la partícula

Masa virtual

$$F_V = \frac{1}{2} \frac{\rho_f}{\rho_p} \frac{d}{dt} (V_f - V_p) \quad (101)$$

ρ_f = Densidad del fluido

ρ_p = Densidad de la partícula

V_f = Velocidad del fluido

V_p = Velocidad de la partícula

Fuerza de gradiente de presión

$$F_p = \left(\frac{\rho_f}{\rho_p} \right) V p_i \frac{dV_f}{dx_i} \quad (102)$$

ρ_f = Densidad del fluido

ρ_p = Densidad de la partícula

$V p_i$ = Velocidad de la partícula

V_f = Velocidad del fluido

Fuerza de gravedad

$$F_G = \frac{(\rho_p - \rho_f)g}{\rho_p}$$

ρ_p = Densidad de la partícula (103)

ρ_f = Densidad del fluido

g = Gravedad

En el comportamiento de las partículas se considera el efecto de la fluctuación turbulenta en los componentes de velocidad y esta fluctuación de velocidad se calcula mediante la ecuación:

$$V_f = \xi \sqrt{\overline{V_f^2}} \quad (104)$$

ξ = Número Gaussiano aleatorio

$\sqrt{\overline{V_f^2}}$ = Media local de la fluctuación de velocidad

Los números aleatorios se requieren para una predicción de trayectoria física

$$\sqrt{V_f^2} = \sqrt{\frac{2TKE}{3}} \quad (105)$$

T= Tenacidad

K= Componente de velocidad

E= Fracción de arrastre de gotas líquidas en el núcleo del gas del flujo anular

Se resuelve a partir del valor local de energía cinética turbulenta

El siguiente paso del modelo de interacción de la partícula es calcular el tiempo de interacción en un remolino específico, en este fenómeno se presentan dos comportamientos, uno en el que la partícula cruza el remolino y en el otro queda atrapada y se mueve con él durante su tiempo de vida.

$$T_{int} = \min \cdot \langle t_{life} \cdot t_{cross} \rangle \quad (106)$$

t_{life} = Tiempo de vida del remolino

t_{cross} = Tiempo de la partícula a través del remolino

$$t_{life} = \frac{C_\mu^{\frac{3}{4}} TKE^{\frac{3}{2}}}{\varepsilon \sqrt{V_f^2}} \quad (107)$$

T= Tenacidad

K= Componente de velocidad

E= Fracción de arrastre de gotas líquidas en el núcleo del gas del flujo anular

$\sqrt{V_f^2}$ = Media local de la fluctuación de velocidad

$C_\mu = 0.09$ constante de modelo turbulento

ε = Tasa de disipación

$$t_{cross} = -\tau \ln \left(1.0 - \frac{le}{(\tau |V_f - V_p|)} \right) \quad (108)$$

τ = Tiempo de descanso de la partícula

le = Escala de longitud del remolino

V_f = Velocidad del fluido

V_p = Velocidad de partícula

$$\tau = \frac{4}{3} \frac{\rho_p}{\rho_f} \frac{dp}{C_D |V_f - V_p|} \quad (109)$$

ρ_p = Densidad de la partícula

ρ_f = Densidad del fluido

dp = Diámetro de partícula

C_D = Coeficiente de arrastre

V_f = Velocidad de fluido

V_p = Velocidad de partícula

Al impactar la partícula en la pared de la tubería pierde energía y por medio de coeficientes de restitución se muestra la relación en el impacto y su comportamiento previo y posterior al mismo.

$$e_n = \frac{Vpn^2}{Vpn^1} \quad (110)$$

Vpn^1 = Componente normal de la velocidad de la partícula anterior al impacto

Vpn^2 = Componente normal de la velocidad de la partícula posterior al impacto

$$e_t = \frac{V_{pt2}}{V_{pt1}} \quad (111)$$

V_{pt1} = Componente tangencial de la velocidad de la partícula anterior al impacto

V_{pt2} = Componente tangencial de la velocidad de la partícula posterior al impacto

Coefficientes para modelos de restitución

$$e_n = 1 - 0.4159\alpha + 0.599\alpha^2 - 0.292\alpha^3 \quad (112)$$

$$e_t = 1 - 2.12\alpha + 3.0775\alpha^2 - 1.1\alpha^3 \quad (113)$$

α = Ángulo de impacto (rad)

3. Relación de la información de impacto de partículas con el daño por erosión

Se introduce la información del impacto en una ecuación de erosión, y se calcula la pérdida de masa causante por cada partícula siendo la suma total de las pérdidas de masa causadas por las partículas la tasa de erosión resultante.

10. Desventajas y limitaciones de la ecuación de velocidad erosional de la API RP 14E

A continuación, se muestra la tabla 11 donde se evidencian las desventajas de aplicar la ecuación de velocidad erosional con base en la norma API RP 14E y los factores que surgieron a través del tiempo; cabe señalar, que estos son importantes para otros autores en cuanto a modelos empíricos se refiere. Así, se observa que la ecuación de la API RP 14E es muy sencilla y solo tiene en cuenta un parámetro, generalizando todos los casos en los que se debe hacer uso de esta.

Por lo anteriormente nombrado, han surgido modelos como el de Salama, quien en 1998 agrega dos parámetros importantes para flujo multifásico y que habían sido omitidos: un factor S , que varía dependiendo de la geometría de la tubería, y la producción de arenas, delimitando así su uso para este tipo de casos. A su vez, Gamal, Nawar, Abdou y Hafiz en el año 2021, propusieron dos modelos: uno tiene en cuenta el impacto de partículas sólidas y el otro el impacto de gotas de líquido, ambos en flujo multifásico; estos investigadores hicieron más énfasis en el segundo modelo considerando nuevo factores como la resistencia a la erosión normalizada, la cual es diferente para cada tipo de material de la tubería, el diámetro de gota de líquido, la tasa de erosión, el factor de nitidez, el ángulo de impacto y el diámetro de partículas sólidas. De igual manera, se tiene que Svedeman and Arnold aportaron que el dimensionamiento de líneas multifásicas se divide en servicios limpio, erosivo, corrosivo y erosivo-corrosivo, y su modelado considera una constante dependiente de la geometría de la tubería.

Siguiendo con flujos multifásicos, Salama, Venkatesh, Bourgoyne, Jordan, Shirazi y McLaury plantearon otros modelos con diversos factores como tasa de flujo de arena, diámetro de tubería, dureza del material, factores dependientes de la geometría de la tubería, factores de erosión específicos y velocidad superficial del gas o líquido. En consecuencia, se puede evidenciar las limitaciones que tiene la ecuación de la API RP 14E, ya sea por el impacto de partículas sólidas o por el impacto de gotas de líquido para flujos monofásicos o bifásicos.

Tabla 11

Ecuación API RP14E vs. otros autores

API RP 14 E	
Ecuación	Parámetros
	-Constante empírica

	$V_e = \frac{c}{\sqrt{\rho m}}$	-Densidad de la mezcla
OTC 8898 Salama		
Ecuación	$V_e = s \frac{D \sqrt{\rho_m}}{\sqrt{W}}$	Parámetros -Factor S dependiendo de la geometría -Diámetro de la tubería -Densidad de la mezcla -Producción de arena
Gamal, Nawar, Abdou, Hafiz		
Ecuación -Impacto de gotas de líquido	$V_e = \left(\frac{1.208 \times 10^{-12} * y * NER}{d_d^{10} * 10^{(0.57j - 0.22k - 17.1)}} \right)^{\frac{1}{10 - 5d_d^{\frac{1}{3}}}}$	Parámetros -Resistencia a la erosión normalizada -Diámetro de la gota de líquido - j=1 para jet o j=0 para el impacto de gota -k= curvatura de la superficie, es 1 cuando es curva la superficie y 0 cuando es plana -Tasa de erosión
Ecuación -Impacto de partículas sólidas	$V_e = \sqrt{\frac{0.0254 * y * S_m * \rho_m * D^2}{W * d_p * F_S * \sin \theta}}$	-Tasa de erosión -Factor S dependiente de la geometría -Tasa de arena -Factor de nitidez -Angulo de impacto -Diámetro de partículas sólidas -Diámetro de la tubería
Salama Venkatesh		
Ecuación	$ER = 1.86 \times 10^5 \frac{\dot{W}_p V_f^2}{P D^2}$	Parámetros -Tasa de flujo de arena -Velocidad de flujo -diámetro de tubería -Dureza del material
	$ER = S_k \frac{\dot{W}_p V_f^2}{D^2}$	Parámetros -Factor S: 0.038 para codos y 0.019 para tes -Tasa de flujo de arena -Velocidad de flujo -diámetro de tubería -Dureza del material

$ER = \frac{1}{s_m} \frac{\dot{w}_p V_m^2 d_p}{D^2 \rho_m}$	<p>Parámetros</p> <ul style="list-style-type: none"> -Tasa de flujo de arena - Constante de geometría dependiente 5.5 codos, 33 fundido y sin costura, 68 tes en flujo gas-líquido, 1379 tes en flujo de gas. - Velocidad de la mezcla -Densidad de la mezcla -Dureza del material -Diámetro de partículas
Bourgoyne	
<p>Ecuación</p> $ER = F_e \frac{\rho_p}{\rho_t} \frac{\dot{w}_p}{A_{pipe}} \left(\frac{V_{SG}}{100\alpha g} \right)^2$	<p>Parámetros</p> <ul style="list-style-type: none"> -Factor de erosión específico -Densidad de la partícula -Densidad de la pared -Flujo de arena -Área sección transversal -Velocidad del gas superficial -Fracción volumen de gas
$ER = F_e \frac{\rho_p}{\rho_t} \frac{\dot{w}_p}{A_{pipe}} \left(\frac{V_{SL}}{100H_L} \right)^2$	<p>Parámetros para flujo continuo de líquido</p> <ul style="list-style-type: none"> - Factor de erosión específico -Densidad de la partícula -Densidad de la pared -Flujo de arena -Área sección transversal -Velocidad superficial del líquido -Líquido sostenido
Svedeman and Arnold	
<p>Ecuación</p> $V_e = K_s \frac{D}{\sqrt{\dot{W}_p}}$	<p>Parámetros</p> <ul style="list-style-type: none"> -Diámetro de la tubería -Tasa de arena -Constante: 1.34 codos de radio largos y 7.04 tes
Jordan	
<p>Ecuación</p> $ER = 10^{c_1} V_{SG}^{2.349} \dot{W}_p^{0.9335} \left(1 - \left(1 + \frac{1}{2r_c} \right)^{-2} \right)^{\frac{1.8885}{2}}$	<p>Parámetros</p> <ul style="list-style-type: none"> -Radio de la curvatura -Constante: 4.9619 Fundido y 5.4355 Sin costura -Tasa de arena

		-Velocidad del gas superficial
Shirazi 1995		
Ecuación	$ER = 1.73 \times 10^{-6} V_L^{1.623}$	Parámetros -Velocidad de impacto de la partícula
McLaury y Shirazi		
Ecuación	$ER = F: F_{\delta} F_p F_{r/D} \frac{\dot{W}_p V_L^{1.73}}{\left(\frac{D}{D_{ref}}\right)^2}$	Parámetros -Tasa de arena -Velocidad de impacto de la partícula -Diámetro de la tubería

Nota. Ecuación generalizada de la API RP 14E y modelos empíricos de velocidad erosional y tasas de flujo de diferentes autores teniendo en cuenta diferentes factores que influyen en ella. Elaborado por los autores.

Se evidencia la importancia de los diferentes factores que pueden influir al momento del estudio de la velocidad erosional, como las propiedades del fluido, las condiciones de funcionamiento, las partículas arrastradas, el tipo y el tamaño de la geometría de la tubería, las propiedades del material, el régimen de flujo, la concentración de especies corrosivas y la contaminación por sólidos, como las arenas; esto hace que los aportes de investigadores y compañías interesadas brinden una contribución y una guía para los diferentes casos que presentan los pozos en la industria de los hidrocarburos.

11. Recomendaciones de aplicaciones en pozos monofásicos y bifásicos

De acuerdo con la revisión de la literatura publicada en la industria de los hidrocarburos, es posible realizar recomendaciones de aplicaciones sobre el cálculo de velocidad erosional. Estas recomendaciones han sido respaldadas mediante su concordancia con los datos de erosión

calculada y la medida experimentalmente de otros autores. Esto permite que puedan ser referencias y alternativas a la API RP14E y a sus limitaciones. Estas recomendaciones son amplias para sistemas monofásicos y bifásicos.

Además, se sugiere una recomendación para evidenciar y llevar a cabo el seguimiento del estudio de erosión en una aplicación en campo en donde mediante registros de integridad y a una velocidad mayor a la prevista a la ecuación de velocidad erosional no se evidencia desgaste significativo en la pared de la tubería.

11.1 Cálculo de velocidad erosional con modelo para partículas sólidas en sistemas de gas y bifásicos

La práctica recomendada de la API RP14E no incluye una guía para servicios con presencia de arena. Debido a esta limitación, y considerando las diferentes ecuaciones y metodologías, revisadas a lo largo del proyecto, se sugiere el siguiente procedimiento para el cálculo de la velocidad de erosión con presencia de partículas sólidas.

Es importante tener en cuenta que la capacidad para realizar un estudio con dinámica de fluidos computacional en sistemas de flujo monofásicos y bifásicos puede presentar condiciones en cuanto a su aplicabilidad. Sin embargo, este modelo propuesto se muestra como una opción a considerar debido a los resultados cercanos obtenidos al implementar la dinámica de fluidos computacional y el modelo propuesto en un mismo estudio.

La investigación ha evidenciado la existencia de modelos sólidos y destacables, como el de Shirazi en el 2016, para el cálculo de los límites de la velocidad erosional en la producción de gas y flujos multifásicos bajo esta condición. El modelo comienza analizando el tipo de impacto

de partículas, en el cual se requiere la incidencia del número de Stokes (ecuaciones 114 y 115) para caracterizar el comportamiento de las partículas.

$$S_t = \frac{\tau_p}{L / U} \quad (114)$$

Donde:

U = Velocidad característica del fluido

L = Longitud característica

τ_p = Tiempo característico de la partícula

$$\tau_p = \frac{\rho_p d_p^2}{18u_f} \quad (115)$$

Donde:

d_p = Diámetro de partícula

ρ_p = Densidad de partícula

u_f = Viscosidad del fluido

Siendo el comportamiento de las partículas de carácter aleatorio con respecto al tiempo, se define una escala de tiempo turbulento.

$$\tau_t = \frac{l_t}{V_t} \quad (116)$$

Donde:

l_t = Escala de longitud de remolino turbulento

V_t = Escala de velocidad de remolino turbulento

El modelo se fundamenta en la velocidad característica de las partículas que impactan y la velocidad de flujo cercana a la pared de la tubería o el componente de velocidad del movimiento de remolinos en la corriente, posteriormente para el cálculo de geometrías como codos y tes.

$$h = F_M F_S F_P F_{r/D} \frac{w}{(D / D_o)^2} [V_L^{2.41} + F_C e^{-\beta St} V_m^{2.41}] \quad (117)$$

Donde:

F_M = Constante empírica relación de dureza y densidad del material

F_S = Factor empírico de forma de arena. Arena afilada = 1, Arena semi redonda = 0,53

F_P = Factor de penetración para el material

$F_{r/D}$ = Factor de penetración para el radio de curvatura del codo

w = Producción de arena

D = Diámetro de la tubería

D_o = Diámetro de tubería de referencia (1 pulgada)

V_L = Velocidad característica de impacto de partículas

F_C = Función empírica de la fracción de partículas y la velocidad del remolino de la corriente de flujo cerca de la pared

β = Constante empírica

St = Número de Stokes

V_m = Velocidad de flujo de la mezcla

Cuando el número de Stokes es alto la expresión $e^{-\beta St}$ tiende a 0 y cuando es muy bajo es 1 con un valor de 0.01 para β .

Finalmente, para hallar la erosión total se suma la erosión por corte (ER_c) y erosión de deformación (ER_D).

$$ER_c = \begin{cases} C_1 \frac{U^{2.41} \text{sen}(\theta) [2K \cos(\theta) - \text{sen}(\theta)]}{2K^2}, & \theta < \tan^{-1}(K) \\ C_1 \frac{U^{2.41} \cos^2(\theta)}{2}, & \theta > \tan^{-1}(K) \end{cases} \quad (118)$$

Donde:

C_1 =Constante empírica

K =Constante empírica

$$ER_D = C_2 (U \text{Sen} \theta - U_{tsh})^2 \quad (119)$$

Donde:

C_2 = Constante empírica

U_{tsh} = Constante empírica

Estas constantes empíricas se utilizan dependiendo el material como se muestra en la tabla 12.

Tabla 12

Constantes empíricas que dependen del material

Material	C_1	C_2	K	U_{tsh}
Acero al carbón 1018	5.90E-08	4.25E-08	0.5	5.5
Acero al carbón 4130	4.94E-08	3.02E-08	0.4	3.0
Acero inoxidable 316	4.58E-08	5.56E-08	0.4	5.8
	3.92E-08	2.30E-08	0.4	2.3

Acero inoxidable 2205				
Acero cromado 13	4.11E-08	3.09E-08	0.5	5.1
Inconel 625	4.58E-08	4.22E-08	0.4	5.5
Aleación de aluminio 6061	3.96E-08	3.38E-08	0.4	7.3

Nota. Constantes empíricas que se utilizan para hallar la erosión total la cual suma la erosión por corte (ER_c) y erosión de deformación (ER_D). Tomado de Shirazi, S., McLaury, B., Arabnejad, H., The Erosion/Corrosion Research Center, & The University of Tulsa. (2019). A Semi-Mechanistic Model for Predicting Sand Erosion Threshold Velocities in Gas and Multiphase Flow Production. Society of Petroleum Engineers, Pág. 6

11.2 Cálculo de velocidad erosional en función de impacto de gotas de líquido para flujos bifásicos

Así mismo, la práctica recomendada de la API RP 14E no cuenta con una guía en función del impacto de gotas de líquido, de esta manera el procedimiento para el cálculo de la velocidad erosional en este caso está dado por la metodología de Gamal, Abdou, Nawar, y Hafiz donde adoptan la ecuación 28, anteriormente nombrada y la cual tiene un amplio rango aplicable

$$V_e = \left(\frac{1.208 * 10^{-12} * y * NER}{d_d^{10} * 10^{(0.57j - 0.22k - 17.1)}} \right)^{\frac{1}{10 - 5d_d^{\frac{1}{3}}}} \quad (28)$$

Donde:

NER = resistencia a la erosión normalizada

d_d = diámetro de la gota de líquido (μm)

$j=1$ para jet o $j=0$ para el impacto de gota

k = curvatura de la superficie, es 1 cuando es curva la superficie y 0 cuando es plana

y = es la tasa de erosión (MPY)

Para el uso de esta metodología se debe tener en cuenta el efecto de la tasa de erosión permitida, la resistencia a la erosión normalizada específica para cada material y el diámetro de la gota de líquido y en cuanto a la velocidad de erosión mínima calculada para el impacto de gotas de líquido, esta disminuye a medida que aumenta el diámetro de la gota y cambia de un material a otro para las mismas condiciones de flujo.

11.3 Cálculo de velocidad erosional mediante dinámica de fluidos computacional

Se presenta la dinámica de fluidos computacional como la alternativa más completa, considerando el número de parámetros de entrada y la que mejor nivel de detalle contempla este fenómeno, a partir de la contribución de las diversas investigaciones que se han desarrollado a través del tiempo.

El desarrollo tecnológico y los avances en los algoritmos numéricos han permitido que en la industria la simulación sea cada vez más factible e imprescindible, en el transcurso del tiempo el uso de la denominada dinámica de fluidos computacional ha demostrado grandes progresos, como en este caso para el estudio del impacto y comportamiento de la erosión en tuberías en la industria de los hidrocarburos, los modelos de dinámica de fluidos computacionales aportan posibilidades para abarcar una mayor cantidad de factores, siendo esta una herramienta poderosa

para evaluar el comportamiento de las partículas y sus efectos erosivos siempre y cuando se seleccionen las ecuaciones acordes para un correcto seguimiento a la predicción del fluido.

Para efectuar el procesamiento de CFD se puede seguir una guía base de tres pasos, atendiendo a mejoras según el caso requiera, estos son el preprocesamiento, procesamiento y post-procesamiento con pasos más específicos que se recomiendan a continuación:

1. Formular el flujo del problema
2. Modelar la geometría y flujo
3. Establecer las condiciones iniciales
4. Generar la malla
5. Establecer la estrategia de simulación
6. Establecer los parámetros de entrada
7. Realizar la simulación
8. Monitorear la simulación
9. Postprocesar la simulación para obtener los resultados
10. Hacer comparación de resultados
11. Repetir el proceso de examinar sensibilidades
12. Documentar

Para el estudio de la erosión, el CFD en la industria del O&G brinda aplicaciones en equipos de facilidades empleadas en la extracción de gas y aceite, imágenes de tuberías, bombas, turbinas de vapor, partículas sólidas en el crudo y gotas en el gas permitiendo identificar puntos de erosión y sugerir planes preventivos de mantenimiento como argumentos a favor de su implementación.

Cuando las partículas están presentes en el flujo mediante CFD es posible hacer un seguimiento a la velocidad y localización de cada partícula, calculando el efecto erosivo de las partículas impactando en las paredes de la tubería. La tasa de erosión está influenciada por factores como la velocidad de la partícula, ángulo de impacto, así como el esfuerzo cortante de las partículas en la pared de la tubería.

Se inician con simulaciones 3D con uno de los diferentes códigos CFD; por ejemplo, como predicción de tasas de erosión de arena bajo diferentes condiciones de viscosidad. Para modelar el flujo multifásico CFD se utiliza el método euleriano-lagrangiano. Por lo tanto, se adopta un modelo k- ϵ para efectos de turbulencia de fluido y para el movimiento de partículas sólidas un enfoque en función del número de Stokes.

Para elegir el modelo de tasa de erosión al utilizar CFD, existen modelos aceptados por la industria como el de Fluent's, Maclaury, Salama y Venkatesh, Finnie, VND, Oka, Zhang (ECRC) Grant y Tabakoff o el modelo basado en esfuerzo cortante.

Para la simulación CFD de flujo monofásico, bifásico o multifásico existen modelos de erosión como el Euleriano-Euleriano, Euleriano-Granular, VOF, DPM, DDPM, DEM.

Los pasos principales para la erosión basada en CFD son el modelado del flujo de fluidos, el modelado de movimiento de partículas y el modelado de erosión.

Inicialmente, se lleva a cabo la construcción del modelo en cuadrícula; asimismo, se genera el modelado de flujo de fluidos como una fase continua y se resuelve mediante el RANS (Ecuaciones de Navier-Stokes promedio de Reynolds) en el método lagrangiano para finalmente calcular la erosión teniendo en cuenta el impacto de partículas, el ángulo y la velocidad de este impacto.

Se elabora la geometría tridimensional acorde con las dimensiones de la geometría computacional de la tubería que se requiera, teniendo en cuenta su forma, el diámetro y la radio de curvatura, así como las condiciones generales de flujo, longitudes de la tubería, densidades de los fluidos, caudales y velocidades.

El fluido tratado como fase continua

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_f \rho_f) + \nabla(\alpha_f \rho_f \vec{u}_f) = 0 \quad (120)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_f \rho_f \vec{u}_f) + \nabla(\alpha_f \rho_f \vec{u}_f \vec{u}_f) = -\alpha_f \nabla P + \nabla(\alpha_f \bar{\tau}_f) + \alpha_f \rho_f \vec{g} \quad (121)$$

$$\alpha_\omega + \alpha_o = 1 \quad (122)$$

Donde:

α = fracción de volumen

ρ = densidad

\vec{u} = vector de velocidad

P= presión estática

$\bar{\tau}$ = tensor de tensión

$\rho \vec{g}$ = fuerza gravitacional del cuerpo

$$\bar{\tau} = \alpha_f \mu \left[(\nabla \vec{u}_f + \nabla \vec{u}_f^T) - \frac{2}{3} \nabla \vec{u}_f I \right] \quad (123)$$

Donde:

μ = viscosidad molecular del fluido

I = unidad del tensor

Para la descripción de la energía cinética encontrada en la fase continua y disipada en la fase dispersa.

La ecuación 124 representa el transporte de energía cinética turbulenta:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_f \rho_f k) + \nabla (\alpha_f \rho_f t u_f k) = \nabla \left[\alpha_f \left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + \alpha_f G_k - \alpha_f \rho_f \varepsilon + \alpha_f S_k \quad (124)$$

Donde:

G_k = generación de energía cinética de turbulencia debido a los gradientes de velocidad media

Y la ecuación 125 para la disipación de la ecuación de transporte de energía cinética turbulenta:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_f \rho_f \varepsilon) + \nabla (\alpha_f \rho_f t u_f \varepsilon) = \nabla \left[\alpha_f \left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right] + \alpha_f \rho_f C_1 S_\varepsilon - \alpha_f \rho_f C_2 \frac{\varepsilon^2}{k + \sqrt{\nu \varepsilon}} + \alpha_f S_\varepsilon \quad (125)$$

Donde:

C = constante

σ_k = número turbulento de k

σ_ε = número turbulento de ε

S_k y S_ε = Definidos por el usuario

La viscosidad turbulenta está representada por la ecuación 126, así:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (126)$$

El seguimiento de partículas en fase discreta esta dado por la suma de todas las fuerzas de interacción fluido-sólido como se observa en la ecuación 127 afectado principalmente por la fuerza de arrastre.

$$\frac{d\vec{u}_p}{dt} = F_D(\vec{u}_f - \vec{u}_p) + \vec{F}_g + \vec{F}_p + \vec{F}_{VM} \quad (127)$$

Donde:

F_D = fuerza de arrastre

F_g = fuerza de gravedad

F_p = gradiente de presión

F_{VM} = fuerza de masa

Ecuación 128 de fuerza de arrastre:

$$\vec{F}_D = \frac{18\mu C_D Re_p}{\rho_p d_p^2} \frac{p}{24} (\vec{u}_f - \vec{u}_p) \quad (128)$$

Ecuación 129 de fuerza de gravedad:

$$\vec{F}_g = \frac{(\rho_p - \rho_f)}{\rho_p} \vec{g} \quad (129)$$

Donde:

ρ_p = densidad de la partícula de arena

ρ_f = densidad del fluido

Ecuación 130 de gradiente de presión:

$$\vec{F}_p = \left(\frac{\rho_f}{\rho_p} \right) \nabla P \quad (130)$$

Ecuación 131 de fuerza de la masa.

$$\overrightarrow{F_{VM}} = \frac{1}{2} \frac{\rho_f}{\rho_p} \frac{d(\vec{u}_f - \vec{u}_p)}{dt} \quad (131)$$

Coefficiente de arrastre expresado a partir de la ley de arrastre esférico con la ecuación 132 para partículas de arena suave:

$$C_D = a_1 + \frac{a_2}{Re} + \frac{a_3}{Re^2} \quad (132)$$

Donde:

a_1 = constantes para rango de número de Reynolds

$$Re = \frac{\rho_f d_p |\vec{u}_f - \vec{u}_p|}{\mu} \quad (134)$$

Donde:

\vec{u}_p = velocidad de la partícula

d_p = diámetro de la partícula

ρ_f = densidad del fluido

μ = viscosidad del fluido

Después del seguimiento de partículas, se abordó el modelo de impacto de partículas y erosión de paredes de la tubería donde debido al impacto se pierde parte de la energía cinética representándose con los coeficientes de restitución

$$e_n = \frac{upn2}{upn1} \quad (135)$$

Donde:

$upn1$ = componentes de la velocidad normal de la partícula antes del impacto

$upn2$ = componentes de la velocidad normal de la partícula posterior al impacto

$$e_t = \frac{upt2}{upt1} \quad (136)$$

Donde:

$upt1$ = componentes de la velocidad tangencial de la partícula antes del impacto

$upt2$ = componentes de la velocidad tangencial de la partícula posterior al impacto

Los coeficientes de restitución tanto normal como tangencial pueden ser elegidos a partir de correlaciones del software que se emplee, como:

$$e_n = 0.993 - 0.0307\alpha + 0.000475\alpha^2 - 0.00000261\alpha^3 \quad (137)$$

$$e_t = 0.988 - 0.029\alpha + 0.000643\alpha^2 - 0.00000356\alpha^3 \quad (138)$$

Donde:

α = ángulo de impacto de partícula

A raíz de los datos registrados en las celdas CFD, y a partir la información de la ubicación, velocidad y ángulo de impacto de partículas se introducen en la ecuación de erosión elegida para este modelo:

$$R_{erosion} = \sum_{p=1}^{NParticulas} \frac{\dot{m}_p C(d_p) f(\alpha) v^{b(v)}}{A_{face}} \quad (139)$$

Donde:

$C(d_p)$ = Caudal másico de partículas

α = ángulo de impacto con la pared de la tubería

$f(\alpha)$ = función del ángulo del impacto

v = velocidad relativa de las partículas

$b(v)$ = función de la velocidad relativa de las partículas

A_{face} = área de la pared sujeta a erosión

$C = 1.8E-0.9$

$f = 1$

$b = 0$

Siendo las tres últimas constantes definidas a partir de las condiciones de la pared y en función del material de la tubería.

Se requiere definir un perfil, en este caso, uno lineal, para la función de ángulo de impacto, la función del diámetro y el valor del exponente de velocidad de velocidad a partir de valores consistentes de la literatura.

El siguiente paso sería definir las condiciones de contorno, en donde se da el límite de entrada y salida, se da el seguimiento a las partículas inyectadas y los límites de la pared de la tubería, así como la presión de funcionamiento y el caudal.

Para la simulación y observación del comportamiento, se simula el flujo del fluido, se inyectan partículas de arena a diferentes condiciones de viscosidad para predecir la afectación de la erosión, con la referente discretización para aseguramiento de la precisión numérica.

Finalmente, la verificación se puede contrastar con datos previos experimentales con condiciones lo más cercanas posibles a las implementadas, adquiriendo así los datos suficientes para identificar tendencias correspondientes en consecuencia de los límites máximos de erosión que soporte el sistema para su respectiva sensibilización y documentación.

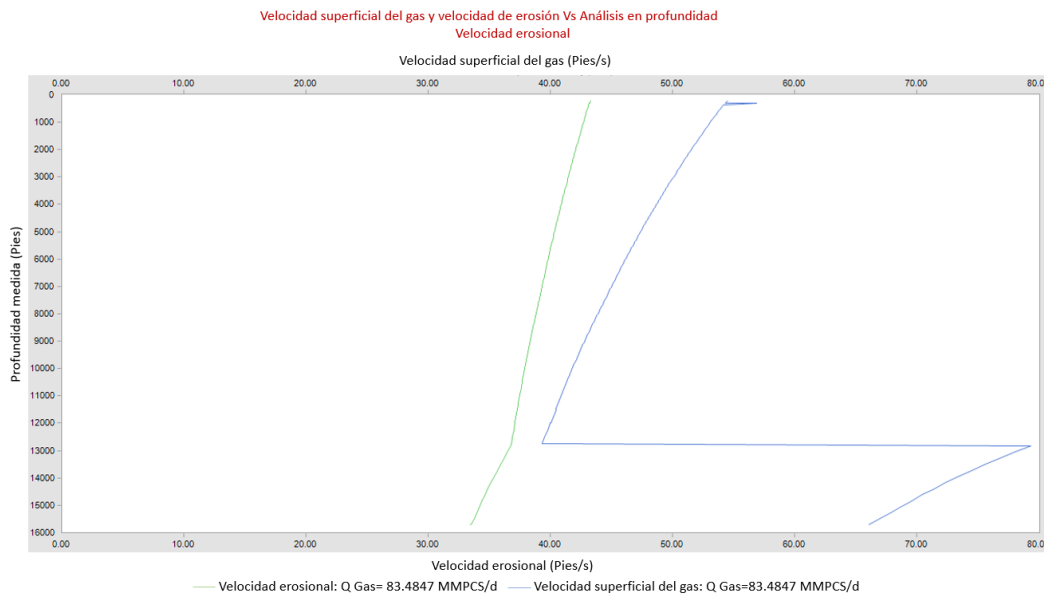
11.4 Aplicación en campo mediante registros de integridad

Se llevaron a cabo registros de integridad en dos pozos de diferentes áreas. Estos registros de integridad fueron tomados dos veces en años distintos para cada uno de los pozos. Al operar con velocidades mayores a la recomendada en la API RP 14E, se busca evidenciar la presencia de desgaste en la pared de la tubería debido a que se sobrepasan las velocidades erosionales límites.

Para el presente ejercicio se recomienda como una forma de verificación del desgaste erosivo en paredes de tuberías en campo la comparación de registros de integridad como el MFC, llevándolo a cabo inicialmente para observar las velocidades límites y posteriormente, se verifica el desgaste en el Tubing, Scab Liner y liner de producción con los resultados de los registros obtenidos.

Figura 4

Velocidad superficial del gas y velocidad de erosión vs Análisis en profundidad pozo 1



Nota. La figura muestra la velocidad superficial del gas en el pozo 1 con unas velocidades a condiciones operativas de 1500 psi de presión en cabeza de pozo.

Tabla 13

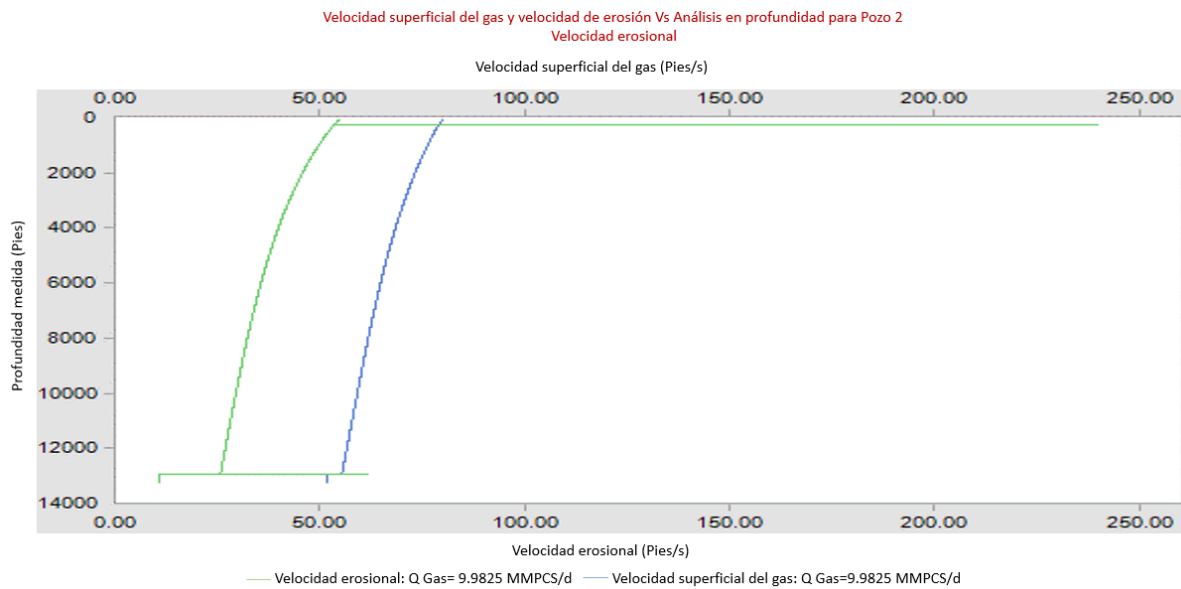
Tabla comparativa de resultados de registros pozo 1

Tubing y Scab Liner de producción 7" 32# L-80 13% Cr NV	Scab Liner y Liner 5" 18# L-80 13% Cr NV
2022	
Resultados MFC Tubing	Resultados MFC Scab
Desgaste máximo = 23% @770.03 pies	Desgaste máximo = 28% @13932.07 pies
Ovalidad máxima = 2.1% @770.03 pies	Ovalidad máxima = 2.1% @770.03 pies
Resultados MFC Scab	Resultados MFC Liner
Desgaste máximo = 27% @8161.21 pies	Desgaste máximo = 27% @8161.21 pies
Ovalidad máxima = 3.7% @8161.21 pies	Ovalidad máxima = 3.7% @8161.21 pies
2023	
Resultados MFC Tubing	Resultados MFC Scab
Desgaste máximo = 28% @13932.07 pies	Desgaste máximo = 28% @13932.07 pies
Ovalidad máxima = 2.1% @770.03 pies	Ovalidad máxima = 2.1% @770.03 pies
Resultados MFC Scab	Resultados MFC Liner
Desgaste máximo = 27% @8161.21 pies	Desgaste máximo = 27% @8161.21 pies
Ovalidad máxima = 3.7% @8161.21 pies	Ovalidad máxima = 3.7% @8161.21 pies

Nota. Resultados de los registros de integridad del pozo 1 en el año 2022 y 2023.

Figura 5

Velocidad superficial del gas y velocidad de erosión vs Análisis en profundidad pozo 2



Nota. La figura muestra la velocidad superficial del gas en el pozo 2 con unas velocidades a condiciones operativas de 373.5 psi de presión en cabeza de pozo.

Tabla 14

Tabla comparativa de resultados de registros pozo 2

Tubing 5” 12.6# L-80 13% Cr Tie Back 7” 29# L-80 MTD Liner 7” 29# L-80 13% Cr NV		
2022		
Resultados MFC Tubing	Resultados MFC Tubing	Resultados MFC Tubing
Desgaste máximo = 15.5%	Desgaste máximo = 18%	(Zona sin perforados)
@2045.5 pies	@114.32 pies	Desgaste máximo = 17%
Ovalidad máxima = 2%		@13575.15 pies
@2045.5 pies		Ovalidad máxima = 2.4%
		@13575.15 pies
		Resultados MFC Tubing
		(Zona con perforados)
		Desgaste máximo = 90.3%
		@13488.3 pies
		Ovalidad máxima = 14.1%
		@13446.15 pies
2023		

Resultados MFC Tubing Desgaste máximo = 13.1% @9939 pies Ovalidad máxima = 2% @9939 pies	Resultados MFC Tubing Desgaste máximo = 27.4% @8404 pies	Resultados MFC Tubing (Zona sin perforados) Desgaste máximo = 19.1% @12959 pies Ovalidad máxima = 2.3% @12959 pies Resultados MFC Tubing (Zona con perforados) Desgaste máximo = 55.1% @13345 pies Ovalidad máxima = 9.5% @13445 pies
--	--	--

Nota. Resultados de los registros de integridad del pozo 2 en el año 2022 y 2023.

En el pozo 1 de acuerdo con la estimación de velocidades del gas a través del completamiento se alcanza un máximo de 80 pies/segundos y con periodos de presiones más bajas alcanzando velocidades cercanas a los 100 pies/segundos sin un aumento significativo en los desgastes de la tubería, en el pozo 2 en el Tubing de 4.5” 12.6# L-80 a nivel de la válvula de subsuelo alcanzando valor de 239 pies/segundos sin incremento representativo. Los desgastes, penetraciones y pérdidas de metal son ligeras y también se pueden asociar a la incertidumbre de la herramienta.

12. Conclusiones

- Al identificar las diferentes experiencias en campo a través del tiempo, se puede concluir que aun cuando la ecuación 12 tomada de la API RP 14E es simple en cuanto su aplicación, tiene varias limitaciones, la primera es que esta solo considera una propiedad del fluido la cual es la densidad, pero deja de lado muchos otros factores tales como el material y geometría de la tubería sin tener en cuenta áreas como codos donde el problema de

erosión/corrosión es mayor, como se puede evidenciar en la metodología nombrada en el segundo párrafo de la página 68 adicionalmente de otras propiedades de los fluidos y los regímenes de flujo, además una segunda limitación de esta ecuación estaría dada cuando expresa que la velocidad de erosión aumenta cuando la densidad disminuye, lo cual no concuerda debido a que la erosión es mayor en fluidos de baja densidad, puesto que la mayoría de partículas sólidas o gotas de líquido que se transportan en la corriente de un fluido con densidad alta estarían ubicadas en el centro de esta y su impacto sería insignificante en la pared de la tubería de modo que la velocidad de erosión aumenta y por último la limitante más relevante que esta guía no tiene en cuenta las partículas sólidas presentes en el fluido como se recopila en el capítulo 9 a partir de la página 77 en los diferentes modelos, asumiendo una constante única para condiciones corrosivas y demás aspectos relevantes e influyentes en la erosión, y la erosión-corrosión, demostrados como evidencian los resultados en campo, y el contraste de información experimental con las simulaciones.

- Al compilar información expuesta por diversos autores tanto compañías, normas estándar e investigadores, se observa que los factores C sugeridos por la práctica recomendada no pueden ser una guía o base para el cálculo de la velocidad erosional, como se presenta en la tabla 5 de la página 57 a la 60 para diferentes condiciones existen rangos superiores sin presencia de fallas o desgaste considerable en las tuberías. Se deben llevar a cabo otros estudios en un proyecto específico para controlar el riesgo económico y ambiental que esta problemática presenta.

- Mediante la comparación de las metodologías y/o modelos generados a través de la interacción de empresas, universidades y autores se identifican aportes de parámetros significativos al estudio de la velocidad erosional como se evidencian en la tabla 11 página 121 a la 123. Los modelos y resultados acordes a la información experimental contribuyen tanto a establecer los modelos más precisos para así suplir la práctica recomendada de la API RP 14E, como a los avances y al desarrollo del estudio de los límites erosionales que soportan los sistemas de tuberías en la industria de los hidrocarburos como el mencionado en la recomendación de aplicación en la página 124.
- El manejo de la erosión en un pozo es un factor determinante, tanto así, que depender de una ecuación empírica como lo es la de la API RP 14E y valores delimitados por la sencillez de su uso condicionan el desarrollo favorable del diseño y producción, por eso mismo se hacen recomendaciones que se basan en diversos requisitos para el uso de alguna metodología en específico como se describe en la página 124 a la 143, ya sea con partículas sólidas, gotas de líquido o empleando la tecnología y simulación, para estos casos es una elección preventiva y acertada con su respectiva documentación para así fomentar contrastes apropiados bajo las condiciones requeridas y tomar decisiones acordes a valores aproximados sin perder integridad en el sistema o tasas de producción, y a su vez también es importante el hacer recomendaciones determinando en qué circunstancias se usan los diversos modelos establecidos al pasar del tiempo.

13. Recomendaciones

Se puede realizar un estudio y simulación con generalidades de un campo en primera medida para abarcar la mayor cantidad de especificaciones. A partir de ello, asegurar la aplicabilidad a una mayor cantidad de pozos y condicionando requerimientos se puede hacer a un carácter más específico.

Referencias Bibliográficas

- Abdolkarimi, V., & Mohammadikhah, R. (2013). CFD Modeling of Particulates Erosive Effect on a Commercial Scale Pipeline Bend. doi:<https://doi.org/10.1155/2013/105912>
- Acerocid. (2023). *Tubo petrolero*. Obtenido de https://www.acerocid.com/productos_tubos_petro_01.html
- Alcántara, A. (30 de enero de 2020). *Separación bifásica y trifásica*. Obtenido de <https://www.cayrosgroup.com/post/separaci%C3%B3n-bif%C3%A1sica-y-trif%C3%A1sica>
- American Petroleum Institute [API]. (1991). *Recommended practice for design and installation offshore production platform piping systems. API Recommended Practice 14E (RP 14E), Fifth edition*. API.
- Arabnejad, H., Mansouri, A., McLaury, B., & Shirazi, S. (2015). Development of mechanistic erosion equation for solid particles. *WEAR*.
- Arabnejad, H., Shirazi, S. A., McLaury, B. S., & Shadley, J. R. (2014). *A guideline to calculate erosional velocity due to liquid droplets for oil and gas industry*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Biswas, S., Satapathy, A., & Patnaik, A. (2009). Erosion Wear Behavior of Polymer Composites: A Review. *Journal of Reinforced Plastics and Composites*, 29(19). doi:<https://doi.org/10.1177/0731684408097786>
- Bourgoyne, A. T. (1989). *Experimental Study of Erosion in Diverter Systems Due to Sand Production*. SPE/IADC Drilling Conference.

- Chukwuzie Jekwu, E., Gbemisola Precious, A., & Boah Evans, A. (2019). EVALUATING THE IMPACT OF UNSTEADY VISCOUS FLOW AND PRESENCE OF SOLID PARTICLES ON PIPELINE SURFACES DURING CRUDE OIL TRANSPORT. *Acta Mechanica MalaYSIA (AMM)*. doi:<http://doi.org/10.26480/amm.02.2019.20.27>
- Chukwugozie, J., & Evans, A. (2020). Computational fluid dynamic analysis for investigating the influence of pipe curvature on erosion rate prediction during crude oil production.
- DNV GL. (2015). *Managing sand production and erosion. Recommended Practice, DNVGL-RP-O501* . Obtenido de <https://www.dnv.com/oilgas/download/dnv-rp-O501-managing-sand-production-and-erosion.html>
- Droubi, M. G., Tebowei, R., Islam, S. Z., Hossain, M., & Mitchell, E. (2016). Computational Fluid Dynamic Analysis of Sand Erosion in 90° Sharp Bend Geometry. *Ninth International Conference on Computational Fluid Dynamics (ICCFD9)*. Istanbul.
- El-Behery, S., Hamed, M., El-Kadi, M. A., & Ibrahim, K. A. (2010). Numerical simulation and CFD-Based Correlation of Erosion Threshold Gas Velocity in Pipe Bends. *ISSR Journals*, 2(1).
- Galanos, N. (2022). *Particle-wall interactions in turbulence flow to predict erosion in pipelines and devices*. University of Strathclyde, Glasgow. doi:<https://doi.org/10.48730/3jjw-at40>
- Gamal, A., Abdou, A. M., Nawar, A. A., & Abdel Hafiz, A. (2021). *Erosional Velocity Limit for Several Oilfield Materials Based on Liquid Droplets Impingements*. Actas de ICFD14: XIV Congreso Internacional De Fluidodinámica.
- Guo, Y., & Yu, X. (2016). Coupled DEM and CFD Simulations of Soil Erosion. *Geo-Chicago*. doi:<https://doi.org/10.1061/9780784480151.065>

- Heidersbach, R. (1985). *Velocity Limits for Erosion-Corrosion*. Offshore Technology Conference.
- Infinitia Industrial Consulting. (20 de diciembre de 2021). *Clasificación de las propiedades de los materiales*. Obtenido de <https://www.infinitiaresearch.com/noticias/clasificacion-propiedades-materiales/>
- International Organization for Standardization [ISO]. (2000). *ISO 13703. Petroleum and natural gas industries — Design and installation of piping systems on offshore production platforms*. Obtenido de <https://www.iso.org/standard/22676.html>
- Jingyuan Xu, Zhanghua Lian, Jian Hu, & Min Luo. (2018). Prediction of the Maximum Erosion Rate of Gas-Solid Two-Phase Flow Pipelines. *Energies*. doi:<https://doi.org/10.3390/en11102773>
- Kessler, M. (18 de octubre de 2016). *Flujo turbulento*. Obtenido de <https://www.esss.co/es/blog/flujo-turbulento/>
- Madani Sani, F., Huizinga, S., Esaklul, K. A., & Nestic, S. (2017). Review of the API RP 14E erosional velocity equation: Origin, applications, misuses, limitations and alternatives. *Wear*(426-427), 620-636. doi:<https://doi.org/10.1016/j.wear.2019.01.119>
- Mansoori, H. (2018). *Applying Higher C-Values in API RP 14E Erosion Velocity Calculations for Gas Condensate Wells – A Case Study*. Paper No 10627. NACE International.
- Martín, A. (2011). *Apuntes de mecánica de fluidos [monografía]*. Universidad Politécnica de Madrid. Obtenido de <https://oa.upm.es/6934/>
- Mazumder, Q. H. (2012). Effect of Liquid and Gas Velocities on Magnitude and Location of Maximum Erosion in U-Bend. *Open Journal of Fluid Dynamics*, 2(2), 29-34. doi:[10.4236/ojfd.2012.22003](https://doi.org/10.4236/ojfd.2012.22003)

- McLaury, B. S., & Shirazi, S. A. (1999). *Generalization of API RP 14E for Erosive Service in Multiphase Production (SPE 56812)*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- McLaury, B., & Shirazi, S. (2000). An Alternate Method to API RP 14E for Predicting Solids Erosion in Multiphase Flow. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, 122(3). doi:<http://dx.doi.org/10.1115/1.1288209>
- NORSOK STANDARD. (2001). *Process system: Vol. 2 (P-100)*. Obtenido de <https://dokumen.tips/documents/norsok-standard-p-100-process-systems.html?page=1>
- NORSOK STANDARD. (2006). *Process design: Vol. edition 5 (P-001)*. Obtenido de <https://files.engineering.com/download.aspx?folder=a4cd608d-6d82-4ddc-9942-5fe7901a4701&file=p-001e5.pdf>
- NORSOK STANDARD. (2014). *Process system desing: Ed. 1 (P-002)*. Obtenido de <https://release.standard.no/nyheter/nyhetsarkiv/petroleum/2014/p-002-process-system-design-edition-1-august-2014/>
- NRGI Broker. (20 de junio de 2016). *Pruebas de presión en control de pozos*. Obtenido de <https://nrgibroker.com/pruebas-de-presion-en-control-de-pozos/>
- Nzikou, F., & Kolesnikov, A. (2018). Modelling and Simulation of Multiphase Flow Applicable to Processes in Oil and Gas Industry. *Chemical Product and Process Modeling*. doi:<https://doi.org/10.1515/cppm-2017-0066>
- Okafor, E., & Obiuto, I. (2019). Parametric Analysis of Sand Erosion in Pipe Bends Using Computational Fluid Dynamics. *International Journal of Scientific Engineering and Science*, 3(6), 60-65.

- Osgouei, A. E., & Altun, G. (2013). A Review of Application of Computational Fluid Dynamics in Prediction of Oil and Gas Wells Problems. *European Association of Geoscientists & Engineers*. doi:<https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.380.43>
- Panic, D., Leggoe, J., & House, A. (2009). *Challenging Conventional Erosional Velocity Limitations for High Rate Gas Wells*. CEED Seminar Proceedings.
- Parro. (2023). *Definición de fuerza de cizallamiento*. Obtenido de <https://www.parro.com.ar/definicion-de-fuerza+de+cizallamiento>
- Parsi, M., Najmi, K., Najafifard, F., Hassani, S., Mclaury, B., & Shirazi, S. (2014). *A comprehensive review of solid particle erosion modeling for oil and gas wells and pipelines applications*. Elsevier.
- Redondo, C., Chávez-Modena, M., Manzanero, J., Rubio, G., Valero, E., Gómez-Álvarez, S., & Rivero-Jiménez, A. (2021). CFD-based erosion and corrosion modeling in pipelines using a High-order discontinuous Galerkin multiphase solver. *Wear*.
- Requena, J. L., & Rodríguez, M. F. (2006). *Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos [trabajo de grado]*. Universidad Central de Venezuela.
- Salama, M. M. (2000). An alternative to API 14E Erosional velocity limits for sand laden fluids. *Journal of Energy Resources Technology*, 122(2), 71-77. doi:<https://doi.org/10.1115/1.483167>
- Salama, M. M., & Venkatesh, E. S. (1983). *Evaluation of API RP 14E Erosional Velocity Limitations for Offshore Gas Wells (OTC 4485)*. Offshore Technology Conference.
- Sani, F., Esaklul, K., & Huizinga, S. (2019). *Review of the API RP 14E erosional velocity equation: origin, applications, misuses and limitations (Paper No 13206)*. NACE international.

- Schlumberger. (2023a). *Energy Glossary - Corrosión*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/c/corrosion>
- Schlumberger. (2023b). *Energy Glossary - Erosión*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/e/erosion>
- Schlumberger. (2023c). *Energy Glossary - Hidrocarburo*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/h/hydrocarbon>
- Schlumberger. (2023d). *Energy Glossary - Presión de formación*. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/f/formation_pressure
- Schlumberger. (2023e). *Energy Glossary - Yacimiento*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/r/reservoir>
- Shirazi, S. A., McLaury, B. S., Shadley, J. R., & Rybicki, E. F. (1995). Generalization of the API RP14E guideline for erosive services. *Journal of Petroleum Technology*, 47(8), 693–698. doi:<https://doi.org/10.2118/28518-PA>
- Shirazi, S., McLaury, B., Arabnejad, H., The Erosion/Corrosion Research Center, & The University of Tulsa. (2016). A Semi-Mechanistic Model for Predicting Sand Erosion Threshold Velocities in Gas and Multiphase Flow Production. *Society of Petroleum Engineers*, Pág. 6.
- Slideshare. (27 de diciembre de 2018). *Propiedades y estructuras de los materiales*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/Paolagg17/propiedades-y-estructuras-de-los-materiales>
- Solorio, J. (13 de enero de 2022). *Factores que influyen en la pérdida de presión de las tuberías industriales*. Obtenido de <https://www.corzan.com/blog-sp/factores-perdida-de-presion-tuberias-industriales>

Universidad Nacional Mayor de San Marcos [UNMSM]. (2002). *Mecánica de fluidos e ingeniería de fluidos*. Obtenido de https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/publicaciones/actualidad/a%C3%B1o2_n15_2002/mecanica_fluidos.htm

Wasserman, S. (Febrero de 2015). *CFD Simulations Predict Erosion of Oil & Gas Pipelines*. Obtenido de Engineering: <https://www.engineering.com/story/cfd-simulations-predict-erosion-of-oil-gas-pipelines>

Zhang, J., Zhu, P., Zhang, H., & Lv, L. (2021). The erosion wear mechanism of liquid-solid two-phase high pressure manifold tee pipes. *Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería*, 37, 23. Obtenido de https://www.scipedia.com/public/Zhang_et_al_2020h