



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“ ESTUDIO PRELIMINAR SOBRE LA EROSIÓN POR
ARENA EN TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN
HIDROCARBUROS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A :

MIGUEL ANGEL FILIBERTO SÁNCHEZ MÁXIMO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA.

FEBRERO 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-981

SR. MIGUEL ÁNGEL FILIBERTO SÁNCHEZ MÁXIMO

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Edgar Ramírez Jaramillo y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ESTUDIO PRELIMINAR SOBRE LA EROSIÓN POR ARENA EN TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN
HIDROCARBUROS**

RESUMEN

- I ANTECEDENTES**
 - II REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE**
 - III MODELO PROPUESTO**
 - IV APLICACIÓN DEL MODELO**
 - V ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**
 - VI CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 11 de Octubre del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs

Miguel Angel Filiberto Sánchez Máximo.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
Vocal	DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO
Secretario	DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
1o. suplente	M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA
2o. suplente	ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional del señor SANCHEZ MAXIMO MIGUEL ANGEL FILIBERTO registrado con número de cuenta 09333386-9 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 8 de Diciembre de 2010.

EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

Agradecimientos:

Doy gracias a Dios y a San Miguel Arcángel, porque hoy concluyo una etapa más en mi vida, paso de ser un estudiante a un profesionista.

Les agradezco a mis padres Virgilia Máximo Bernabé y Ricardo Sánchez Jiménez por el apoyo que me han brindado siempre, por la educación y los valores inculcados, por su comprensión, que con su esfuerzo he logrado dar un paso más, espero nunca defraudarlos.

Le agradezco a mi hermana Ing. Adriana Sánchez Máximo por el apoyo y los consejos brindados, ya que ha sido un ejemplo a seguir.

Le agradezco a mi cuñado Ing. Lucino B. Amaya Santiago, por su apoyo y sus consejos.

A mis maestros por guiarme, por sus consejos y sus enseñanzas.

A la UNAM, mi alma mater y la Facultad de Ingeniería porque en ella obtuve los conocimientos para llegar a ser hoy un profesionista.

Al Dr. Heriberto de Jesús Aguilar Juárez por el apoyo brindado al comienzo de la carrera.

A mi asesor Dr. Edgar Ramírez Jaramillo, por su tiempo para la revisión de esta tesis, por sus comentarios y su apoyo.

A mis sinodales, Ing. Manuel Villamar Viguera, al Dr. Rafael Rodríguez Nieto, al M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda y al Ing. Israel Castro Herrera por su tiempo y observaciones.

A mis amigos y compañeros por brindarme su amistad y su apoyo, Ing. Omar López Díaz, Ing. Omar Rubio Nava, Ing. Manuel Aguilar Villalobos, Ing. Daniel A. Sandoual Chávez, Ing. Lucero Y. Jiménez Díaz, Ing. Gabriela Jiménez Meneses, Ing. Leticia García Pérez, Ing. Hosue Alberto Rosales Rangel, Yaneli Isis Baranda Betanzos, Gabriela Alejandra Sánchez Torres, Roberto Zúñiga Vázquez, Ma. de Lourdes Martínez C, Laura Chaves Bibiano, Ma. de Lourdes, Ileana Sandoual García, Paulina Téllez G.

A todas aquellos que no menciono, pero gracias a todos ustedes por su apoyo.

CONTENIDO.....	i
LISTA DE FIGURAS.....	iii
LISTA DE TABLAS.....	vi
NOMENCLATURA.....	vii
RESUMEN.....	ix
INTODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES.....	4
1.1 Flujo Multifásico.....	7
1.2 Arrastre de Arenas.....	27
1.2.1 Definición del Problema.....	29
1.2.2 Forma, Tamaño y Dureza de la Arena.....	30
1.2.3 Producción de Arena.....	31
1.2.4 Consecuencias del Arenamiento.....	39
1.2.5 Asentamiento de Arenas.....	43
1.2.6 Predicción del Arenamiento.....	44
1.2.7 Prevención del Arenamiento.....	45
1.2.8 Vigilancia de la Producción de Arena.....	45
1.3 Erosión en Tuberías por Transporte de Arenas.....	48
1.3.1 La Erosión y las Partículas de Arena.....	48

1.3.2 Erosión-Corrosión.....	49
1.3.3 Los Procesos de Erosión dentro de los Sistemas de Tuberías de Producción de Hidrocarburos.....	50
1.3.4 Cavitación.....	51
1.3.5 Vulnerabilidad de los componentes.....	53
1.3.6 Resistencia de materiales a la erosión.....	57
CAPÍTULO 2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	60
2.1 Transporte de Arena.....	62
2.2 Erosión.....	63
CAPÍTULO 3 MODELO PROPUESTO.....	68
3.1 Correlación de Aziz, Govier y Fogarasi.....	73
3.2 Modelo de Erosión.....	77
3.3 Integración del Modelo (Diagrama de flujo).....	80
CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL MODELO.....	83
CAPÍTULO 5 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	88
CONCLUSIONES.....	104
ANEXO A PROGRAMA DE CÓMPUTO.....	109
ANEXO B MANEJO DEL PROGRAMA.....	122
BIBLIOGRAFÍA.....	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquemática de la caída de presión.....	2
Figura 1.1. Patrones de flujo multifásico en flujo horizontal.....	10
Figura 1.2. Patrones de flujo multifásico en flujo vertical.....	11
Figura 1.3. Patrón de flujo típico para un flujo vertical de una mezcla.....	13
Figura 1.4. Representación del estado de esfuerzos en el círculo de Mohr-Coulomb.....	32
Figura 1.5. Mecanismos de producción de arena en un pozo.....	35
Figura 2.1. Daño producido a la tubería por erosión.....	66
Figura 3.1. Patrones de flujo propuestos por Aziz, Govier y Fogarasi.....	73
Figura 3.2. Mapa de patrones de flujo por Aziz, Govier y Fogarasi.....	75
Figura 3.3. Diagrama de flujo del modelo propuesto en este trabajo.....	(81-82)
Figura 4.1. Esquematización del estado mecánico.....	86
Figura 4.2. Esquematización del estado mecánico vertical.....	87
Figura 4.3. Esquematización del estado mecánico desviado (horizontal)....	87
Figura 5.1. Presión vs Profundidad.....	88
Figura 5.2. Temperatura vs Profundidad.....	89
Figura 5.3. Viscosidad vs Profundidad.....	90
Figura 5.4. Tensión superficial vs Profundidad.....	90
Figura 5.5. Temperatura vs Erosión.....	91
Figura 5.6. Erosión vs Profundidad.....	92

Figura 5.7. Erosión vs Presión.....	92
Figura 5.8. % de Adelgazamiento vs Profundidad.....	93
Figura 5.9. Presión vs Profundidad.....	94
Figura 5.10. Temperatura vs Profundidad.....	94
Figura 5.11. Viscosidad vs Profundidad.....	95
Figura 5.12. Tensión superficial vs Profundidad.....	95
Figura 5.13. Temperatura vs Erosión.....	96
Figura 5.14. Erosión vs Profundidad.....	96
Figura 5.15. Erosión vs Presión.....	97
Figura 5.16. % de Adelgazamiento vs Profundidad.....	98
Figura 5.17. Presión vs Profundidad.....	98
Figura 5.18. Temperatura vs Profundidad.....	99
Figura 5.19. Viscosidad vs Profundidad.....	99
Figura 5.20. Tensión superficial vs Profundidad.....	100
Figura 5.21. Temperatura vs Erosión.....	101
Figura 5.22. Erosión vs Profundidad.....	101
Figura 5.23. Erosión vs Presión.....	102
Figura 5.24. % de Adelgazamiento vs Profundidad.....	103
Figura B.1. Propiedades y Parámetros. Caso 1.....	122
Figura B.2. Caída de Presión y patrón de flujo. Caso 1.....	123
Figura B.3. Cuadro de texto. Caso 1.....	123

Figura B.4. Datos de entrada en hoja de cálculo. Caso 1.....	124
Figura B.5. Hoja de cálculo: Patrón de flujo. Caso 1.....	125
Figura B.6. Propiedades y Parámetros. Caso 2.....	126
Figura B.7. Caída de Presión y patrón de flujo. Caso 2.....	127
Figura B.8. Cuadro texto. Caso 2.....	127
Figura B.9. Datos de entrada en hoja de cálculo. Caso 2.....	128
Figura B.10. Hoja de cálculo: Patrón de flujo. Caso 2.....	129
Figura B.11. Propiedades y Parámetros. Caso 3.....	130
Figura B.12. Caída de Presión y patrón de flujo. Caso 3.....	131
Figura B.13. Cuadro texto. Caso 3.....	131
Figura B.14. Datos de entrada en Hoja de cálculo. Caso 3.....	132
Figura B.15. Hoja de cálculo: Patrón de flujo. Caso 3.....	133

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Muestra el cálculo de m.....	22
Tabla 1.2. Muestra el cálculo de la rugosidad relativa.....	25
Tabla 1.3. Resumen de las mejores técnicas para el control de la producción de arena.....	(55-56)
Tabla 3.1. Muestra los límites para identificar los patrones de flujo.....	74
Tabla 3.2. Muestra los límites para determinar el tipo de flujo.....	76
Tabla 4.1. Muestra datos de campo.....	83
Tabla 4.2. Muestra datos de entrada para cada caso de estudio.....	84
Tabla 4.3. Muestra el patrón de flujo y las propiedades para cada caso.....	85

NOMENCLATURA

	Símbolo	Unidades
Presión de entrada	P	[lb/pg ²]
Presión de separación	Ps	[lb/pg ²]
Temperatura de entrada	T	[°F]
Temperatura de separación	Ts	[°F]
Grados API	°API	
Densidad relativa del gas	γ_g	
Densidad relativa del gas disuelto	γ_{gd}	
Densidad relativa del gas libre	γ_{gf}	
Densidad relativa de separación	γ_{gs}	
Densidad relativa del aceite	γ_o	
Relación de gas disuelto	Rs	
Relación Gas Aceite	RGA	
Relación Agua Aceite	WOR	
Gasto de Aceite	Qo	[BPD]
Gasto de Agua	Qw	[BPD]
Gasto de Gas	Qg	[MMPCD]
Gasto de líquido	Ql	[BPD]
Diámetro de la tubería	Dt	[pg]
Diámetro de la partícula	dpar	[m μ]
Angulo de desviación	θ	
Factor de compresibilidad del gas	Z	
Factor de volumen del aceite	Bo	
Factor de volumen del gas	Bg	
Factor de volumen del agua	Bw	

Densidad del gas	ρ_g	[lb/ft ³]
Densidad del aceite	ρ_o	[lb/ft ³]
Viscosidad del gas	μ_g	[cp]
Viscosidad del aceite	μ_o	[cp]
Tensión superficial del aceite	τ_o	[dina/cm]
Velocidad superficial del liquido	v_{sl}	[ft/s]
Velocidad superficial del gas	v_{sg}	[ft/s]
Velocidad superficial de la mezcla	v_{sm}	[ft/s]
Velocidad real del liquido	v_l	[ft/s]
Velocidad real del gas	v_g	[ft/s]
Velocidad real de la mezcla	v_m	[ft/s]
Lambda	λ	
Colgamiento sin resbalamiento	Y_{ns}	
Colgamiento con resbalamiento	Y_m	
Número de Froude	N_{Fr}	
Número de Reynolds	N_{Re}	
Número de Weber	N_{We}	
Número de la velocidad	N_V	
Número de la viscosidad	N_μ	
Colgamiento	H_L	

RESUMEN

La producción de arena se define como la producción de sólidos junto con el fluido del yacimiento, la cantidad de éstos puede variar desde unos gramos por tonelada de fluido hasta cantidades catastróficas que pueden ocasionar el cierre definitivo del pozo productor.

Esta producción se inicia como consecuencia de los esfuerzos que actúan sobre las rocas de la formación, provocando rupturas por esfuerzos de corte (cizalladura), seguido por el flujo de los fluidos producidos que transportan la arena fragmentada hasta el pozo y que fluye hacia la superficie o se deposita en cualquier parte del sistema del pozo.

Otro problema asociado a la producción de arena, es la erosión. La inherente naturaleza variable de los procesos de erosión, hace que sea muy difícil en definitiva el desarrollo de mejoras prácticas, y de las recomendaciones que se aplican a todos los sistemas de tuberías de producción de hidrocarburos.

El objetivo primordial como Ingeniero Petrolero es la de maximizar la recuperación de los hidrocarburos con la menor inversión económica. Para maximizar la recuperación y minimizar sus costos, es muy importante reducir la recuperación de los no hidrocarburos, entre los cuales se encuentran el agua (tanto inyectada como de formación), arena, sales diversas, residuos de TR, H₂S, etc.

Ante esta problemática, se propone este trabajo en el cual se realiza una investigación sobre la producción de arenas. El manejo de ésta, siempre requerirá una inversión ya sea por el equipo con sistemas de control de arena en el fondo del pozo al estrangulador, disminuyendo la producción, además de todo el daño que causa en la infraestructura, tanto del pozo como de las instalaciones superficiales.

El objetivo principal de este trabajo de investigación es la erosión debido al transporte de partículas sólidas, en particular de arenas. Una variedad de factores, incluyendo las condiciones de flujo, diseño de codos, propiedades y cargas de

arena, así como las características de los materiales de las tuberías, determinan la severidad de la erosión dentro de un sistema de tuberías.

El modelo propuesto consta de tres secciones diferentes. La primera considera un modelo de flujo multifásico, que en este caso se utilizó la correlación de Aziz, Govier y Fogarasi. En la segunda se utilizan correlaciones típicas para el cálculo de las propiedades físicas del aceite en cuestión (μ , ρ , B_o , R_s , etc...). Finalmente, se acopló un modelo en estado estacionario para determinar la velocidad de erosión, como función de la profundidad y la velocidad del fluido.

Se presenta un análisis detallado del efecto de las propiedades físicas del fluido, de la presión, de la temperatura, del gasto volumétrico sobre la velocidad de erosión que sufre la tubería por el arrastre de arena en el pozo productor.

INTRODUCCIÓN

En México, se han realizado operaciones de control de arena en campos del Terciario, ubicados principalmente en el Activo Integral Samaria-Luna de la Región Sur de PEMEX Exploración y Producción (PEP), en los cuales se ha utilizado la técnica de empaque de grava. Guía para terminación No. 14. PEMEX (2009).

También, en campos del Activo Integral Veracruz de la Región Norte de PEP, se han realizado tratamientos empleando la técnica del “Frac-pack” sin la utilización de cedazos, esto en formaciones con producción de aceite; cuando se trata de pozos de gas, se han introducido cedazos expandibles.

Shell utilizó el término de “Frac-pack”, a principios de 1960, para describir aquellas terminaciones de pozos realizadas en Alemania, que eran hidráulicamente fracturadas previo al empaque de grava. En la actualidad, la expresión fracturamiento y empaque (Frac-Packing) se refiere a tratamientos de fracturamiento, en los que se induce un arenamiento para controlar la longitud de la fractura. Estos tratamientos crean fracturas cortas y anchas y empacan grava detrás de los filtros (cedazos), todo en una sola operación. (Ali Syed et al. 2002).

En la **figura 1**, se esquematiza el estado de esfuerzos a los que está sometida la formación, al momento en que se pone a producir el pozo. Este estado cambia por el efecto de la caída de presión entre la presión de formación y la presión de fondo fluyendo; si ésta es mayor a la resistencia compresiva de la roca, se iniciará la producción de arena de la formación hacia el pozo.

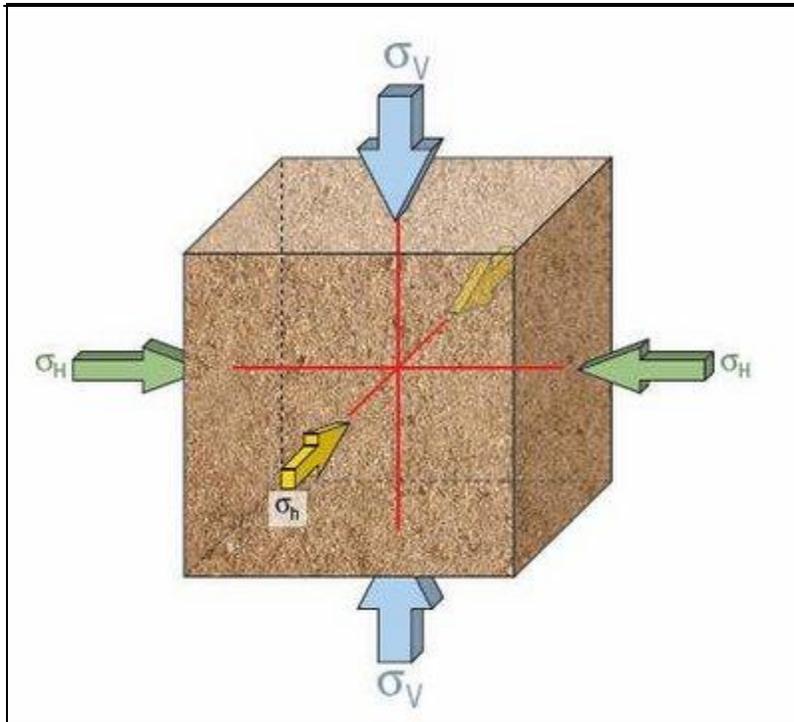


Figura 1. Representación esquemática de los esfuerzos.

Como se ha mencionado anteriormente, la erosión es un proceso complejo que depende de numerosos factores y puede afectar significativamente la explotación del pozo. Esto conduce a escenarios en los cuales altas relaciones de erosión ocurren en un sistema de producción, pero pequeñas erosiones en otros sistemas similares, aparentemente. Es difícil la detección de este problema a medida que avanza; los métodos empleados para la detección rara vez tienen una buena medición de las condiciones internas de la tubería en los sistemas.

La erosión en tuberías que transportan hidrocarburos, ha sido reconocida desde hace tiempo como un problema importante en la industria petrolera. La inherente naturaleza variable de los procesos de erosión, hace que sea muy difícil el desarrollo de mejoras prácticas y recomendaciones que se podrían aplicar a todos los sistemas de producción de petróleo.

La erosión es causada por la entrada de partículas de arena dentro de un sistema de tuberías. Cuando la arena se presenta dentro del transporte de fluidos, hay un riesgo de erosión, particularmente en las válvulas, estranguladores, uniones T, y

codos, donde el flujo es sometido a un cambio de dirección. La erosión reduce la vida de servicio de estos componentes, lo cual puede conducir a la falla del equipo. Consecuentemente, la capacidad para predecir lo mejor posible su ocurrencia, es de esencial importancia, particularmente para la industria petrolera.

El objetivo principal de esta investigación, es el desarrollo de un modelo matemático preliminar que ayude a determinar bajo qué condiciones se comportará el fenómeno de la erosión dentro de una tubería. Una variedad de factores, incluyendo las condiciones de flujo, accesorios de unión, propiedades y cargas de arena, así como las características de los materiales de las tuberías, determinan la severidad de la erosión.

Para estudiar este problema, el presente trabajo se ha estructurado de la siguiente forma: En el Capítulo 1, se describen los antecedentes de flujo multifásico, el arrastre de arena, y la erosión en tuberías por el transporte de arena. En el Capítulo 2, se hace la revisión y discusión de los principales trabajos encontrados en la literatura, referentes a la producción de arena, erosión y cómo afectan al sistema de tuberías y las conexiones debido al arrastre de partículas. En el Capítulo 3, se describe el modelo propuesto para calcular el daño por la erosión, debido al arrastre de partículas de arena dentro del flujo multifásico en las tuberías. En el Capítulo 4, se describen los casos de estudio. En el Capítulo 5, se analizan, discuten y comparan los resultados obtenidos con los presentados en la literatura. Finalmente, se dan las conclusiones que se obtienen de esta investigación.

CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES

Existe una importante cantidad de estudios disponibles en la literatura, sobre los problemas de erosión causados por las arenas dentro de un sistema de flujo en una sola fase. El Instituto Americano del Petróleo (API), introdujo el concepto de “velocidad erosional” en su práctica recomendada 14E. Diferentes investigadores han propuesto correlaciones empíricas como alternativa al API RP. La Dinámica Computacional de Fluido (CFD (Computational Fluid Dynamics)) demostró ser una herramienta efectiva para la predicción de la erosión. Otros estudios representativos fueron presentados por Forder (1998), Edwards (2000), Keating y Nesic (2000), Fan (2001), Lee (2002), Wood (2004), y Chen (2004).

El flujo dentro de los sistemas de tuberías ésta caracterizado por la existencia de un flujo secundario. Wang y Shirazi (2003), mostraron que la erosión máxima local tiende a decrecer a lo largo del radio del codo. Blanchard (1984), demostró experimentalmente que para la máxima erosión local el lodo es imperceptible al radio del codo y al tamaño de la partícula. Estudios recientes realizados por Nasr-El-Din y Shook (1987), y Mukhtar (1995), sobre cómo un flujo secundario redistribuye la capa de partículas dentro del flujo. Un interesante estudio realizado por Mishra (1998), mostró que el codo con una capa que diverge o converge, es más resistente a la erosión que un codo de mayor radio convencional. Esto puede ser resultado de las partículas sólidas que comienzan más uniformemente distribuidas dentro de la capa de divergencia-convergencia del segundo flujo y de la fuerza centrífuga. Sin embargo, el objetivo de este estudio es la erosión para arenas diluidas en flujo líquido ó gas. Xiao J. J., et al. (1990).

La capacidad de predecir la erosión por flujo multifásico es muy limitada. Los modelos de correlaciones disponibles, dentro de la literatura, incluye las correlaciones empírica de Bourgoyne (1989) para desviadores, el modelo empírico para codos de Salama y Venkatesh (2000), el alternativo de API RP 14E por Svedeman y Arnold (1993), el modelo de erosión semi-mecanístico de Jordan (1998) y el modelo semi-mecanístico para codos elaborado por McLaury y Shirazi

(1999). Estos modelos intentan cuantificar la erosión usando únicamente las velocidades superficiales y las propiedades de la mezcla del fluido. Sin embargo, es claro que los procesos de erosión están gobernados por las características de los diferentes patrones de flujo. El trabajo realizado por Mazunmder et al. (2004), incorporaron gotitas de líquido dentro del arrastre del flujo anular; en este modelo de tipo mecanístico para la determinación de la erosión; sin embargo, el efecto de asentamiento de la película de líquido para las partículas no fue considerado. Los estudios analíticos de líquido, gas y arenas para la erosión en el flujo de tres fases todavía no están disponibles dentro de la literatura. Xiao J. J., et al. (1990).

La producción de arena puede provocar tres tipos de problemas, principalmente:

1. Desgaste y corrosión del equipo de producción en el fondo del pozo y en la superficie.
2. Problemas con la estabilidad del agujero y la generación de cavidades las cuales en casos extremos pueden provocar el arenamiento y con esto el abandono del pozo. El colapso de tuberías también puede ser el resultado de una excesiva producción de arena.
3. La necesidad de manejar cantidades significativas de arena afecta al equipo y trae como consecuencia problemas ambientales, al desechar la arena sucia.

La contribución más importante para comprender la producción de arena fue realizada por Bratli y Risnes (1981) y por Bratli (1983). Ellos explicaron el flujo de un fluido intermitente y modelaron los esfuerzos alrededor de las cavidades dentro del pozo.

Identificaron dos tipos de falla: el primero se da por un excesivo esfuerzo de corte, considerando que el mejor parámetro que gobierna este tipo de inestabilidad es el abatimiento de presión (diferencia entre la presión de formación y la presión de fondo en el pozo), este tipo de inestabilidad se conoce como producción inestable de arena y no puede ser detenida por sí sola.

Este tipo de inestabilidad puede ser controlada reduciendo el diferencial de presión; esta disminución tiene una gran importancia económica, ya que se controla el gasto de producción. El objetivo principal de las técnicas de predicción es maximizar el diferencial de presión a la vez que se minimiza la producción de arena.

El segundo tipo es por un excesivo esfuerzo radial efectivo tensionante. Esto ocurre cuando el gradiente de presión de poro es más grande que el gradiente de esfuerzo radial total y el esfuerzo radial efectivo se vuelve tensionante. Este mecanismo es autoestabilizador ya que remueve la baja permeabilidad de la zona o puede agrandar la cavidad de los disparos, lo cual reducirá el gradiente de presión de poro en la pared del pozo.

El único problema operacional con la producción estable de arena, es que se puede dirigir la interacción de las perforaciones de los disparos con la formación de grandes cavidades detrás de la tubería.

Ambos mecanismos han sido identificados en pruebas de campo conocidas como pruebas de fallas de arena, donde progresivamente grandes caídas de presión son aplicadas hasta que se inicia la producción continua de arena.

Un tercer tipo es la migración de partículas finas, la cual corresponde al movimiento de pequeñas partículas arrastradas por el fluido a través del medio poroso. Se consideran varios factores como la velocidad del fluido, la viscosidad y la naturaleza del mismo, que tienen una influencia sobre el fenómeno. La producción de partículas finas es una práctica ordinariamente aceptada, excepto cuando provoca daños al equipo en el fondo del pozo; otra problemática vinculada con la producción de partículas finas es la creación de zonas con permeabilidad reducida, lo cual puede provocar una producción cíclica estable de arena.

La producción de arena constituye un problema serio en muchos yacimientos petroleros de todo el mundo. Puede afectar drásticamente los regímenes de producción, lo cual implica para los productores un costo de decenas de miles de millones de dólares por año en pérdidas.

1.1 Flujo Multifásico

El término de flujo multifásico, puede ser definido como el movimiento concurrente de líquido y gas libre dentro de las tuberías; esto ocurre dentro de situaciones tan diversas como procesos de plantas químicas, situaciones de poder geotérmico, reactores nucleares y en la industria petrolera. Chen Xianghui (2006).

El flujo de dos fases gas-líquido es ampliamente encontrado en las industrias petrolera, química, civil y nuclear. Brown (1977), encontró que en la industria petrolera, los problemas incluyen el cálculo del gasto, la pérdida de presión y el colgamiento del líquido dentro de la tubería para el flujo multifásico en el diseño de tubería, la recopilación y el diseño de sistemas de separación, el tamaño de las líneas de gas, el diseño de intercambiadores de calor y el diseño de líneas de condensado.

La característica más simple del flujo multifásico, es la distribución de fases, que es muy difícil de caracterizar y de predecir, debido a la existencia del movimiento turbulento en el límite de la frontera. Baldauff John et al. (2004). El flujo multifásico se divide en:

- Vertical
- Horizontal
- Inclinado
- Direccional

La existencia del flujo multifásico y los problemas asociados se reconocieron a partir de 1797. Numerosas correlaciones y ecuaciones se encuentran en la literatura para el estudio de flujo horizontal y flujo vertical. Pero las contribuciones más importantes se dieron por separado para cada tipo de flujo a partir de 1945. Dentro de la industria petrolera, las correlaciones de flujo multifásico se desarrollaron con el fin de generar datos de presión a lo largo de la tubería y de pozos productores, para seleccionar el tamaño correcto de la tubería para los nuevos pozos productores y de reinyección, además para designar la instalación

de sistemas artificiales por algunos datos posteriores. Un programa de simulación es normalmente requerido para representar el cálculo de las correlaciones de flujo multifásico. Ismail Issham (1992).

La presencia de un número infinito de estructuras de flujo, es la característica principal del flujo multifásico, el cual puede ser agrupado dentro de un número de patrones o regímenes de flujo.

Govier y Aziz (1972), observaron que el patrón de flujo dentro de la sección vertical, es generalmente asimétrica porque el efecto del factor gravitacional es paralelo en la dirección del flujo. Alves (1954), observó que el patrón de flujo dentro de la sección horizontal, exhibe una distribución no simétrica.

El régimen de flujo dentro de las tuberías desviadas se asemeja a lo encontrado en la sección vertical y horizontal. Generalmente, la sección con un ángulo grande de inclinación muestra un régimen de flujo similar al encontrado en la sección horizontal. Mientras que en un ángulo pequeño de inclinación se acerca a lo encontrado en la sección vertical de flujo multifásico.

El término de flujo multifásico, es usado para referirse a algunos fluidos que contienen más de una fase o componente. Uno podría clasificarlos de acuerdo al estado de las diferentes fases o componentes, por lo tanto, podemos referirnos a flujo de gas-sólido, líquido-sólido o gas-liquido. M. S. Xiaodong Zhao (2005).

Cuando el flujo de dos fases se produce en las tuberías, se crean diferentes patrones de flujo, que están en función del sistema de tuberías, de la velocidad relativa de los fluidos y de la inclinación de la tubería.

Existen grandes diferencias en el comportamiento del flujo, dentro de las tuberías horizontales, inclinadas y verticales. En tuberías horizontales, se producen tres patrones de flujo:

- El flujo segregado que se caracteriza por ser un flujo suave, donde los límites entre el gas y el líquido se dividen en forma laminar. Este tipo de flujo se divide en flujo segregado estratificado, flujo ondulado y flujo anular.

-
- El flujo intermitente consiste en conectar el flujo tapón, con el flujo transición que se produce cuando el líquido y el gas están bien mezclados.
 - A altas velocidades se puede producir el flujo espuma, consiste en la distribución del flujo burbuja y el flujo niebla.

La medición exacta del flujo multifásico en pozos sumamente desviados y horizontales ha sido una tarea difícil. La nueva tendencia para comprender y diagnosticar estos patrones de flujo consiste en combinar el diseño de materiales, la metodología de interpretación y la visualización de datos.

En los pozos verticales o casi verticales, el comportamiento de fluidos es relativamente simple y los sensores convencionales de los registros de producción son razonablemente precisos para medir los parámetros del flujo del fluido zona por zona. La situación es bastante diferente en pozos horizontales o altamente desviados donde el uso de registros de producción para estimar la entrada de fluidos y contribución de cada una de las fases provenientes de cada zona ha significado un reto mayor.

En laboratorios de flujo multifásico, se han desarrollado pruebas para varios tamaños de tuberías y desviaciones, las cuales han revelado características y patrones de flujo incluyendo el flujo estratificado, flujo bache, flujo tapón, flujo burbujas y flujo anular, en la **figura 1.1**, se muestran estos tipos de flujo.

Los factores que influyen en los patrones de flujo incluyen la desviación del pozo y la proporción de cada fase; las diferencias relativas en las densidades de las fases, la viscosidad de cada fase y la velocidad promedio.

En la **figura 1.1**, se muestra un sistema líquido-gas, cuando las pequeñas burbujas de gas están uniformemente distribuidas, el régimen de flujo se denomina flujo con burbujas dispersas. Cuando algunas de estas burbujas se unen para formar burbujas más grandes se forma un flujo tapón o bache. El flujo anular se caracteriza por el flujo de gas a altas velocidades en el centro del pozo con el fluido confinado a una fina película en las paredes del pozo. El flujo estratificado ocurre en pozos horizontales cuando dos o más fases se separan

debido a una diferencia de densidades. El flujo ondulante es el resultado de sistemas estratificados cuando se produce interferencia entre las dos fases viajando a diferentes velocidades.

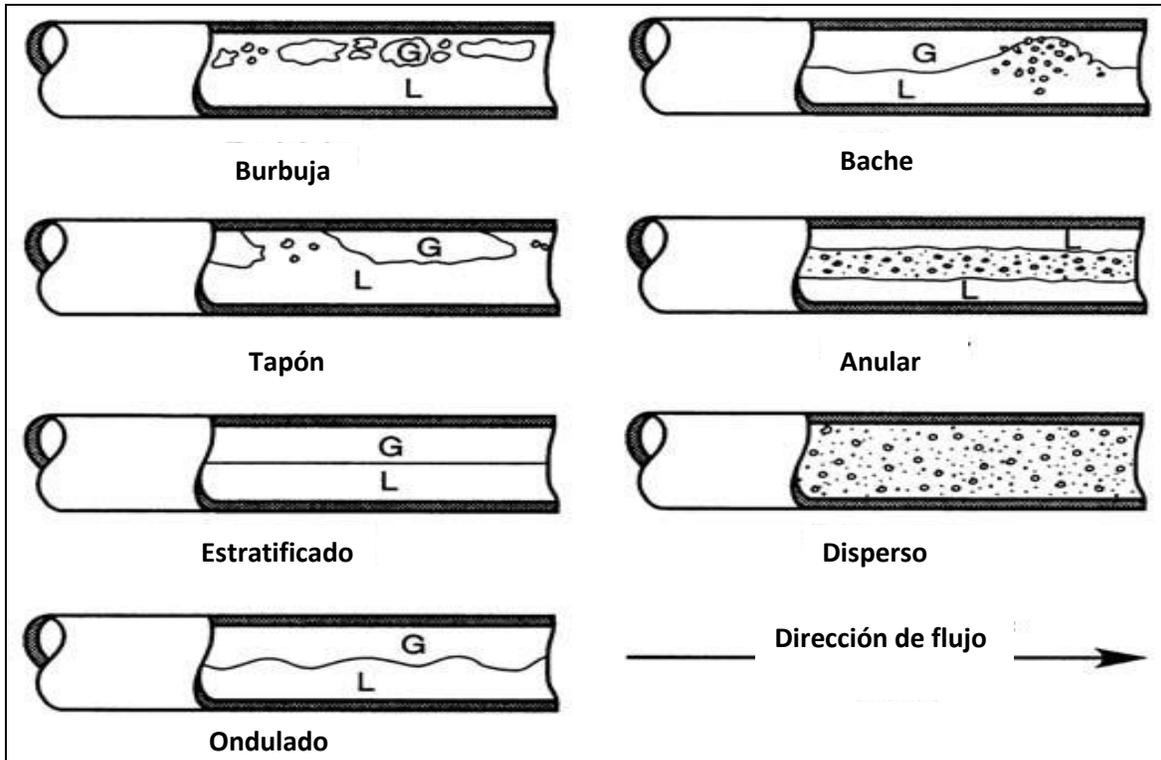


Figura 1.1. Patrones de flujo multifásico en flujo horizontal.

Existen tres caminos para explorar los modelos de flujo multifásico:

1. Experimentalmente.
2. Teóricamente, usando ecuaciones matemáticas y modelos para el flujo.
3. Computacionalmente, utilizando el poder y tamaño de las capacidades de las computadoras modernas.

El cálculo de la caída de presión para flujo multifásico, dentro de las tuberías verticales es un problema complejo debido a la presencia de gas libre y un líquido que puede ser aceite y/o agua. Ismail Issham (1992).

La generalización de las correlaciones de flujo multifásico como la modificada por Hagedorn y Brown (1965), Duns y Ros (1963), Orkiszewski (1967), Beggs y Brill (1973) y otros, requiere de una identificación de los patrones de flujo, estos

autores coinciden en la clasificación de estos patrones de flujo, en la figura 1.2, se muestra esta clasificación:

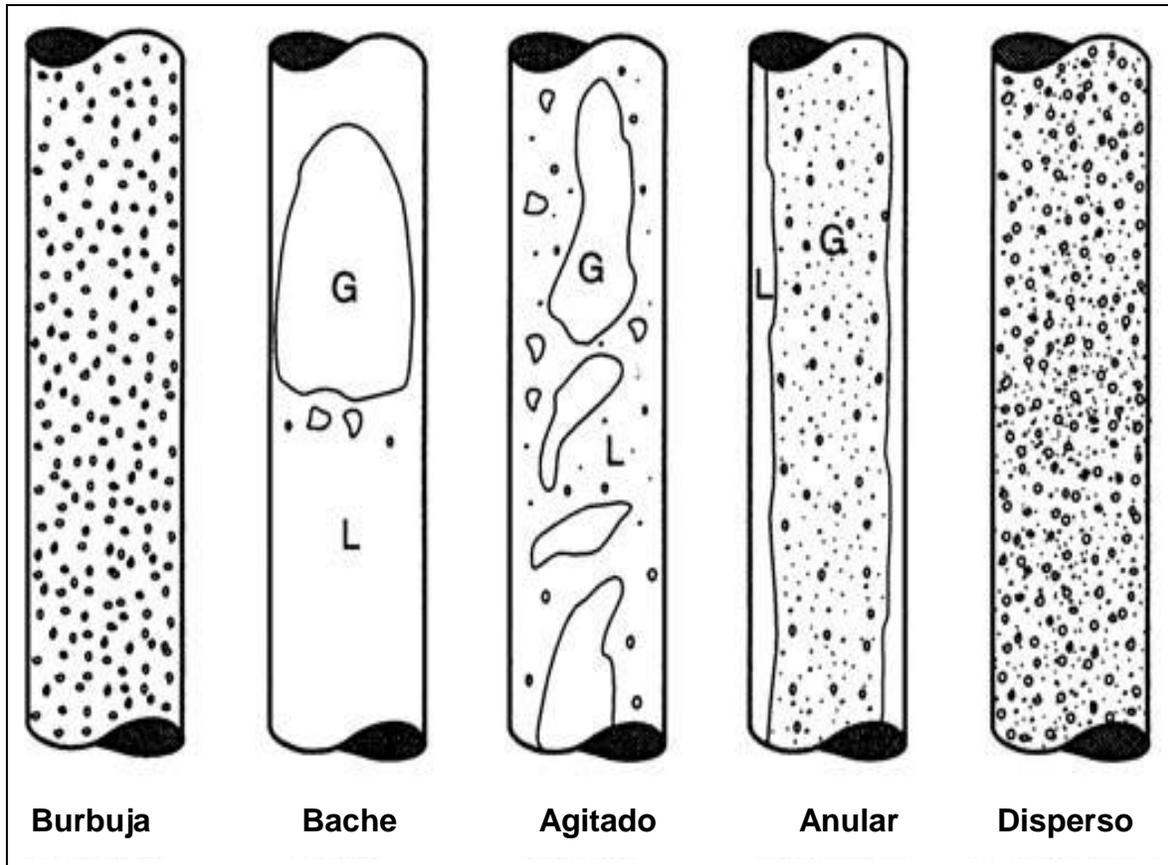


Figura 1.2. Patrones de Flujo Multifásico en flujo vertical.

Todas las correlaciones generalizadas de flujo multifásico utilizan la ecuación (1.1), de caída de presión total, la cual comprende tres términos importantes, es decir, el gradiente de presión hidrostático, el gradiente de presión por fricción, y el gradiente de presión por aceleración. En la relación como se muestra en la ecuación (1.1), el efecto de la reacción química entre las fases es despreciada. Sin embargo, factores como la viscosidad, la densidad, etc., están incluidos.

$$\left(\frac{dp}{dh}\right)_T = \left(\frac{dp}{dh}\right)_e + \left(\frac{dp}{dh}\right)_f + \left(\frac{dp}{dh}\right)_a \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde: $\left(\frac{dp}{dh}\right)_T$ es el gradiente de presión total, $\left(\frac{dp}{dh}\right)_e$ es el gradiente de presión hidrostático, $\left(\frac{dp}{dh}\right)_f$ es el gradiente de presión por fricción, $\left(\frac{dp}{dh}\right)_a$ es el gradiente de presión por aceleración.

Las cuatro correlaciones mencionadas anteriormente fueron desarrolladas ya sea con una amplia base de datos experimentales o datos de campo o con poca o ninguna atención a lo que se refiere al flujo mecánico. Consecuentemente, se puede hacer extrapolación para diferentes condiciones de flujo llegando a ser inexacta porque tal correlación es usualmente influenciada por el campo o por las condiciones experimentales y tipo del sistema de fluido. Sin embargo, se debe prestar especial atención al método propuesto por Aziz, Govier y Fogarasi, (1972), porque se encontró que su método toma en consideración el fenómeno de modelos de tipo mecánico, por lo que, las correlaciones pueden ser diferentes propuestas para diferentes patrones de flujo.

Los modelos mecánicos tratan de determinar y modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio. Un postulado fundamental en el modelado mecánico del flujo bifásico a través de una tubería, es la existencia de varias configuraciones especiales de las fases o de los patrones de flujo. Primero se determina el patrón de flujo existente para las condiciones dadas, luego se formulan modelos hidrodinámicos separados para cada uno de los posibles patrones de flujo.

Los patrones de flujo para un flujo vertical de una mezcla de flujo gas-líquido se esquematiza en la **figura 1.3**, haciendo énfasis en la necesidad de proponer un patrón de flujo para su identificación Aziz, Govier y Fogarasi, (1972). Por lo tanto, Si los patrones de flujo no pueden ser determinados, el cálculo de la caída de presión podría ser erróneo.

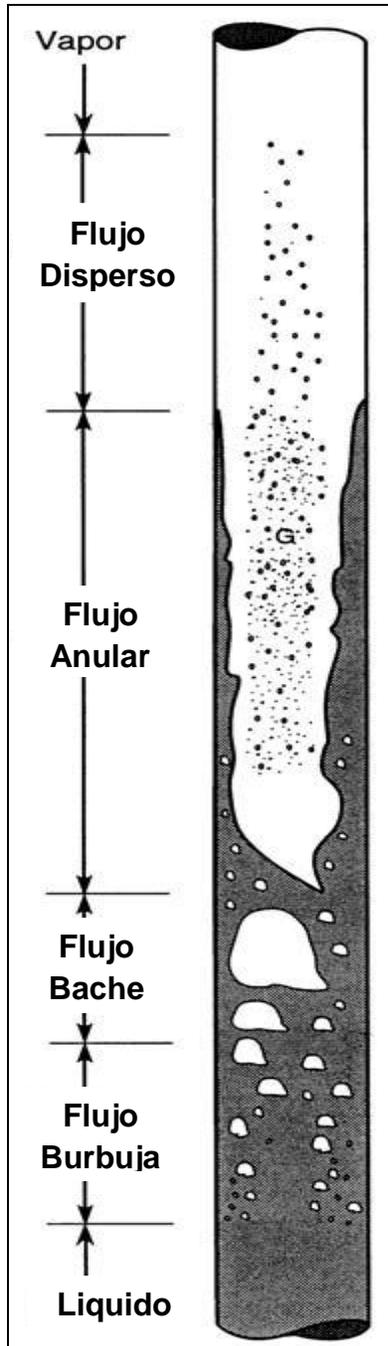


Figura 1.3. Patrón de flujo típico para un flujo vertical de una mezcla Gas-Líquido (Aziz, Govier and Fogarasi, 1972)

Los efectos y la influencia de las condiciones de la producción de arena dentro del flujo multifásico, puede ser significativa, debido a que tiende a incrementar la movilidad de los finos que son mojados por agua, y esto aparentemente crea disturbios o perturbaciones debido al movimiento de interfaces múltiples a través

de la estructura del poro. Estos disturbios resultan en un excesivo movimiento de los finos de la formación, taponando con esto al empacador o en un sustancial incremento de tamaños de grava/arena es amplia.

Cabe mencionar también que Penberthy (1996), realizó pruebas de flujo para analizar el comportamiento de las arenas, en los resultados de su prueba entre otras cosa obtuvo que existe una pequeña diferencia entre flujo bifásico agua/aceite y agua/gas respecto a la permeabilidad afectada por el arenamiento, aunque el porcentaje de producción de arena puede ser similar. Dichos resultados implican que los efectos del flujo multifásico pueden causar taponamientos permanentes y además una excesiva producción de arena, si no se emplea la grava apropiada.

Las primeras aproximaciones para predecir los patrones de flujo, fueron hechas empíricamente. La determinación de estos patrones de flujo fue llevada a cabo por observaciones visuales principalmente, con los datos obtenidos se construyeron mapas en dos dimensiones y luego se determinaron los límites de transición entre los diferentes patrones de flujo. En la mayoría de los casos, las coordenadas fueron escogidas arbitrariamente dentro de las bases físicas y así cada mapa es confiable sólo en el rango de condiciones similares a los cuales los datos fueron adquiridos, y la ampliación para otras condiciones de flujo es incierta. Xiao J. J. (1990).

Varios investigadores han tratado de generalizar la validez de sus mapas de patrones de flujo escogiendo coordenadas o factores de corrección para las propiedades físicas de los fluidos. Un ejemplo de un mapa de patrón de flujo con factor de corrección para propiedades físicas es el de Govier y Aziz (1972), desarrollado para flujo vertical. Coordenadas adimensionales se han utilizado como en el mapa de Griffith y Wallis (1961). Ellos demostraron que la transición para flujo bache a flujo anular es gobernada por dos grupos adimensionales.

Baker (1954), ha sido el pionero en esta área y es probablemente uno de los más duraderos. Los modelos unificados aplicados a todos los ángulos de inclinación

también se han presentado y se han basado en los mecanismos físicos, los cuales determinan la transición entre los diferentes patrones de flujo. Una vez que el mecanismo de transición se ha definido, se desarrolla un modelo teórico y expresiones analíticas para los límites de transición. Estos modelos incorporan el efecto de variables de entrada, tales como los gastos de líquido y de gas (parámetros operacionales) y las propiedades físicas de los fluidos; por lo tanto, la predicción de los patrones de flujo bajo diferentes condiciones de flujo pueden ser llevadas a cabo en una manera más confiable. Un ejemplo de estos modelos mecanísticos es el de Taitel and Dukler (1976) y el de Taitel et al. (1980).

El mapa de patrón de flujo generalizado de Taitel and Dukler (1976), presenta cuatro coordenadas adimensionales, que se basan en el fenómeno físico y el mecanismo de flujo de los límites de transición. Bernea et al. (1982 y 1985), ampliaron el modelo a otros ángulos de inclinación. Luego combinaron todos los trabajos existentes y Bernea (1987) construyó un modelo unificado para el rango completo de ángulos de tuberías, el cual al igual que Taitel and Duker (1976), se basaba en la determinación de los patrones de flujo.

Gould et al. (1974), publicaron mapas de patrones de flujo, para flujos vertical, horizontal e inclinados a 45°. Concluyeron que la localización de los límites de transición para el flujo burbuja y para el flujo anular no tenía una variación significativa con la inclinación.

Se encontró que pequeñas inclinaciones desde la horizontal tiene un mayor efecto en la transición de flujo tapón a flujo anular. La transición de flujo tapón a flujo anular es muy sensible con respecto al ángulo de inclinación.

En resumen, las desviaciones pequeñas desde la horizontal tienen efectos profundos en los mapas de patrones de flujo, mientras que desviaciones pequeñas desde la vertical tienen efectos en el patrón de flujo. A grandes ángulos desde la vertical se observan cambios importantes.

El término patrón de flujo, se refiere a la configuración geométrica de las fases gas y líquido en la tubería. El estudio del flujo simultáneo de gas y de líquido a través

de un conducto es una de las combinaciones de flujo bifásico más complejas que existen. Esto es debido esencialmente a la gran diversidad de configuraciones relacionadas con la distribución espacial de ambas fases en la tubería y a la compresibilidad de la fase gaseosa. Estas configuraciones espaciales son conocidas como patrones de flujo. M. S. Xiaodong Zhao (2005).

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico depende de las siguientes variables:

- Variables operacionales, es decir los gastos o velocidades superficiales de ambas fases.
- Variables geométricas, incluyendo el diámetro de la tubería y el ángulo de inclinación.
- Propiedades físicas de las fases.

La determinación de los patrones de flujo, es un problema central en el análisis del flujo bifásico. Además, todas las variables de diseño del flujo dependen enormemente de la existencia del patrón de flujo. Durante mucho tiempo parte del problema ha radicado en el desacuerdo por parte de los investigadores, para clasificar y describir de manera precisa los diferentes patrones de flujo, dada la naturaleza un tanto subjetiva de esta tarea.

Shoham (1982), clasificó y describió los patrones de flujo de manera fundamental, utilizando datos experimentales obtenidos sobre un rango completo de ángulo de inclinación, abarcando los flujos ascendente y descendente.

Durante los últimos 30 años se ha realizado un gran número de investigaciones en el campo de flujo bifásico motivadas principalmente por la necesidad de tener un diseño confiable. Por consiguiente, es indispensable determinar parámetros tales como el gradiente de presión la fracción volumétrica del líquido con desplazamiento “liquid holdup” y el patrón de flujo existente durante el flujo bifásico de gas y líquido en tuberías a fin de diseñar correctamente los equipos que operen con este flujo. El enfoque tradicional para resolver el problema se ha conducido

para realizar experimentos y desarrollar correlaciones empíricas. A través de estas correlaciones se ha contribuido significativamente al diseño del sistema de flujo bifásico, los cuales no consideran los fenómenos físicos.

Desde mediados de los años 70's se han realizados progresos significativos en esta área. Los modelos se han desarrollado para predecir los patrones de flujo. Los modelos propuestos se han caracterizado por separado para cada patrón de flujo.

Brill (1987), observó que la interface entre el gas y el líquido es más simple en el flujo burbuja y el flujo anular que en el flujo tapón y el flujo transición. El flujo burbuja usualmente se aproxima a un flujo de una sola fase, se asume que es un flujo homogéneo. El flujo anular se aproxima a un flujo de dos fases pero con una interface cíclica uniforme. La interface del flujo tapón y del flujo bache es mucho más irregular lo que hace difícil hacer una cuantificación descriptiva. Sin embargo, el patrón de flujo más importante es el flujo tapón y el flujo bache ya que tendrán lugar durante la gran mayoría del flujo multifásico en los pozos. Aunque la base es de prevenir el flujo tapón como la combinación del flujo burbuja y el flujo anular. Para este método deben ser usados varias correlaciones para estimar la geometría de la burbuja de Taylor y la velocidad de la burbuja de traslación. La metodología actual para el modelado del flujo multifásico caen en tres categorías: correlaciones empíricas, modelos mecanísticos y modelos numéricos.

La correlación empírica desarrolla una relación simplificada entre los parámetros importantes que deben ser evaluados por los datos experimentales. Estas correlaciones no toman en cuenta muchos detalles y se comportan como una caja negra, aunque a veces un deslizamiento de los regímenes de flujo es considerado. Ello puede rendir excelentes resultados pero solamente limitando algunas condiciones como las experimentales. Ofrecen un método eficaz para evaluar características asociadas con este flujo; tanto es así que algunas correlaciones desarrolladas en la década de los 40's todavía son una herramienta de cálculo usada en la industria petrolera mundial, incluso en actuales paquetes de

simulación. Entre las correlaciones empíricas se encuentran las desarrolladas por Lockhart y Martinelli (1949); Dukler et al. (1964) y Beggs y Brill (1973), entre otras.

De acuerdo con Taitel (1995), los modelos mecanísticos consideran los procesos más importantes y desprecian otros efectos menos importantes que puedan complicar la descripción del fenómeno, pero el resultado no es tan preciso. Intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando principios fundamentales, como el de conservación de la masa, la cantidad de movimiento lineal de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades y velocidades de los fluidos. Entre estos modelos se destacan los realizados por Ansari et al. (1994) y Gómez et al. (2000).

Los modelos numéricos introducen las ecuaciones multidimensionales de Navier-Stokes al flujo multifásico. Más información detallada puede ser obtenida a partir de los modelos numéricos tales como la distribución multidimensional de fases, la transición del patrón de flujo dinámico y los efectos turbulentos. La división de estos enfoques no siempre está claramente definida y la definición puede depender de la terminología específica de un área determinada. Algunas correlaciones empíricas consideran el efecto de resbalamiento y el patrón de flujo, que son el fenómeno más importante dentro del flujo multifásico. Por otra parte, tanto los modelos mecanísticos como los modelos numéricos utilizan algunas consideraciones sobre la base de correlaciones debido a las limitaciones del conocimiento actual.

En la actualidad, muchos de estos modelos forman parte de diferentes simuladores comerciales; esto se hace necesario un criterio que indique bajo qué condiciones de operación o patrón de flujo es conveniente utilizar algún tipo de modelo, específicamente en el caso de flujo bifásico, vertical y ascendente. Algunos estudios similares, pero enfocados a flujo bifásico de gas y líquido en tuberías horizontales. García (2004) y García et al. (2007), han demostrado que ciertos modelos mecanísticos presentan errores porcentuales absolutos promedio muy elevados, en algunos casos superiores al 100%, en situaciones donde los

modelos numéricos tienen una precisión bastante buena. Sin embargo, en flujo bifásico de gas y de líquido en tuberías verticales el desempeño de los modelos mecanísticos mejora significativamente, (Cravino y Pérez (2007)).

El flujo burbuja, se presenta a gastos de líquidos altos, ocasionalmente la fase líquida fluye como una fase continua y la fase gaseosa como una fase discontinua en forma de burbujas dispersas. Las condiciones de transición para este patrón de flujo se dan ya sea para cuando las burbujas de gas puedan fluir suspendidas en el líquido o cuando las burbujas alargadas, las cuales fluyen en la parte superior de la tubería, son incorporadas a la fase líquida en forma de pequeñas burbujas, cuando esto ocurre, la mayor parte de las burbujas de gas se dispersan más uniformemente en toda el área transversal de la tubería. Bajo estas condiciones de flujo burbuja, debido a los altos gastos de líquido, las dos fases se mueven aproximadamente a la misma velocidad y el flujo puede ser considerado como un flujo homogéneo. Carroll J. A. (1990).

En este patrón de flujo, se asume que el flujo es homogéneo, con esta suposición el flujo se simplifica a un pseudo flujo monofásico. Para obtener el gradiente de presión debido a la densidad del fluido dentro del Régimen de flujo Burbuja, Aziz, definió al colgamiento del líquido (H_L) como:

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{v_{bf}} \dots\dots\dots (1.2)$$

Donde: v_{sg} es la velocidad del gas (ft/s), v_{bf} es la velocidad de burbuja absoluta (ft/s) y se cual se calcula de la siguiente manera:

$$v_{bf} = (1.2v_m) + v_{bs} \dots\dots\dots (1.3)$$

Donde: v_m es la velocidad de la mezcla (ft/s), v_{bs} es el aumento de la velocidad de burbuja (ft/s) y se calcula de la siguiente manera:

$$v_{bs} = 1.41 \left(\frac{\sigma_{lg}(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right)^{1/4} \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde: σ_l es la tensión superficial del líquido (dina/cm), g es el factor de aceleración, ρ_l es la densidad del líquido (lb/ft³) y ρ_g es la densidad del gas (lb/ft³).

La componente de la carga hidrostática del gradiente de presión total está dado por:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{HH} = \frac{g}{g_c} (\rho_l H_l + \rho_g H_g) \dots\dots\dots (1.5)$$

Donde: $\left(\frac{g}{g_c}\right)$ es la constante gravitacional ($\frac{g}{g_c} = 1$), ρ_l y ρ_g representa la densidad del líquido y del gas (lb/ft³), H_l y H_g son el colgamiento para el líquido y el gas.

El gradiente de presión por fricción $\left(\frac{dp}{dh}\right)_f$, se obtiene de la siguiente manera y para determinar la componente del factor de fricción (f_m), ellos proponen utilizar el diagrama de Moody:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_F = \frac{f_m Y_s v_m^2}{2 g_c D} \dots\dots\dots (1.6)$$

Donde: f_m es el factor de fricción de la mezcla, Y_s es la densidad con resbalamiento (lb/ft³), v_m es la velocidad de la mezcla (ft/s), g_c es la constante gravitacional ($g_c = 32.2$) y D es el diámetro de la tubería (pg).

Donde el factor de fricción se obtiene del diagrama de Moody utilizando el número de Reynolds (R_e):

$$R_e = \frac{\rho_l v_m D}{\mu_l} \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde: ρ_l es la densidad del líquido (lb/ft³), v_m es la velocidad de la mezcla (ft/s), D es el diámetro de la tubería (pg), μ_l es la viscosidad del líquido (cp).

La componente de la aceleración se considera despreciable para el régimen de flujo Burbuja. Por eso, el gradiente de presión total para el régimen de flujo burbuja esta dado por:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_B = \left(\frac{dP}{dz}\right)_H + \left(\frac{dP}{dz}\right)_F \dots\dots\dots (1.8)$$

Donde: $\left(\frac{dP}{dz}\right)_B$ es el gradiente de presión total para el régimen de flujo burbuja (lb/ft), $\left(\frac{dP}{dz}\right)_H$ es el gradiente de presión por elevación (lb/ft) y $\left(\frac{dP}{dz}\right)_F$ es el gradiente de presión por fricción (lb/ft).

El flujo tapón, se caracteriza por el flujo alternado de líquido y gas, fluyendo sucesivamente tapones o baches de líquido ocupando completamente el área transversal de la tubería, separado por bolsas o burbujas de gas, el cual contiene una capa estratificada de líquido que a su vez se desplaza en el fondo de la tubería.

Este tipo de flujo es consecuencia de la inestabilidad hidrodinámica de una interface estratificada liquido-gas bajo ciertas condiciones donde el mecanismo de flujo consiste de una película de líquido que fluye a lo largo del fondo de la tubería a una velocidad menor que la del bache, el cual crece al arrastrar líquido de la película en su parte delantera, pero a la vez va perdiendo líquido por su parte trasera en una misma proporción, para el caso, las velocidades de burbuja de gas y líquido son esencialmente idénticas. Carroll J. A. (1990).

El líquido en la parte del bache puede ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas hacia el frente del bache y en la parte superior de la tubería. El patrón de flujo alargado es considerado como el caso limite del flujo bache, cuando el bache del líquido está libre de burbujas, lo cual ocurre a gastos de gas relativamente bajos cuando el flujo es menos turbulento. A altos gastos de gas, donde el flujo en el frente del bache está en forma de un remolino (debido al recogimiento del movimiento lento de la película) se denomina flujo bache o tapón.

La componente de la densidad dentro del flujo tapón utiliza la misma definición para el colgamiento del líquido y v_{bf} empleados en el régimen burbuja, sin embargo v_{bs} es definido como:

$$v_{bs} = C \left(\frac{gD(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (1.9)$$

Donde: v_{bs} es el aumento de la velocidad de burbuja para el flujo tapón, C es una constante, g es la constante de gravitacional ($g = 32.2$), D es el diámetro de la tubería, ρ_l y ρ_g representan la densidad del líquido y del gas (lb/ft^3) respectivamente.

El valor de C se obtiene de la siguiente forma:

$$C = 0.345 [1 - \exp(-0.029N_v)] \left[1 - \exp\left(\frac{3.37 - N_E}{m}\right) \right] \dots\dots\dots (1.10)$$

Donde: N_v es el número de la velocidad, m es una constante y su cálculo se muestra en la tabla 1.1.

$$N_E = \frac{gD(\rho_l - \rho_g)}{\sigma_l} \dots\dots\dots (1.11)$$

$$N_v = \frac{(gD^3 \rho_l (\rho_l - \rho_g))^{1/2}}{\mu_l} \dots\dots\dots (1.12)$$

Donde: g es la constante gravitacional, D es el diámetro de la tubería (pg), ρ_l y ρ_g representan la densidad del líquido y del gas (lb/ft^3) respectivamente, σ_l es la tensión superficial del líquido (dina/cm) y μ_l es la viscosidad del líquido (cp).

Donde **m** es calculado de la siguiente manera como se muestra en la tabla 1.1:

N_v	m
≤ 18	25
$18 < N_v < 250$	$69(N_v)^{-0.35}$
$250 \leq N_v$	10

Tabla 1.1. Muestra los valores de N_v y m.

Habiendo obtenido el colgamiento del líquido, la componente de la carga hidrostática del gradiente de presión total es:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{HH} = \frac{g}{g_c} (\rho_l H_l + \rho_g H_g) \dots\dots\dots (1.13)$$

Donde las variables se describen en la ecuación 1.5.

La componente de la fricción dentro del flujo tapón es evaluada como:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_F = \frac{f_m \rho_l H_l v_m^2}{2 g_c D} \dots\dots\dots (1.14)$$

Donde las variables se mencionan en la ecuación 1.6.

Donde la fricción de Moody se obtiene utilizando también el número de Reynolds:

$$R_e = \frac{\rho_l v_m D}{\mu_l} \dots\dots\dots (1.15)$$

Donde las variables se observan en la ecuación 1.7

Como en el régimen de flujo burbuja, la componente en la aceleración es considerada despreciable dentro del régimen tapón. Por lo tanto, el gradiente de presión total para el régimen de flujo Tapón esta dado por:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_T = \left(\frac{dP}{dz}\right)_{HH} + \left(\frac{dP}{dz}\right)_F \dots\dots\dots (1.16)$$

Donde las variables se describen en la ecuación 1.8.

El flujo anular-niebla, se presenta a muy altos gastos de flujo de gas. La fase gaseosa fluye como un núcleo a alta velocidad, el cual puede llevar gotas de líquido atrapadas. La fase líquida fluye como una película delgada pegada a la pared interna de la tubería, generalmente esta película es más gruesa en el fondo que en la parte superior de la tubería, dependiendo de la magnitud relativa de los gastos de flujo de gas y líquido. A gastos de gas relativamente bajos, la mayor parte del líquido fluye sobre el fondo de la tubería presentándose ondas inestables que ocasionalmente alcanzan la parte superior de la tubería. Estas condiciones son muy cercanas a las cuales ocurre la transición de flujo anular a estratificado

con ondas o a intermitente y se clasifica como un subtipo del flujo anular llamado flujo anular con ondas. Carroll J. A. (1990).

Para el modelado del régimen anular-niebla, utilizando el procedimiento desarrollado por Duns and Ros, el cual supone que la elevada velocidad del gas de la región Anular-Niebla no podría permitir que ocurriera el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla utilizada para calcular la densidad de los componentes es por lo tanto la densidad de no resbalamiento, ρ_{ns} la expresión para la densidad de esta componente es:

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{HH} = \frac{g}{g_c} (\rho_l \lambda_l + \rho_g \lambda_g) \dots\dots\dots (1.17)$$

Donde: $\left(\frac{g}{g_c}\right)$ es la constante gravitacional ($\frac{g}{g_c} = 1$), ρ_l y ρ_g representa la densidad del líquido y del gas (lb/ft³), λ_l y λ_g son el colgamiento para el líquido y el gas.

La componente de la fricción para la región de flujo anular-niebla se basa solamente sobre la fase de gas y está dada por:

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_F = \frac{f_m \rho_g v_{sg}^2}{2g_c D} \dots\dots\dots (1.18)$$

Donde las variables se describen en la ecuación 1.6.

Donde el factor de fricción de Moody está basado en el número de Reynolds del gas:

$$R_e = \frac{\rho_g v_{sg} D}{\mu_g} \dots\dots\dots (1.19)$$

Donde: ρ_g es la densidad del gas (lb/ft³), v_{sg} es la velocidad superficial del gas (ft/s), D es el diámetro de la tubería (pg), μ_g es la viscosidad del gas (cp).

Duns and Ros dieron un tratamiento especial, de manera que la rugosidad relativa fue determinada. Ellos descubrieron que la rugosidad de la tubería era alterada

por la delgada capa del líquido sobre las paredes de la tubería. Dos variables son utilizadas para caracterizar este efecto. La primera es el número de Weber (N_{WE}):

$$N_{WE} = \frac{\rho_g v_{sg}^2 \varepsilon}{\sigma_l} \dots\dots\dots (1.20)$$

Donde: ρ_g es la densidad del gas (lb/ft³), v_{sg} es la velocidad superficial del gas (ft/s), ε es la rugosidad (pg) y σ_l es la tensión superficial del líquido.

Y la segunda se basa en el número de la viscosidad del líquido (N_μ):

$$N_\mu = \frac{\mu_l}{\rho_g \sigma_l \varepsilon} \dots\dots\dots (1.21)$$

Donde: μ_l es la viscosidad del líquido (cp), ρ_g es la densidad del gas (lb/ft³), σ_l es la tensión superficial del líquido y ε es la rugosidad (pg).

Duns and Ros proponen la siguiente relación al modelado de la rugosidad relativa:

$N_{WE} N_\mu \leq 0.005$	$\frac{\varepsilon}{D} = \frac{0.0749 \sigma_l}{\rho_g v_{sg}^2 D}$
$N_{WE} N_\mu > 0.005$	$\frac{\varepsilon}{D} = \frac{0.0749 \sigma_l}{\rho_g v_{sg}^2 D} (N_{WE} N_\mu)^{0.302}$

Tabla 1.2. Muestra el cálculo de la rugosidad relativa.

El valor de la rugosidad relativa se limita a no ser menor que la rugosidad relativa real de la tubería y no será mayor que 0.5.

Para valores de la rugosidad relativa mayores que 0.05, los límites del diagrama de Moody son aproximados. Duns and Ros, propusieron la siguiente relación para el factor de fricción (f_m) de Moody, para valores de rugosidad relativa mayores que 0.05:

$$f_m = 4 \left[\frac{1}{\left(4 \log\left(0.27 \frac{\varepsilon}{D}\right)\right)^2} + 0.067 \left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{1.73} \right] \dots\dots\dots (1.22)$$

Donde: D es el diámetro de la tubería (pg) y ε es la rugosidad (pg).

Podemos dar cuenta de la componente de aceleración por la definición de la energía cinética (E_k) como:

$$E_K = \frac{v_m v_{sg} \rho_{ns}}{g_c P} \dots\dots\dots (1.23)$$

Donde: v_m es la velocidad de la mezcla (ft/s), v_{sg} es la velocidad superficial del gas (ft/s), ρ_{ns} es el colgamiento sin resbalamiento (lbm/ft³), g_c es la constante gravitacional, y P es la presión (lb/pg²).

El gradiente de presión total para el flujo anular-niebla está dado por:

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_N = \frac{\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{HH} + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_F}{1 - E_K} \dots\dots\dots (1.24)$$

Como se mencionó, el término del tratamiento de la energía cinética dentro de este modelo requiere el cuidado como el término de la energía cinética acercándose a uno.

El flujo transición, se presenta relativamente a bajos gastos de gas y líquido, para el cual las dos fases son separadas por efecto de la gravedad, donde el líquido fluye en el fondo de la tubería y el gas en la parte superior. Carroll J. A. (1990).

El régimen de flujo transición es, como su nombre lo indica, una región de transición entre el régimen flujo tapón y la región de flujo anular-niebla. Cuando el flujo ocurre dentro de la región de transición, el gradiente de presión es obtenido mediante la realización de una interpolación lineal entre las regiones de tapón y anular-niebla, como lo sugiere Duns and Ros (1963). La interpolación es realizada de la siguiente manera:

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{Trans} = \left(\frac{N_3 - N_X}{N_3 - N_2}\right) \left(\frac{dP}{dZ}\right)_T + \left(\frac{N_X - N_2}{N_3 - N_2}\right) \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{A-N} \dots\dots\dots (1.25)$$

Donde: N_x , N_2 , N_3 son parámetros que determinaron Azis, Govier and Fogarasi (1972).

1.2 Arrastre de Arenas

Las fallas producidas a escala de grano de arena durante la explotación de hidrocarburos, pueden presentar o provocar problemas de estabilidad en el pozo, colapso de la tubería de revestimiento, reducción en la producción y, en casos extremos, la pérdida de los pozos. Los granos de arena sueltos son transportados a ciertos niveles de caídas de presión, velocidades y viscosidades de fluido, una vez presentes en el interior del pozo, estas partículas pueden provocar estragos aguas abajo.

Generados en condiciones de flujo rápido o en grandes cantidades, los granos de arena erosionan el sistema de tuberías y conexiones, que pueden convertirse en obstrucciones fijas o móviles. La capacidad de erosión de la arena producida depende de varios factores, incluyendo el volumen de arena producida, la velocidad de las partículas de arena y el ángulo de impacto.

La acumulación de arena puede obturar la producción en cualquier parte de la línea de flujo, reduciendo los ingresos asociados con la producción y costando significativas cantidades de tiempo y dinero en lo que respecta a limpieza de las instalaciones. Las operaciones de remediación en los pozos y campos submarinos resultan particularmente costosas. La arena producida que llega a las instalaciones de producción debe de ser separada de los fluidos producidos.

De los yacimientos no consolidados, junto con el gas, el petróleo y el agua, se puede producir granos de arena sueltos y partículas finas de arcillas. La instalación de terminaciones para controlar la producción de arena sin sacrificar la productividad, el control de flujo o las reservas recuperables resulta difícil y costosa. Los costos de los posteriores tratamientos para disminuir el daño y de las intervenciones correctivas futuras son también extremadamente altos, los operadores necesitan medidas confiables para el control de la producción de arena, implementadas correctamente desde el primer momento, especialmente

para los tramos horizontales terminados a pozo abierto frente a formaciones de alta permeabilidad.

La producción de arena depende de la resistencia de las rocas, de los esfuerzos en el sitio, de los fluidos producidos y de los cambios de las tasas de flujo respecto a la caída de presión. Las altas tasas de producción, el aumento del esfuerzo efectivo debido al agotamiento y la irrupción del agua contribuyen a la producción de arena. Los problemas asociados con la producción de arena abarcan desde su manejo y eliminación en la superficie hasta la erosión de los equipos de subsuelo o superficiales y las pérdidas de control del pozo. Si la arena produce fallas en el sistema de tuberías o en las herramientas de terminación, la producción y la recuperación de reservas se puede ver postergadas e incluso perdidas cuando los costos para desviar o reperforar un pozo son prohibitivos.

Entre los métodos de control de producción de arena se incluyen la limitación del flujo del pozo a velocidades inferiores a las del comienzo de la producción de arena, la consolidación en el sitio, los disparos selectivos u orientados, el empaque de grava y el fracturamiento combinado con empaque de grava.

El arenamiento es la producción de pequeñas o grandes cantidades de sólidos junto con el fluido del yacimiento, esta cantidad puede variar de pocos gramos a toneladas de fluidos del yacimiento, estas cantidades pueden llenar totalmente el fondo del pozo. Algunos autores prefieren utilizar el término de sólidos ya que es más general.

El término de producción de sólidos es utilizado en lugar de producción de arena ya que este último implica que sólo las areniscas frágiles o poco consolidadas son susceptibles. En la práctica las calizas, carbonatos y arenas de resistencia intermedia pueden producir sólidos. Los procesos por los cuales se da gradualmente el arenamiento fueron estudiados por Santarelli y Brown (1989) y se basa en la observación de los granos de arenas de un mismo tamaño para identificar la capa productora.

Los problemas derivados por la producción de sólidos incluyen: producción de arena, taponamiento del agujero; abrasión de herramientas, varillas y tuberías, las cuales requieren reparaciones frecuentes; colapso o deformación de tuberías en la zona productora; separación de arena en la superficie; deterioro de la seguridad del equipo superficial; desalojo al medio ambiente de materiales indeseables.

Los factores que deben de tomarse en cuenta para entender la problemática del arenamiento, son el gradiente de presión cerca de la zona de disparos, el gasto de flujo, la acción de desgaste por el arrastre de sólidos, todos estos factores intervienen imponiendo fuerzas destructivas a la formación.

La fuerza que se ejerce sobre la arena se determina por dos factores principalmente: la resistencia intrínseca de la formación y la formación de arcos de arena alrededor de las perforaciones.

Un arco estable de arena es un control que consiste en una compactación mecánica de la formación en la cercanía del agujero por medio de un empacador inflable.

1.2.1 Definición del Problema

Uno de los problemas asociados en la vida productiva del pozo es la producción de sólidos inorgánicos (arena), siendo este uno de los más antiguos que enfrenta la industria petrolera y el causante de diversas afectaciones, entre las cuales se tienen:

- Reducción o pérdida de producción.
- Acumulación de sólidos (arena) en líneas y equipo superficial.
- Erosión en los componentes del sistema de producción.
- Fuga en conexiones, lo que genera riesgos potenciales y derrames peligrosos.
- Intervenciones periódicas.
- Abandono prematuro de pozos.

Este problema ocurre principalmente en pozos que están produciendo, en yacimientos geológicamente jóvenes, los cuales están débilmente consolidados debido a la falta de material cementante, con bajos esfuerzos en la roca, reducción en las fuerzas capilares y en algunos casos debido a los gastos de producción que incrementan las fuerzas de arrastre transportando la arena hacia el sistema de recolección. Guía para terminación No. 14, PEMEX (2009).

En el momento en que la formación comienza a producir, si las fuerzas de arrastre inducidas por el movimiento del fluido superan a las fuerzas de cohesión de la formación, se inducirá el aporte de arena dentro del pozo y ésta puede taponarlo o ser transportada hacia la superficie, generando problemas graves en instalaciones superficiales.

La producción de arena, es un problema crítico a nivel internacional, la cual genera un severo trastorno en la producción de hidrocarburos y graves consecuencias. Muchas corporaciones han dedicado importantes recursos buscando la solución a este problema.

La detección de pozos potenciales al arenamiento, es la clave para combatir los problemas de producción de sólidos, pues permite la planeación anticipada de la técnica óptima de terminación, evitando la producción descontrolada y catastrófica de arena durante la vida productiva del pozo.

1.2.2 Forma, Tamaño y Dureza de la Arena

El tamaño de la arena, visto en la superficie depende de la geología del yacimiento, el tamaño del colador de la arena en el pozo y la desintegración de las partículas que viajan desde el fondo hasta la superficie. Sin medidas de exclusión de arena, tal como la criba de arena en el fondo del pozo, el rango típico del tamaño de las partículas está entre 50 a 500 micras. Una densidad de partícula de arena representativa, generalmente es aceptada a unos 2600 kg/m^3 .

El tamaño de la partícula influye principalmente sobre toda la erosión mediante la determinación de la cantidad de partículas que impactan sobre una superficie.

Muchas partículas pequeñas (~10 micras) son transportadas con el fluido y rara vez golpea las paredes. Las partículas grandes tienden a viajar en línea recta y rebotan en la superficie. Muchas partículas grandes (~1mm+) tienden a moverse lentamente o asentarse fuera del transporte del fluido y por lo tanto es poco probable que haga mucho daño.

Es bien sabido que la dureza de las partículas causa más erosión que las partículas suaves. También hay alguna evidencia que muestra que las puntas de la partícula hacen más daño que las partículas redondas. Sin embargo, no está claro si la variabilidad de la dureza de la arena y la nitidez causan una significativa diferencia entre la relación de erosión en los sistemas de producción asociados con diferentes pozos o campos.

1.2.3 Producción de Arena

La producción de arena es de larga duración en la industria petrolera. Saber por qué los yacimientos producen arena constituye el primer paso circunstancial para el manejo de la producción de arena. La instalación de equipos de terminación de fondo de pozo puede ser una parte importante de la solución del problema, pero el logro de un conocimiento más exhaustivo permitirá generar una solución más completa y de acción más prolongada. La capacidad de modelar y predecir las tendencias de producción de arena en un yacimiento permitirá a los ingenieros ir más allá de una metodología de aproximaciones sucesivas para resolver estos problemas. Una estrategia exitosa de manejo de la producción de arena puede iniciarse durante la etapa de perforación y mantenerse hasta el agotamiento del yacimiento.

Los principales factores que controlan si un yacimiento en el subsuelo fallará mecánicamente es la resistencia de la roca, el esfuerzo efectivo ejercido sobre la formación, una combinación de esfuerzos terrestres principales que actúan sobre la roca menos la presión de poro, y los esfuerzos introducidos por la perforación, la terminación y la producción.

La resistencia de la roca puede determinarse mediante pruebas uniaxiales y triaxiales de laboratorio, y puede representarse gráficamente mediante una curva o envolvente de falla. Los esfuerzos normales y los esfuerzos de corte ejercidos sobre un plano específico, bajo tres esfuerzos principales perpendiculares, se determinan utilizando el círculo de Mohr- Coulomb.

El ingeniero alemán Otto Mohr desarrolló una aproximación gráfica para representar los esfuerzos normales (σ_n) y de corte (τ) que actúan sobre un plano orientado con un ángulo β , resultado de los estados principales S_v y S_h . El círculo de Mohr es generalmente utilizado para representar un estado de esfuerzos de la roca sobre un plano, en cualquier ángulo desde la dirección del máximo esfuerzo.

En la **figura 1.4**, se muestra en el eje X los esfuerzos normales y en el eje Y los esfuerzos de corte que actúan en un plano de la roca. El círculo azul representa, para cualquier plano orientado con un ángulo β los diferentes valores del esfuerzo normal y de corte, en función de los esfuerzos principales, S_v y S_h . La línea roja se refiere al límite máximo permisible antes de que la roca falle, a esta línea se le conoce como la envolvente de la falla. Guía para terminación No. 14 (2009).

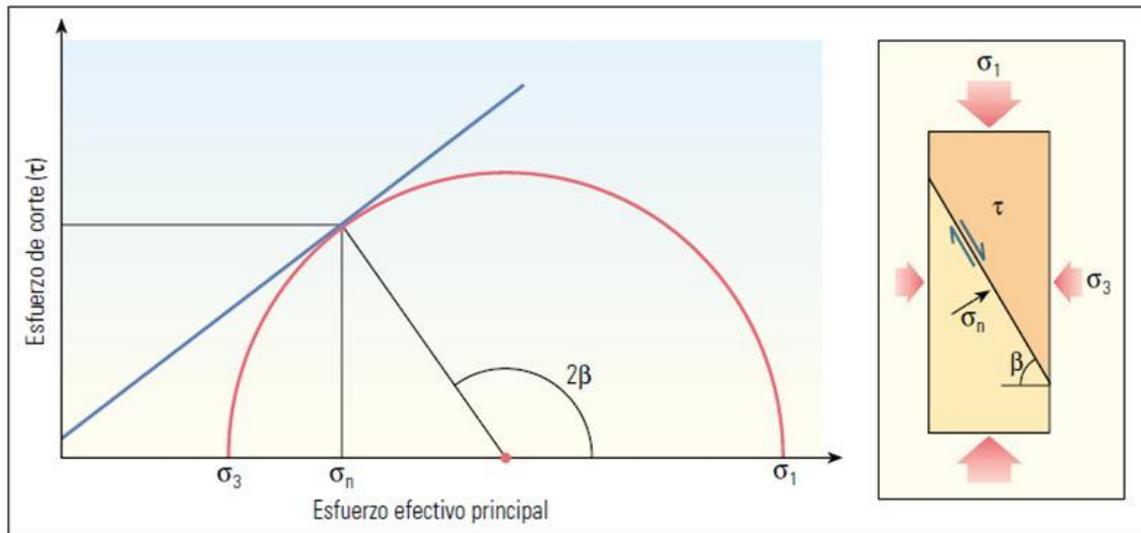


Figura 1.4. Representación del estado de esfuerzos en el círculo de Mohr-Coulomb.

Para establecer las condiciones en las que se produce la falla, se utiliza el modelo de falla de Mohr-Coulomb a fin de relacionar los esfuerzos principales y la presión

de poro con la cohesión y el ángulo de fricción interna de la roca. La falla se produce bajo tensión o más comúnmente, cuando la diferencia entre los esfuerzos principales máximos y mínimos se vuelve suficientemente grande como para producir un esfuerzo de corte excesivo.

La resistencia de una roca bajo condiciones de fondo de pozo depende de diversos factores. Los más importantes son la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos principales máximos y mínimos y la presión de poro. El de cementación de la roca influye significativamente en la cohesión. Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser más resistentes, mientras que las rocas no consolidadas, pobremente cementadas, son débiles. El ángulo de fricción interna es afectado por la fricción volumétrica de partículas duras, habitualmente granos de cuarzo o feldespatos presentes en la roca. Los granos de formación en yacimientos de areniscas débiles se desagregan o se sueltan de la matriz de roca, debido a fallas de corte, de tracción y volumétricas.

Durante la producción, la ruptura por cizalladura causada por la caída de presión o bien por el agotamiento, puede generar una cantidad catastrófica de arena producida. El incremento de la caída de presión genera mayores esfuerzos efectivos en torno al pozo o el túnel dejado por los disparos, y si tales esfuerzos exceden la resistencia de la roca en esta geometría, la roca fallará pudiendo producir arena. El aumento del agotamiento puede modificar los esfuerzos locales presentes en la tierra, lo que además puede generar mayores esfuerzos de corte alrededor del pozo, conduciendo posiblemente a la producción de arena.

Las fallas por tracción se producen en areniscas débiles fundamentalmente por una elevada velocidad de flujo, que es una función de la caída de presión. Este tipo de falla suele ser esporádica, produce volúmenes de arena relativamente pequeños, se agrava por los cambios rápidos producidos en los regímenes de producción de pozos y a menudo se estabiliza con el tiempo.

La falla volumétrica o colapso de poros, está asociada tanto con la caída de presión como con el agotamiento y se produce en yacimientos de alta porosidad y

baja resistencia. En rocas débiles pero consolidadas, este fenómeno causa subsidencia y ha sido estudiado en forma extensiva en los yacimientos de Creta del Mar del Norte.

No todas las areniscas producen granos de arena desagregados bajo condiciones de esfuerzos. Las pruebas han demostrado que incluso las areniscas débiles según lo determinado por las pruebas de comprensión uniaxiales y las pruebas triaxiales confinadas pueden tener comportamientos muy variables en lo que respecta a producción de arena, que están relacionados fundamentalmente con el tipo de roca.

Muchos episodios en la historia de una roca de yacimiento pueden modificar su resistencia, conduciendo finalmente al inicio de la producción de arena. Cuando se perfora, termina y estimula un yacimiento se aplican esfuerzos adicionales sobre la matriz de roca. Además, la resistencia de la roca puede reducirse por episodios de producción, tales como los tratamientos de estimulación con ácido, la compactación del yacimiento o los aumentos de la saturación de agua.

No todos los granos de arena desagregados son movilizados por los fluidos producidos. Pueden permanecer en los disparos o en el pozo, y con el tiempo cubrir el intervalo productivo. El grado de movilización de los granos de arena depende de factores tales como la viscosidad del fluido y la velocidad del fluido, en forma compleja y relativamente poco conocidas. Cuando se intenta predecir cuándo y dónde tendrá lugar la producción de arena, se debe considerar la falla de una roca y la desagregación resultante de los granos de arena, junto con la erosión y la movilización de las partículas hacia la corriente de producción.

Existen varias maneras de evitar o minimizar la producción de arena. En yacimientos no consolidados muy débiles, la producción de arena en gran escala puede ser inevitable, de manera que resultan prácticos los métodos de fondo de pozo para excluir la producción de arena o consolidar la formación cerca del pozo.

Básicamente desde el punto de vista mecánico, la erosión puede ser vista como un problema impulsado por la interacción de fuerzas de tensión y el flujo del

líquido. La producción de arena ocurre cuando las fuerzas sobre la partícula de arenas inducidas por el flujo son mayores que la fuerza de la formación.

Todo el proceso se muestra en la figura 1.5. Sin embargo, la forma física de la producción de arena todavía no es tan claro entenderla.

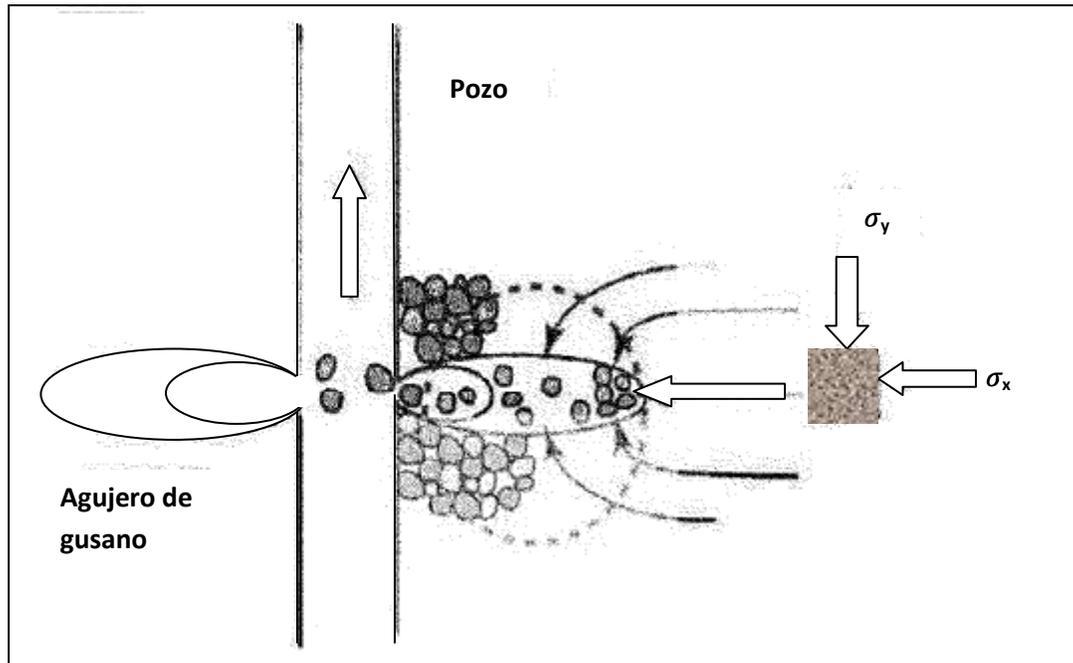


Figura 1.5. Mecanismo de producción de arena en un pozo, (Wan y Wang 2002)

El concepto de wormhole (agujero de gusano) cavidad de canales alargados o alta permeabilidad, fue introducido por vez primera por Elkins et al. (1972).

La producción de arena en la industria petrolera es un fenómeno de partículas de sólido que son producidas junto con los fluidos del yacimiento. Esto es un problema mayor que las compañías petroleras han enfrentado durante muchos años. Hoy día, a pesar de varias investigaciones de estudio, los residuos de la producción de arena son un gran problema para los Ingenieros Petroleros.

Los problemas relacionados con el arenamiento son conocidos por tener un incremento considerable en el costo de la producción, la erosión de las líneas de tuberías y otros instrumentos, el costo de separación de la arena del aceite, el

posible choque en el fondo del pozo y el repentino cierre y limpieza del pozo son algunos ejemplos.

Los métodos mejorados de construcción y producción de pozos pueden incrementar la rentabilidad de los campos. En algunos campos desarrollados, un porcentaje significativo de capital (normalmente del 60%), es destinado al material y construcción de pozos.

La producción de arena relacionada con el costo no parece ser manejado apropiadamente debido a lo siguiente:

- En muchos pozos el control de arena es costoso.
- Algunas técnicas de terminación no previenen el arenamiento.

Varios análisis y modelos matemáticos están disponibles para la predicción de este principio de la producción de arena, Perkins y Wintergarden (1988), Vaziri (1997), Vaziri y Palmer (1998), Sanfilippo (1995); Morita (1998), Risnes (1982). Algunos de estos modelos suponen que el arenamiento es debido a la filtración. Más de estos modelos que predicen el inicio de la producción de arena fueron realizados por Perkin (1992), Morita (1989), Kessler (1993), Veeken (1991), Tronvoll y Halleck (1994), Wang y Dusseault (1996).

Estos modelos, sin embargo, sugieren que una vez iniciada la producción de arena, la formación completa llega a ser inestable. Como tal, estos modelos no pueden ser usados efectivamente para examinar los escenarios implicados para limitar la producción de arena. El tema de las técnicas de terminación surgió, cuando el modelo numérico indica que la producción de arena es una amenaza para la estabilidad del pozo y/o el costo de producción.

Algunos de los modelos propuestos están basados en los trabajos sobre un mecanismo de erosión. De acuerdo con Durett (1977), la erosión toma el lugar, si el arrastre de fuerzas ejercido sobre una superficie de una partícula excede la indudable cohesión entre la superficie de las partículas. Así, la velocidad de fluido llega a ser un factor importante. Papamichos y Malmanger (1999), propusieron un

modelo basado en un mecanismo erosional, este modelo resuelve la ecuación de equilibrio con la ecuación de continuidad del flujo de los sólidos. La desventaja de su modelo está principalmente relacionada con el número de parámetros que no pueden ser evaluados fácilmente. Dentro de su modelo propuesto, la cohesión, el módulo de elasticidad, la permeabilidad y el coeficiente de producción de arena están todos relacionados con la porosidad y todos estos son parámetros de calibración. Stavropoulou et al. (1998), propuso un modelo que es similar al propuesto por Papamichos y Malmanger (1999). Ellos utilizaron un modelo plástico-elástico perfecto con las cartas de Mohr-Coulomb como un criterio de falla.

En suma, Geilikman (1997) y Vardoulakis (1996), propusieron un modelo basado en la erosión el cual toda deformación de la roca y las características de fuerza, y en el transporte de masa es enfática. En todos estos modelos la erosión es gobernada principalmente por la capacidad de granos que pasan a través del espacio vacío intercomunicado y la matriz son defectos considerados como puntos de arranque de la erosión.

Desde la investigación experimental y de modelos matemáticos, varios factores que influyen en la producción de arena tienen que ser reconocidos. Entre estos, el coeficiente de producción, la tensión de formación cerca del pozo, y la capacidad de la arena para formar arcos estables, tienen que ser encontrados para tener un efecto dominante sobre la producción de arena.

Se estima que el 70% del total de las reservas de hidrocarburos del mundo se encuentran difícilmente en yacimientos consolidados y no consolidados. La zona problemática de la producción de sólidos es más comúnmente encontrada dentro de sedimentos terciarios jóvenes, particularmente en el Plioceno y Mioceno. Sin embargo, la producción de sólidos puede ocurrir en algunos otros grupos de yacimientos, si los límites de fuerza de la roca son alcanzados durante la perforación, producción, inyección o terminación de operación.

Hay dos mecanismos principales para la producción de arena de acuerdo a las consideraciones hechas por N. Morita, que son:

- Fallas por esfuerzo de corte o cizallamiento: son relacionadas a la baja presión del pozo. Esto significa que algún plano en la vecindad de agujero se somete a un esfuerzo de corte al que puede sostener. Esto puede llevar a un cambio de las propiedades de la formación cercanas al agujero y cambian las propiedades cercanas al mismo.
- Falla por tensión o por esfuerzo de arrastre: está relacionada a un gasto alto de producción. En este caso, la producción de arena se relaciona a fuerzas de arrastre del fluido sobre los granos de la formación. De acuerdo a lo anterior, este es el mecanismo que influye en la producción de arena en pozos productores de gas.

En la práctica, los dos mecanismos trabajan juntos y actúan recíprocamente. Una formación alterada por falla del esfuerzo de corte puede ser muy susceptible al arrastre del fluido, de hecho en el caso del esfuerzo de corte como mecanismo, el flujo del fluido es importante trayendo el material en el pozo.

Vardoulakis et al. (1996), fueron probablemente los primeros en analizar el problema de la producción de arena con un trabajo hidrodinámico, donde los granos son desalojados de la matriz debida a las fuerzas hidrodinámicas, similar a un problema de erosión. Vardoulakis et al. (1996), propusieron una ley constitutiva para describir la erosión manejada por la descarga de fluidos mezclados con arena. Un modelo de erosión hidrodinámico para el transporte de partículas de arena debe ser aplicado para problemas de pozos estables. Un modelo de erosión hidrodinámico para el transporte de las partículas de arena debe ser aplicado para estabilizar el problema de los agujeros de gusano, Stavropoulous et al. (1998), mostraron que era un método potencial.

La **Producción Transitoria de Arena**, está referida a la concentración de arena, que va declinando con el tiempo bajo condiciones constantes de producción del pozo. Este fenómeno se observa frecuentemente durante la limpieza del pozo,

después de las perforaciones ó acidificaciones, después de estrangular y después de la invasión de agua. La concentración de arena, el volumen acumulativo de arena y el periodo de declinación varían considerablemente.

La **Producción Continua de Arena**, es un fenómeno observado frecuentemente en muchos campos, la producción continua de arena. Una aceptable concentración de arena depende de las restricciones operacionales como la erosión, la capacidad del separador, eliminación de arena, sistemas artificiales localización del pozo.

Los niveles tolerados típicos de producción de arena son de 6 – 600 g/m³ en la producción de aceite y de 16 kg/m³ en producción de gas. Parte de los asentamientos de arena producida dentro del agujero, dependen de la capacidad de transporte del flujo de los fluidos y de la concentración de arena en la zona. La producción se restablecerá después de la limpieza del pozo. El volumen de arena asentada en el fondo del pozo depende del diseño del mismo, pero esta cantidad puede ser de varios metros cúbicos.

La **Producción Catastrófica de Arena**, se refiere a eventos donde se presenta un alto gasto de arena que entra al pozo y lo estrangula repentinamente ó lo mata, dos son los escenarios donde se puede presentar esta falla:

- Bloques de arena que crean tapones de arena de volumen moderado en la tubería ó estrangulador durante ó después de las operaciones de cierre del pozo.
- Una entrada masiva de arena, llenando y obstruyendo el fondo del pozo, el volumen de arena asociada con la falla de arena masiva depende del diseño del pozo y puede acumular decenas de metros cúbicos de arena.

1.2.4 Consecuencias del Arenamiento

El fenómeno del arenamiento es caracterizado por la producción de cantidades anormales de arena junto con los fluidos extraídos de los pozos. El arenamiento

de los pozos representa uno de los más graves problemas asociados con la producción de pozos en la industria petrolera.

Estos problemas se pueden clasificar de tres tipos:

- Desgaste a equipos por su alto poder abrasivo, el cual tiende a destruir las tuberías, válvulas y bombas.
- Fallas en las tuberías y revestidores por el colapso del agujero, debido al asentamiento de la formación.
- Taponamiento del pozo.

El problema radica en que las formaciones afectadas no tienen la suficiente resistencia para poder soportar los esfuerzos de arrastre generados por la filtración del fluido y los esfuerzos generados por los gradientes de presión cercanos al pozo. Por otra parte, la resistencia al arenamiento está dada por la resistencia al cizallamiento de la formación y por la capacidad de los granos que forman las arenas de formación arcas en la entrada de los disparos por donde pasan los fluidos del yacimiento.

El control de la producción de arena ha sido una problemática constante en la industria petrolera, los mecanismos físicos de la producción de arena son complejos, las aplicaciones que esto tiene en términos de la producción y de la productividad son muy específicas. La producción de arena causa diversos problemas que van desde el tratamiento y la eliminación del relleno acumulado dentro de la tubería de revestimiento o en el equipo de superficie hasta la provocación de fallas de terminación graves. Enlistando los diferentes tipos de problemas tenemos:

1. El deterioro y corrosión del equipo de producción de fondo del pozo y en las instalaciones superficiales, causando fallas prematuras en el equipo artificial de producción, erosión de válvulas y estranguladores, así como el taponamiento del equipo de separación en superficie.

-
2. Los problemas con la estabilidad de las paredes del pozo y las cavidades de producción, que en casos extremos, puede llevar al arenamiento y el abandono del pozo. El derrumbamiento de las paredes del pozo también pueden ser resultado de la producción excesiva de arena.
 3. Las necesidades de manejar cantidades significativas de arena al equipo y como resultado los problemas medioambientales de no poder manejar arena sucia, además del incremento de los costos por manejo de arena.
 4. Las partículas de arena pueden ir llenando la sarta y la tubería, con lo cual restringen el flujo del fluido.
 5. La pérdida de arena alrededor del pozo puede resultar en la formación de cavidades y en el estrechamiento de la sarta y el liner.

Estos problemas a menudo se agravan, poniendo en peligro las futuras intervenciones de los pozos y la capacidad de los mismos en el largo plazo. Si la arena erosiona los componentes de terminación, las cabezas de pozos o las tuberías e instalaciones de superficie, pueden producirse pérdidas, demoras en la producción y obtenerse bajos factores de recuperación o hasta perderse el control del pozo. Ante una falla catastrófica, se puede perder el acceso a las reservas si los costos de perforación de un pozo de reentrada o de un pozo nuevo resultan prohibitivos.

Las fallas producidas a escala de grano de arena durante la explotación de hidrocarburos, pueden provocar problemas de estabilidad de pozos, colapso de la tubería de revestimiento, reducción de la producción, y en casos extremos, la pérdida de pozos. Los granos de arena sueltos son movilizados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidades de fluido; una vez producidas en el interior del pozo, estas partículas pueden provocar estragos aguas abajo.

Generados en condiciones de flujo rápido o en grandes cantidades, los granos de arena erosionan los tubulares y pueden convertirse en obstrucciones fijas o

móviles. La capacidad de erosión de la arena producida depende de varios factores, incluyendo el volumen de arena producida, la velocidad de las partículas de arena y el ángulo de impacto. La erosión ocasionada por la producción de arena (arenamiento) daña los tubulares de fondo de pozo, los equipos submarinos, las líneas de conducción y otras instalaciones, pudiendo causar la falla catastrófica del pozo y daños al personal y al medio ambiente.

Las acumulaciones de arena pueden obturar la producción en cualquier parte de la línea de flujo, reduciendo los ingresos asociados con la producción y costando significativas cantidades de tiempo y dinero en lo que respecta a limpieza. Las operaciones de remediación en los pozos y campos submarinos resultan particularmente costosas. La arena producida que llega a las instalaciones de producción debe separarse de los fluidos producidos y eliminarse. Si bien el costo exacto es difícil de cuantificar, los especialistas coinciden en que la arena producida le cuesta a la industria decenas de miles de millones de dólares por año.

La producción de arena siempre ha sido un problema, pero la forma en que lo encara la industria de exploración y producción (E&P, por sus siglas en inglés) se ha vuelto más sofisticada.

El fenómeno de arenamiento es producido por una serie de factores los cuales en conjunto o individualmente tienden a alterar la resistencia de las arenas. Estos factores o causas son:

- Presión en el pozo.
- Gradiente de presión en la superficie de la perforación.
- Esfuerzos in-situ.
- Historia de carga/descarga del pozo.
- Deformación y características de la ruptura de las rocas.
- Geometría y espaciamiento de las perforaciones.
- Inclinación del pozo.
- Alteración de la presión capilar.

-
- Reacciones químicas.

1.2.5 Asentamiento de Arenas

Los depósitos de sólidos pueden conducir a una parcial o completa obstrucción de las líneas de flujo, aumentando la corrosión en el fondo de la tubería y puede entraparse con la corrida de los diablos. Si la pequeña suma de arena es depositada dentro de las tuberías, su remoción puede ser relativamente fácil por el diablo o por el incremento de la velocidad del flujo sobre el coeficiente de flujo de depósito de arena. Sin embargo, si grandes cantidades de arena son depositadas dentro de las tuberías, su remoción puede ser difícil tanto en tiempo como en producción.

El transporte de arena dentro de tuberías horizontales tiene cuatro principales patrones, dependiendo sobre el coeficiente de flujo del fluido. Ya que la velocidad de flujo decrece, el patrón de arena cambia de disperso a limpio y de una capa en movimiento a una capa de arena estática.

Una capa estática de arena es una capa estable con partículas de arena estáticas en el fondo de la capa. Cuando una capa estática llega a ser alta, las partículas dentro de la parte superior son transportada corriente abajo, incrementando la extensión de la capa de arena. Como la velocidad del fluido se incrementa, las características de la capa se rompen dentro de un movimiento pausado de dunas de arena con partículas de arenas transportadas desde la parte trasera a la parte frontal de la duna. Como la velocidad del flujo se incrementa fuertemente, la limpieza de arenas a lo largo del fondo de la tubería ocurre con más movimiento de las partículas a lo largo de la pared de la tubería.

Cuando la velocidad del flujo se incrementa fuertemente, vienen las arenas dispersas en la fase líquida y en la fase de gas dentro de un flujo multifásico en las tuberías.

1.2.6 Predicción del Arenamiento

Para predecir el desempeño de una terminación con manejo de la producción de arena a lo largo de la vida productiva del yacimiento, también se necesita información acerca del impacto del agotamiento sobre los esfuerzos presentes en el yacimiento. Esta información, por lo general consiste en un solo número denominado trayectoria de esfuerzos del yacimiento, puede calcularse en forma aproximada a partir de las propiedades elásticas del yacimiento y de la roca adyacente o en forma más precisa utilizando un modelo geomecánico de todo el campo, o puede ser medida examinando los registros de fracturas hidráulicas de las distintas etapas de desarrollo del campo, si dichos datos existen. Los dispositivos de adquisición de registros modernos, tales como la herramienta de generación de imagen sónica dipolar DSI, miden la anisotropía de ondas de corte para determinar las direcciones de los esfuerzos locales tanto en formaciones duras rápidas como en formaciones blandas lentas. Estas herramientas también proveen parámetros cruciales de mecánica de rocas para evaluar la resistencia de la formación y predecir problemas de producción de arena. Los valores medidos de tiempo de tránsito compresional (t_c) y tiempo de tránsito de corte (t_s) se utilizan para calcular las propiedades elásticas dinámicas, incluyendo la relación de Poisson (ν) y el módulo de Young (E).

Las propiedades estáticas de la roca se obtienen a partir de pruebas de laboratorio. En el laboratorio, el esfuerzo efectivo ejercido sobre la muestra de roca rige la falla pero el tamaño, la forma, el contenido de humedad y los defectos de la muestra también inciden en la falla. Se construye una envolvente de falla utilizando datos de las diversas pruebas de compresión, en las que habitualmente los puntos del esfuerzo axial máximo se representan gráficamente en función de las diferentes presiones de confinamiento utilizadas durante las pruebas. Los datos de pruebas de laboratorio mejoran considerablemente el conocimiento global de la resistencia de la roca yacimiento y pueden utilizarse para calibrar los valores derivados de los registros. No obstante, la realización de estas pruebas

requiere de equipos especiales y la adquisición de muestras de roca representativas puede ser difícil aunque no imposible.

1.2.7 Prevención del Arenamiento

El movimiento natural de las partículas de arena en el fondo del pozo, cuando un fluido es producido, es un problema de producción primaria de la mayoría de los campos petroleros, exceptuando los campos viejos de arenas bien consolidadas o carbonatos.

La mejor manera de combatir el arenamiento es evitando que éste se presente, o en casos cuando es inevitable, disminuyendo su efecto tanto como sea posible, por ello es necesario prevenirlo, a partir de las causas que lo originan.

Con el conocimiento de un yacimiento, de sus esfuerzos y de la probabilidad de encontrar producción de arena, las compañías operadoras pueden tomar decisiones sobre la base de información adecuada acerca del mejor enfoque a adoptar para optimizar las terminaciones de pozos y limitar el impacto de producción de arena. Cuando la producción de arena es indudable, o cuando el riesgo asociado con la producción imprevista de arena es alto, por ejemplo en terminaciones submarinas o en pozos de gas con altos regímenes de producción pueden requerirse métodos de exclusión de arena.

El manejo de la producción de arena se logra mejor cuando los operadores comprenden los mecanismos de producción de arena dentro del yacimiento y utilizan un proceso de toma de decisiones sobre la base de la información adecuada para seleccionar las tecnologías y los métodos apropiados para encarar el problema.

1.2.8 Vigilancia de la Producción de Arena

La determinación de la caída de presión crítica, para las diversas etapas de agotamiento del yacimiento en las que comienza a producirse la falla del pozo o de los disparos, es algo primordial en la predicción de la producción de arena. Un elemento importante del control de la magnitud de la producción de arena es el

manejo de la caída de presión y del régimen de producción a lo largo de la vida productiva de un pozo. La vigilancia rutinaria de las tasas de producción de arena ayuda a optimizar los regímenes de producción, calibrar los métodos de control de la producción de arena y evaluar la necesidad de implementar tareas de remediación. Esta práctica es esencial para el correcto manejo del yacimiento.

Diversos métodos son utilizados para vigilar rutinariamente la producción de arena, y su éxito depende de la magnitud del problema y de la naturaleza del pozo y de la terminación. Los métodos de detección en superficie emplean sensores ubicados en posiciones estratégicas a lo largo de las líneas de fluido. Por ejemplo, se pueden instalar sensores ultrasónicos intrusivos que detectan la colisión de partículas con la pared interior de las tuberías, después de los codos de las líneas colectoras submarinas. Con el tiempo, estos registros pueden ser utilizados para determinar si la producción de arena está aumentando o disminuyendo y pueden facilitar la estimación de la erosión de los equipos.

Las mediciones periódicas de fondo de pozo ayudan a evaluar la efectividad de los métodos de prevención de la producción de arena a lo largo del tiempo. Por ejemplo, los registros de producción o las pruebas de pozo registran los datos de presión y velocidad de flujo para evaluar el daño ocasionado a la terminación. La característica del empaque de grava se puede lograr utilizando una combinación de mediciones adquiridas con herramientas operadas a cable, incluyendo los datos de herramientas de RST (control de saturación del yacimiento), CHFR (resistividad de la formación en pozo entubado), TDT (Tiempo de decaimiento termal), y CNL (Registro de Neutrón Compensado). Estos dispositivos permiten a los Ingenieros de Terminación y Producción localizar la parte superior de una terminación con empaque de grava y determinar su cobertura y calidad.

La vigilancia rutinaria de los efectos de la producción de arena en forma más permanente se logra instalando sensores de fondo de pozo que registran la presión de flujo y la temperatura de fondo de pozo, ofreciendo capacidades de vigilancia rutinaria y control en tiempo real. Se pueden entregar datos obtenidos en tiempo real de sensores de fondo de pozo, submarinos y de superficie, utilizando

el sistema de vigilancia rutinaria y entrega de datos en tiempo real InterACT para actualizar las herramientas de modelado y simulación, tales como el programa de simulación de yacimientos ECLIPSE.

Para predecir y elegir la mejor técnica para el control de la producción de arena, para un caso específico no es una tarea fácil. Esto depende de la habilidad para predecir ¿Cómo?, ¿Cuándo? y ¿Cuánta arena podría ser producida?, basándonos en los datos disponibles del yacimiento. La selección de la técnica para el control de la producción de la arena es un proceso de ingeniería que se basa en dos componentes fundamentales: concepto/diseño y costo económico. Baralho B. L. C. (1999).

La técnica de concepto/diseño es muy dependiente de la roca y de los parámetros del yacimiento tal como el tamaño de grano, la distribución del tamaño de grano, el grado de consolidación, la resistencia de la roca, la tensión in-situ, la permeabilidad, la saturación del fluido, las propiedades del fluido y la tasa de flujo esperada. Frecuentemente, algunos parámetros no están disponibles, no se conocen o es muy caro obtenerlos y se suponen. Por lo tanto, las experiencias previas en las mismas zonas y el conocimiento del comportamiento de la formación desempeñan un papel crítico en la selección de la técnica.

El costo económico correspondiente a la aplicación de la técnica elegida, se basa en la predicción económica, la cual incluye la implementación de costos, predecir la pérdida de producción, la recuperación económica y la probabilidad de éxito. El costo de la implementación se puede estimar relativamente bien, pero la pérdida en la producción, la recuperación económica y la probabilidad de éxito no se pueden estimar. Estos resultados se basan esencialmente en el juicio profesional y en el conocimiento de la geología, en los mecanismos de la roca, en la tecnología de la producción, en la ingeniería de yacimientos y en la experiencia previa en la misma zona.

1.3 Erosión de Tuberías por Transporte de Arenas

1.3.1 La Erosión y las Partículas de Arena

Los mecanismos de la erosión de partículas, se han estudiado ampliamente y se han realizado algunas exitosas predicciones de la relación de erosión de partícula. N. A. Borton (2003).

Factores importantes que determinan la relación de erosión de las partículas son:

- La velocidad de flujo de arena y la manera en la cual es transportada a través de la tubería
- La velocidad, la viscosidad y la densidad del fluido a través de los componentes
- El tamaño, la forma y la dureza de las partículas

Estos factores pueden ser considerados a su vez en: velocidad, viscosidad y densidad del fluido. El coeficiente de partículas de erosión es altamente dependiente sobre la velocidad de impacto de las partículas. Esto es generalmente aceptado ya que el coeficiente de erosión es proporcional a la velocidad de impacto de la partícula planteada a una potencia n (el rango de n es de 2 y 3 para el acero).

En casos donde la erosión esta dado por el impacto de la velocidad de la partícula, la erosión es probable que sea peor que la velocidad de flujo. Pequeños incrementos en la velocidad del fluido pueden causar incrementos súbitamente en la relación de erosión cuando prevalecen estas condiciones.

Dentro de fluidos de densidad viscosa las partículas tienden a ser transportadas alrededor de las obstrucciones por el fluido que impacta sobre ellos. En cambio, en fluidos con bajas viscosidades y bajas densidades las partículas tienden a viajar en líneas rectas, impactando con la pared cuando el fluido cambia de dirección. La erosión de partículas es por lo tanto más probable que ocurra en flujos de gas, en parte porque tiene una baja viscosidad y densidad y en parte porque el sistema de gas opera a altas velocidades.

1.3.2 Erosión-Corrosión

Los daños de la erosión y la corrosión, pueden usualmente ser distinguidos por inspección del daño de la tubería y por consideración de las condiciones operacionales. A menudo la erosión causa surcos localizados, pozos u otros patrones distintivos en las localidades de velocidades elevadas. La corrosión es usualmente más dispersa e identificable por la escala o el óxido que genera. N. A. Barton (2003).

La erosión-corrosión es el efecto combinado de partículas de erosión y corrosión. La progresión del proceso de la erosión-corrosión depende sobre el balance entre los procesos de erosión y corrosión como lo demostrado por Shadley en 1996, entre otros.

En un flujo puramente corrosivo, sin partículas en éste, los componentes de tuberías nuevas normalmente son corroídos muy rápidamente hasta que se forma una capa frágil desarrollada sobre la superficie expuesta al fluido. Después de esta capa que se ha desarrollado entre el metal y el fluido que sustancialmente reduce la relación de penetración. Hay casos donde la erosión es de bajo nivel que la corrosión es más visible.

En flujos de alta erosión, en los cuales la corrosión también ocurre, los procesos de erosión que predominan son la exposición de la superficie hasta antes de que pueda influir en la relación de penetración.

En condiciones intermedias los mecanismos de erosión y corrosión pueden interactuar. En este caso la capa se puede formar y luego es removida periódicamente por las partículas erosivas. Esto produce una superficie picada que puede resultar en relación a la penetración de órdenes de magnitud mayor, que los causados por la erosión o por la pura corrosión.

Los mecanismos de erosión-corrosión son potencialmente muy complejos, ya que la combinación de ambos mecanismos puede ser un caso bastante concreto. Esto hace que la predicción de la relación de penetración de erosión-corrosión para una

situación de un campo en particular sea muy difícil. La erosión-corrosión puede ser evitada asegurándose de que las condiciones de operación no permiten la erosión o la corrosión.

Cuando el movimiento de un agente corrosivo sobre una superficie de metal acelera sus efectos destructivos debido al desgaste mecánico y a la corrosión, este efecto se denomina corrosión por erosión. La importancia relativa del desgaste mecánico y de la corrosión es a menudo difícil de determinar, y varía considerablemente de una situación a otra. El papel de la erosión se atribuye generalmente a la eliminación de películas superficiales protectoras: por ejemplo, las películas protectoras formadas por el óxido formado generado por el aire. Un metal oxidado disminuye su deterioro porque la superficie ya oxidada dificulta que el interior continúe oxidándose. Si por ejemplo el polvo o la arena, impulsadas por el viento, eliminan esa capa exterior de óxido, el metal continuará deteriorándose al haber perdido su protección.

La corrosión por erosión, tiene generalmente el aspecto de pequeños hoyos lisos. El ataque también puede exhibir un patrón direccional relacionado con la trayectoria tomada por el corroyente, al igual que por movimientos sobre la superficie del metal. La corrosión por erosión prospera en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, etc. De manera frecuente, aparecen en bombas, mezcladores y tuberías, particularmente en curvas y codos. Las partículas en suspensión duras son también frecuentes causantes de problemas. Esto se evita mediante cambios en el diseño o seleccionando un material más resistente. Este material, además de ser más duro, generalmente debe presentar una resistencia a la corrosión superior incluso en condiciones estancadas o sin movimiento de fluidos. N. A. Barton (2003).

1.3.3 Los Procesos de Erosión en Tuberías dentro de los Sistemas de Producción de Hidrocarburos

Los pozos de hidrocarburos producen una mezcla compleja multifásico de componentes incluyendo:

-
- Hidrocarburos líquidos: aceite, condensados.
 - Hidrocarburos sólidos: ceras, hidratos.
 - Hidrocarburos gaseosos: gas natural.
 - Otros gases: sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno.
 - Agua con sal disuelta
 - Arena y partículas de propano.

No existe una gran cantidad de datos publicados sobre los problemas de erosión en los campos. Previos estudios sugieren que esto es porque las compañías operadoras son renuentes para publicar sus problemas y que la erosión puede ser más común que implica publicar datos. Otras razones para esto puede ser que la esporádica naturalidad y complejidad de los problemas de erosión hacen esto difícil para arrastrar conclusiones basadas en estudios de campos estáticamente.

El potencial de los mecanismos que pueden causar significativamente un daño de erosión son:

- Erosión de partículas
- Erosión de gotas de líquido
- Erosión-corrosión
- Cavitación

Es generalmente aceptado que las partículas de arena y el apuntalante sea el más común suministro de problema de erosión en los sistemas de hidrocarburos. Sin embargo, todos los otros mecanismos son igualmente agresivos bajo las condiciones correctas.

1.3.4 Cavitación

La cavitación, puede ser muy dañina a las tuberías y a los componentes de las tuberías, ejemplo las válvulas. Cuando el líquido pasa a través de una restricción se pueden generar áreas de baja presión, por ejemplo, corriente debajo de un paso sin previo aviso. Si la presión se reduce por debajo de la presión de vapor del líquido, se forman burbujas. Estas burbujas se colapsan generando olas de

choque. Estas olas de choque pueden ser de suficiente amplitud para dañar la tubería. La cavitación es poco frecuente en los sistemas de producción de los hidrocarburos (aceite y gas), como la presión de operación es generalmente alta que la presión de vaporización del líquido. La evidencia de la cavitación se encuentra a veces en bobinas, válvulas de control y en los impulsores de las bombas, pero es poco probable que ocurra en otros componentes. N. A. Barton (2003).

Al igual que con la erosión de las gotas, la erosión de la cavitación no se entiende bien, y lo más práctico es un enfoque de identificar si se trata de un problema o no y entonces actuar en consecuencia. En condiciones normales de erosión, las condiciones de funcionamiento de la cavitación es poco probable que ocurran en un codo a menos de que sea un intermedio de restricción inmediato al flujo (por ejemplo, una válvula de estrangulación).

El inicio de la cavitación en el equipo o componentes con constricciones de flujo se puede predecir mediante el cálculo de un número de cavitación K :

$$K = \frac{2(P_{min} - P_{vap})}{\rho v^2} \dots\dots\dots (1.26)$$

En donde: K es el número de cavitación, P_{min} es la presión mínima ocurrida en la vecindad de la restricción (Pa), P_{vap} es la presión de vapor del líquido (Pa), ρ es la densidad del líquido (kg/m^3), v es la velocidad de flujo a través de la restricción (m/s).

Lam (1987), observó que un número de cavitación menor a 1.5 indica que la cavitación puede ocurrir. La cavitación o aspiración en vacío es un efecto hidrodinámico que se produce cuando el agua o cualquier otro fluido en estado líquido pasa a gran velocidad por una arista afilada, produciendo una descompresión del fluido debido a la conservación de la constante de Bernoulli (Principio de Bernoulli). Puede ocurrir que se alcance la presión de vapor del líquido de tal forma que las moléculas que lo componen cambian inmediatamente a estado de vapor, formándose burbujas o, más correctamente, cavidades. Las

burbujas formadas viajan a zonas de mayor presión e implotan (el vapor regresa al estado líquido de manera súbita, aplastándose bruscamente las burbujas) produciendo una estela de gas y un arranque de metal de la superficie en la que se origina este fenómeno.

La implosión causa ondas de presión que viajan en el líquido. Estas pueden disiparse en la corriente del líquido o pueden chocar con una superficie. Si la zona donde chocan las ondas de presión es la misma, el material tiende a debilitarse metalúrgicamente y se inicia una erosión que, además de dañar la superficie, provoca que ésta se convierta en una zona de mayor pérdida de presión y por ende de mayor foco de formación de burbujas de vapor. Si las burbujas de vapor se encuentran cerca o en contacto con una pared sólida cuando implosionan, las fuerzas ejercidas por el líquido al aplastar la cavidad dejada por el vapor dan lugar a presiones localizadas muy altas, ocasionando picaduras sobre la superficie sólida.

El fenómeno generalmente va acompañado de ruido y vibraciones, dando la impresión de que se tratara de grava que golpea en las diferentes partes de la máquina.

Se puede presentar también cavitación en otros procesos como, por ejemplo, en hélices de barcos y aviones, bombas.

Se suele llamarse corrosión por cavitación al fenómeno por el que la cavitación arranca la capa de óxido que cubre el metal y lo protege, de tal forma que entre esta zona y la que permanece cubierta por el óxido se forma un par galvánico en la zona que se corroe y la zona que lo cubre.

1.3.5 Vulnerabilidad de los Componentes

Venkatesh (1986), proporcionó una buena descripción general de daños de erosión en pozos de aceite.

No obstante los mecanismos de erosión, las partes más vulnerables de los sistemas de producción tienden a ser componentes en los cuales:

-
- La dirección de flujo cambia súbitamente.
 - Altas velocidades de flujo ocurren causadas por altas relaciones de flujo volumétrico.
 - Altas velocidades de flujo ocurren causadas por altas restricciones de flujo.

Los componentes y las tuberías corrientes arriba de los separadores primarios transportan una mezcla de flujo multifásico de gas, líquido y partícula y por tanto son más propensos a sufrir erosión debido al choque de partículas y a la corrosión.

La vulnerabilidad de las partículas componentes, para la erosión pesada depende sobre todo de su designación y condición operacional. N. A. Barton (2003). Sin embargo, en la siguiente lista se sugiere una guía, para identificar cuáles son los componentes más vulnerables a la erosión:

- Estranguladores
- Cambio de dirección súbitas
- Válvulas parcialmente cerradas, válvulas de retención y válvulas que no permiten el paso total
- Codos de radio estándar
- Partes donde existe soldadura y uniones de tuberías con diferente diámetro.
- Reductores
- Codos de radio amplio, codos mitre
- Tees ciegas
- Tubería recata

Las propiedades de los materiales tienen un efecto significativo sobre la erosión y en general, un material que es resistente a un tipo de erosión puede ser resistente a otros.

Dentro del sistema de producción de aceite y gas casi todos los componentes pueden ser fabricados de metales dúctiles, predominantemente de acero. Materiales compuestos y similares de plásticos, caucho, elastómeros pueden estar

presentes también. Si los problemas de erosión son especialmente detectados debido a los materiales resistentes a la erosión, también se emplea el carburo de tungsteno que es un material resistente a la erosión, como elemento de fabricación.

La producción de arena y su control, son problemas que enfrentan los pozos de la industria petrolera desde 1900. Desde esos días, muchos investigadores han buscado la mejor manera de controlar la producción de arena. Baralho B. L. C. (1999).

La primera aplicación de una medición para el control de arena dentro de pozos fue en 1902. Sin embargo, en la industria petrolera se utilizaba la técnica de flujo de empaque de grava que fue eficaz solamente a principios de 1930. Varios proyectos de investigación fueron realizados para adaptar la técnica de flujo de empaque de grava a pozos petroleros, y a mediados de los años 40's, la base del empaque de grava diseñado fue estabilizada.

Las técnicas y mediciones para el control de la producción de arena y sus limitaciones se resumen en la siguiente tabla 1.3, todas estas mediciones son relativamente eficientes en pozos verticales o casi verticales, pero la mayoría son difíciles de implementar en pozos muy desviados y horizontales.

Técnica y Aplicación	Limitación y solución de problemas
Cuidadosa selección de los intervalos a perforar (con un registro de las propiedades mecánicas); perforando y entubando los pozos verticales cercanos.	Impone limitaciones a las tasas de producción, el potencial de producción de depósito no puede ser totalmente exploradas; el daño de perforación y colapso son los principales factores limitantes.
Limitando el agujero inferior: Perforando y entubando pozos.	Impone limitaciones sobre las tasas de producción y reduce el potencial de la producción en el yacimiento.

Las resinas químicas consolidadas de la arena: se aplican en pozos con agujero descubierto y entubado.	Reduce la permeabilidad; es sensible a la química del fluido transportador, a los fluidos de formación, a la mineralogía de la roca y a la temperatura del fondo del agujero; se deterioran con el tiempo.
Revestimientos ranurados, pantallas y filtros sintetizados: para pozos con agujero descubierto.	Limita la entrada de arena; muy sujeto a la erosión; muy sujeto a conectar por la migración de finos, la depositación en la escala de asfáltenos; la eliminación por lo general cara.
Pre empaque de pantallas: pozos de agujero descubierto y entubado.	Proporciona un sólido granular de filtro; sujeto a la conexión por la migración de finos, y la depositación de la escala de asfáltenos.
La técnica de empacamiento de grava: en pozos con agujero descubierto y con agujero entubado.	Está asociada a limitar la entrada de arena con filtros de arena. Se reduce el diámetro del pozo, el empaque de grava uniforme es difícil; es sujeto a la conexión por la migración de finos, la depositación de la escala de asfáltenos; y su eliminación es generalmente caro.
La técnica de empaque de fractura: en pozo con agujero descubierto y con agujero entubado pierde eficiencia cerca de pozos verticales.	Está asociada a la penetración corta de las fracturas con la técnica de empaque de grava; es mejor en yacimientos con baja permeabilidad; en pozos entubados la eficiencia depende de la densidad de perforación; muy expuesta a sufrir daño de líquidos no se recomienda cerca de las capas friáticas.

Tabla 1.3 Resumen de las mejores técnicas para el control de la producción de arena.

1.3.6 Resistencia de Materiales a la Erosión

Los Materiales especiales resistentes a la erosión, tales como el carburo de tungsteno, recubrimientos y materiales cerámicos se utilizan a menudo en bobinas y componentes a la alta vulnerabilidad. Estos materiales son generalmente duros y quebradizos. N. A. Barton (2003).

Los materiales frágiles se erosionan de manera diferente. El impacto sobre la falla del material en la superficie y aumenta la erosión lineal con el ángulo de impacto, siendo un máximo de impacto perpendicular. Esto podría afectar la forma de la cicatriz de la erosión y la posición de desgaste máximo.

La mayoría de estos materiales tienen una resistencia a la erosión superior a la del acero a menudo órdenes de magnitud mejor. Sin embargo, algunos materiales recubiertos con película son vulnerables a la erosión. Inicialmente hay muchas muestras a una alta resistencia, pero una vez que el recubrimiento, o es tratada la falla, la resistencia puede reducirse rápidamente.

El acero, otros metales y la mayoría de los plásticos en general, muestran propiedades dúctiles erosivas. Las partículas de erosión en materiales dúctiles, la erosión es principalmente causada por proceso conocido como micro-mecanismo. En este proceso, las partículas que impactan en un ángulo de la superficie se achican la distancia del material. En ángulos de alto impacto, los impactos de las partículas sobre superficies dúctiles tienden a generar cráteres, pero no hay tanto desgaste de material. La relación entre las propiedades de los materiales y el choque de las gotas y los mecanismos de erosión en las cavidades son menos conocidos.

El factor principal de control de la erosión dentro de materiales dúctiles es la dureza del material. Consecuentemente el acero es más resistente que los metales más suaves. Los diferentes aceros tienen diferentes valores de dureza. Sin embargo, existen ciertos debates acerca de si esta variación es suficiente para causar variación en la resistencia a la erosión. Haugen sugiere que la diferencia

entre los diferentes grados de acero es insignificante para las velocidades de impacto de menos de 100 m/s.

Los plásticos y los compuestos suelen ser menos resistentes que los metales, a pesar del caucho y algunos polímeros son bastante resistentes a la erosión porque ellos absorben la energía de impacto de las partículas.

El diseño de fluidos de terminación para los pozos donde pueden existir problemas de arenamiento es sumamente importante debido a que se necesita estabilizar las paredes del agujero y prevenir cavidades o derrumbes de formaciones recientes y poco consolidadas o para evitar un daño permanente a la permeabilidad, debida a taponamiento de partículas en la formación, hinchamiento de arcillas, etc.

Otra función importante del diseño de los fluidos es proporcionar capacidad de transporte para remover recortes y para transportar grava en pozos altamente desviados y tener el peso suficiente para evitar que la formación aporte fluido durante las operaciones.

También el fluido, así como sus aditivos deben ser fácilmente removidos con una limpieza por chorro de agua o con un solvente inocuo para la formación que permite dejar limpio el agujero para un tratamiento subsecuente como podría ser una consolidación de resina.

La salmuera y el aceite son comúnmente usados como fluidos de terminación o como la fase líquida continua en ellos, para así darles control de pérdida de fluidos y capacidad para transportar arena, escombros y recortes. Las salmueras son usadas como agua dulce para minimizar la hidratación, el hinchamiento y/o la dispersión de las arcillas de la formación y para obtener la densidad en los sistemas poco sólidos.

Otros factores que deben considerarse para seleccionar la fase líquida, incluye la resistencia al colgamiento; las propiedades corrosivas; posibles riesgos para el personal y el medio ambiente; posible incompatibilidad con los fluidos de la

formación; susceptibilidad del pozo a dañar su permeabilidad debido a inversiones por entrada de sólidos, bloqueo de agua y emulsiones.

Las salmueras como fluido de terminación y sus aditivos pueden no ser compatibles con el agua congénita del yacimiento. La permeabilidad de las rocas puede ser afectada por precipitados que se forman cuando se mezclan con aguas incompatibles.

Los fluidos de terminación suelen considerarse como libres de sólidos, sin embargo, pueden contener partículas originadas por capas profundas de la formación que han sido taponadas. Las fuentes de esos sólidos orgánicos e inorgánicos son:

- La base misma del fluido, cuando es obtenida de ríos o del mar.
- Impurezas de las sales utilizadas para fabricar la salmuera.
- Pueden prevenir de enjarre, residuos de tubería.
- Óxidos de hierro.

Este tipo de daño, puede minimizarse supervisando el campo continuamente y usando técnicas de limpieza en agujero y tuberías, además de filtrar el fluido, así como el tratamiento del fluido para evitar que se precipiten óxidos de hierro.

Los coloides también son usados en sistemas de fluidos de terminación en combinación con salmueras y sólidos cementantes para obtener un control más efectivo de la pérdida de fluido y mejorar la capacidad de suspensión de partículas y la capacidad de acarreo.

La pérdida de filtrado disminuye cuando las partículas coloidales extremadamente pequeñas provocan una reducción adicional de la permeabilidad en el enjarre formado por los sólidos cementantes. La pérdida de filtrado es también reducida cuando existe una fuerte afinidad o atracción entre el enjarre y la fase continua del fluido.

CAPÍTULO 2 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

Hay varios modelos que se han desarrollado dentro de la industria para predecir la erosión causada por la arena dentro de los sistemas de tuberías. Estos modelos se basan en los trabajos realizados por Salama y Venkatech (1983); Coco, Svendeman y Arnold (1994); SouthWest Research (1993) y Shirazi (1994); de la Universidad de Tulsa, Birchenough y Dawson (1993); y Salama (1998). Todos los modelos, sin embargo, están limitados a la predicción de la erosión en geometrías simples de tuberías y conexiones. Salama (1998), hace una revisión de estos modelos y proporciona la siguiente ecuación para calcular la erosión en las tuberías:

$$ER = \frac{1}{S_m} \frac{W V_m^2 d}{D^2 \rho_m} \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde: **ER** es la tasa de erosión (mm/yr), **W** es la tasa de flujo de la arena (lb/d), **V_m** es la velocidad del flujo del fluido (ft/s), **d** es el diámetro de la arena (mμ), **D** es el diámetro de tubería (pg), **ρ_m** es la densidad de la mezcla del fluido (lb/ft³), **S_m** es el factor geométrico, que es igual a 5.5 por cada capa.

La erosión puede ser causada por la cavitación, por el choque de fluidos o por el choque de partículas de arena, Salama M. M. (2000). La erosión por choque de partículas de arena es la más rápida y es la principal preocupación para las operaciones de desvío. (Finne 1967), (Goodwin 1969), (Ives y Ruff 1978), han demostrado que la masa total del material de la partícula de una superficie sólida es directamente proporcional al total de la masa de la partícula que golpea la superficie sólida. Por lo tanto, el resultado de la erosión causada por el impacto de partículas a menudo se expresa en términos del factor de la erosión específica (F_e), la cual es definida como la pérdida de masa por unidad de masa de la partícula.

Ives y Ruff (1978), trabajaron con partículas de 0.15 mm (malla de 100), y placas planas de acero, mostraron que la tasa de erosión es directamente proporcional a la velocidad de las partículas de la placa, elevada a una potencia. La medición de del exponente de la velocidad varía de 2.5 a 1.8, y disminuye con el aumento de la temperatura del acero. Se encontró que el factor de la erosión específica varía con el ángulo de impacto en el que el flujo de la partícula se acerca a la placa de acero. Se observó que el exponente de la velocidad varía poco con el ángulo de impacto.

Goodwin (1969), estudió el efecto del tamaño de la partícula en el factor de erosión específica, para partículas de tamaño de hasta 0.2 mm (malla de 60). Sus datos mostraron que la tasa de erosión aumenta con el tamaño de la partícula hasta 0.1 mm para velocidades que están entre un rango de 200 – 300 m/s, el gasto de erosión se mantuvo esencialmente independiente del tamaño de la partícula para diámetros que se encuentran entre 0.1 y 0.2 mm. El tamaño fundamental de la partícula, por el cual la tasa de erosión se vuelve independiente del tamaño de la partícula, tiende a disminuir con la disminución de la velocidad.

Tolle y Greenwood (1977), estudiaron el flujo de mezcla gas/arena en tuberías, para velocidades de gas de hasta 30 m/s. Se recogieron los datos sobre la tasa de pérdida de peso de varios tipos de accesorios utilizados para llevar a cabo una curva de 90° en las tuberías. Ellos encontraron que la pérdida de peso se debió al aumento lineal con respecto al tiempo. Varios materiales fueron evaluados para la resistencia a la erosión, mostrando únicamente mejoras mínimas que podrían lograrse mediante la selección del material.

La erosión es un proceso micro mecánico, por el cual el material es removido de la superficie metálica o de la no metálica por el impacto de las partículas de sólidos entrando en el fluido transportado. La entrada de las partículas de sólidos remueve el material desde el interior de la pared de las tuberías, de los accesorios, de las válvulas causando potencialmente un severo daño a los equipos. El daño a las tuberías y a los equipos reduce la rentabilidad operacional e incrementa el riesgo

de falla, la pérdida financiera y el daño al personal y al medio ambiente es significativo para la industria.

Dentro de la industria petrolera, el aceite y el gas son extraídos de los yacimientos y transportados a las refinerías y a las plantas procesadoras de gas utilizando tuberías, accesorios y otros equipos. La extracción de los fluidos del yacimiento contiene partículas de arena que pueden causar erosión, dañando el manejo del fluido el interior de los equipos de superficie. Dentro de la gasificación de parafinas, la erosión se suma a los problemas de corrosión causando severos daños a las válvulas y a los accesorios. El daño de la erosión puede causar reparaciones fuera de programa, removiendo y reemplazando equipos, interrumpiendo la producción y en algunos casos resulta el cierre en los procesos de producción. La seguridad del personal de operación y el medio ambiente pueden también estar en peligro cuando los químicos o gases nocivos se descargan al medio ambiente, Hassan M. Q. (2004).

La erosión, dentro de un flujo monofásico con entrada de partículas de arena en la corriente del fluido es un fenómeno complejo. La complejidad de la erosión se incrementa significativamente para un flujo multifásico con entrada de las partículas de arena en la corriente del fluido debido a los diferentes patrones de flujo multifásico, la distribución de las partículas de arena y a su correspondiente velocidad de impacto de la partícula que causa la erosión. La falta de comprensión de la velocidad de impacto de la partícula y su efecto en el proceso de erosión presenta un desafío en el análisis del mecanismo de erosión. Por lo tanto, una buena comprensión de la velocidad de impacto de la partícula es esencial para entender el proceso de erosión multifásico.

2.1 Transporte de Arena

La naturaleza de la arena y el camino en el cual se produce y transporta también determina la relación de erosión dentro de un sistema de producción. La relación de arena producida en un pozo es determinada por una combinación compleja de factores geológicos y puede ser estimada por varias técnicas, por ejemplo la

descrita por Marchino (2001). Con frecuencia, pozos nuevos producen una gran cantidad de arena y propano. Típicamente la producción de arena se estabiliza en un nivel relativamente bajo, antes de aumentar de nuevo así como la edad y la formación del yacimiento se deteriora. La producción de arena es típicamente errática y los rangos típicos de concentración van de 1 a 50 ppm en masa de los separadores de agua arriba de la primera etapa de separación. Si un pozo produce de 5 a 10 [lb/d] ($2.1 * 10^{-5}$ a $5.2 * 10^{-5}$ [kg/s]) es a menudo considerado como arena libre. Sin embargo, esto no elimina la posibilidad de que la erosión pueda tener lugar. N. A. Barton (2003).

El mecanismo de transporte de arena es un aspecto importante controlando la erosión dentro de los sistemas productores. Generalmente los sistemas de gas corren a altas velocidades (>10 m/s) haciendo que la erosión sea más frecuente que en un sistema líquido. Sin embargo, en sistemas de gas húmedo las partículas de arena pueden ser atrapadas y transportadas en la fase líquida. Los baches en particular pueden generar periódicamente altas velocidades que pueden significar mejorar la relación de erosión. Si el flujo es inestable o cambia de condiciones operacionales, la arena puede acumularse con el tiempo bajo el flujo, solamente para ser nivelado a través del sistema cuando ocurren altos flujos. Este y otros flujos mecánicos pueden actuar en la concentración de arena, incrementando la relación de erosión en partes particulares del sistema de producción de la tubería.

2.2 Erosión

La erosión es un proceso complejo, que es afectado por numerosos factores y pequeños cambios sutiles en la condición operacional que puede afectar significativamente el daño que esta causa. Esto puede conducir a un escenario en el cual el coeficiente de una alta erosión ocurre dentro de un sistema de producción, pero muy pequeñas erosiones ocurren en otros sistemas muy similares. La pérdida del metal se hace primero debido a las fuerzas mecánicas las cuales están inducidas por las partículas de arena, las gotas de líquido la cavitación, El-Behery Samy M. et al. (2010).

En la actualidad dentro de la industria petrolera la práctica para el proceso del tamaño de la tubería, las líneas de flujo, los gaseoductos y la velocidad de flujo en los límites de la tubería para la velocidad de erosión máxima, es calculada de la siguiente forma:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \dots\dots\dots(2.2)$$

Donde: V_e es la velocidad máxima de erosión (ft/s), para fluidos con sólidos libres el valor de la constante C es de 100 para ajustes continuos y de 125 para ajustes intermitentes, ρ_m es la densidad de la mezcla del fluido (lb/ft³). En la práctica se recomienda si la producción de arena es anticipada, la velocidad de fluido podrá reducirse significativamente. Los diferentes valores de C , pueden ser usados en donde la aplicación específica del estudio deba mostrar este para ser aproximado. El-Behery Samy M. et al. (2010).

La ecuación (2.2), es muy simple y fácil de usar, pero esta ecuación no detalla la erosión por la contribución de muchos factores, tal como el tamaño de la partícula y la densidad, el coeficiente de la masa y tipo de geometría. La única variable que detalla la ecuación (2.2) es la densidad de la mezcla del fluido. La ecuación (2.2) sugiere que una limitante alta de la velocidad podría ser cuando la densidad de la mezcla del fluido es baja.

El problema de la erosión dentro del flujo multifásico se puede estudiar aproximadamente como un flujo de una sola fase por la introducción del coeficiente de la masa efectiva y un típico flujo de una fase que el modelo de predicción de la erosión que se basa en fluido dinámico computacional puede ser aplicado. La erosión dentro de un sistema de tuberías es calculada para varios patrones de flujo y comparada con datos experimentales encontrados en la literatura. La erosión es causada por la entrada de partículas de arena en un sistema de tuberías y es de gran interés para muchas industrias. Cuando la arena se presenta dentro del fluido transportado, hay un riesgo de erosión, particularmente en las válvulas y en las conexiones como: codos, tees donde el

flujo pasa y cambia de dirección. La erosión reduce la vida de servicio apropiada de estas válvulas y conexiones, y si no se detecta a tiempo puede llevar a que falle el equipo. Consecuentemente, la capacidad para predecir exactamente la erosión es de gran importancia, particularmente para la industria petrolera.

Una variedad de factores, incluyendo las condiciones de flujo, configuración de los codos, propiedades de la arena y carga, y propiedades de los materiales de las tuberías, determinan la severidad de la erosión en los sistemas de tuberías. El principal interés es estudiar cómo influye la erosión dentro de un sistema de tuberías utilizando los patrones de flujo multifásico.

La erosión dentro de los sistemas de tuberías es calculada por varios patrones de flujo multifásico y comparando datos experimentales dentro de la literatura. La planeación aproximada es una herramienta efectiva para estimar la erosión dentro del flujo multifásico.

La erosión ocasionada por la producción de arena (arenamiento) daña las tuberías del fondo del pozo, los equipos submarinos, las líneas de conducción y otras instalaciones, causando la falla catastrófica del pozo así como daños al personal y al medio ambiente.

La erosión está en función de varios factores como:

- Distribución de las fases
- Presencia de burbujas de gas
- Distribución y características de los sólidos

La erosión afecta principalmente a las secciones donde existen cambios de diámetro o dirección, por ejemplo codos, válvulas, estranguladores, etc.

Los cedazos autónomos, no protegidos por los empaques de grava pueden fallar como resultado de la erosión indicada cuando los túneles de los disparos actúan como boquillas, orientando el flujo proveniente de la formación, **figura 2.1 (a)**. Conforme la erosión continúa para abrir el primer punto de falla, puede observarse un segundo punto en una disposición que sigue el ángulo de fase de 60° de los

disparos, **figura 2.1 (b)**. Las acciones de remediación, asociadas con las terminaciones con cedazos autónomos, comprenden el empaque de grava de los túneles y en ciertos casos, la colocación de grava entre el cedazo y la formación o la tubería de revestimiento, lo que crea en esencia una terminación con empaque de grava.

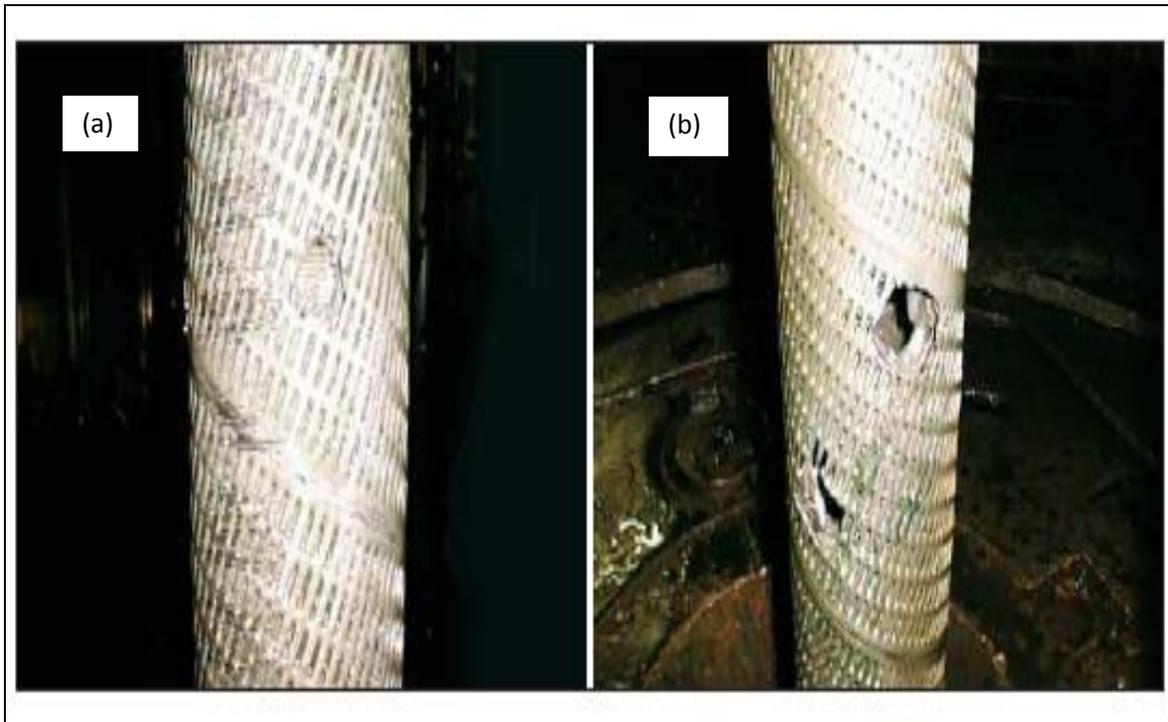


Figura 2.1. Daño producido por la erosión.

La diferencia de erosión dentro de un sistema de arenas independientes donde el coeficiente de erosión está relacionado a dos parámetros, por ejemplo a la densidad de la mezcla y a la velocidad del flujo, la erosión de la arena es debido a la influencia de varios factores incluyendo las características del flujo (gasto de flujo, composición, densidad y viscosidad), así como las características de la arena (concentración, velocidad de impacto, ángulo de impacto, número de partículas que chocan contra la superficie, dureza, tamaño de distribución y densidad), componentes geométricos (codos, tee, estranguladores y conexiones), y propiedades del material (dureza y microestructura). Existe una extensiva base de datos que pueden ser utilizados para caracterizar el coeficiente de erosión de

diferentes materiales. Estos datos son generalmente presentados utilizando la siguiente ecuación:

$$E_r = AV_p^n F(\alpha) \dots\dots\dots (2.3)$$

Donde: ***E_r*** es el coeficiente de erosión calculado ya que el coeficiente entre la masa del metal perdido y la masa de la arena chocan contra el material. ***A*** y ***n*** son constantes, determinadas experimentalmente que dependen sobre todo de las propiedades del material. Para materiales dúctiles, el valor de *n* está entre 2-3. Para materiales frágiles o deleznales ***n*** puede ser tan alta como 6. ***V_p*** es la velocidad de impacto de las partículas de arena sobre la superficie del metal. ***F(α)*** es una función cuyo valor varía entre 0 y 1, dependiendo sobre el ángulo de impacto, Salama M. M. et al. (2000).

CAPÍTULO 3 MODELO PROPUESTO

El modelo propuesto en este trabajo, se basa en la correlación desarrollada por Aziz (1972), y Duns and Ros (1963). El modelo propuesto determina qué tipo de flujo se tiene, utilizando el Número de Reynolds, además determina qué patrón de flujo se tiene dentro del sistema de tuberías.

Las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

$$q_l = q_o + q_w \dots\dots\dots (3.1)$$

Donde: q_l es el gasto de líquido (BPD), q_o es el gasto de aceite (BPD), q_w es el gasto de agua (BPD).

$$q_g = q_g * 10^6 \dots\dots\dots (3.2)$$

Donde: q_g es el gasto de gas (MMPCD).

$$RGA = \frac{q_g}{q_o} \dots\dots\dots (3.3)$$

Donde: RGA es la relación de gas-aceite ($ft^3@c.s / bl@c.s$), q_g es el gasto de gas (MMPCD), q_o es el gasto de aceite (BPD).

$$WOR = \frac{q_w}{q_l} \dots\dots\dots (3.4)$$

Donde: WOR es la relación de aceite-agua ($bl_w@c.s / bl_o@c.s$), q_w es el gasto de agua (BPD), q_l es el gasto de líquido (BPD).

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \dots\dots\dots (3.5)$$

Donde: γ_o densidad relativa del aceite.

$$\gamma_{gs} = \gamma_g * 1 + 0.00005912 * \text{°API} * Ts * \log_{10}\left(\frac{Ps}{114.7}\right) \dots\dots\dots (3.6)$$

Donde: γ_{gs} es la densidad relativa de separación, γ_g es la densidad relativa del gas, T_s es la temperatura de separación ($^{\circ}F$), P_s es la presión de separación (lb/pg^2).

$$\gamma_{gd} = 0.2 + 0.02 * API + (Rslab * 10^{-6} * 0.6874 - (3.5864 * API) \dots\dots\dots (3.9)$$

Donde: γ_{gd} es la densidad relativa del gas disuelto, $Rslab$ es la relación de gas disuelto de laboratorio (ft^3/bl_o).

$$\gamma_{gf} = \frac{RGA*\gamma_g - Rslab*\gamma_{gd}}{RGA-Rslab} \dots\dots\dots (3.8)$$

Donde: γ_{gf} es la densidad relativa del gas libre, RGA es la relación de gas-aceite ($ft^3@ c.s / bl@c.s$), γ_g es la densidad relativa del gas, $Rslab$ es la relación de gas disuelto de laboratorio (ft^3/bl_o), γ_{gd} es la densidad relativa del gas disuelto.

$$B_w = 1 + 0.00012 * T - 60 + 0.000001 * T - 60 - 0.00000333 * P \dots\dots\dots (3.9)$$

Donde: B_w es el factor de volumen del agua ($ft^3@c.y / ft^3@c.s$), T es temperatura de entrada ($^{\circ}F$), P es la presión de entrada (lb/pg^2).

$$B_g = \frac{0.02825*Z* T+460}{P} \dots\dots\dots (3.10)$$

Donde: B_g es factor de volumen del gas ($ft^3@c.y / ft^3@c.s$), Z es factor de compresibilidad del gas, T es la temperatura de entrada ($^{\circ}F$), P es la presión de entrada (lb/pg^2)

$$\rho_g = \frac{0.0764*\gamma_{gf}}{B_g} \dots\dots\dots (3.11)$$

Donde: ρ_g es la densidad del gas (lb/ft^3), γ_{gf} es la densidad relativa del gas libre, B_g es factor de volumen del gas ($ft^3@c.y / ft^3@c.s$).

$$\mu_g = K * 10^{-4} * \exp X * \frac{\rho_g}{62.428}^Y \dots\dots\dots (3.12)$$

Donde: μ_g es la viscosidad del gas (cp), ρ_g es la densidad del gas (lb/ft³), k, X y Y son constantes utilizadas para calcular la viscosidad del gas.

$$\rho_o = \frac{62.4 * \gamma_o + 0.01362 * Rslab * \gamma_{gd}}{B_{olab}} \dots\dots\dots (3.13)$$

Donde: ρ_o es la densidad del aceite (lb/ft³), γ_o densidad relativa del aceite, Rslab es la relación de gas disuelto de laboratorio (ft³/bl_o), γ_{gd} es la densidad relativa del gas disuelto, B_{olab} es el factor de volumen del aceite (ft³@c.y / ft³@c.s).

$$\mu_o = a * \mu_m^b \dots\dots\dots (3.14)$$

Donde: μ_o es la viscosidad del aceite [cp], a y b son constantes, μ_m es la viscosidad del aceite muerto [cp].

$$\sigma_o = 42.2 - 0.047 * T - 0.267 * \text{°API} * \exp -0.0007 * P \dots\dots\dots (3.15)$$

Donde: σ_o es la tensión superficial del aceite [dinas/cm], T es la temperatura de entrada [F], P es la presión de entrada [lb/pg²].

$$v_{sl} = \frac{0.01191 * q_o * B_{olab} + q_w * B_w}{D_t^2} \dots\dots\dots (3.16)$$

Donde: v_{sl} es la velocidad superficial del líquido [ft/s], q_o es el gasto de aceite [BPD], B_{olab} es el factor de volumen del aceite de laboratorio, q_w es el gasto de agua [BPD], B_w es el factor de volumen del agua, D_t es el diámetro de la tubería [pg].

$$v_{sg} = \frac{0.002122 * q_o * RGA - Rslab * B_g}{D_t^2} \dots\dots\dots (3.17)$$

Donde: v_{sg} es la velocidad superficial del gas [ft/s], q_o es el gasto de aceite [BPD], RGA es la relación de gas-aceite [ft³@ c.s / bl@c.s], R_{slab} es la relación de gas disuelto de laboratorio [ft³/bl], B_g es el factor de volumen del aceite, D_t es el diámetro de la tubería [pg].

$$v_{sm} = v_{sl} + v_{sg} \dots\dots\dots (3.18)$$

Donde: v_{sm} es la velocidad superficial de la mezcla [ft/s], v_{sl} es la velocidad superficial del líquido [ft/s], v_{sg} es la velocidad superficial del gas [ft/s].

$$\lambda = \frac{v_{sl}}{v_{sm}} \dots\dots\dots (3.19)$$

Donde: λ es el colgamiento sin resbalamiento, v_{sl} es la velocidad superficial del líquido [ft/s], v_{sm} es la velocidad superficial de la mezcla [ft/s].

$$Y_{ns} = \rho_o * \lambda + \rho_g * 1 - \lambda \dots\dots\dots (3.20)$$

Donde: Y_{ns} es el colgamiento sin resbalamiento, λ es el colgamiento sin resbalamiento, ρ_o es la densidad del aceite [lb/ft³], ρ_g es la densidad del gas [lb/ft³].

$$N_F = \frac{12 * v_{sm}^2}{32.2 * D_t} \dots\dots\dots (3.21)$$

Donde: N_F es el número de Froude, v_{sm} es la velocidad superficial de la mezcla [ft/s], D_t es el diámetro de la tubería [pg].

$$H_L = \frac{0.845 * \lambda^{0.5351}}{N_F^{0.0173}} \dots\dots\dots (3.22)$$

Donde: H_L es el colgamiento, λ es el colgamiento sin resbalamiento, N_F es el número de Froude.

$$Y_m = \rho_o * H_L + \rho_g * 1 - H_L \dots\dots\dots (3.23)$$

Donde: Y_m es el colgamiento con resbalamiento, H_L es el colgamiento sin resbalamiento, ρ_o es la densidad del aceite [lb/ft³], ρ_g es la densidad del gas [lb/ft³].

$$v_l = \frac{v_{sl}}{H_L} \dots\dots\dots (3.24)$$

Donde: v_l es la velocidad real del líquido [ft/s], v_{sl} es la velocidad superficial del líquido [ft/s], H_L es el colgamiento sin resbalamiento.

$$v_g = \frac{v_{sg}}{H_L} \dots\dots\dots (3.25)$$

Donde: v_g es la velocidad real del líquido [ft/s], v_{sg} es la velocidad superficial del líquido [ft/s], H_L es el colgamiento sin resbalamiento.

$$v_m = v_l + v_g \dots\dots\dots (3.26)$$

Donde: v_m es la velocidad real de la mezcla [ft/s], v_l es la velocidad real del líquido [ft/s], v_g es la velocidad real del líquido [ft/s]

$$N_E = \frac{14610 * \frac{D_t^2}{12} * \rho_o - \rho_g}{\sigma_o} \dots\dots\dots (3.27)$$

Donde: N_E es el número de elasticidad, D_t es el diámetro de la tubería [pg], ρ_o es la densidad del aceite [lb/ft³], ρ_g es la densidad del gas [lb/ft³], σ_o es la tensión superficial del aceite [dinas/cm].

$$N_v = \frac{1488 * 32.2 * \frac{D_t^3}{12} * \rho_o * \rho_o - \rho_g^{0.5}}{\mu_o} \dots\dots\dots (3.28)$$

Donde: N_v es el número de velocidad, D_t es el diámetro de la tubería [pg], ρ_o es la densidad del aceite [lb/ft³], ρ_g es la densidad del gas [lb/ft³], μ_o es la viscosidad del aceite [cp].

$$N_w = \frac{\rho_g * v_{sg}^2 * 0.0006}{\sigma_o} \dots\dots\dots (3.29)$$

Donde: N_w es el número de Weber, ρ_g es la densidad del gas [lb/ft³], v_{sg} es la velocidad superficial del líquido [ft/s], σ_o es la tensión superficial del aceite [dinas/cm].

$$N_\mu = \frac{\mu_o}{\rho_o * \sigma_o * 0.0006} \dots\dots\dots (3.30)$$

Donde: N_μ es el número de viscosidad, μ_o es la viscosidad del aceite [cp], ρ_o es la densidad del aceite [lb/ft³], σ_o es la tensión superficial del aceite [dinas/cm].

3.1 Correlación de Aziz, Govier y Fogarasi

Aziz, Govier y Fogarasi (1972), propusieron una correlación para flujo Multifásico que dependía del régimen de flujo. Se consideran cuatro regímenes de flujo: Burbuja, Tapón, Transición y Anular-Niebla, como se muestra en la **figura 3.1**.

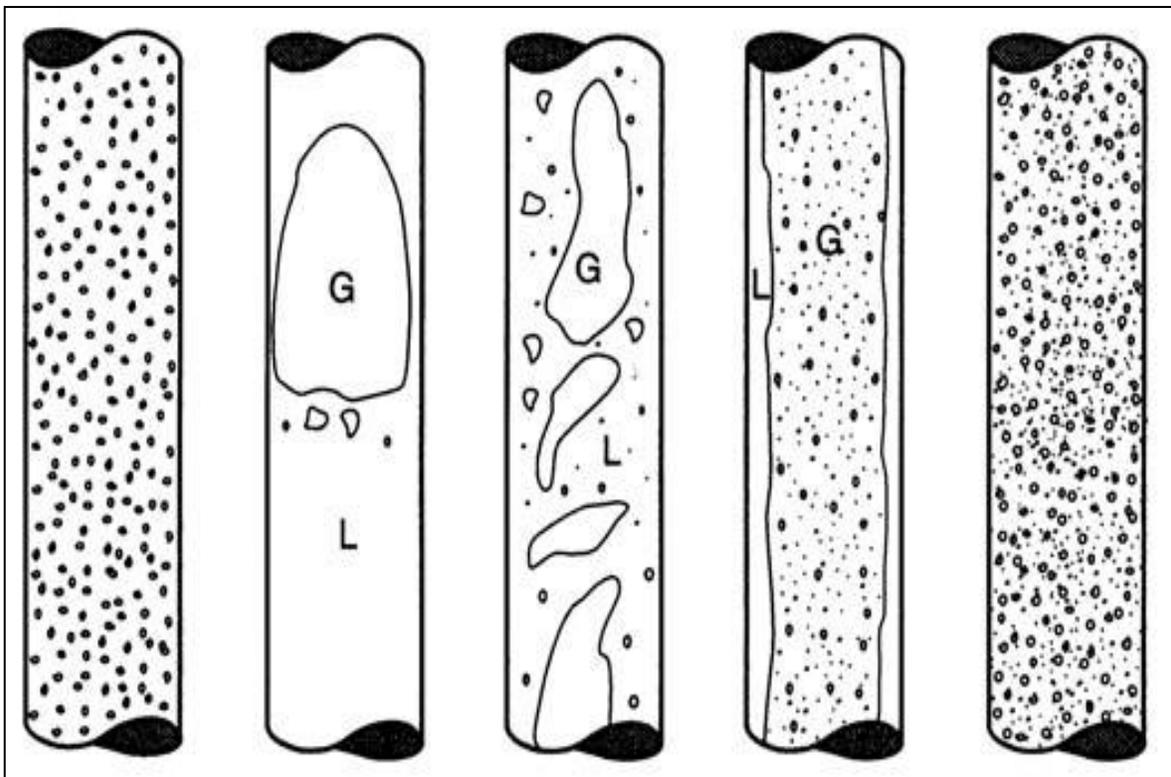


Figura 3.1. Patrones de flujo de Aziz, Govier y Fogarasi (1972)

Estos autores presentaron una correlación original para los flujos de Burbuja y Tapón, y el método de Duns and Ros (1963) para calcular los regímenes de Transición y Anular-Niebla. Carroll J. A. (1990). Los regímenes de flujo son identificados con las siguientes variables:

$$N_x = v_{sg} \frac{\rho_g}{0.0764}^{1/3} \frac{72\rho_l}{62.4\sigma_l}^{1/4} \dots\dots\dots (3.31)$$

$$N_Y = v_{sl} \frac{72\rho_l}{62.4\sigma_l}^{1/4} \dots\dots\dots (3.32)$$

$$N_1 = 0.51(100N_Y)^{0.172} \dots\dots\dots (3.33)$$

$$N_2 = 8.6 + 3.8N_Y \dots\dots\dots (3.34)$$

$$N_3 = 70 100N_Y^{-0.152} \dots\dots\dots (3.35)$$

Donde: N_x y N_Y dan la ubicación en el mapa de flujo, mientras los límites de los regímenes de flujo están dados por N_1 , N_2 y N_3 , como se muestra en la figura 3.2.

El régimen de flujo se puede identificar de la siguiente manera:

Para el flujo burbuja utilizamos las ecuaciones (3.31 y 3.33), para el flujo tapón utilizamos las ecuaciones (3.33, 3.31 y 3.34), para el flujo transición utilizamos los parámetros de las ecuaciones (3.34, 3.31 y 3.35), y finalmente para el flujo anular utilizamos las ecuaciones (3.35 y 3.31), estas características se muestran en la tabla 3.1.

Flujo Burbuja:	$N_x < N_1$
Flujo Tapón:	$N_1 \leq N_x < N_2$
Flujo Transición:	$N_2 \leq N_x < N_3$; <i>para</i> $N_Y < 4$
Flujo Anular:	$N_3 \leq N_x$

Tabla 3.1. Límites para identificar los Patrones de flujo (Aziz, 1972).

Hazin and Nimat (1989), propusieron que el rendimiento de la correlación de Aziz, podría ser mejorada por el uso de otros mapas de patrones de flujo, en vez de los mapas propuestos por Aziz. Para sus datos específicos establecidos, los resultados alcanzados fueron mejores cuando la correlación de Aziz fue usada en conjunto con los mapas de patrones de flujo de Duns and Ros.

En la figura 3.2. Se muestra el mapa de patrones de flujo que propusieron Aziz, Govier y Fogarasi (1972).

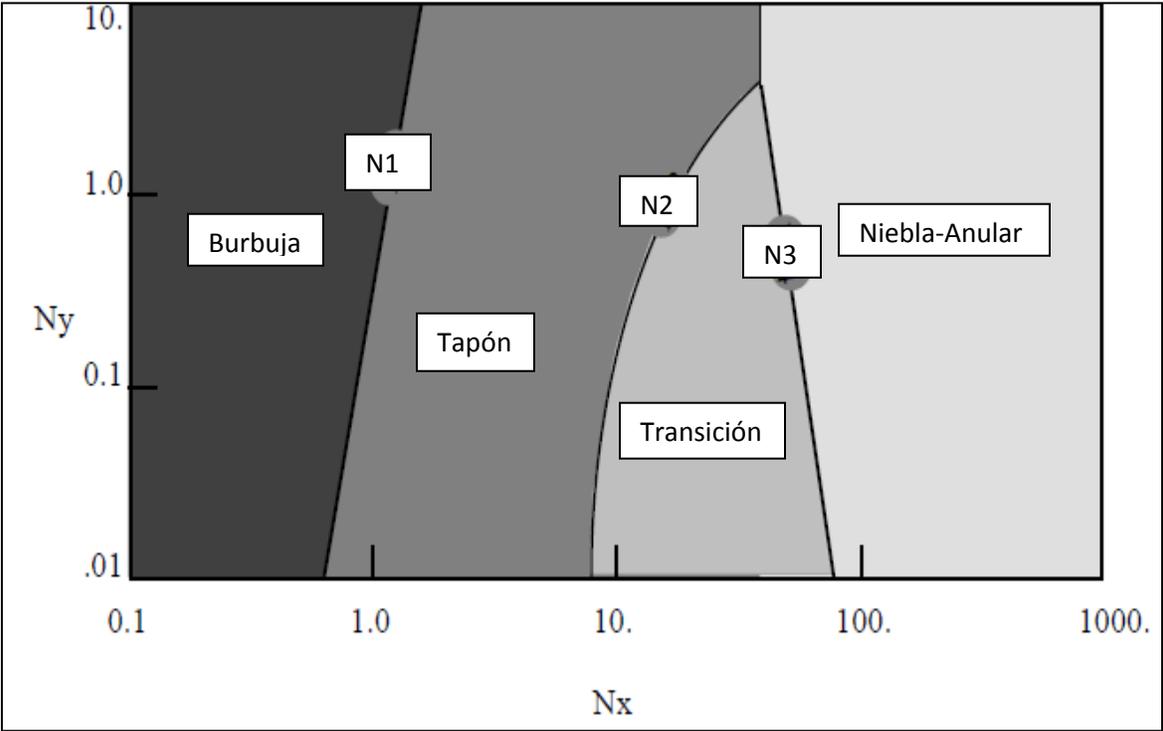


Figura 3.2. Mapa de patrones de flujo.

Cuando se calcula el número de Reynolds (\$N_{Re}\$), se puede obtener el tipo de flujo. Los parámetros se muestran en la tabla 3.2.

$$N_{Re} = \frac{\rho_o * v_{sm} * \frac{D_t}{12} * 1488}{\mu_o} \dots\dots\dots (3.36)$$

Donde: \$N_{Re}\$ es el número de Reynold's, \$\rho_o\$ es la densidad del aceite [lb/ft³], \$v_{sm}\$ es la velocidad superficial de la mezcla [ft/s], \$D_t\$ es el diámetro de la tubería [pg], \$\mu_o\$ es la viscosidad del aceite [cp].

Flujo Laminar:	$N_{Re} < 2300$
Flujo Critico:	$2300 < N_{Re} < 3100$
Flujo Turbulento:	$N_{Re} > 3100$

Tabla 3.2. Limites para determinar el Tipo de flujo

La caída de presión se calcula para cada tipo de flujo y se calcula la caída de presión por presión, por fricción y total.

Caída de presión por elevación ΔP_h :

$$\Delta P_h = \rho_o * Y_l + \rho_g * 1 - Y_l * \sin \frac{\theta * \pi}{180} \dots\dots\dots (3.37)$$

Donde: ρ_o es la densidad del aceite [lb/ft³], ρ_g es la densidad del gas [lb/ft³], Y_l es el colgamiento, θ es el ángulo.

Caída de presión por fricción ΔP_f :

$$\Delta P_f = \frac{f_{10} * \rho_o * Y_l * \rho_g * 1 - Y_l * v_{sm}^2}{64.4 * \frac{D_t}{12}} \dots\dots\dots (3.38)$$

Donde: f_{10} es el factor de fricción calculado por el diagrama de Moody, ρ_o es la densidad del aceite [lb/ft³], ρ_g es la densidad del gas [lb/ft³], Y_l es el colgamiento, v_{sm} es la velocidad superficial de la mezcla [ft/s], D_t es el diámetro de la tubería [pg].

Caída de presión total ΔP_T :

$$\Delta P_T = \Delta P_h + \Delta P_f \dots\dots\dots (3.39)$$

Donde: ΔP_f es la caída de presión por fricción ΔP_h es la caída de presión por elevación.

Para cada patrón de flujo se calcula la caída de presión como se muestra en el capítulo 2. Con estos cálculos que son para las condiciones iniciales se vuelve a calcular todas las propiedades para el intervalo que tenemos, haciendo que el

resultado sea las condiciones iniciales para Presión inicial y Temperatura inicial, hasta recorrer todo el intervalo dado.

3.2 Modelo de Erosión

Para lograr la reducción de la erosión a través de este enfoque, es necesario determinar los cambios en la función de la distribución de la erosión de cualquier modificación geométrica. El modelo de fluido dinámico computacional (Computational Fluid Dynamics “CFD”), en relación con los otros modelos de erosión es una herramienta útil que ha sido utilizada por muchos autores para predecir cuantitativamente la distribución de la erosión generada por los diversos flujos de material en particular las combinaciones de efectos de partículas. Sobre la determinación de que el patrón de erosión correlaciona con el cálculo del movimiento de las partículas utilizando CDF, un nuevo diseño fue ideado que exhibió significativamente una reducción en la tasa de erosión.

El modelo monofásico basado en el modelo CDF, es otro elemento importante para la predicción de la erosión. La predicción de la erosión, empleando este modelo es un proceso de tres pasos: primero, el transporte continuo del flujo del fluido simulando; segundo, un camino de partículas usando una aproximación Lagrangiana; y tercero, el cálculo de erosión usando información sobre el choque de partículas en la pared. La fase simple basada en el modelo CFD para predecir la erosión esta implementada dentro de un código comercial disponible CFX-4. La suposición de este modelo es que la interacción de la partícula es despreciable. Esta hipótesis determina que el modelo es designado para un sistema diluido.

El primer paso es resolver el transporte continuo de las ecuaciones del fluido del flujo. Las ecuaciones de continuidad y de momento empleadas por CFX-4 están dadas por:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot \rho U = 0 \dots\dots\dots (3.40)$$

Donde: ∇ es, U es el vector de velocidad de fluido [ft/s], ρ es la densidad [lb/ft³].

$$\frac{\partial(\rho U)}{\partial t} + \nabla \cdot \rho U \otimes U = B + \nabla \cdot (-\rho u' \otimes u' + \Phi) \dots\dots\dots (3.41)$$

Donde: ∇ es la primer derivada parcial, ρ es la densidad [lb/ft³], U es el vector de velocidad de fluido [ft/s], B es el vector de fuerza del la partícula [N], u' es la componente de fluctuación de la velocidad de fluido [ft/s], Φ es el tensor de tensión [N],

Donde el tensor de carga Φ es dado por:

$$\Phi = -\frac{P}{\rho} I + \frac{\mu}{\rho} \nabla U + (\nabla U)^T \dots\dots\dots (3.42)$$

Donde: P es el gradiente de presión, ρ es la densidad [lb/ft³], I es la matriz unitaria, μ es la viscosidad del fluido [Pa*s], ∇ es la primer derivada parcial, U es el vector de velocidad de fluido [ft/s]

El seguimiento al movimiento de la partícula proporciona la solución al transporte en flujo. El acoplamiento entre las partículas de arena y el transporte del fluido se aplica en este modelo propuesto. Se observa que el acoplamiento es un método adecuado solamente para cargas de partículas sólidas bajas, dado que la presencia de las partículas sólidas no afecta el transporte del flujo del fluido. Clift et al. (1978), propusieron que la ecuación que gobierna el movimiento de la partícula en el fluido, se puede obtener a partir de la segunda ley del movimiento de Newton es decir:

$$m_p \frac{dv_p}{dt} = F_D + F_P + F_B + F_A \dots\dots\dots (3.43)$$

Donde F_D, F_P, F_B, F_A representan la fuerza de arrastre, la fuerza del gradiente de presión, la fuerza de flotabilidad y la fuerza de la masa añadida respectivamente. Chen et al. (2004), dieron una descripción completa de estas fuerzas.

Una vez que una partícula que incide en la pared de la tubería, la energía acompañada se pierde durante el proceso de instrucción por ser tomado dentro

del informe para determinar el reflejo de la trayectoria de la partícula. Chen et al., demostraron el significado poniendo en práctica el concepto de rebote de partícula estocástica. Grant y Tabakoff (1975), trataron el rebote dinámico de la partícula en un sentido estático y postularon el valor medio del coeficiente de restitución (e_{per} y e_{par}), el cual es dependiente del ángulo entrante con el ángulo dependiente de la desviación estándar (ε_{per} y ε_{par}). El coeficiente de restitución y la desviación estándar se determinan con las ecuaciones (3.44 y 3.47), respectivamente:

$$e_{per} = 0.993 - 1.76\theta + 1.56\theta^2 - 0.49\theta^3 \dots\dots\dots (3.44)$$

$$e_{par} = 0.998 - 1.66\theta + 2.11\theta^2 - 0.67\theta^3 \dots\dots\dots (3.45)$$

$$\varepsilon_{per} = -0.0005 + 0.62\theta - 0.535\theta^2 + 0.089\theta^3 \dots\dots\dots (3.46)$$

$$\varepsilon_{par} = 2.15\theta - 5.02\theta^2 + 4.05\theta^3 - 1.085\theta^4 \dots\dots\dots (3.47)$$

Donde: e_{per} es el coeficiente de la partícula paralela, e_{par} es el coeficiente de la partícula perpendicular, ε_{per} es la desviación estándar de la partícula perpendicular, ε_{par} es la desviación estándar de la partícula perpendicular.

La información de comprensión, tal como la velocidad y el ángulo de impacto, se recogen en forma de partícula contra la pared. Usando esta información, la relación de la erosión puede ser calculada. La relación de la erosión se define como la pérdida de la masa de la pared de la tubería debido a la erosión dividida por la masa de la partícula impactada en la pared. De acuerdo con Ahlert y McLaury (1996), la relación de la erosión está dada por:

$$ER = AF_s V_0^n f(\theta) \dots\dots\dots (3.48)$$

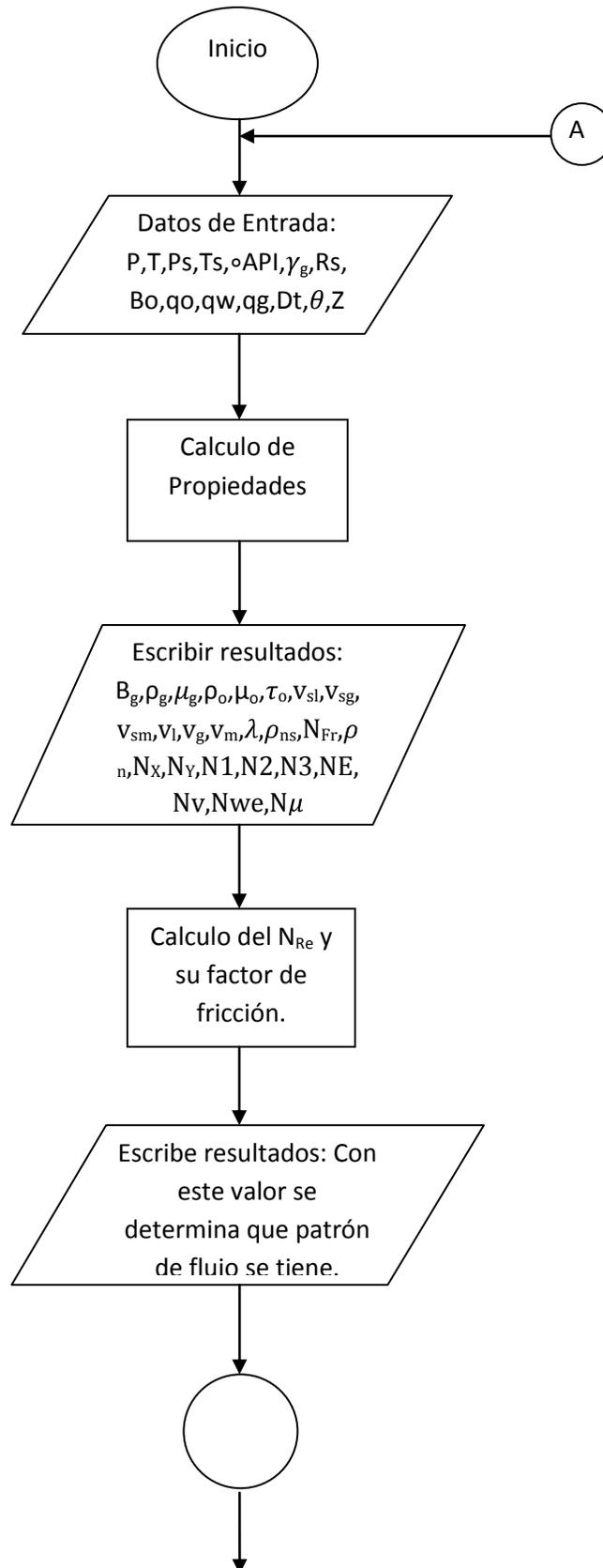
Donde: **ER** es la relación de erosión en [kg/kg], A es la masa agregada, F_s es el coeficiente de la condición de la partícula, V_0 es la velocidad de choque de la partícula, $f(\theta)$ es el ángulo de impacto de la partícula.

La relación de la erosión puede ser convertida a la pérdida del espesor de la pared. La pérdida del espesor de la pared se define como la relación de la pérdida de la masa local de la pared dividida por el área de la celda y la densidad del material de la pared. La erosión es finalmente definida como la razón de penetración en milímetros por kilogramo, lo cual representa la pérdida del espesor de la pared de la tubería por unidad de masa de carga de arena. Entonces la razón de penetración es una sobrecarga de arena de variable independiente.

3.3 Integración del Modelo (Diagrama de Flujo)

El programa inicia pidiendo datos de entrada como son la presión y temperatura; presión y temperatura de separación, los grados API, la densidad relativa del gas, la relación de gas disuelto, el factor de volumen del aceite, los gastos de aceite, agua y gas, el diámetro de la tubería, el ángulo de inclinación, y la compresibilidad del gas.

Con estos datos se calculan las propiedades del aceite, así como las condiciones que nos indican qué tipo de flujo y patrón de flujo se tiene. Al conocer el patrón de flujo se calcula las caídas de presión para las condiciones iniciales de este patrón de flujo, después en una hoja de cálculo se repiten los cálculos tomando como valor de inicio los valores obtenidos en el anterior cálculo y así se hace hasta cubrir todo el intervalo. En la **figura 3.3** se esquematiza el diagrama de flujo del cálculo realizado aplicando el modelo propuesto en este trabajo.



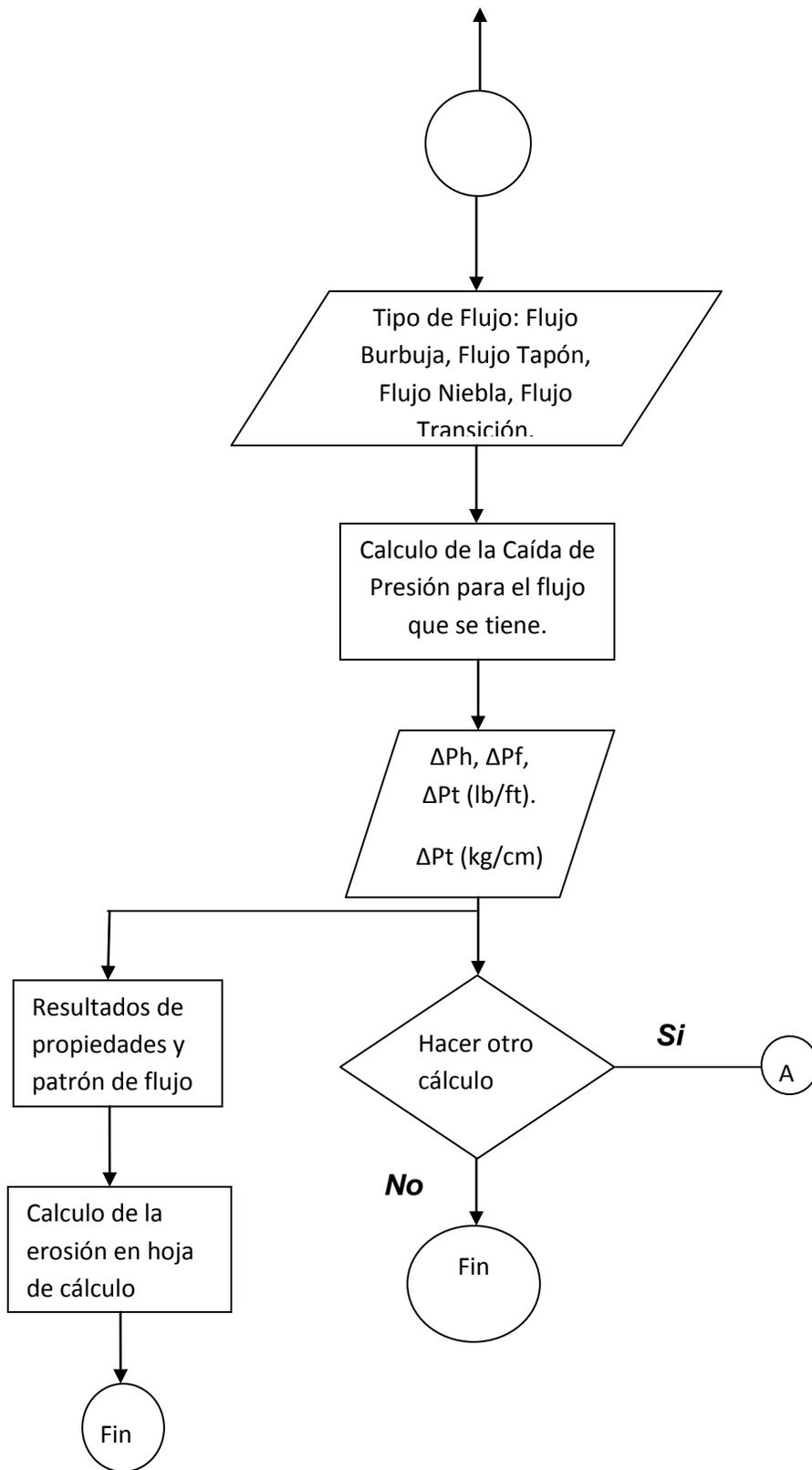


Figura 3.3 Diagrama de flujo del modelo propuesto.

CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL MODELO

En este capítulo se presentan los datos requeridos para la aplicación del modelo propuesto a tres casos de pozos hipotéticos, los cuales cuentan con la siguiente información en común que se muestra en la tabla 4.1:

Profundidad vertical.	11483 [ft]
Longitud de Desvió.	8202 [ft]
Profundidad desarrollada (h).	11780 [ft]
Diámetro de la Partícula (dpar).	10 [μm]
Masa de la Partícula (m _{apar}).	0.00001 [lb]
Ángulo de inclinación (θ).	50, 90, 30, 70 y 0 [°]

Tabla 4.1. Datos de campo.

Los valores utilizados se encuentran dentro del rango de los valores encontrados en campo. Además se hace la comparación con otras dos geometrías que se describen en las Figuras 4.1, 4.2, y 4.3, las cuales representan una tubería con un ángulo de inclinación de 50°, 30° y 70°, una vertical y una desviada respectivamente.

Con la información de la tabla 4.1, se proporcionan los siguientes valores para cada caso de estudio. En la tabla 4.2 se muestran los valores de entrada para cada caso:

Datos	Caso 1	Caso 2	Caso 3
P [lb/pg²]	10000	7000	5000
T [°F]	250	220	250
Ps [lb/pg²]	150	120	200
Ts [°F]	100	75	100
°API	15	30	54
γ_g	0.8	0.85	0.7
Rs	700	800	100
Bo	1.455	1.27	1.2
Qo [BPD]	5000	3500	500
Qw [BPD]	100	200	0
Qg [MMPCD]	0.84	9	10
Dt [pg]	3.5	4	2.875
Z	0.6	0.7	0.65

Tabla 4.2. Datos de entrada para cada caso de estudio.

Donde P y T son datos de entrada.

Con estos datos se calculan las propiedades de flujo tanto para el gas como para el aceite y en que patrón de flujo se tiene, como se muestra en la tabla 4.3:

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Patrón de flujo	Burbuja	Tapón	Niebla
Bg	0.0012	0.019	0.0026
ρ_g [lb/ft ³]	26.7990	35.3414	20.4203
μ_g [cp]	0.0737	0.1412	0.0422
ρ_o [lb/ft ³]	44.7832	49.6080	41.1534
μ_o [cp]	0.9657	0.4899	0.3138
τ_o [dinas/cm]	0.0243	0.1791	0.4902

Tabla 4.3. Muestra el patrón de flujo y las propiedades para cada caso.

Con estos valores se calcula todas las propiedades de para el líquido y para el gas, además de la caída de presión y el patrón de flujo que se tiene, se calcula también la erosión para ese punto que son los de entrada, se vuelven a hacer los cálculos utilizando estos nuevos valores como datos de entrada y así sucesivamente hasta recorrer toda la profundidad vertical.

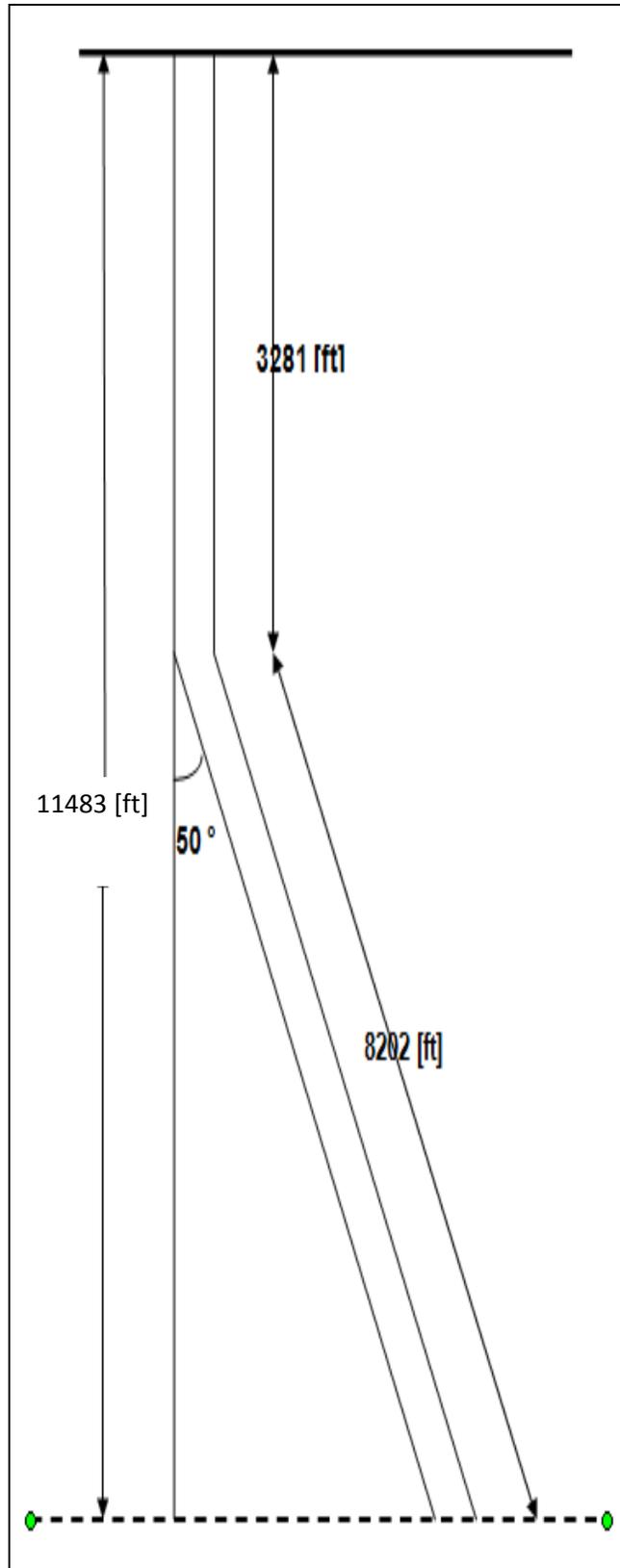


Figura 4.1. Esquemática del estado mecánico con una desviación de 50°, 30° 70°.

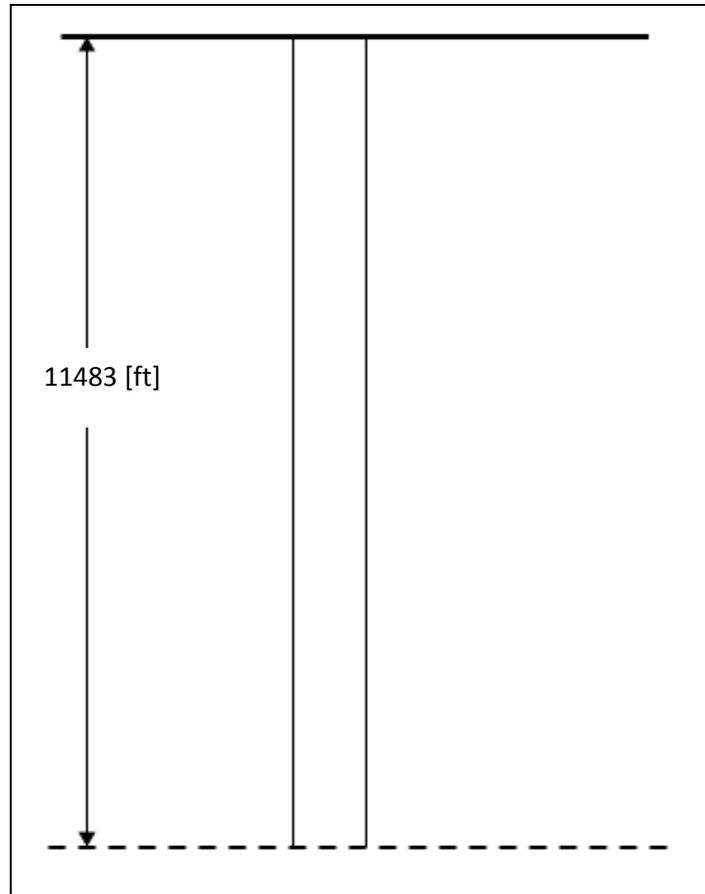


Figura 4.2. Esquematación del estado mecánico vertical.

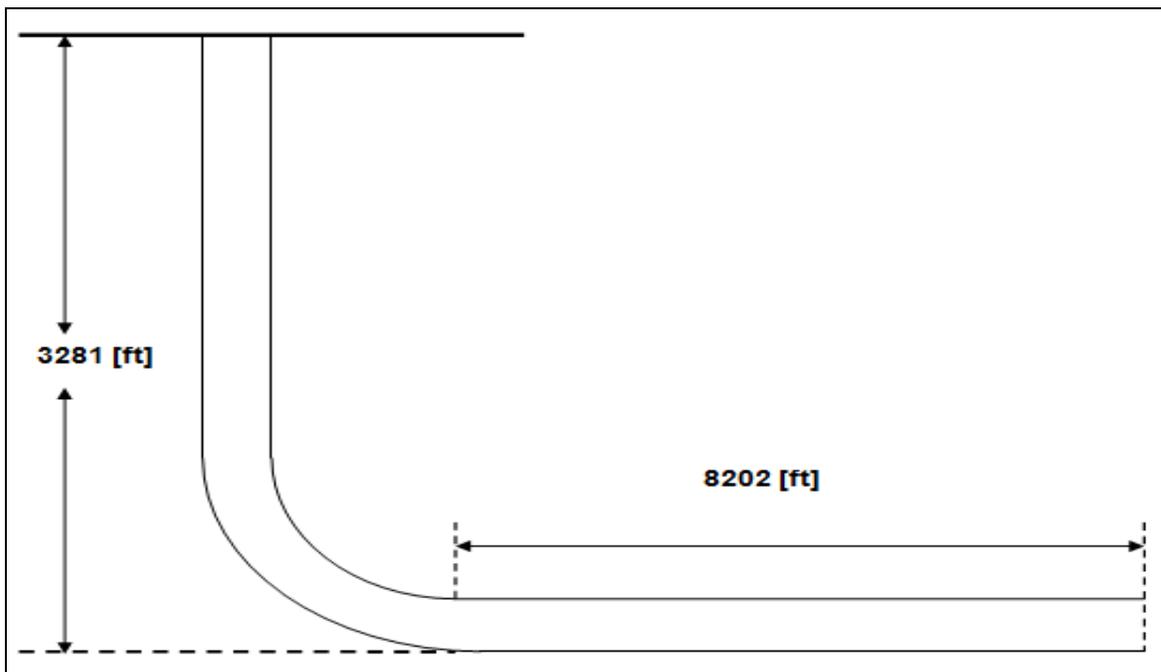


Figura 4.3. Esquematación del estado mecánico horizontal.

CAPÍTULO 5 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos con el modelo propuesto para cada caso de estudio descritos en el capítulo anterior, se hace la comparación para 3 geometrías, una vertical (0° de inclinación), una con un ángulo de desvío (50° , 30° , 70°) y una geometría desviada (horizontal, 90° de desvío). Los resultados obtenidos fueron para el caso uno un patrón de flujo Burbuja, para el caso dos un flujo Tapón y para el caso tres un flujo Niebla, a continuación se presentan las gráficas correspondientes para cada caso.

Caso 1.

En la Figura 5.1, se muestra la relación que existe entre la presión y la profundidad, se observa que desde el fondo hasta los 3281 [ft], la pendiente del gradiente de presión es constante en la geometría desviada y conforme se tiene un ángulo de desvío la pendiente del gradiente de presión tiende a ser lineal al llegar a un ángulo de 0° de desvío, después de los 3281 [ft] hasta la superficie la pendiente del gradiente de presión disminuye.

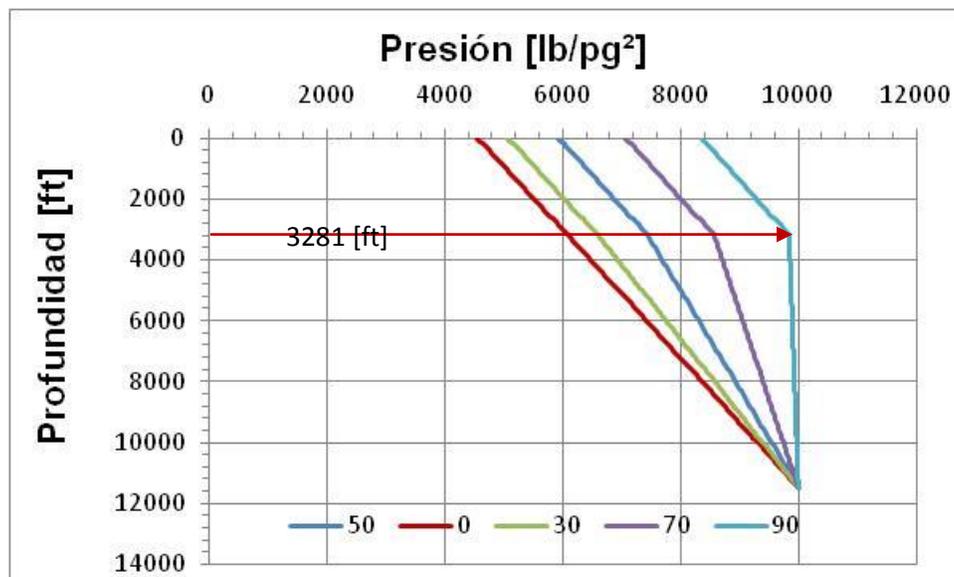


Figura 5.1 Presión vs Profundidad

En la Figura 5.2, se muestra la relación que existe entre la temperatura y la profundidad a lo largo de la tubería, se observa que la temperatura es constante en la geometría horizontal hasta los 3281 [ft], después de este punto la pendiente disminuye, en la geometría con un ángulo de desvío la pendiente desde el fondo hasta los 3281[ft] es lineal, después de este punto hasta la superficie la pendiente disminuye, en la geometría vertical la pendiente es lineal desde el fondo hasta la superficie.

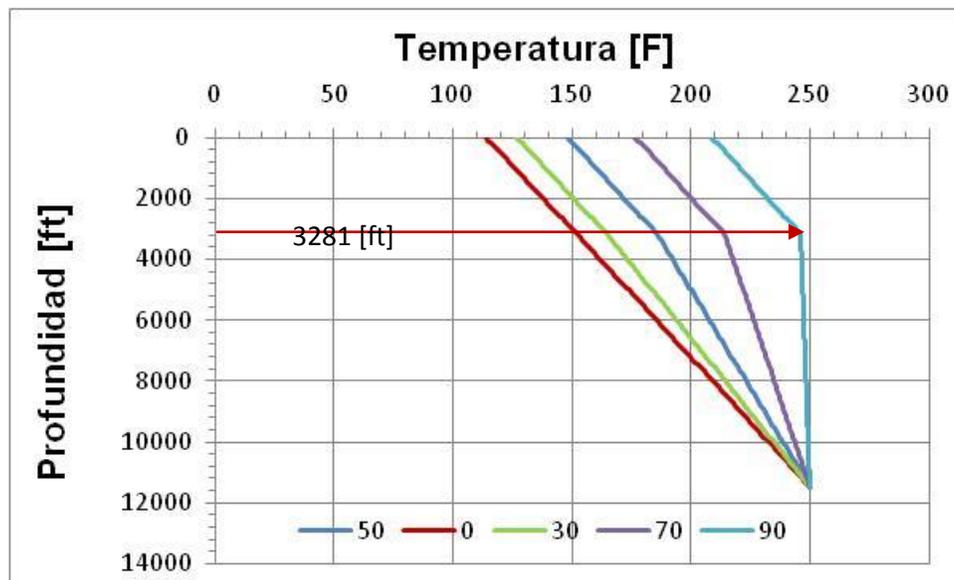


Figura 5.2. Temperatura vs Profundidad.

En la Figura 5.3, se muestra la relación que existe entre la viscosidad y la profundidad a lo largo de la tubería, se observa que en la geometría horizontal la variación de la viscosidad es constante desde el fondo hasta los 3281 [ft], después de este punto hasta la superficie la variación de la viscosidad es mínima, en la geometría con un ángulo de desvío el comportamiento de la viscosidad es lineal desde el fondo hasta los 3281 [ft], después de este punto hasta la superficie la viscosidad aumenta, en la geometría vertical el comportamiento de la viscosidad es lineal hasta los 3281 [ft], después de este punto hasta la superficie el comportamiento es mayor.

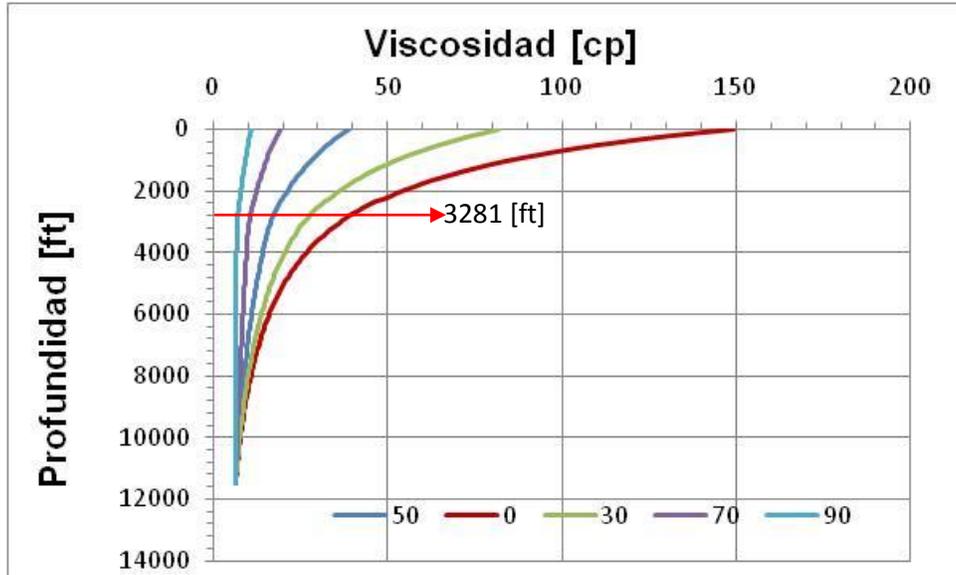


Figura 5.3. Viscosidad vs Profundidad.

En la Figura 5.4, se muestra la relación que existe entre la Tensión superficial del aceite y la profundidad a lo largo de la tubería, el comportamiento de la tensión superficial del aceite en una geometría horizontal es constante desde el fondo hasta los 3281 [ft] después de este punto hasta la superficie tiene un pequeño incremento en el comportamiento, en la geometría con un ángulo de desvío

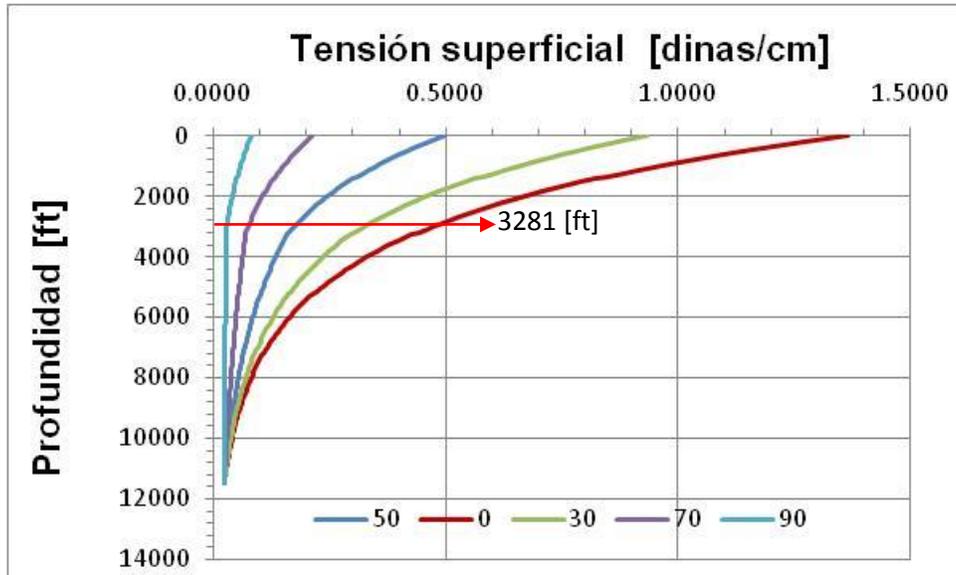


Figura 5.4. Tensión superficial vs Profundidad.

En la Figura 5.5, se muestra la relación que existe entre la temperatura y la erosión a lo largo de la tubería, se observa que el comportamiento de la erosión en una geometría horizontal es mayor desde los 250 [F], a partir de los 249 [F] hasta los 210 [F] disminuye la erosión considerable, para una geometría con un ángulo de desvío y para una geometría vertical el comportamiento de la erosión es constante a lo largo de la tubería.

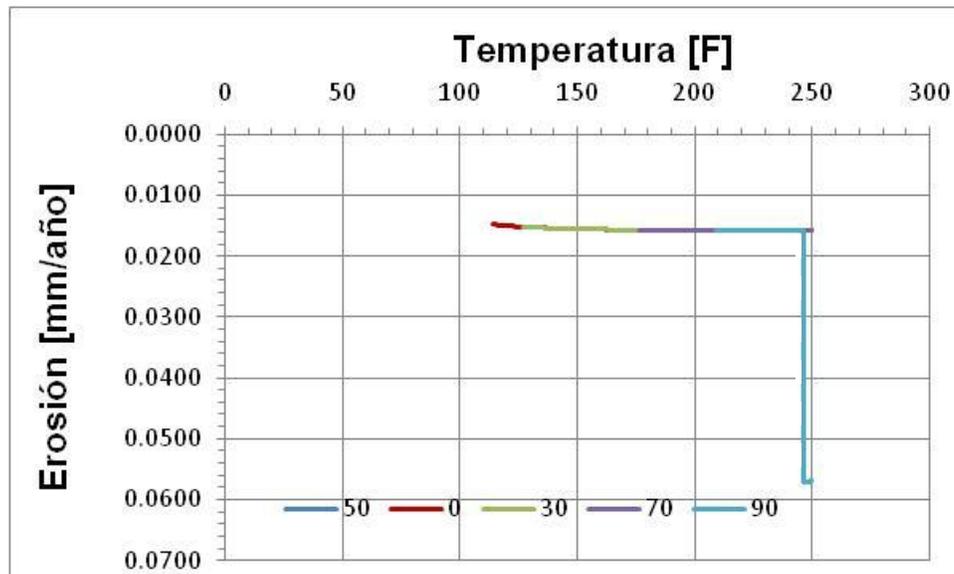


Figura 5.5. Temperatura vs Erosión.

En la Figura 5.6, se muestra la relación que existe entre la erosión y la profundidad a lo largo de la tubería, el comportamiento de la erosión es mayor desde el fondo hasta los 3281 [ft], después de este punto hasta la superficie la erosión disminuye, tanto en la geometría vertical como en una con un ángulo de desvío la erosión es constante a lo largo de la tubería.

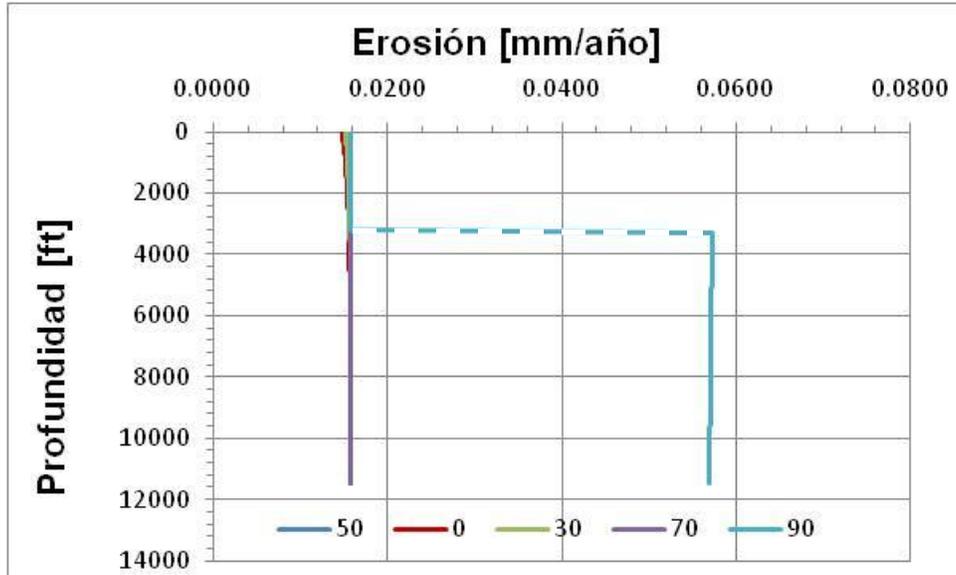


Figura 5.6. Erosión vs Profundidad.

En la Figura 5.7, se muestra la relación que existe entre la erosión y la presión a lo largo de la tubería, se observa que en una geometría horizontal la erosión es mayor a altas presiones y que disminuye donde se hace el cambio de dirección, en una geometría vertical y con un ángulo de desvío la erosión es constante a lo largo de la tubería.

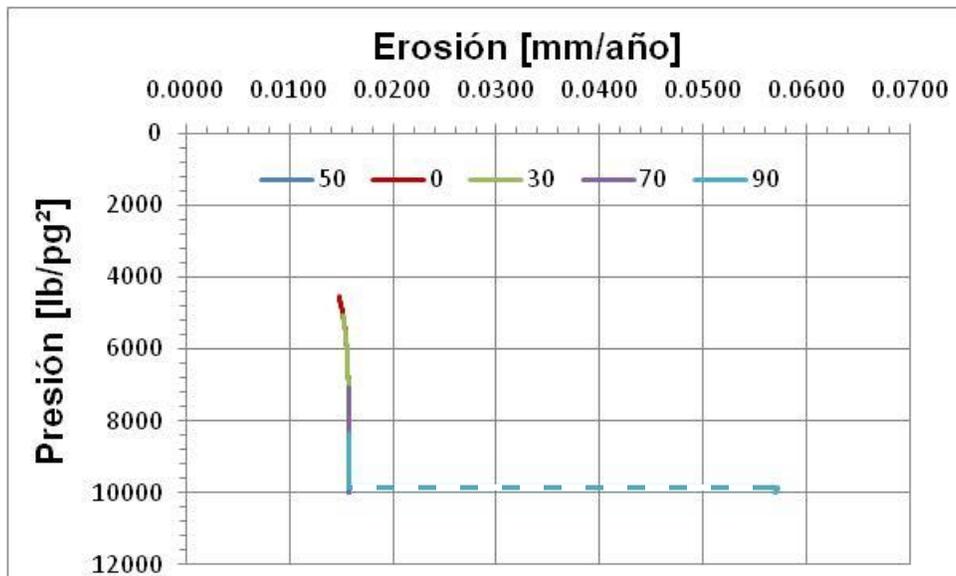


Figura 5.7. Erosión vs Presión.

En la Figura 5.8, se muestra la relación que existe entre el porcentaje de adelgazamiento de la tubería y la profundidad, se observa que en una geometría horizontal es mayor el porcentaje de erosión que en una geometría vertical o con un ángulo de desvío, donde el porcentaje de adelgazamiento es constante a lo largo de la tubería.

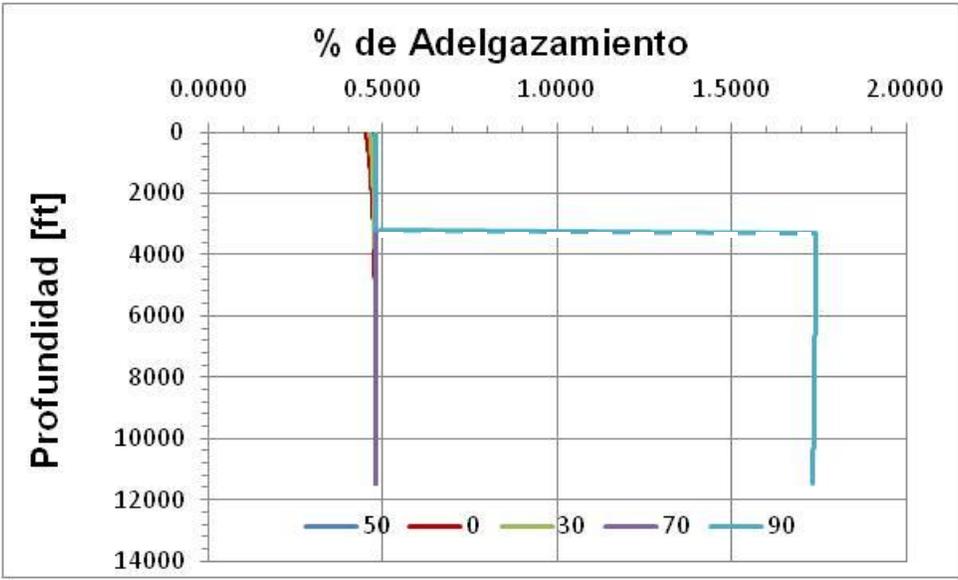


Figura 5.8. % de Adelgazamiento vs Profundidad.

Caso 2.

En la Figura 5.9, se muestra la relación que existe entre la presión y la profundidad, se observa el mismo comportamiento que en la figura 5.1.

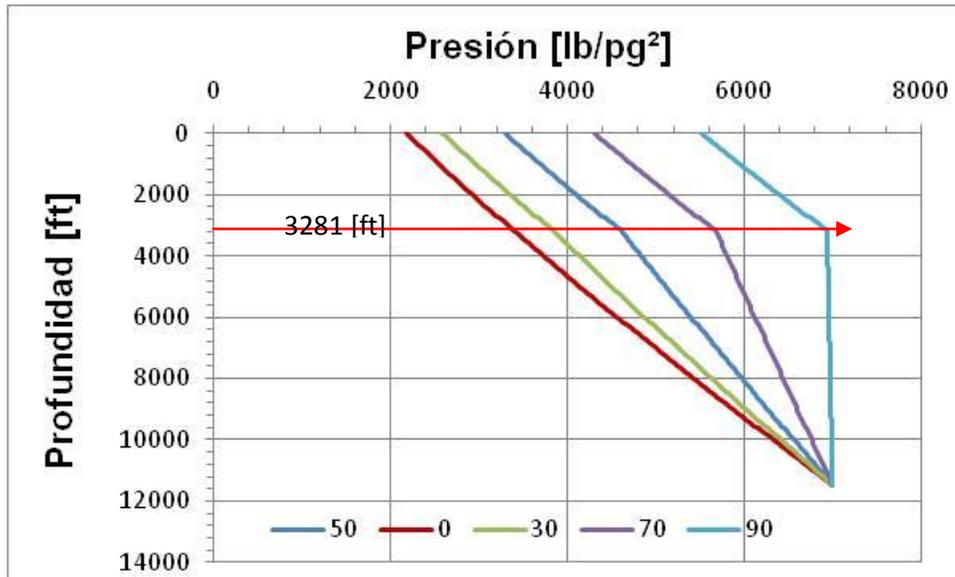


Figura 5.9. Presión vs Profundidad.

En la Figura 5.10, se muestra la relación que existe entre la temperatura y la profundidad, se observa el mismo comportamiento que en la figura 5.2.

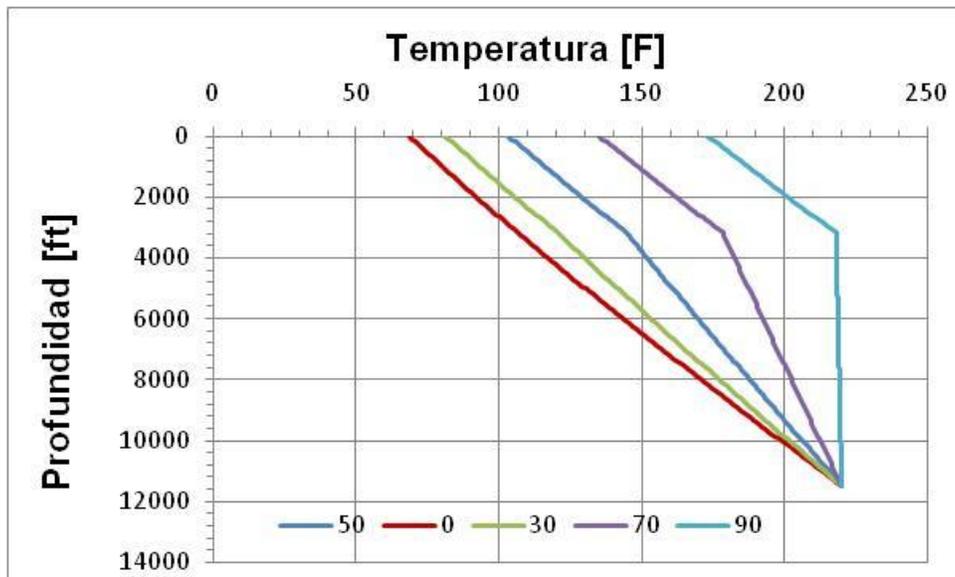


Figura 5.10. Temperatura vs Profundidad.

En la Figura 5.11, se muestra la relación que existe entre la viscosidad y la profundidad, se observa el mismo comportamiento que en la figura 5.3.

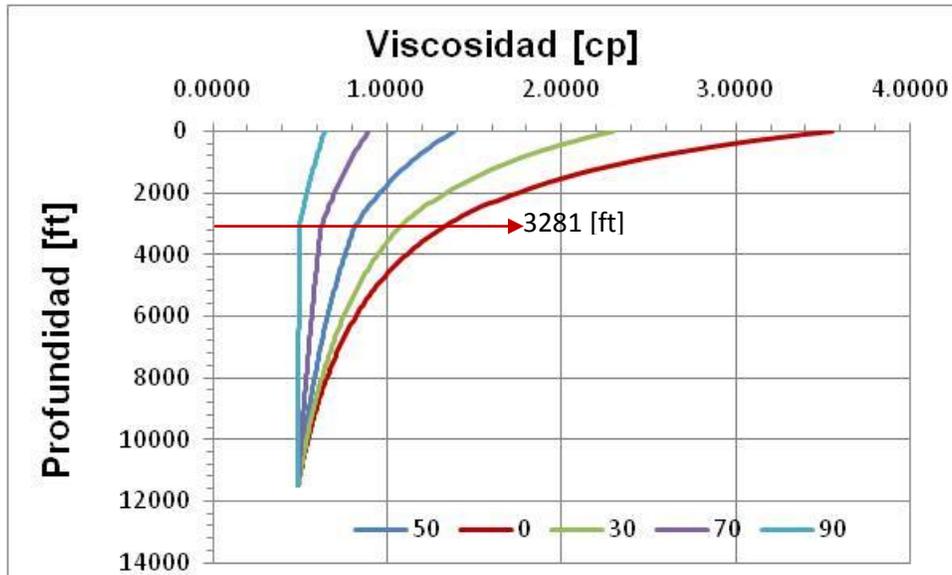


Figura 5.11. Viscosidad vs Profundidad.

En la Figura 5.12, se muestra la relación que existe entre la tensión superficial del aceite y la profundidad, se observa el mismo comportamiento que en la figura 5.4.

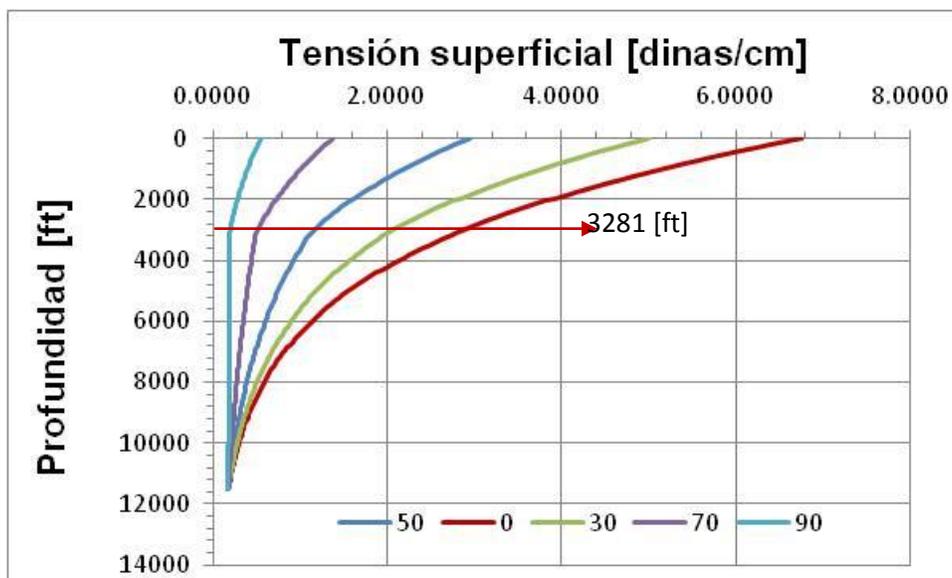


Figura 5.12. Tensión superficial vs Profundidad.

En la Figura 5.13, se muestra la relación que existe entre la temperatura y la erosión a lo largo de la tubería, se observa que para una geometría horizontal la erosión es mayor, mientras que para una geometría vertical y con un ángulo de desvío es lineal y menor.

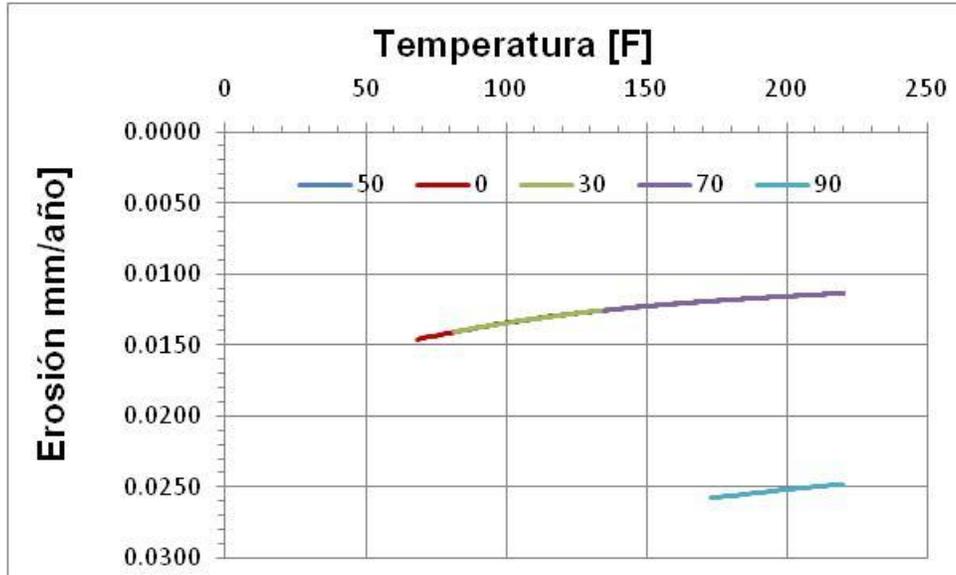


Figura 5.13. Temperatura vs Erosión.

En la Figura 5.14, se muestra la relación que existe entre la erosión y la profundidad, a lo largo de la tubería, se observa que existe una mayor erosión en una geometría horizontal, en este caso la geometría que tiene una menor erosión es la que tiene un ángulo de desvío de 70°.

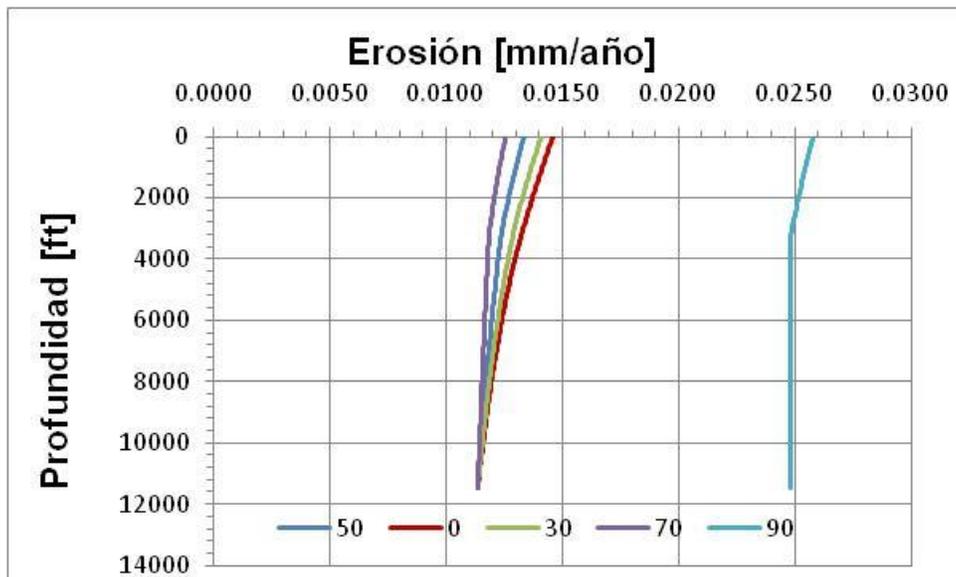


Figura 5.14. Erosión vs Profundidad.

En la figura 5.15, se muestra la relación que existe entre la erosión y presión a lo largo de la tubería, el comportamiento de la erosión es lineal y es menor para la geometría vertical como para la geometría con un ángulo de desvío, mientras que para una geometría horizontal la erosión es mayor.

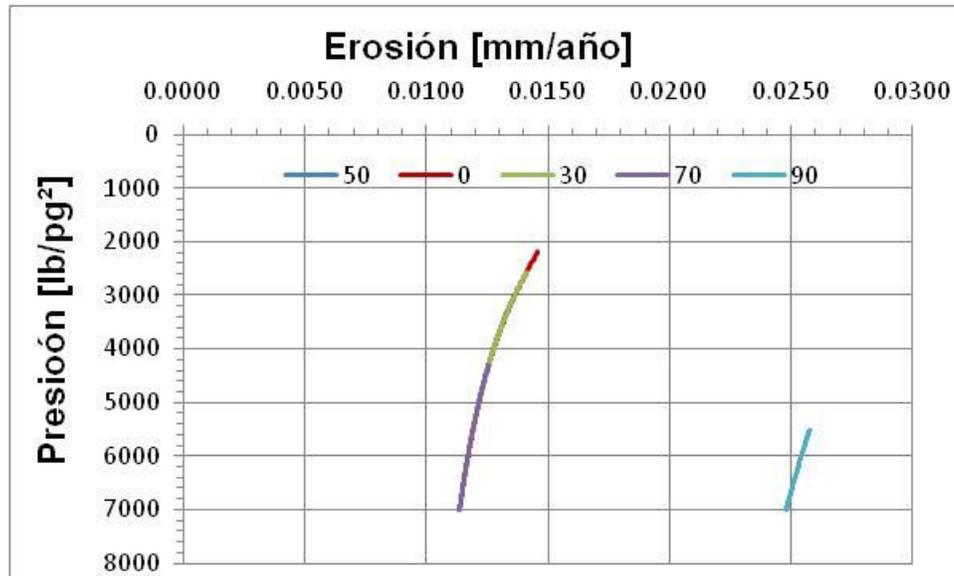


Figura 5.15. Erosión vs Presión.

En la Figura 5.16, se muestra la relación que existe entre el porcentaje de adelgazamiento de la tubería con respecto a la profundidad, el porcentaje de adelgazamiento es menor en una geometría con un ángulo de desviación y para una geometría vertical, mientras que en una geometría horizontal el porcentaje de adelgazamiento de la tubería es mayor.

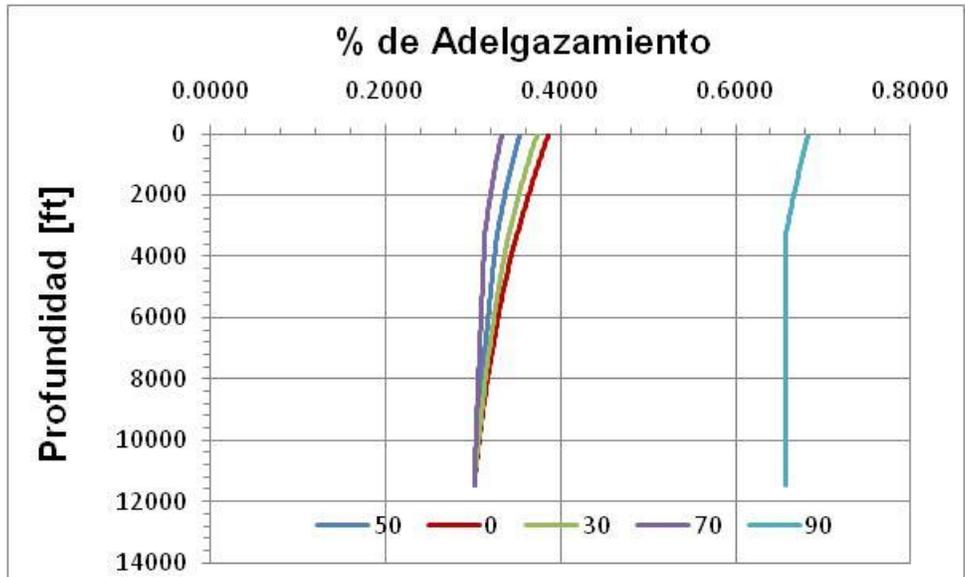


Figura 5.16. % de Adelgazamiento vs Profundidad.

Caso 3.

En la Figura 5.17, se presenta la relación que existe entre la presión y la profundidad, el comportamiento es el mismo que se describe en la figura 5.1 y 5.2.

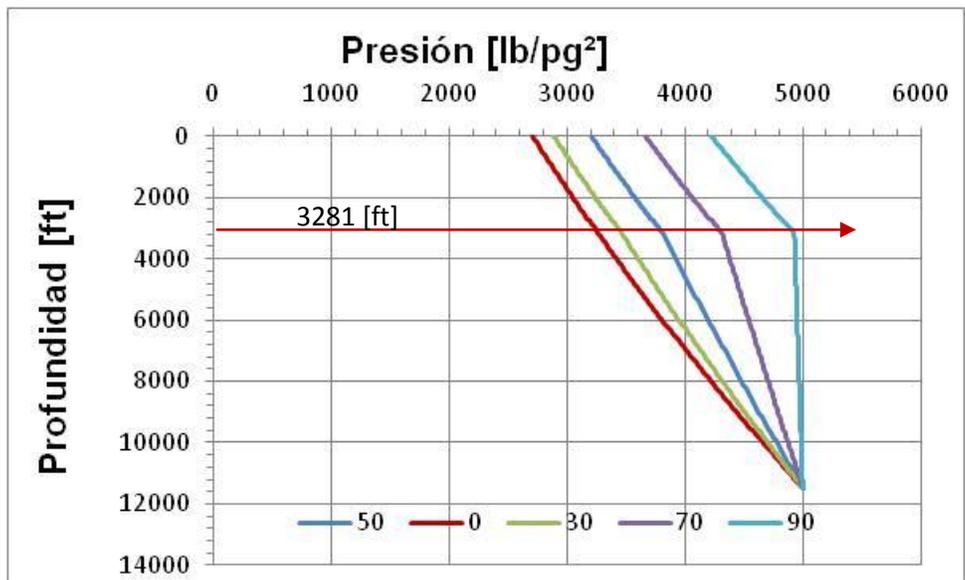


Figura 5.17. Presión vs Profundidad.

En la figura 5.18, se muestra la relación entre la temperatura y la profundidad a largo de la tubería, se observa el mismo comportamiento que en la figura 5.2 y 5.10.

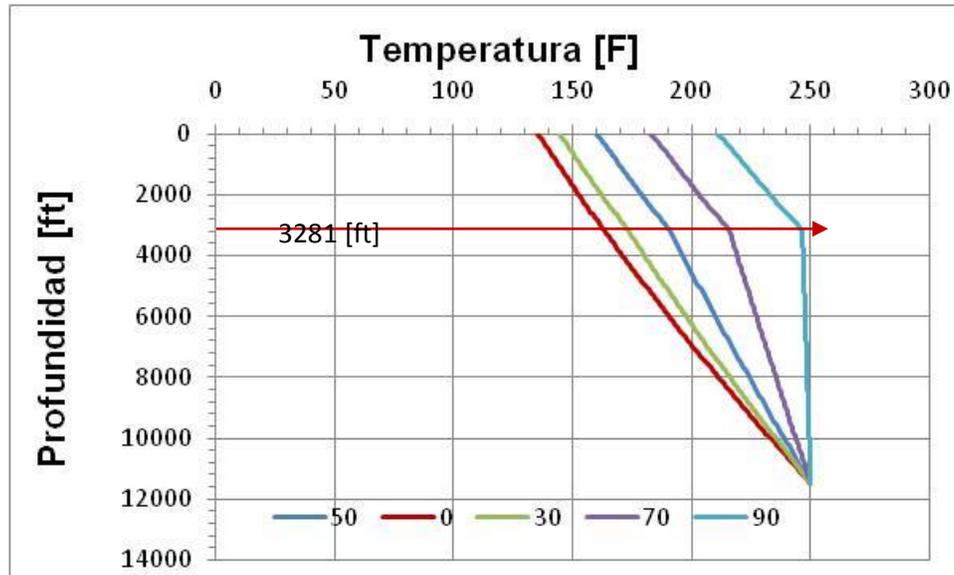


Figura 5.18. Temperatura vs Profundidad

En la Figura 5.19, se muestra la relación que existe entre la viscosidad y la profundidad, se muestra el mismo comportamiento que en la figura 5.3 y 5.11.

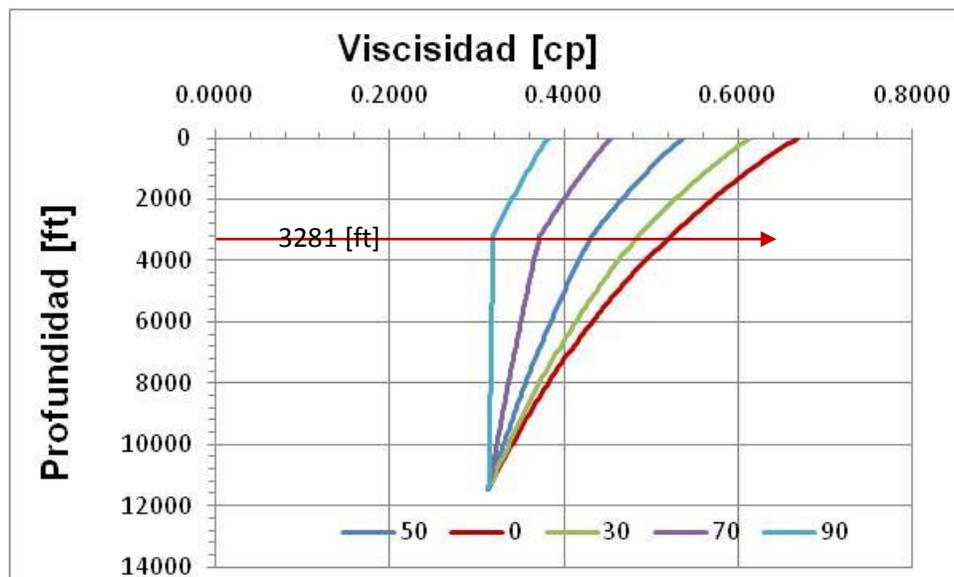


Figura 5.19. Viscosidad vs Profundidad.

En la figura 5.20, se muestra la relación que existe entre la tensión superficial y la profundidad se observa el mismo comportamiento visto en la figura 5.4 y 5.12.

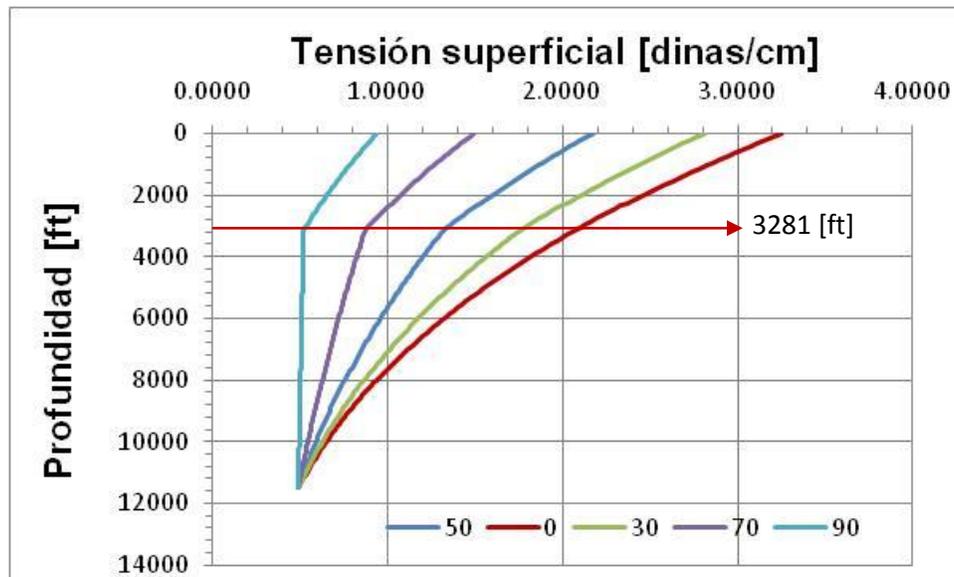


Figura 5.20. Tensión Superficial vs Profundidad.

En la Figura 5.21, se muestra la relación que existe entre la temperatura y la erosión, se observa que la erosión es menor en una geometría horizontal y aumenta conforme llega a la superficie, mientras que para la geometría con un ángulo de desvío y vertical la erosión aumenta, en este caso la erosión es mayor en una geometría vertical.

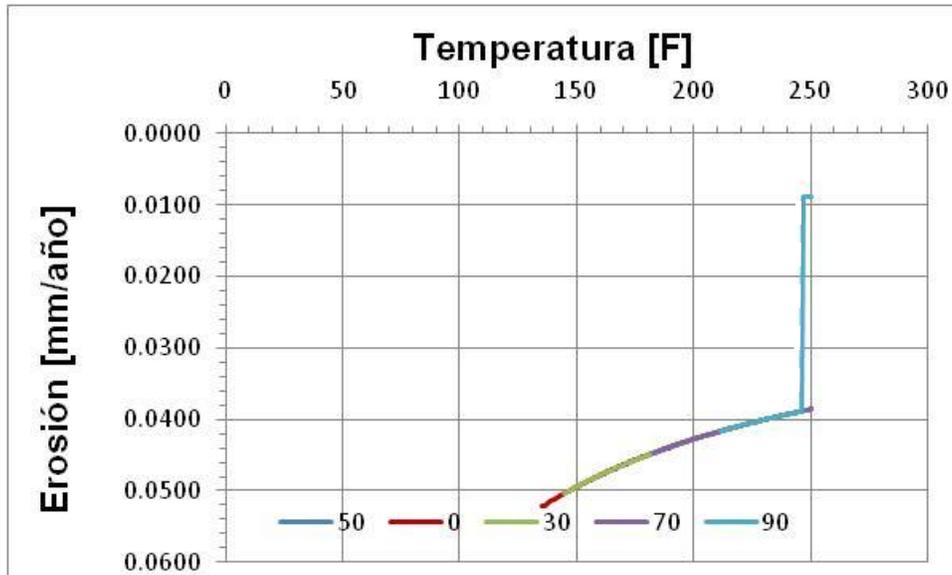


Figura 5.21. Temperatura vs Erosión.

En la figura 5.22, se observa que la erosión es constante para una geometría horizontal desde el fondo hasta los 3281 [ft], después de este punto hasta la superficie el incremento es pequeño, mientras que para una geometría vertical la erosión es lineal a lo largo de la tubería, y para una geometría con un ángulo de desvío la erosión es lineal desde el fondo hasta los 3281 [ft], después de este punto la erosión se incrementa.

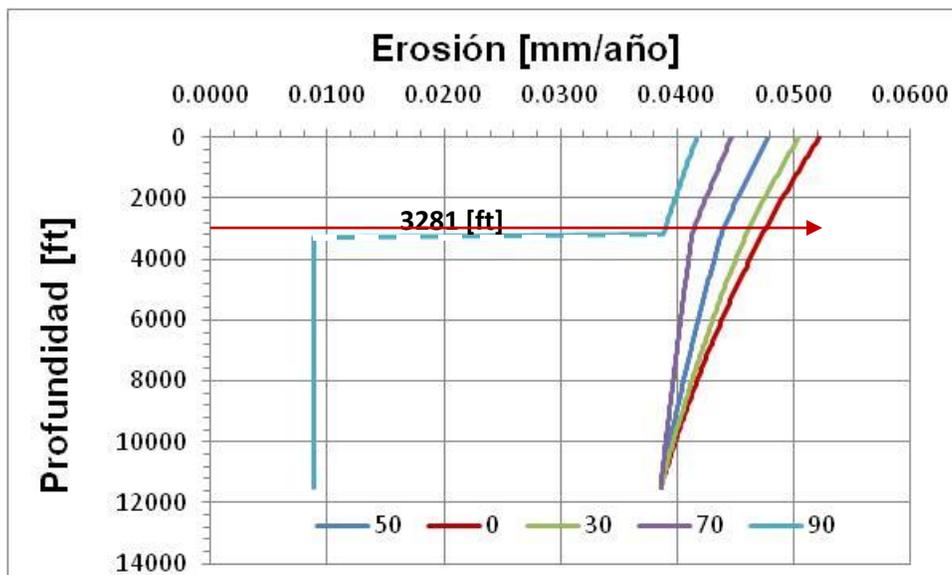


Figura 5.22. Erosión vs Profundidad.

En la Figura 5.23, se muestra la relación que existe entre la erosión y la presión, la erosión es constante y menor para una geometría horizontal con un incremento en la parte vertical, mientras que para una geometría con un ángulo de desvío la erosión aumenta con forme disminuye la presión, en este caso la geometría vertical es la que tiene una mayor erosión.

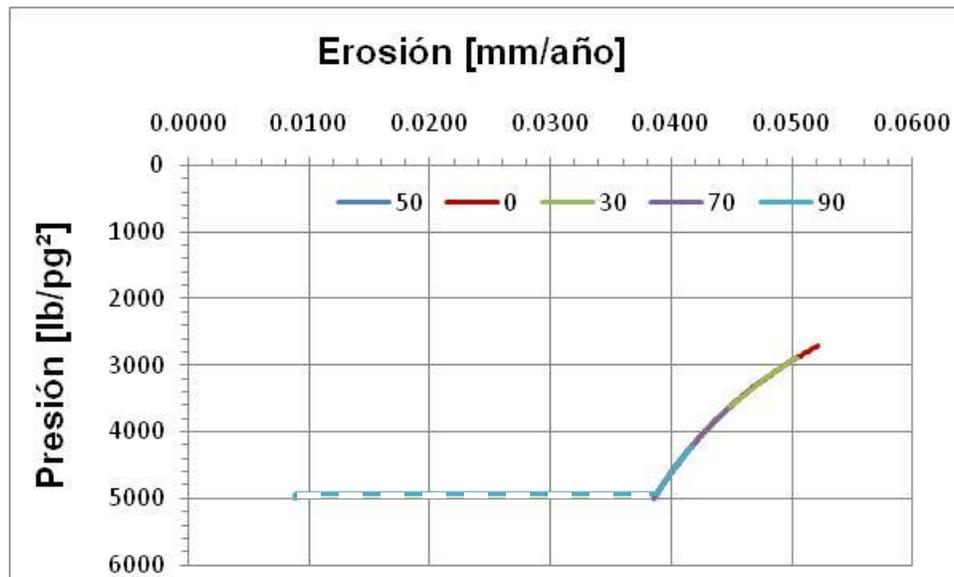


Figura 5.23. Erosión vs Presión.

En la Figura 5.24, se observa que la geometría que presenta menor adelgazamiento en este caso es la horizontal ya que es constante desde el fondo hasta los 3281 [ft], después de este punto hasta la superficie se incrementa el adelgazamiento, para la geometría con un ángulo de desvío el adelgazamiento es lineal desde el fondo hasta los 3281 [ft], después de este punto hasta la superficie se incrementa el adelgazamiento, para una geometría vertical el adelgazamiento es lineal a lo largo de la tubería.

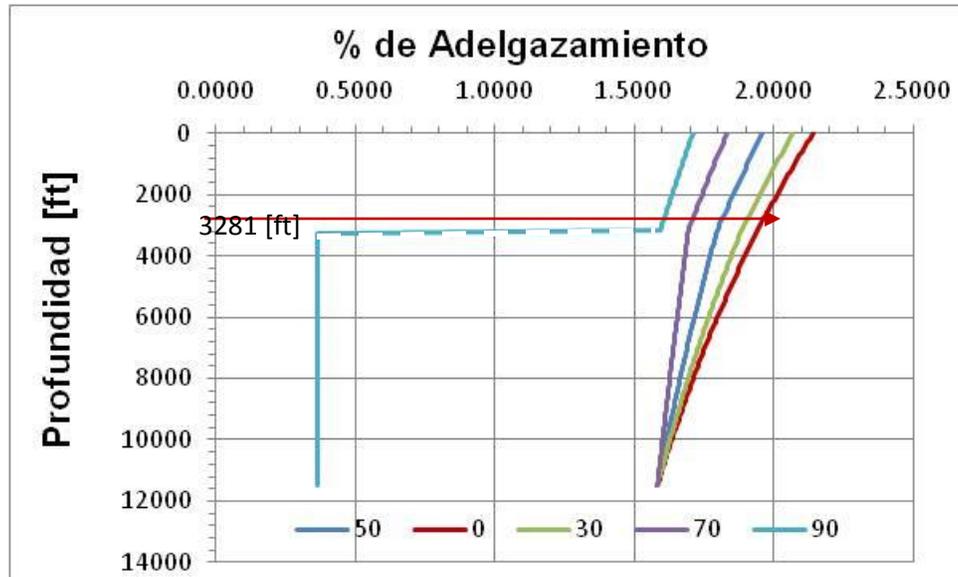


Figura 5.24. % de Adelgazamiento vs Profundidad.

CONCLUSIONES

En este trabajo se propone un modelo de flujo basado en la correlación de Aziz, Govier y Fogarasi, para describir el comportamiento de la erosión a lo largo de una tubería, como función de la presión y la temperatura. Como se sabe, la erosión puede ser generada por numerosos fenómenos como:

- Por partículas.
- Por gotas de líquido.
- Por corrosión.
- Por cavitación.

De estos, la erosión por partículas de arena es la más probable que cause fallas erosivas en los sistemas de producción de petróleo y gas.

En cualquier parte del sistema de tuberías que experimente altas velocidades de flujo o cambios repentinos en la dirección de flujo, la erosión se presentará. Las fallas erosivas también ocurren a menudo en las conexiones (válvulas, codos, etc.). Aunque en la sección de las conexiones generalmente se experimentan condiciones menos hostiles, rara vez son diseñados para resistir la erosión.

El grado de daño que causa la erosión está dado por la velocidad del flujo, es proporcional a la masa de la arena que pasa a través de un sistema de tuberías.

Los siguientes fenómenos aumentan la tasa de erosión en un sistema de tuberías:

- Incremento en el gasto de producción de la arena.
- Cambio en el gasto debido al aumento del transporte de arena.
- Cambio en el patrón de flujo multifásico, debido al aumento del transporte de arena.

-
- Cambios periódicos en el caudal del agua, que permiten recoger la arena y transportarla a través de la tubería, cuando las condiciones de flujo han cambiado.

Cualquier factor que actúa para concentrar los impactos de arena en una pequeña parte del sistema de la tubería, aumentará su gasto de erosión; por ejemplo, en el flujo anular las partículas pueden concentrarse cerca de las paredes de la tubería y pueden encapsularse en gotas; esto puede causar un impacto en una pequeña área.

En este trabajo se realizó la comparación con diferentes geometrías, una vertical (0° de inclinación), una geometría con un ángulo de desvío (50° , 30° y 70° de inclinación) y una geometría desviada (horizontal 90° de inclinación). Se observó que la pendiente del gradiente de presión es constante en una geometría horizontal desde el fondo hasta los 3281 [ft], después de este punto hasta la superficie se incrementa, para una geometría vertical el gradiente de presión es lineal a lo largo de la tubería, para una geometría con ángulo de desvío la pendiente del gradiente de presión es lineal desde el fondo hasta el punto donde existe el cambio de dirección después de este punto hasta la superficie el comportamiento es lineal pero disminuye.

En una geometría horizontal existe menor tensión superficial y menor viscosidad que en una geometría vertical, la erosión es mayor en una geometría horizontal y menor en una geometría vertical. La erosión debido a la arena es perjudicial en todo el sistema de tuberías, ya que daña a los equipos disminuyendo su vida útil.

El interés de este estudio es cómo influyen los patrones de flujo, en flujo multifásico sobre la erosión a lo largo de la tubería. En este trabajo, el flujo en una fase consiste solamente de una fase (gas ó líquido), ya que dentro del flujo multifásico ambas fases están presentes.

La selección del método o técnica más apropiada para la contención de la producción de arena, debe estar basada en el análisis de los mecanismos que gobiernan el proceso de la producción de sólidos (arena).

Los criterios que se deben tomar en cuenta para seleccionar el método a utilizar para el control de la producción de arena depende de las:

- Condiciones del pozo: (gasto, presión de explotación, presión de fondo, afluencia de la arena de formación, estado mecánico).
- Características de la formación: (permeabilidad, porosidad, presión de yacimiento, temperatura estática, presiones de fondo fluyendo y estática, daño a la formación, longitud del intervalo, condiciones de flujo, litología y mineralogía de la formación, saturación y salinidad del agua, tamaño medio del grano de arena aportado, mecánica de la roca (modulo de Young, relación de Paoisson, esfuerzo horizontal mínimo y máximo, esfuerzo vertical, esfuerzo in-situ), proximidad de los contactos, registros geofísicos (resistividad, porosidad, densidad).

En México se han realizado operaciones de control de arena por medio de empaques de grava, fracpack (sin la utilización de cedazos) y cedazos expansibles.

El estudio del flujo multifásico muestra en general, que el gasto de erosión de fluidos que contienen partículas:

- Se incrementa exponencialmente con el gasto de flujo de fluido para una tasa dada de arena.
- Se incrementa linealmente con la tasa de flujo de la arena para una tasa dada de flujo de fluido.

Al utilizar el modelo propuesto se observó que el comportamiento de la erosión depende de las condiciones que se tienen y del ángulo de desviación.

Se recomienda contar con la mayor información posible; la experiencia en el área, toma de datos de perforación, evaluación de núcleos, toma de registros (densidad, modulo de elasticidad, compresibilidad, etc.), datos de producción.

De acuerdo a las características de los pozos, de la formación y de los fluidos producidos, el criterio para determinar la selección del método de control de arena se basa en factores: económicos, casos históricos, aplicación, vida útil de la instalación.

En los casos de estudio realizados en este trabajo se obtuvieron, en el primer caso un patrón de flujo burbuja, en el segundo caso un patrón de flujo tapón y en el tercer caso un patrón de flujo niebla. Estos resultados se debieron a las características de cada información que se proporcionaron al programa de cómputo, ya que las características del pozo eran las mismas, lo que se varió fueron los datos de entrada como presiones, temperaturas, grados API, relación de solubilidad del gas (R_s), la densidad relativa del gas (γ_g), el factor de volumen del aceite (B_o), los gastos de aceite, agua y gas (q_o, q_w, q_g), el diámetro de la tubería, así como el factor de compresibilidad del gas (z).

Los resultados obtenidos en este trabajo con respecto a la erosión demuestran que el porcentaje de erosión por año es constante a lo largo de la tubería, en el flujo burbuja es de 0.45% a 0.48% para geometrías vertical y con un ángulo de desvío (50° , 30° y 70°), para una geometría horizontal es de 0.48% a 1.75%, para el flujo tapón el porcentaje de erosión por año va de 0.304 a 0.388 % con un incremento constante a lo largo de la tubería, para geometrías vertical y con un ángulo de desvío (50° , 30° y 70°), para una geometría horizontal es mayor la erosión, y para el flujo niebla el porcentaje de erosión es menor en una geometría horizontal que en una geometría vertical.

En este trabajo se observó que en el flujo niebla la erosión se incrementó a lo largo de la tubería haciendo que este flujo sea el más erosivo para este caso de estudio y en el flujo tapón la erosión es menor, en el flujo burbuja la erosión tuvo una erosión media.

Se observó en este estudio que el porcentaje de adelgazamiento de la tubería está en función de la diferencia del diámetro de la tubería utilizada y de su espesor, en el flujo niebla es mayor el adelgazamiento de la tubería que en flujo burbuja, y en

el flujo tapón este adelgazamiento se mantiene casi constante ya que su variación se da en la superficie pero es menor.

La recomendación está en función de la erosión, que es parte fundamental en el diseño de tuberías y de conexiones ya que estos están expuestos al transporte de hidrocarburos y por lo tanto a cambios de dirección del mismo.

Se recomienda a los fabricantes de tuberías hacer una investigación sobre las características individuales de los diferentes materiales que se utilizan para en un futuro poder tener una aleación que soporte condiciones de presión y temperatura altas y que la erosión y corrosión sean mínimas.

Se recomienda hacer una simulación con los diferentes escenarios posibles que se pueden tener en el campo, esto sirve para disminuir los costos de reparación y maximizar la producción.

Se recomienda que para un flujo tapón la geometría que debe de utilizarse es una con un ángulo de desvío de 70° ya que es la que tiene menor erosión a lo largo de la tubería, para un flujo niebla la mejor geometría es la horizontal, y para un flujo burbuja la mejor geometría es la vertical.

ANEXO A PROGRAMA DE CÓMPUTO

Este programa se basa en el método propuesto por Aziz, Govier y Fogarasi, calcula las propiedades del fluido, además que tipo de flujo y que patrón de flujo se tiene.

Program Miguel3

Program Miguel3

implicit none

integer(kind=4)uni,cal,n,Flujo

real(kind=4)P,T,Ps,Ts,API,Rhog,Rslab,Bolab,qo,qw,qg,Dt,h,LD,ql,RGA,WOR,Rhoo
,Rhogs,Rhogd,Rhogf,Bw,Tpc,Ppc,Tpr,Ppr,Rhor,Z,TTa

real(kind=4)Bg,Rog,X,Y,K,mug,Xs,Ye,Roo,Tao,muo,mum,Zta,a,b,vsl,vsg,vsm,lam,
Rons,Nfr,HL,Rom,vi,vg,vm,Nx,Ny,N1,N2,N3,NReo,VBS,VBF,YI

real(kind=4)f,f1,f2,f3,f4,f5,f6,f7,f8,f9,f10,dltah,dltaf,dltat,C,NE,Nv,m,NReg,NWe,Nm
u,NWeNmu,ED,EK,G,L,dpar,mapar,dltabh,dltabf,dltabt

real(kind=4)dltabt1,dltat1,dltath,dltatf,dltatt,dltatt1,dltanh,dltanf,dltant,dltant1,Ar
ea,vk,i,Roparv,dltaroparv,S,S1,S2,S3

write(6,*)""

write(6,*)" ***** Universidad Nacional Autonoma de Mexico ***** "

write(6,*)""

write(6,*)" ***** Facultad de Ingenieria ***** "

write(6,*)""

write(6,*)" ***** Miguel Angel Filiberto Sanchez Maximo ***** "

write(6,*)""

write(6,*)" ***** Programa para calcular el patron de flujo que se tiene ***** "

write(6,*)""

write(6,*)" ***** Utilizando la correlacion de Azzis, Govier y Fogarasi ***** "

write(6,*)""

10 write(6,*)""

write(6,*)" ***** PROPORCIONA LOS SIGUIENTES DATOS ***** "

write(6,*)""

write(6,*)" Las unidades son: 1=SI (MKS), 2=ES (FPS) "

read(5,*)uni

if(uni==1)then

write(6,*)""

write(6,*)" Tenemos unidades en Sistema Internacional (SI) "

write(6,*)""

```

write(6,*)" Cual es la Presión (P) [kg/pg^2]  "
read(5,*)P
write(6,*)" Cual es la Temperatura (T) [C]  "
read(5,*)T
write(6,*)" Cual es la Presión de Separación (Ps) [kg/pg^2]  "
read(5,*)Ps
write(6,*)" Cual es la Temperatura de Separación (Ts) [C]  "
read(5,*)Ts
write(6,*)" Cuales son los Grados API  "
read(5,*)API
write(6,*)" Cual es la densidad relativa del gas (Rhog)  "
read(5,*)Rhog
write(6,*)" Cual es la Relación gas disuelto aceite (Rslab)  "
read(5,*)Rslab
write(6,*)" Cual es factor de volumen del aceite (Bolab)  "
read(5,*)Bolab
write(6,*)" Cual es el Gasto del Aceite (qo) [BPD]  "
read(5,*)qo
write(6,*)" Cual es el Gasto del Aceite (qw) [BPD]  "
read(5,*)qw
write(6,*)" Cual es el Gasto del Aceite (qg) [MMPCD]  "
read(5,*)qg
write(6,*)" Cual es el Diámetro de la Tubería (Dt) [pg]  "
read(5,*)Dt
write(6,*)" Cual es el Angulo de Inclinación (TTa)  "
read(5,*)TTa
write(6,*)" Cual es la compresibilidad del Gas (Z)  "
read(5,*)Z

```

```
! ***** Cambio de unidades *****
```

```
P=P*14.223
```

```
T=(T*1.8)+32
```

```
Ps=Ps*14.223
```

```
Ts=(Ts*1.8)+32
```

```
else if(uni==2)then
```

```
write(6,*)" "
```

```
write(6,*)" Tenemos unidades en Sistema Ingles (ES)  " "
```

```
write(6,*)" "
```

```
write(6,*)" Cual es la Presión (P) [lb/pg^2]  " "
```

```

read(5,*)P
write(6,*)" Cual es la Temperatura (T) [F]  "
read(5,*)T
write(6,*)" Cual es la Presión de Separación (Ps) [lb/pg^2]  "
read(5,*)Ps
write(6,*)" Cual es la Temperatura Separación (Ts) [F]  "
read(5,*)Ts
write(6,*)" Cuales son los Grados API  "
read(5,*)API
write(6,*)" Cual es la densidad relativa del gas (Rhog)  "
read(5,*)Rhog
write(6,*)" Cual es la Relación gas disuelto aceite (Rslab)  "
read(5,*)Rslab
write(6,*)" Cual es factor de volumen del aceite (Bolab)  "
read(5,*)Bolab
write(6,*)" Cual es el Gasto del Aceite (qo) [BPD]  "
read(5,*)qo
write(6,*)" Cual es el Gasto del Agua (qw) [BPD]  "
read(5,*)qw
write(6,*)" Cual es el Gasto del Gas (qg) [MMPCD]  "
read(5,*)qg
write(6,*)" Cual es el Diámetro de la Tubería (Dt) [pg]  "
read(5,*) Dt
write(6,*)" Cual es el Angulo de Inclinación (TTa)  "
read(5,*)TTa
write(6,*)" Cual es la compresibilidad del Gas (Z)  "
read(5,*)Z
end if

ql=qo+qw
qg=(qg*(10**6))
RGA=qg/qo
WOR=qw/ql
Rhoo=141.5/(131.5+API)
Rhogs=Rhog*(1+(0.00005912*API*Ts*log10(Ps/114.7)))
Rhogd=0.25+(0.02*API)+((Rslab/1000000)*(0.6874-(3.5864*API)))
Rhogf=((RGA*Rhog)-(Rslab*Rhogd))/(RGA-Rslab)
Bw=1+(0.00012*(T-60))+(0.000001*(T-60))-(0.00000333*P)

write(6,*)"

```

```

write(6,1)" P  = ", P  ," [lb/pg^2] "
write(6,1)" T  = ", T  ," [F]      "
write(6,1)" Ps = ", Ps ," [lb/pg^2] "
write(6,1)" Ts = ", Ts ," [F]      "
write(6,1)" Dt = ", Dt ," [pg]     "
write(6,1)" ql = ", ql ," [BPD]    "
write(6,1)" qg = ", qg ," [MMPCD]  "
write(6,1)" RGA = ", RGA
write(6,1)" WOR = ", WOR
write(6,1)" Rhoo = ", Rhoo
write(6,1)" Rhogs= ", Rhogs
write(6,1)" Rhogd= ", Rhogd
write(6,1)" Rhogf= ", Rhogf
write(6,1)" Bw  = ", Bw
1 format(a8,f12.4, a10)

```

! ***** CALCULO DE CORRELACIONES *****

```

Bg=(0.02825*Z*(T+460))/P
Rog=(0.0764*Rhogf)/Bg
X=3.5+(986/(T+460))+(0.2897*Rhogf)
Y=2.4-(0.2*X)
K=((9.4+(0.5794*Rhogf))*(T+460)**1.5)/((209+(550.4*Rhogf))+(T+460))
mug=(K/10000)*exp(X*(Rog/62.428)**Y)
Roo=((62.4*Rhoo)+(0.01362*Rslab*Rhogd))/Bolab
Zta=3.0324-(0.02023*API)
Ye=10**Zta
Xs=Ye*(T**-1.163)
mum=(10**Xs)-1
b=5.44*(Rslab+150)**-0.338
a=10.715*(Rslab+100)**-0.515
muo=a*(mum**b)
Tao=(42.4-(0.047*T)-(0.267*API))*exp(-0.0007*P)
vsl=(0.01191*((qo*Bolab)+(qw*Bw)))/(Dt**2)
vsg=(0.002122*qo*(RGA-Rslab)*Bg)/(Dt**2)
vsm=(vsl+vsg)
lam=vsl/vsm
Rons=(Roo*lam)+(Rog*(1-lam))
Nfr=(12*(vsm**2))/(32.2*Dt)
HL=(0.845*(lam**0.5351))/(Nfr**0.0173)

```

```

Rom=(Roo*HL)+(Rog*(1-HL))
vl=vsl/HL
vg=vsg/(1-HL)
vm=vl+vg
Nx=(vsg*(Rog/0.0764)**0.3333)*((72*Roo)/(62.4*Tao))**0.25
Ny=vsl*((72*Roo)/(62.4*Tao))**0.25
N1=0.51*(100*Ny)**0.172
N2=8.6+(3.8*Ny)
N3=70*(100*Ny)**-0.152
NE=(14610*((Dt/12)**2)*(Roo-Rog))/Tao
Nv=(1488*(32.2*((Dt/12)**3)*Roo*(Roo-Rog))**0.5)/muo
NWe=(Rog*(vsg**2)*0.0006)/Tao
Nmu=muo/(Roo*Tao*0.0006)

```

```

write(6,*)""
write(6,*)" ***** Propiedades ***** "
write(6,*)""
write(6,4)" Bg = ", Bg
write(6,4)" Rog = ", Rog , " [lb/ft] "
write(6,4)" mug = ", mug , " [cp] "
write(6,4)" Roo = ", Roo , " [lb/ft] "
write(6,4)" muo = ", muo , " [cp] "
write(6,4)" Tao = ", Tao , " [dina/cm] "
write(6,4)" vsl = ", vsl , " [ft/sc] "
write(6,4)" vsg = ", vsg , " [ft/sc] "
write(6,4)" vsm = ", vsm , " [ft/sc] "
write(6,4)" lam = ", lam
write(6,4)" Rons = ", Rons , " [lb/ft] "
write(6,4)" Nfr = ", Nfr
write(6,4)" HL = ", HL
write(6,4)" Rom = ", Rom , " [lb/ft] "
write(6,4)" vl = ", vl , " [ft/sc] "
write(6,4)" vg = ", vg , " [ft/sc] "
write(6,4)" vm = ", vm , " [ft/sc] "
write(6,4)" Nx = ", Nx
write(6,4)" Ny = ", Ny
write(6,4)" N1 = ", N1
write(6,4)" N2 = ", N2
write(6,4)" N3 = ", N3
write(6,4)" NE = ", NE

```

```

write(6,4)" Nv = ", Nv
write(6,4)" NWe = ", NWe
write(6,4)" Nmu = ", Nmu
4 format(a8,f12.4,a10)

```

```

! ***** Calculo del Numero de Reynolds *****
NReo=(Roo*vsm*(Dt/12)*1488)/muo
if(NReo<2300)then
write(6,*)""
write(6,*)" ***** Tenemos Flujo Laminar ***** "
write(6,*)""
f10=64/NReo
else if(NReo>3100)then
write(6,*)""
write(6,*)" ***** Tenemos Flujo Turbulento ***** "
write(6,*)""
f=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((0.03**0.5)*NReo)))** -2
f1=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f**0.5)*NReo)))** -2
f2=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f1**0.5)*NReo)))** -2
f3=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f2**0.5)*NReo)))** -2
f4=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f3**0.5)*NReo)))** -2
f5=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f4**0.5)*NReo)))** -2
f6=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f5**0.5)*NReo)))** -2
f7=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f6**0.5)*NReo)))** -2
f8=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f7**0.5)*NReo)))** -2
f9=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f8**0.5)*NReo)))** -2
f10=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f9**0.5)*NReo)))** -2
else if(2300<NReo<3100)then
write(6,*)""
write(6,*)" ***** Tenemos Flujo Critico ***** "
write(6,*)""
f=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/(3100*(0.03**0.5)))
))+0.032
f1=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/(3100*(f**0.5))))))+
0.032
f2=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/(3100*(f1**0.5))))))
+0.032

```

```

f3=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f2**0.5))))))
+0.032
f4=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f3**0.5))))))
+0.032
f5=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f4**0.5))))))
+0.032
f6=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f5**0.5))))))
+0.032
f7=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f6**0.5))))))
+0.032
f8=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f7**0.5))))))
+0.032
f9=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f8**0.5))))))
+0.032
f10=((NReo-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f9**0.5))))))
+0.032
end if
write(6,*)" NReo = ", NReo
!write(6,*)"
!write(6,5)" f  = ", f
!write(6,5)" f1  = ", f1
!write(6,5)" f2  = ", f2
!write(6,5)" f3  = ", f3
!write(6,5)" f4  = ", f4
!write(6,5)" f5  = ", f5
!write(6,5)" f6  = ", f6
!write(6,5)" f7  = ", f7
!write(6,5)" f8  = ", f8
!write(6,5)" f9  = ", f9
write(6,5)" f10 = ", f10
5 format(a8,f12.4,a10)

```

```

! ***** Tipo de flujo *****
write(6,*)""
write(6,*)" Flujo Burbuja:  Nx < N1  "
write(6,*)" Flujo Tapon:   N1 <= Nx < N2 "
write(6,*)" Flujo Niebla:  N3 <= Nx  "
write(6,*)" Flujo Transicion: N2 <= Nx < N3 "
write(6,*)""
write(6,*)" Tipo de Flujo: 1= Burbuja, 2= Tapon, 3= Niebla, 4= Transicion "
Read(5,*) Flujo

```

Select Case (Flujo)

```

case(1)
!if(Nx<N1)then
write(6,*)""
write(6,*)" ***** Estamos en Flujo Burbuja ***** "
VBS=1.41*((Tao*32.2*(Roo-Rog))/Roo**2)**0.25
VBF=(1.2*vsm)+VBS
Yl=1-(vsg/VBF)

```

```

! ***** Calculo de caida de Presion *****
dltah=((Roo*Yl)+(Rog*(1-Yl)))*sin((TTa*3.141592)/180)
dltabf=(f10*((Roo*Yl)+(Rog*(1-Yl)))*(vsm**2))/(64.4*(Dt/12))
dltabt=abs(dltah)+dltabf
dltabt1=dltabt/144
dltah=dltah
dltaf=dltabf
dltat=dltabt
dltat1=dltabt1

```

```

case(2)
!else if(N1<=Nx<N2)then
write(6,*)""
write(6,*)" ***** Estamos en Flujo Tapon ***** "
    if(Nv<=18)then
        m=25
    else if(18<Nv<250)then
        m=69*(Nv**-0.35)
    else if(250<=Nv)then
        m=10

```

```

    end if
    C=0.345*(1-exp(-0.029*Nv))*(1-exp((3.37-NE)/m))
    VBS=C*((32.2*(Dt/12)*(Roo-Rog))/Roo)**0.5
    VBF=(1.2*vsm)+VBS
    Yl=1-(vsg/VBF)
! ***** Calculo de caida de Presion *****
    dltaTh=((Roo*Yl)+(Rog*(1-Yl)))*sin((TTa*3.141592)/180)
    dltaTf=(f10*Roo*Yl*(vsm**2))/(64.4*(Dt/12))
    dltaTt=abs(dltaTh)+dltaTf
    dltaTt1=dltaTt/144
    dltaH=dltaTh
    dltaF=dltaTf
    dltaT=dltaTt
    dltaT1=dltaTt1

case(3)
!elseif(N3<=Nx)then
write(6,*)"
write(6,*)" ***** Estamos en Flujo Niebla ***** "
NReg=(Rog*vsg*(Dt/12)*1488)/mug
    if(NReg<2300)then
        write(6,*)"
        write(6,*)" ***** Tenemos Flujo Laminar ***** "
        write(6,*)"
        f10=64/NReg
    else if(NReg>3100)then
        write(6,*)"
        write(6,*)" ***** Tenemos Flujo Turbulento ***** "
        write(6,*)"
        f=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((0.03**0.5)*NReg)))**-2
        f1=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f**0.5)*NReg)))**-2
        f2=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f1**0.5)*NReg)))**-2
        f3=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f2**0.5)*NReg)))**-2
        f4=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f3**0.5)*NReg)))**-2
        f5=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f4**0.5)*NReg)))**-2
        f6=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f5**0.5)*NReg)))**-2
        f7=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f6**0.5)*NReg)))**-2
        f8=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f7**0.5)*NReg)))**-2
        f9=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f8**0.5)*NReg)))**-2
        f10=(-2*log10((0.0006/(3.715*Dt))+2.514/((f9**0.5)*NReg)))**-2

```

```

else if(2300<NReg<3100)then
write(6,*)"
write(6,*)" ***** Tenemos Flujo Critico ***** "
write(6,*)"
f=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(0.03**0.5))))+0.032
)))+0.032
f1=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f**0.5)))))))+0.032
f2=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f1**0.5)))))))+0.032
f3=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f2**0.5)))))))+0.032
f4=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f3**0.5)))))))+0.032
f5=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f4**0.5)))))))+0.032
f6=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f5**0.5)))))))+0.032
f7=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f6**0.5)))))))+0.032
f8=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f7**0.5)))))))+0.032
f9=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f8**0.5)))))))+0.032
f10=((NReg-
2300)/2300)*(1.3521/(2.3026*log10((0.0006/(3.715*Dt))+(2.514/(3100*(f9**0.5)))))))+0.032
end if
write(6,*)" NReg = ", NReg
!write(6,*)"

```

```

!write(6,6)" f  = ", f
!write(6,6)" f1 = ", f1
!write(6,6)" f2 = ", f2
!write(6,6)" f3 = ", f3
!write(6,6)" f4 = ", f4
!write(6,6)" f5 = ", f5
!write(6,6)" f6 = ", f6
!write(6,6)" f7 = ", f7
!write(6,6)" f8 = ", f8
!write(6,6)" f9 = ", f9
  write(6,6)" f10 = ", f10
6 format(a8,f12.4,a10)
NWeNmu=NWe*Nmu
  if(NWeNmu<=0.005)then
    ED=(0.0749*Tao)/(Rog*(vsg**2)*(Dt/12))
  else if(NWeNmu>0.005)then
    ED=((0.3713*Tao)/(Rog*(vsg**2)*(Dt/12)))*(NWeNmu**0.302)
  end if

```

```

EK=(vsm*vsg*Rons)/(32.2*P)

```

```

! ***** Calculo de caida de Presion *****
dltaNh=((Roo*lam)+(Rog*(1-lam)))*sin((TTa*3.141592)/180)
dltaNf=(f10*Rog*(vsg**2))/(64.4*(Dt/12))
dltaNt=(abs(dltaNh)+dltaNf)/(1-EK)
dltaNt1=dltaNt/144
dltah=dltaNh
dltaf=dltaNf
dltat=dltaNt
dltat1=dltaNt1

```

```

case(4)
!else if(N2<=Nx<N3)then
write(6,*)"
write(6,*)" ***** Tenemos Flujo Transicion ***** "
G=(N3-Nx)/(N3-N2)
L=(Nx-N2)/(N3-N2)
dltat=(G*dltatTt)+(L*dltaNt)
dltat1=dltat/144
!end if

```

end select

! ***** Calculo dde la Erosion *****

Area=(3.141592*(Dt/12)**2)/4

vk=muo/Roo

!Roparh=mapar/(Area*h)

!dltaRoparh=Roo-Roparh

!Vmh=((vsl/vsm)**0.53)*(dpar**0.17)*(vk**0.09)*((DltaRoparh/Roo)**0.55)*((Dt/12)*
*0.47)

!ERh=0.1818*((0.3*(Vmh**2)*dpar)/(((Dt/12)**2)*Rom))

!Roparv=mapar/(Area*LD)

!dltaRoparv=Roo-Roparv

!Vmv=1.2*(vk/dpar)*(-1+(1+(0.073*(DltaRoparv/Roo)*((dpar/vk)**2)))**0.5)

!ERv=0.1818*((0.3*(Vmv**2)*dpar)/(((Dt/12)**2)*Rom))

write(6,*)""

write(6,7)" Area = ", Area

write(6,7)" vk = ", vk

!write(6,7)" ED = ", ED

write(6,7)" VBS = ", VBS

write(6,7)" VBF = ", VBF

write(6,7)" YI = ", YI

write(6,*)""

write(6,*)" ***** Caida de Presion ***** "

write(6,*)""

write(6,7)" dltaH= ", dltaH, " [lb/ft] "

write(6,7)" dltaF= ", dltaF, " [lb/ft] "

write(6,7)" dltaT= ", dltaT, " [lb/ft] "

write(6,7)" dltaT1= ", dltaT1, " [kg/cm] "

write(6,*)""

7 format(a8,f12.4,a10)

open (unit=7, file="data.out.txt")

n=1

do i=1,n

write(7,*)""

write(7,*)" P = ", P

write(7,*)" T = ", T

write(7,*)" Ps = ", Ps

write(7,*)" Ts = ", Ts

```
write(7,*)" API = ", API
write(7,*)" Rhog = ", Rhog
write(7,*)" Bolab= ", Bolab
write(7,*)" Rslab= ", Rslab
write(7,*)" f10 = ", f10
write(7,*)" m = ", m
write(7,*)" qo = ", qo
write(7,*)" qw = ", qw
write(7,*)" qg = ", qg
write(7,*)" Z = ", Z
write(7,*)" Dt = ", Dt
end do
```

```
write(6,*)"
write(6,*)" Deseas hacer otro calculo: 1=si, 2=no "
read(5,*)cal
if(cal==1)then
go to 10
else if(cal==2)then
go to 20
20 stop
end if
end program
```

ANEXO B MANEJO DEL PROGRAMA

En este anexo se detalla el desarrollo de los casos de estudio, al utilizar el modelo de cómputo.

Desarrollo para el primer caso de estudio:

Con los datos de entrada proporcionados en el capítulo 4, se hace un primer cálculo de las propiedades, además se obtienen las caídas de presión, así como los parámetros para verificar que tipo de patrón de flujo se tiene. Como se muestra en la figura B.1.

```
C:\Users\MAFSMAX\Desktop\Miguel\Debug\Miguel3...
P = 10000.0000 [lb/pg^2]
T = 250.0000 [F]
Ps = 150.0000 [lb/pg^2]
Ts = 100.0000 [F]
Dt = 3.5000 [pg]
q1 = 5100.0000 [BPD]
qg = 840000.0000 [MMPCD]
RGA = 168.0000
WOR = 0.0196
Rho = 0.9659
Rhog = 0.8083
Rhogd = 0.5128
Rhogf = 0.4221
Bw = 0.9897

***** Propiedades *****
Bg = 0.0012
Rog = 26.7990 [lb/ft]
mug = 0.0737 [cp]
Roo = 44.7832 [lb/ft]
muo = 0.9657 [cp]
Tao = 0.0243 [dina/cm]
vs1 = 7.1693 [ft/sc]
vs2 = -0.5545 [ft/sc]
vs3 = 6.6148 [ft/sc]
lam = 1.0838
Rons = 46.2908 [lb/ft]
NFr = 4.6590
HL = 0.8590
Rom = 42.2478 [lb/ft]
v1 = 8.3459 [ft/sc]
vg = -3.9333 [ft/sc]
um = 4.4126 [ft/sc]
Nx = -26.5524
Ny = 48.6860
N1 = 2.1969
N2 = 193.6068
N3 = 19.2581
NE = 919942.7500
No = 39087.0391
NWe = 0.2035
Nmu = 1479.1447

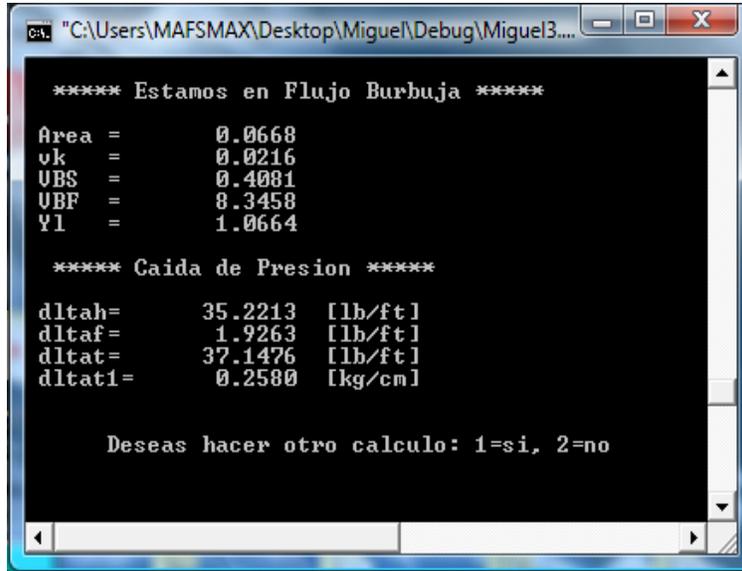
***** Tenemos Flujo Turbulento *****
NReo = 133134.0
f10 = 0.0180

Flujo Burbuja: Nx < N1
Flujo Tapon: N1 <= Nx < N2
Flujo Niebla: N3 <= Nx
Flujo Transicion: N2 <= Nx < N3

Tipo de Flujo: 1= Burbuja, 2= Tapon, 3= Niebla,
```

Figura B.1. Muestra datos de entrada, propiedades y los parámetros para determinar el patrón de flujo.

Con el cálculo del número de Reynolds obtenemos el tipo de flujo que se tiene y el factor de fricción después de diez iteraciones, en este caso se tiene un flujo turbulento y un patrón de flujo burbuja, como se muestra en la figura B.2.



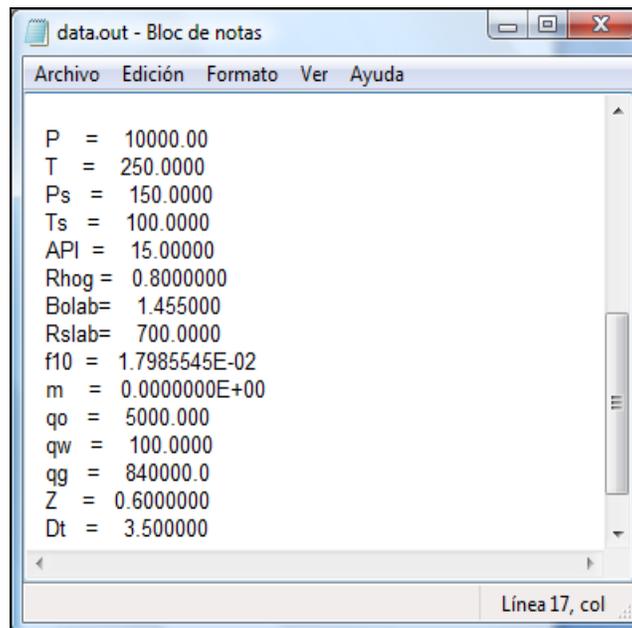
```
***** Estamos en Flujo Burbuja *****
Area =      0.0668
uk      =      0.0216
UBS     =      0.4081
UBF     =      8.3458
Yl      =      1.0664

***** Caída de Presion *****
dltah=      35.2213  [lb/ft]
dltaf=       1.9263  [lb/ft]
dltat=      37.1476  [lb/ft]
dltat1=      0.2580  [kg/cm]

Deseas hacer otro calculo: 1=si, 2=no
```

Figura B.2. Muestra el patrón de flujo y la caída de presión.

En un archivo de texto guardamos los datos de entrada, que nos sirven para seguir con los cálculos, en una hoja de cálculo como se muestra en la figura B.3.



```
data.out - Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda

P = 10000.00
T = 250.0000
Ps = 150.0000
Ts = 100.0000
API = 15.00000
Rhog = 0.8000000
Bolab= 1.455000
Rslab= 700.0000
f10 = 1.7985545E-02
m = 0.0000000E+00
qp = 5000.000
qw = 100.0000
qg = 840000.0
Z = 0.6000000
Dt = 3.500000

Línea 17, col
```

Figura B.3. Muestra datos de entrada.

Con estos cálculos pasamos a hacer una hoja de cálculo para volver a hacer los cálculos para el siguiente intervalo, tomado como datos de entrada los datos obtenidos en el primer cálculo, y así sucesivamente.

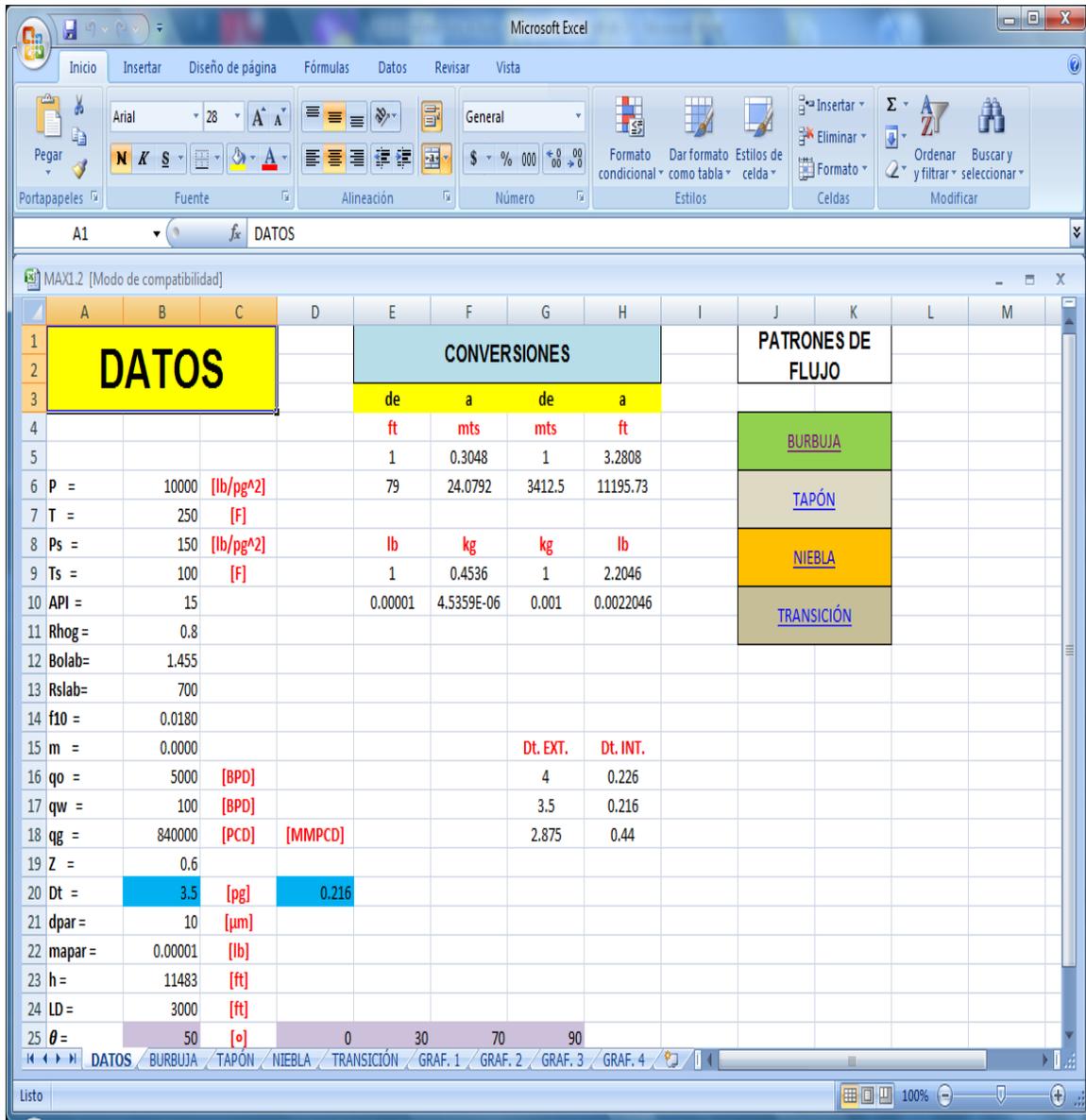


Figura B.4. Muestra datos de entrada y los patrones de flujo.

En este caso, de los cálculos obtenidos, se determina un patrón de flujo burbuja, con este patrón de flujo se hacen todos los cálculos, se vuelven a obtener todas las propiedades a lo largo de la tubería como se muestra en la figura B.5.

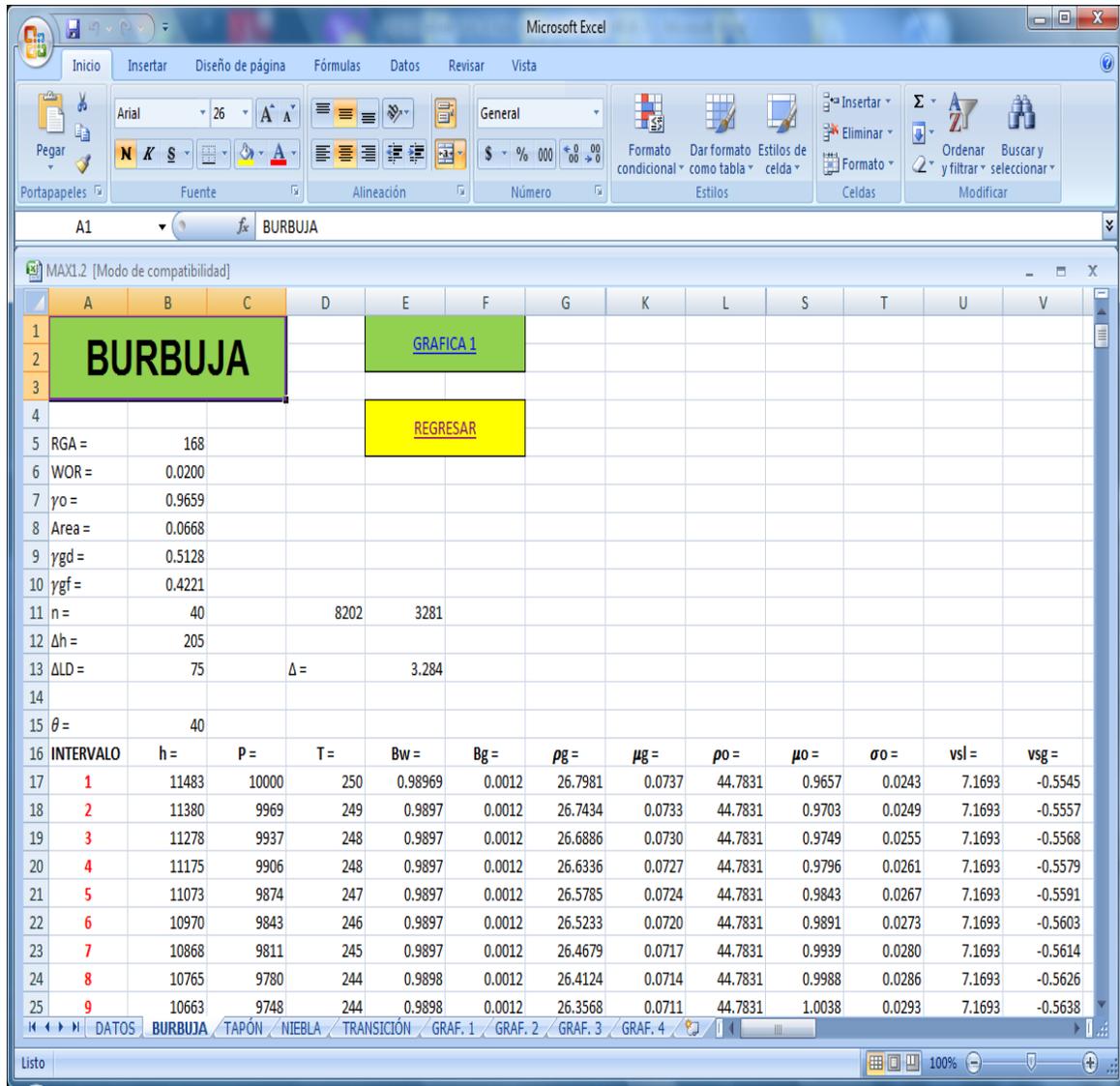


Figura B.5. Muestra el patrón de flujo Burbuja de todo el intervalo de estudio.

Desarrollo para el segundo caso de estudio:

Con los datos de entrada proporcionados en el capítulo anterior, se hace un primer cálculo de las propiedades, además se obtienen las caídas de presión, así como los parámetros para verificar que tipo de patrón de flujo se tiene. Como se muestra en la figura B.6.

```

C:\Users\MAFSMAX\Desktop\Miguel\Debug\Miguel3.1.exe
P      =      7000.0000 [lb/pg^2 ]
T      =      220.0000 [F]
Ps     =      120.0000 [lb/pg^2 ]
Ts     =      75.0000 [F]
Dt     =      4.0000 [pg ]
ql     =      3700.0000 [BPD]
qg     =      9000000.0000 [MMPCD]
RGA    =      2571.4285
WOR    =      0.0541
Rhoo   =      0.8762
Rhogs  =      0.8522
Rhogd  =      0.7645
Rhogf  =      0.8886
Bw     =      0.9961

***** Propiedades *****
Bg     =      0.0019
Rog    =      35.3414 [lb/ft ]
mug    =      0.1412 [cp]
Roo    =      49.6080 [lb/ft ]
muo    =      0.4899 [cp]
Tao    =      0.1791 [dina/cm]
vsl    =      3.4570 [ft/sc ]
vsg    =      1.5796 [ft/sc ]
vsm    =      5.0366 [ft/sc ]
lam    =      0.6864
Rons   =      45.1337 [lb/ft ]
Nfr    =      2.3634
HL     =      0.6807
Rom    =      45.0523 [lb/ft ]
vl     =      5.0788 [ft/sc ]
vg     =      4.9467 [ft/sc ]
vm     =      10.0255 [ft/sc ]
Nx     =      51.6427
Ny     =      14.6171
N1     =      1.7862
N2     =      64.1449
N3     =      23.1227
NE     =      129317.1797
Nu     =      88238.7422
NWe    =      0.2954
Nmu    =      91.9074

***** Tenemos Flujo Turbulento *****
NReo   =      252957.2
f10    =      0.0162

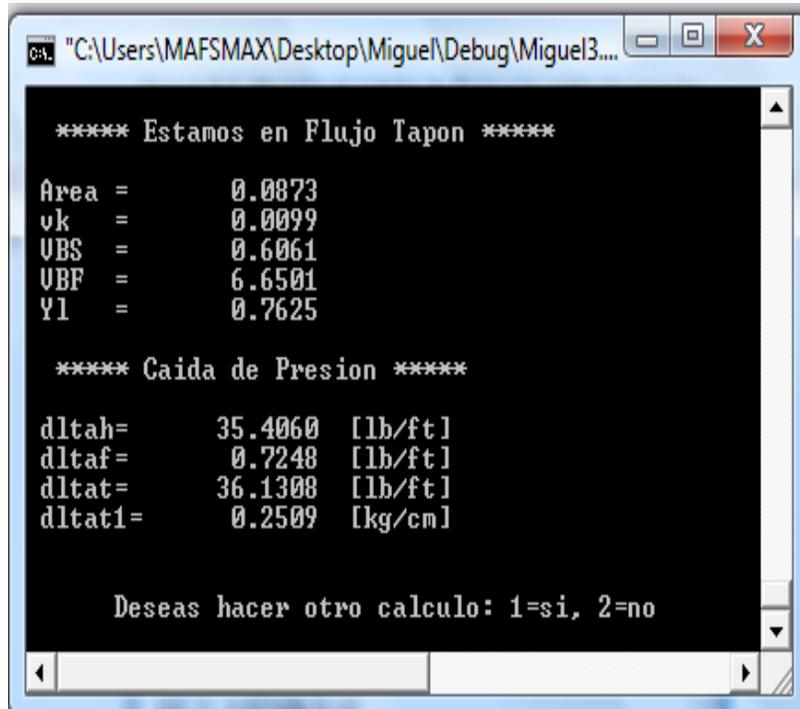
Flujo Burbuja:   Nx < N1
Flujo Tapon:    N1 <= Nx < N2
Flujo Niebla:   N3 <= Nx
Flujo Transicion: N2 <= Nx < N3

2
Tipo de Flujo: 1= Burbuja, 2= Tapon, 3= Niebla, 4= Transicion

```

Figura B.6. Muestra datos de entrada, propiedades y los parámetros para determinar qué tipo de patrón de flujo se tiene.

Al calcular el número de Reynolds obtenemos el tipo de flujo presente y el factor de fricción después de diez iteraciones, en este caso se tiene un flujo turbulento y un patrón de flujo burbuja, como se muestra en la figura B.7.



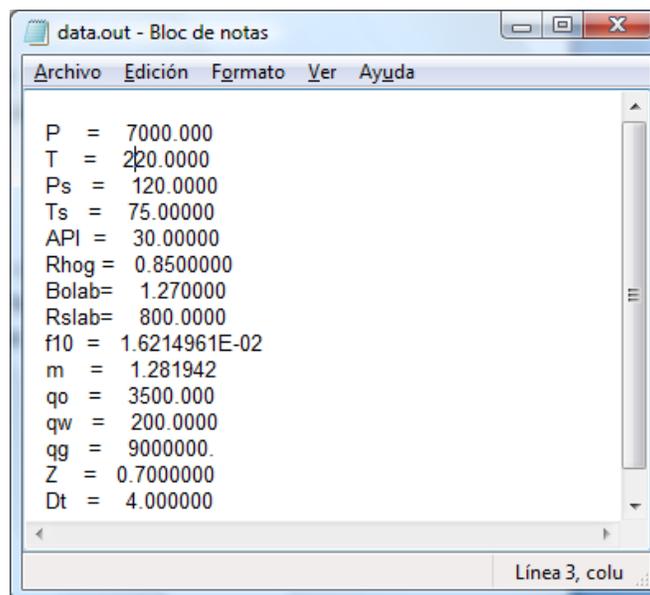
```
"C:\Users\MAFSMAX\Desktop\Miguel\Debug\Miguel3...
***** Estamos en Flujo Tapon *****
Area =      0.0873
vk =       0.0099
UBS =      0.6061
UBF =      6.6501
Yl =      0.7625

***** Caída de Presion *****
dltah=     35.4060 [lb/ft]
dltaf=      0.7248 [lb/ft]
dltat=     36.1308 [lb/ft]
dltat1=    0.2509 [kg/cm]

Deseas hacer otro calculo: 1=si, 2=no
```

Figura B.7. Muestra el patrón de flujo y la caída de presión.

En un archivo de texto guardamos los datos de entrada, que nos sirven para seguir con los cálculos, como se muestra en la figura B.8.



```
data.out - Bloc de notas
Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda

P = 7000.000
T = 220.0000
Ps = 120.0000
Ts = 75.00000
API = 30.00000
Rhog = 0.8500000
Bolab= 1.270000
Rslab= 800.0000
f10 = 1.6214961E-02
m = 1.281942
qo = 3500.000
qw = 200.0000
qg = 9000000.
Z = 0.7000000
Dt = 4.000000

Línea 3, colu
```

Figura B.8. Muestra los datos de entrada.

Con estos cálculos pasamos a hacer una hoja de cálculo para volver a hacer los cálculos para el siguiente intervalo, tomando como datos de entrada los datos obtenidos en el primer cálculo, y así sucesivamente.

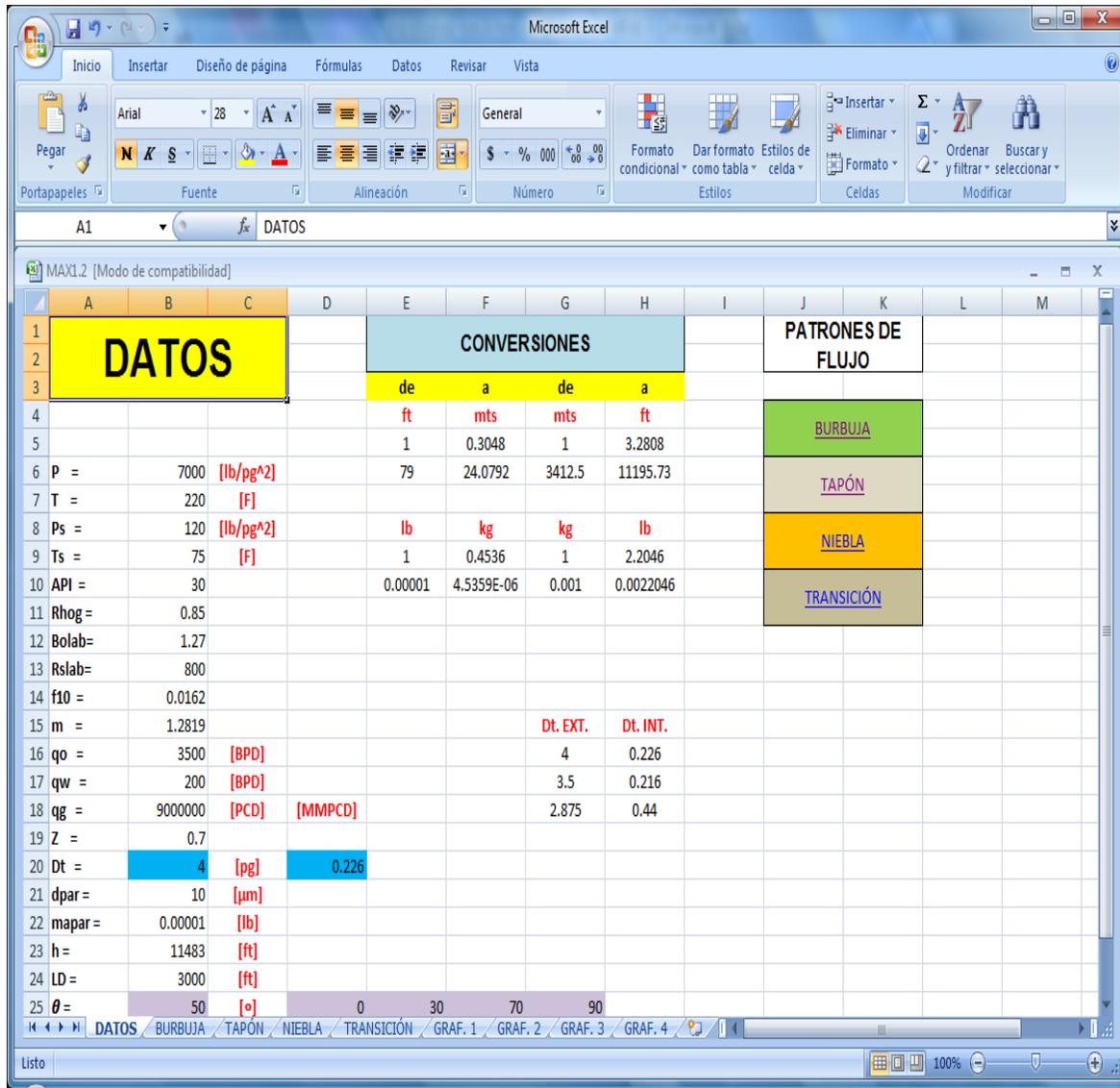


Figura B.9. Muestra los datos de entrada y los patrones de flujo.

En este caso, los cálculos obtenidos, tenemos un patrón de flujo tapón pasamos a la parte donde se encuentran los cálculos para este tipo de patrón como se muestra en la figura B.10 y se vuelven a calcular todas las propiedades para el nuevo intervalo y así sucesivamente tomando en cuenta que los datos de entrada son los calculados en el intervalo anterior hasta completar todo el intervalo de interés.

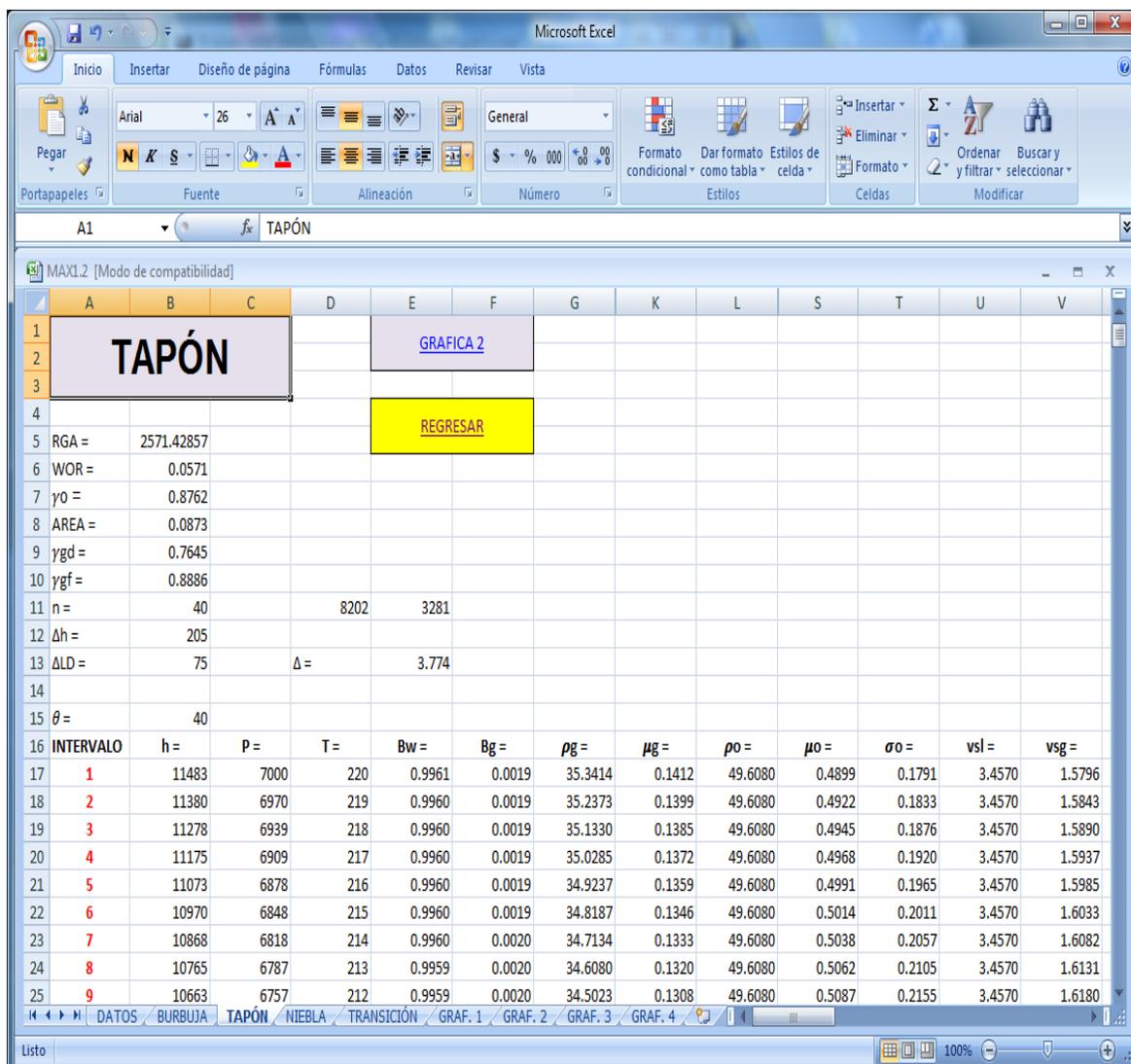


Figura B.10. Muestra el patrón de flujo Burbuja de todo el intervalo de estudio.

Desarrollo del tercer caso de estudio:

Con estos datos de entrada se hace un primer cálculo de las propiedades, además se obtienen las caídas de presión, así como los parámetros para verificar que tipo de patrón de flujo se tiene. Como se muestra en la figura B.11.

```

"C:\Users\MAFSMAX\Desktop\Miguel\Debug\Miguel3.1.exe"
P = 5000.0000 [lb/pg^2]
T = 250.0000 [F]
Ps = 200.0000 [lb/pg^2]
Ts = 100.0000 [F]
Dt = 2.8750 [pg]
ql = 500.0000 [BPD]
qg = ***** [MMPCD]
RGA = 20000.0000
WOR = 0.0000
Rho = 0.7628
Rhog = 0.7540
Rhogd = 1.3107
Rhogf = 0.6969
Bv = 1.0063

**** Propiedades ****
Bg = 0.0026
Rog = 20.4203 [lb/ft]
mug = 0.0422 [cpl]
Roo = 41.1534 [lb/ft]
muo = 0.3138 [cpl]
Tao = 0.4902 [dina/cm]
vsl = 0.8645 [ft/sc]
vsg = 6.6606 [ft/sc]
vsm = 7.5251 [ft/sc]
lam = 0.1149
Rons = 22.8023 [lb/ft]
Nfr = 7.3403
HL = 0.2565
Rom = 25.7377 [lb/ft]
vl = 3.3710 [ft/sc]
vg = 8.9580 [ft/sc]
vm = 12.3290 [ft/sc]
Nx = 134.5783
Ny = 2.7123
N1 = 1.3369
N2 = 18.9068
N3 = 29.8697
NE = 35471.9922
Nu = 92170.3203
NWe = 1.1089
Nmu = 25.9275

**** Tenemos Flujo Turbulento ****
NReo = 351819.9
f10 = 0.0160

Flujo Burbuja: Nx < N1
Flujo Tapon: N1 <= Nx < N2
Flujo Niebla: N3 <= Nx
Flujo Transicion: N2 <= Nx < N3

Tipo de Flujo: 1= Burbuja, 2= Tapon, 3= Niebla, 4= Transicion
3

```

Figura B.11. Muestra las propiedades y los parámetros para determinar qué tipo de patrón de flujo se tiene.

Con el cálculo del número de Reynolds obtenemos el tipo de flujo que se tiene y el factor de fricción después de diez iteraciones, en este caso se tiene un flujo turbulento y un patrón de flujo burbuja, como se muestra en la siguiente figura B.12.

```
"C:\Users\MAFSMAX\Desktop\Miguel\Debug\Miguel3...

***** Estamos en Flujo Niebla *****
***** Tenemos Flujo Turbulento *****

NReg =      1148672.
f10  =       0.0147

Area =       0.0451
vk   =       0.0076
UBS  =       0.6061
VBF  =       6.6501
Y1   =       0.7625

***** Caída de Presion *****

dltah=      17.4676 [lb/ft]
dltaf=       0.8609 [lb/ft]
dltat=      18.4595 [lb/ft]
dltat1=      0.1282 [kg/cm]

Deseas hacer otro calculo: 1=si, 2=no
```

Figura B.12. Muestra el patrón de flujo y la caída de presión.

En un archivo de texto guardamos los datos de entrada, que nos sirven para seguir con los cálculos, como se muestra en la figura B.13.

```
data.out - Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
P = 5000.000
T = 250.0000
Ps = 200.0000
Ts = 100.0000
API = 54.00000
Rhog = 0.7000000
Bolab= 1.200000
Rslab= 100.0000
f10 = 1.6039066E-02
m = 1.234635
qo = 500.0000
qw = 0.0000000E+00
qg = 1.0000000E+07
Z = 0.6500000
Dt = 3.000000

Línea 33, col
```

Figura B.13. Muestra los datos de entrada.

Con estos cálculos pasamos a hacer una hoja de cálculo para volver a hacer los cálculos para el siguiente intervalo, tomado como datos de entrada los datos obtenidos en el primer cálculo, y así sucesivamente.

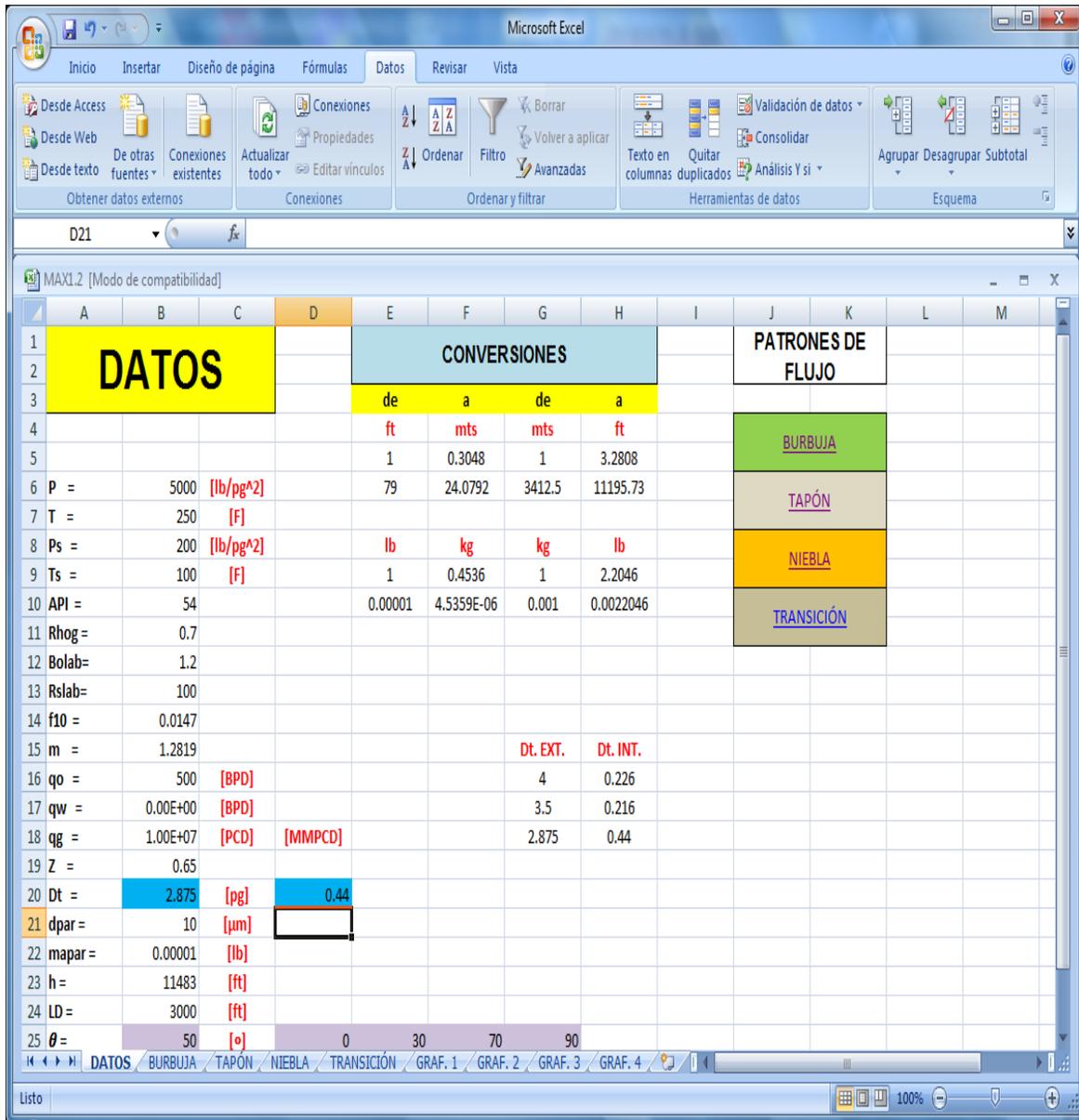


Figura B.14. Muestra los datos de entrada y los patrones de flujo.

En este caso, de los cálculos obtenidos, tenemos un patrón de flujo tapón pasamos a la parte donde se encuentran los cálculos para este tipo de patrón como se muestra en la figura B.15 y se vuelven a calcular todas las propiedades para el nuevo intervalo y así sucesivamente tomando en cuenta que los datos de entrada son los calculados en el intervalo anterior hasta completar todo el intervalo de interés.

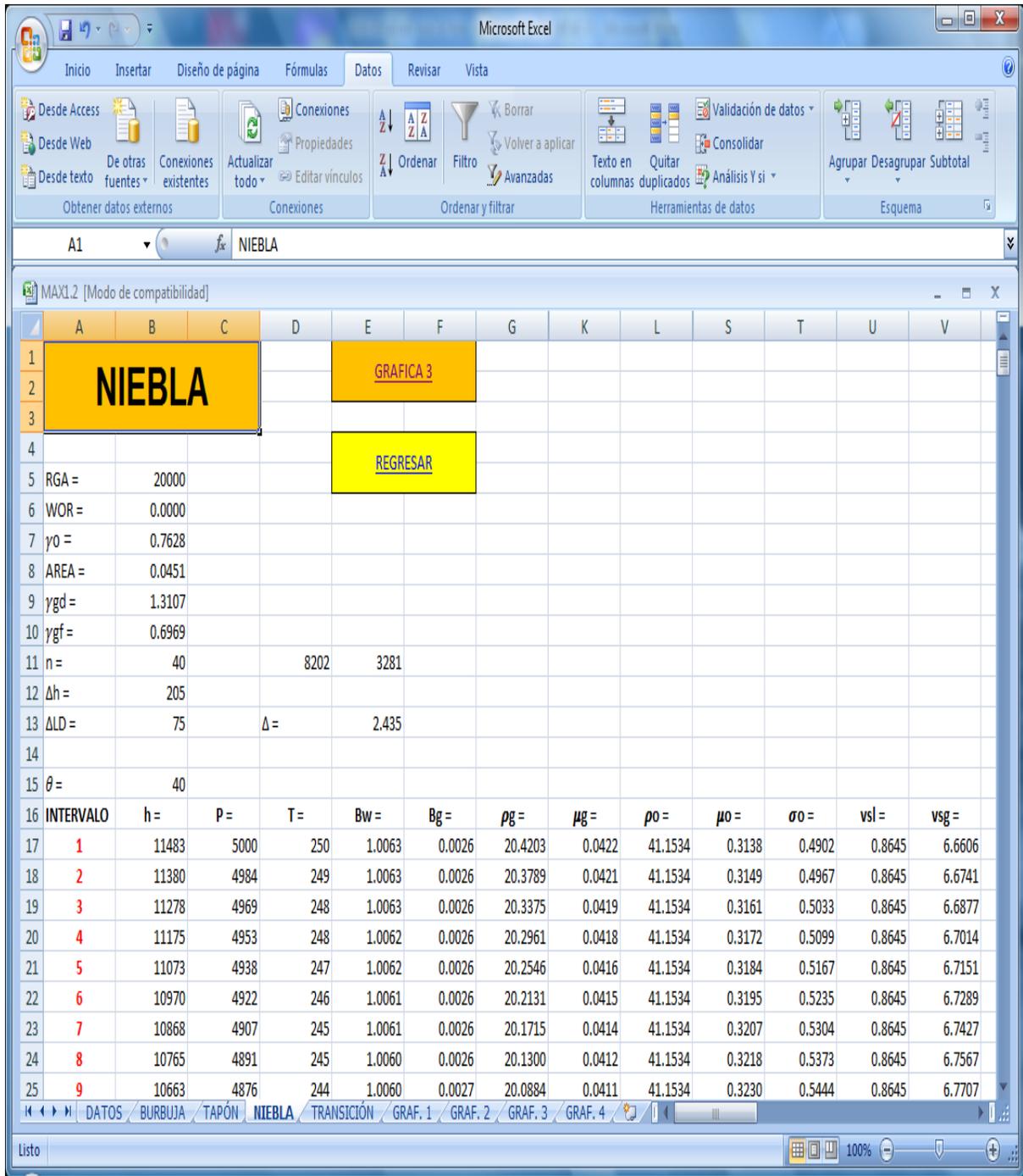


Figura B.15. Muestra el patrón de flujo Burbuja de todo el intervalo de estudio.

BIBLIOGRAFÍA

1. Guía para terminación No. 14, “Diseño de Control de Arena”, Pemex Exploración y Producción 2009, 2-28.
2. Ali Syed et al., “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena”, OilField Review, Otoño 2002, 32-53.
3. Chen Xianghui. “A Comprehensive Procedure to Estimate Erosion in Elbows for Gas/Liquid/Sand Multiphase Flow”, Journal of Energy Resources Technology, March 2006, vol.28, 70-78.
4. Baldauff John et al., “Perfilaje y Cuantificación de Flujos Multifásicos Complejos”, Oilfield Review, Invierno 2004, 4-13.
5. El-Behery Samy M. et al., “Numerical simulation and CFD based correlation of Erosion Threshold Gas velocity in pipe bends”, ISSR Journals vol. 2(1), 2010
6. Salama Mamdouh M. “Sand Production Management”, Journal of Energy Resources Technology, March 2000, vol. 122, 29-33.
7. Tuv Nel Limited, Mr. N. A. Barton. “Erosion in elbows in hydrocarbon production systems”, Health & Safety Executive 2003.
8. Bourgoyne A. T. Jr., “Experimental Study of Erosion in Diverter Systems due to Sand Production”, Louisiana State U. 1989, SPE/IADC No. 18716, 1-10.
9. Acock Andrew et al., “Métodos prácticos de manejo de la producción de arena”, OilField Review, Verano 2004, 10-29.
10. Ismail Issham, “Multiphase Flow Correlations (part 1), Development and Applications”, Departament of Petroleum Engineering, Universiti Teknologi Malaysia 1992, ISSN 0128-0740.

-
11. Larez Vázquez Rodolfo Enrique, Tesis “Desarrollo de un modelo mecanístico para predecir la eficiencia de limpieza de arena con tubería flexible en pozos inclinados”, UNAM 2005.
 12. Rangel Gómez José Carlos, Tesis “Métodos de predicción y control de arenamiento en pozos petroleros”, UNAM 2001.
 13. American Petroleum Institute. “API Recommended practice for design and installation of offshore productions platform piping systems”. 5th edition, American Petroleum Institute 1991.
 14. Hassan Mazumder Quamrul, Tesis “Development and validation of a mechanistic model to predict erosion in single phase and multiphase flow”, University of Tulsa, 2004.
 15. Nouri Alireza, Tesis “A Comprehensive Approach to Modeling and Eliminating Sanding Problems During Oil Production”, Dalhousie University 2004.
 16. Xiao J. J., Shoham O., and Brill J. P., “A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines”, SPE No. 20631, 167- 180, September 1990.
 17. Caroll James Aubrey, Tesis “Multivariate Production Systems Optimization”, Stanford University 1990.
 18. Liu Yongnuan, Tesis “Modelling Sand Production with Foamy Oil: A Mechanistic and Numerical Approach”, University of Calgary, 2006.
 19. Baralho Bianco Luis Carlos, Tesis “Phenomena of Sand Production in non-consolidated Sandstones”, Pennsylvania State University 1999.
 20. M. S. Xiaodong Zhao, Tesis “Mechanistic-Based Models for Slug Flow in Vertical pipes”, 2005.