



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

“Estudio del problema del
arenamiento en pozos
productores de gas. Propuesta
de modelo.”

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

TESIS

P R E S E N T A

Juan Alejandro Delgado Vallejo

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Edgar Ramirez Jaramillo





Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

Agradecimientos:

Quiero dar gracias a Dios por darme la oportunidad de terminar una etapa más de mi vida, una etapa con mucho aprendizaje tanto académica tanto como humanamente; no fue algo fácil siendo un deportista de alto rendimiento por lo que quiero dar las gracias a todas las personas que siempre estuvieron a mi lado, apoyándome tanto moralmente, como con palabras de aliento y compañía.

Quiero agradecer a mis padres Juan Delgado y Edith Vallejo por enseñarme unos valores grandiosos como personas, como padres y como amigos. Siempre enseñándome a dar todo por los seres queridos; y es por ellos que las oportunidades que han llegado a mi vida se me han facilitado por su amor, paciencia y cariño que día a día me dan.

Quiero agradecer a mi novia Patricia Salcedo por todo su apoyo, su amor, su compañía a lo largo de una gran parte de mi vida. Ella me ha enseñado valores que ninguna otra persona pudo habérmelos enseñado mejor, me enseñó lo que es ser una persona dedicada, disciplinada, consiente y aferrada a sus metas. Y espero seguir aprendiendo mucho de ella.

Quiero agradecer a mis amigos, que sin ellos hubiera sido muy diferente el desarrollo de mi carrera, tanto por su apoyo académico, y su calidad de amigos, quiero agradecer especialmente de todos mis amigos que hice a lo largo de la carrera a Adriel Garces y a Bruno Rivas por todo el apoyo que tuve por su parte como amigos en la carrera, y por mencionar a algunos amigos a Karen, Andrea, Champi, Christian, Cristian, Javo, y muchas amistades que les agradezco toda su ayuda y la unión que forjamos a lo largo de casi cinco años de nuestras vidas.

Quiero agradecer a mi tío Oscar Valle por guiarme y ayudarme en decidir la carrera de la cual estoy satisfecho de haber estudiado.

Quiero agradecer al Dr. Edgar Ramirez Jaramillo por su paciencia, su tiempo, su conocimiento y su calidad humana para ayudarme a concluir este trabajo, sin lugar a dudas una persona clave en mi formación como Ingeniero y profesionalista.

Quiero agradecer a mi hermana Michelle por su amor de hermanos, por su apoyo en las buenas y en las malas, y el lazo que compartimos como misma sangre.

Quiero agradecer a mis Suegros y cuñada porque ellos también ya son parte de mi vida.

A mi entrenador Carlos Probert y a mis amigos Fabian Villanueva y Diego Baca que se han convertido en unas personas ejemplares para mí.

A la UNAM y a la Facultad de Ingeniería por la formación académica que de ellas recibí.

En fin, a lo largo de cinco años pasan muchas cosas, y agradezco a todos que me ayudaran a concluir esta etapa de mi vida, la vida sigue y siempre me gusta tener hambre de más hambre de grandeza.

Los quiero a todos.

Gracias, se los digo de Corazón.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABLAS	iii
NOMENCLATURA	iv
RESUMEN	1
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	3
1.1 Generalidades de un yacimiento productor	3
1.2 Tipos de yacimiento	6
1.2.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.	6
1.2.2 De acuerdo con el tipo de trampa	11
1.2.3 De acuerdo al tipo de fluidos almacenados	12
1.2.4 De acuerdo con la presión original en yacimiento de aceite.	14
1.2.5 De acuerdo con el tipo de empuje predominante.	14
1.2.6 Por su comportamiento de fases.	16
1.3 Características de un Yacimiento de arena	18
1.4 Problemas asociados a yacimientos arenosos	19
1.5 Fenómeno de Arenamiento	19
1.6 Problemática del arenamiento en el aseguramiento de flujo	20
1.6.1 Erosión	20
1.6.2 Corrosión	22
1.6.3 Asentamiento de Arenas	23
1.6.4 Erosión-Corrosión	23
1.6.5 Producción de finos	24
CAPÍTULO 2 ESTADO DEL ARTE	26
2.1 Técnicas para el control de arenas	26
2.1.1 Forros ranurados y/o rejillas.	26
2.1.2 Rejillas pre – empacadas	28
2.1.3 Rejillas con Empaques con Grava.	30

2.1.4 Frac Pack.	32
2.1.5 Variación de la tasa de flujo.	34
2.1.6 Completaciones selectivas.	34
2.1.7 Consolidación plástica.	35
2.1.8 Sistema grava - resina.	35
2.1.9 Grava recubierta con resina.	36
2.2 Simulación del arenamiento en pozos	36
2.2.1 Scott y Rao	36
2.2.2 Sato et. al.	37
2.2.3 Angelson et. al.	39
2.2.4 Oudeman	40
2.2.5 Sakaguchi et. al.	41
2.2.6 Salama	42
2.2.7 Danielson	42
2.2.8 Yang et. Al	44
2.2.9 Tesis Desarrollo de un algoritmo computacional para determinar el efecto de la deposición de arena sobre el gradiente de presión de flujo multifásico de tuberías.	44
2.2.10 Modelo matemático de las fuerzas de arrastre y empuje.	46
2.2.11 Modelo Matemático del estado estacionario de la producción de aceite con la acumulación de finos retenidos.	46
2.2.12 Modelo Analítico para el flujo de estado estacionario con migración de finos.	48
CAPÍTULO 3 MODELO	50
3.1 Producción de Arena desde la formación de un Yacimiento	50
3.1.1 Causas de la Producción de Arena	50
3.1.2 Predicción de la Producción de Arena	52
3.1.3 Como se produce la arena	54
3.1.4 Distribución del tamaño de la partícula (PSD)	56
3.1.5 Degradación del tamaño de la partícula.	56
3.1.6 Mecanismo de transporte solido-liquido	57
3.1.7 Flujo Horizontal	57

3.1.8 Flujo Vertical para arriba en tubería.	58
3.1.9 Efectos de la producción de arena durante el transporte.	59
3.1.10 Deposición de Arena	60
3.1.11 Velocidad critica de trasporte de la partícula	61
3.1.12 Velocidad de transporte mínima (MTV)	64
3.1.13 Efectos del tamaño de la partícula en la MTV	66
3.1.14 Ley de Stokes	67
3.2 Modelo Propuesto	69
3.2.1 Integración del Modelo (Diagrama de Flujo)	72
CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL MODELO	74
CAPÍTULO 5 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
BIBLIOGRAFÍA	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Representación gráfica de un yacimiento de Gas

Figura 1.1 Acumulación de hidrocarburos en las rocas almacenadoras

Figura 1.2 Representación de granos de arena

Figura 1.3 Representación de calizas porosas cristalinas

Figura 1.4 Representación de calizas detríticas

Figura 1.5 Representación de calizas fracturadas

Figura 1.6 Representación de areniscas

Figura 1.7 Representación gráfica de trampas estructurales y trampas estratigráficas

Figura 1.8 Representación gráfica de trampa combinada

Figura 1.9 Representación gráfica de trampas de petróleo

Figura 1.10 Representación gráfica del origen del gas natural

Figura 1.11 Representación gráfica de la segregación gravitacional en un estrato productor de alto buzamiento

Figura 1.12 Corte transversal de una tubería donde se puede observar erosión por corrosión

Figura 1.13 Tubería corroída

Figura 1.14 Tubería con notable desgaste de erosión por corrosión

Figura 2.1 Representación gráfica de rejilla doble, rejilla pre-empacada sencilla y rejilla slim pack.

Figura 3.1 Representación en gráfica de la influencia del tamaño de la partícula en la saturación de agua y la fuerza de arena en arena no consolidada

Figura 3.2 Representación gráfica de desprendimiento bajo condiciones dinámicas cuando la fuerza de viaje excede la fuerza de resistencia (fuerzas intergranulares en la producción de arena)

Figura 3.3 Representación gráfica de los efectos de los cambios en las fuerzas intergranulares

Figura 3.4 Representación gráfica del ejemplo de la distribución del tamaño de la partícula

Figura 3.5 Representación gráfica de los regímenes de flujo para transporte sólido-líquido

Figura 3.6 Representación en gráfica del efecto de la velocidad del flujo en una deposición de partículas de arena en tuberías

Figura 3.7 Representación en gráfica de la velocidad mínima de transporte de Wilson

Figura 3.8 Diagrama de cuerpo libre de una esfera en un fluido inactivo

Figura 3.9 Diagrama de flujo del Programa de Tesis

Figura 5.1 Presión vs Profundidad

Figura 5.2 Temperatura vs Profundidad

Figura 5.3 Viscosidad vs Profundidad

Figura 5.4 Erosión vs Temperatura a diferentes tasas de flujo de arena

Figura 5.5 Erosión vs Profundidad a diferentes tasas de flujo de arena

Figura 5.6 Erosión vs Presión a diferentes tasas de flujo de arena

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Muestra los datos que se usaron para el Programa de Tesis de un pozo real (Lakach)

Tabla 4.2 Muestra los resultados de los cálculos del Programa para diferentes presiones y nos muestra sus respectivas temperaturas y profundidades

Tabla 4.3 Muestra los resultados de temperatura, profundidad, densidad del gas, viscosidad del gas y factor de volumen de gas, respecto a cada valor de presión calculado.

NOMENCLATURA

Símbolo

P_i	Presión inicial
P_b	Presión de saturación
V_s	Velocidad media de las partículas en flujo en la tubería de tres fases gas – liquido – solido
C	Coefficiente de distribución
ρ_A	Densidad de mezcla aparente
V_{PLS}	Velocidad de asentamiento afectada por la pared de las partículas en un flujo de tres fases.
$\rho_{LS,3}$	Densidad de la mezcla de tres fases que se calcula: $\rho_s = \rho_a H_G + \rho_L H_L + \rho_s H_s$
$\rho_{L2,3}$	Densidad de la lechada (mezcla de agua-sólido y partículas) en flujo de tres fases expresado como $\rho_{L2,3} = \rho_L \frac{H_L}{1-H_L} + \rho_s \frac{H_s}{1-H_G}$
$V_{PL,3}$	es la velocidad de des-asentamiento en una mezcla imaginaria de tres fases se calcula
S	Gravedad específica de las partículas en agua clara $\left(\frac{\rho_L}{\rho_A}\right)$
V_t	velocidad de des-asentamiento de la partícula en agua clara.
F	Tasa de transporte en volumen de granos por segundo por metro de cama de arena.
ϕ_s	Tasa de transporte de arena adimensional
Ψ	Tasa de flujo de fluido adimensional
d_p	Diametro de la partícula solida
g	Aceleración gravitacional
V_b	Velocidad de arrastre en la cama de arena
S	Tasa de densidad solido-liquido
V_{MTV}	Velocidad mínima de transporte para evitar el asentamiento de arenas en las tuberías con flujo multifásico.
$\frac{V_{SL}}{V_M}$	Relación entre la velocidad del líquido superficial y la velocidad de mezcla a condiciones cuando se asienta la arena.
d	Diámetro de la partícula

D	Diámetro de la tubería.
dw	Diámetro medio en peso.
F_e	Fuerza electroestática.
F_g	Fuerza de gravedad.
F_d	Fuerza de arrastre.
l_n	Palanca de fuerza normal.
l_d	Palanca de fuerza tangencial.
λ_a	Coefficiente de filtración por atrapar los finos.
λ_s	Coefficiente de filtración
β	Coefficiente de daño a la formación
Δt_c	Diferencial de tiempo de la onda de sonido
β	Coefficiente del conductor de la presión de la roca
θ	Angulo de inclinación de la formación
C	Cohesión de la particula
a	Coefficiente de fuerza de la fricción de la particula
m_s	Disminución de la masa solida
V_{rev}	Volumen elemental representativo
v_s	Volumen de solido producido de V_{rev} en un periodo de tiempo dt
ρ_s	Densidad de la arena solida
$R(t)$	Masa de solido producida del esqueleto por volumen y tiempo.
C_D	Coefficiente de arrastre
d_p	Diametro de la particula
g	Aceleración de la gravedad
ρ_f & ρ_p	Densidad del fluido y la particula
F_s	Fuerza de asentamiento en la particula
F_L	Fuerza de levantamiento en la particula
μ y ν	Viscocidad absoluta y cinemática
U_r	Magnitud de la velocidad relativa de la particula al fluido
γ	Velocidad de corte
u	Velocidad del fluido a la distancia r
u_m	Velocidad media en el tubo
r	Distancia desde el eje del tubo

u_c	Velocidad critica de transporte
C_D y C_L	Coefficientes de arrastre y levantamiento
ρ_p y ρ_f	Densidad del fluido y la partícula
d_p	Tamaño de la partícula
Re_p	Numero de Reynolds de la particula
F	Constante empirica que varia entre 0.4 y 1.5
s	Densidad relativa de la particula se arena.
F_d	Fuerza de arrastre del fluido en la esfera
μ	Viscosidad del fluido
v	Velocidad de la esfera en relación al fluido
r	Radio de la esfera.
ϵ	Rugosidad.
q_{sc}	Gasto de gas en unidades cubicas (MMpc/D).
pPr	Presión Pseudoreducida.
pPc	Presión critica.
Tpc	Temperatura pseudocrítica.
Z	Factor de compresibilidad del gas.
T	Temperatura de entrada (°R).
P	Es la presión de entrada (psia).
ρ_g	Densidad del gas (lb/ft ³).
γ_{gf}	Densidad relativa del gas libre.
B_g	Factor de volumen del gas.
ρ_m	densidad del fluido (lb/ft ³).
S_m	Factor geométrico, que es igual a 5.5 por cada capa.
pTr	Temperatura Pseudoreducida.
pTc	Temperatura critica.

RESUMEN

La producción de arena con fluidos de un yacimiento petrolero es un problema grave debido a la producción de sólidos al producir hacia el pozo, la producción de estas partículas de arena puede ser insignificante hasta cantidades muy grandes las cuales pueden causar fallas excesivas del equipo, complicar la limpieza del pozo y puede causar un mal funcionamiento en el equipo de fondo de pozo; así ocasionando el cierre definitivo del pozo productor.

La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida productiva de los pozos petroleros. Su intensidad y gravedad varían con el grado de cementación de los granos de arena productora y con la forma como están completados los pozos. Esta arena se deposita en el fondo del pozo y con frecuencia reduce la capacidad productiva del pozo.

Esta producción se inicia como consecuencia de los esfuerzos que actúan sobre las rocas de la formación, provocando rupturas por esfuerzos de corte, llamadas cizalladuras, seguido por el flujo de los fluidos producidos que transportan la arena fragmentada hasta el pozo y que fluye hacia la superficie pasando por todos los componentes del sistema productor del pozo.

Con esto el problema de la erosión está muy presente y asociado al arenamiento, que causa el adelgazamiento gradual de la pared de la tubería, aunado a esto se puede presentar la corrosión. Siendo así mayor el daño a la tubería, llamando a esto erosión por corrosión. Representando un gasto si no se trata con las medidas necesarias para cada escenario de producción de arenas que se presente, por lo que nuestro objetivo como ingenieros petroleros es maximizar la recuperación de hidrocarburos, minimizando costos y accidentes.

Con esta problemática en este trabajo se presenta la problemática de la producción de arenas, haciendo una investigación sobre ella. Donde se podrá prevenir o controlar con inversiones, que pueden ser; sistemas de control de arena a lo largo de la tubería productora; controlando la producción del fluido, controlando así la producción de arenas, alguna otra tecnología de químicos en las tuberías o mejores metales que resistan mejor la erosión por corrosión de arenas.

El objetivo de este trabajo es darnos una idea de cómo se puede presentar el problema de arenamiento, que tanto nos puede afectar; y cuáles serían las medidas que deberíamos de utilizar contra ese problema de erosión.

Con el modelo propuesto podremos saber por medio de la correlación de Cullender y Smith la presión del fondo del pozo y a la mitad del pozo, se le agregaron más intervalos para conocer la presión en más partes del pozo y así poder predecir el desgaste de milímetros por año que tendrá una tubería con diferentes tasas de flujo de arena, y con esto poder saber cómo y en donde se presenta más el fenómeno de desgaste de la pared de la tubería a lo largo de ella.

El modelo consta de tres partes, la primera determina las propiedades físicas del gas como la densidad relativa del gas, el factor de compresibilidad a través del análisis composicional del campo a estudiar; sabiendo esto podemos pasar a la segunda parte la cual es el método de Cullender y Smith para saber la presión en el fondo y a la mitad del pozo, el cual mejora para saber la presión en más puntos a lo largo de la tubería; y la última parte con el tamaño de la partícula de arena y la tasa de flujo de arena poder saber que tanto por cada intervalo de la tubería se desgastara la pared de la tubería.

Así podremos tener un panorama más amplio de cómo se va a comportar la erosión en cada intervalo de nuestro pozo y así saber qué hacer y en donde poner mayor atención a la inversión.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.2 Generalidades de un yacimiento productor

Yacimiento

Un yacimiento se define como un cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar y transmitir fluidos.

Formación de un yacimiento

El petróleo se forma en la litosfera a partir de los restos de organismos del pasado (fósiles) depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico y cubiertos, posteriormente, por espesas capas de sedimentos. Millones de años de transformaciones químicas (craqueo natural), debidas al calor y la presión durante la diagénesis, cambiaron los restos de microorganismos (animales y vegetales) en petróleo y gas natural.

La formación de los yacimientos de petróleo o gas requieren de cuatro etapas en su evolución diagenética dentro de una cuenca sedimentaria: entierro profundo bajo sedimentos, calentamiento y presión, migración de los hidrocarburos desde la fuente (roca madre) hasta una zona porosa (roca almacén) y ser retenidos por rocas impermeables (trampa petrolífera).

Aunque el proceso generalmente es el mismo, diferentes factores ambientales llegan a crear una gran variedad de depósitos. Existen yacimientos en casi todas las cuencas sedimentarias, desde superficiales hasta los 9000 m de profundidad y con una gran variedad de formas, tamaños y edades, sin embargo, la mayor cantidad del petróleo procede de acumulaciones de materia orgánica en los mares ecuatoriales del Cretácico².

El yacimiento de petróleo puede ser primario, cuando se encuentra en la misma roca en la que se ha formado, o bien ser un yacimiento secundario, cuando se formó en un sitio lejano

y ha ido fluyendo hasta el lugar en el que yace ahora, movimiento con el que cambiaron algunas de sus propiedades.¹

Yacimiento primario.

Lo normal en un yacimiento primario es encontrar la siguiente disposición: una capa superior de arcilla impermeable, por debajo de ella una capa de arenas impregnadas de gas natural (hidrocarburos gaseosos), por debajo arenas impregnadas de petróleo (hidrocarburos líquidos) y, por último, una capa inferior de arenas impregnadas de agua salada. Con esta colocación, el estrato impermeable superior atrapa al petróleo en el mismo sitio donde se formó y no deja que escape, sólo puede separarse siguiendo un gradiente de densidad del agua salada que contenía (más densa) y del llamado gas natural (grupo de gases menos densos que el petróleo).

Desde el punto de vista económico, los yacimientos primarios son de modesta rentabilidad, pues la cantidad acumulada de reserva petrolífera es pequeña y además el petróleo no está muy concentrado, por lo que su extracción es lenta.

Yacimientos secundarios.

En un yacimiento secundario, la llegada continua de hidrocarburos hasta una trampa de petróleo hace que se acumule en una cantidad y concentración lo suficientemente importantes como para hacer muy rentable la extracción del crudo.

El agua de los campos petrolíferos.

En los campos petrolíferos existen aguas freáticas normales, que están en comunicación con la superficie, siguen las leyes de la hidrología y, en su aspecto químico, son análogas a las restantes aguas subterráneas de los contornos. Pueden aparecer sobre, bajo o entre las arenas petrolíferas. No obstante, los depósitos petrolíferos encierran además aguas propias, que pueden aparecer mezcladas con petróleo o debajo de él; son las aguas marginales. Estas son, las aguas de los campos petrolíferos que eventualmente pueden comunicar, tras largos rodeos, con las aguas freáticas.²

¹ https://es.wikipedia.org/wiki/Yacimiento_petro%C3%ADfero

² <http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/petroleo/yacimientospetro>

Grado de consolidación

La capacidad de mantener túneles de cañoneo abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de la arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes, estas suelen tener poco material de cementación que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones pueden clasificarse en poco consolidadas y no consolidadas (Ordaz, G. (2011), pp.18-20).

Definición de yacimiento de gas

Yacimientos de Gas son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo. Se clasifican en yacimientos de:

- Gas seco
- Gas húmedo
- Gas condensado

Yacimientos de gas seco

Son aquellos yacimientos cuya temperatura inicial excede a la cricocondentérmica y están constituidos por metano casi, con rastros de hidrocarburos superiores, que en superficie no condensan.

Yacimientos de Gas Húmedo

Son aquellos yacimientos en los cuales su temperatura inicial excede a la temperatura cricondentérmica y están formados por hidrocarburos livianos a intermedios, estos no se condensan en el reservorio, pero si lo hacen en superficie (por ejemplo en el separador).

Como consecuencia de la disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas, se origina un aumento en las fuerzas de atracción transformándose (cambio de fase) parte de este gas en líquido.

Yacimiento de gas condensado

Estos están constituidos por los fluidos tales que por su expansión isotérmica a la temperatura del yacimiento en el mismo que puede o no revalorizarse al continuar el proceso, se puede hablar en este tipo de yacimientos de una condensación retrograda, donde el gas al disminuir la presión se condensa. Estos líquidos se adhieren a los poros siendo generando este un líquido inmóvil, lo que ocasiona una disminución de la producción de líquidos.

1.2 Tipos de yacimiento

1.2.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora

En la figura 1.1 se puede ver un corte geológico, donde se puede observar las rocas jurásicas generadoras de hidrocarburos y la migración preferente de los hidrocarburos.

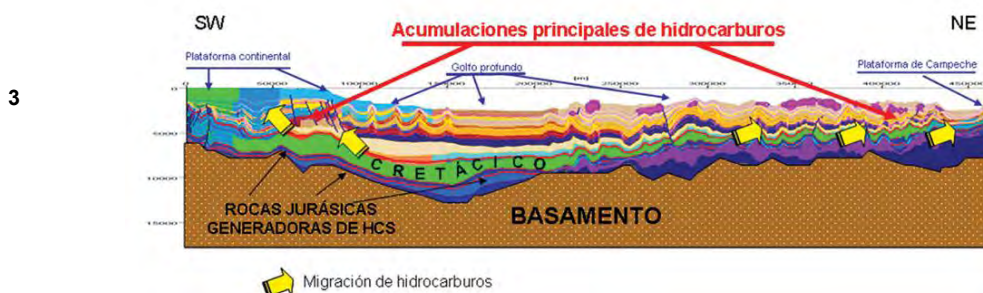


Figura 1.1 Corte geológico a través del Golfo de México, mostrando las zonas de la plataforma continental, la parte profunda del golfo, las rocas generadoras y la migración preferente de los hidrocarburos.³

³ <http://www.energiaadebate.com/Articulos/Noviembre2008/OrtunoNov2008.htm>

Arenas

Su porosidad se debe a la textura de los granos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias, tal es el caso que se muestra en la figura 1.2



4

Figura 1.2 Granos de Arena⁴

Calizas porosas cristalinas

Su porosidad primaria es muy baja, es ínter-cristalina. Puede tener espacios poros muy importantes debidos a la disolución (ver figura 1.3).



5

Figura 1.3 Calizas Porosas Cristalinas⁵

Calizas detríticas

Las calizas detríticas son rocas formadas por granos o fragmentos de carbonato del tamaño de arena y cimentados por caliza. Se distinguen las llamadas calcirruditas cuando los granos superan los 2 mm., y las calcarenitas si son entre 0,06 y 2 mm.



6

Figura 1.4 Calizas Detríticas⁶

⁴ https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Tipos_de_rocas

⁵ http://www.ecured.cu/Piedra_caliza

⁶ http://www.natureduca.com/geol_petrograf_rocasexog6.php

Calizas fracturadas y/o con cavernas

Son muy atractivas por su alta permeabilidad debida a su comunicación entre las cavernas o al fracturamiento.



7

Figura 1.5 Calizas fracturadas⁷

Areniscas

Son arenas cementadas por materiales calcáreos o silicosos. Las areniscas son una clase muy importante, forman aproximadamente el 25% del total de las rocas sedimentarias. Son importantes almacenadoras de gas natural, aceite y agua; algunas pueden formar yacimientos.

Su composición es una clave de su procedencia, sus estructuras direccionales son una guía de las paleocorrientes, y tanto su geometría como sus estructuras internas dan una idea del ambiente de depósito.



8

Figura 1.6 Areniscas⁸

⁷ http://geomorfologiaepc.blogspot.mx/2014_12_01_archive.html

⁸ <http://marmolesarias.com/es/areniscas.php>

De acuerdo a Pettijohn, las arenas pueden ser divididas en 3 grandes grupos:

- a) Las areniscas terrígenas son aquellas producidas por intemperismo y destrucción de rocas preexistentes, los sedimentos fueron transportados, seleccionados y modificados por el movimiento de los fluidos. Se derivan de fuentes externas a la cuenca de depósito.

- b) Las arenas carbonáticas son en la mayoría de los casos, sedimentos marinos, están constituidas por granos esqueléticos, oolitas y detritos carbonáticos localmente derivados (intraclastos). Estos constituyentes son productos originados dentro de la cuenca de depósito y no son residuos formados por la destrucción de rocas preexistentes. Excepcionalmente existen arenas ricas en partículas carbonáticas, de cadenas orogénicas, tales partículas son terrígenas.

Las arenas piroclásticas son aquellas producidas por explosiones volcánicas, pueden ser depositadas en varios ambientes.

Componentes de las areniscas.

La lista de los minerales detríticos es grande y depende del grado de intemperismo y transporte que sufran tales minerales; sin embargo, son pocas las especies encontradas, estas son:

- Cuarzo, Ópalo y Calcedonia.
- Feldespato.
- Fragmentos de roca.
- Micas.
- Minerales pesados.
- Calcita, Dolomita y Siderita.
- Minerales arcillosos y otros silicatos.

Grupo de Rocas Carbonosas

Son todas aquellas que tienen alto contenido de carbono orgánico, producto de la evolución diagenética, en diferentes rangos, de depósitos producidos por organismos.

Tales depósitos son tanto de origen vegetal (ricos en celulosa, resinas y lignitos) como animal (ricos en proteínas y grasas).

El material de partida para los depósitos carbonáceos son principalmente las plantas, como los juncos, las cañas, los arbustos y los musgos pantanosos entre otros. Las plantas crecieron en pantanos y lagos de agua dulce, que en parte se inundaron ocasionalmente por mares llanos en climas subtropicales hasta tropicales.

Calizas dolomíticas

Combinación de carbono con magnesio.

Grupo de Rocas Carbonatadas

Los carbonatos se constituyen básicamente de calcita (caliza), aragonita y dolomita (dolomía), subordinadamente pueden participar cuarzo, feldespato alcalino y minerales arcillosos. Los carbonatos de siderita son más escasos, incluso económicamente interesantes.

Los procesos de la formación de carbonatos son:

- Tipo marino.
- Tipo bioquímico.
- Tipo terrestre.

1.2.2 De acuerdo con el tipo de trampa

Trampas de tipo Estructural.

Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas, tales como anticlinales y los sinclinales (simétricos y asimétricos). En la *Figura podemos observar tipos de estructuras geológicas consideradas idóneas como confinamiento estructural.*

9

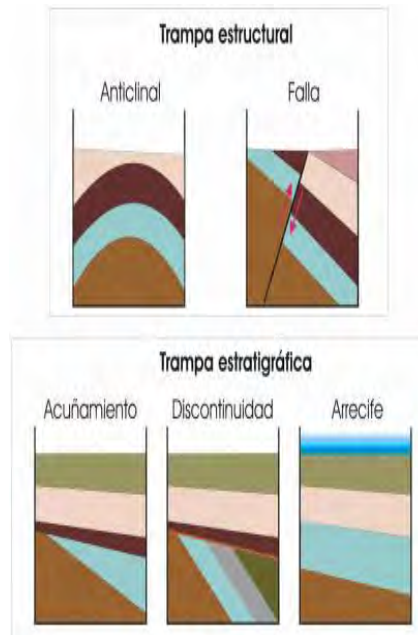


Figura 1.7 Trampas estructurales y estratigráficas⁹

Trampas de tipo Estratigráficas.

Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen. Un cambio lateral de arena a lutita constituye una trampa estratigráfica.

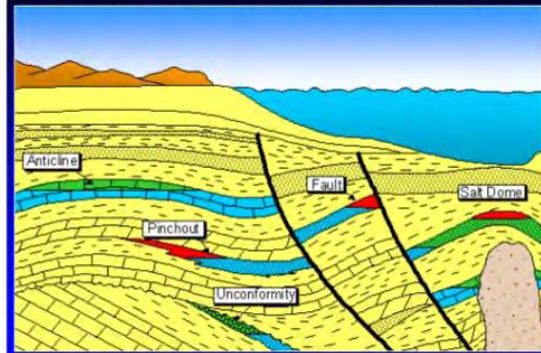
Trampas de tipo combinadas.

Se refieren a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos.

⁹ <http://www.minasyenergia.upm.es/investigacion/co2/almacenamiento%20co2.2.htm>

TRAMPA COMBINADA

Tal como su nombre lo indica, se presentan por la unión de dos o más tipos de trampas.



10

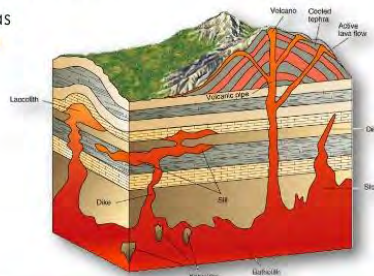
Figura 1.8 Trampa tipo combinada¹⁰

Trampas de tipo Asociadas a Intrusiones Ígneas.

Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de roca sello.

Características intrusivas

- Las intrusiones ígneas alteran la roca caja preexistente:
 - ✓ Alteración metamórfica.
 - ✓ Fusión parcial.
 - ✓ Asimilación:
 - Xenolitos.
 - ✓ Alteración hidrotermal.



11

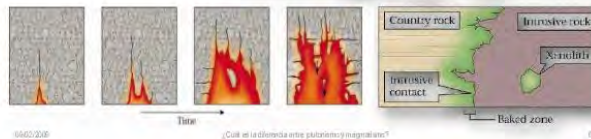


Figura 1.9 Intrusiones Ígneas en la Roca Sello¹¹

¹⁰ <http://es.slideshare.net/Pr1nc3zs/el-mundo-del-petroleo-rv1>

¹¹ <http://es.slideshare.net/geologia/4-las-rocas-gneas-y-la-actividad-gnea-intrusiva-plutonismo>

1.2.3 De acuerdo al tipo de fluidos almacenados.

De aceite.

Producen líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor 0.85 y una relación gas-aceite menor a $200 \frac{\text{m}^3 \text{ @gas}}{\text{m}^3 \text{ @aceite}}$.

De aceite volátil.

Producen un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.75 - 0.85 y con una relación gas-aceite entre $200-1000 \frac{\text{m}^3 \text{ @gas}}{\text{m}^3 \text{ @aceite}}$.

De gas húmedo.

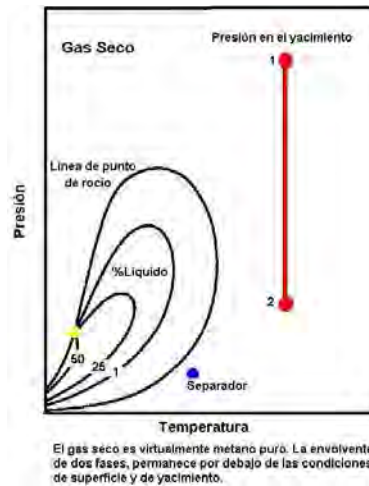
Producen un líquido transparente con una densidad relativa entre 0.75 - 0.80 y con relaciones gas-aceite entre $10,000 - 20,000 \frac{\text{m}^3 \text{ @gas}}{\text{m}^3 \text{ @aceite}}$.

De gas y condensado.

Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.75 - 0.80 y con relaciones gas-aceite entre $500 - 15,000 \frac{\text{m}^3 \text{ @gas}}{\text{m}^3 \text{ @aceite}}$.

De Gas seco.

Producen un líquido ligero, transparente, con una densidad relativa menor de 0.75 (si es que se presenta algún líquido) y con relaciones gas-aceite mayor a $20,000 \frac{\text{m}^3 \text{ @gas}}{\text{m}^3 \text{ @aceite}}$.



12

Figura 1.10 Yacimiento de Gas Seco¹²

1.2.4 De acuerdo con la presión original en yacimiento de aceite.

Bajo saturados.

La presión inicial es mayor que la saturación. Todo el gas está disuelto.

Saturados.

La presión inicial es igual o menor que la de saturación. Cuando $p_i < p_b$, hay gas libre, ya sea disperso o en el casquete.

1.2.5 De acuerdo con el tipo de empuje predominante.

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento o mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como expansión de la roca y el fluido, gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o bien drene gravitacional.

¹² <http://manejodepetroleoygas.blogspot.mx/2013/12/tipos-de-fluisoa-en-el-yacimiento.html>

En yacimientos naturalmente fracturados, adicionalmente se tiene un mecanismo adicional denominado exudación, que consiste básicamente en la acción combinada de fuerzas capilares y gravitacionales, las cuales originan la expulsión de los hidrocarburos de la matriz a la fractura.

Durante esta etapa el flujo de fluidos dentro del yacimiento, ocurre por acción de su propia energía. En ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son suficientes para llevar los fluidos hasta la superficie, por lo que es necesario diseñar e instalar un sistema artificial de producción que permita recuperar estos hidrocarburos. Antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

Por expansión de líquidos y la roca ($P_i > P_b$).

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema, el aceite, el agua congénita y la roca, que se expanden desalojando hacia los pozos productores el aceite.

La expansión del sistema roca-fluidos se provoca al haber un abatimiento de presión, dando como resultado el movimiento de los fluidos a través del medio poroso del punto de mayor presión al punto de menor presión.

Por expansión de gas disuelto liberado ($P_i < P_b$ o P_{sat}).

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación de gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de empuje que predomina es este, ya que es cierto que el agua intersticial y la roca continúan expandiéndose, pero su efecto resulta despreciable puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. Con gas, puede presentarse empuje de gas disuelto liberado o empuje de algún casquete de gas, ya sea natural o inyectado.

Por expansión del gas libre (casquete).

Consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Las características principales son:

- La parte superior del yacimiento contiene una alta saturación del gas.
- Continúo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse en tres maneras:

- Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

Por segregación gravitacional

También se le llama Drene por Gravedad y es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Este tipo de drene puede participar activamente en la recuperaron de aceite. Los yacimientos presentan condiciones favorables para la segregación de sus fluidos cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

Por empuje hidráulico

Es muy similar al de desplazamiento por casquete de gas, sólo que, en este, el desplazamiento de los hidrocarburos ocurre debajo y en la interface agua aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente desplazado por agua.

Por empujes combinados

Se presenta cuando tenemos una combinación de dos o más mecanismos de empuje mencionados anteriormente.

1.2.6 Por su comportamiento de fases.

Los fluidos aportados por el yacimiento, los cuales siguen una trayectoria de flujo a través del sistema integral de producción, experimentan una serie continua de cambios de fase, debido principalmente a las caídas de presiones existentes en la trayectoria de flujo.

Si los fluidos producidos contienen gas en solución, este será liberado debido a las caídas de presión formando así, un sistema de dos fases, gas- aceite.

La cantidad de gas liberado desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento dependerá de:

- a) Las propiedades del hidrocarburo.
- b) Presión y temperatura a lo largo de la trayectoria de flujo en el sistema integral de producción.

Conforme el gas se libera, el aceite sufre un encogimiento (decrece su volumen) hasta que se estabiliza en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar de presión y temperatura. En general, el cambio total de los volúmenes de gas y aceite en un punto en particular, a lo largo de la trayectoria de flujo es resultado de una combinación de:

- Expansión del gas libre.
- Encogimiento del aceite saturado.
- Transferencia de masa entre las fases gas y aceite (liberación de gas).

Todas las mezclas de hidrocarburos pueden ser descritas mediante un diagrama de fases. En este diagrama de presión contra temperatura ($P - T$), la temperatura se localiza en el eje de las abscisas y la presión en el eje de las ordenadas.

Yacimiento bajo saturado.

En este yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida ya que la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica. Además, debido a las condiciones de la acumulación, la presión inicial sobrepasa a la saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar éste yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la

presión, que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbuja. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento. Hay que subrayar que, en este tipo de yacimientos al alcanzarse la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

Yacimiento de gas y condensado

En este yacimiento los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura exceda la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas aceite producido. Para este tipo de yacimiento la temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.

Yacimiento de gas húmedo

Los fluidos en este yacimiento estarán en fase gaseosa, la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entraron a la región de dos fases, por lo que en superficie se tendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado.

Yacimiento de gas seco.

Son yacimientos con características similares al anterior, cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases.

Yacimiento de aceite volátil.

Son aquellos yacimientos cuya temperatura es ligeramente menor a la crítica. Cada yacimiento de hidrocarburos tiene un diagrama de fases característico, y también

propiedades físicas y termodinámicas particulares. Éstas, usualmente son medidas en laboratorio a partir de pruebas realizadas sobre muestras obtenidas del pozo mismo.

1.3 Características de un Yacimiento de arena

En formaciones débilmente consolidadas, la producción de fluidos casi siempre es acompañada de arena. Esto puede conducir a regímenes de recuperación reducidos, daños de los equipos de superficie y de fondo de pozo, así como a costos de mantenimiento elevados. Siendo el resultado de un proceso de dos etapas, la producción de arena se inicia como consecuencia de los esfuerzos que actúan sobre las rocas de las formaciones provocando rupturas por esfuerzo de corte.

Dado que la presión capilar tiende a mantener juntos los granos de arena, la incursión de agua facilita la producción de arena.

1.4 Problemas asociados a yacimientos arenosos

Es un hecho que la presencia de materiales contaminantes asociados a la producción industrial de aceite y gas provocan una serie de problemas en las operaciones de explotación del petróleo, su efecto dañino ha sido reconocido desde los inicios de la Industria Petrolera. Estos problemas son ocasionados principalmente por arena, asfáltenos, corrosión, parafina, hidratos de hidrocarburos e incrustaciones (sales).

El movimiento de arena proveniente de formaciones no consolidadas en pozos productores de aceite o gas, ocasiona problemas tanto económicos como de riesgos en las instalaciones, por ejemplo:

- ✓ Interrupción en la producción, ocasionada por taponamiento en la tubería de producción, en ocasiones, en la tubería de revestimiento, en las líneas de escurrimiento, separadores, etc.
- ✓ Se incrementan los esfuerzos de sobrecarga de las formaciones ocasionando colapsamiento en las tuberías de revestimiento.
- ✓ El equipo subsuperficial y superficial es dañado por erosión de la arena.
- ✓ En la superficie se requiere de dispositivos especiales que eliminen la arena del aceite producido, tales como los separadores ciclónicos

1.5 Fenómeno de Arenamiento

El fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación. Cuando esto ocurre se origina una inestabilidad, que causa el desprendimiento del material de la formación. Este desprendimiento puede ser en forma de granos individuales de arena, que se producen continuamente, o pedazos enteros de la formación.

Originalmente el sistema roca – fluido se encuentra bajo un estado confinado de esfuerzos. Al perturbarse el sistema mediante el cañoneo de la arena, se vence la resistencia de la roca, determinada fundamentalmente por las fuerzas de fricción intergranulares, lo cual produce que falle la matriz de la roca alrededor de los cañoneos, generándose un estado no confinado de esfuerzos. Cuando el grado de consolidación (cementación intergranular) es bajo, los esfuerzos que provocan la falla de la roca, son el esfuerzo que se deriva del material de sobrecarga y las fuerzas de arrastre vinculadas al flujo de fluidos viscosos que circulan a través de la matriz de la roca.

El esfuerzo de sobrecarga es sustentado parcialmente por la presión de poro de la roca, por lo tanto, el esfuerzo efectivo, aquel que realmente actúa para ocasionar la falla de la roca, es la diferencia entre el esfuerzo total aplicado y la presión de poro.

1.6 Problemática del arenamiento en el aseguramiento de flujo

Con los problemas que se tienen a causa de la complejidad en la composición de los fluidos, tanto la corrosión como la erosión han sido por mucho tiempo uno de los retos más grandes para el aseguramiento de flujo en líneas de producción. Las fallas mecánicas que ocurren en el sistema de producción a causa de estos problemas pueden derivar en parar la operación un largo tiempo por reparaciones mayores; en casos más graves, el deterioro de tuberías, líneas de producción y otros elementos del sistema provocan fugas de hidrocarburos y otros fluidos que ponen en riesgo al medio ambiente y al personal de la operación.

La erosión es un proceso complejo que es afectado por la geometría de los pozos y las líneas de producción, así como por las condiciones de flujo y la producción incontrolada de arena. Por otro lado, el efecto de corrosión se le atribuye principalmente a la heterogeneidad en la composición de las tuberías y otros elementos en el sistema.

1.6.1 Erosión

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

Hay factores muy importantes que determinan la relación de erosión conforme con las partículas de arena que son:

- La velocidad de flujo de arena y la forma en la que 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.

En casos donde la erosión está dada por el impacto de la velocidad de la partícula, la erosión es probable que sea pero que la velocidad de flujo. Ligeros incrementos de velocidad del fluido pueden causar incrementos en la relación de erosión, si es que prevalecen estas condiciones. Dentro de los 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 aparte porque el sistema de gas opera a altas velocidades.

La hidrodinámica de una mezcla multifásica dentro de una tubería tiene un efecto significativo en una variedad de fenómenos físicos, que determinan los índices de erosión (masa total perdida de metal/tiempo) y corrosión (metal perdido en términos de grosor de pared por efectos corrosivos/tiempo) dentro del sistema de producción. La erosión es un proceso complejo, influenciado por una variedad de factores que puede agravarse si se presentan cambios sutiles en las condiciones de operación del sistema.



Figura 1.12 Ejemplo de severa erosión por cavitación en una tubería.¹³

1.6.2 Corrosión

La corrosión es un fenómeno natural que ocurre cuando el metal reacciona al medio ambiente donde se encuentra. 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 viable. Cuando el movimiento de un agente corrosivo actúa sobre una superficie de metal este acelera sus efectos destructivos debido al desgaste mecánico y a la corrosión, a este efecto se le denomina corrosión por erosión.



Figura 1.13 Corrosión en tubería¹⁴

¹³ <http://www.atmosferis.com/tubos-juntas-y-uniones-en-los-servicios-del-buque/>

¹⁴ <http://www.descalcificadoraguas.com/descalcificadores/problema-la-cal-y-corrosion/>

1.6.3 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.

1.6. 4 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 (Barton, 2003).

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 de choque, etc. De manera frecuente, aparecen en bombas, mezcladores, tuberías, particularmente en curvas y codos. Las partículas en suspensión duras también son 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. (Barton, 2003).



Figura 1.14 Tubería que presenta corrosión por erosión.¹⁵

1.6.5 Producción de finos

Ocasionalmente el fenómeno de migración de finos es confundido con el fenómeno de arenamiento. Con la palabra finos se definen aquellas partículas que pasan a través del tamiz #200, que son partículas con tamaño menor a 0,074 mm (74 micras). Los finos están compuestos por limos, partículas con tamaños entre 0,074 mm y 0,002 mm, y por arcillas, partículas con tamaños menores de 0,002 mm.

El problema de arenamiento es radicalmente distinto al problema de migración de finos, desde el punto de vista del mecanismo que causa el desprendimiento de las partículas,

¹⁵ <http://losmetalesblosp.blogspot.mx/2015/03/la-corrosion-y-los-metales.html>

aunque ambos están relacionados con el transporte de partículas desde la formación hacia el pozo.

El desprendimiento de partículas en el arenamiento es causado por una interacción física entre los fluidos y sólidos de la formación, debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión que actúan sobre el esqueleto mineral.

La migración de finos es causada, principalmente, por una interacción química entre los fluidos y sólidos de la formación, como consecuencia de cambios químicos que ocurren en los fluidos originando el desprendimiento de partículas de arcillas; caso distinto es el de los limos, los cuales no se separan de la formación, debido a que los mismos no reaccionan con los fluidos y sólidos de la formación. Las partículas de arcillas migran y pueden causar taponamiento de los poros, aumentando considerablemente el daño a la formación. Muchas veces la migración de finos y el arenamiento están relacionados, ya que al moverse las partículas de finos se pueden crear espacios lo suficientemente grandes, como para permitir que se muevan partículas de arena.

CAPÍTULO 2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Técnicas para el control de arenas

La selección de un método de control de arena depende de varios factores, condiciones específicas del campo, prácticas operativas y factores económicos; los métodos más utilizados para el control de arena son:

- Forros ranurados y/o rejillas.
- Rejillas pre – empacadas.
- Rejillas con Empaques con Grava
- Frack pack.
- Forzamiento arena petróleo.
- Variación de la tasa de flujo.
- Completaciones selectivas.
- Consolidación plástica.
- Sistema grava – resina.
- Grava recubierta con resina.

2.1.1 Forros ranurados y/o rejillas.

Los "liner" ranurados o rejillas sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. Los "liner" y rejillas actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del liner. Los "liner" ranurados y las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del "liner" ranurado, éstas en algunos casos, se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de

dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el "liner" o rejilla al mismo tiempo.

El problema más común y frecuente con la rejilla sola o "liner" ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Por otra parte, si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo. Como consecuencia de la ruptura de los puentes formados, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o "liner"; es por esto que cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, debe procurarse que el diámetro del "liner" o rejilla sea lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir.

Para que un "liner" ranurado o rejilla sea eficaz, generalmente se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla, es decir, arenas limpias y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, con poca dispersión entre tamaños de granos, es decir, con un coeficiente de uniformidad de la arena bajo, menor a tres. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el "liner" o en la rejilla podrían obstruirse y si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio, es posible que el "liner" ranurado o la rejilla se obstruyan con granos de arena durante la formación del puente en el mismo.

La experiencia sugiere que, en las completaciones con rejillas solas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, dejando así un anular abierto para transportar material taponante a la superficie de la rejilla. La productividad inicial de las completaciones con rejillas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsiguiente es bastante rápida. Muchas fallas de pozos se han registrado como consecuencia del taponamiento de las rejillas por la migración de arena y la consecuente declinación de la producción.

La selección entre "liner" ranurado y rejilla se basa fundamentalmente en factores económicos. Esta tecnología es menos costosa, pero presenta limitaciones de espesor mínimo práctico de ranura y presentan menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más pequeñas y un área de flujo mayor, pero resultan ser más costosas.

2.1.2 Rejillas pre – empacadas

Las rejillas pre – empacadas son un filtro de dos-etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes, las rejillas pre – empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas). Las ventajas y desventajas de usar rejillas pre – empacadas son:

Ventajas del método:

- A pesar de ser pre – empacadas no se aumenta el radio externo de las rejillas.
- En algunos casos son menos costosas que las tuberías ranuras de gran diámetro.
- Poseen mayor capacidad de flujo por pie.

Desventajas del método:

- Es muy propensa a daños físicos durante su asentamiento en el pozo.
- La grava consolidada es poco resistente a la erosión.
- La grava consolidada al igual que los sistemas de consolidación plástica son poco resistentes a la acción de ácidos, vapor, etc.
- Productividad de los pozos se reduce cuando las aberturas se taponan.

La utilización de las rejillas pre – empacadas implica tener presente dos posibles problemas:

- Taponamiento, si la rejilla no se encuentra protegida es muy probable que la misma se tapone con finos de la formación durante el proceso de formación del puente arena.

- Daños de la grava pre - empacada, si el pozo es demasiado inclinado, o las rejillas se colocan en pozos horizontales de radio corto se generan fracturas en la grava consolidada que generarán un bajo desempeño de la misma.

Las pautas a seguir para utilizar rejillas pre empacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de liner ranurados o rejillas solas, formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos. Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas pre empacadas en pozos de radio corto, en los cuales, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla pre-empacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de formación.

Existen diferentes diseños de rejillas pre-empacadas, los más comunes incluyen rejillas pre-empacadas de rejilla doble, rejillas pre-empacadas de rejilla sencilla y slim pack.

- **La rejilla doble** consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.
- **La rejilla pre-empacada sencilla** posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.
- **La rejilla Slim-Pack** es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes.

En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina, esta rejilla se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la rejilla y la rejilla de malla fina se llena con arena

de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base.

2.1.3 Rejillas con Empaques con Grava.

Los empaques con grava constituyen el método de control de arena frecuentemente usado en pozos verticales o desviados en arenas poco consolidadas; son filtros de fondo que previenen la producción no deseada de arena de formación. Consisten en la colocación de grava cuidadosamente seleccionada, que actúa como filtro entre arena de formación y el "liner" o rejilla, es decir, la arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque debidamente dimensionada, la cual será sostenida por una rejilla o "liner".

La productividad del pozo está íntimamente relacionada con la selección de la grava de empaque a utilizar, ya que una inadecuada selección del tamaño de grava a utilizar puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, trayendo como consecuencia un área de baja permeabilidad que disminuye la productividad del pozo.

El tamaño de la grava debe ser seleccionado de tal forma que la arena de formación se puente con poco o ningún movimiento de la arena dentro del empaque de grava.

La grava del empaque colocada en las perforaciones y en el anular entre el liner y el revestidor filtra la arena de la formación mientras que la rejilla o "liner" filtra la arena del empaque con grava. Una variedad de técnicas es usada para colocar la rejilla y el "liner" frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La escogencia de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc.

La pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en las zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daño tales como, problemas de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación, daño debido a la pérdida de fluidos altamente viscosos (residuo), daño debido a la incapacidad de completar con fluidos limpios libres de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como

aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas durante la realización del trabajo de empaque como, por ejemplo, un puenteo de la grava y falsa indicación del fin de la operación.

Rejillas Pre-empacadas



Figura 2.1 Rejillas Pre-empacadas¹⁶

El empaque con grava es históricamente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completación, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales; la pérdida de fluidos durante la completación podría causar daño a la formación, puede producir erosión / corrosión de la rejilla o "liner" debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado con grava.

Si el empaque con grava se utiliza en hoyo abierto, es necesario perforar por debajo de la zapata, repasar la sección del hoyo abierto y entonces colocar una rejilla o "liner" a lo largo del intervalo del hoyo abierto, para posteriormente circular la grava al anular entre la rejilla o

¹⁶ <http://facingconst.blogspot.mx/2008/08/completacin-de-pozos.html>

"liner" y el hoyo abierto, de tal forma que la rejilla o "liner" funciona como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación.

Entre las desventajas del empaque con grava en hoyos abiertos tenemos que en zonas con grandes cantidades de arcilla y finos, los grandes volúmenes de fluido que contactan la formación durante la perforación y completación pueden causar daño, por otra parte, la estabilidad del hoyo normalmente es un problema, es difícil aislar fácilmente la producción de fluidos no deseables como agua y/o gas, las rejillas o "liner" pueden ser difíciles de remover para futuras re-completaciones y la habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

Para pozos horizontales, la colocación de empaques con grava constituye la opción óptima para completar en zonas no consolidadas. El empaque con grava en pozos horizontales es una técnica más complicada y sofisticada que los empaques en pozos verticales y desviados, ya que es necesario utilizar tecnologías para colocar, exitosamente, grava a lo largo de un intervalo de miles de pies.

2.1.4 Frac Pack

La técnica Frac Pack se utilizó desde 1970 y consiste en una combinación de las técnicas de fracturamiento y empaque con grava. El forzamiento arena - petróleo (*Sand-oil-squeeze*, SOS) también puede ser visto como un precursor de la tecnología de *FracPack*.

A mediados de 1980 el uso de fracturamiento de alta conductividad ("*Tip Screen-Out*", TSO) fue publicado. Esta técnica se basa en una corta y amplia fractura para mejorar su conductividad y fue aplicada en formaciones no consolidadas y carbonato blando.

Cuando se diseña un *FracPack* es necesario conocer los objetivos de su aplicación, ya que esto ayudará a determinar el diseño de la completación. Entre los objetivos tendríamos:

- Disminuir el daño en las cercanías del pozo.
- Reducir la velocidad de flujo en el área de la cara de la formación.
- Minimizar las pérdidas de fluidos de completación de alta densidad, costosos y potencialmente dañinos.

- Crear un perfil de inyección uniforme.
- Reducir el factor de daño (skin).
- Incrementar el índice de productividad del pozo (IP).

Una fractura corta y altamente conductiva es una solución práctica para algunas situaciones tales como pozos donde el daño a la formación es muy profundo, por lo que requeriría excesivos volúmenes de ácidos, en formaciones sensibles a ácido u otros fluidos reactivos y en formaciones donde el tipo de daño es desconocido causando incertidumbre en el diseño del tratamiento matricial, en areniscas pobremente consolidadas, que no responden a la acidificación y empaque con grava.

Los fluidos de fracturamiento deberían poseer las siguientes características:

- Propagar la longitud de la fractura.
- Transportar el material propante.
- Maximizar el ancho de la fractura.
- Minimizar el daño en la conductividad de la fractura.

El tamaño y tipo de propante son críticos para el éxito del tratamiento. El material propante debe ser bastante grande para contribuir significativamente a la conductividad de la fractura, sobre todo en el área cercana al pozo, donde controla las partículas de la formación.

Además, el material propante debe ser suficientemente fuerte para resistir los esfuerzos de la formación. Las arenas resinadas son utilizadas para adicionar resistencia, aumentar la conductividad de la fractura y minimizar el retorno del propante, lo cual se traduce en mayor efectividad del proceso.

El efecto de la capa de resina sobre el fluido de fractura entrecruzado tiene que ser tomado en cuenta al diseñar el tratamiento. La capa de resina puede tener un efecto en la viscosidad y la ruptura del fluido de fractura. Por otro lado, los fluidos de fractura pueden influenciar la resistencia final en el material propante resinado.

La lista siguiente representa las condiciones que harían a un pozo adecuado para un tratamiento de *Frac pack*:

- Formación que falla debido a altas caída de presión, desarrollada en un área cercana a la boca del pozo.
- Formación que falla debido al derrumbamiento del poro.
- Formación con historia de producción de arena.
- Formaciones que están sobre presurizadas resultando la arena pobremente consolidada.
- Formaciones que tienden a tener problemas de conificación de agua.
- Pozos empacados con grava que han perdido productividad.
- Formaciones pobremente consolidadas que exhiben daño a la formación por los fluidos de perforación / completación.

Factores que afectan a la aplicación del *Frac-Pack*:

- Las localizaciones del contacto agua/petróleo y gas/petróleo deben ser consideradas al tratar una zona específica.
- Bajo contraste de esfuerzos de capas confinadas puede resultar un crecimiento alto de la fractura.
- El estado mecánico del pozo, si la completación resiste los esfuerzos a los que va a ser sometidos.
- El estado del trabajo de cementación, la calidad de la adherencia debe ser examinada para posible comunicación.

2.1.5 Variación de la tasa de flujo

Se fundamenta en una reducción de la velocidad en el área cercana a la boca del pozo (en la cara de la arena) mediante la restricción de las tasas de producción, disminuyendo la caída de presión en la cara de la formación. Se reduce o aumenta la tasa de flujo paulatinamente hasta que la producción de arena sea operativamente manejable. Es una técnica de ensayo y error, la cual se basa en la formación de arcos estables en la formación, es necesario repetir eventualmente el procedimiento, a medida que cambian la presión del yacimiento, la tasa de flujo y el corte de agua. La desventaja de esta técnica es que la tasa requerida para mantener un arco estable en la formación suele ser menor al potencial de flujo del pozo y esto representa una pérdida significativa desde el punto de vista de la productividad.

2.1.6 Completaciones selectivas

La técnica consiste en cañonear aquella sección de la formación productora que posea mayor resistencia a la compresión, para así obtener un mayor diferencial de presión que normalmente permitirá tasas y velocidades de producción más elevadas sin que comience la producción de arena. Estas secciones poseen un mayor grado de cementación, pero una menor permeabilidad, por lo tanto, para que esta técnica sea realmente efectiva, la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical, con el fin de permitir el drenaje del yacimiento, Sin embargo, este método puede limitar la cantidad de zonas que puede ser perforada, limitando la producción total del pozo.

2.1.7 Consolidación plástica

El control de arena por consolidación plástica envuelve el proceso de inyectar resina a la formación naturalmente poco consolidada para proporcionar cementación de los granos mientras todavía se mantiene suficiente permeabilidad.

De ser exitoso el empleo de esta técnica, el aumento de la resistencia a la compresión de la formación será suficiente para soportar las fuerzas de arrastre generadas mientras se continúa produciendo a las tasas deseadas.

Este proceso consiste en la inyección de resinas plásticas, las cuales se adhieren a los granos de arena de la formación. La resina se endurece y forma una masa consolidada, uniendo los granos de arena.

Un tratamiento de consolidación plástica es exitoso si logra dos objetivos:

- Adición de resistencia a la formación.
- Mantenimiento de la permeabilidad de la formación.

2.1.8 Sistema grava - resina.

Este método de control de arena combina la técnica de empaque con grava y la consolidación plástica. La mayoría de los sistemas grava - resina proporcionan esfuerzos de compresión entre los 2000 y 3000 libras de presión y logran mantener la permeabilidad original en un 80%.

2.1.9 Grava recubierta con resina.

Según especificación API, se bombea grava de alta permeabilidad, la cual está recubierta por una capa delgada de resina, dentro del pozo hasta llenar por completo las perforaciones y la tubería de revestimiento. Con la temperatura del fondo del pozo, a través de la inyección de vapor o con un catalizador se endurece la resina y se forma un empaque consolidado. Después que se endurece y ha ganado resistencia a la compresión, la arena consolidada del empaque con grava colocada en la tubería de revestimiento puede ser extraída dejando las perforaciones llenas con la arena consolidada de alta permeabilidad. Los tapones de grava consolidada que queda en las perforaciones actúan como un filtro permeable que proporciona un medio para controlar la arena de la formación durante la producción o inyección.

2.2 Simulación del arenamiento en pozos

Hay diferentes modelos matemáticos para predecir el arenamiento en pozos.

2.2.1 Scott y Rao, 1971

Estos autores estudiaron el transporte de sólidos por mezclas gas-líquido en tuberías horizontales. En sus experimentos dos tipos de partículas esféricas (0.0001m y 0.0005m) con un rango de concentración de 3.2% hasta 14% por volumen con o sin aire bombeado a través de tuberías de vidrio transparente de 0.025m y 0.049m. El estudio del patrón principal de flujo fue en regímenes de flujo sólido- líquido, burbuja y bache.

- Densidad del Líquido: 1000 kg/m^3
- Viscosidad del Líquido: 0.001 Pa. s
- Tensión superficial: 0.101 N/m
- Densidad de la partícula: 2250 kg/m^3

Las velocidades de saltación requeridas para mantener las partículas sólidas apenas vagando por el fondo de la tubería horizontal fueron determinadas disminuyendo lentamente la velocidad de suspensión hasta que algunas partículas se observara que quedaran en estado estacionario por un corto tiempo. La caída de presión se midió como una función del rango de las proporciones y concentraciones hasta 14% de partículas

sólidas por volumen. Las medidas velocidades de saltación y caída de presión fueron comparadas con varias correlaciones que fueron hechas por varios investigadores en tiempo pasados.

Las predicciones de la correlación de Durand dieron los resultados más satisfactorios con las mediciones promedio en las velocidades de saltación. Los resultados experimentales también mostraron menos dependencia de la velocidad de saltación promedio medida en los regímenes de burbuja y bache. A pesar de que hubo un incremento en la velocidad de saltación en alta concentración de partículas, no se dio una razón para este fenómeno.

En otra parte del estudio, la caída de presión actual se mostró fue con una muy buena exactitud de predicción por Durand modifico la concentración de la suspensión usando 14.1% por volumen.

2.2.2 Sato et. al., 1991

Estos investigadores estudiaron el transporte de sólidos en tubería vertical de tres fases aire-agua-sólido en flujo bache a través de las tuberías. En sus experimentos, la velocidad de una partícula solitaria levantada por un flujo de dos fases agua-aire y partículas en multitudes como el componente de flujo de tres fases agua-aire-sólido a través de la tubería se determinó de la medida del tiempo que le tomo a una partícula viajar por 1.6 metros donde se encontraban dos sensores de metal. Los experimentos se llevaron a cabo en una tubería vertical de resina de acrílico de 0.026 metros de diámetro interno y 6m de largo en rangos de volumen de flujo de 0.4 m/s y 0.15 a 1.2 m/s para aire y agua, respectivamente.

Dos series de experimentos fueron desarrollados por los autores. En el primero, una partícula esférica de aluminio con una densidad de 2690 kg/m^3 y un diámetro de partícula de 0.006m fue usada en la fase sólida en un experimento donde solo esta partícula era transportada. Para el segundo experimento de tres fases aire-agua-sólido, dos tipos de esferas cerámicas de diferentes densidades (2540 kg/m^3 y 3630 kg/m^3) fueron usadas. Los rangos de velocidad para cada flujo fueron de 0.5-0.8 m/s, 0.5-1.3m/s y 0.0075-0.120m/s para las fases de aire, agua y sólido respectivamente. Partículas de cerámica trazadoras de la misma densidad y tamaño fueron introducidas al sistema de tubería de tres fases (15-150 trazadores) para determinar la velocidad promedio de la partícula. La

velocidad promedio para la partícula solitaria en el sistema de dos fases agua-aire y de las partículas sólidas en el flujo de tres fases se encontró que tienen una relación no-lineal con las velocidades de mezcla del aire-agua y aire-agua-partícula.

Basándose en la densidad aparente de la mezcla y de los datos experimentales de los autores, un modelo empírico se desarrolló para predecir la velocidad promedio de la partícula solitaria y las partículas en las fases de flujo agua-aire y la de tres fases aire-agua-sólido a través de tuberías verticales.

Sato et. al., 1991 lograron, con esta correlación, mejorar la predicción de la velocidad media de las partículas sólidas en flujo de tres fases en un sistema con la siguiente ecuación:

$$V_s = C \left(\frac{G}{\rho_A} \right) + V_{PLS} \quad (2.1)$$

Donde:

V_s = Velocidad media de las partículas en flujo en la tubería de tres fases gas-liquido-sólido

C = Coeficiente de distribución

ρ_A = Densidad de mezcla aparente

V_{PLS} = Velocidad de asentamiento afectada por la pared de las partículas en un flujo de tres fases.

La densidad aparente de la mezcla ρ_A , se calcula por:

$$\rho_A = \left(\frac{\rho_s}{\rho_{LS,3}} \right)^n \rho_{LS,3} \quad (2.2)$$

Donde:

$\rho_{LS,3}$ = densidad de la mezcla de tres fases que se calcula: $\rho_s = \rho_a H_G + \rho_L H_L + \rho_s H_s$

$\rho_{L2,3}$ = densidad de la lechada (mezcla de agua-sólido y partículas) en flujo de tres fases expresado como $\rho_{L2,3} = \rho_L \frac{H_L}{1-H_L} + \rho_S \frac{H_S}{1-H_G}$

H_G , H_L y H_S son las fracciones volumétricas de cada una de las fases.

$$n = 1.5$$

El coeficiente de distribución y el flujo de masa total se calculan por:

$$C = 1 + C_1 \exp(-5H_S)$$

$$C_1 = 0.2$$

$$G = \rho_G V_G + \rho_L V_L + \rho_S V_S$$

La velocidad de asentamiento de las partículas afectadas por la pared se calcula por:

$$V_{PSL} = \left[1 - \left(\frac{d_p}{D} \right)^2 \right] V_{PL,3} \quad (2.3)$$

Donde:

$V_{PL,3}$ = es la velocidad de des-asentamiento en una mezcla imaginaria de tres fases se calcula por:

$$V_{PL,3} = \left[1 - \frac{H_S}{1-H_S} \right]^{2.4} \sqrt{\frac{\rho_L (S-1)}{\rho_A (S-1)}} V_t \quad (2.4)$$

Donde:

S = Gravedad específica de las partículas en agua clara $\left(\frac{\rho_L}{\rho_A} \right)$

V_t = velocidad de des-asentamiento de la partícula en agua clara.

La predicción del modelo tuvo buena relación con los datos experimentales con una media de error de $\pm 10\%$.

2.2.3 Angelson et. al., 1989

Estos autores estudiaron las velocidades críticas de depósito de las partículas de arena en sistemas de flujo de una y dos fases con diámetros internos de 0.025 a 0.1m y la

longitud de la tubería de 10 a 12m. Diferentes tamaños de partículas de arena que iban de 30 a 150 μm donde se investigaron en un sistema de tubería que podía ser inclinado hasta 15 ° de grado de inclinación y cargas de arena de hasta 1000ppm. Varios resultados como el flujo de partículas de arena y mecanismos de depositación fueron deducidos por la observación, foto y video. Algunos de los resultados más importantes fueron:

- El flujo estratificado en tuberías ligeramente inclinadas fue el de condiciones críticas de operación más altas con respecto a la depositación de arenas.
- Los aditivos químicos y las cargas de arena de hasta 1000ppm tienen efectos insignificantes en las características de depositación de partículas de arena.
- Las velocidades mínimas de líquido calculadas con el modelo extendido de Wick para el transporte de partículas en flujo estratificado eran muy parecidas relativamente con los valores medidos y el desarrollo de la cama de arenas.

2.2.4 Oudemán, 1993

Este investigador aplicó la relación general entre el transporte de sedimentos y los parámetros de la mecánica del fluido en un flujo en un canal abierto para analizar el flujo multifásico del gas-líquido-sólido en tuberías bajo condiciones de camas de arena suspendidas, en movimiento y estado estacionario. Dos cantidades adimensionales fueron definidas en términos de transporte de arenas y tasas del flujo del fluido. Una ley de potencia fue usada para correlacionar el transporte adimensional y la tasa de flujo, respectivamente. Una expresión de velocidades de arrastre fue desarrollada basada en una aproximación del logaritmo convencional del flujo turbulento en la pared. Los valores de m y n que dependen de la información de salida de la fracción de gas obtenida de las medidas en los experimentos. Los detalles de la ecuación de Oudemán se dan así:

$$\phi_s = \frac{F}{\sqrt{d_p^3 g(S-1)}} \quad (2.5)$$

$$\phi_s = m\Psi^n \quad (2.6)$$

$$\Psi = \frac{V_b^2}{gd_p(S-1)} \quad (2.7)$$

Donde:

F = Tasa de transporte en volumen de granos por segundo por metro de cama de arena.

ϕ_s = Tasa de transporte de arena adimensional

Ψ = Tasa de flujo de fluido adimensional

d_p = Diametro de la particula solida

g = Aceleración gravitacional

V_b = Velocidad de arrastre en la cama de arena

S = Tasa de densidad solido-liquido

Oudemán (1993) también estudio experimentalmente el flujo multifásico de gas-liquido-solido a través de una tubería variando las condiciones de operación. Los datos experimentales se obtuvieron usando una tubería de diámetro interno de 0.07m, y usando partículas de arena en un rango de tamaño entre 150 a 300 μ m; fracción de volumen de gas entrante de 0% a 20%; velocidad del líquido entre 0.1 a 1.2 m/s; la presión ligeramente arriba de la condiciones atmosféricas y la temperatura del cuarto de 20°C. Agua ordinaria se usó en la fase liquida con carboximetilcelulosa (CMC) la tensión superficial también se investigó añadiendo un surfactante que reduce la tensión superficial de 0.064 a 0.028N/m. La capacidad de carga de arena total en el sistema fue determinada en pruebas obtenidas de la sección del riser en la prueba. Sin embargo, no hubo información de la carga solida de la partícula, densidad de la partícula y grosor de la cama para mediciones específicas no fue dado por el autor.

Las tasas de arrastre de las partículas de arena en la cama en estado estacionario para que se empezaran a mover y viceversa, se encontró que dependen de velocidad superficial del líquido y una función débil de la velocidad de gas superficial. También la tasa de transporte de arenas incremento bastante al incrementar la fracción de gas, pero no incremento tanto cuando incrementaron la velocidad superficial del líquido.

El autor también propuso una metodología de usar el modelo desarrollado para establecer el riesgo de la depositación de arenas en tuberías horizontales que conectan una instalación subacuática a una plataforma en aguas someras de producción.

2.2.5 Sakaguchi et. al., 1993a, 1993a, 1995

Estos investigadores publicaron extensos estudios de la caída de presión en flujo multifásico gas-liquido-sólido en tuberías verticales para producciones de nódulos de manganeso del fondo del océano. Midieron además las fracciones de fases volumétricas, caídas de presión en los baches en flujo multifásico y de burbujas en tuberías verticales. Los efectos del diseño y parámetros de operación en las fases de fracción volumétricas y caídas de presión fueron registradas. Los autores también presentan unos modelos semi-empíricos para los cálculos de caída de presión usando datos experimentales como parámetros ajustables. Los modelos hidráulicos propuestos dan una buena relación con los datos medidos.

2.2.6 Salama, 2000

Este investigador desarrolló un modelo basado en los modelos modificados de Wicks (1971) y Oroskar y Turian (1980) para estimar la mínima velocidad de mezcla para prevenir la deposición de arena en las tuberías de flujo multifásico, el modelo propuesto se presenta así:

$$V_{MTV} = \left(\frac{V_{SL}}{V_M} \right)^{0.053} d^{0.17} \rho_P \left(\frac{\mu_L}{\rho_L} \right) \left(\frac{\mu_L}{\rho_L} \right)^{0.09} \left(\frac{\rho_S - \rho_L}{\rho_L} \right)^{0.55} D^{0.47} \quad (2.8)$$

Donde:

V_{MTV} = Velocidad mínima de transporte para evitar el asentamiento de arenas en las tuberías con flujo multifásico.

$\frac{V_{SL}}{V_M}$ = Relación entre la velocidad del líquido superficial y la velocidad de mezcla a condiciones

cuando se asienta la arena.

d = Diámetro de la partícula

D = Diámetro de la tubería.

El modelo fue validado utilizando datos experimentales generados por un ciclo de flujo multifásico que mide 12 m de largo con un diámetro interno de 0.108m. El modelo propuesto produjo la medida de asentamiento con muy buenos resultados en tuberías horizontales y cerca de las tuberías horizontales multifásicas.

2.2.7 Danielson, 2007

Desarrolló un modelo teórico para predecir la velocidad crítica o mínima de transporte que resultara en formaciones de camas de arena en tuberías de flujo multifásico basado en modelo de deriva-cambio. Asumiendo una función lineal entre la velocidad del gas y la velocidad de mezcla sobre un amplio rango de condiciones, Danielson (2007) propuso un modelo para predecir la retención de partículas de arena (H_S):

$$V_C H^2_S + (V_{SL} + V_{SS} - V_C H_O) H_S - V_{SS} H_O = 0 \quad (2.9)$$

$$H_O = H_L + H_S \quad (2.10)$$

$$V_C = \frac{V_{SL}}{H_L} - \frac{V_{SS}}{H_S} \quad (2.11)$$

$$H_L = 1 - \frac{V_{SG}}{(CV_{SM} + V_O)} \quad (2.12)$$

Donde:

$C = 1.2$ mezcla de aire/agua

La velocidad de alza de la burbuja, V_O , se dio por el autor así:

$$V_O = 0.4 \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_L} \right)^{0.5} (gD)^{0.5} \quad (2.13)$$

$$V_{SM} = V_{SL} + V_{SG} \quad (2.14)$$

$$\left[\frac{V_{SL}}{H_L} - \frac{V_{SS}}{H_S} \right] H^2_S + \left(V_{SL} + V_{SS} - \left[\frac{V_{SL}}{H_L} - \frac{V_{SS}}{H_S} \right] [H_L + H_S] \right) H_S - V_{SS} [H_L + H_S] = 0 \quad (2.15)$$

$$V_S = \frac{V_{SS}}{H_S} \quad (2.16)$$

$$V_L = \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (2.17)$$

$$V_G = CV_{MD} + V_O \quad (2.18)$$

$$V_C = (V_G + V_L) - V_S \quad (2.19)$$

$$V_{SG} = \frac{M_G}{\rho_G A} \quad (2.20)$$

$$V_{SL} = \frac{M_L}{\rho_L A} \quad (2.21)$$

$$V_{ss} = \frac{M_s}{\rho_s A} \quad (2.22)$$

El modelo para la retención de partículas de arena y la velocidad de carga de sólidos V_C dio un buen ajuste a los datos experimentales cuando se compararon.

2.2.8 Yang et. al., 2007

Describieron el transporte de arena mediante el modelado y simulación de un sistema de flujo estratificado de dos fases (gas-líquido) basado en el modelo de Ishii (1984) de varios fluidos en una dimensión. El modelo consiste en una ecuación de momento para cada capa de mezcla y cuatro ecuaciones de conservación de la masa para las fases líquido continuo, gas continuo, gotas pequeñas y partículas de arena. EL modelo propuesto predice el gradiente de presión y la velocidad media para el umbral de la partícula de arrastre a suspensión con una exactitud considerable cuando se compara con los datos experimentales del ciclo de flujo multifásico desarrollado en SINTEF.

2.2.9 Tesis Desarrollo de un algoritmo computacional para determinar el efecto de la deposición de arena sobre el gradiente de presión de flujo multifásico de tuberías.

El algoritmo está estructurado bajo las siguientes premisas:

- Se considera una configuración horizontal para las tuberías y características conocidas de la misma.
- Se conocerán las características físicas de la fase líquida
- Se conocerán las características físicas de la fase sólida.
- Se considera un sistema isotérmico.
- Se tendrán valores de presión y temperatura para calcular propiedades promedio del fluido.

Modelo 1 con patrón de flujo (Weni et al., 1982)

El desarrollo de la correlación fue basado en el hecho de que la predicción de la caída de presión para lodos que transportan sólidos con una distribución de tamaño relativamente amplia era una dificultad para la correlación existente.

El coeficiente de variación Cov , fue sugerido para tomar en cuenta la amplia distribución del tamaño:

$$Cov = \frac{100 S}{dw} \quad (2.23)$$

Donde:

dw = diámetro medio en peso

Modelo 2. Sin patrón de flujo

Está basado en que la energía total requerida para transportar el slurry consiste en lo siguiente:

- La energía requerida para transportar el líquido.
- La energía requerida para transportar el sólido.

Modelo 3. Dos Capas

El modelo es probablemente el método más eficaz para estimar caídas de presión en lodos que sedimentan o flujos heterogéneos. El modelo es mecánico, basado en parte de las leyes físicas conocidas. Este consiste en un conjunto de ecuaciones algebraicas las cuales describen el flujo en términos de una idealizada o simplificada vista de la sección transversal del tubo.

Conclusiones de Tesis Desarrollo de un algoritmo computacional

1. Se desarrolló un algoritmo que permite calcular el gradiente de presión en tuberías, donde está presente la fase sólida (arena) en el transporte de crudo.

2. Para las condiciones utilizadas en los ejemplos, la presencia de arena tiene un efecto insignificante sobre el gradiente de presión. Es apreciable solo a altas tasas de flujo.
3. El efecto de concentración de arena sobre el gradiente de presión depende principalmente de la tasa de flujo de la mezcla y por ende de la velocidad de la mezcla. El gradiente de presión es directamente proporcional a la tasa de flujo de la mezcla.
4. El modelo 3 (Dos capas) no puede ser utilizado en concentraciones menores a 0.5 % ni por encima de 35%
5. Para un mismo rango de velocidad y para diámetros de tubería mayores a 8 pulgadas, las predicciones de gradiente de presión de los modelos 1 y 3 se asemejan a medida que aumenta el diámetro.
6. El modelo 2 arroja predicciones por encima de las de los modelos 1 y 3 en tuberías con diámetros mayores a 8 pulgadas.
7. El gradiente de presión es inversamente proporcional al diámetro de la tubería para un mismo rango de velocidades.
8. La predicción de cada modelo varía según las condiciones de flujo, del diámetro de tubería y la concentración de sólidos.

2.2.10 Modelo matemático de las fuerzas de arrastre y empuje.

La condición en la que se encuentra la partícula en su equilibrio mecánico en la superficie del grano es la igualdad de las torques de fuerza unidas y no unidas a la partícula. (Jiao and Sharma, 1994; Freitas and Sharma, 2001; Civan, 2007).

$$2l_n F_e + l_n F_g = l_d F_d(U) + l_n F_l(U) \quad (2.24)$$

Donde:

F_e : Fuerza electroestática.

F_g : Fuerza de gravedad.

F_d : Fuerza de arrastre.

l_n : Palanca de fuerza normal.

l_d : Palanca de fuerza tangencial.

También la concentración máxima retenida es una función de la velocidad del flujo que se puede calcular con la expresión (Bedrikovetsky et al., 2011a, b):

$$\sigma_a = \sigma_{cr}(U) \quad (2.25)$$

Como las fuerzas de arrastre y empuje dependen de la velocidad, la concentración máxima de retención también depende de la velocidad del flujo (U)

2.2.11 Modelo Matemático del estado estacionario de la producción de aceite con la acumulación de finos retenidos.

El modelo propuesto asume una pequeña superposición entre la distribución del poro y el tamaño de partícula; las probabilidades de que la partícula de finos pase por el poro, y de que sea capturado por el poro tiene la misma importancia. La ecuación del balance de masa para partículas de finos que están suspendidos, tensos y atrapados es:

$$r \frac{\delta[\varphi(1 - s_{wi})c + \sigma_a + \sigma_s]}{\delta t} + \frac{\delta}{\delta r}(rcU) = 0 \quad (2.26)$$

Se asume que una baja retención de concentración $\sigma = \sigma_a + \sigma_s$ no afecta la porosidad. El espacio poroso es saturado con agua congénita, por las partículas atrapadas y por las partículas en suspensión oleica.

Las partículas de finos pueden ser atrapada por los granos y porosidad de las paredes, el grado de atrapado se describe por la siguiente ecuación quíestésica lineal hasta que los depósitos alcancen su máximo valor:

$$\frac{\delta\sigma_a}{\delta t} = \lambda_a cU, \sigma_a < \sigma_{cr}(U) \quad (2.27)$$

Donde:

λ_a : es el coeficiente de filtración por atrapar los finos.

El típico rango de del coeficiente de filtración λ_a es 0.1 – 100 1/m (Pang and Sharma, 1997; Bedrikovetsky et al., 2001)

El tamaño de la zona dañada es normalmente de 1 a 5 metros (Civan, 2007; Nunes et al., 2010). También, el rango forzado de partículas de finos se describe con la siguiente ecuación (Herzig et al., 1970; Vafai, 2000):

$$\frac{\delta\sigma_s}{\delta t} = \lambda_s c U \quad (2.28)$$

Donde:

λ_s : es el coeficiente de filtración para el tamaño de exclusión de la captura de los finos.

Entonces, los finos liberados son re-entrampados, no instantáneamente, pero si no hasta que recorren una distancia libre. El modelo también asume que otro mecanismo de captura de partícula como el puenteo, re- arrastre de partículas depositadas, segregación y difusión son insignificantes (Nabzar et al., 1996; Iscan y Civan, 2006; Miguel y Reis, 2006; Rousseau et al., 2008; Civan, 2010).

La Permeabilidad decrece monótonamente durante la captura de partículas. Pang y Sharma (1997) aproximadamente la permeabilidad reciproca normalizada por la función linear de la concentración retenida.

$$\frac{\kappa_0}{\kappa(\sigma)} = 1 + \beta\sigma \quad (2.29)$$

Donde:

β : es el coeficiente de daño a la formación. Para pequeñas concentraciones retenidas.

El escenario de producción de aceite incluye el rango de flujo constante cerca del pozo; la propagación de las ondas de presión hacia el yacimiento después de prender el pozo, el

incremento gradual de velocidad en cada punto del yacimiento hasta su punto crítico, la migración de finos suspendidos en la zona dañada de la formación donde la deposición altera el índice del pozo.

2.2.12 Modelo Analítico para el flujo de estado estacionario con migración de finos.

Este modelo describe la producción del fluido en una fase con distribución en estado estacionario de la presión y de la concentración suspendida cerca del pozo y la acumulación gradual de los finos migrados debido a su captura por la roca. La ecuación que describa la distribución de concentración de partículas suspendidas es:

$$c(r) = c_w \exp[-\lambda_s(r - r_w)] \quad (2.30)$$

Se asume que la producción de concentración de finos es:

$$c(r_w) = c_w \quad (2.31)$$

La concentración de la suspensión en el aceite contra el radio disminuye mientras la suspensión se mueve hacia el pozo con las partículas forzadas moviéndose. La ecuación que describe a las partículas forzadas en la distribución de la concentración es:

$$\sigma_s(r, t) = \frac{\lambda_s q t}{2\pi r} c_w \exp[-\lambda_s(r - r_w)] \quad (2.32)$$

Las partículas forzadas acumuladas son proporcionales al tiempo.

CAPÍTULO 3 MODELO

3.1 Producción de Arena desde la formación de un Yacimiento:

La producción de arena es básicamente la migración de arena de la formación causada por el flujo de fluidos del yacimiento (Schlumberger, 2012). Es un proceso que se desarrolla progresivamente en tres etapas: falla de las rocas alrededor de un agujero abierto o una perforación donde granos de arena libre son generados, disgregación de la partícula de arena de material en la falla, y el transporte de esos granos de arena libre por las afluentes hacia el pozo y terminan en la superficie (Sunday e Andrew, 2010). La arena por lo general se produce fuera del yacimiento en los dos sistemas de producción fuera de costa y en tierra, particularmente en yacimientos con poca fuerza en la formación (Thomas, 2007).

De acuerdo con un artículo presentado por Hong'en y Wenxin en el 2005, la producción de arena puede ser estable y continua, la cantidad de producción de arena inestable se hace menos con el tiempo, o repentinamente, cuando los empaques de grava fallan.

3.1.1 Causas de la Producción de Arena

La arena es producida normalmente de la formación cerca del pozo cuando las fuerzas de unión de las partículas de arena son reducidas o no hay. Para una buena predicción de la producción de arena en un campo, las causas de la producción de arena tienen que ser entendidas. Cuatro causas principales de la producción de arena son discutidas en este capítulo basados en la información de Serene Energy (2012); grado de consolidación, incremento en el corte de agua, alta viscosidad en el flujo del yacimiento y la reducción de la presión del poro.

La producción de arena en un pozo depende en el grado de consolidación de las partículas de arena. La consolidación de los granos de arena es un proceso geológico secundario y se lleva a cabo todo el tiempo. Así como los sedimentos más viejos tienden a estar unidos más fuertemente comparado con los sedimentos nuevos. Por consiguiente, uno se encuentra con los desafíos de la producción de arena cuando produce de una formación joven sedimentaria terciaria superficial. Estos tipos de formación tienen una baja fuerza de compresión (<1000psi). Incluso las formaciones bien consolidadas de arenisca también a lo largo del tiempo deben de ser cambiadas a técnicas recuperación mejorada como a flujo de vapor caliente o un tratamiento de estimulación por ácidos.

Incrementos en el corte de agua pueden influenciar la producción de arena a través de los diferentes mecanismos, primero, los granos de arena tienden a pegarse por consecuencia de la tensión superficial del agua congénita que se encuentra alrededor de cada grano. En el inicio de la producción de agua, el agua congénita se une al agua producida que lleva a reducir la tensión superficial y subsecuentemente a la disminución de la adherencia de grano a grano de arena. Esto es aplicable en una formación de areniscas mojadas por agua. En segundo lugar, la producción de agua puede llevar a incrementar las fuerzas de filtración, que causaría que la arcilla se hinche y llene parte de los poros de formación. Esto disminuye el diámetro del poro para el flujo de agua e incrementa el estrés en la formación rocosa. En tercer lugar, la incompatibilidad entre el agua inyectada y el agua de formación por la diferencia de la composición química puede causar la formación de escamas. Estas escamas pueden tapar la formación y llevar a la producción de arena debido al incremento del estrés de la formación.

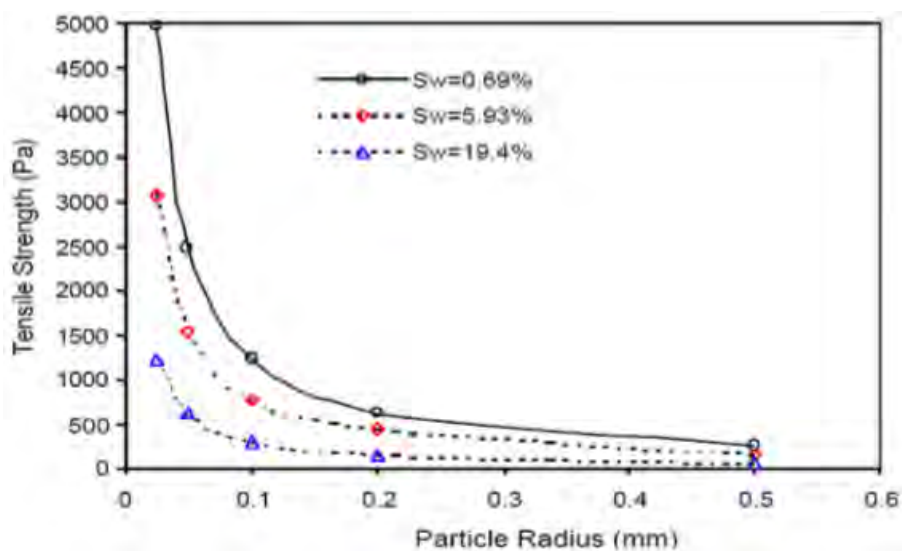


Figura 3.1 Influencia del tamaño de la partícula en la Saturación de agua y la fuerza de la arena en arena no consolidada (Essam et al., 2007).

EL efecto del tamaño de la partícula en las fuerzas de unión de la roca se muestra en la figura 3.1. Un incremento espontaneo de la fuerza de unión se ve mientras el tamaño de la partícula disminuye debajo de un valor critico (alrededor de $R=0.15\text{mm}$). Se espera que la fuerza de unión de la roca será afectada mucho cuando la saturación de agua cambia, desde que el radio de partícula en la producción de aceite es normalmente menor a 0.5 mm .

La alta viscosidad en los fluidos del yacimiento hacia el pozo puede llevar a la producción de arena debido a las fuerzas de arrastre-fricción siendo aplicadas a los granos de arena en la formación. La fuerza de arrastre-fricción depende de la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad de los fluidos del yacimiento cuando son producidos. También la arena puede ser producida incluso en velocidades bajas de flujo, de un yacimiento de aceite pesado, que contienen baja gravedad y aceite muy viscoso.

La reducción de la presión de poro es también otro factor que puede llevar a la desintegración de las partículas de arena. Normalmente, la presión en un yacimiento soporta algo del peso de la roca de arriba. Esta presión del yacimiento se reduce gradualmente cuando el pozo está produciendo por un periodo de tiempo. De este modo resulta un incremento de la cantidad de estrés en la formación de arena. Los granos de arena después de un tiempo se separan de la matriz, y son producidos junto con los fluidos del pozo.

3.1.2 Predicción de la Producción de Arena

Es difícil predecir correctamente la producción de arena en la fase de explotación del pozo usando solo el método de predicción. Por lo tanto, varios métodos se consideraron para alcanzar una predicción con exactitud óptima. Basado en el artículo de Hong'en y Wenxin, (2005), cinco métodos de predicción de la producción de arena se describen en esta parte: método de intervalo de tiempo de tránsito, método de combinación del módulo, método Schlumberger, método porosidad y método de control de presión de fondo de pozo.

El pronóstico de la producción de arena se puede hacer usando datos acústicos de la formación. Un intervalo de valor crítico de tiempo de tránsito de $89.9 \frac{\mu s}{ft}$ es definido, así como si Δt es mayor a este valor, entonces el pozo es más probable que produzca arena y viceversa. Sin embargo, este valor puede variar un poco para los diferentes campos petroleros.

Numerosos análisis de los resultados estadísticos de la producción de arena en pozos de aceite muestran que no se produce arena cuando la combinación de módulos elásticos, E_c es mayor o igual a $2.88 \times 10^6 \text{ psi}$, poca arena es producida cuando E_c esta entre $2.16 \times 10^6 \text{ psi}$ y $2.88 \times 10^6 \text{ psi}$, y mucha arena es producida cuando E_c es menor que 2.16×10^6 . E_c se calcula de la ecuación:

$$E_c = \frac{9.94 \times 10^8 \times \rho}{\Delta t^6} \quad (3.1)$$

Donde:

$\rho =$ densidad de la capa

$\Delta t_c =$ Diferencial de tiempo de la onda de sonido

En el método de Schlumberger $E_s \times E_R$ se calcula. Es una función de la porosidad de la roca, proporción de Poisson y un tiempo de intervalo de tránsito. Se sugiere que no se produce arena cuando $E_s \times E_R$ es mayor que 5.51×10^9 psi y puede haber producción de arena cuando $E_s \times E_R$ es menor que 4.79×10^9 psi. $E_s \times E_R$ se calcula como:

$$E_s \times E_R = \frac{(9.94 \times 10^3)^2 (1 - 2\mu)(1 + \mu)\rho^2}{6(1 - \mu)^2 (\Delta t_c)^4} \quad (3.2)$$

La porosidad de la formación también puede ser un factor determinante para decidir si la producción de arena sucederá o no. La posibilidad de la producción de arena es mayor si la porosidad es mayor al 30%. Y si está en el rango de 20% a 30% de porosidad puede presentarse poca producción de arena.

Investigadores de la Unión Soviética le pusieron mucha importancia al método de control de presión del fondo del pozo y propusieron que la estabilidad de la formación cerca del pozo se relaciona no solo con las propiedades de la formación, sino que también con la presión de fondo de pozo. Esto se basa en las condiciones que el estrés tangencial en el fondo de la formación es menor que las fuerzas de cementación en las partículas de la roca para prevenir la producción de arena. Dedujeron una ecuación de la presión fluyente del fondo de pozo para prevenir la producción de arena:

$$P_{wf} \geq \rho g H \beta (\cos \theta) \left(\frac{z\mu}{1 - \mu} - a \right) \times 10^3 - C \quad (3.3)$$

Donde:

$\beta =$ Coeficiente del conductor de la presión de la roca

$\theta =$ Angulo de inclinación de la formación

$C = \text{Cohesión de la partícula}$

$a = \text{Coeficiente de fuerza de la fricción de la partícula}$

3.1.3 Como se produce la arena

La producción de arena tiene que ver con la disgregación de la partícula de arena del esqueleto de arena hacia el flujo de fluido.

El esqueleto de arena está en una condición donde cada grano está en contacto y hay fuerzas de contacto estáticas intergranulares, sin embargo, en cualquier momento podrían estar cerca del punto de licuefacción. Se asume que la arena entra al flujo del fluido, cuando las fuerzas de contacto desaparecen. Esta desintegración del esqueleto en contacto granular a una fase de fluido posiblemente puede ser iniciada por dos mecanismos: Falla de rendimiento; que ocurre en condiciones estáticas cuando un criterio de falla de corte continuo y una partícula se separa o un grupo de partículas es arrastrado, y falla por desprendimiento; ocurre bajo condiciones dinámicas cuando la fuerza de viaje excede la fuerza de resistencia. Como se muestra en la Figura 3.2 (Liangwen y Maurice, 2004).

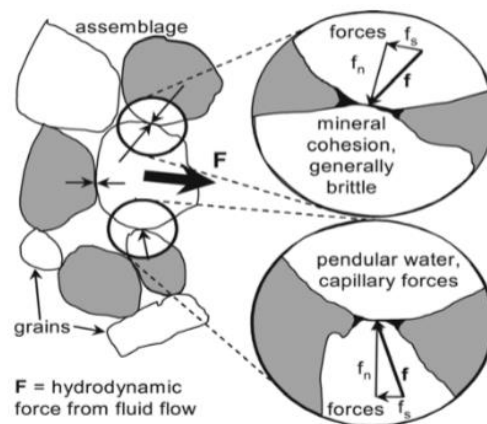


Figura 3.2 Fuerzas Inter-granulares en la producción de arena (Liangwen y Maurice, 2004).

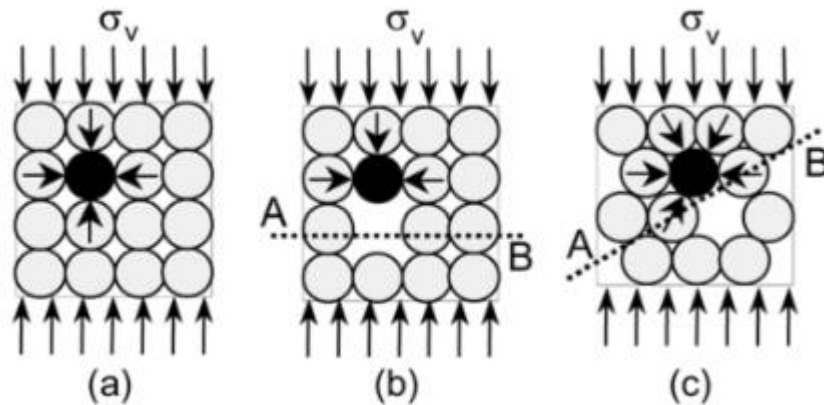


Figura 3.3: Los efectos de los cambios en las fuerzas (Liangwen y Maurice, 2004)

El estado de fuerza de contacto de una partícula con ensamblaje se muestra en la figura 3. A una condición de equilibrio, la masa del sólido contenida en el sistema sigue constante sin relación con el incremento del estrés externo a la roca (Figura 3.3a). El incremento del estrés solo puede comprimir o expandir el ensamblaje. Sin embargo, el equilibrio de fuerza-contacto alrededor de esta partícula se rompe si solo una partícula es sacada del sistema como se muestra en la figura 3.3b y 3.3c. Para alcanzar un nuevo equilibrio, las fuerzas de contacto sostenidas por la partícula que se removió tendrán que ser re-distribuidas a otras partículas cercanas, por lo tanto, el promedio de la fuerza de contacto en las partículas cercanas incrementará. Si el sistema no acepta la nueva fuerza de contacto o si las partículas de alrededor llegan a condiciones críticas, otras partículas se separarán del esqueleto y serán arrastradas al flujo del fluido. (Liangwen y Maurice, 2004)

La relación entre la arena desprendida y la porosidad se puede obtener considerando un REV (Un volumen elemental representativo, por sus siglas en inglés) con volumen. V_{rev} ,

$$m_s = \rho_s v_s$$

$$d(\rho_s v_s) = R(t) \cdot V_{rev} \cdot dt$$

Asumir que el cambio de V_{rev} con el tiempo es despreciable, entonces la relación en términos de porosidad se puede escribir como,

$$\rho_s = \frac{d\theta}{dt} = R(t)$$

Donde:

m_s = Disminución de la masa solida

V_{rev} = Volumen elemental representativo

v_s = Volumen de solido producido de V_{rev} en un periodo de tiempo dt

ρ_s = Densidad de la arena solida

$R(t)$ = Masa de solido producida del esqueleto por volumen y tiempo.

(Liangwen y Maurice, 2004)

3.1.4 Distribución del tamaño de la partícula (PSD)

El tamaño de la partícula es una de las variables más importantes para ser considerada en la operación de tuberías de flujo solido-liquido (Nigel y Nigel, 1991) y en el control de arenas. Puede ser medida por técnicas de tamizado y análisis de tamaño de partícula por la técnica láser, LPSA (Chen et al., 2010).

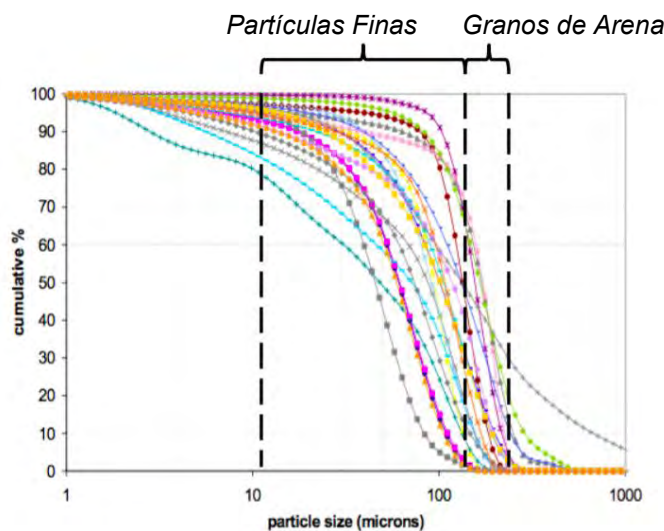


Figura 3.4: Ejemplo de la Distribución del tamaño de la partícula (Tracey y Steve, 2003)

Un ejemplo de la distribución del tamaño de la partícula en alrededor de 20 yacimientos de arena de varias partes del mundo se muestra en la figura. Es fácil visualizar la variación de la distribución del tamaño en la gráfica. La grafica también puede ser usada para leer el promedio de 90% y 50% de tamaño de las partículas (D_{90} y D_{50}), (Chen et al., 2010).

3.1.5 Degradación del tamaño de la partícula.

La reducción del tamaño de la partícula ocurre a lo largo de las tuberías como resultado de colisiones entre las mismas partículas y choque de las partículas con las superficies de

bombas y tuberías. Esta reducción de tamaño o degradación se da de dos formas, rompimiento de la partícula o erosión de la superficie. Los sólidos duros y quebradizos como las arenas tienden a romperse cuando los materiales más suaves como el carbón tienden a degradarse por medio de la erosión. (Nigel y Nigel, 1991).

3.1.6 Mecanismo de transporte solido-liquido

La velocidad del flujo y el tamaño de partícula son los parámetros más importantes cuando se trata del mecanismo de transporte solido-liquido. Estos parámetros determinan el régimen del flujo que existe en el transporte solido-liquido. Pero la meta es prevenir la formación de camas de arena manteniendo las partículas de arena en movimiento, puede ser suspendiéndolas o manteniéndolas rodando a lo largo del fondo de la tubería (Bello et al. 2011).

3.1.7 Flujo Horizontal

El patrón de flujo en el que las partículas sólidas son transportadas es vital cuando se trata del transporte solido-liquido en flujo horizontal. (Li et al., 2005). Ramesh (2010) caracterizo cuatro regímenes de flujo de transporte solido-liquido en tuberías horizontales. Estos son, flujo homogéneo, flujo heterogéneo, régimen intermedio y régimen de saltación.

Flujo Homogéneo: Hay una distribución uniforme de las partículas sólidas a lo largo de un corte transversal de la tubería. Este tipo de flujo se encuentra por lo general en lechadas de alta concentración y partículas de tamaños finos, por ejemplo, el fluido de perforación, combustible de carbón-agua, etc.

Flujo Heterogéneo: Hay un gradiente pronunciado de concentración a través de un corte transversal de la tubería. Este se encuentra en lechadas de baja concentración con sólidos de rápido estancamiento, por ejemplo, en lechadas de arena y grava, lechadas de carbón grueso, etc.

Régimen Intermedio: Este tipo de flujo incluye la distribución de la partícula tanto como para el flujo heterogéneo como también para el flujo homogéneo. Este tipo de flujo puede verse en plantas de proceso mineral y lechadas de transporte agua-carbón.

Régimen de Saltación: Cuando la turbulencia del fluido no es lo suficientemente rápida para mantener las partículas en suspensión, las partículas que viajan en la parte de arriba de la tubería tienden a tener unos saltos discontinuos o girar a lo largo de una cama estacionaria en el fondo de la tubería. Este tipo de flujo se puede observar en arena gruesa o lechadas de grava.

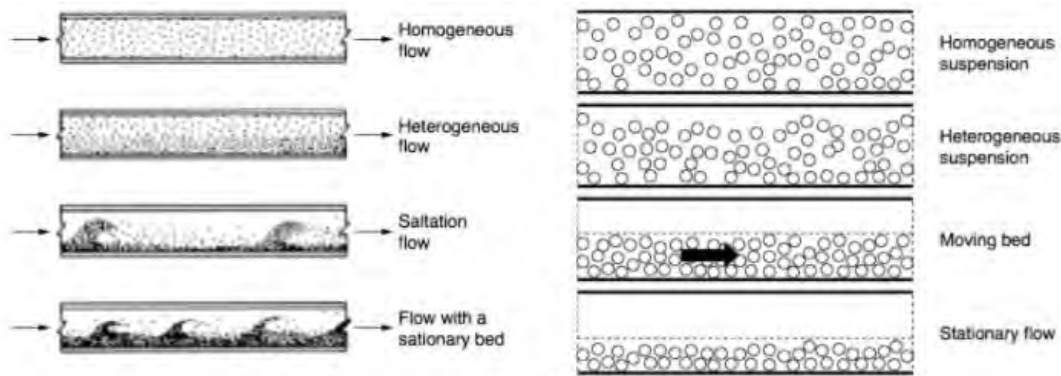


Figura 3.5: Regímenes de flujo para transporte sólido-líquido. De la figura de arriba a la de abajo la tasa de flujo va disminuyendo (Peysson, 2004).

Este estudio se basa del transporte de partículas de arena producida de una formación durante la producción de aceite. El tamaño de estas partículas (finos) normalmente tiene un rango de 10 a 150 micrones. Las partículas de arena se ven comúnmente en un régimen de saltación en la tubería, debido a la alta relatividad de la densidad de la formación de arena comparado con la formación del fluido y la relativa baja velocidad del fluido durante la producción. (Li et al., 2005)

Las partículas sólidas pueden ser transportadas horizontalmente sin depositarse en el fondo de la tubería, cuando las condiciones de transporte para flujo horizontal se cumplen, que sería cuando la velocidad del fluido excede la velocidad mínima de transporte-MTV (Weber, 2012)

3.1.8 Flujo Vertical para arriba en tubería.

Para el flujo vertical, las partículas sólidas se establecen en una dirección paralela a la dirección promedio de movimiento de flujo liquido-sólido. Por eso, las colisiones entre las partículas y las paredes de las tuberías con mucho menos frecuente en las tuberías horizontales (King, 2002).

Las partículas sólidas pueden ser transportadas hacia arriba cuando las condiciones de transporte se cumplen considerablemente, que sería cuando la velocidad de fluido excede la velocidad de asentamiento de las partículas sólidas (Weber, 2012).

Una partícula alcanza su velocidad terminal cuando la fuerza gravitacional en la partícula es balanceada por la fricción de arrastre que consiste en componentes viscosos y de inercia. Por lo tanto, la partícula se mueve a una velocidad constante. La velocidad terminal de una partícula solida se expresa así (Nigel y Nigel, 1991):

$$u_{\infty} = \sqrt{\frac{4d_p g (\rho_p - \rho_f)}{8C_D \rho_f}} \quad (3.4)$$

Donde:

C_D = Coeficiente de arrastre

d_p = diametro de la particula

g = aceleración de la gravedad

ρ_f & ρ_p = Densidad del fluido y la particula

3.1.9 Efectos de la producción de arena durante el transporte.

Los efectos de la producción de arena siempre han tenido dos caras. En una mano, pueden generar problemas de producción y generar peligros ambientales si no se manejan con cuidado. En la otra mano, pueden ayudar a mejorar la productividad al incrementar el desarrollo del flujo en un pozo petrolero. Por consiguiente, la opción de instalar un equipo de control de arena en el fondo del pozo puede no ser siempre la mejor solución, económicamente. Pudiendo estimar la tasa y volumen para producir arena durante la vida del pozo se vuelve esencial también como evaluar si se debe instalar un equipo de control de arenas (Guillaume y Philippe, 2007).

Serene Energy (2012) identifico tres problemas principales en la producción de arena. Acumulación en el equipo superficial, acumulación en el fondo del pozo, y erosión del fondo del pozo y el equipo superficial.

Acumulación en el equipo superficial: la arena puede quedarse atorada en el separador o en las tuberías de producción, si la velocidad es lo suficientemente alta para cargar arena hacia la tubería. La arena se limpia manualmente, si una cantidad muy grande de arena se acumula en cualquiera de estos equipos superficiales, para mejor la eficiencia de producción en el pozo. Para hacer esto, el pozo debe estar apagado, por lo tanto, un costo extra se debe considerar de la producción que dejó de trabajar y el costo de la limpieza. Un separador tiene una capacidad menor para manejar el aceite, agua y gas, si este contiene arena adentro del proceso. Esto resulta en el separador entregar menos barriles vendibles por día.

Acumulación en el fondo del pozo: La arena puede salirse de la tubería y empezar a llenar el interior del empacador, si la velocidad de la producción no es suficiente para llevar la arena a la superficie. La tasa de producción declina gradualmente mientras más arena se vaya llenando va a llegar un punto donde la producción se para, si el pozo llega a llenarse completamente de arena. El pozo tendrá que ser limpiado y volver a la producción con tasas de producción aceptables, también se puede limpiar usando un diablo para remover la arena de la tubería o empacador. Esto resulta en pérdida de producción y mantenimiento de pozo el costo depende de que tan seguido las operaciones de limpieza son llevadas a cabo.

Erosión en el fondo del pozo y en el equipo superficial: El daño del fondo del pozo y equipo superficial puede ocurrir en pozos con altas tasas de producción produciendo a altas velocidades y llevando arena. Esto afecta al pozo teniendo que hacer mantenimientos seguidos y remplazar o arreglar el equipo dañado. También puede llevar a problemas de seguridad ambiental, si la erosión es muy severa u ocurre en un largo periodo de tiempo.

3.1.10 Deposición de Arena

La deposición de arena para formar camas ocurre en la mayoría de las tuberías cuando la velocidad del fluido va por debajo de cierta velocidad crítica. Volver a suspender estas partículas de la cama de arena se vuelve crucial para flujos de fluido eficiente y para prevenir la corrosión de las tuberías. Se cree que las partículas pequeñas son más fáciles de mantenerlas en suspensión, sin embargo, estas pueden ser más difíciles de volver a suspender una vez que forman la cama. Esto es porque las partículas más pequeñas tienden a formar camas más compactas que las partículas más grandes. La velocidad mínima promedio requerida para iniciar la erosión de la cama solida se define como la velocidad crítica de re-suspensión (CRV) por sus siglas en inglés o velocidad critica de transporte de partícula (CPTV) (Mingqin et al., 2007).

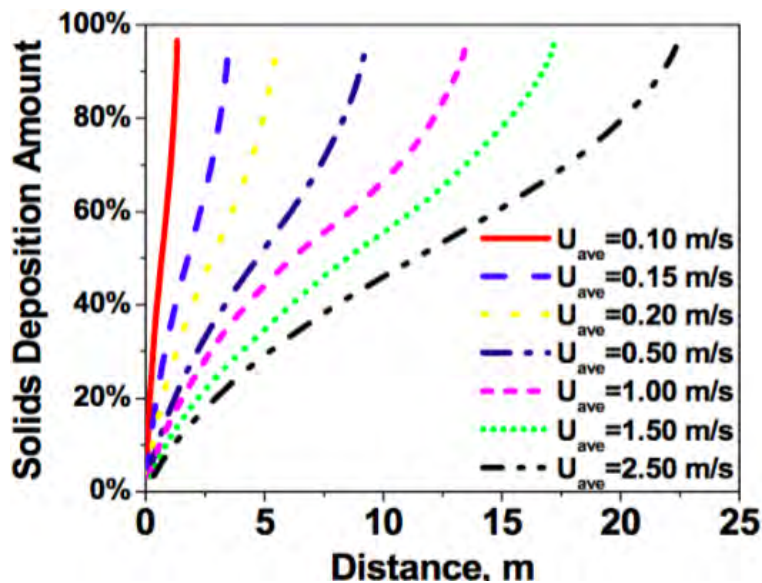


Figura 3.6: Efecto de la Velocidad del flujo en una deposición de partículas de arena en tuberías (Zhenjin et al., 2010)

La figura 3.6 nos muestra la cantidad de deposición de sólidos como función de la velocidad de flujo promedio, manteniendo el radio de la partícula, la densidad de la partícula y la velocidad cinética constantes. Se puede ver que la velocidad promedio incrementa, 100% la deposición de sólidos ocurre cuando la tubería tiene mayor distancia. (Zhenjin et al., 2010)

3.1.11 Velocidad crítica de transporte de la partícula

Esta es la velocidad mínima necesaria para levantar una partícula del fondo de un canal con flujo. La fuerza que hace que una partícula se asiente al fondo de un canal de flujo horizontal es el peso de la partícula menos la fuerza de flotabilidad.

$$F_s = \frac{\pi d_p^3}{6} (\rho_p - \rho_f) g \quad (3.5)$$

Donde:

F_s = Fuerza de asentamiento en la partícula

La fuerza de levantamiento es la fuerza que se opone a la de asentamiento en la partícula. Saffman (1956) desarrollo una correlación para calcular la fuerza de levantamiento de una partícula esférica. (Li et al., 2005)

$$F_L = \frac{20.8 \mu U_r d_p^2 \gamma^{\frac{1}{2}}}{v^{\frac{1}{2}}} \quad (3.6)$$

Donde:

F_L = Fuerza de levantamiento en la partícula

μ y v = Viscosidad absoluta y cinemática

U_r = Magnitud de la velocidad relativa de la partícula al fluido

γ = Velocidad de corte

En un flujo Poiseuille a través de un tubo de Diámetro D, la velocidad perfil en el tubo es:

$$u = 2u_m \left(1 - \frac{4r^2}{D^2} \right) \quad (3.7)$$

Donde:

u = Velocidad del fluido a la distancia r

u_m = Velocidad media en el tubo

$r =$ Distancia desde el eje del tubo

Una partícula de diámetro d que su centro se localiza en r se ve localmente una tasa de corte de magnitud $\frac{16u_m r}{D^2}$ y la ecuación de fuerza de levantamiento se convierte;

$$F_L = 31.2\mu U_r d^2 \left(\frac{u_m r}{v D^2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.8)$$

Asumir que la partícula esta inicialmente en un estado estacionario al fondo de la tubería; la velocidad relativa de la partícula es la velocidad del fluido al centro de la partícula, solo en dirección contraria. La posición del eje r de la partícula entonces es:

$$r = \frac{(D - d_p)}{2} \quad (3.9)$$

La velocidad relativa de la partícula es:

$$U_r = 2u_m \left(1 - \frac{(D - d_p)^2}{D^2} \right) \quad (3.10)$$

Sustituyendo las ecuaciones da la ecuación de fuerza de levantamiento

$$F_L = 162.4\mu d^2 \left(1 - \left(\frac{D - d_p}{D} \right)^2 \right) \left(\frac{D - d_p}{2v D^2} \right)^{\frac{1}{2}} u_m^{\frac{3}{2}} \quad (3.11)$$

Una partícula puede ser levantada (no necesariamente lo hará) hacia el flujo del fondo del flujo del canal, cuando el valor de la fuerza de levantamiento es mayor que la fuerza de la primera ecuación. Combinando esas ecuaciones tenemos (Li et al., 2005):

$$u_c = \left[\frac{\frac{\pi}{6} d_p (\rho_p - \rho_f) g}{162.4 \mu \left(1 - \left(1 - \frac{d_p}{D} \right)^2 \right) \left(\frac{1}{2v} \right)^{\frac{1}{2}} \left(1 - \frac{d_p}{D} \right)^{\frac{1}{2}}} \right]^{\frac{2}{3}} = \quad (3.12)$$

$$= \frac{\frac{\pi}{6} d_p (\rho_p - \rho_f) g (2v)^{\frac{1}{2}}}{162.4 \mu \left(2 - \frac{d_p}{D} \right) \left(\frac{d_p}{D} \right) \left(1 - \frac{d_p}{D} \right)^{\frac{1}{2}}}$$

Donde:

$u_c =$ velocidad crítica de transporte

Si $d_p \ll D$ entonces $\frac{d_p}{D} \ll 1$ por lo tanto:

$$u_c = \left[\frac{\pi D (\rho_p - \rho_f) g (2v)^{\frac{1}{2}}}{1948.8 \mu} \right]^{\frac{2}{3}} \quad (3.13)$$

3.1.12 Velocidad de transporte mínima (MTV)

La velocidad de transporte mínima se define como la velocidad mínima promedio que se requiere para que no se formen camas de arena. Este parámetro se conoce de muchas maneras, así como velocidad de deposición crítica (CDV), velocidad crítica de transporte de fluidos (CTFV), y la más reciente velocidad crítica de espuma (CFV). Todas estas indican la misma condición (Mingqin et al., 2007)

El concepto principal de la MTV es que los sólidos en las tuberías serán transportados siempre y cuando se estén moviendo por cualquier medio junto a las paredes de la tubería o en suspensión. Una velocidad mínima o crítica se requiere para cada tipo de transporte de la partícula. Esto quiere decir que hay una MTV para partículas que ruedan a lo largo de la tubería y otra MTV para las partículas en suspensión. Se expresa como (Bello et al., 2011):

Para suspensión:

$$v_t = A * \left[\frac{gd_p}{C_L \rho_f} * (\rho_p - \rho_f) \sin \theta \right]^B \left[\frac{D \rho_L}{N_L} \right]^C \quad (3.14)$$

Para partículas que ruedan:

$$v_t = \left[\frac{A * d_p \left[\frac{\rho_p}{\rho_f} - 1 \right] g * [\cos \theta + f_s * \sin \theta]}{[C_D + f_s C_L]} \right]^B \quad (3.15)$$

Para tubería vertical:

$$v_t = A * \left[\frac{gd_p (\rho_p - \rho_f)}{C_D \rho_f} \right]^B \quad (3.16)$$

Donde:

C_D y C_L = Coeficientes de arrastre y levantamiento

ρ_p y ρ_f = Densidad del fluido y la partícula

d_p = Tamaño de la partícula

A , B y C son constantes definidas en la tabla *AI* de abajo.

$$C_D = \left[\frac{a}{Re_p^b} \right] \quad (3.17)$$

$$C_L = \left[\frac{c}{Re_p^b} \right] \quad (3.18)$$

$$Re_p = \left[\frac{\rho_f V_p d_p}{\mu_f} \right] \quad (3.19)$$

Donde:

Re_p = Numero de Reynolds de la partícula

a, b y c son constantes empíricas (Tabla A1).

Una cama estacionaria se formará, a una velocidad promedio debajo de la MTV para rodamiento. Para velocidades debajo de la MTV de suspensión, la partícula sólida se resbalará a lo largo de la pared de la tubería, que eventualmente podrá formar una cama estacionaria con la caída de presión a lo largo de la tubería causando una reducción adicional en la fuerza de arrastre de la partícula (Bello et al., 2011).

Otra relación para la velocidad de transporte mínimo en tuberías horizontales incluye, Michael (2012) presentando la relación de Durand (1953) para MTV.

$$v_t = F\sqrt{2gD(s-1)} \quad (3.20)$$

Donde:

F = Constante empírica que varia entre 0.4 y 1.5

s = Densidad relativa de la partícula se arena.

Wasp (1971) añadió una corrección a la ecuación de Durand para incluir la influencia del tamaño de la partícula (d_p). Modifico la ecuación de Durand (Michael, 2012):

$$v_t = F(2g(s-1)D)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{d_p}{D} \right)^{\frac{1}{6}} \quad (3.21)$$

3.1.13 Efectos del tamaño de la partícula en la MTV

El tamaño de las partículas de arena si tiene un efecto en la MTV del líquido, en el que son transportados. Una gráfica que realizo Wilson en 1979, contiene el diámetro de tubería, tamaño de la partícula y densidad de la partícula (Li y Wilde, 2005) se muestra en la figura 3.7:

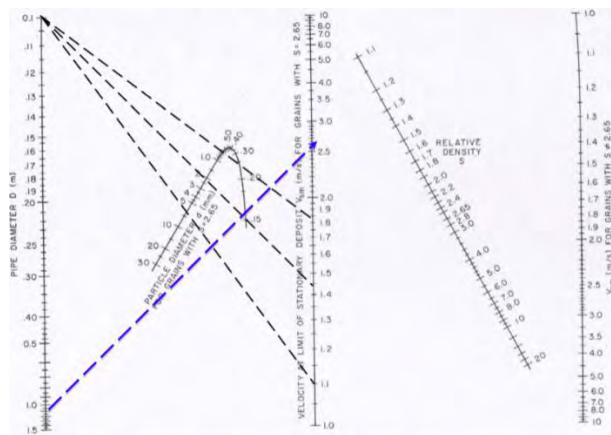


Figura 3.7: Grafica para la MTV de Wilson 1979 citada por (Li y Wilde, 2005)

Se puede ver que la MTV para partículas de arenas finas (menos de 500 micrones) incrementa con el diámetro de la partícula, pero disminuye incrementando el diámetro de la tubería para partículas gruesas de arena (mayor de 500 micrones). Esto es porque el estrés de corte entre la interface de fluido superior fluyendo y la cama estacionaria de abajo incrementa al incrementar el tamaño de la partícula. También se puede ver en la figura que la MTV es 1.45 m/s, 1.8 m/s y 1.1 m/s para el diámetro de partícula de 150 micrones, 760 micrones y 7000 micrones en una tubería de 0.1 metros, respectivamente. Estas velocidades críticas indican que las partículas de 7000 micrones son más fáciles de transportar que las arenas finas, y las más difíciles de transportar son las partículas de 760 micrones. (Li y Wilde, 2005).

3.1.14 Ley de Stokes

Un matemático de nacionalidad irlandesa, George Gabriel Stokes en 1851, desarrolló la Ley que lleva su nombre, Ley de Stokes. Es una descripción matemática de la fuerza requerida para mover una esfera a través de un líquido viscoso e inactivo a una velocidad específica (Scott y Jeremy, 2012). Esta se expresa de la forma:

$$F_d = 6\pi\mu vr \quad (3.22)$$

Donde:

F_d = Fuerza de arrastre del fluido en la esfera

$\mu =$ Viscosidad del fluido

$v =$ Velocidad de la esfera en relación al fluido

$r =$ Radio de la esfera

Una expresión de la tasa a la cual la esfera cae a través de la fluido viscoso e inactivo puede ser obtenida usando la ecuación de la ley de Stokes.

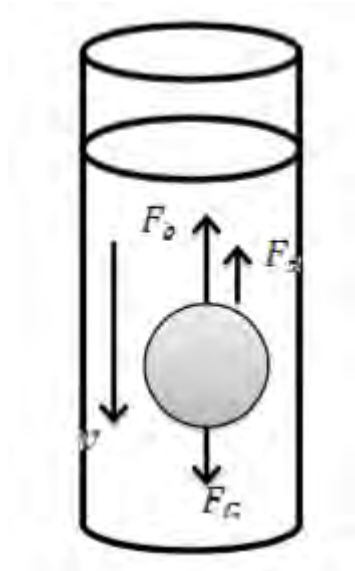


Figura 3.8: Diagrama de cuerpo libre de una esfera en un fluido inactivo.

La figura de arriba muestra tres fuerzas actuando en la esfera F_b la la fuerza de flotación para que flote la esfera, F_d la fuerza de arrastre que resiste a la aceleración de la gravedad y la F_G fuerza gravitacional actuando al revés. La suma de todas las fuerzas en una dirección vertical dará:

$$F_b + F_d - F_G = 0 \quad (3.23)$$

$$F_b + F_d = F_G \quad (3.24)$$

Volumen de una esfera:

$$V_{esfera} = \frac{4}{3}\pi r^3 \quad (3.25)$$

Todas las fuerzas actuando en la esfera ahora se pueden expresar así;

$$\frac{4}{3}\pi r^3 \rho_{fluido} g + 6\pi\mu vr = \frac{4}{3}\pi r^3 \rho_{esfera} g \quad (3.26)$$

La velocidad de asentamiento terminal puede ser obtenida reagrupando y arreglando los términos de la ecuación de arriba para que dé:

$$u_{\infty} = \frac{gd^2}{18} \left(\frac{\rho_{esfera} - \rho_{fluido}}{\mu} \right) \quad (3.27)$$

Esto es válido solo para flujo laminar con un número de Reynolds bajo (menor a 1.0) EL número de Reynolds es usado para distinguir entre el flujo laminar y turbulento. (Scott y Jeremy, 2012)

Turton y Levenspiel, (1986) con una ecuación que cubre el número de Reynolds de interés practico con valores de 2×10^3 propuesto por Nigel y Nigel en 1991:

$$C_D = \frac{24}{Re_p} (1 + 0.178 Re_p^{0.687}) + \frac{0.418}{1 + 16300 Re_p^{-1.08}} \quad (3.28)$$

3.2 Modelo Propuesto

El Modelo propuesto en este trabajo, se basa en la correlación desarrollada por Cullender y Smith, (1956), el modelo propuesto determina la presión en el fondo del pozo, y en el programa que se desarrolló podemos saber la presión en diferentes profundidades.

Las fórmulas que se utilizaron fueron:

$$B_g = \frac{0.02825 * Z * T}{P} \quad (3.29)$$

Donde:

B_g : Factor de volumen del gas,

Z : Factor de compresibilidad del gas, T es la temperatura de entrada ($^{\circ}\text{R}$), P es la presión de entrada (psia)

$$\rho_g = \frac{0.764 * \gamma_{gf}}{B_g} \quad (3.30)$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas (lb/ft^3),

γ_{gf} = Densidad relativa del gas libre,

B_g = Factor de volumen del gas

$$\mu_g = K * 10^{-4} * \exp X * \rho_g / 62.428^Y \quad (3.31)$$

Donde:

μ_g : Viscosidad del gas (cp),

ρ_g : Densidad del gas (lb/ft^3)

K , X y Y son constantes utilizadas para calcular la viscosidad del gas.

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T} \quad (3.32)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M \quad (3.33)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (3.34)$$

Donde M es el peso molecular del gas, Z es el factor de compresibilidad del gas, y T es la temperatura ($^{\circ}\text{R}$).

$$ER = \frac{1}{S_m} * \frac{WV_m^2 d}{D^2 \rho_m} \quad (3.35)$$

Dónde:

ER : Tasa de erosión (mm/año),

W : Tasa de flujo de arena (lb/d)

V_m : Velocidad del flujo del fluido (ft/s),

d : Diámetro de arena (mm),

D : Diámetro de la tubería (pg),

ρ_m : Densidad del fluido (lb/ft³),

S_m : Factor geométrico, que es igual a 5.5 por cada capa.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(\frac{2\varepsilon}{d} \right) \quad (3.36)$$

Donde:

ε = rugosidad, d el diametro (in)

$$F^2 = \frac{0.667f q_{sc}^2}{d^5} \quad (3.37)$$

Donde:

q_{sc} = gasto de gas en unidades cubicas (MMpc/D)

$$I = \frac{\frac{p}{ZT}}{0.001 \left(\frac{p}{ZT} \right)^2 \text{sen}\theta + F^2} \quad (3.38)$$

$$\frac{18.75\gamma_g L}{2} = (P_{mf} - P_{tf}) \frac{(I_{mf} - I_{tf})}{2} \quad (3.39)$$

Esta ecuación es para calcular la presión en la mitad superior del pozo.

$$\frac{18.75\gamma_g L}{2} = (P_{wf} - P_{mf}) \frac{(I_{wf} - I_{mf})}{2} \quad (3.40)$$

Esta ecuación es para calcular la presión en la mitad inferior del pozo.

$$pTr = \frac{T}{T_{pc}} \quad (3.41)$$

Donde:

pTr = Temperatura Pseudoreducida

pTc = Temperatura crítica.

$$pPr = \frac{P}{Ppc} \quad (3.42)$$

Donde:

pPr = Presión Pseudoreducida

pPc = Presión crítica

$$Ppc = 756.8 - 131\gamma_g - 3.6\gamma_g^2 \quad (3.43)$$

Donde:

Ppc = Presión pseudocrítica

$$Tpc = 169.2 + 349.5\gamma_g - 74\gamma_g^2 \quad (3.44)$$

Donde:

Tpc = temperatura pseudocrítica.

3.2.1 Integración del Modelo (Diagrama de Flujo)

En la hoja de Excel tienes que poner como datos de entrada; la gravedad específica de fas, la longitud de la tubería, la temperatura en el fondo, la presión en la cabeza del pozo, la temperatura en la cabeza del pozo, la rugosidad, el diámetro de la tubería, el gasto de gas en unidades cubicas, el ángulo de inclinación de la tubería, y el factor de compresibilidad z medio.

Con estos datos se utilizará el método de Cullender y Smith para obtener la presión en el fondo del pozo, y así con la fórmula de erosión poder saber cuánto se va a desgastar la tubería en cada intervalo. En la figura 3.9 se muestra el diagrama de flujo empleado.

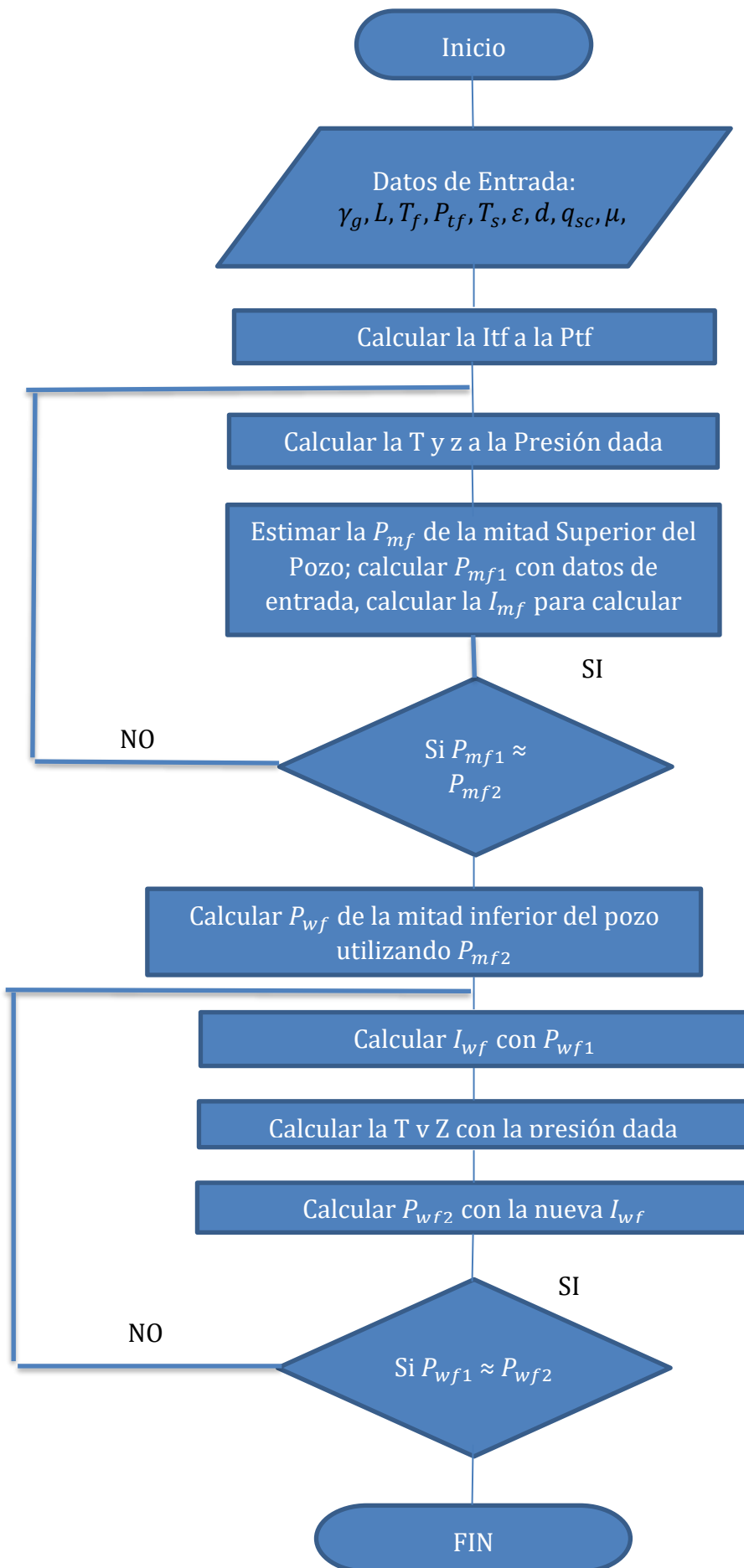


Figura 3.9

CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL MODELO.

En este capítulo se presenta la aplicación del modelo descrito en el capítulo anterior a un pozo productor de gas de la región marina del sur de México. Los datos requeridos para la aplicación del modelo propuesto a un pozo real son los siguientes:

Tabla 4.1 Datos de campo que se utilizaron para el programa.

P_{wh} : Presión en la cabeza del pozo	3022.3182 (psia)
T_{wh} : Temperatura en la cabeza del pozo	500.31 (°R)
T_{yac} : Temperatura del yacimiento	600.57 (°R)
Θ : Ángulo de inclinación	90°
D: Diámetro de la tubería	9.625 (pulgadas)
ϵ : Rugosidad	1×10^{-4} (pies)
Q_g : Gasto de gas	67 (MMpc/D)
γ_g : Gravedad específica del gas	0.68514651
H: Profundidad del pozo	10649.61 (pies)

Con la información del pozo, el programa permite calcular la presión en el fondo del pozo y en los diferentes intervalos en los que se ha dividido la longitud total de la tubería.

Tabla 4.2 se presentan datos de presión, temperatura y profundidad para cada intervalo calculado.

P	T	H
3022.31	500.31	0
3079.44875	505.323	532.4805
3136.39077	510.336	1064.961
3192.94264	515.349	1597.4415
3249.57232	520.362	2129.922
3305.36558	525.375	2662.4025
3361.88041	530.388	3194.883
3416.8099	535.401	3727.3635
3473.39008	540.414	4259.844
3527.45491	545.427	4792.3245

3582.53621	550.44	5324.805
3694.39004	560.466	6389.766
3804.03994	570.492	7454.727
3913.19636	580.518	8519.688
4021.89164	590.544	9584.649
4130.14474	600.57	10649.61

Así mismo, también el programa determinar otras propiedades físicas de la mezcla de hidrocarburos con la que se está trabajando. Entre estas propiedades tenemos la densidad, viscosidad y factor de volumen de gas en cada intervalo; esta información se utilizará para calcular la erosión en cada intervalo. En la tabla 4.3 se presentan los resultados de la mezcla de hidrocarburos que se analizó.

Tabla 4.3 Para los valores de la tabla anterior también se calcularon el factor de volumen, densidad, viscosidad, del gas para cada intervalo.

<i>T</i>	<i>H</i>	<i>P</i>	<i>Bg</i>	<i>ρg</i>	<i>μg</i>
500.31	0	3022.31	0.0034671	15.0975083	0.0258272
505.323	532.4805	3079.4487	0.0034369	15.2303319	0.0261480
510.336	1064.961	3136.3907	0.0034079	15.3595826	0.0264655
515.349	1597.441	3192.9426	0.0033805	15.4844267	0.0267779
520.362	2129.922	3249.5723	0.0033539	15.6072391	0.0270898
525.375	2662.4025	3305.3655	0.00332905	15.7237289	0.0273921
530.388	3194.883	3361.8804	0.00330432	15.8414169	0.0277005
535.401	3727.3635	3416.8099	0.00328193	15.9495006	0.0279918
540.414	4259.844	3473.3900	0.0032587	16.063213	0.0282985
545.427	4792.3245	3527.4549	0.00323852	16.1633095	0.0285790
550.44	5324.805	3582.5362	0.00321803	16.266198	0.0288686
560.466	6389.766	3694.3900	0.00317744	16.4739948	0.0294614
570.492	7454.727	3804.0399	0.00314105	16.6648328	0.0300283
580.518	8519.688	3913.1963	0.0031071	16.8469544	0.0305863
590.544	9584.649	4021.8916	0.00307534	17.0209406	0.0311360
600.57	10649.61	4130.1447	0.0030455	17.187277	0.0316777

Con estos valores se calculan las propiedades para el gas, conociendo la caída de presión, se calcula la erosión en cada uno de esos puntos en la tubería.

CAPÍTULO 5 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos con el modelo propuesto para los datos de entrada del pozo real. En la figura 5.1 se muestra los resultados del ajuste que se realizó al perfil de presión que presenta el pozo. Se puede observar un buen ajuste a los datos de campo.

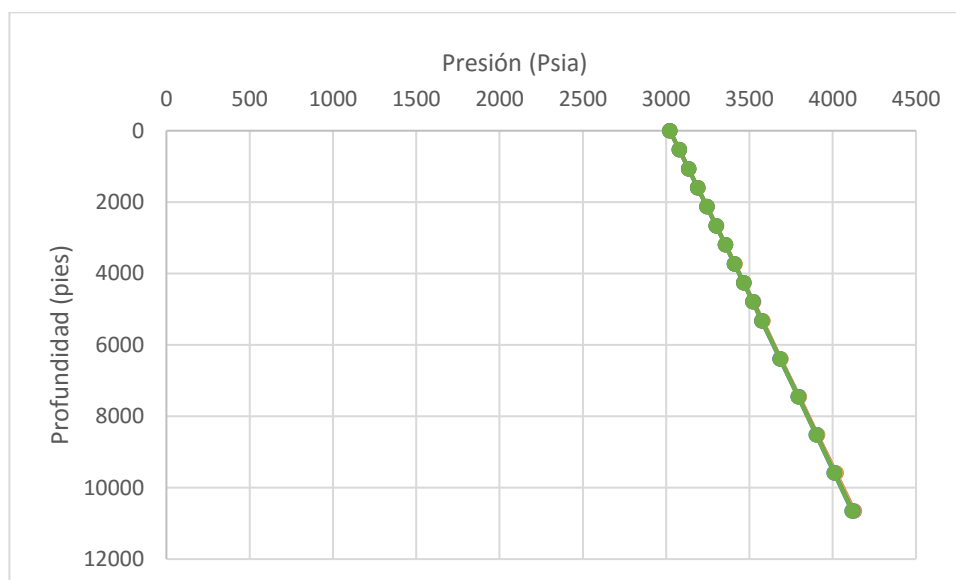


Figura 5.1

En esta figura se muestra la relación que existe entre la presión y la profundidad, se puede observar la caída de presión es casi lineal. Pero no es así, tiene una cierta variación conforme a como si la caída fuera lineal. En la figura 5.2 se presentan los resultados del ajuste del perfil de temperatura a lo largo del pozo. Se puede observar un buen ajuste a dichos datos.

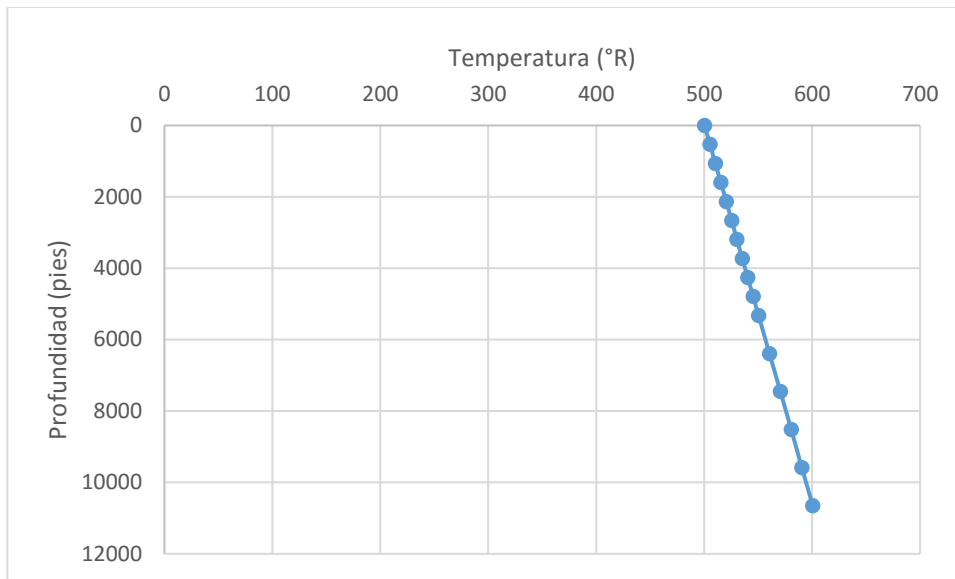


Figura 5.2

En esta figura se muestra la relación que existe entre la temperatura y la profundidad, los dos son datos que ya se le proporcionan al problema, pero aquí damos cómo se comporta en cada punto de profundidad con su respectiva temperatura.

En la figura 5.3 se puede observar la relación que existe entre la viscosidad y la profundidad a lo largo de la tubería, se observa que la viscosidad va aumentando conforme la profundidad aumenta.

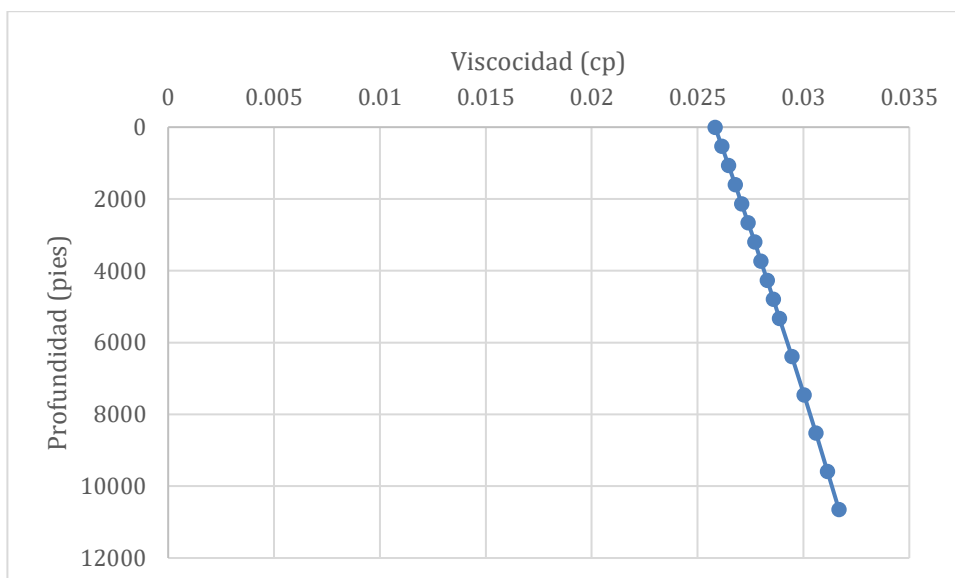


Figura 5.3

En la figura 5.4 se muestra la relación que existe entre la temperatura y la erosión para cada punto de temperatura. Se realizó un análisis de sensibilidad variando la tasa de flujo de la arena a fin de estudiar cómo se comportaba la erosión observándose que a mayor tasa de flujo, se tendrá una mayor la erosión en la tubería de producción. Por otro lado, entre mayor sea la temperatura en el intervalo de la tubería, menor será la tasa de erosión por año.

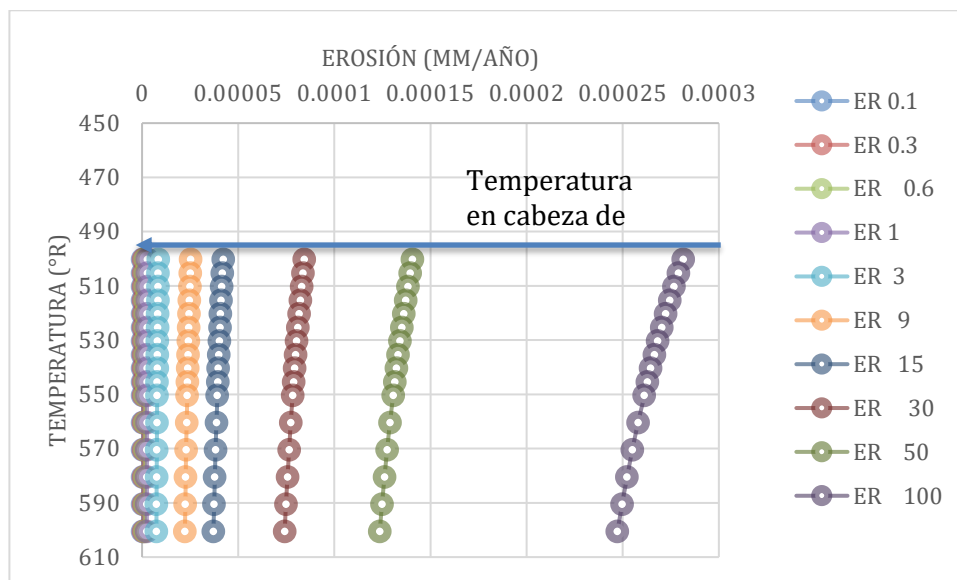


Figura 5.4

En la figura 5.5 se muestra la relación que existe entre la tasa de erosión y la presión a lo largo de la tubería. Se puede observar que a mayor tasa de flujo de arena, la erosión va a ser mayor y que a mayor presión en la tubería, será menor la tasa de erosión por año.

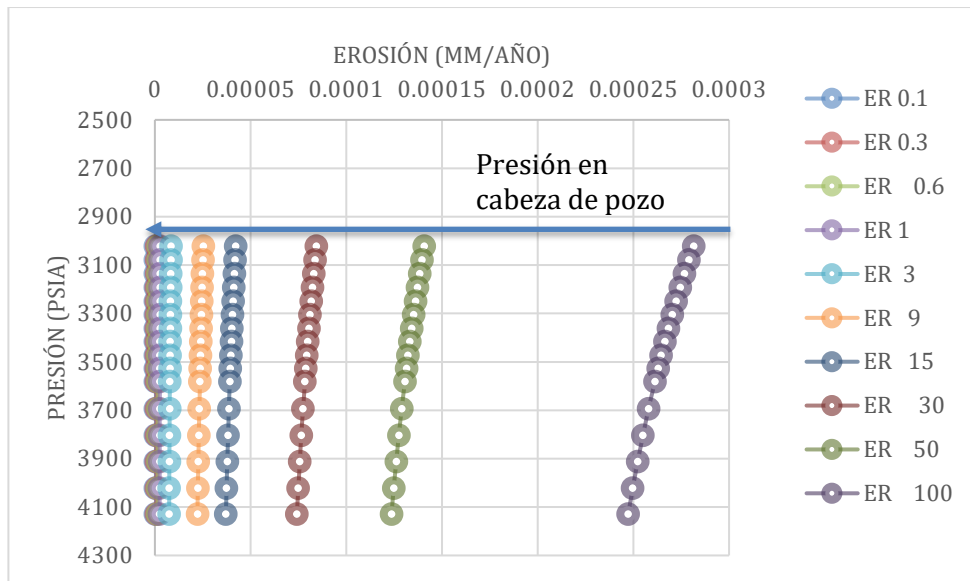


Figura 5.5

En la figura 5.6 se muestra la relación que existe entre la tasa de erosión y la profundidad a lo largo de la tubería a diferentes tasas de flujo de arena. Se puede observar que mientras sea mayor la tasa de flujo de arena, mayor será la erosión en la tubería, además a mayor profundidad, menor será la tasa de erosión por año.

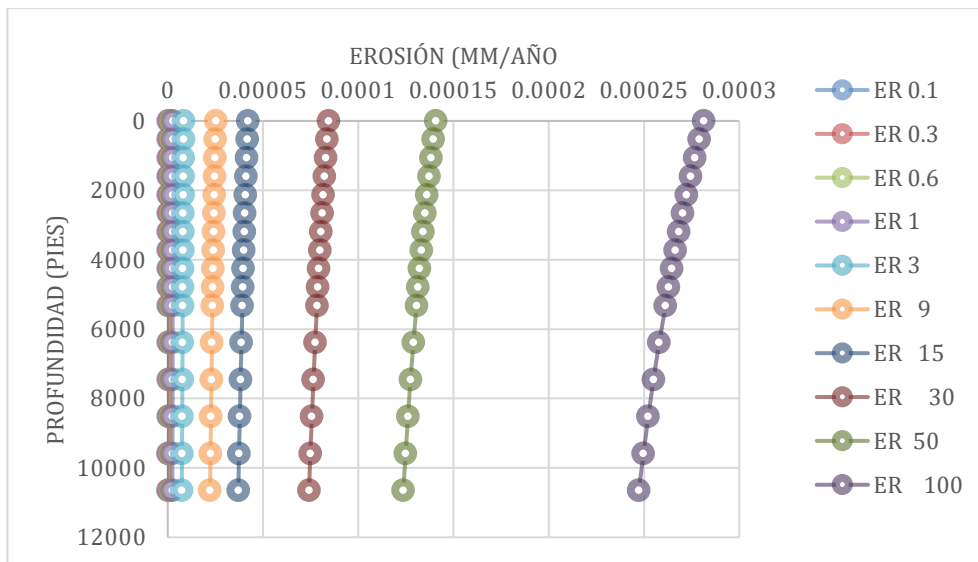


Figura 5.6

Conclusiones

En este trabajo se ha desarrollado un modelo matemático para predecir el comportamiento de partículas finas (arena) provenientes de la formación que se incorporan al flujo de hidrocarburos en tuberías. Permite predecir como función de las propiedades físicas del fluido (viscosidad, densidad, etc.), la velocidad de erosión que sufrirá la tubería. Se estudió el efecto que tiene la presión, la temperatura y la tasa de flujo de arena que se aporta del yacimiento a la tubería de producción, así mismo se realizó un estudio de sensibilidad al cambiar el valor del parámetro de la tasa de flujo de arena, suponiendo valores de 0.1 a 100. Como es de esperarse, a medida que aumenta dicha tasa, la erosión que sufrirá la tubería será mayor, sin embargo, el modelo predice que el problema mayor será en la superficie, es decir, cuando disminuye la velocidad del fluido, lo cual se cumple para valores de tasa de flujo de arena grandes.

También se estudió el efecto que tiene la misma tasa de flujo de arena como función de la presión y temperatura en la erosión que se tienen a lo largo de la tubería. En el caso de la temperatura, se observa que para valores menores a los 500 R (50 °C), la erosión se hace presente, es decir para las secciones superiores, o cercanas a la superficie, no se tiene indicios de erosión en la tubería.

En el caso de la presión, esta afecta en menor medida a altos valores, es decir, se observa mayor erosión de la tubería en la sección cercana a la superficie. Esto muestra que el fenómeno de la erosión en las tuberías se acrecentó más para bajos gastos y bajas presiones, lo cual es consistente con lo observado en el campo.

El presente modelo matemático permite predecir de forma rápida y confiable, los puntos a lo largo de una tubería donde se podrán presentar problemas de erosión, así como su intensidad. De esta forma se podrán establecer medidas que permitan controlar y/o disminuir el problema.

Se analizó el caso de un pozo exploratorio de gas de la región marina de México, el cual se encuentra en proceso de desarrollo y aún no entra en la etapa de producción. Sin embargo, de acuerdo a estos resultados, se pueden establecer estrategias de control y/o mitigación para atacar el problema de erosión que pueda sufrir los pozos en esta zona.

Con los resultados expuestos se puede decir que la erosión de la tubería se presenta con mayor intensidad en la parte cercana a la cabeza del pozo por lo que recomendaría una inversión de algunos métodos químicos para disminuir el impacto de la erosión o comprar en esas secciones de tubería una tubería con mayor resistencia a la erosión.

ANEXO A. PROGRAMA EN EXCEL

Este programa se basa en el método propuesto por Cullender y Smith, calcula la presión en la mitad del pozo y al fondo del pozo. Se agregaron más intervalos para conocer la presión en más puntos de los que propone dicho método, y así poder conocer con mayor precisión la forma en la que se comporta la presión a lo largo de la tubería.

También se desarrolló otro programa con el cual se puede calcular las propiedades como la densidad relativa del gas, y la Z promedio mediante el análisis composicional del gas realizado para la muestra de gas. Este programa se puede utilizar para cualquier pozo mientras se cuente con su análisis composicional correspondiente.

Desarrollo del primer archivo de Excel donde se calcula densidad Relativa del Gas, Temperaturas y Presiones, pseudocríticas y pseudoreducidas, y el factor de compresibilidad. En la figura A1 se muestra la pantalla inicial del programa para el cálculo de las propiedades físicas de la mezcla utilizando modelos de aceite negro (correlaciones).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Componente	%MOL	Fraccion mol	% Peso	Masa Molar	Tci (°R)	Pci (psia)	NixTci (°R)	NixPci (psia)	Fraccion Masa	Peso Molecular
2	CO2	0.39	0.0039	0.98	44	547.6	1071	2.13564	4.1769	0.0098	0.4312
3	H2S	0	0	0	34.0809	672.4	1306	0	0	0	0
4	N2	0.99	0.0099	1.6	28.0134	227.3	493	2.25027	4.8807	0.016	0.4482144
5	C1	94.54	0.9454	87.34	16.043	343	666.4	324.2722	630.01456	0.8734	14.0119562
6	C2	1.89	0.0189	3.28	30.07	549.59	706.5	10.387251	13.35285	0.0328	0.986296
7	C3	1.23	0.0123	3.12	44.097	665.73	616	8.188479	7.5768	0.0312	1.3758264
8	i-C4	0.28	0.0028	0.95	58.123	734.13	527.9	2.055564	1.47812	0.0095	0.5521685
9	n-C4	0.32	0.0032	1.06	58.123	765.29	550.5	2.448928	1.7616	0.0106	0.6161038
10	i-C5	0.1	0.001	0.43	72.15	828.77	490.4	0.82877	0.4904	0.0043	0.310245
11	n-C5	0.1	0.001	0.55	72.15	845.47	488.6	0.84547	0.4886	0.0055	0.396825
12	C6	0.1	0.001	0.32	86.177	913.27	435.9	0.91327	0.4359	0.0032	0.2757664
13	C7	0.03	0.0003	0.19	100.204	972.33	396.8	0.291699	0.11904	0.0019	0.1903876
14	C8	0.02	0.0002	0.14	114.231	1023.89	360.7	0.204778	0.07214	0.0014	0.1599234
15	C9	0.01	0.0001	0.03	303.47	1070.38	331.8	0.107038	0.03318	0.0003	0.091041
16	C10	0	0								
17	C11	0	0								
18	C12	0	0								
19	C13	0	0								
20	C14	0	0								
21	C15+	0	0								
22	TOTAL%	100	1	99.99				354.929357	664.88079		19.8459537
23											
24											
25											
26					Yg			0.68514651			
27											
28					Ptc			354.929357			
29					Ppc			664.88079			
30											
31					pTr			1.40960445			
32					pPr			4.54565427			
33											
34					Z			0.74148952			
35											

Figura A.1 En la hoja de Excel se introduce el %Peso y el %Mol para cada componente.

En la figura A.1 muestra el archivo de Excel donde se calculan las propiedades, solo se tiene que ingresar los valores de %Mol y % Peso para cada componente y el programa calculará los valores de las variables necesarias (densidad relativa del gas, factor de compresibilidad, Temperatura y Presión Pseudoreducida y pseudocritica) para continuar con los cálculos de erosión en flujo multifásico.

Con estos valores se puede pasar al programa principal (hoja de Excel) donde se realizó el desarrollo del método de Cullender y Smith para el cálculo de caída de presión en un pozo de gas.

Desarrollo del segundo archivo de Excel Donde ya viene planteado todo el método de Cullender y Smith con todos los resultados y gráficos que arroja este archivo.

En la figura A2 se presenta la pantalla principal del programa con el que se calcula la caída de presión utilizando la correlación de Cullender y Smith, utilizando los valores de las propiedades físicas calculadas con el programa anterior.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Calculo de la Caída de Presión en un pozo por el método de Cullender y Smith									
2										
3	Pwh	3022.31	<i>psia</i>	TwH	500.31	^o R	Ptc	373.92107	Z	0.7414
4	φ	9.625	<i>pg</i>	Tyac	600.57	^o R	Ppc	665.35594	Profundidad	10649.61 <i>pies</i>
5	ε	0.0001	<i>pies</i>	γg	0.685146		f	0.0081093		
6	Qg	67	<i>mmpcd</i>	Θ	90	^o	F2	0.0002939		
7										
8	Calcular Itf									
9	P/TZ	8.1479291	Itf	122.18958						
10										
11	Mitad Superior del Pozo		Pr	5.14708	Tr	1.4720754				
12	1	Pmf	3424.6403	3570.0425	3581.5723	3582.4669				
13		T	550.44	550.44	550.44	550.44				
14		Z	0.7976278	0.7976278	0.7976278	0.7976278				
15		P/TZ	7.8001809	8.1313584	8.1576194	8.159657				
16		Imf	127.58578	122.43638	122.04571	122.0155				
17		pmf	3570.0425	3581.5723	3582.4669	3582.5362				
18			Aprox 1	Aprox 2	Aprox 3	Aprox 4				
19	La presión en el punto medio del pozo			3582.5362						
20										
21	Mitad inferior del Pozo		Pr	6.1011612	Tr	1.6061411				
22	2	Pwf	4059.4439	4125.3823	4129.8452					
23		T	600.57	600.57	600.57					
24		Z	0.8819821	0.8819821	0.8819821					
25		P/TZ	7.6637817	7.7882662	7.7966915					
26		Imf	129.83412	127.77908	127.64233					
27		pwf	4125.3823	4129.8452	4130.1447					
28			Aprox 1	Aprox 2	Aprox 3					
29										
30	Presión en el fondo del pozo			4130.14 Psia						

Figura A.2 Muestra los datos de entrada y el método de Cullender y Smith

En esta hoja de Excel se incluye el método de Cullender y Smith ya desarrollado, solo se tiene que ingresar los datos de entrada que son, la presión en la cabeza del pozo, diámetro, rugosidad, gasto volumétrico de gas, temperatura en la cabeza y el fondo del pozo, densidad relativa del gas (se puede obtener con el archivo anterior), ángulo de inclinación de la tubería, temperatura y presión pseudocríticas, factor de compresibilidad (se puede obtener con el archivo anterior) y la profundidad con sus respectivas unidades que vienen indicadas en la hoja de cálculo.

Una vez ingresados estos datos, se despliegan los resultados de presión en la mitad, así como en el fondo del pozo y todos los cálculos de aproximación e intermedios para llegar a la presión en el fondo del pozo.

P programa	T	H	P 90°	P 0°	P 15°	P 30°	P 45°	P 60°
3022.31	500.31	0	3022.31	3022.31	3022.31	3022.31	3022.31	3022.31
3079.4488	505.323	532.4805	3078.1976	3078.2931	3078.2682	3078.2455	3078.2258	3078.2106
3136.3908	510.336	1064.961	3133.9271	3134.1118	3134.0634	3134.0178	3133.9783	3133.9477
3192.9426	515.349	1597.4415	3189.2477	3190.0286	3189.8365	3189.6511	3189.4871	3189.3582
3249.5723	520.362	2129.922	3244.768	3245.5014	3245.3175	3245.1424	3244.9891	3244.8698
3305.3656	525.375	2662.4025	3299.5327	3301.5685	3301.0835	3300.6043	3300.1729	3299.8298
3361.8804	530.388	3194.883	3354.9911	3356.5992	3356.2015	3355.819	3355.4817	3355.2174
3416.8099	535.401	3727.3635	3409.2432	3413.0305	3412.1567	3411.2725	3410.4628	3409.8115
3473.3901	540.414	4259.844	3464.6952	3467.4972	3466.813	3466.1489	3465.559	3465.0945
3527.4549	545.427	4792.3245	3518.5026	3524.4736	3523.1411	3521.7582	3520.4701	3519.4228
3582.5362	550.44	5324.805	3572.9859	3580.1912	3578.6109	3576.9488	3575.3872	3574.111
3694.39	560.466	6389.766	3682.7962	3688.9001	3687.4454	3686.0079	3684.714	3683.6858
3804.0399	570.492	7454.727	3791.2576	3799.4486	3797.5196	3795.5962	3793.8539	3792.4637
3913.1964	580.518	8519.688	3899.3428	3909.8993	3907.4422	3904.9701	3902.7172	3900.9125
4021.8916	590.544	9584.649	4007.0514	4020.2438	4017.2086	4014.1273	4011.3025	4009.0314
4130.1447	600.57	10649.61	4114.3762	4130.4688	4126.8085	4123.0593	4119.6023	4116.8131

Figura A.3 Muestra los resultados desglosados para varias profundidades

En esta tabla A.3 se pueden ver las presiones a cada cierta profundidad, por lo que se al aplicar el método de Cullender y Smith, es posible obtener los valores para cualquier ángulo de inclinación que presente la tubería.

Desarrollo de los cálculos en la hoja de Excel para determinar el adelgazamiento de la tubería por cada año. Dentro del archivo este anexo se encuentra en la Hoja 2.

En la tabla 4.4 se presentan los resultados finales del cálculo de las propiedades físicas de la mezcla, así como de la caída de presión y la tasa de erosión que sufrirá la tubería por año.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	T	H	P	Bg	pg	μg	K	X	W 0.1	ER 0.3	ER 0.6	ER 1	ER 3	ER 9	ER 15	ER 30	ER 50	ER 100	
2	500.31	0	3022.31	0.0034671	15.097508	0.0258272	100.92365	5.6691964	1.2661607	2.8148E-07	8.4444E-07	1.6889E-06	2.8148E-06	8.4444E-06	4.2222E-05	8.4444E-05	0.00014074	0.00028148	
3	505.323	532.4805	3079.4488	0.0034369	15.230332	0.026148	101.97372	5.6496455	1.2700709	2.7902E-07	8.3707E-07	1.6741E-06	2.7902E-06	8.3707E-06	4.1854E-05	8.3707E-05	0.00013951	0.00027902	
4	510.336	1064.961	3136.3908	0.003408	15.359593	0.026456	103.02167	5.6304787	1.2739043	2.7668E-07	8.3003E-07	1.6601E-06	2.7668E-06	8.3003E-06	4.1501E-05	8.3003E-05	0.00013834	0.00027668	
5	515.349	1597.4415	3192.9426	0.0033805	15.484427	0.026779	104.0675	5.6118848	1.277663	2.7444E-07	8.2333E-07	1.6467E-06	2.7444E-06	8.2333E-06	4.1176E-05	8.2333E-05	0.00013722	0.00027444	
6	520.362	2129.922	3249.5723	0.0033539	15.607239	0.0270898	105.11121	5.593253	1.2813494	2.7229E-07	8.1686E-07	1.6337E-06	2.7229E-06	8.1686E-06	4.0843E-05	8.1686E-05	0.00013614	0.00027229	
7	525.375	2662.4025	3305.3656	0.0033291	15.723729	0.0273921	106.15279	5.575173	1.2849654	2.7027E-07	8.108E-07	1.6216E-06	2.7027E-06	8.108E-06	4.054E-05	8.108E-05	0.00013513	0.00027027	
8	530.388	3194.883	3361.8804	0.0033043	15.841417	0.0277005	107.19223	5.5574347	1.2885131	2.6826E-07	8.0478E-07	1.6096E-06	2.6826E-06	8.0478E-06	4.0239E-05	8.0478E-05	0.00013413	0.00026826	
9	535.401	3727.3635	3416.8099	0.0032819	15.949501	0.0279918	108.22952	5.5400286	1.2919943	2.6644E-07	7.9933E-07	1.5987E-06	2.6644E-06	7.9933E-06	3.9966E-05	7.9933E-05	0.00013322	0.00026644	
10	540.414	4259.844	3473.3901	0.0032587	16.063213	0.0282986	109.26467	5.5229454	1.2954109	2.6456E-07	7.9367E-07	1.5873E-06	2.6456E-06	7.9367E-06	3.9683E-05	7.9367E-05	0.00013228	0.00026456	
11	545.427	4792.3245	3527.4549	0.0032385	16.16331	0.028579	110.29766	5.5061762	1.2987648	2.6292E-07	7.8875E-07	1.5775E-06	2.6292E-06	7.8875E-06	3.9438E-05	7.8875E-05	0.00013146	0.00026292	
12	550.44	5324.805	3582.5362	0.003218	16.266198	0.0288686	111.3285	5.4897125	1.3020575	2.6125E-07	7.8376E-07	1.5675E-06	2.6125E-06	7.8376E-06	3.9188E-05	7.8376E-05	0.00013063	0.00026125	
13	560.466	6389.766	3694.39	0.0031774	16.473995	0.0294615	113.38369	5.4576686	1.3084663	2.5796E-07	7.7388E-07	1.5478E-06	2.5796E-06	7.7388E-06	3.8694E-05	7.7388E-05	0.00012898	0.00025796	
14	570.492	7454.727	3804.0399	0.0031411	16.664833	0.0300283	115.43023	5.426751	1.3146498	2.5501E-07	7.6502E-07	1.53E-06	2.5501E-06	7.6502E-06	3.8251E-05	7.6502E-05	0.0001275	0.00025501	
15	580.518	8519.688	3913.1964	0.0031071	16.846954	0.0305864	117.46809	5.3969014	1.3206197	2.5225E-07	7.5675E-07	1.5135E-06	2.5225E-06	7.5675E-06	3.7837E-05	7.5675E-05	0.00012612	0.00025225	
16	590.544	9584.649	4021.8916	0.0030753	17.020941	0.0311361	119.49728	5.3680653	1.3263869	2.4967E-07	7.4901E-07	1.498E-06	2.4967E-06	7.4901E-06	3.7451E-05	7.4901E-05	0.00012484	0.00024967	
17	600.57	10649.61	4130.1447	0.0030456	17.187277	0.0316778	121.51779	5.3401919	1.3319616	2.4725E-07	7.4176E-07	1.4835E-06	2.4725E-06	7.4176E-06	3.7088E-05	7.4176E-05	0.00012363	0.00024725	

Figura A.4 Calculo de la erosión a diferentes Tasas de Flujo de arena

En esta segunda hoja del archivo de Excel se encuentran el modelo de la erosión a lo largo de la tubería. Para realizar el cálculo, se realizó un análisis de sensibilidad variando la tasa de flujo de arena para ver la diferencia de comportamiento de la erosión por año.

BIBLIOGRAFÍA:

- Rodríguez M; 2001, Desarrollo de un algoritmo computacional para determinar el efecto de la deposición de arena sobre el gradiente de presión de flujo multifásico en tuberías. Tesis. Caracas U.C.V. 96 p.
- Díaz Y; 2002, Diagnóstico del problema de producción de arena y Desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de Socorro. Tesis. Caracas U.C.V. 154 p.
- Filiberto Miguel A, 2011, Estudio Preliminar sobre la erosión por arena en tuberías que transportan hidrocarburos, Tesis México, D.F., UNAM.
- Richard; Richard Udoh; Sand Transport by oil in tubing and pipelines, Artículo de la Norwegian University of Science and Technology. Journal of Colloid and Interface Science, 37 p.
- Joe Alexander; Métodos prácticos de manejo de la producción de arenas, SPE artículo, 2004.
- Guthrié Rios William; Arenas de Formación o Arenamiento. Artículo Universidad de Aquino. 2013, 12 p.
- Oladele O. Bello; Modelling Particle Transport in Gas-Oil-Sand Multiphase flows and its applications to production Operations, Tesis para doctorado, 2008, 136 p.
- Mukul M. Sharma; Factors Controlling the Hydrodynamic Detachment of Particles from Surfaces, Journal of Colloid and Interface Science, Vol. 149. No. 1. Marzo 1, 1992, 121-134 p.
- Q.T. Doan, L.T. Doan, M. Oguztoreli, y S.M. Farouq Ali; Gravitational Deposition of Sand Inside a Horizontal Well, University of Alberta, Canadá, No.1998.046, 1998.

- J.W. Cleaver, B. Yates; Mechanism of Detachment of Colloidal Particles from a Flat Substrate in a Turbulet Flow, Journal of Colloid and Interface Science, Vol.44 No. 3, Septiembre 1973, 464- 474 p.
- Abbas Zeinjaromi, Alexander Vaz, Pavel Bedrikovetsky y Sara Barazjani; Effects of Fines Migration on well Productivity during Steady State Production, Journal of Porud Media 15 (7), 2012, 665- 679 p.
- Julio R. Valdes y J. Carlos Santamarina; Particle Clogging in Radial Flow Microscale Mechanisms, SPE Journal, Junio 2006, 193- 198 p.
- Julio R. Valdes y Charalambos A.; Clogging of Previous Monlayers Subjected to Radial Flow, International Journal of Geomechanics ASCE, Enero- Febrero 2007, 25- 33 p.
- Richard, Richard Udoh; Sand Transport by Oil in Tubing and Pipelines, Trondheim, NTNU, Junio 2012.