

**DESARROLLO DE ECUACIONES PARA CALCULAR PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR
FRICCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL**

RODRIGO DE JESÚS VEGA VEGA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**DESARROLLO DE ECUACIONES PARA CALCULAR PÉRDIDAS DE PRESION POR
FRICCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL**

RODRIGO DE JESÚS VEGA VEGA

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial
para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director: Olga Patricia Ortiz
Ingeniera de Petróleos**

**Codirector: William Navarro
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

A Dios, por no enseñarme a entender sus decisiones.

A mi madre, quien fué, es y será siendo la razón fundamental para lograr este sueño y todos los que aún faltan por alcanzar.

A mi padre, por su apoyo, comprensión y paciencia.

A mi hermana, por enseñarme a ver el mundo con mis propios ojos.

A todas esas personas que siempre estuvieron a mi lado brindándome su amor y cariño incondicional; y a las personas que no creyeron en mí, porque su pensar me dió mucha más fuerza y ganas para seguir.

A la **NIÑA** que guarda en su corazón un lugar especial para este *loco* que necesita amor y comprensión.

A la misma vida por sus numerosos obstáculos, por sus retos, por su injusticia, por su felicidad y por su amor.

Al orgullo, al hambre, a la tristeza y a las ganas de seguir adelante.

A todos mis profesores, forjadores de hombres capaces.

Rodrigo.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

Olga Patricia Ortiz, Ingeniera de Petróleos, Director del Proyecto por su ayuda, orientación y paciencia.

William Navarro, Ingeniero de Petróleos, Codirector del Proyecto por su valiosa orientación y colaboración.

Aníbal Ordóñez, Ingeniero de Petróleos por su colaboración en este trabajo.

Compañeros, por compartir y dejarme compartir con ellos grandes momentos.

Familia Anaya Almeida por su amistad, paciencia y valiosa colaboración en la realización de este trabajo.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN

1. ASPECTOS GENERALES DE LA TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.2 APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL PARA EL ESTUDIO Y LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS	1
1.3 DEFINICION Y CLASIFICACIÓN	7
1.4 TIPOS BÁSICOS DE POZOS HORIZONTALES	8
1.5 ETAPAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL	11
1.6 CEMENTACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES	12
1.7 PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL	13
1.8 INFLUENCIA DEL ÁREA DE DRENAJE	13
1.9 PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES	19
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	21
2.1 GENERACIÓN DE FRACTURAS	21
2.2 MORFOLOGÍA DE LAS FRACTURAS	22
2.3 POROSIDAD	23
2.3.1 Porosidad Primaria	23
2.3.2 Porosidad Secundaria	23
2.4 CAPACIDADES DE ALMACENAMIENTO Y DE FLUJO	23
2.5 EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	24
3. FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS	26

3.1 REGIMENES DE FLUJO	27
3.2 NUMERO DE REYNOLDS	28
3.3 ECUACION GENERAL DE ENERGIA	29
3.3.1 Teorema de Bernoulli	29
3.4 ECUACION GENERAL DE FLUJO DE FLUIDOS	31
3.4.1 Fórmula de Darcy	31
3.5 EFECTO DE LA RUGOSIDAD	32
3.6 CARTA DEL FACTOR DE FRICCION	32
3.7 TUBERIAS	33
3.8 PERDIDAS DE PRESION	36
3.8.1 Efecto de Ensanchamientos	37
3.8.2 Efecto en Reducciones	38
4. MODELOS PARA PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN POZOS	
HORIZONTALES – YACIMIENTOS HOMOGENEOS	40
4.1 MODELO DE JOSHI	40
4.2 MODELO DE NOVY	49
4.2.1 Flujo Laminar	50
4.2.2 Flujo Turbulento	51
4.2.3 Aplicación del Modelo	52
4.2.4 Longitud para Pérdidas Friccionales Significativas	54
5. ECUACIONES PARA PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN POZOS	
HORIZONTALES–YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	57
5.1 MODELO PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	58
5.2 ADAPTACIÓN DEL MODELO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN (DE JOSHI) PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	65
5.2.1 Cuando hay Flujo a través de las Fracturas	65
5.2.2 Cuando hay Flujo a través de la Matriz	67
5.3 ADAPTACIÓN DEL MODELO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN (DE NOVY) PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	68
5.3.1 Cuando ocurre Flujo Laminar	69

5.3.2 Cuando ocurre Flujo Turbulento	70
5.4 DIAGRAMAS DE FLUJO PARA CALCULAR PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	72
5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	75
5.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD APLICADO A ECUACIONES PARA CALCULAR PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO A PARTIR DE LOS MODELOS DE JOSHI Y NOVY	77
5.7 PRONÓSTICO DE ΔP VS. TIEMPO, PARA UN CASO BASE DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	81
DISCUSIÓN	85
CONCLUSIONES	87
RECOMENDACIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de los Tipos de Pozos Horizontales	10
Tabla 2. Dimensiones, Capacidades y Pesos de Tuberías Normalizadas de Acero	36
Tabla 3. Muestra de datos para hallar los diámetros de un <i>Casing</i>	43
Tabla 4. Muestra de datos para hallar los diámetros y pesos de una tubería de flujo	45
Tabla 5. Propiedades y valores que determinan la aplicación del Modelo de Novy	52
Tabla 6. Muestra de datos para calculo de un Análisis de Sensibilidad	76

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Yacimientos Naturalmente Fracturados	3
Figura 2. Zonas Productivas Delgadas	3
Figura 3. Recuperación Mejorada mediante Pozos Horizontales	5
Figura 4. Domos de Sal	6
Figura 5. Yacimientos de Aceite Pesado	6
Figura 6. Perforación Múltiple de Pozos Horizontales	7
Figura 7. Esquema de un Pozo Horizontal	8
Figura 8. Clasificación de los Pozos Horizontales de acuerdo al Radio de Curvatura	9
Figura 9. Procesos de la Perforación de Pozos Horizontales	11
Figura 10. Volumen Drenado por un Pozo Vertical y un Pozo Horizontal	14
Figura 11. Áreas de Drenaje para Pozos Horizontales de 1000 y 2000 pies de longitud	15
Figura 12. Geometría de Drenaje para un Pozo Vertical	16
Figura 13. Geometría de Drenaje para un Pozo Horizontal	17
Figura 14. Líneas Equipotenciales de Flujo en un Pozo Horizontal en dos Sistemas Bidimensionales	18
Figura 15. Líneas Equipotenciales de Presión para un Pozo Horizontal	18
Figura 16. Relación de Áreas de Drenaje	19
Figura 17. Pozo Horizontal. Geometría de Flujo Paralela	20
Figura 18. Experimento de Reynolds para describir patrones de flujo	28
Figura 19. Factores de fricción para tuberías comerciales de acero limpias	34
Figura 20. Efecto de un Ensanchamiento Brusco	38
Figura 21. Efecto de un Estrechamiento Brusco	39
Figura 22. Rugosidades Relativas para varios Tipos de Tuberías	47

Figura 23. Factor de Fricción de Moody para Flujo a través de Tuberías	48
Figura 24. Límites para la Producción de Aceite. Tuberías Lisas	53
Figura 25. Límites para la Producción de Aceite. Tuberías Rugosas	54
Figura 26. Influencia de la Fricción en la Productividad de un Pozo Horizontal	56
Figura 27. Diagrama de flujo para las Ecuaciones de Pérdidas de Presión por fricción para un Pozo Horizontal en un Yacimiento naturalmente Fracturado a partir del Modelo de NOVY	73
Figura 28. Diagrama de flujo para las Ecuaciones de Pérdidas de Presión por Fricción para un pozo Horizontal en un Yacimiento naturalmente Fracturado a partir del Modelo de JOSHI	74
Figura 29. Gráfica de análisis de sensibilidad, f Vs. Factor	77
Figura 30. Diagrama de análisis de sensibilidad para el modelo de Joshi cuando el yacimiento está produciendo a través de las fracturas. Primera Parte	78
Figura 31. Diagrama de análisis de sensibilidad para el modelo de Joshi cuando el yacimiento está produciendo a través de las fracturas. Segunda Parte	79
Figura 32. Diagrama de análisis de sensibilidad para el modelo de Joshi cuando el yacimiento está produciendo a través de la matriz. Primera Parte	80
Figura 33. Diagrama de análisis de sensibilidad para el modelo de Joshi cuando el yacimiento está produciendo a través de la matriz. Segunda Parte	81
Figura 34. Diagrama de ΔP Vs. Tiempo a partir del modelo de Joshi con producción del yacimiento a través de las fracturas	83
Figura 35. Diagrama de ΔP Vs. Tiempo a partir del modelo de Novy con producción del yacimiento a través de la matriz (Régimen Laminar)	84

NOMENCLATURA

A :	Área del bloque o “grid” asumido para realizar la simulación.
Bo :	Factor Volumétrico de formación del Aceite, STB/BB.
BPD :	Barriles por Día.
cc :	Centímetros Cúbicos.
cp :	Centipoises.
dP :	Caída de Presión (psi^{-1}).
d :	Diámetro de la Tubería, ft. (in).
d _f :	Índice de Declinación (suponiéndola exponencial), de la etapa productiva de las Fracturas.
d _m :	Índice de Declinación (suponiéndola exponencial), de la etapa productiva de la matriz.
f :	Factor de Fricción de Fanning.
ft :	Pies.
f _m :	Factor de Fricción de Moody, adimensional.
grs :	Gramos
h :	Espesor Productor, ft.
h _f :	Altura de “lonja”.
h _{fs} :	Pérdida por fricción de superficie.
in :	Pulgadas.
I.D :	Diámetro Interno.
K :	Permeabilidad, md.
K _e :	Coefficiente de Pérdida por Expansión.
K _c :	Coefficiente de Pérdida por Contracción.
k :	Rugosidad.

k_h / k_v : Relación entre la Permeabilidad Horizontal y la Vertical, adimensional.
 k_f : Permeabilidad de Fractura, md.
 L : Longitud de la Tubería, ft.
 L_{spf} : Longitud Significativa de Pérdida Friccional.
 lb : Libras.
 $lb-m$: Libras – mol.
 $lb-f$: Libras – fuerza.
 md : Milidarcys.
 N_{Re} : Número de Reynolds.
 $O.D$: Diámetro Externo.
 psi : Libras de Presión.
 P_i : Presión Inicial del Yacimiento, psi.
 P_{wf} : Presión del Fondo Fluyendo, psi.
 q : Tasa de Flujo a condiciones de Yacimiento, BPD.
 q_{spf} : Caudal de Significativa Pérdida Friccional.
 $q_f(t)$: Caudal a través de la Fractura al tiempo t , BPD.
 q_{if} : Caudal Inicial de Fractura (que es el mismo caudal inicial del pozo), BPD.
 $q_m(t)$: Caudal a través de la Matriz al tiempo t , BPD.
 q_{im} : Caudal con el cual la Matriz inicia Producción, BPD.
 N_{Re} : Número de Reynolds.
 r_e : Radio de Drenaje, ft.
 r_w' : Radio Equivalente del Pozo, ft.
 S : Factor de Daño, adimensional.
 seg : Segundos.
 STB/BB : Barriles a Condiciones de Superficie, sobre Barriles a condiciones de Yacimiento.
 t : Tiempo el cual se hace la evaluación del Caudal, horas.
 V : Volumen del Bloque o "grid".
 V_c : Velocidad de flujo tapón.
 X_m : Longitud de un lado del Bloque o "grid".

- Z : Energía Potencial.
- ρ : Densidad de Fluido, lb/ft³. (gr/cc).
- v : Velocidad del Fluido, ft/seg.
- ΔP : Caída de Presión, lbf/ft². (psi⁻¹).
- ΔP_w : Caída de Presión a través de la Sección Horizontal, psi.
- μ : Viscosidad del Aceite, cp.
- τ : Esfuerzo Cortante.
- ν : Viscosidad Cinemática.
- η : Viscosidad No Newtoniana.
- $(\phi Vc)_f$: Producto de la Compresibilidad y Porosidad de Fractura, psi⁻¹.
- $(\phi Vc)_m$: Producto de la Compresibilidad y Porosidad de Matriz, psi⁻¹.
- α : Constante determinada según geometría asumida para la distribución de los granos dentro del medio poroso.
- αk_m : Término de la Permeabilidad de Matriz, md.
- ϵ/d : Factor de Rugosidad Relativa.
- ϵ : Coeficiente de Rugosidad, ft.

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE ECUACIONES PARA CALCULAR PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL.*

AUTOR: VEGA VEGA, Rodrigo de Jesús.**

PALABRAS CLAVES: Pérdidas de Presión, Yacimientos Naturalmente Fracturados, Sección Horizontal, Adaptación Modelos de Declinación de Flujo.

RESUMEN: Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (Y.N.F) presentan una característica particular en la parte inicial de la vida activa del pozo, producen a altas tasas de flujo ($q \geq 10000$ BPD); lo que hace pensar que debido a la fricción generada en el flujo de estos hidrocarburos ocurrirán pérdidas de presión considerables a lo largo de la sección horizontal de tubería, que por lo general son despreciables y que afectan negativamente la productividad de dicho pozo. Con miras a mejorar la productividad de estos pozos horizontales de un Y.N.F, se buscó la manera de implementar la heterogeneidad de éstos con ecuaciones de pérdidas de presión por fricción.

Se describe inicialmente los modelos propuestos por Joshi y Novy, los cuales determinan las pérdidas de presión por fricción en una sección horizontal de tubería; sin tener en cuenta el tipo de yacimiento a partir del cual se produce el fluido, se adaptan ecuaciones de caudal para un Y.N.F para incluir el carácter heterogéneo de este tipo de yacimiento a los mencionados modelos de pérdidas de presión por fricción.

Se adapta un modelo de predicción de producción de un Y.N.F, para lograr considerar el efecto de un pozo horizontal mediante el uso de un radio equivalente que mediante ecuaciones transforma el radio real del pozo a un valor muy superior que correspondería al volumen que drenaría un pozo horizontal.

Este nuevo modelo permite predecir la producción de un pozo horizontal perforado en un Y.N.F a través de sus dos etapas productivas (fracturas-matriz). Estos caudales de un Y.N.F se adaptaron a los dos modelos propuestos por Joshi y Novy para obtener como resultado ecuaciones que permiten conocer las pérdidas de presión por fricción en un pozo horizontal.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Asesores: Ing. Olga Patricia Ortiz (UIS), Ing. William Navarro (NatfracConsultans).

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF EQUATIONS TO CALCULATE PRESSURE DROP BY FRICTION THROUGH A HORIZONTAL WELL *

AUTHOR: VEGA VEGA, Rodrigo de Jesús. **

KEYWORDS: Pressure Drop, Naturally Fractured Reservoirs, Horizontal Section, Flow Decline Model Adaptation.

ABSTRACT: Naturally Fractured Reservoirs (N.F.R) show a particular characteristic in the beginning of the well active life, to produce high flow rates ($q \geq 10000$ Rb/day); what makes you think that it is due to the friction generated in the hydrocarbons flow considerable pressure drop will happen along the pipeline horizontal section, what can be negligible and those will affect negatively the Well Production. To improve the horizontal Wells Production in a N.F.R a way to use the heterogeneity from these in pressure drop by friction equations has been searched. Joshi and Novy propose two models to determine pressure drop by friction in a pipeline horizontal section, but these models have no present the reservoir type that the flow produces. Flow equations were adapted to a Naturally Fractured Reservoir to include the heterogeneous nature of this reservoirs type to the pressure drop by friction models.

There is a N.F.R prediction production model, but through a vertical well; that model was adapted to consider the effect in a horizontal well using a equivalent radius means of equations transforms the real radius well to a superior value corresponds to horizontal well volume flow.

The new model permits to foretell the horizontal well production perforated in a N.F.R through its productive stages (Fractures-Matrix). The N.F.R flows were adapted to both Joshi and Novy models to obtain equations allow knowing the horizontal well pressure drop by friction perforated through a N.F.R.

* Thesis.

** Physical-Chemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering.
Advise: Eng. Olga Patricia Ortiz (UIS) Eng. William Navarro (Natfrac Consultants).

INTRODUCCIÓN

Debido al aumento progresivo en el consumo de Hidrocarburos la tecnología se vé en la necesidad de perfeccionarse cada día más para producir mayores cantidades de hidrocarburos a menores costos. Este es el caso de los pozos horizontales, los cuales si bien no aumentan la cantidad de hidrocarburos recuperables si disminuyen el tiempo de recobro.

Dentro del diseño de producción de los pozos horizontales, es muy común ignorar las pérdidas de presión que se tienen debido única y exclusivamente a la fricción provocada por el fluido al viajar a lo largo de la tubería. Lo anterior es debido principalmente a que por lo general estas pérdidas son muy pequeñas. Sin embargo bajo ciertas circunstancias tales como altas tasas de producción (por ejemplo mayores a 10000 BPD) o flujo de líquidos altamente viscosos, se pueden presentar caídas en la presión considerables a lo largo de la sección horizontal. Bajo esta situación resulta muy importante evaluar dicho fenómeno dentro del diseño de un pozo horizontal.

Las anteriores condiciones (especialmente la de altas tasas de producción inicial) son muy comunes en los Yacimientos Naturalmente Fracturados, razón por la cual se ha decidido realizar este estudio que busca desarrollar ecuaciones de pérdidas de presión por fricción.

El presente trabajo describe inicialmente los modelos propuestos por Joshi y Novy para pérdidas de presión por fricción en la sección horizontal de la tubería de producción, los cuales se realizan en yacimientos homogéneos productores. En la segunda parte se ilustran las ecuaciones de caudal para un Yacimiento Naturalmente Fracturado y su posterior adaptación a los mencionados modelos de pérdidas de presión por fricción para incluir el

carácter heterogéneo de este tipo de yacimientos; los cuales determinan las pérdidas de presión por fricción en una sección horizontal.

Posteriormente se adapta el modelo de predicción de producción de Ramey, H., Cinco Ley, H., y Da Prat G., a pozos horizontales mediante la manipulación del radio real del pozo; para luego adaptar el nuevo modelo que permite predecir la Producción de un Pozo Horizontal perforado en un Yacimiento Naturalmente Fracturado a través de sus dos etapas productivas: de las fracturas y de la matriz, a los modelos de Pérdidas de Presión por Fricción de Joshi y Novy, para obtener como resultado una serie de ecuaciones que permitirán conocer dichas Pérdidas de Presión por Fricción en un Pozo Horizontal perforado a través de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

1 ASPECTOS GENERALES DE LA TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES

1.1 GENERALIDADES

La perforación de pozos horizontales tiene como principal objetivo incrementar el contacto entre las paredes del pozo y la formación de interés. Esta técnica ha sido perfeccionada en los últimos años, alcanzando un excelente progreso en materia de perforación, completamiento y evaluación de yacimientos.

La tecnología horizontal permite alcanzar yacimientos irregulares al igual que limita la invasión de fluidos indeseables o conificación, además atraviesa perpendicularmente yacimientos con fracturas naturales verticales y mejora la eficiencia de recobro y producción, permite la perforación de múltiples drenajes horizontales a partir de un solo pozo vertical, y aumenta el área de influencia en los procesos de recobro secundario y terciario.

1.2 APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL PARA EL ESTUDIO Y LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS

El objetivo perseguido no consiste en perforar horizontalmente, sino producir horizontalmente lo cual implica seguir una trayectoria fijada por los propios imperativos de producción, también se ha desarrollado en actividades costa afuera “*Off-Shore*”, donde es imperativo perforar pozos cada vez más desviados con el objeto de alcanzar, desde una misma plataforma zonas más alejadas del yacimiento, su aplicación depende principalmente de las características del yacimiento, la selección del lugar apropiado y la planeación y el diseño del pozo.

Existe un gran número de aplicaciones entre las cuales se destacan:

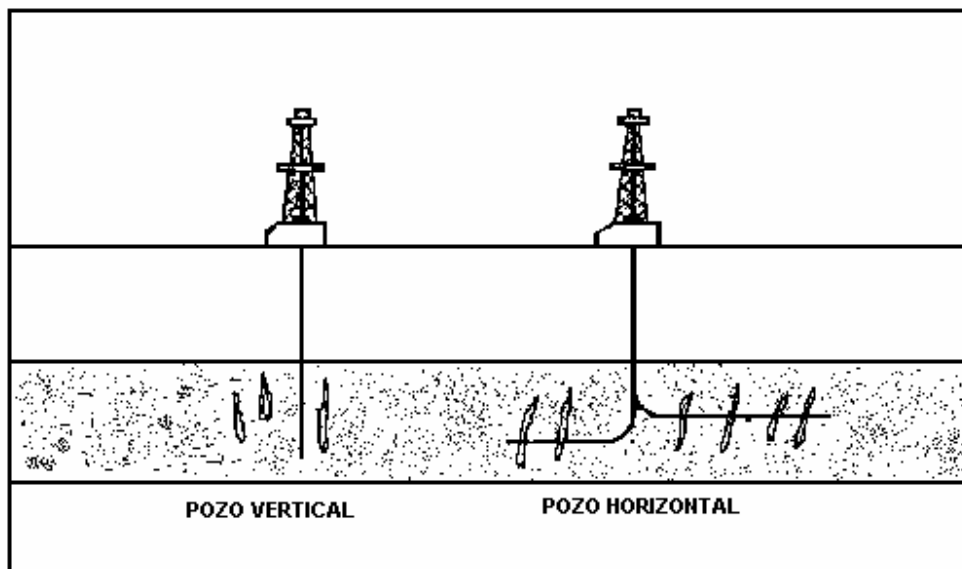
1. Yacimientos Naturalmente Fracturados.
2. Zonas Productivas Delgadas.
3. Yacimientos Estratificados.
4. Conificación.
5. Yacimientos de baja Permeabilidad.
6. Yacimientos de Gas.
7. Yacimientos que producen bajo empuje o inyección de agua.
8. Yacimientos bajo recuperación mejorada.
9. Arrecifes y domos de sal.
10. Yacimientos de Aceite Pesado.
11. Perforación múltiple de pozos.

En yacimientos naturalmente fracturados, los patrones de las fracturas son generalmente verticales y paralelos.

Así, en el caso de fracturas verticales, la perforación de un pozo horizontal, orientado en dirección perpendicular al sistema de fracturas dará como resultado una alta productividad de acuerdo con el número de fracturas intersectadas. Ver Figura 1.

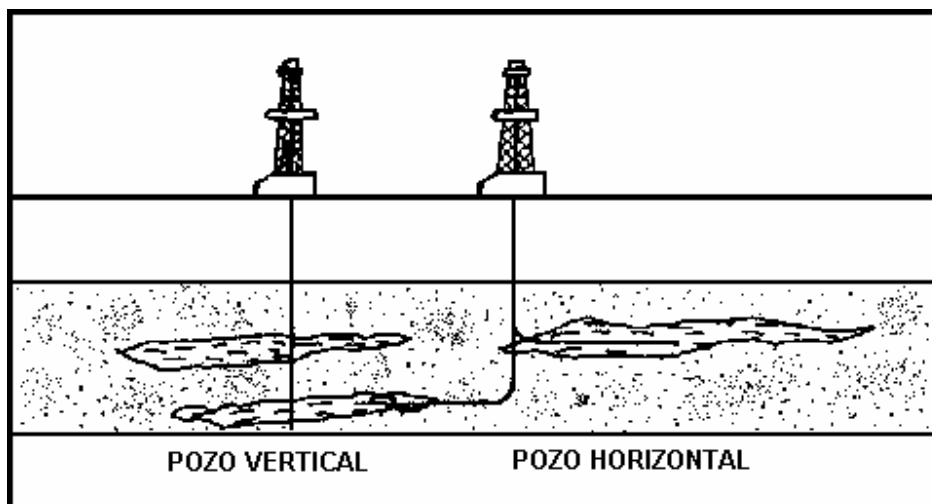
La sección del yacimiento expuesta al pozo vertical, se limita al espesor de la formación productora. Los huecos horizontales exponen un área de drenaje mucho mayor; de esta manera, se aumenta la tasa de producción, mejorando así el recobro. Ver Figura 2.

Figura 1. Yacimientos Naturalmente Fracturados



MAHONY, B.J. Horizontal Drilling Use on the Rise: Why and How. World Oil. P.47. October 1988.

Figura 2. Zonas Productivas Delgadas



MAHONY, B.J. Horizontal Drilling Use on the Rise: Why and How. World Oil. P.47. October 1988.

En el caso de posible conificación los pozos horizontales presentan dos ventajas:

- Los pozos se encuentran a una distancia máxima de los contactos gas-aceite y agua-aceite.
- La productividad es mejorada, el aumento de ésta trae como resultado una disminución de las fuerzas viscosas y en consecuencia la tasa crítica será mucho más alta.

En un yacimiento de baja permeabilidad e insuficiente productividad, una de las formas para mejorar el flujo es crear fracturas en la formación; pero una solución más atractiva puede ser la perforación de pozos horizontales. Una de las principales ventajas de los pozos horizontales es el incremento de la longitud de drenaje perforando horizontalmente.

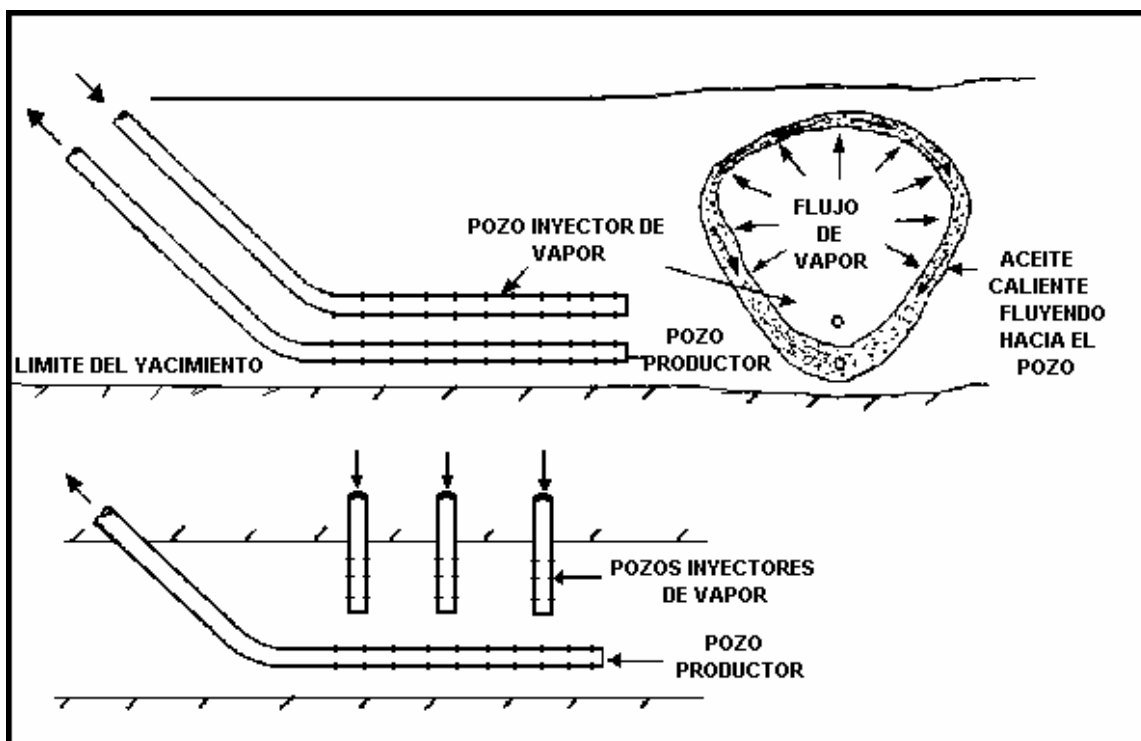
En el caso de un yacimiento de gas con drenaje horizontal, la velocidad de flujo de formación es mucho menor que en uno vertical y el efecto de turbulencia, que es típico en la producción de gas, desaparece completamente.

La producción de aceite en pozos verticales crea una considerable caída de presión alrededor de cada pozo, en este caso un pozo horizontal puede ser más ventajoso; la pérdida de presión en la formación es menos intensa, la pérdida de presión no se concentra en un punto en particular y el volumen de barrido se aumenta.

La recuperación mejorada puede también incrementarse mediante el uso de pozos horizontales con inyección de vapor. Ver Figura 3.

En un pozo horizontal, la tasa de inyección de vapor se puede aumentar y un volumen mayor de formaciones de aceite es calentado directamente.

Figura 3. Recuperación Mejorada mediante Pozos Horizontales

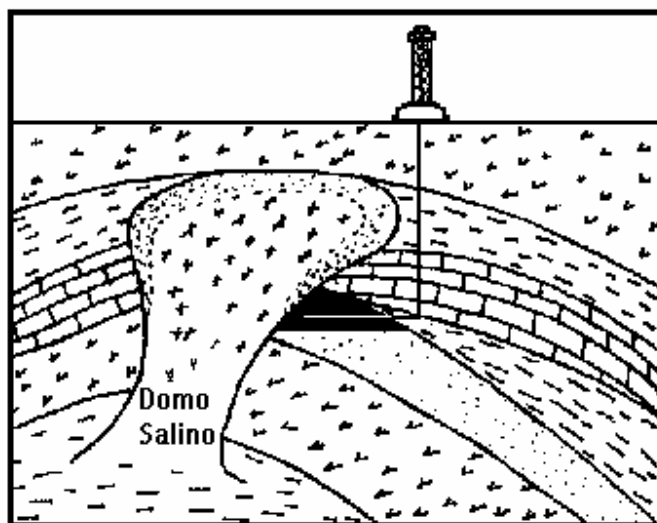


Revue d L'Institut Frencais Du Pétrole. Vol. 43. No.3. p.314. 1988.

Un sistema de perforación horizontal puede aumentar la posibilidad de alcanzar la parte productiva en arrecifes y domos salinos; objetivos difíciles para un sistema de perforación vertical. Ver Figura 4., del mismo modo un pozo horizontal puede mejorar la recuperación de un yacimiento de aceite pesado puesto que se facilita el drenaje por medio de la fuerza gravitacional que se ejerce a lo largo del pozo. Ver Figura 5.

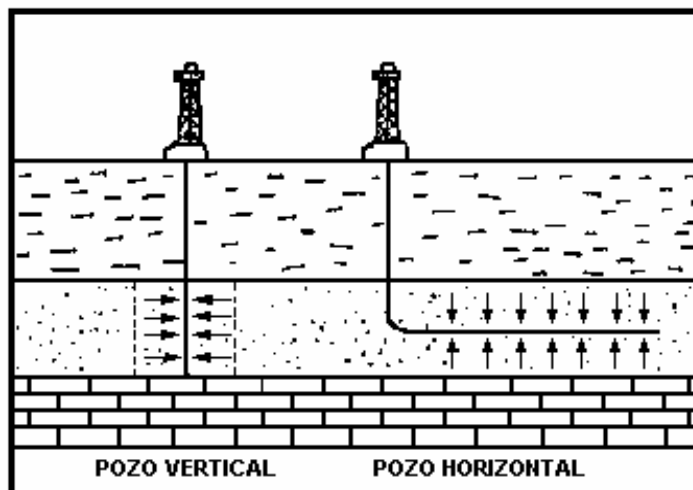
Con la perforación de múltiples pozos desde una localización dada se puede desarrollar un yacimiento económicamente atractivo. Ver Figura 6.

Figura 4. Domos de Sal



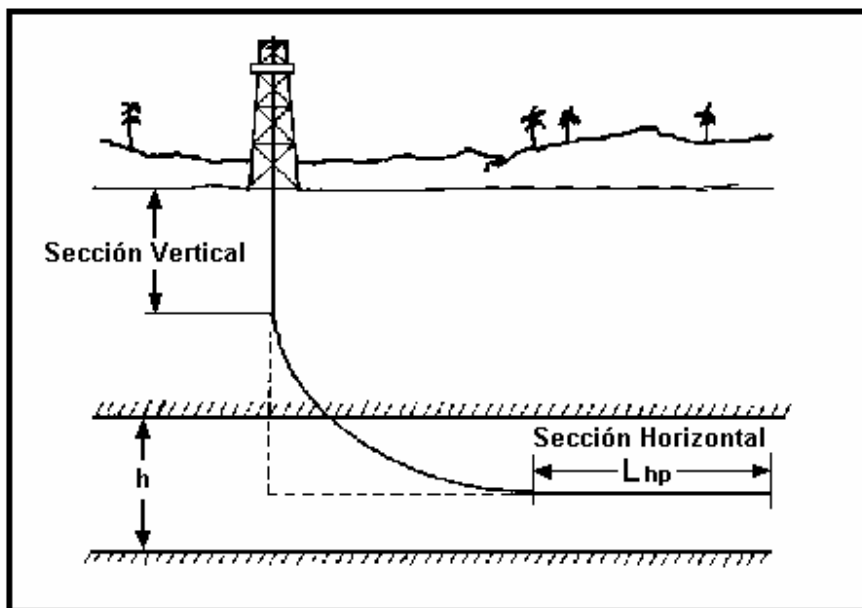
ARPEL, Bol. Tec. Horizontal Production System. 1985.

Figura 5. Yacimientos de Aceite Pesado



ARPEL, Bol. Tec. Horizontal Production System. 1985.

Figura 7. Esquema de un Pozo Horizontal



ROSA, A.J. and CARVALHO, R.S. Distribuciones transientes de Pressao Criadas pe la producao de um poco horizontal. B. Tec. Petrobras. P.73-74. Rio de Janeiro. 1987.

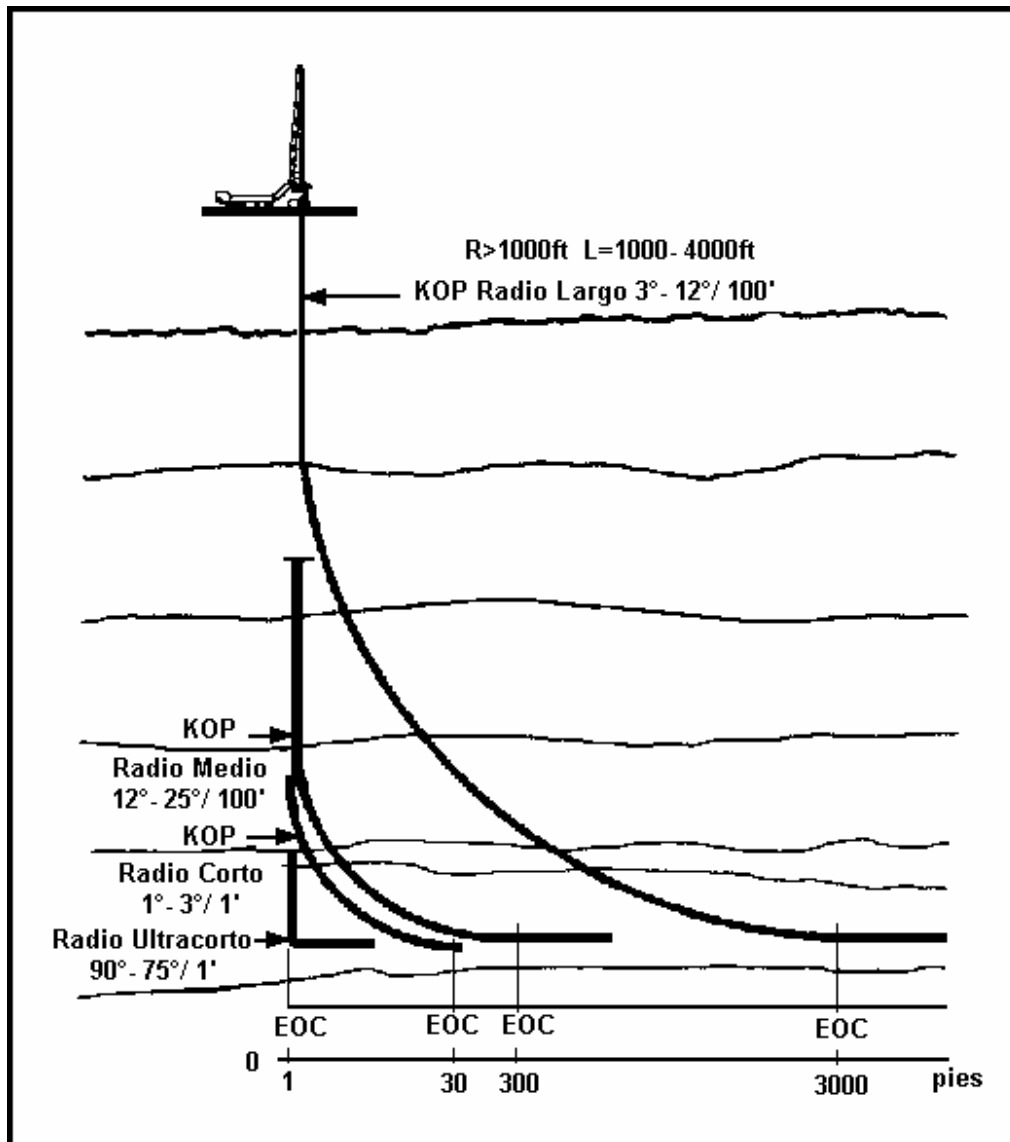
1.4 TIPOS BÁSICOS DE POZOS HORIZONTALES

Para realizar un pozo horizontal se han desarrollado diversos métodos que pueden clasificarse teniendo en cuenta el radio de giro o radio de curvatura desde la vertical hasta la horizontal y el incremento del ángulo para perforar la sección curva, dichos tipos de pozos horizontales son:

1. Radio Ultracorto.
2. Radio Corto.
3. Radio Medio.
4. Radio Largo.

Cada uno de ellos presenta diferentes métodos y diseños. Ver Figura 8.

Figura 8. Clasificación de los Pozos Horizontales de acuerdo al Radio de Curvatura



EASTMAN CHRISTENSEN. Lateral Drilling and Completion System. Catalogue. Houston. Texas. 1987.

La Tabla 1, resume las características de los métodos de perforación horizontal:

Tabla 1. Características de los Tipos de Pozos Horizontales

CARACTERÍSTICA	CORTO	MEDIO	LARGO
Radio de Curvatura (Pies)	20 – 100	286 – 1000	1200 – 4000
Tasa de Incremento (° / 100 pies)	60° – 300°	6° – 20°	1.5° – 5°
Longitud de Sección Curva (Pies)	30 – 150	450 – 1500	1800 – 4000
Ensamble de Perforación / Herramientas	Ensamblajes rotarios muy especializados	Turbo perforación y rotaria poco convencional	Turbo perforación y rotaria convencional
Inspección	Single shot/ Multishot	MWD	MWD
Control Direccional	Sola inicialmente	Dirigible con motores	Dirigible con motores
Registros a hueco abierto	Ninguno	MWD	MWD
Uso en pozos ya existentes	SI	SI	NO
Hueco Horizontal Revestido	NO	SI	SI

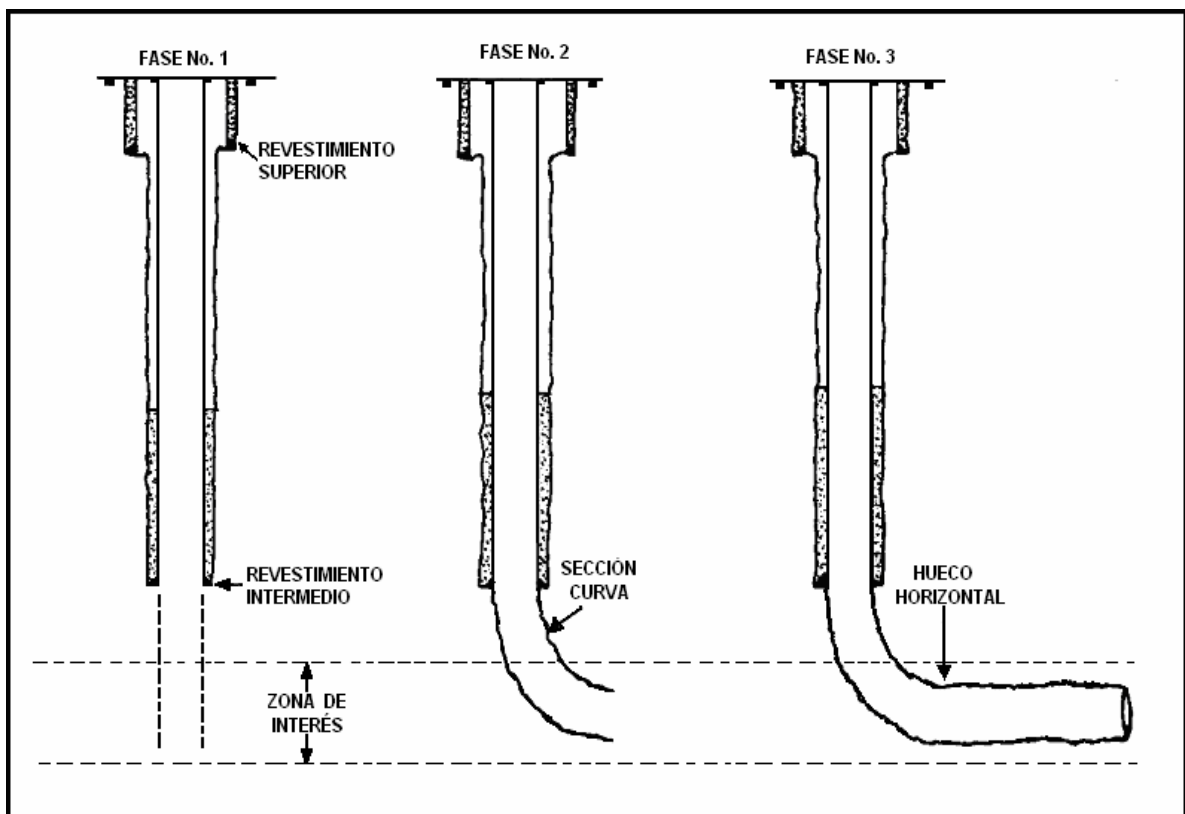
ARPEL, Bol. Tec. Horizontal Production System. 1985.

1.5 ETAPAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL

El proceso operacional de perforación de pozos horizontales puede dividirse convenientemente en tres etapas. Ver Figura 9.

1. Hueco Vertical.
2. Sección Curva.
3. Sección Horizontal.

Figura 9. Procesos de la Perforación de Pozos Horizontales



MAHONY, B.J. Horizontal Drilling Use on the Rise: Why and How. World Oil. P.47. October 1988.

En la perforación de pozos con secciones horizontales se hace necesaria la optimización de las propiedades reológicas del lodo así como la velocidad y presión requerida para su desplazamiento, evitando las pegas, derrumbes, pérdidas de circulación y amagos de reventón.

En el desarrollo de los pozos horizontales, donde la gravedad no ayuda al movimiento de las herramientas de toma de registros y donde la longitud de drenaje dentro del yacimiento a ser registrada es larga, se dio la necesidad de perfeccionar técnicas para correr herramientas registradoras en dichos pozos y se han desarrollado nuevos métodos para transportar las herramientas desde la superficie hasta el fondo del hueco.

Las técnicas desarrolladas para el registro de pozos horizontales son las siguientes:

1. Sonda "Wire Line".
2. Sistema MWD.
3. Sistema SIMPHOR.
4. Herramienta Telescópica.
5. Técnica de Tubería de Barra Flexible.

Estas técnicas de registros se han desarrollado para pozos horizontales y sus exitosas aplicaciones en los campos confirman que ellas pueden usarse en todo tipo de pozos en los cuales no pueden correrse las técnicas convencionales.

1.6 CEMENTACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES

La etapa final en la perforación de pozos horizontales es la cementación y el completamiento de estos, con el fin de dejarlos listos para la producción.

Esta etapa incluye varios aspectos importantes, a tener en cuenta:

1. Diseño de Revestimiento.

2. Completamiento.
3. Cementación.
4. Cañoneo.

1.7 PROBLEMAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL

Los problemas presentados en la perforación de pozos horizontales pueden identificarse como:

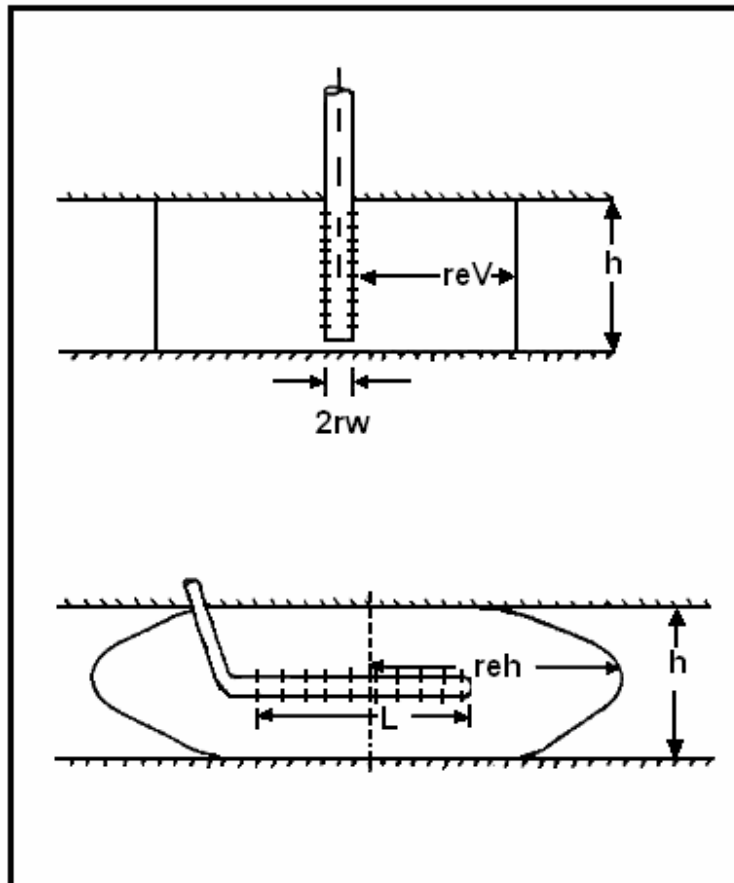
1. Excesivo torque y arrastre.
2. Aumento a la tendencia de pega diferencial.
3. Pérdida de circulación.

Se cree que un buen diseño del sistema de lodos, con frecuencia, puede resolver y controlar los problemas que se puedan presentar en la perforación de pozos horizontales.

1.8 INFLUENCIA DEL ÁREA DE DRENAJE

Debido a su mayor longitud, un pozo horizontal drena un área mayor que uno vertical durante el mismo período de tiempo y bajo condiciones similares de producción, ya que el primero drena un volumen elipsoidal (elipse tridimensional) mientras el segundo solo drenará un volumen cilíndrico, Ver Figura 10. Para su cálculo se asume un área elíptica en el plano horizontal teniendo como focos cada uno de los extremos del pozo. Un criterio mucho más sencillo por razones de cálculo es suponer que un pozo horizontal puede verse como un número de pozos verticales perforados uno cerca del otro y completados en la misma zona productora como lo muestra la Figura 11, donde cada uno de los extremos del pozo horizontal drena un área circular con un área de drenaje rectangular en el centro; este concepto implícitamente supone que el espesor del yacimiento es considerablemente más pequeño que los lados del área de drenaje.

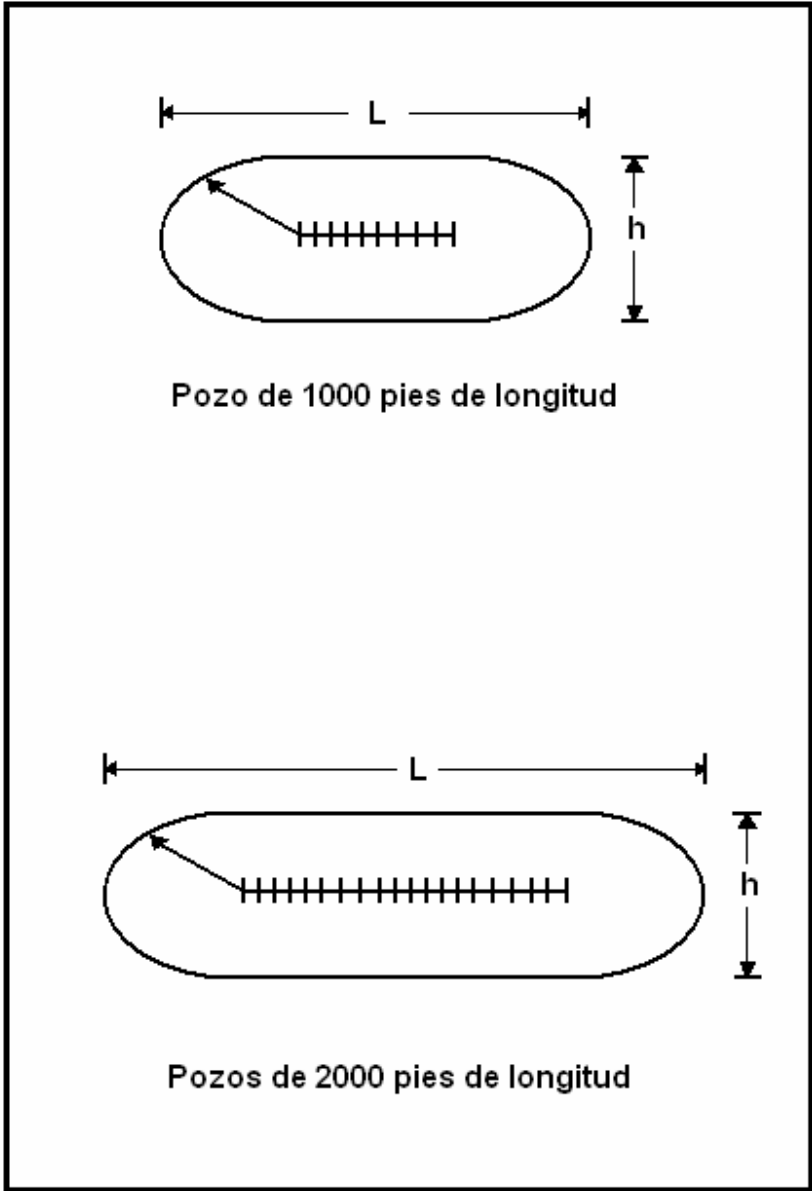
Figura 10. Volumen Drenado por un Pozo Vertical y un Pozo Horizontal



JOSHI, S.D. Augmentation of Well Productivity using Slant and Horizontal Well. Paper SPE 15375. Richardson. Texas. 1986.

En la Figura 10 se puede observar que para un pozo horizontal de longitud L , el drenaje es el volumen de un cilindro circular rígido. Para los pozos vertical y horizontal el espesor del yacimiento “ h ”, es igual, pero el volumen drenado es diferente.

Figura 11. Áreas de Drenaje para Pozos Horizontales de 1000 y 2000 pies de longitud



HORWELL. Horizontal Wells Technology. Catalogue. Paris. 1986.

Se puede suponer como regla del dedo gordo que, un pozo horizontal de 1000 pies de longitud, puede drenar dos veces el área de uno vertical en el mismo yacimiento, mientras que uno de 2000 pies puede drenar tres veces el área de uno vertical en el mismo yacimiento, en iguales condiciones de producción.

El volumen drenado a través de un pozo horizontal es de primordial importancia, debido a su propia geometría, los pozos horizontales están llamados a drenar volúmenes varias veces superiores a aquellos drenados por los pozos verticales.

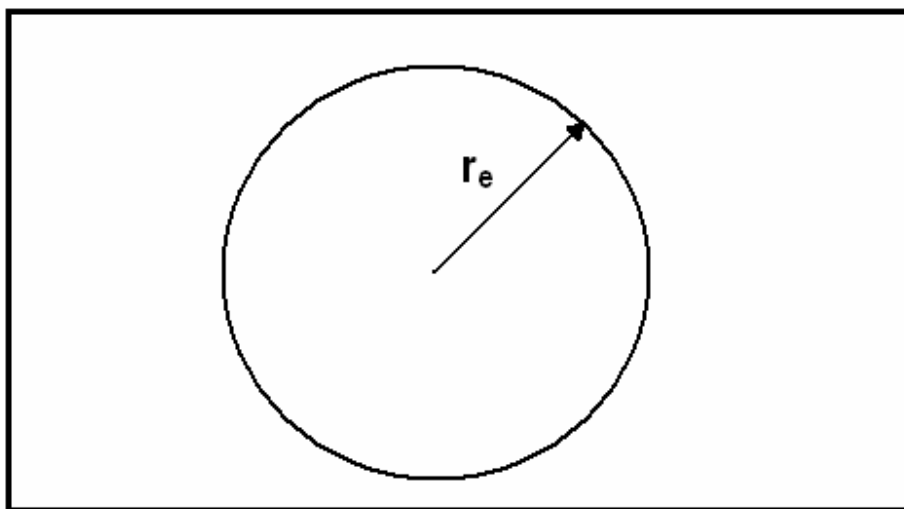
Comparemos un pozo vertical que posee un radio de drenaje r_e , con un pozo horizontal de longitud L y supongamos que ambos pozos producen aceite con la misma presión de fondo.

Para el caso de pozos verticales, el área de drenaje del pozo, "Av", está dada por un círculo, Ver Figura 12 y se define como:

$$A_v = \pi r_e^2$$

Ecuación 1.

Figura 12. Geometría de Drenaje para un Pozo Vertical



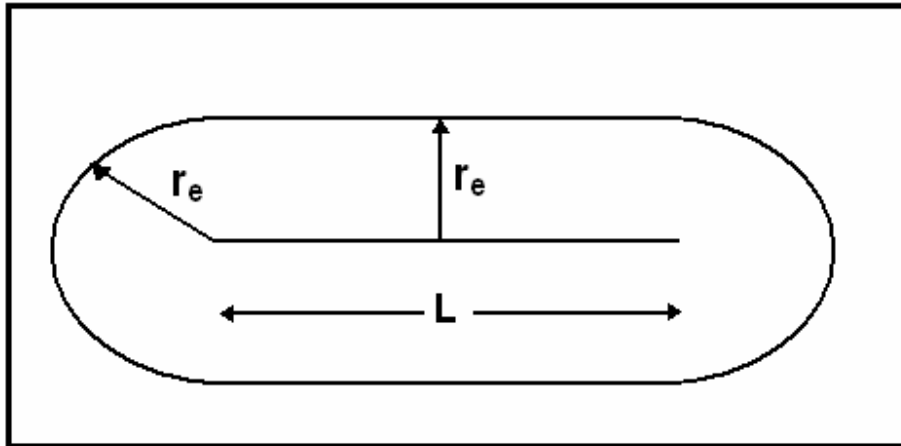
HORWELL. Horizontal Wells Technology. Catalogue. Paris. 1986.

Parece razonable admitir que, para el caso de un pozo horizontal de longitud "L", el área de drenaje será un elipsoide, Ver Figura 13, que se desarrolla ortogonalmente al pozo sobre una distancia r_e y que en los extremos existe un flujo radial circular (esférico) de radio r_e . En tal caso, el área de drenaje en el pozo horizontal es equivalente a:

$$A_H = \pi r_e^2 + 2L r_e$$

Ecuación 2.

Figura 13. Geometría de Drenaje para un Pozo Horizontal



HORWELL. Horizontal Wells Technology. Catalogue. Paris. 1986.

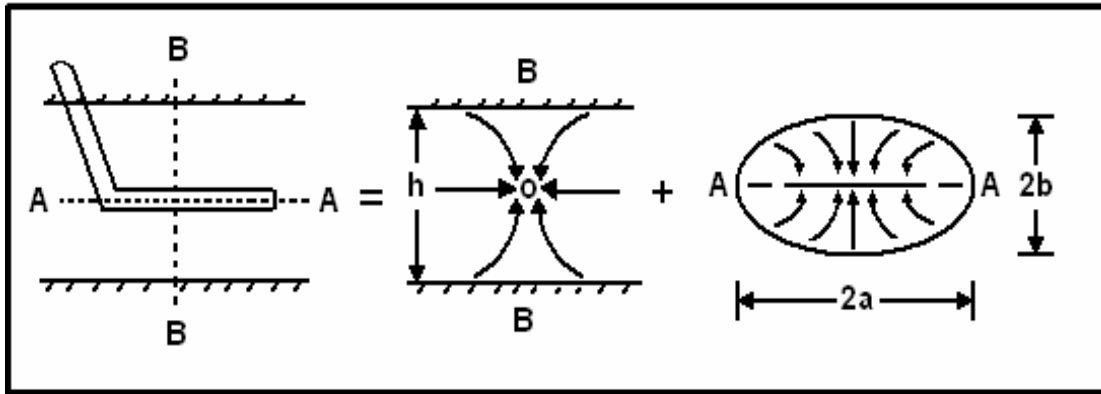
La relación de las áreas equivale entonces a:

$$A_H / A_V = 1 + 2L / \pi r_e$$

Ecuación 3.

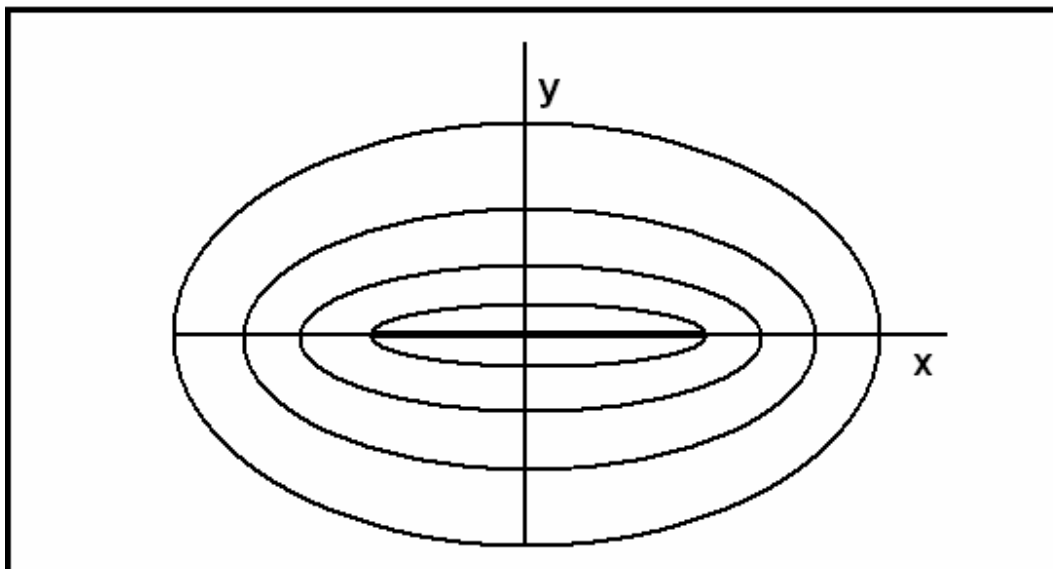
Donde se aprecia una mayor influencia de A_H a medida que aumenta la longitud horizontal. Esta configuración geométrica del pozo horizontal permite establecer líneas equipotenciales de flujo y presión tal como se muestra en las Figuras 14 y 15, respectivamente.

Figura 14. Líneas Equipotenciales de Flujo de un Pozo Horizontal en dos Sistemas Bidimensionales



HORWELL, Bol. Tec. Horizontal Production System. 1985.

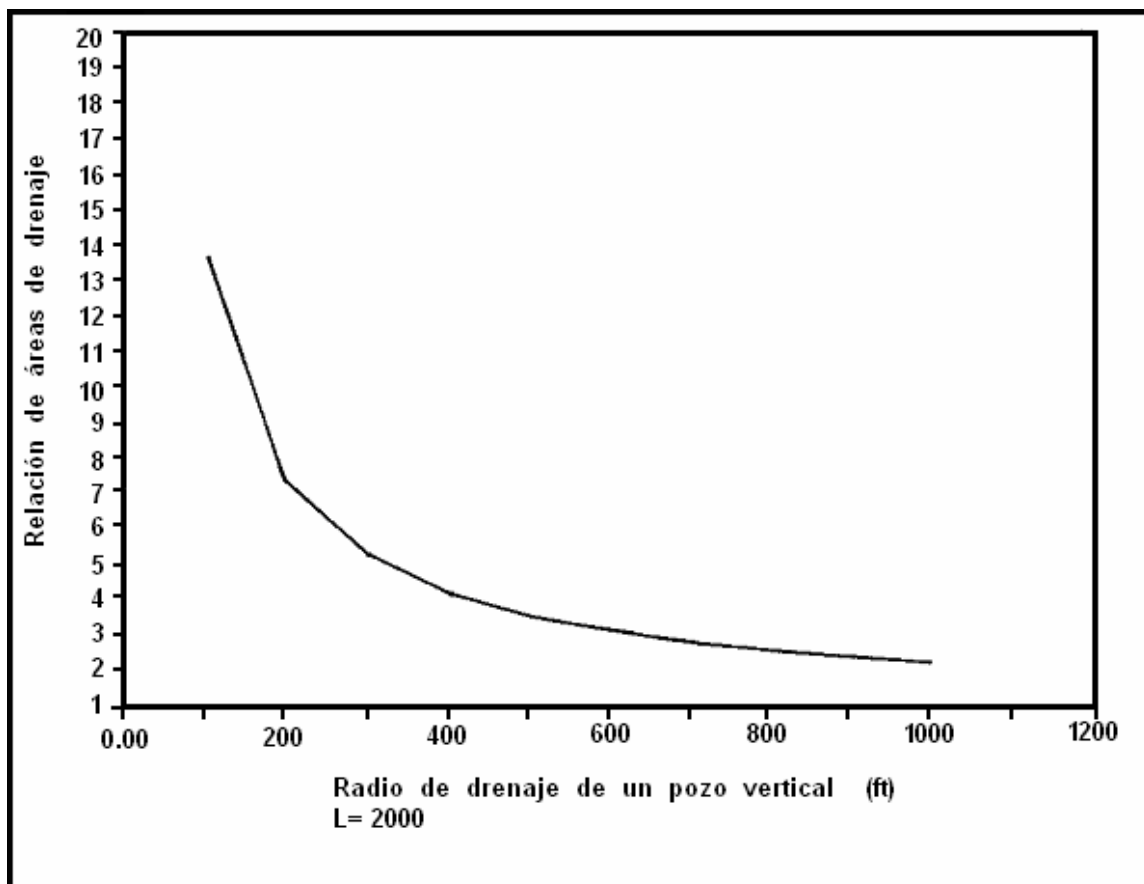
Figura 15. Líneas Equipotenciales de Presión Para un Pozo Horizontal



HORWELL, Bol. Tec. Horizontal Production System. 1985.

La Figura 16, indica el valor de esta relación según el radio de drenaje del pozo vertical, para dos longitudes de drenaje de 300 metros (1000 pies) y 600 metros (2000 pies). Cuanto más reducido sea el radio de drenaje del pozo vertical de referencia, más elevada será la relación. Ahora bien este radio constituye una función incremental de la relación k/μ .

Figura 16. Relación de Áreas de Drenaje



ARPEL, Bol. Tec. Horizontal Production System. 1985.

1.9 PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES

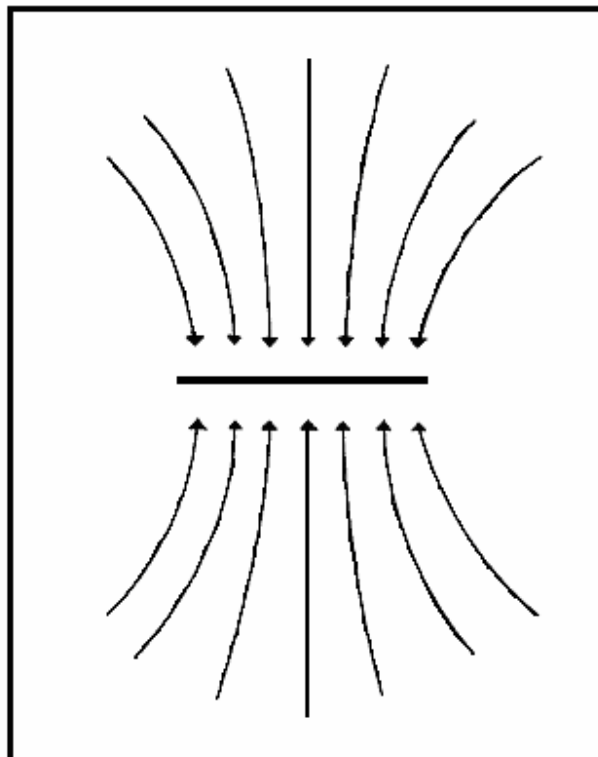
El criterio aplicable para la evaluación de la productividad que se refiere a los pozos horizontales continúa siendo el índice de productividad que, en cierto modo permite medir el cociente entre la tasa de flujo y la caída de presión necesaria para producir dicha tasa.

Surge la dificultad en lo que respecta a la evaluación de la diferencia de presión. La noción de presión límite o presión media, precisa la definición de un área de drenaje.

El pozo horizontal, genera un flujo de naturaleza paralela, Ver Figura 17, por lo cual la definición de un área de drenaje llega a ser compleja. Considerando el caso en forma práctica se puede establecer la distinción entre dos casos según la relación entre la longitud del drenaje y las dimensiones supuestas de esta área.

Tratándose de longitudes de drenaje que representan menos de un 20% de la dimensión principal del área de drenaje cabe entonces admitir una forma circular. Mas allá de este límite será preciso considerar áreas de forma rectangular o elíptica.

Figura 17. Pozo Horizontal. Geometría de Flujo Paralela



HORWELL, Bol. Tec. Horizontal Production System. 1985.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento naturalmente fracturado es aquel que contiene fracturas creadas por la naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener efectos positivos o negativos en el transporte de fluidos. Las fracturas completamente abiertas o parcialmente mineralizadas pueden tener, por ejemplo, un efecto positivo en el flujo del petróleo pero a la vez negativo en cuanto al flujo de gas o agua se refiere, ya que pueden ocasionar problemas de conificación. Por otro lado, las fracturas naturales totalmente mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad para cualquier tipo de fluido, que conllevan a recobros antieconómicos o marginales.

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden ser encontrados en cualquier tipo de litología (areniscas, carbonatos, lutitas, rocas de basamento, carbón, etc.), sin embargo, estos yacimientos son más frecuentes y atractivos en carbonatos.

2.1 GENERACIÓN DE FRACTURAS

La generación de fracturas es atribuida a diferentes causas entre las cuales se mencionan:

- Diastrofismo, como en el caso de plegamientos y fallamientos. El fallamiento tiende a generar grietas a lo largo de la línea de falla, produciendo una zona de dilatación. El efecto de dilatación es probablemente responsable en gran parte de la migración y la acumulación de petróleo en yacimientos fracturados.
- Erosión profunda debido a la sobrecarga que permite que las zonas superiores se expandan, se levanten y se fracturen a través de planos de debilidad.

- Disminución del volumen de roca, como en el caso de pérdida de agua en lutitas, enfriamiento de rocas ígneas y desecación de rocas sedimentarias.
- Liberación de la presión de fluido, cuando la presión de poro de la formación se aproxima a la presión litostática.
- Tectónica de placas.
- Orogénesis de la cordillera.
- Compactación debido a esfuerzos "*in situ*".

2.2 MORFOLOGÍA DE LAS FRACTURAS

Existen Fracturas Abiertas las cuales no son cementadas y no contienen ningún tipo de mineralización secundaria. El ancho de fractura es muy pequeño, probablemente del tamaño de un poro, pero incrementa significativamente la permeabilidad en la dirección paralela a la fractura,

En cuanto a Fracturas Deformadas, aquí se incluyen fracturas estriadas y alisadas, las primeras son formadas por acumulaciones de material finamente desgastado resultante de la granulación o movimientos de deslizamiento, mientras que las fracturas alisadas son el resultado del deslizamiento friccional a lo largo de una fractura o un plano de falla.

Las Fracturas Mineralizadas son fracturas cementadas por mineralización secundaria, la cual puede tener efectos positivos en el recobro de hidrocarburos porque puede actuar como un agente sostenedor natural que elimina o reduce el cierre de fracturas a medida que el yacimiento es depletado.

Las Fracturas Vugulares poseen una forma relativamente redondeada, estas fracturas probablemente no se cierran a medida que el yacimiento es depletado. Estas fracturas son el resultado de la filtración de aguas ácidas a través de ellas, las cuales pueden conllevar al desarrollo de yacimientos muy productores.

2.3 POROSIDAD

La porosidad en yacimientos está dada en la mayoría de los casos por los espacios intergranulares entre las partículas sedimentarias. En Ingeniería de Yacimientos sólo es de interés la porosidad interconectada o efectiva, ya que ésta es la única capaz de contribuir al flujo. En términos generales, la porosidad puede ser clasificada como primaria y secundaria.

2.3.1 Porosidad Primaria. Se refiere al espacio vacío que queda después del proceso de sedimentación de los gránulos en la matriz, por lo cual es también llamada porosidad de matriz.

2.3.2 Porosidad Secundaria. Es también conocida como porosidad inducida, y es el resultado de procesos geológicos después de la depositación de la roca sedimentaria. La porosidad secundaria es el resultado de la solución, recristalización, dolomitización y fracturamiento, y no tiene una relación directa con la forma de las partículas sedimentarias.

Un yacimiento que tiene porosidad primaria y secundaria es denominado sistema de doble porosidad. Un yacimiento fracturado es un sistema de doble porosidad consistente en una matriz primaria intergranular entrelazada por una red de canales que componen el sistema de fracturas. Si el sistema de fracturas es extenso y tiene un área de contacto considerable con la matriz, los fluidos son fácilmente transferidos del sistema de fractura hacia los pozos productores con una pequeña pérdida de presión. Por esta razón, un yacimiento fracturado es capaz de desarrollar mejores condiciones de flujo que un yacimiento convencional con porosidad de matriz similar.

2.4 CAPACIDADES DE ALMACENAMIENTO Y DE FLUJO

En el desarrollo de yacimientos naturalmente fracturados se han cometido numerosas fallas económicas. Las altas tasas iniciales de petróleo han hecho que los ingenieros en muchos casos sobrestimen los pronósticos de producción. Muchos yacimientos que producen a altas

tasas iniciales, declinan drásticamente después de un corto período de tiempo. Esto ocurre debido a que el petróleo producible ha sido almacenado en el sistema de fracturas.

Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, entonces el petróleo que fluye desde la matriz hacia las fracturas podría ser muy bajo y solamente el petróleo contenido originalmente en las fracturas será producido en un período de tiempo razonable. Si la matriz tiene una permeabilidad considerable, entonces la capacidad de almacenamiento de la matriz será de gran importancia.

Otros parámetros que juegan un papel importante en cuán rápido el petróleo se mueve desde la matriz a las fracturas incluyen porosidad de matriz, compresibilidad total de la matriz, espaciamiento entre fracturas y viscosidad del petróleo.

Es importante observar que la capacidad de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados varía ampliamente, dependiendo del grado de fracturamiento de la formación y el valor de la porosidad primaria. Entre más grande sea el valor de la porosidad primaria, más grande es la posibilidad de éxito en yacimientos naturalmente fracturados.

En resumen, la experiencia en yacimientos naturalmente fracturados alrededor del mundo reúne suficiente evidencia para pensar que no siempre es correcto asumir que la capacidad de almacenamiento en sistemas fracturados es despreciable cuando se compara con la capacidad de almacenamiento de la matriz.

2.5 EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Para llevar a cabo estudios de ingeniería de yacimientos se requiere una combinación de fuentes de información directas e indirectas. Las fuentes directas de información comprenden corazones, cortes de perforación y cámaras de fondo de pozo. Las fuentes indirectas de información incluyen todos los tipos de registros de pozos (incluyendo *mud-logging*), datos de pruebas de presión e historia de producción. Toda esta información puede ser analizada de diferentes maneras y combinada con técnicas de ingeniería de

yacimientos para estimar la cantidad de hidrocarburos "*in situ*" y el recobro bajo diferentes estrategias de depleción.

3 FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS

Los procesos de la industria del petróleo relacionados con el flujo de fluidos en tuberías aparecen casi en la totalidad de sus operaciones, es por esto que se requiere un conocimiento adecuado de cómo los distintos tipos de fluidos utilizados se comportan ante las distintas condiciones de trabajo que se presenta. En este capítulo se estudiará el flujo de fluidos no compresibles y en estado estacionario a través de tuberías.

Cuando un fluido con flujo uniforme en la sección transversal penetra en una tubería, las capas de fluido adyacentes a las paredes se retrasan, debido al gradiente de viscosidad en dirección perpendicular al flujo que se establece como producto de las fuerzas viscosas en el interior del fluido, el fluido en contacto con la pared del tubo permanece en reposo. Esta fuerza de rozamiento se transmite a todo el fluido, de forma que el gradiente de velocidad se extiende también a todo el fluido, sin embargo cuanto mayor se hace la distancia a la pared el efecto del rozamiento es menor y en la práctica se considera restringido a la capa límite. Se dice que el gradiente de velocidad reside dentro de la capa límite y que fuera de ella la velocidad permanece constante.

Entendiendo el concepto de capa límite como la parte de un fluido en movimiento en la cual el flujo del fluido está influenciado por la presencia de una superficie sólida, se nota que ésta aparece desde la entrada del fluido a la tubería. A partir de este momento, la capa límite aumenta de espesor en la medida en que el fluido avanza por el tubo hasta que su espesor es igual al radio de la tubería, uniéndose en el eje, alcanzando las condiciones constantes correspondientes al flujo totalmente desarrollado.

El tipo de régimen de flujo que existirá en la tubería al unirse las capas límites será el que impere en las capas límites antes de su unión, es decir, si el flujo en las capas límites es

laminar al juntarse existirá flujo laminar, si por el contrario ya ha tenido lugar la transición habrá flujo turbulento en la región de flujo totalmente desarrollado.

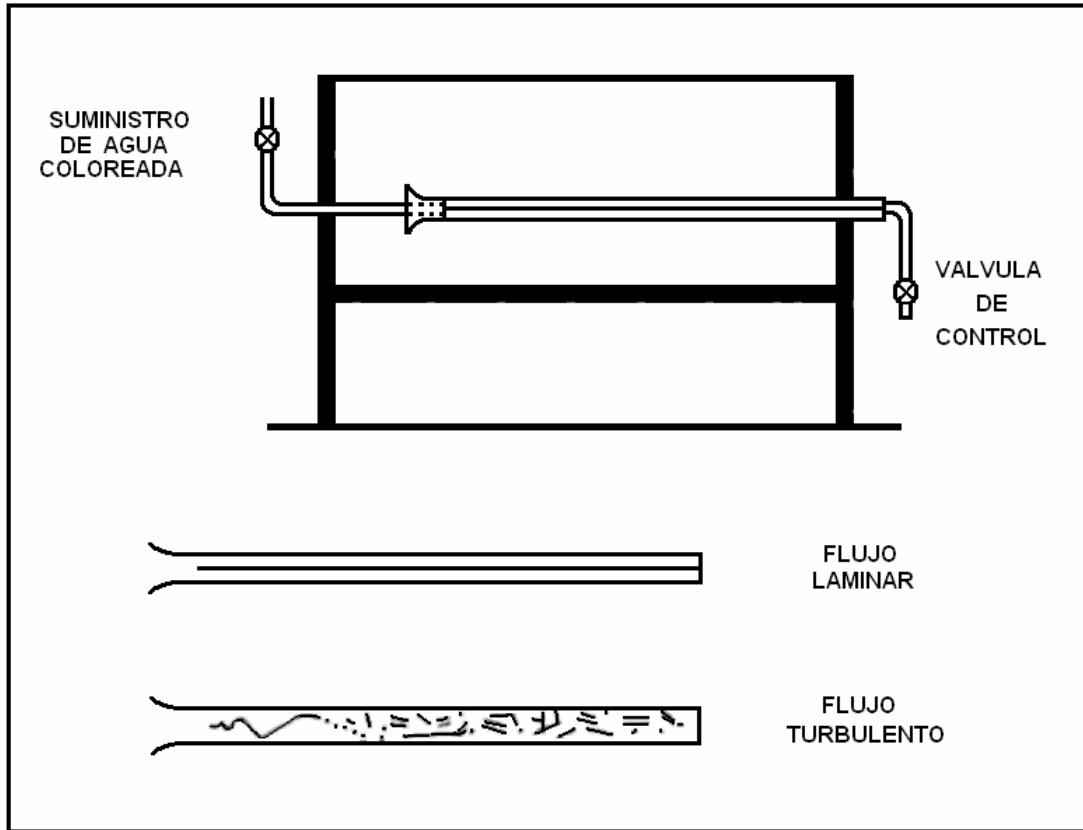
3.1 REGIMENES DE FLUJO

Coulson y otros⁽¹⁾ señalan que cuando se tiene flujo de fluido por una tubería, el modelo de flujo varía dependiendo de factores tales como la velocidad, las propiedades físicas del fluido, la geometría de la superficie, etc. Uno de los primeros estudiosos de este tema fue Osborne Reynolds, en 1883, quien utilizó el aparato mostrado en la Figura 18. Un tubo de vidrio con entrada acampanada el cual se sumerge en un recipiente de vidrio lleno de agua; por la entrada acampanada del tubo de vidrio se inyecta un fino filamento de agua coloreada procedente de un pequeño depósito y con la ayuda de la válvula de control colocada al final del tubo se controla la velocidad de flujo.

Con estas condiciones se puede observar la naturaleza del flujo y se visualiza que para bajas velocidades el flujo del filamento se mantiene a lo largo de todo el eje del tubo, lo que indica que no existe movimiento perpendicular a la dirección del flujo, este tipo de flujo se llama Flujo Laminar. Al aumentar la velocidad del flujo se alcanza una condición para la que aparecen oscilaciones en los filamentos que se rompen en remolinos provocando la dispersión de éstos. Este tipo de flujo recibe el nombre de Flujo Turbulento y se caracteriza por el rápido movimiento del fluido en forma de remolinos.

(1) COULSON, J.M. y otros. *Ingeniería Química. Tomo 1. Editorial Reverte. Barcelona*

FIGURA 18. Experimento de Reynolds para describir patrones de flujo



COULSON, J.M. y otros. Ingeniería Química. Tomo 1. Editorial Reverte. Barcelona.

3.2 NUMERO DE REYNOLDS

Las investigaciones de Osborne Reynolds, demuestran que el régimen de flujo en tuberías ya sea laminar o turbulento, depende del diámetro de ésta, de la densidad y viscosidad del fluido y de la velocidad de flujo. Además Reynolds encontró que estos cuatro factores pueden combinarse y que el cambio del tipo de flujo ocurre para un valor definido del mismo.

$$N_{Re} = \frac{D \bar{V} \rho}{\mu}$$

Ecuación 4.

Donde:

D = Diámetro del tubo.

\bar{V} = Velocidad media del líquido.

μ = Viscosidad del líquido.

ρ = Densidad del líquido.

Esta agrupación adimensional de variables recibe el nombre de Número de Reynolds, N_{Re} , y su valor es independiente de las unidades utilizadas siempre y cuando estas sean consistentes.

Para números de Reynolds inferior a 2100 se encuentra siempre flujo laminar, pero éste puede persistir hasta número de Reynolds grandes para condiciones especiales de entrada del tubo bien acampanada y líquido completamente en reposo en el tanque. En condiciones ordinarias de flujo, éste es turbulento para números de Reynolds superiores a 4000. Entre 2100 y 4000 existe una región de transición, donde el tipo de flujo puede ser tanto laminar como turbulento, dependiendo de las condiciones de entrada del tubo y de la distancia a dicha entrada.

3.3 ECUACIÓN GENERAL DE ENERGÍA

3.3.1 Teorema de Bernoulli. Según Crane Co.⁽²⁾ el teorema de Bernoulli es una forma de expresión de la aplicación de la Ley de la Conservación de la Energía al flujo de fluidos en una tubería. La energía total en un punto cualquiera por encima de un plano horizontal fijado como referencia, es igual a la suma de la altura geométrica, la altura debida a la presión y la altura debida a la velocidad, es decir:

$$Z + \frac{P}{\rho g_n} + \frac{V^2}{2 g_n} = H$$

Ecuación 5.

(2) CRANE CO. *Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías.* McGraw-Hill. New York. 1985.

Cada término representa un efecto de energía basado sobre la unidad de masa de fluido que circula, los términos Z y $V^2 / 2g_n$ representan la energía potencial y cinética, de la unidad de masa del fluido respectivamente, y $P / \rho g_n$ representa el trabajo realizado por fuerzas externas a la corriente sobre el fluido, que empujan al fluido en el tubo, H representa la altura total expresada en metros de columna de fluido.

Si las pérdidas por rozamiento se desprecian, y no se aporta o se toma ninguna energía del sistema de tuberías, la altura total H en la ecuación anterior permanecerá constante para cualquier punto del fluido. Sin embargo en la realidad existen pérdidas o incrementos de energía que deben incluirse en la Ecuación de Bernoulli.

Esto consiste en una corrección de la ecuación debido a la fricción del fluido, que tiene lugar siempre que se forma una capa límite. Para fluidos no compresibles, la ecuación de Bernoulli se corrige para tener en cuenta la fricción, añadiendo un término al segundo miembro de la ecuación de balance. Así pues el balance de energía puede escribirse de la siguiente forma:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho_1 g_n} + \frac{V_1^2}{2g_n} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho_2 g_n} + \frac{V_2^2}{2g_n} + h_L$$

Ecuación 6.

El término h_L representa toda la fricción que se produce por unidad de masa de fluido (y por consiguiente, toda la conversión de energía mecánica en calor)

3.4 ECUACIÓN GENERAL DE FLUJO DE FLUIDOS

3.4.1 Fórmula de Darcy. Explica Crane Co.⁽²⁾ que el flujo de fluidos en tuberías está siempre acompañado de rozamiento de las partículas del fluido entre si y con las paredes de la tubería que las conduce, este rozamiento genera pérdidas que se van a traducir en una pérdida de presión en el sentido del flujo, la ecuación general de la pérdida de presión, conocida como la fórmula de Darcy, es:

$$\Delta P = \frac{\rho f L V^2}{2 D}$$

Ecuación 7.

Donde:

ρ = Densidad del fluido, Kg / m³

f = Factor de fricción.

L = Longitud de la Tubería, m.

V² = Velocidad media de flujo, m / seg.

D = Diámetro interior de la tubería, m.

La Ecuación de Darcy es válida tanto para flujo laminar como turbulento de cualquier líquido en una tubería.

Con la Ecuación 7 se obtiene la pérdida de presión debida al rozamiento y se aplica a tubería de diámetro constante por la que pasa un fluido cuya densidad, se considera que permanece constante, a través de una tubería recta ya sea horizontal, vertical o inclinada.

(2) CRANE CO. *Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías.* McGraw-Hill. New York. 1985.

3.5 EFECTO DE LA RUGOSIDAD

Se sabe que para el flujo turbulento una tubería rugosa conduce a un factor de fricción mayor que una tubería lisa para un determinado número de Reynolds. Si se pule una tubería rugosa se reduce el factor de fricción.

McCabe y otros⁽³⁾ explican que en la experimentación en tuberías con rugosidades creadas artificialmente se encuentran curvas diferentes de factor de fricción Vs. N_{Re} , para cada valor de rugosidad relativa. También se han comprobado que todas las tuberías comerciales, nuevas y limpias, tienen el mismo tipo de rugosidad y que cada material de construcción posee su propio parámetro característico de rugosidad.

La rugosidad no ejerce un efecto apreciable sobre el factor de fricción para el flujo laminar; esto es, que para condiciones de flujo laminar el factor de fricción es sólo función del número de Reynolds, mientras que para el flujo turbulento es también función del tipo de pared de la tubería.

Como el tipo de la superficie interna de la tubería comercial es prácticamente independiente del diámetro, la rugosidad de las paredes tiene mayor efecto en el factor de fricción para diámetros pequeños. En consecuencia las tuberías de diámetro pequeño se acercan a la condición de gran rugosidad y en general tienen mayores factores de fricción que tuberías del mismo material pero de mayores diámetros.

3.6 CARTA DEL FACTOR DE FRICCIÓN

McCabe y otros⁽³⁾ plantean que con fines de diseño, las características de fricción de tuberías circulares tanto lisas como rugosas se resumen en la carta del factor de fricción de la Figura 19, que es una representación de $\log f$ frente a $\log N_{Re}$. Para el flujo laminar la Ecuación 8 relaciona el factor de fricción con el número de Reynolds. Una representación doble logarítmica de la Ecuación 8 es una línea recta de pendiente -1.

(3) MCCABE, WARREN L. y otros. *Operaciones Básicas de Ingeniería*. McGraw-Hill. New York. 1991.

$$f = \frac{64}{N_{Re}}$$

Ecuación 8.

Esta línea se muestra en la Figura 19 para números de Reynolds inferiores a 2100.

Para el flujo turbulento la línea inferior representa el factor de fricción para tubos lisos y es consistente con la Ecuación 9:

$$1/\sqrt{f} = 4.07 \log (N_{Re} \sqrt{f}) - 0.60$$

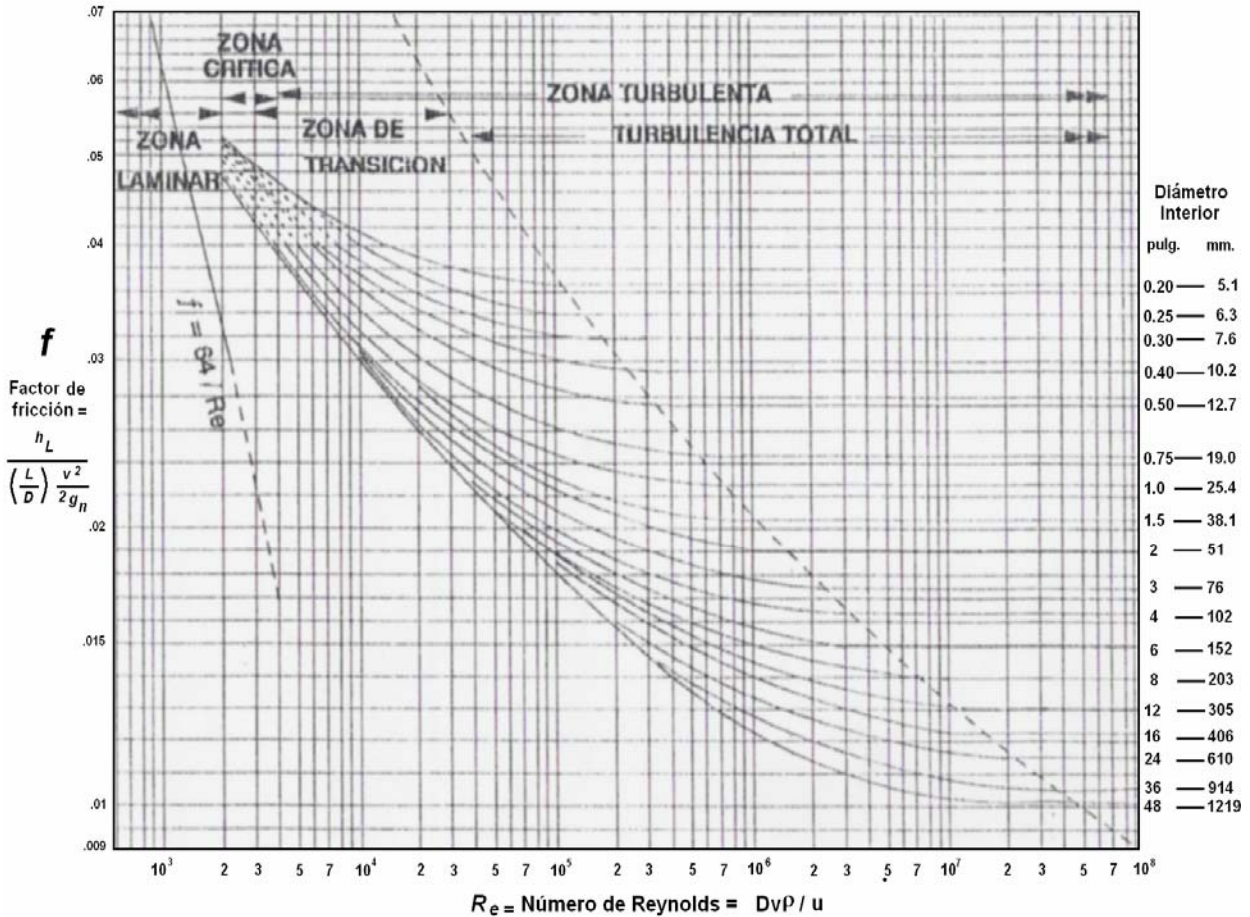
Ecuación 9.

Las demás líneas curvas de intervalo del flujo turbulento representan los factores de fricción para diferentes tipos de tuberías comerciales, cada uno de los cuales se caracteriza por un diferente valor de K. En la figura se dan los parámetros para algunos metales más corrientes. Así, por ejemplo una tubería limpia de hierro o acero forjado tiene un valor de K de $1.5 \cdot 10^{-4}$, independiente del diámetro de la tubería. Las tuberías estiradas de cobre y latón pueden considerarse hidrodinámicamente lisas.

3.7 TUBERÍAS

Los fluidos se transportan generalmente por el interior de tubos o tuberías de sección circular, que existen en una amplia variedad de tamaño, espesor de la pared y materiales de construcción. En general las tuberías tienen pared gruesa, diámetro relativamente grande, y su construcción se realiza por extrusión o laminación en frío. En la industria del petróleo se utiliza tuberías hechas en acero al carbón de alta resistencia.

Figura 19. Factores de fricción para tuberías comerciales de acero limpias



MCABE, WARREN L y otros. Operaciones Básicas de Ingeniería. McGraw-Hill. New York. 1991.

El espesor de pared de una tubería viene dado por el número catálogo, que aumenta con el espesor. Se utiliza los diez números de catálogo, 10, 20, 30, 40, 60, 80, 100, 120, 140 y 160; sin embargo para tuberías de diámetro inferior a 8 pulgadas, son habituales los números 40, 80, 120 y 160. En la Tabla 2 se presentan los espesores reales de pared para los diferentes números de catálogo para tuberías de acero; para otras aleaciones, el

espesor de pared puede ser mayor o menor que el de la tubería de acero, dependiendo de la resistencia mecánica del material.

TABLA 2. Dimensiones, Capacidades y Pesos de Tuberías Normalizadas de Acero

Tamaño Nominal de Tubería (pulg.)	Diámetro Exterior (cm.)	Número de Catálogo	Espesor de Pared (cm.)	Diámetro Interior (cm.)
1/8	1.029	40	0.173	0.683
		80	0.241	0.546
1/4	1.372	40	0.224	0.925
		80	0.302	0.767
3/8	1.715	40	0.231	1.252
		80	0.320	1.074
1/2	2.134	40	0.277	1.580
		80	0.373	1.387
3/4	2.667	40	0.287	2.093
		80	0.391	1.885
1	3.340	40	0.338	2.664
		80	0.455	2.431
1 1/4	4.216	40	0.356	3.505
		80	0.485	3.246
1 1/2	4.826	40	0.368	4.089
		80	0.508	3.810
2	6.033	40	0.391	5.250
		80	0.554	4.925
2 1/2	7.303	40	0.516	6.271
		80	0.701	5.900
3	8.890	40	0.549	7.793
		80	0.762	7.366
3 1/2	10.160	40	0.574	9.012
		80	0.808	8.545
4	11.430	40	0.602	10.226
		80	0.856	9.718
5	14.130	40	0.655	12.819
		80	0.953	12.225
6	16.830	40	0.711	15.405
		80	1.097	14.633
8	21.910	40	0.818	20.272
		80	1.270	19.368
10	27.310	40	0.927	25.451

12	32.390	80	1.509	24.287
		40	1.031	30.323
		80	1.748	28.890

MOORE, Preston L. *Drilling Practices Manual*. The Petroleum Publishing Co., Tulsa 1974.

3.8 PÉRDIDAS DE PRESIÓN

Crane Co.⁽²⁾ plantea que en general las pérdidas de presión en un sistema se deben básicamente a cuatro factores.

1. Rozamiento en las paredes de la tubería, el cual es función del diámetro interno de la tubería y de su rugosidad, así como de la densidad, la velocidad y la viscosidad del fluido.
2. Cambios de dirección del flujo.
3. Obstrucciones en el paso del flujo.
4. Cambios repentinos o graduales en la superficie, y contorno del paso del flujo.

Las pérdidas de presión en tuberías se dan primordialmente debido a la fricción, es por esto que todos los cálculos se encaminan a establecer el valor de h_{fs} , pérdida por fricción de superficie.

Según McCabe y otros⁽³⁾ el valor de h_{fs} está dado por la Ecuación 10:

$$h_{fs} = f \frac{L}{D} \frac{\bar{v}^2}{2g_c}$$

Ecuación 10.

(2) CRANE CO. *Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías*. McGraw-Hill. New York. 1985.

(3) MCABE, WARREN L. y otros. *Operaciones Básicas de Ingeniería*. McGraw-Hill. New York. 1991.

Donde:

L = Longitud de la Tubería.

f = Factor de Fricción.

D = Diámetro interno de la Tubería.

\bar{V} = Velocidad Media.

g_c = Factor de proporcionalidad.

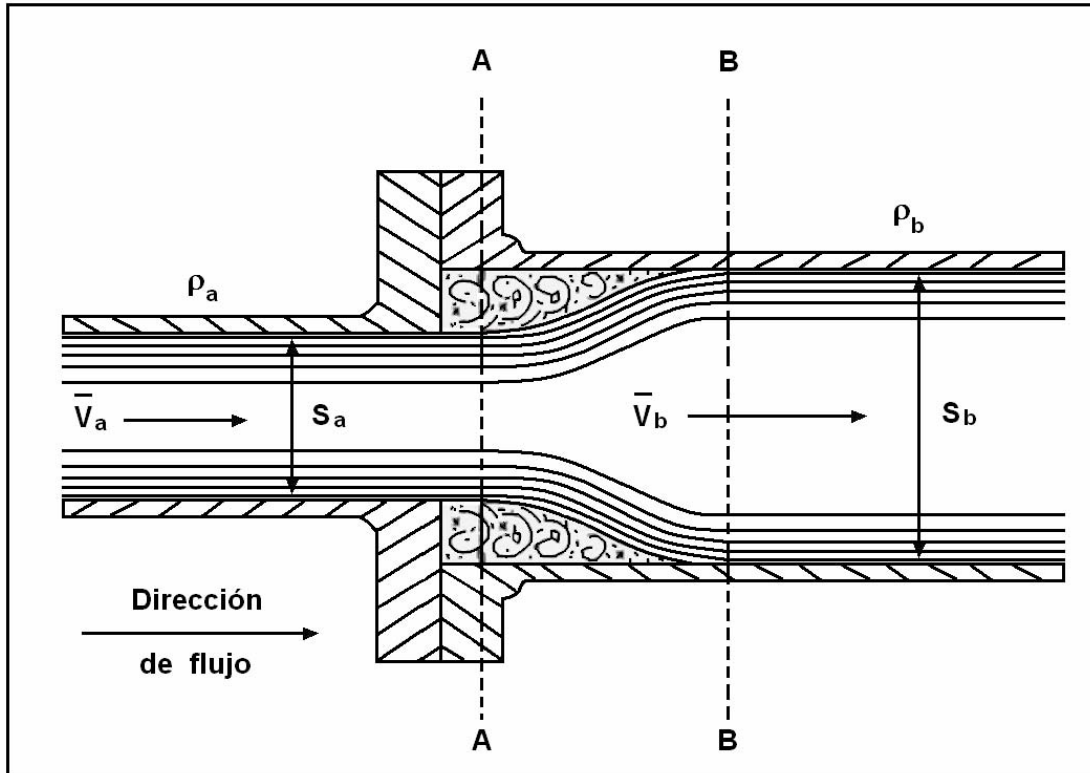
Crane Co.⁽²⁾ explica que cuando un fluido se desplaza uniformemente por una tubería recta, larga y de diámetro constante, la configuración del flujo indicada por la distribución de la velocidad sobre el diámetro de la tubería adopta una forma característica. Cualquier obstáculo en la tubería cambia la dirección de la corriente en forma total o parcial, alterando el flujo y ocasionando turbulencia, lo cual origina una pérdida de energía adicional.

3.8.1 Efecto de Ensanchamientos. McCabe y otros⁽³⁾ explican que cuando la sección transversal de la conducción de un fluido, se ensancha bruscamente, la corriente de éste se separa de la pared y se proyecta en forma de chorro en la sección ensanchada donde se expande hasta ocupar la totalidad de la sección transversal. Debido a esto se denota un espacio entre el chorro expandido y la pared de la conducción donde existe fluido en movimiento de vórtice, Figura 20.

(2) CRANE CO. *Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías.* McGraw-Hill. New York. 1985.

(3) MCCABE, WARREN L. y otros. *Operaciones Básicas de Ingeniería.* McGraw-Hill. New York. 1991.

Figura 20. Efecto de un Ensanchamiento Brusco



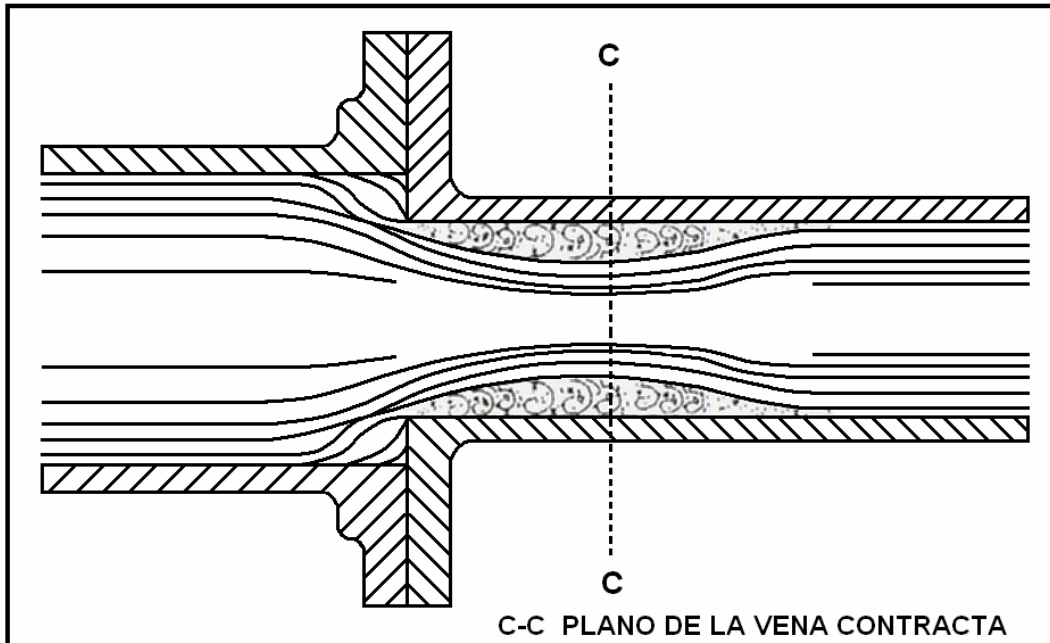
CRANE Co. Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y Tuberías. McGraw-Hill. New York. 1985.

3.8.2 Efecto en Reducciones. McCabe y otros⁽³⁾ explican que cuando se reduce el área transversal de una conducción, el fluido no puede adaptarse completamente al borde en ángulo recto, Figura 21. Perdiendo contacto con la pared de la conducción, formando un chorro que se proyecta al interior de la tubería de menor diámetro en la cual primero se contrae y luego se expande hasta ocupar totalmente la sección transversal de la tubería.

En las reducciones existen también diversos criterios en cuanto a la forma de determinar el valor de K.

(3) MCCABE, WARREN L. y otros. Operaciones Básicas de Ingeniería. McGraw-Hill. New York. 1991.

Figura 21. Efecto de un Estrechamiento Brusco



MCABE, WARREN L y otros. Operaciones Básicas de Ingeniería. McGraw-Hill. New York. 1991.

Inicialmente se describirán los modelos propuestos por Joshi y Novy para el cálculo de pérdidas de presión por fricción a lo largo de la sección horizontal de la tubería de producción para yacimientos productores homogéneos y flujos en una sola fase; los cuales son los modelos de los cuales se partirá para luego hacer una posterior adaptación con el fin de incluir el carácter heterogéneo de este tipo de yacimientos, los cuales determinan las pérdidas de presión por fricción en una sección horizontal.

4 MODELOS PARA PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES - YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS

4.1 MODELO DE JOSHI

Joshi⁽⁴⁾, recopila una serie de ecuaciones, que teniendo en cuenta las principales leyes de conservación de masa, momento y energía, buscan determinar las pérdidas de presión a través de una tubería horizontal, por cuyo interior fluye un líquido de una sola fase. Inicialmente plantea lo siguiente:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right) = \left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{gravedad}} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{fricción}} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{aceleración}}$$

Ecuación 11.

En la ecuación anterior, dP representa la caída de presión, y dL , la variación de la longitud de dicha tubería. Ahora, asumiendo despreciables las pérdidas de presión por gravedad y aceleración, la Ecuación 11 queda reducida a:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{Fricción}} = \frac{-f_m \rho v^2}{2 g_c d}$$

Ecuación 12.

(4) JOSHI, S.D. *Augmentation of Well Productivity using Slant and Horizontal Well*. Paper SPE 15375. Richardson, Texas. 1986.

Que escrito de otra forma resulta:

$$\Delta P = \frac{- f_m \rho v^2 L}{2 g_c d}$$

Ecuación 13.

En las anteriores ecuaciones se tiene que:

f_m : Factor de fricción, adimensional.

ρ : Densidad de fluido, lb/ft³.

v : Velocidad del fluido, ft/seg.

g_c : Constante gravitacional, 32.2 lbf-ft / (seg²-lbf).

d : Diámetro de la tubería, ft.

ΔP : Caída de presión, lbf/ft².

L : Longitud de la tubería.

La Ecuación 13, transformada para el caso de un “*wellbore*” horizontal y con flujo de una sola fase, puede ser escrita en unidades de campo de la siguiente manera:

$$\Delta P = \frac{(1.14644 \times 10^{-5}) (4 f_m) \rho q^2 L}{d^5}$$

Ecuación 14.

En la anterior relación, se mencionan los siguientes términos:

f_m : Factor de fricción de Moody, adimensional.

ρ : Densidad del fluido, gr/cc.

q : Tasa de flujo a condiciones de yacimiento, BPD.

L : Longitud horizontal, ft.

d : Diámetro de la tubería, in.

ΔP : Caída de presión, psi.

Es importante tener en cuenta, que el valor de la variable d que debe ser usado en la Ecuación 14, no es el del diámetro externo, sino el diámetro interno del tubo (o efectivo). Para hallar este valor, se han diseñado tablas en las cuales se encuentra dicho diámetro efectivo a partir del diámetro externo de la tubería, así como a partir del tipo de la misma (“*casing*”, “*tubing*”, etc.) y del peso. Las Tablas 3 y 4 son una muestra de cómo aparecen publicados dichos valores en la literatura:

Tabla 3. Muestra de datos para hallar los diámetros de un Casing.

O.D. (in)	Peso (lbm/ft)	I.D. (in)	O.D. (in)	Peso (lbm/ft)	I.D. (in)
4	5.65	3.607	7	40.00	5.836
4	9.50	3.500	7 5/8	14.75	7.263
4	11.60	3.428	7 5/8	20.00	7.125
4 1/2	6.75	4.216	7 5/8	24.00	7.025
4 1/2	9.50	4.090	7 5/8	26.40	6.969
4 1/2	10.50	4.052	7 5/8	29.70	6.875
4 1/2	11.00	4.026	7 5/8	33.70	6.765
4 1/2	11.60	4.000	7 5/8	39.00	6.625
4 1/2	12.60	3.958	7 5/8	45.00	6.445
4 1/2	13.50	3.920	7 5/8	45.30	6.435
4 1/2	15.10	3.826	8	16.00	7.628
4 1/2	16.60	3.754	8	20.00	7.528
4 1/2	18.80	3.640	8	26.00	7.386
4 3/4	9.50	4.364	8 1/8	28.00	7.485
4 3/4	16.00	4.082	8 1/8	32.00	7.385
4 3/4	18.00	4.000	8 1/8	35.50	7.285
5	8.00	4.696	8 1/8	39.50	7.185
5	11.50	4.560	8 1/8	42.00	7.125
5	13.00	4.494	8 5/8	20.00	8.191
5	15.00	4.408	8 5/8	24.00	8.097
5	18.00	4.276	8 5/8	28.00	8.017
5	20.30	4.184	8 5/8	32.00	7.921
5	20.80	4.156	8 5/8	36.00	7.825
5	21.00	4.154	8 5/8	38.00	7.775
5	23.20	4.044	8 5/8	40.00	7.725
5	24.20	4.000	8 5/8	43.00	7.651
5 1/4	8.50	4.944	8 5/8	44.00	7.625
5 1/4	10.00	4.886	8 5/8	48.00	7.537
5 1/4	13.00	4.768	8 5/8	49.00	7.511
5 1/4	16.00	4.648	9	34.00	8.290
5 1/2	9.00	5.192	9	38.00	8.196
5 1/2	13.00	5.044	9	40.00	8.150
5 1/2	14.00	5.012	9	45.00	8.032
5 1/2	15.00	4.974	9	50.20	7.910
5 1/2	15.50	4.950	9	55.00	7.812

5 1/2	17.00	4.892	9 5/8	29.30	9.063
5 1/2	20.00	4.778	9 5/8	32.30	9.001
5 1/2	23.00	4.670	9 5/8	36.00	8.921
5 1/2	25.00	4.580	9 5/8	40.00	8.835
5 1/2	26.00	4.548	9 5/8	43.60	3.775
5 3/4	14.00	5.290	9 5/8	47.00	8.681
5 3/4	17.00	5.190	9 5/8	53.50	8.535
5 3/4	19.50	5.090	9 5/8	58.40	8.435
5 3/4	20.00	5.090	9 5/8	61.10	8.375
5 3/4	22.50	4.990	9 5/8	71.80	8.125
5 3/4	25.20	4.890	10	33.00	9.384
6	10.50	5.672	10	41.50	9.200
6	12.00	5.620	10	45.50	9.120
6	15.00	5.524	10	50.50	9.016
6	16.00	5.500	10	55.50	8.908
6	17.00	5.450	10	61.20	8.690
6	18.00	5.424	10 3/4	32.75	10.192
6	20.00	5.352	10 3/4	35.75	10.136
6	23.00	5.000	10 3/4	40.50	10.050
6	26.00	5.140	10 3/4	45.50	9.950
6 5/8	12.00	6.287	10 3/4	51.00	9.850
6 5/8	13.00	6.255	10 3/4	54.00	9.784
6 5/8	17.00	6.135	10 3/4	55.00	9.760
6 5/8	20.00	6.049	10 3/4	60.70	9.660
6 5/8	22.00	5.989	10 3/4	65.70	9.560
6 5/8	24.00	5.921	10 3/4	71.10	9.450
6 5/8	26.00	5.855	11	26.75	10.552
6 5/8	28.00	5.791	11 3/4	38.00	11.150
6 5/8	29.00	5.761	11 3/4	42.00	11.084
6 5/8	32.00	5.675	11 3/4	47.00	11.000
6 5/8	34.00	5.595	11 3/4	54.00	10.880
7	13.00	6.520	11 3/4	60.00	10.772
7	17.00	6.538	11 3/4	65.00	10.682
7	20.00	6.456	12	31.50	11.514
7	22.00	6.398	12	40.00	11.384
7	23.00	6.366	12 3/4	43.00	12.130
7	24.00	6.336	12 3/4	53.00	11.970
7	26.00	6.276	13	36.50	12.482
7	28.00	6.214	13	40.00	12.438
7	29.00	6.184	13	45.00	12.360
7	30.00	6.154	13	50.00	12.282
7	32.00	6.094	13	54.00	12.220

STANDING, M.B. Volumetric and Phase behavior of oil field hydrocarbon Systems. Book Division. Reinhold Publishing Corporation. New York. USA. November 1958.

Tabla 4. Muestra de datos para hallar los diámetros y pesos de una tubería de flujo.

O.D. (in)	Tamaño Nominal (lbm/ft)	Peso (lbm/ft)	I.D. (in)	O.D. (in)	Tamaño Nominal (lbm/ft)	Peso (lbm/ft)	I.D. (in)
1.660	1 1/4	2, 3 ó 2.4	1.380	7.000	6 5/8	26.00	6.276
1.900	1 1/2	2, 3 ó 2.478	1.610	7.000	6 5/8	28.00	6.214
2.375	2	4.00	2.041	7.000	6 5/8	30.00	6.154
2.375	2	2.5 ó 4.7	1.995	7.625	---	34.00	6.765
2.875	2 1/2	5.897	2.469	8.000	7 5/8	26.00	7.386
2.875	2 1/2	6.25 ó 6.5	2.441	8.125	---	28.00	7.485
3.500	3	7.694	3.068	8.125	---	32.00	7.385
3.500	3	8.50	3.018	8.125	---	35.50	7.285
3.500	3	9.30	2.992	8.125	---	39.5 ó 40.00	7.185
3.500	3	10.2	2.992	8.125	---	42.00	7.125
4.000	3 1/2	9.26 ó 9.50	3.548	8.625	8 1/4	24.00	8.097
4.000	3 1/2	11.00	3.476	8.625	8 1/4	28.00	8.017
4.500	4	10.98	4.026	8.625	8 1/4	32.00	7.921
4.500	4	11.75	3.990	8.625	8 1/4	32.00	7.907
4.500	4	12.75	3.958	8.625	8 1/4	36.00	7.825
4.750	4 1/2	16.00	4.082	8.625	8 1/4	38.00	7.775
4.750	4 1/2	16.50	4.070	8.625	8 1/4	43.00	7.651
5.000	4 3/4	12.85	4.500	8.625	8 1/4	44.85	7.625
5.000	4 3/4	13.00	4.494	9.000	8 5/8	34.00	8.298.
5.000	4 3/4	15.00	4.408	9.000	8 5/8	38.00	196
5.000	4 3/4	18.00	4.276	9.000	8 5/8	40.00	8.150
5.000	4 3/4	21.00	4.154	9.000	8 5/8	45.00	8.032
5.250	---	16.00	4.648	9.000	8 5/8	54.00	7.812
5.500	5 3/16	17.00	4.892	9.625	---	43.80	8.755

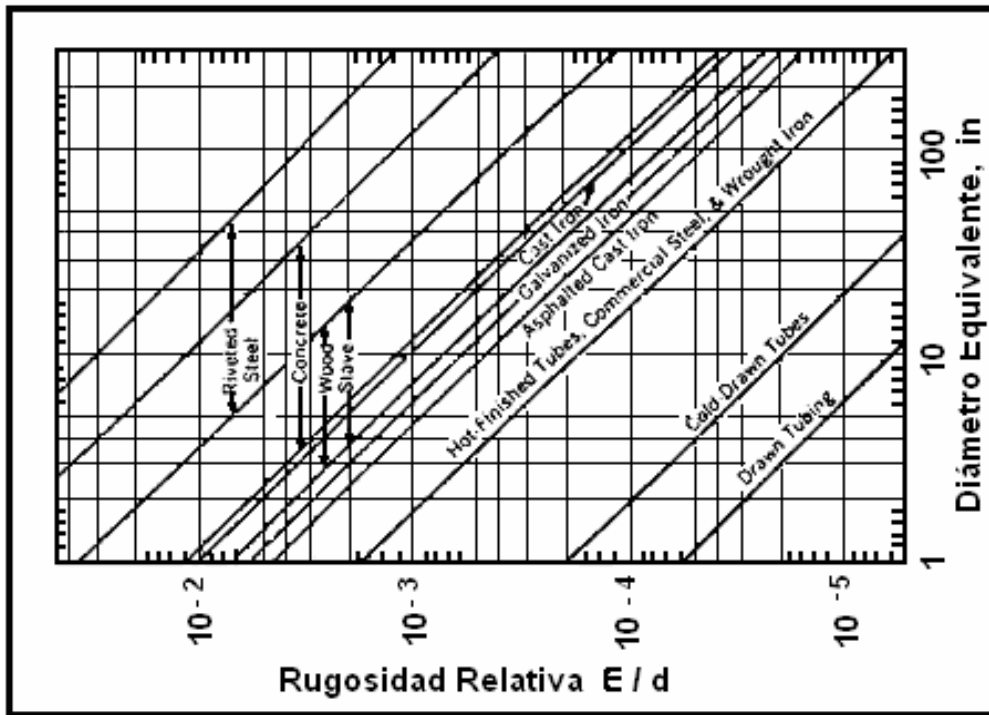
5.500	5 3/16	20.00	4.778	9.625	—	47.20	8.681
5.750	—	14.00	5.290	9.625	—	53.60	8.535
5.750	—	17.00	5.190	9.625	—	57.40	8.451
5.750	—	19.50	5.090	9.625	9 1/4	36.00	8.921
5.750	—	22.50	4.990	10.000	9 5/8	33.00	9.384
6.000	5 5/8	20.00	5.350	10.000	9 5/8	60.00	8.780
6.625	6 1/4	20.00	6.049	10.750	10	32.75	10.19
6.625	6 1/4	24.00	5.921	10.750	10	35.75	10.13
6.625	6 1/4	26.00	5.855	10.750	10	40.00	10.05
6.625	6 1/4	28.00	5.791	10.750	—	40.50	10.05
6.625	6 1/4	29.00	5.761	10.750	10	45.00	9.996
7.000	6 5/8	20.00	6.456	10.750	—	45.50	9.950
7.000	6 5/8	22.00	6.398	10.750	10	48.00	9.902
7.000	6 5/8	24.00	6.336	10.750	—	51.00	9.850

STANDING, M.B. Volumetric and Phase behavior of oil field hydrocarbon Systems. Book Division. Reinhold Publishing Corporation. New York. USA. November 1958.

Otro término involucrado dentro de la Ecuación 14 es el factor de fricción (f_m), el cual se halla usando las siguientes gráficas (Figuras 22 y 23), que permiten mediante el conocimiento del diámetro de la tubería y el tipo de la misma, determinar el factor de rugosidad relativa, ϵ/d , (eje x de la Figura 22), y a su vez, éste nos permitirá conocer el factor de fricción, luego de encontrar el corte con el valor del número de Reynolds (Re), en el eje y de la Figura 23.

En esta última figura, se pueden observar tres secciones bien diferenciadas que describen los tres tipos de flujo posibles dentro de la tubería: el flujo laminar, el flujo turbulento y un flujo de transición. Para identificar numéricamente estos tres flujos, se evalúa el número de Reynolds (Re), así:

Figura 22. Rugosidades Relativas para varios Tipos de Tuberías



BIRD, R. BYRON and STEWART, WARREN E. Fenómenos de Transporte. Editorial Reverte. Barcelona 1978.

Si $Re < 2100$, entonces ocurre flujo laminar.

Si $Re > 4000$, entonces ocurre flujo turbulento.

Si $2100 < Re < 4000$, entonces el flujo está en transición.

El número de Reynolds (Re), numéricamente está determinado por:

$$Re = \frac{\rho d v}{\mu}$$

Ecuación 15.

Este número (que es adimensional), representa una relación entre las fuerzas viscosas e inerciales presentes en el flujo. Este mismo valor, escrito en unidades de campo, es:

$$Re = \frac{92.23 \rho q}{\mu d}$$

Ecuación 16.

En esta ecuación:

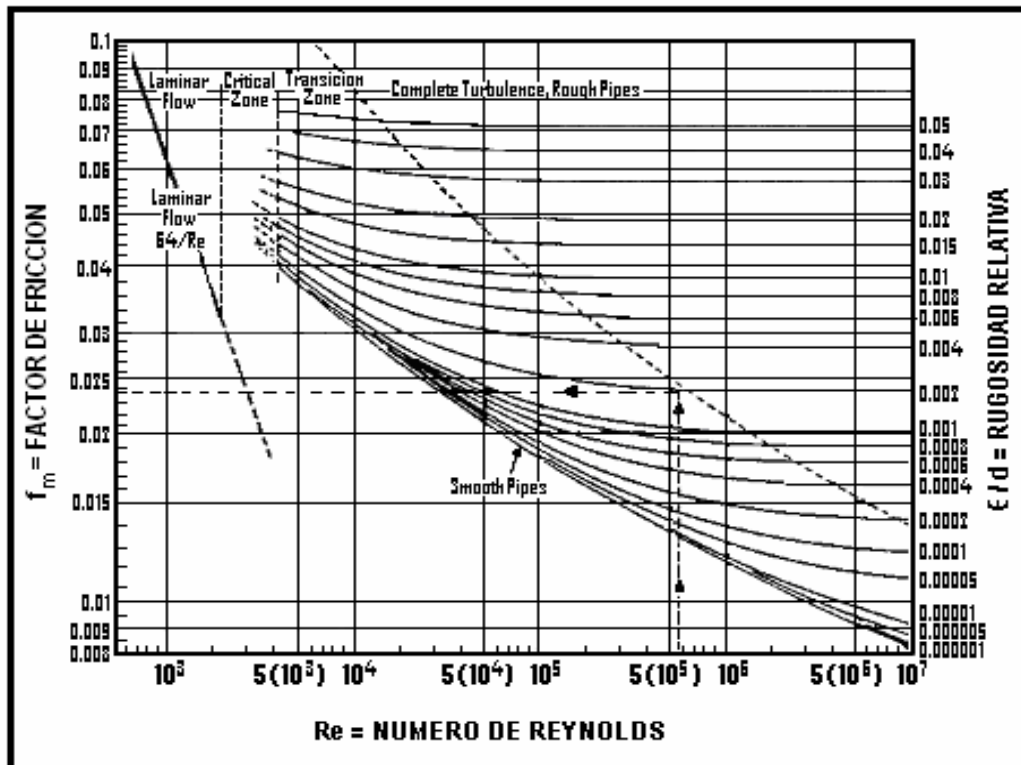
ρ : Densidad del fluido, lb/ft³.

q : Tasa de producción, BPD.

μ : Viscosidad, cp.

d : Diámetro interno de la tubería, in.

Figura 23. Factor de fricción de Moody para Flujo a través de Tuberías



BIRD, R. BYRON and STEWART, WARREN E. Fenómenos de Transporte. Editorial Reverte. Barcelona 1978.

Matemáticamente, el factor de fricción de Moody, se puede hallar así:

- Para flujo laminar:

$$f_m = \frac{64}{Re} \quad ; \text{ Para } Re < 2100$$

Ecuación 17.

- Para flujo turbulento:

$$f_m = \{1.14 - 2 \log [(\epsilon/d) + 21.25 Re^{-0.9}]\}^{-2} ;$$

Ecuación 18.

para $4000 < Re < 10^8$; $10^{-8} \leq \epsilon/d \leq 0.1$

Dentro de la literatura, aún no se encuentra representado matemáticamente el estado de transición, por lo cual es necesario recurrir a la mencionada Figura 23.

4.2 MODELO DE NOVY

Novy, R.A.⁽⁵⁾, propuso un método que determina las pérdidas de presión por fricción a lo largo de una sección horizontal, cuyo líquido fluente del yacimiento se encuentra en una sola fase. Aparte de lo anterior, presenta una sencilla propuesta mediante la cual dichas caídas pueden ser despreciadas, o en caso contrario, deben ser tomadas muy en cuenta debido a su influencia negativa sobre la producción del hidrocarburo.

(5) NOVY, R.A. *Pressure Drops in Horizontal Wells. When Can They Be Ignored?* SPE Reservoir Engineering. February. 1995.

Inicialmente, se debe determinar bajo qué régimen está fluyendo el líquido. Por regla general, a lo largo de un pozo horizontal, se presenta flujo turbulento especialmente en la sección que tiene contacto directo con la zona productora, debido a la constante entrada de fluidos en esta longitud. De igual forma es común encontrar que en la parte horizontal del pozo que no tenga contacto directo con fluidos de yacimiento, se presentará el régimen de flujo laminar.

Sin embargo esto no se cumple siempre y la única forma de saberlo concretamente es evaluándolo matemáticamente, mediante la determinación del número de Reynolds (N_{Re}), que en unidades de campo está determinado por:

$$N_{Re} = \frac{0.1231 \rho q}{\mu d}$$

Ecuación 19.

Si dicho número resulta menor a 2100, se considera que el flujo se comporta como laminar, en el caso contrario, el flujo se considera turbulento. Luego de esta evaluación, se procede a analizar el comportamiento de las caídas de presión bajo estos mencionados regímenes.

4.2.1 Flujo Laminar. Suponiendo una sola fase, y comprobando que el número de Reynolds ha determinado que existe un flujo laminar a través de la tubería, la caída de presión debida a la fricción en una sección horizontal está dada por:

$$\Delta P_w = 1.920 \times 10^{-10} (\mu B_o q L / d^4)$$

Ecuación 20.

En donde ΔP_w es la caída de presión a través de la sección horizontal, psi.

4.2.2 Flujo Turbulento. Ahora, si el número de Reynolds ha determinado que el régimen de flujo predominante es turbulento, etapa en la cual el factor de fricción de Fanning (f) depende únicamente del coeficiente de rugosidad (ϵ), dicho factor toma importancia y se puede hallar mediante la siguiente relación:

$$4f = \frac{1}{\left\{ 4 \left[\log \left(\frac{\epsilon}{3.7d} \right) \right]^2 \right\}}$$

Ecuación 21.

En la anterior ecuación, el factor de Fanning es adimensional, y el coeficiente de rugosidad está dado en pies (ft), ya que mide la longitud de la tubería que corresponde a rugosidades o asperezas. Jain⁽⁶⁾, ha expuesto una ecuación que presenta mayor exactitud en la determinación de los factores de fricción para números de Reynolds mayores a 4000 y menores a 10^8 . Dicha ecuación es:

$$4f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\epsilon}{d} + 21.25 N_{Re}^{-0.9} \right) \right]^{-2}$$

Ecuación 22.

Luego de conocidos dichos factores, se procede a aplicar la Ecuación de Novy, la cual halla el valor total de las pérdidas por fricción mediante:

(6) JAIN, A.K. An Accurate explicit equation for friction factor. J. Hydraulics Div. ASCE, Vol.102. P.674-677. May 1976.

$$\Delta P_w = \frac{6.158 \times 10^{-14} \rho B o^2 q L}{\left[\log \left(\frac{\epsilon}{3.7 d} \right) \right]^2 d^5}$$

Ecuación 23.

4.2.3 Aplicación del Modelo. Como una alternativa a la aplicación de las ecuaciones hasta ahora expuestas para el modelo de Novy, se puede utilizar un muy útil y cómodo método gráfico que es aplicable bajo ciertos valores de las propiedades que presenta el autor y que se resumen en la Tabla 5, tal y como se muestra a continuación:

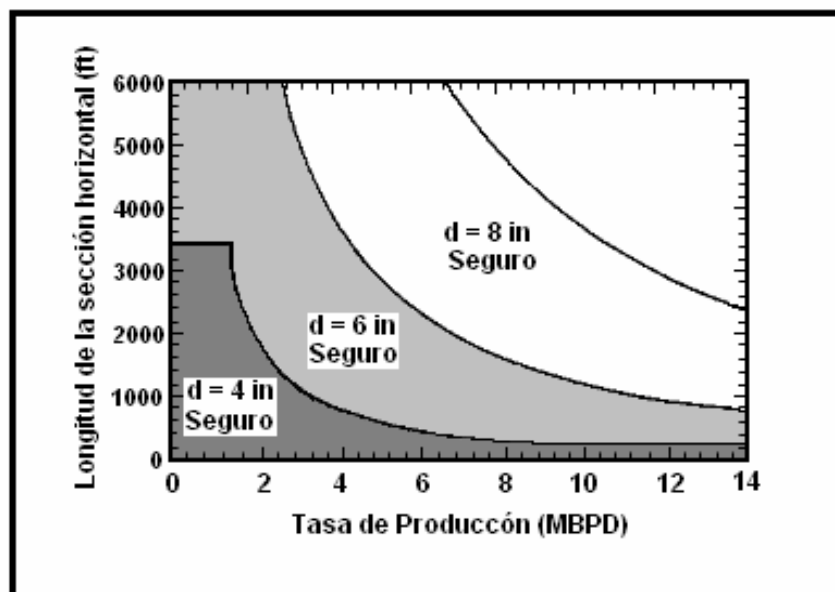
Tabla 5. Propiedades y valores que determinan la aplicación del Modelo de Novy.

PARÁMETROS	RANGO DE APLICABILIDAD
Permeabilidad, K Caída de presión, ΔP Radio de Drenaje, r _e Viscosidad, μ Densidad del fluido, ρ	Entre 1 y 1000 md. Entre 10 y 1000 psi. Entre 50 y 5000 ft. Entre 0.1 y 1000 cp. Entre 4 y 100 lbm/ft ³ .

NOVY, R.A. Pressure drops in horizontal Wells. When can they be ignored? SPE Reservoir Engineering. February 1995.

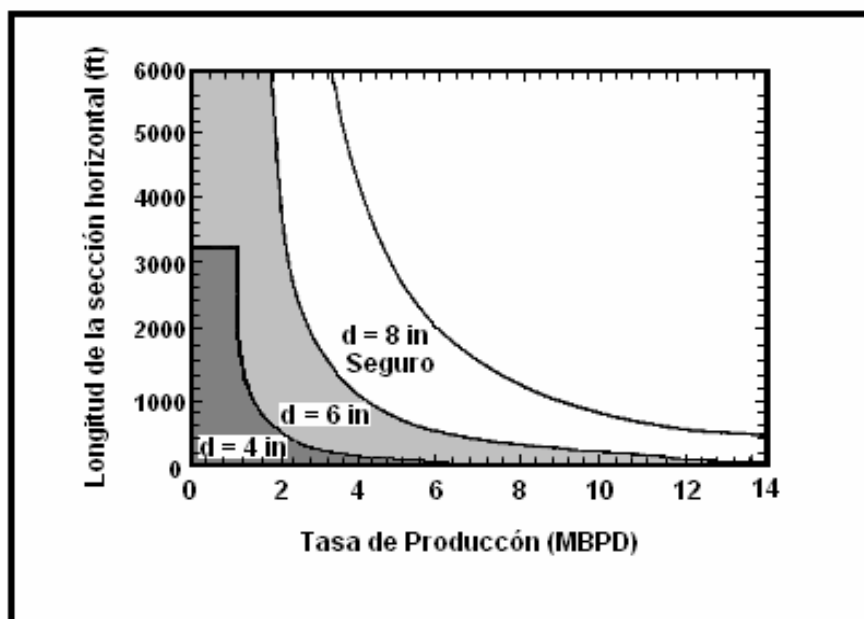
Si todos los anteriores parámetros se cumplen, el método se puede aplicar, y lo único que hay que hacer es determinar el caudal al cual está produciendo el pozo, y con este valor y el de la longitud horizontal, se busca el punto de corte en las siguientes figuras (Figura 24 y Figura 25) el cual determinará si bajo estas condiciones se producen pérdidas de presión por fricción que se puedan despreciar o en su defecto caiga dentro de un rango que provoque pérdidas de presión que afecten drásticamente la producción.

Figura 24. Límites para la Producción de Aceite. Tuberías Lisas



NOVY, R.A. Pressure drops in horizontal Wells. When can they be ignored? SPE Reservoir Engineering. February 1995.

Figura 25. Límites para la Producción de Aceite. Tuberías Rugosas



NOVY, R.A. Pressure drops in horizontal Wells. When can they be ignored? SPE Reservoir Engineering. February 1995.

La forma de usar las anteriores gráficas es muy sencilla: cada diámetro de tubería posee su propia curva; si el mencionado punto de corte entre el caudal de producción y la longitud del pozo cae por debajo de la curva correspondiente al diámetro, las pérdidas de presión se pueden considerar despreciables; si en cambio este punto se encuentra por encima de la curva correspondiente al diámetro, las pérdidas de presión ocasionarán una disminución considerable en la producción. Llegado el caso de presentarse esta última situación, lo mejor es evaluar los valores exactos de las pérdidas de presión mediante el uso de las ecuaciones presentadas en la sección anterior.

4.2.4 Longitud para Pérdidas Friccionales Significativas. En los pozos horizontales cortos, las pérdidas de presión se consideran despreciables, y el pozo actúa como un sistema de declinación de presión uniforme. Debido a lo anterior, el caudal de producción aumenta a través de esta corta longitud. En los pozos que poseen largas secciones horizontales, la fricción reduce el “*Draw Down*” que existe al final del pozo en su zona productora. En estos casos el caudal es independiente de la longitud (esto es, el aumento de la longitud en poca escala no afectará para nada el caudal), siempre y cuando no sea en grandes cantidades. Todos los pozos horizontales, se encuentran entre estos dos extremos.

Surge entonces la inquietud por determinar en qué momento (o mejor, a cual magnitud) la extensión de la sección horizontal comienza a afectar drásticamente el caudal de producción.

El análisis presentado por Novy, este punto que se denominó “*De significativa pérdida friccional*” se encuentra en el instante en el cual se cumpla la relación q_1/q_0 igual o superior a 0.9 (en este caso q_1 es el caudal que fluiría teniendo en cuenta la fricción, y q_0 es el caudal que se tendría si no se tiene en cuenta la misma. (Ver Figura 26). Esto ocurrirá en el momento en el cual la producción se reduzca en un 10%, y al mismo instante en el que el pozo tiene una longitud horizontal productora llamada “*Longitud Significativa Pérdida Friccional, L_{spf}* ”, extensión en la cual dicha longitud comienza a afectar drásticamente la producción. Este análisis fue la base para realizar las gráficas 24 y 25.

El valor de L_{spf} , matemáticamente está dado por:

$$L_{spf} = \frac{29800 d^2}{\sqrt{\mu B_o J_s}}$$

Ecuación 24.

Y su correspondiente “Caudal de significativa pérdida friccional, q_{spf} ” dado en ese momento, es:

$$q_{spf} = 0.9 J_s L_{spf} \Delta P$$

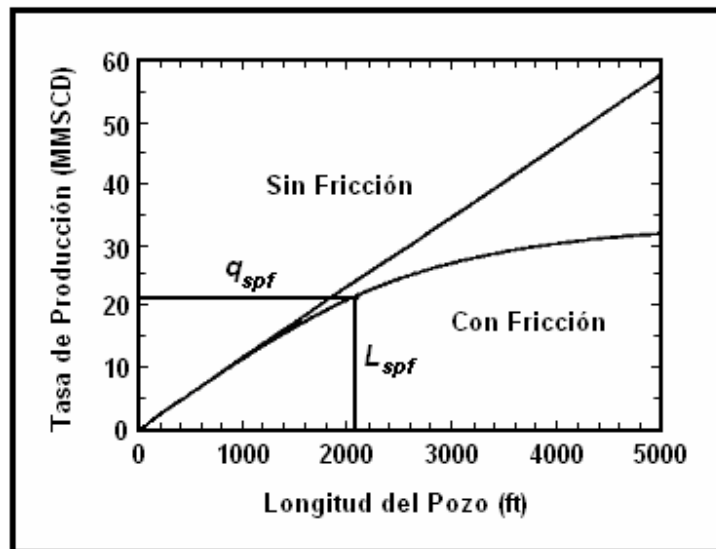
Ecuación 25.

En las anteriores ecuaciones, se incluye el término J_s (índice de productividad específico, dado en BPD/psi-ft), cuya fórmula matemática es:

$$J_s = \frac{0.007082 k}{Bo \mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Ecuación 26.

Figura 26. Influencia de la Fricción en la Productividad de un Pozo Horizontal



NOVY, R.A. Pressure drops in horizontal Wells. When can they be ignored? SPE Reservoir Engineering. February 1995.

5 ECUACIONES PARA PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES – YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

En el presente capítulo se procederá a desarrollar las ecuaciones que determinan las pérdidas de presión por fricción en un pozo horizontal perforado en un Yacimiento Naturalmente Fracturado. La metodología es la siguiente:

1. En el capítulo anterior se han descrito dos de los principales modelos que determinan las pérdidas de presión por fricción en una sección de tubería horizontal de producción. Estos modelos se aplican a yacimientos de carácter homogéneo, yacimientos a partir de los cuales se está produciendo el fluido.

2. Existe un modelo de predicción de producción publicado por Da Prat G., Cinco Ley, Ramey H.⁽⁷⁾, cuyo objetivo principal es construir curvas de producción a través del tiempo de un Yacimiento Naturalmente Fracturado, pero a través de un pozo vertical, el cual se expondrá a continuación.

3. El anterior modelo fue sujeto a una adaptación para lograr considerar el efecto de un pozo horizontal. Esta adaptación se logra mediante el uso de un radio equivalente que mediante ecuaciones transforma el radio real del pozo a un valor muy superior que correspondería al volumen que drenaría un pozo horizontal. Es decir, el radio crecería hasta una magnitud que sea capaz de producir la cantidad de fluidos que produciría un pozo horizontal.

(7) DA PRAT G., CINCO LEY, RAMEY H. *Production Forecasting methods for Vertical Wells*. Penn Well Publishing Company. 1993.

4. Luego de esta adaptación, el nuevo modelo permite predecir la producción de un pozo horizontal perforado en un Yacimiento Naturalmente Fracturado a través de sus dos etapas productivas: de las fracturas y de la matriz. Estos caudales de un Yacimiento Naturalmente Fracturado son entonces adaptados a los modelos de pérdidas de presión por fricción de Joshi y Novy, para obtener como resultado una serie de ecuaciones que permitirán conocer las pérdidas de presión por fricción de un pozo horizontal perforado a través de un Yacimiento Naturalmente Fracturado, objetivo principal de este trabajo.

Inicialmente entonces se procederá a describir el modelo de predicción de la producción de un Yacimiento Naturalmente Fracturado, y su respectiva adaptación para tener en cuenta el carácter horizontal del pozo:

5.1 MODELO PARA LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

Es sabido, que el comportamiento de los yacimientos de doble porosidad y doble permeabilidad (Yacimientos Naturalmente Fracturados - YNF), merecen un estudio diferente a los yacimientos convencionales, ya que sus características de heterogeneidad hacen que se tenga que evaluar este tipo de reservorios haciendo énfasis tanto en el sistema de fracturas como el sistema de matriz. Da Prat G., Cinco Ley, Ramey H.⁽⁷⁾, propusieron un modelo que busca determinar el comportamiento de la producción de un Yacimiento Naturalmente Fracturado, a través del tiempo, tomando como base el conocimiento de los valores de las propiedades básicas del yacimiento en sus dos sistemas porosos.

(7) DA PRAT G., CINCO LEY, RAMEY H. *Production Forecasting methods for Vertical Wells. Penn Well Publishing Company. 1993.*

Es así como ellos dividen la vida productiva del reservorio en dos etapas: una etapa “temprana” de producción, en la cual todo el aporte de caudal está dado por las fracturas, y una segunda etapa “avanzada”, en donde la producción es influenciada por el sistema poroso primario (matriz). Para la primera de estas etapas, la producción en función del tiempo está dada por:

$$q_f(t) = q_{if} \times \exp d_f$$

Ecuación 27.

En donde:

$q_f(t)$: Caudal a través de la fractura al tiempo t, BPD.

q_{if} : Caudal inicial de fractura (que es el mismo caudal inicial del pozo), BPD.

d_f : Índice de declinación (suponiéndolo exponencial), de la etapa productiva de las fracturas.

$$q_{if} = \frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{Bo \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{w'}} \right) - \frac{3}{4} \right]}$$

Ecuación 28.

$$df(t) = \left(\frac{- 5.274 (10^{-4}) k_f t}{(\phi Vc)_f \mu r_e^2 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right)$$

Ecuación 29.

En las anteriores ecuaciones, se presentan los siguientes términos:

h : Espesor productor, ft.

k_f : Permeabilidad de fractura, md.

P_i : Presión inicial del yacimiento, psi.

P_{wf} : Presión del fondo fluyendo, psi.

B_o : Factor Volumétrico del aceite, STB/BB.

μ : Viscosidad del aceite, cp.

r_e : Radio de drenaje, ft.

r_w' : Radio equivalente del pozo, ft.

t : Tiempo en el cual se hace la evaluación del caudal, horas.

$(\phi Vc)_f$: Producto de la compresibilidad y porosidad de fractura, psi^{-1} .

NOTA: El mencionado radio equivalente del pozo, es un término que se obtiene al aplicar el valor del radio real del pozo, a una serie de ecuaciones que tienen en cuenta el factor de daño y otras propiedades, que le darán el carácter de horizontalidad al mismo, de la siguiente forma:

$$r_w' = \frac{r_e (L/2)}{a [1 + \sqrt{1 - (L/2a)^2}] [h/2r_{we}]^{\beta h/L}}$$

Ecuación 30.

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \left(0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_e/L)^4} \right)^{0.5}$$

Ecuación 31.

$$\beta = \sqrt{k_h / k_v}$$

Ecuación 32.

$$r_{we} = r_w e^{-s}$$

Ecuación 33.

En las anteriores ecuaciones, se presentan los siguientes términos:

L : Longitud horizontal del pozo, ft.

s : Factor de daño, adimensional.

K_h / K_v : Relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical, adimensional.

De esta forma, reemplazando las Ecuaciones 28 y 29 en la Ecuación 27, se puede hallar la tasa de producción en la etapa de aporte de las fracturas mediante la siguiente relación:

$$q_f(t) = \frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{Bo \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \exp \left(\frac{- 5.274 (10^{-4}) k_f t}{(\phi Vc)_f \mu r_e^2 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right)$$

Ecuación 34.

Similar al análisis hecho para esta etapa “temprana”, se hace para la etapa “avanzada” de producción que es a través de la matriz, así:

$$q_m(t) = q_{im} \times \exp d_m$$

Ecuación 35.

$$q_{im} = \frac{0.00354 \alpha k_m h (r_e^2 - (r_w')^2) (P_i - P_{wf})}{Bo \mu}$$

Ecuación 36.

$$d_m(t) = \left(\frac{-2.637 (10^{-4}) \alpha k_m t}{(\phi Vc)_m \mu} \right)$$

Ecuación 37.

En las anteriores ecuaciones, se usan los siguientes términos:

$q_m(t)$: Caudal a través de la matriz al tiempo t , BPD.

q_{im} : Caudal con el cual la matriz inicia producción, BPD.

d_m : Índice de declinación (suponiéndola exponencial), de la etapa productiva de la matriz.

$(\phi Vc)_m$: Producto de la compresibilidad y porosidad de matriz, psi^{-1} .

αk_m : Término de la permeabilidad de matriz, md

NOTA: Normalmente, en términos de la industria no se reporta como tal el valor particular de la permeabilidad de matriz, sino que siempre se encuentra acompañado del factor α (alfa), el cual es una constante determinada por la geometría asumida para la distribución de los granos dentro del medio poroso. Es así como este factor α esta determinado por:

$$\alpha = \frac{A}{X V}$$

Ecuación 38.

En esta ecuación:

A : Área del bloque o “grid” asumido para realizar la simulación.

x : Longitud de un lado del bloque.

V : Volumen del bloque o “grid”.

Existen sin embargo los siguientes casos particulares:

- Si el bloque asumido tiene forma esférica o cúbica se tiene (Para este caso, X que ahora se nombrará como X_m , es el lado del cubo o en su defecto, el radio de la esfera):

$$\alpha = \frac{60}{X_m^2}$$

Ecuación 39.

- Si la unidad de grano se toma como cilíndrica:

$$\alpha = \frac{32}{x_m^2}$$

Ecuación 40.

X_m es el diámetro del cilindro.

- Si la unidad de grano presenta la forma de “lonjas”, alfa será:

$$\alpha = \frac{12}{h_f^2}$$

Ecuación 41.

h_f es la altura de dicha lonja.

Ahora, al reemplazar las Ecuaciones 36 y 37 en la Ecuación 35, resulta la fórmula que describe el caudal en la etapa en la cual la matriz es la fuente de producción:

$$q_m = \frac{0.00354 \alpha k_m h (r_e^2 - (r_w')^2) (P_i - P_{wf})}{Bo \mu} \exp \left[\frac{-2.637 (10^{-4}) \alpha k_m t}{(\phi V C)_m \mu} \right]$$

Ecuación 42.

5.2 ADAPTACIÓN DEL MODELO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN (DE JOSHI) PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Una vez calculados los caudales para cada una de las etapas productivas de un Yacimiento Naturalmente Fracturado, se aplican estas dos ecuaciones de producción (Ecuaciones 34 y 42), en el análisis de pérdidas de presión por fricción para ajustar un modelo homogéneo a un modelo heterogéneo, reemplazando el término de caudal para cada etapa productiva (de fracturas y de matriz) permitiendo analizar así un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

Es así, como al reemplazar las mencionadas Ecuaciones 34 y 42 en el modelo de Joshi (Ecuación 14), se pueden presentar las siguientes relaciones:

5.2.1 Cuando hay Flujo a través de las Fracturas: Antes de hacer el respectivo análisis para determinar la ecuación de pérdidas de presión para el flujo a través de las fracturas, es necesario adaptar inicialmente el número de Reynolds que se tiene en la sección horizontal de tubería para esta etapa productiva. Por lo tanto, al reemplazar la Ecuación 34 en la Ecuación 16 se obtiene la siguiente relación:

$$Re = \frac{92.23 \rho \left[\left(\frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{Bo \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right) \exp \left(\frac{-5.274 \times 10^{-4} k_f t}{(\phi V_c)_f \mu r_e^2 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right) \right]}{\mu d}$$

Ecuación 43.

Posterior a la determinación del número de Reynolds, se halla el factor de Moody (siguiendo el proceso explicado del modelo de Joshi, usando las Figuras 22 y 23), para finalmente obtener la siguiente ecuación que determinará las pérdidas de presión por fricción en la tubería mientras transcurre la producción a través de las fracturas:

$$\Delta P = \frac{(1.14644 \times 10^{-5}) (4 f_m) \rho \left[\frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{Bo \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \exp \left(\frac{-5.274 (10^{-4}) k r t}{(\phi V_c) \tau \mu r_e^2 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right) \right]^2 L}{d^5}$$

Ecuación 44.

Es conveniente aclarar, que debido a que se ha supuesto una declinación exponencial y que el modelo evalúa la presión en puntos determinados de tiempo t, a medida que aumenta t, el valor del caudal disminuirá, representando su valor máximo de caudal a un tiempo t = 0, correspondiente al caudal inicial. Por consiguiente, cuando t = 0 se podrían presentar las mayores pérdidas de presión por fricción. Lo anterior conduce a definir la siguiente ecuación para el valor de la máxima pérdida de presión por fricción posible en un pozo horizontal perforado a través de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

$$\Delta P_{\max} = \frac{(1.14644 \times 10^{-5}) (4 f_m) \rho \left[\frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{Bo \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right]^2 L}{d^5}$$

Ecuación 45.

5.2.2 Cuando hay Flujo a través de la Matriz: De manera similar a la etapa de producción de las fracturas se halla el número de Reynolds en la sección horizontal de tubería, teniendo en cuenta el flujo a través de la matriz mediante la siguiente relación (reemplazando la Ecuación 42 en la Ecuación 16):

$$\text{Re} = \frac{92.23 \rho \left[\left(\frac{0.00354 \alpha k_m h (r_e^2 - r_w'^2) (P_i - P_{wf})}{Bo \mu} \right) \exp \left(\frac{-2.637 \times 10^{-4} \alpha k_m t}{(\phi Vc)_m \mu} \right) \right]}{\mu d}$$

Ecuación 46.

Para desarrollar la ecuación que regirá el comportamiento de las pérdidas de presión en la sección horizontal de tubería durante el tiempo productivo de la matriz (y luego de hallado el nuevo factor de Moody), se reemplaza la Ecuación 42 en la Ecuación 14, obteniendo

$$\Delta P = \frac{(1.14644 \times 10^{-5}) (4 f_m) \rho \left[\left(\frac{0.00354 \alpha k_m h (r_e^2 - r_w'^2) (P_i - P_{wf})}{Bo \mu} \right) \exp \left(\frac{-2.637 \times 10^{-4} \alpha k_m t}{(\phi Vc)_m \mu} \right) \right]^2 L}{d^5}$$

Ecuación 47.

5.3 ADAPTACIÓN DEL MODELO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN (DE NOVY) PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El análisis a continuación presentado tiene el mismo fundamento del hecho para la adaptación del modelo de Joshi, es decir, incluir los términos de caudal de las fracturas y de la matriz al modelo de Novy para pérdidas de presión por fricción en la sección horizontal de la tubería de producción. Por ende, el primer paso es determinar el número de Reynolds para un sistema de doble porosidad y doble permeabilidad así:

a. *Número de Reynolds cuando hay producción a través de las fracturas:*

$$N_{Re} = \frac{0.1231 \rho \left[\left[\frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{Bo \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right] \exp \left[\frac{- 5.274 \times 10^{-4} k_f t}{(\phi Vc)_f \mu r_e^2 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right]}{\mu d}$$

Ecuación 48.

b. *Número de Reynolds cuando hay producción a través de la matriz:*

$$N_{Re} = \frac{0.1231 \rho \left[\left[\frac{0.00354 \alpha k_m h (r_e^2 - r_w'^2) (P_i - P_{wf})}{Bo \mu} \right] \exp \left[\frac{- 2.637 \times 10^{-4} \alpha k_m t}{(\phi Vc)_m \mu} \right]}{\mu d}$$

Ecuación 49.

Luego de determinado el régimen bajo el cual se está desarrollando la producción, se pueden hallar las pérdidas de presión por fricción de acuerdo a dicho régimen, así:

5.3.1 Cuando ocurre Flujo Laminar. Este régimen de flujo puede ocurrir en dos situaciones:

Cuando producen las fracturas, las pérdidas de presión están dadas por:

$$\Delta P_w = 1.920 \times 10^{-10} \left[\frac{\mu B_o \left[\frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{\mu B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{w'}} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right] \exp \left[\frac{5.274 \times 10^{-4} k_f t}{\mu r_e^2 (\phi Vc)_f \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{w'}} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right]}{d^4} \right] L$$

Ecuación 50.

O cuando el régimen laminar se presenta durante el flujo de la matriz: (reemplazando incluyendo la Ecuación 42 en la Ecuación 20):

$$\Delta P_w = 1.920 \times 10^{-10} \left[\frac{\mu B_o \left[\frac{0.00354 \alpha k_m h (r_e^2 - r_w^2) (P_i - P_{wf})}{Bo \mu} \right] \exp \left[\frac{-2.637 \times 10^{-4} \alpha k_m t}{\mu (\phi Vc)_m} \right]}{d^4} \right] L$$

Ecuación 51.

Similar al análisis hecho al modelo propuesto por Joshi, para este modelo de Novy y suponiendo una declinación exponencial de la producción del pozo, se puede intuir que la mayor pérdida de presión por fricción en la sección horizontal de la tubería de producción ocurrirá en el momento en que más alto sea el valor de caudal de producción. Esto ocurrirá en el momento en que las fracturas comiencen a producir (que sería el mismo caudal inicial del pozo). Por lo tanto reemplazando la Ecuación 28 (la cual determina el caudal inicial de las fracturas) en la Ecuación 20, se obtendrá el valor de la máxima pérdida de presión posible en una sección horizontal, siempre y cuando fluya bajo el régimen laminar, mediante la siguiente relación:

$$\Delta P_{w \max} = 1.920 \times 10^{-10} \left[\frac{\mu B_o \left[\frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{\mu B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{w'}} \right) - \frac{3}{4} \right] L} \right]}{d^4} \right]$$

Ecuación 52.

5.3.2 Cuando ocurre Flujo Turbulento. Realizando un proceso igual al hecho para el caso de flujo laminar, se busca adaptar la Ecuación 23 al caso de un Yacimiento Naturalmente Fracturado con flujo turbulento, mediante la inclusión de las mencionadas fórmulas de caudal a través de las fracturas y de la matriz, en la mencionada Ecuación 23. De esta manera, se pueden determinar las siguientes dos relaciones, que son validas únicamente cuando ocurre flujo turbulento, y permiten realizar el perfil de pérdidas de presión a través del pozo a cualquier tiempo:

Así, cuando hay producción a través de las fracturas:

$$\Delta P_w = \frac{6.158 \times 10^{-14} \rho B o^2 \left[\frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{Bo \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \exp \left[\frac{-5.274 \times 10^{-4} k_f t}{(\phi V c)_f \mu r_e^2 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right] \right] L}{\left[\log \left(\frac{\epsilon}{3.7 d} \right) \right]^2 d^5}$$

Ecuación 53.

O de otra manera, cuando hay producción a través de la matriz:

$$\Delta P_w = \frac{6.158 \times 10^{-14} \rho B o^2 \left[\frac{0.00354 \alpha k_m h (r_e^2 - r_w'^2) (P_i - P_{wf})}{Bo \mu} \exp \left[\frac{-2.637 \times 10^{-4} \alpha k_m t}{(\phi V c)_m \mu} \right] \right] L}{\left[\log \left(\frac{\epsilon}{3.7 d} \right) \right]^2 d^5}$$

Ecuación 54.

Tomando en cuenta la reflexión que se ha hecho para determinar las pérdidas de presión por fricción máximas con base en el caudal máximo posible a través de una sección horizontal, para este modelo de Novy, y bajo el régimen turbulento, dicho valor extremo está dado por:

$$\Delta P_w \text{ máx.} = \frac{6.158 \times 10^{-14} \rho B_o^2 \left[\frac{0.000708 k_f h (P_i - P_{wf})}{Bo \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right]} \right] L}{\left[\log \left(\frac{\epsilon}{3.7 d} \right) \right]^2 d^5}$$

Ecuación 55.

5.4 DIAGRAMAS DE FLUJO PARA CALCULAR PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

Un resumen de los pasos a seguir para determinar la influencia de las pérdidas de presión según los modelos de Novy y Joshi, se muestran en las Figuras 27 y 28 respectivamente.

En los cuales según las características y datos conocidos del yacimiento, estos diagramas nos orientan y dirigen directamente a las ecuaciones que caben dentro de dichas características, y que se ajustan dentro del rango permisible a los datos proporcionados por el yacimiento bajo estudio, como lo son, saber de antemano si se está produciendo a través de fracturas o de matriz, o si el tipo de flujo que tenemos es laminar o turbulento, entre otras.

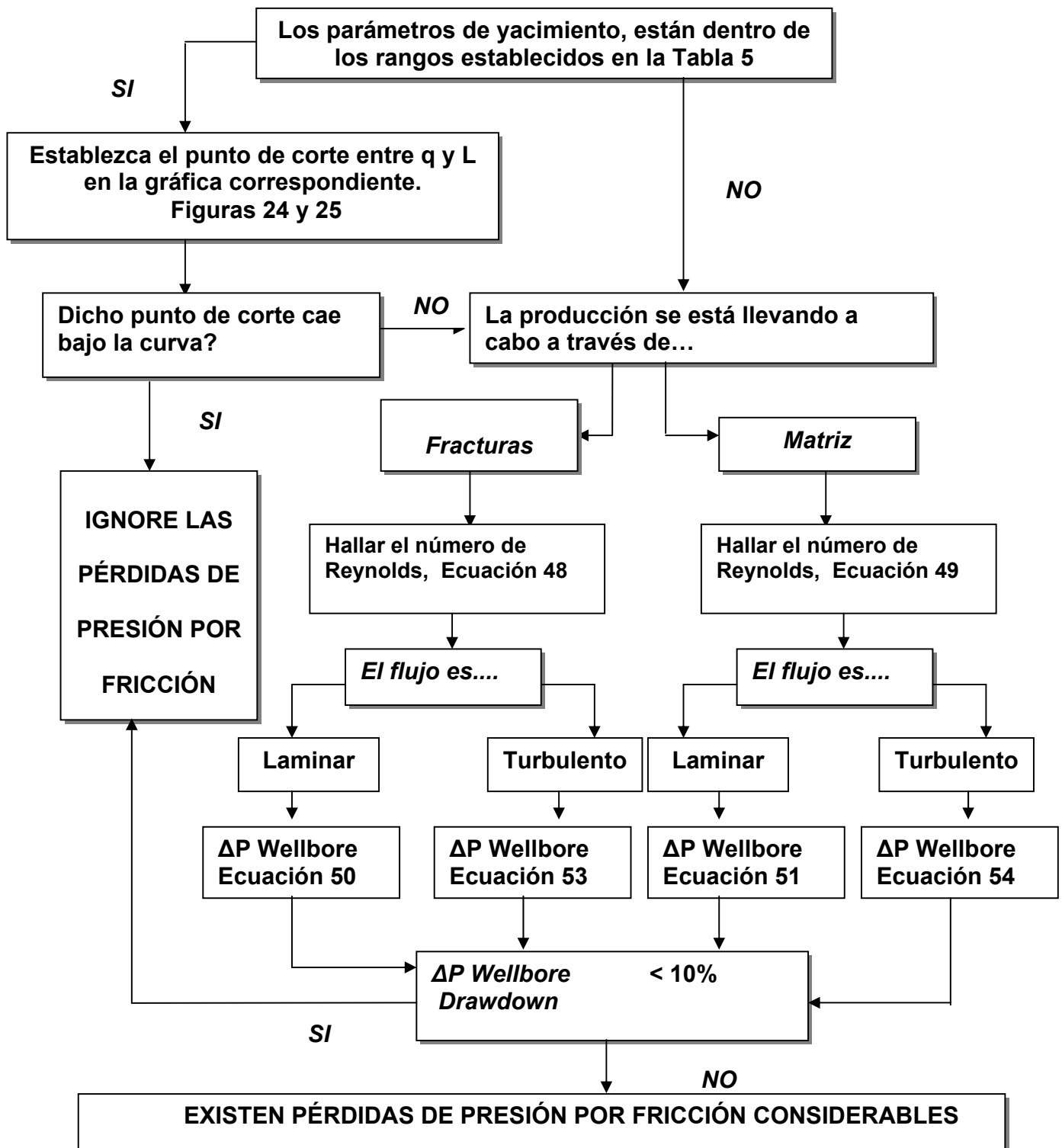


Figura 27. Diagrama de flujo para las Ecuaciones de Pérdidas de Presión por Fricción para un Pozo Horizontal en un Yacimiento Naturalmente Fracturado a partir del modelo de Novy.

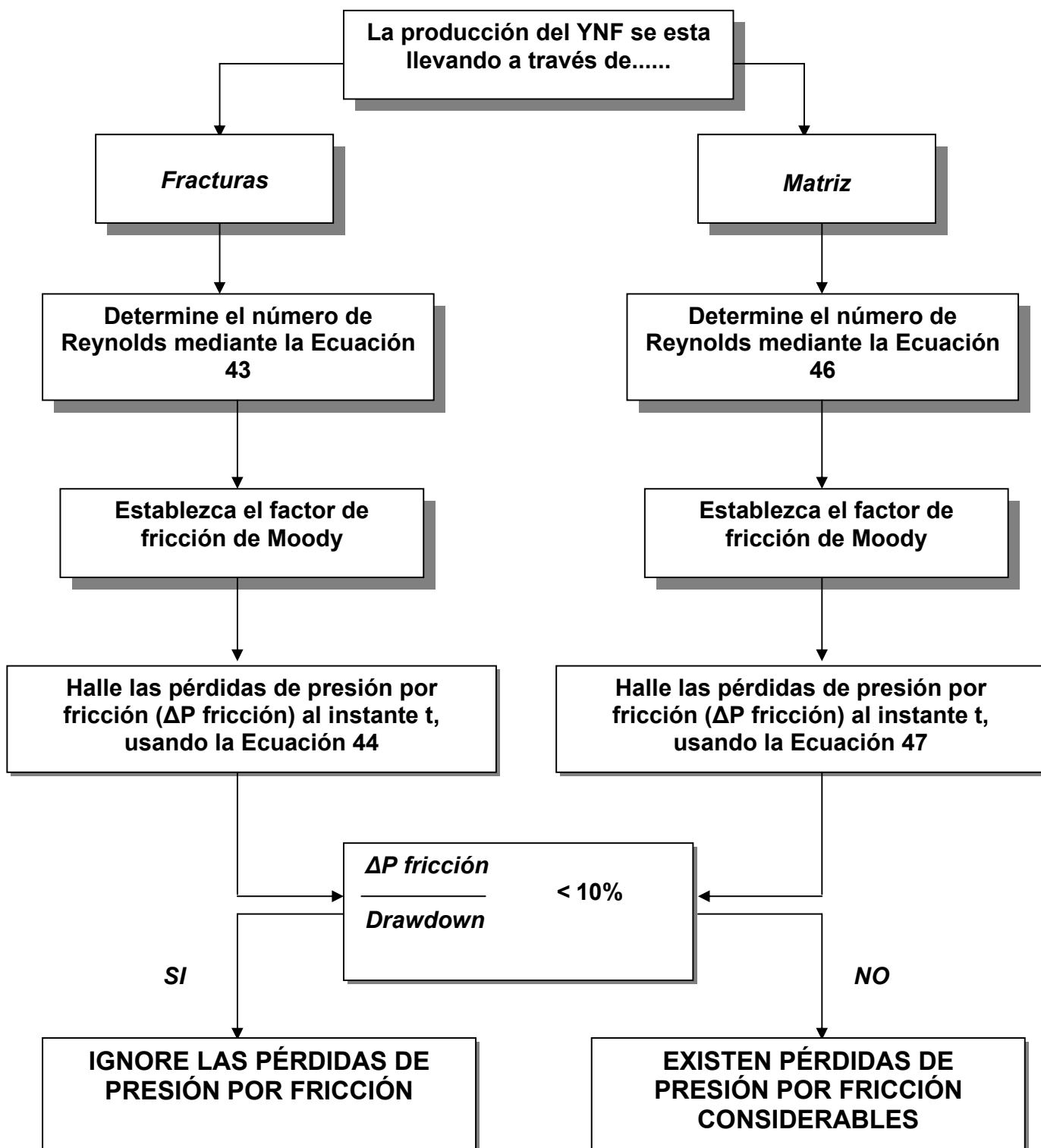


Figura 28. Diagrama de flujo para las Ecuaciones de Pérdida de Presión por Fricción para un Pozo Horizontal en un Yacimiento Naturalmente Fracturado a partir del modelo de Joshi.

5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Al trabajar con funciones complejas que tengan una gran cantidad de variables resulta difícil saber con certeza que tanto grado de incidencia tienen dichas variables sobre la función a estudiar, y se presenta cierta complejidad al tratar de analizar y concluir a simple vista cuando una variable afecta directa o inversamente a la función, y más aún cuando una variable depende de otras las cuales tienen sus propias funciones para calcular sus correspondientes valores.

Cuando se presenta este grado de complejidad es necesario aplicar un Análisis de Sensibilidad el cual me va a decir cual o cuales variables implicadas en dicha función son las que van a tener una mayor incidencia a la hora de llevar a cabo los cálculos correspondientes de ésta; y así darle a las variables implicadas un grado de importancia y cuidado al momento de la búsqueda de los valores; en resumen, saber con certeza cuales variables requieren mayor grado de certidumbre y cuales no.

Una explicación general de cómo realizar un Análisis de Sensibilidad se explica a continuación:

Dada una función f cuyas variables son a , b , c y d $\{ f(a,b,c,d) \}$; se le aplicará un análisis de sensibilidad para conocer cual de estas variables necesita un mayor grado de certidumbre, es decir, la variable que presenta un mayor grado de incidencia en la función f .

Se asignan valores bases a cada una de las variables, para luego ser multiplicadas por un Factor o porcentaje (75% y 125%) por debajo y por encima de dichos valores respectivamente, tal como se muestra en la Tabla 6:

Tabla 6. Muestra de datos para calculo de un Análisis de Sensibilidad

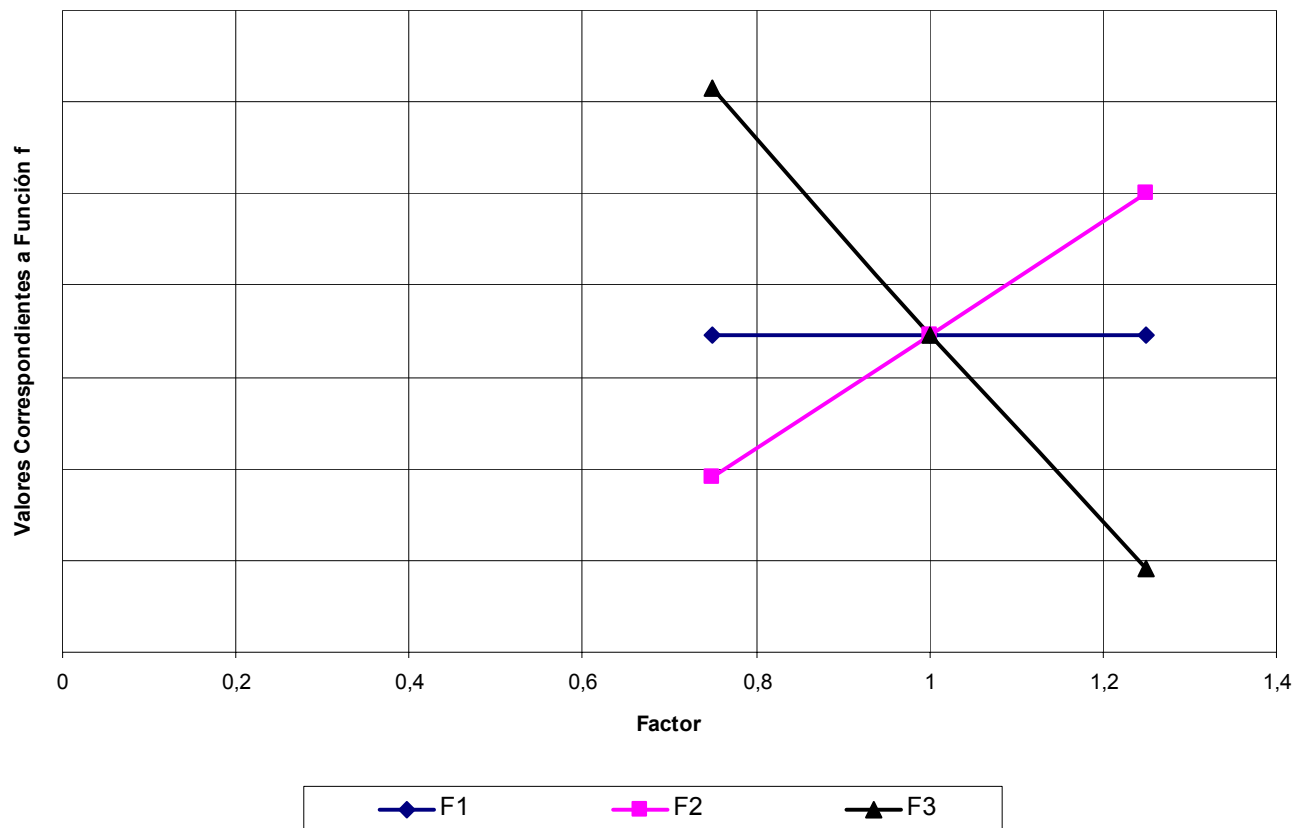
FACTOR	a	b	c
0.75	0.75a	0.75b	0.75c
1	a	b	c
1.25	1.25a	1.25b	1.25c

Autor del Proyecto.

Con estos nuevos valores se obtienen tres diferentes valores de la función f para cada variable, por ejemplo, para la variable a dichos valores serían: $F_1 = f(0.75a, b, c)$; $F_2 = f(a, b, c)$ y $F_3 = f(1.25a, b, c)$; y así para las demás variables, sin olvidar que F_2 es la función donde las variables representan valores bases de éstas; posteriormente se grafica f versus el Factor, lo cual arrojará un diagrama conocido como Diagrama de Araña tal como se muestra en la Figura 29.

Del diagrama de araña correspondiente a la Figura 29 se puede concluir que la línea con pendiente igual a cero, $m = 0$, (comportamiento constante) pertenecerá a una variable no sensitiva sobre la función f ; mientras que las líneas que presentan pendientes mayores que cero, $m > 0$ tienen un grado de incidencia sobre la función f ; de allí que la línea que presenta mayor pendiente m , corresponderá a la variable de mayor sensibilidad, por lo tanto se necesita un alto grado de certidumbre del valor correspondiente de dicha variable.

**Figura 29. Gráfica de Análisis de Sensibilidad (Diagrama de Araña),
f Vs. Factor**

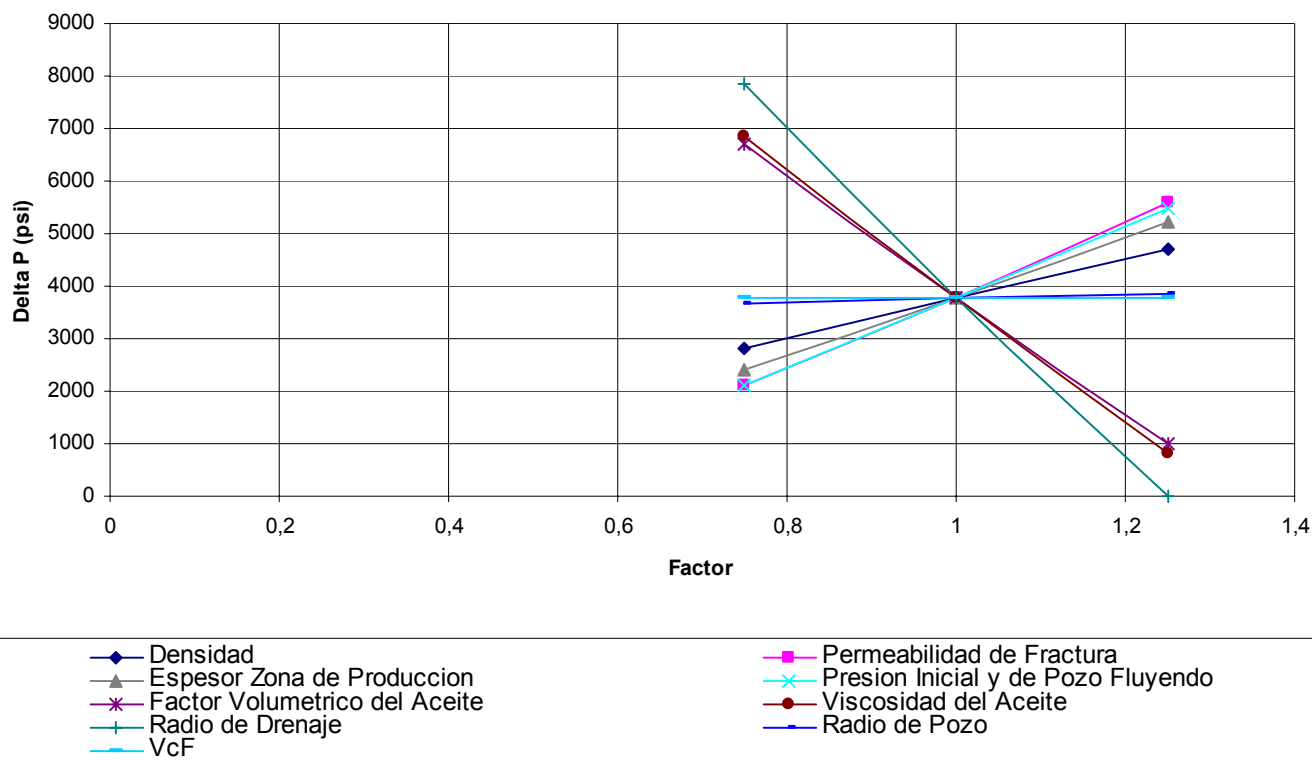


Autor del Proyecto.

5.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD APLICADO A LAS ECUACIONES PARA CALCULAR PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO A PARTIR DE LOS MODELOS DE JOSHI Y NOVY

Luego de llevado a cabo el correspondiente Análisis de Sensibilidad para cada una de las ecuaciones de pérdidas de presión por fricción para un pozo horizontal en un yacimiento naturalmente fracturado para los modelos de Joshi y Novy se puede concluir lo siguiente:

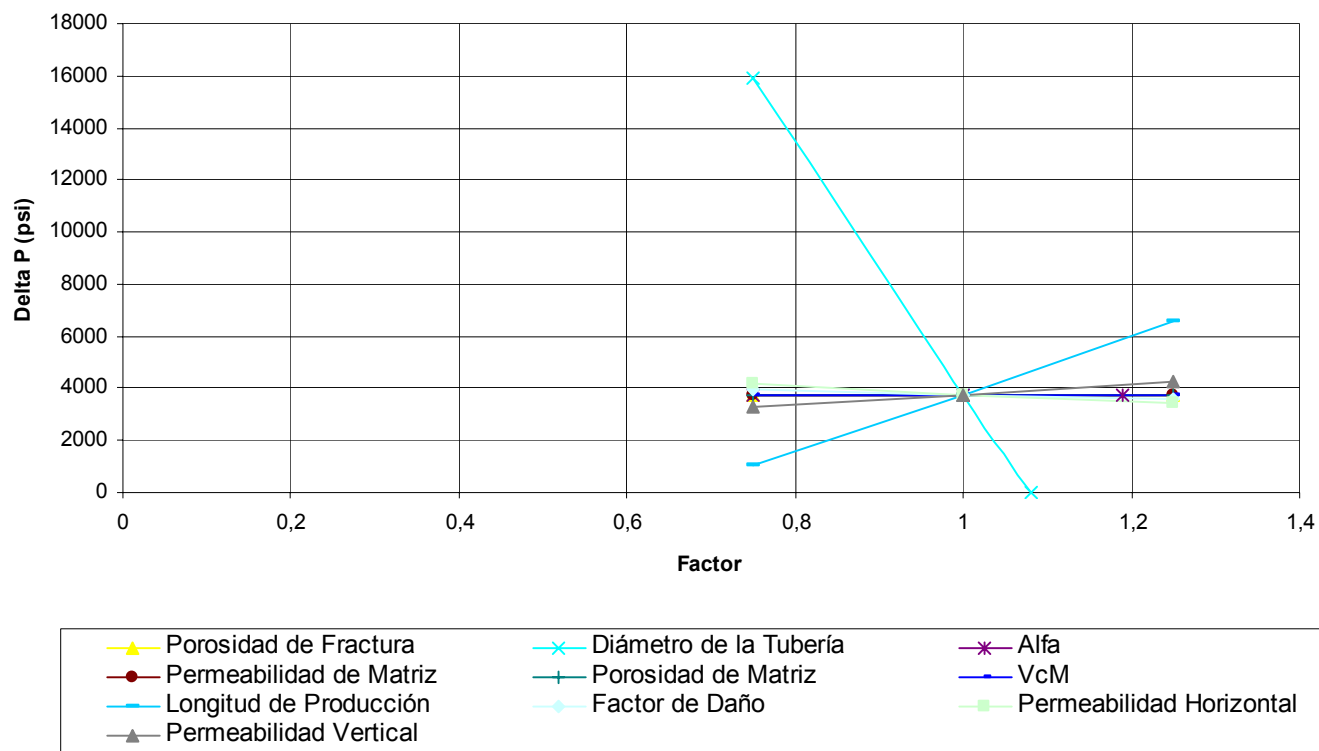
Figura 30. Diagrama de Análisis de Sensibilidad para el modelo de Joshi cuando el Yacimiento está produciendo a través de las fracturas. Primera Parte



Autor del Proyecto.

En las Figuras 30 y 31 se puede detallar los diferentes ángulos de inclinación que presentan cada una de las pendientes correspondientes a las variables involucradas dentro de las ecuaciones de pérdidas de presión por fricción para un pozo horizontal en un yacimiento naturalmente fracturado correspondientes al modelo de Joshi, produciendo a través de las fracturas. En donde cabe destacar, que en la Figura 30 existen variables las cuales no presentan ningún grado de incidencia en dichas ecuaciones, como es el caso del radio del pozo (r_w) y de la compresibilidad de la fractura (VcF).

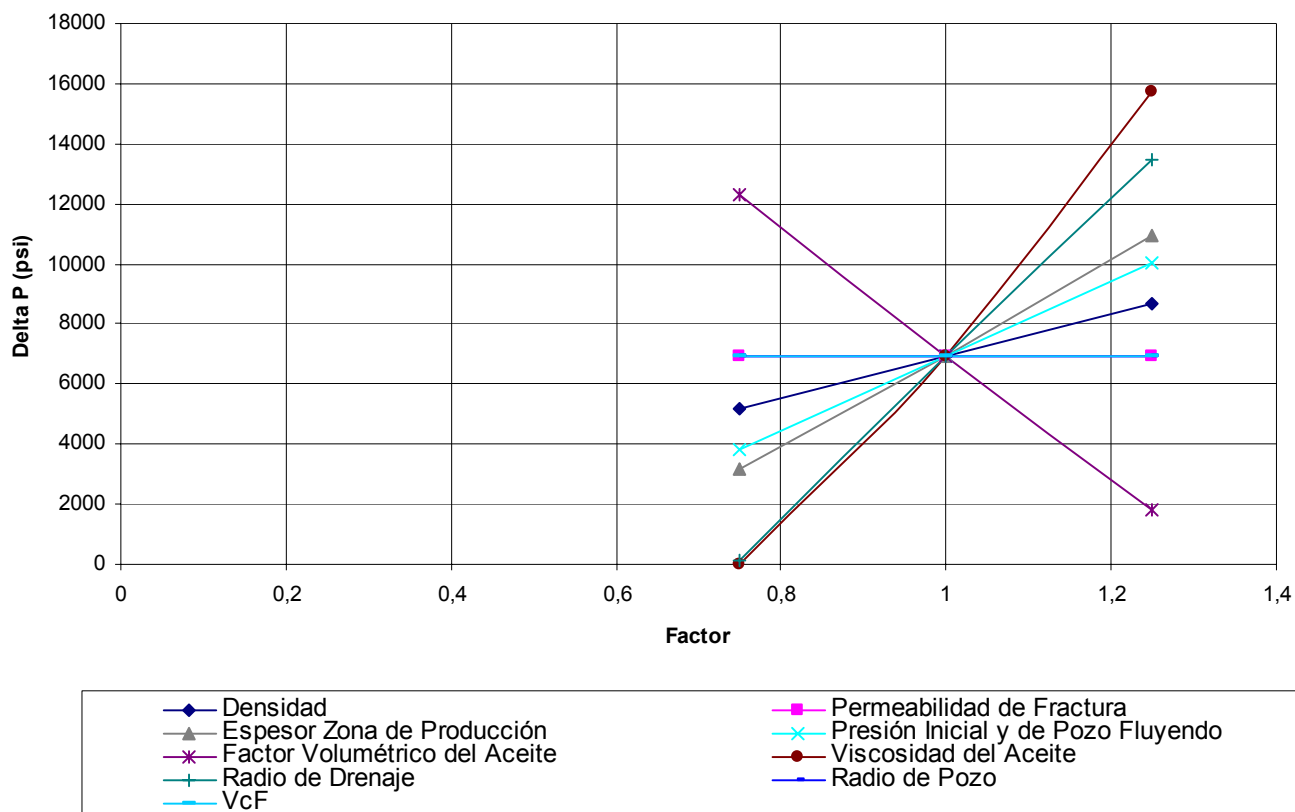
Figura 31. Diagrama de Análisis de Sensibilidad para el modelo de Joshi cuando el Yacimiento está produciendo a través de las fracturas. Segunda Parte



Autor del Proyecto.

Mientras que las demás variables presentan un grado de inclinación a considerar, de lo cual se concluye que el radio de drenaje del pozo, la viscosidad del aceite y el factor volumétrico del aceite son variables que tienen una importante incidencia a la hora de calcular las pérdidas de presión por fricción; de igual forma sucede en la Figura 31 donde el diámetro de tubería es una variable de la cual se necesita un alto grado de certidumbre al momento de realizar dichos cálculos.

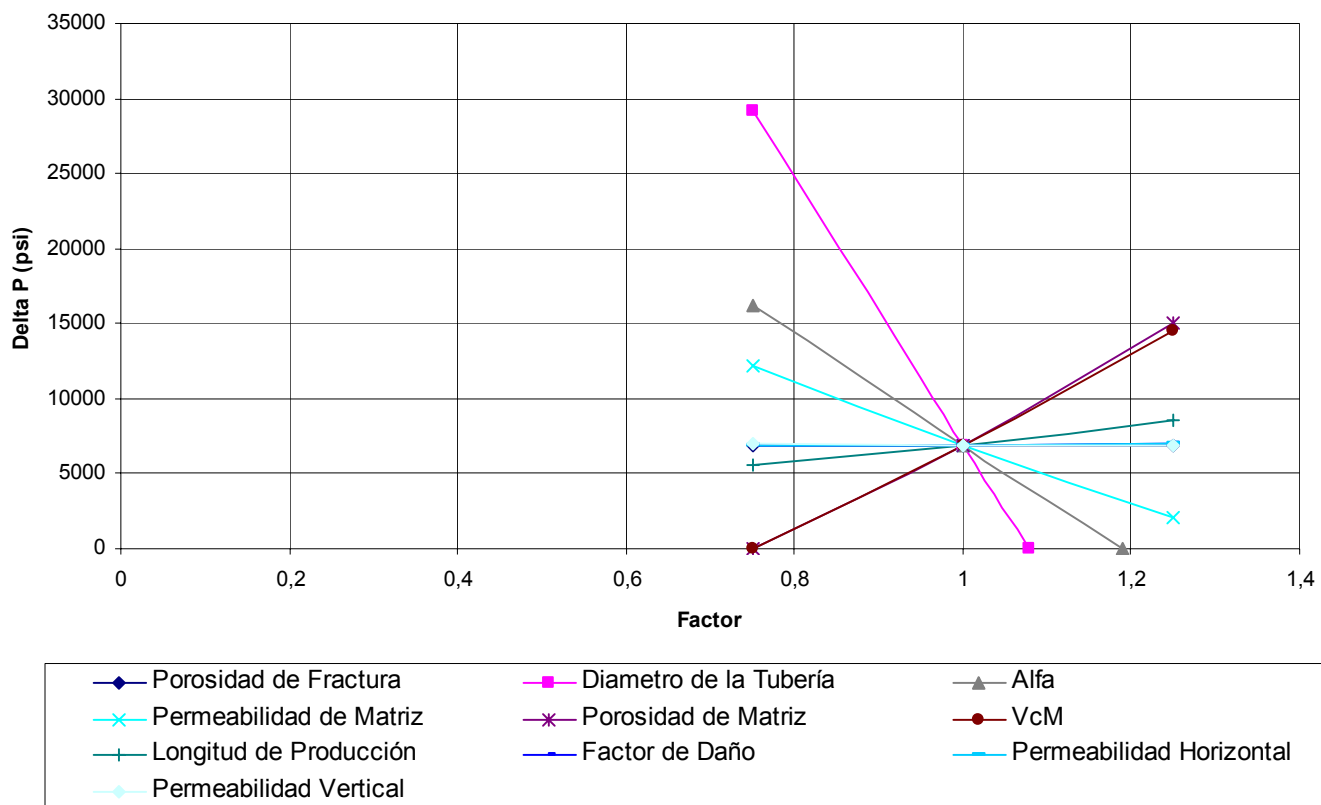
Figura 32. Diagrama de Análisis de Sensibilidad para el modelo de Joshi cuando el Yacimiento está produciendo a través de la matriz. Primera Parte



Autor del Proyecto.

De igual forma observando las Figuras 32 y 33 se puede conocer que variables tienen una gran incidencia en las ecuaciones de pérdidas de presión para el caso del modelo de Joshi produciendo a través de la matriz analizando sencillamente que tan pronunciada es la pendiente de cada una de las variables involucradas en las ecuaciones que se están estudiando.

Figura 33. Diagrama de Análisis de Sensibilidad para el modelo de Joshi cuando el Yacimiento está produciendo a través de la matriz. Segunda Parte



Autor del Proyecto.

Las pérdidas de presión por fricción correspondientes al modelo de Novy son insignificantes comparadas con el modelo de Joshi, por lo cual se omite su representación gráfica para dicho modelo, ya que siempre se presenta una línea con pendiente $m = 0$, lo cual significa que sus variables no presentan alguna incidencia sobre él.

5.7 PRONÓSTICO DE ΔP Vs. TIEMPO PARA UN CASO BASE DE CALCULO DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

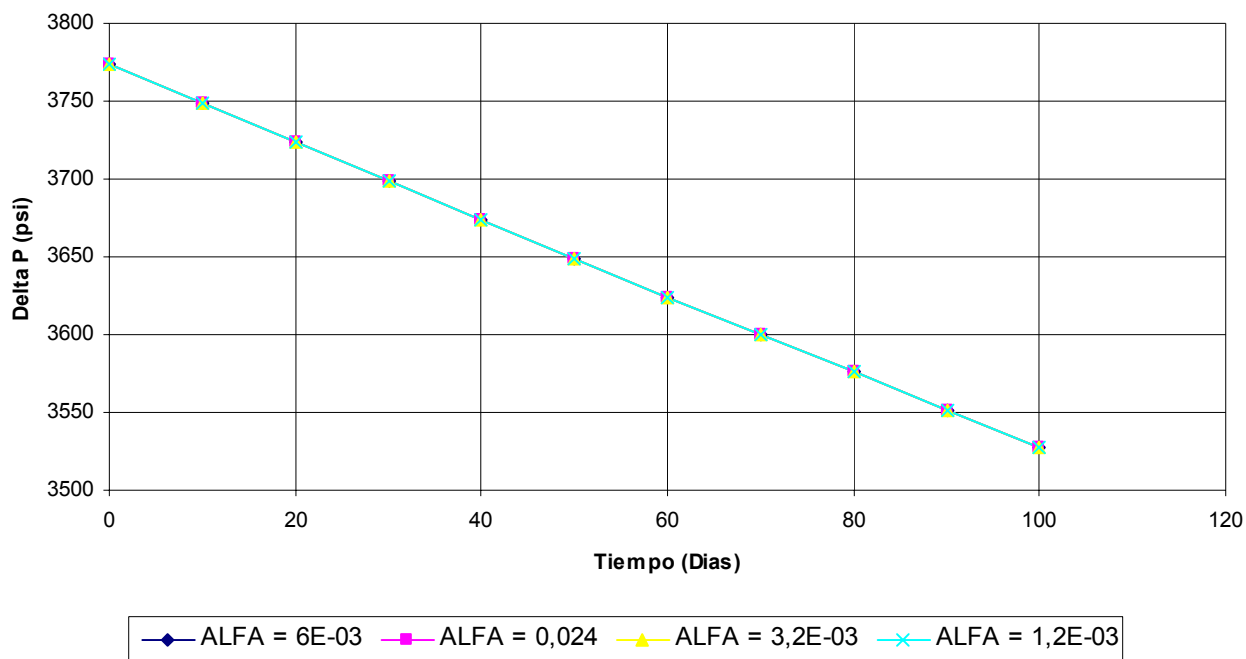
Normalmente en términos de la industria no se reporta como tal el valor de la permeabilidad de matriz, sino que siempre se encuentra acompañado del factor alfa α , el cual es una constante determinada por la geometría asumida para la distribución de los granos dentro del medio poroso. Es así como este factor alfa presenta ciertos casos particulares; cuando el bloque asumido tiene forma ya sea cúbica, esférica, cilíndrica y de lonjas.

Para el caso de la forma cúbica se supuso un valor X_m (lado del cubo) de 100 ft. que al reemplazarlo en la Ecuación 39 se obtiene un valor de alfa correspondiente a $\alpha = 6 \cdot 10^{-3} \text{ ft}^{-2}$. Cuando el bloque asumido tiene forma esférica se supuso un valor de X_m (radio de la esfera) de 50 ft. que al sustituirlo en la Ecuación 39 arroja un valor de alfa correspondiente a $\alpha = 0.024 \text{ ft}^{-2}$.

Si la unidad de grano se toma como cilíndrica, se supone un valor de X_m (diámetro del cilindro) de 100ft, que al reemplazarlo en la Ecuación 40 se obtiene un valor de alfa igual a $\alpha = 3.2 \cdot 10^{-3} \text{ ft}^{-2}$. Finalmente si la unidad de grano presenta la forma de lonjas, y suponiendo un valor de h_f (altura de la lonja) igual a 100 ft, se obtiene un valor de alfa correspondiente a $\alpha = 1.2 \cdot 10^{-3} \text{ ft}^{-2}$ al reemplazar h_f en la Ecuación 41.

En la Figura 34 se puede notar que no hay ninguna variación en cuanto al comportamiento de la caída de presión al asumir diferentes geometrías para la distribución de los granos dentro del medio poroso, concluyéndose que el factor alfa α es una constante única y exclusivamente de la matriz y por tanto no influye en la caída de presión cuando el yacimiento en estudio está produciendo a través de las fracturas.

Figura 34. Diagrama de ΔP Vs. Tiempo a partir del modelo de Joshi con producción del yacimiento a través de las fracturas



Autor del Proyecto.

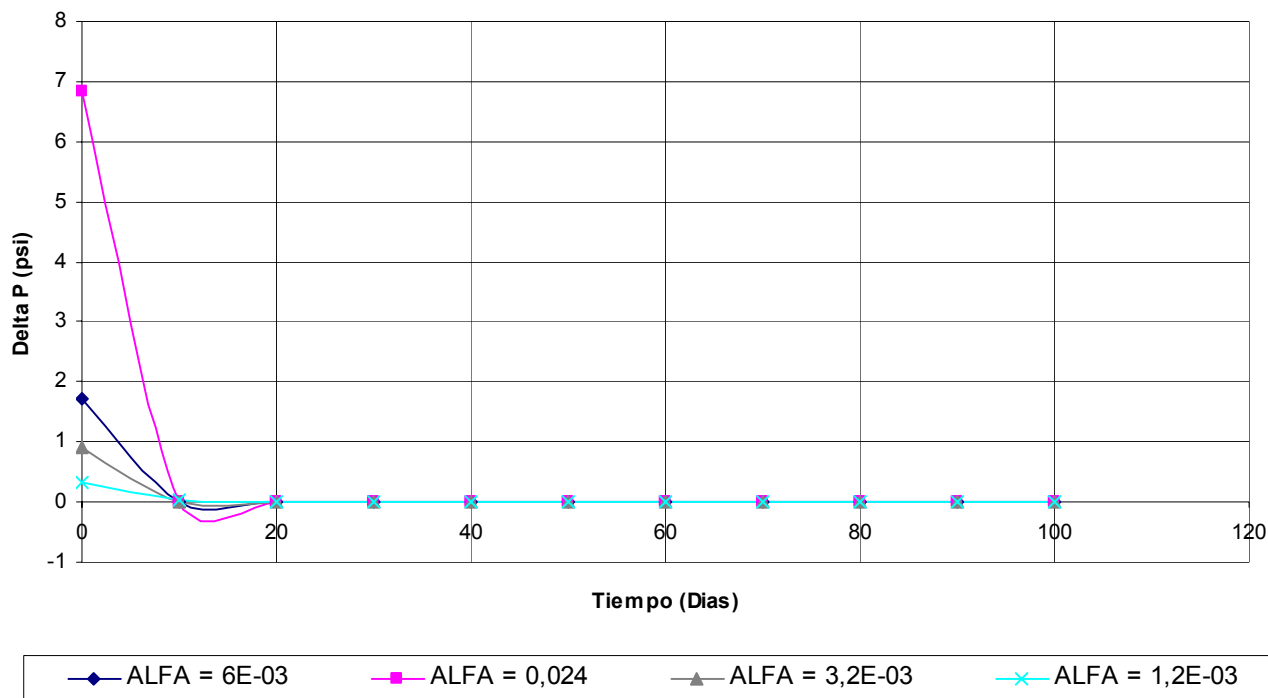
Cuando el yacimiento en estudio está produciendo a través de la matriz y con flujo laminar se puede ver mediante el modelo de Novy aplicado a este tipo de yacimiento cómo influye la geometría asumida para la distribución de los granos en el medio poroso o matriz.

Al analizar la Figura 35 se puede notar que cuando se tiene una geometría esférica en el medio poroso la caída de presión es más pronunciada que al compararla con las demás geometrías durante el mismo intervalo de tiempo, cabe aclarar que se presentan algunos valores de caída de presión negativos.

Y se nota además que el modelo ideal al momento de asumir la geometría al medio poroso es el de lonjas, se puede ver en la Figura 35 que la caída de presión para este tipo de geometría no es tan pronunciada como para las demás geometrías de medio poroso.

Para el modelo de Joshi correspondiente al flujo a través de la matriz, como para el modelo de Novy produciendo a través de fracturas ya sea bajo régimen laminar o turbulento y éste mismo modelo produciendo a través de la matriz en régimen turbulento, presentan pérdidas muy pequeñas de presión en el orden de 10^{-3} , por lo que se omite la representación gráfica de dicho comportamiento en el cual veremos líneas con pendientes $m = 0$.

Figura 35. Diagrama de ΔP Vs. Tiempo a partir del modelo de Novy con producción del yacimiento a través de la matriz (régimen laminar)



Autor del Proyecto.

DISCUSIÓN

Novy, R.A propuso una regla general para determinar cuándo una pérdida de presión puede ser considerable o en su defecto despreciable. Su propuesta dice que si esta caída de presión por fricción supera el 10% de la caída de presión entre el yacimiento y el “Wellbore”, habrá que re-diseñar los parámetros que influyen en dicha caída, ya que afectaría severamente la productividad del pozo. Si por el contrario, estas pérdidas no superan el mencionado porcentaje, las pérdidas de presión por fricción pueden ser consideradas despreciables. Si gráficamente no se pueden despreciar las pérdidas de presión (Figuras 24 y 25), es necesario evaluar dichas pérdidas mediante las ecuaciones enunciadas anteriormente en el Capítulo 5.

Es importante al diseñar un pozo horizontal perforando un Yacimiento Naturalmente Fracturado, aplicar el término de “Longitud para Pérdidas Friccionales Significativas”, determinado por la Ecuación 24, y su respectivo caudal para pérdidas friccionales Ecuación 25, que son funciones del índice de productividad. La única adaptación posible que se puede tener en cuenta para considerar un sistema heterogéneo para éste caso, es incluir en lugar de la permeabilidad en la Ecuación 26, bien sea el término de permeabilidad de fracturas o el término de permeabilidad de matriz, dependiendo de la fuente de producción que se tenga en el momento.

Pérdidas de Presión por Fricción para Flujo Multifásico

Para calcular las pérdidas por fricción en un flujo multifásico, se debe asumir que el comportamiento del “Wellbore” horizontal es el mismo que el de una tubería horizontal. Esto permite que los cálculos disponibles en la literatura sean aplicables, especialmente las múltiples correlaciones desarrolladas por Beggs, Brill y Dukler. Dichas ecuaciones

presentan mucho más complejidad que las de flujo en una sola fase, debido a que en este caso deben ser tenidas en cuenta las velocidades interfaciales entre los fluidos producidos. Para calcular dichas caídas de presión, se debe aplicar la Ecuación 11 (que merece un análisis más complejo), o usar las mencionadas correlaciones propuestas por los anteriores autores.

Generalmente, para el mismo flujo bajo las mismas condiciones y con la misma longitud horizontal, las correlaciones arrojan diferentes resultados de caídas de presión, por lo que es recomendable evaluar varias de ellas y tomar la más crítica, asegurando de esta manera tomar en cuenta las mayores pérdidas de presión posibles.

Otra de las formas más sencillas todavía para no perder de vista el hecho de considerar un Yacimiento Naturalmente Fracturado que se ha evaluado en las secciones anteriores, es hallar (mediante correlaciones conocidas) la densidad de todo el sistema y reemplazarla en los modelos ajustados de Novy y Joshi.

CONCLUSIONES

1. Los Yacimientos Naturalmente Fracturados, son el tipo de yacimientos que son más propensos a presentar pérdidas de presión debidas a la fricción, ya que por lo general en su etapa inicial de producción (a través de las fracturas) presentan elevados caudales (por ejemplo mayores a 10000 BPD), condición que junto a los fluidos altamente viscosos, son de alto riesgo para que se presenten considerables pérdidas de este tipo.
2. Por lo general las pérdidas de presión por fricción dentro de un diseño de un pozo horizontal se consideran despreciables. Lo anterior se puede hacer, siguiendo una sencilla regla: Si estas pérdidas de presión son menores al 10% de la caída de presión por “drawdown”, se pueden despreciar; de lo contrario deben ser evaluadas de una forma más detallada.
3. Los modelos de pérdidas de presión por fricción propuestos por Joshi y Novy aplicables a yacimientos homogéneos, permiten la creación de perfiles completos de estas pérdidas a través del tiempo, teniendo un previo conocimiento de la historia de producción de dichos yacimientos.
4. Mediante la inclusión de las ecuaciones de flujo de Da Prat et. Al., (modelo de predicción de producción) a dichos modelos, se puede hallar una predicción del comportamiento de las pérdidas de presión a través de la vida productiva de un Yacimiento Naturalmente Fracturado, detallando más en los valores exactos de las mismas. Destacando que no se tiene ningún conocimiento anticipado del historial de producción del yacimiento

5. Una sencilla aproximación para determinar dichas pérdidas en un flujo multifásico, consiste en hallar una densidad equivalente del flujo y aplicar las ecuaciones correspondientes a los modelos de Joshi y Novy para flujo en una sola fase presentados en el presente trabajo donde se conoce el caudal total del yacimiento.

RECOMENDACIONES

1. Con el objetivo de crear el perfil completo del comportamiento de las pérdidas de presión por fricción de un pozo horizontal en un Yacimiento Naturalmente Fracturado, se recomienda diseñar y programar un software que aplique los dos modelos que se han expuesto en el presente trabajo.
2. Los resultados que arroje este software dependerán en gran parte de la exactitud de los datos suministrados al programa, los cuales deben ser una buena manifestación de las principales características del yacimiento; y debe ser necesario someterlo a una serie de pruebas con el fin de garantizar su perfecta operatividad y luego de esto someterlo a una corroboración con datos reales que se puedan conseguir para pérdidas de presión por fricción.
3. Revisar modelos existentes para flujo multifásico y adaptarlos a las ecuaciones desarrolladas en el presente trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA ROBERTO. Naturally Fractured Reservoirs. Second Edition. Penn Well Books. 1995.

ARPEL, Bol. Tec. Horizontal Production System. 1985.

A.E. DUKLER, MOYE WICKS, III, and R.G. CLEVELAND. Frictional Pressure Drop in two-phase flow: A. A Comparison or existing Correlations for pressure loss and Holdup. University of Houston. Houston. Texas. January 1964.

A.E. DUKLER, MOYE WICKS, III, and R.G. CLEVELAND. Frictional Pressure Drop in two-phase flow: B. An Approach through Similarity Analysis. University of Houston. Houston. Texas. January 1964.

BEAL, C. The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its associated Gases at oil field temperatures and pressures. Trans. AIME. 1946.

BRADLEY, HOWARD B. Petroleum Engineering Handbook. 1st Printing. Society of Petroleum Engineers. Richardson. Texas. 1987.

BRILL J.P. and **BEGGS D.H.** Two phase in pipes. 6th edition. University of Tulsa. Tulsa. Oklahoma. December 1998.

CHEW J. and **CONALLY, C.A. Jr.** A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils. Trans. AIME. 1959.

COULSON, J.M. y otros. Ingeniería Química. Tomo 1. Editorial Reverte. Barcelona. (1)

CRANE Co. Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y Tuberías. McGraw-Hill. New York. 1985. (2)

DA PRAT G., CINCO LEY, RAMEY H. Decline curve analysis using type curves for twoporosity systems. Paper SPE 9292. June 1981, presented at the SPE Journal. (7)

DIKKEN, B.J. Pressure Drop in Horizontal Wells and its effect on their production performance. Paper SPE 19824, presented at the SPE 64th annual Technical Conference. San Antonio Texas. 1989.

DICKINSON, W; WILKES, R.P.; TURIN, P.S. A Multiple Drainhole Production System. Offshore Drilling Technology. Houston. Texas. P.1-27. December 1987.

DRILLING. P.30. March 1986.

Field Data Handbook. Dowell Schlumberger. Central Region Office. Tulsa. Oklahoma. 1987.

HENSEL, Jr. Naturally Fractured Reservoirs. University of Tulsa. Tulsa. Oklahoma. 1989.

HORNE, R. Modern Well Test Analysis. Petroway Inc. Second edition. 1995.

HORWELL. Horizontal Wells Technology. Catalogue. Paris. 1986.

JAIN, A.K. An Accurate explicit equation for friction factor. J. Hydraulics Div. ASCE, Vol. 102. P.674-677. May 1976. (6)

JOSHI, S.D. Augmentation of Well Productivity using Slant and Horizontal Well. Paper SPE 15375. Richardson. Texas. 1986. (4)

JOSHI, S.D. Production forecasting methods for horizontal wells. Paper SPE 17580, presented at the SPE International meeting of Petroleum Engineering, November 1988. held in Tianjin. November 1988.

JOSHI, S.D. Horizontal Well Technology. Capítulo 10: "Pressure drop through a horizontal well". Penn Well Publishing Company. 1991.

Journal Petroleum Technology. P.1421. November 1987.

MCABE, WARREN L y otros. Operaciones Básicas de Ingeniería. McGraw-Hill. New York. 1991. (3)

MAHONY, B.J. Horizontal Drilling Use on the Rise: Why and How. World Oil. P.47. October 1988.

MONTIGNY, O.; COMBE, J. Hole Benefits, Reservoir Types Key to Profit. Oil & Gas Journal. P.50-56. April 1988.

NOVY, R.A. Pressure drops in horizontal Wells. When can they be ignored? SPE Reservoir Engineering. February 1995. (5)

PERRY, R.H. and D.W. GREEN. Perry's Chemical Engineer's Handbook. Sixth edition. McGrawHill Book Co. P.5.18-5.25. New York City 1984.

PET. Eng. Int. September 1982. P.48. October 1985.

Revue d L'Institut Frencais Du Pétrole. Vol. 43. No.3. p.314. 1988.

ROSA, A.J. and CARVALHO, R.S. Distribucoes transcientes de Pressao Criadas pe la producao de um poco horizontal. B. Tec. Petrobras. P.73-74. Rio de Janeiro. 1987.

SHAMES, IRWIN H. Mechanics of Fluids. McGraw-Hill. New York. 1962.

STREETER, VICTOR L. Mecánica de Fluidos. McGraw-Hill. New York 1987.

STANDING, M.B. Volumetric and Phase behavior of oil field hydrocarbon Systems. Book Division. Reinhold Publishing Corporation. New York. USA. November 1958.

WEIRICH, J.B.; ZALESKI, T.E.; MULCAHY, P.M. Perforating the horizontal well, designs and techniques prove successful. Paper SPE 16929. Dallas. Texas. September 1987.

World Oil. P.127. May 1983.

ZALESKI, T.E. Innovations in Completion Technology for Horizontal Wells. Offshore. P.34-37. February 1989.