



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MEJORES PRÁCTICAS PARA LA
TERMINACIÓN DE POZOS PETROLEROS”

T E S I S
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

GABRIELA JUÁREZ SALVADOR

LEISLIE PAULINA TÉLLEZ GARCÍA



M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA
DIRECTOR DE TESIS

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA

2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SRITA. GABRIELA JUÁREZ SALVADOR
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-028

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.I. José A. Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

MEJORES PRÁCTICAS PARA LA TERMINACIÓN DE POZOS PETROLEROS

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I CONCEPTOS FUNDAMENTALES
- II OPTIMIZACIÓN DEL POZO
- III CASO PRÁCTICO DE CAMPO
- IV ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 20 de Enero del 2011

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

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS/RCTS/ses
ses



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	ING. MANUEL VILLAMAR VILLERAS	
Vocal	MR. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA	
Secretario	ING. LEONARDO CRUZ ESPINGZA	
1o. suplente	MR. FELIPE DE JESUS LEBRERO ARANDA	
2o. suplente	ING. ULISES NERI FLORES	

Me permite informarle a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de la asignatura JUAREZ SALVADOR CABRERA. A registrara con número de cuenta 30124US2-6 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

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

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

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

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitario, D.F. a 23 de Noviembre de 2011.

EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zapata

AGRADECIMIENTOS

La presente Tesis es un esfuerzo en el cual, directa o indirectamente, participaron varias personas leyendo, opinando, corrigiendo, teniéndome paciencia, dándome ánimo, acompañándome en los momentos de crisis y en los momentos de felicidad.

Agradezco a mis papás el Sr. Sabino Juárez C. y Sra. Luisa Salvador M. por darme la vida, sus cuidados, consejos y todo su apoyo para el lograr mis objetivos. A mis hermanos Oscar, Karen, Ethel, Paloma, Sabino y Néstor por ser mis compañeros de juegos, de trabajo, por su apoyo, por los jalones de orejas, a mis cuñado Jorge Vázquez C. por todo su apoyo. A mis sobrinos Jorge y Manuel Vázquez Juárez por ser mis diablitos consentidos, por sus aventuras que siempre son una dicha vivir con ustedes.

Agradezco a mi Tía la Ing. Paula Juárez Corona y al M.I. José Ángel Gómez Cabrera por haber confiado en mi persona, por la paciencia y por la dirección de este trabajo. A los Ing. Israel Castro H., Ing. Ulises Neri Flores y al Ing. Horacio Ortega por sus consejos y su asesoría que tan amablemente nos brindaron a mi compañera de Tesis y a mí. A nuestros sinodales Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, Ing. Leonardo Espinoza Cruz y al Ing. Felipe de Jesús Lucero Aranda por sus aportaciones a este trabajo.

Gracias también a mis queridos compañeros, que me apoyaron y me permitieron entrar en su vida durante estos casi seis años de convivir dentro y fuera del salón de clases. Adrián, Ana Belén, Ana Cortes, Anastasio, Brisa, Eder Adrián (Capi), Edgar Hernández (chata), Everardo, Enrique Bobadilla, Irene Lazcano, Francisco Moedano (Panchito), Iván Duran, José Manuel (Chema), Josué Pérez, Ivonne, Lizbequi, Rubén Felipe, Ricardo Yáñez, Yuliana, Verónica, Víctor Manuel (Gato), Yasmin.

Esta Tesis es para ti mamá.

ÍNDICE**RESUMEN****INTRODUCCIÓN****CAPÍTULO 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES**

1.1. Generalidades	1
1.2. Tipos de fluidos en el yacimiento	7
1.2.1. Identificación del tipo de fluido	8
1.2.1.1. Aceite negro	8
1.2.1.1.1. Presión inicial del yacimiento	9
1.2.1.1.2. Tendencia de la producción de gas	9
1.2.1.1.3. Tendencia de la presión	10
1.2.1.2. Aceite volátil	10
1.2.1.3. Líquido retrogrado	11
1.2.1.4. Gas húmedo	11
1.2.1.5. Gas seco	12
1.3. Diagramas de fases para los fluidos en el yacimiento	12
1.4. Factores que afectan la productividad del yacimiento	18
1.4.1. Características de la formación productora	18
1.4.2. Las propiedades de los fluidos	19
1.4.3. Permeabilidad relativa	19
1.5. Sistema integral de producción	21
1.5.1. Flujo del yacimiento al pozo	23
1.5.2. Flujo en tuberías	25
1.5.3. Flujo en estranguladores	30
1.5.4. Flujo en la línea de descarga	33
1.6. Conceptos fundamentales de análisis económico	35
1.6.1. Precio	36
1.6.2. Costos fijos	36
1.6.3. Costos variables	36
1.6.4. Tasa de descuento	36
1.6.5. Indicadores financieros	36
1.6.5.1. Valor presente de los ingresos (VPING)	37
1.6.5.2. Valor presente de la inversión (VPI)	37
1.6.5.3. Valor presente de los costos (VPC)	38
1.6.5.4. Valor presente neto (VPN)	38

1.6.5.5. Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	38
1.6.5.6. Relación costo beneficio (RBC)	38
1.6.5.7. Tasa interna de retorno (TIR)	39
1.6.5.8. Amortización	39
1.6.5.9. Depreciación	39
1.6.5.10. Derecho sobre la extracción de petróleo (DEP)	39
1.6.5.11. Impuestos de los rendimientos petroleros (IRP)	39
1.6.5.12. Periodo de la recuperación de la inversión (PRI)	40
1.6.5.13. Horizonte económico	40
1.6.5.14. Flujo de caja proyectado	41

CAPÍTULO 2. OPTIMIZACIÓN DEL POZO

2.1. Índice de productividad	42
2.1.1. IP en yacimientos bajosaturados	43
2.1.2. IPR en yacimientos de aceite saturados	45
2.1.2.1. Método de Vogel	47
2.1.3. Curvas generalizadas de IPR	54
2.1.3.1. Procedimiento de cálculo	55
2.1.4. Curvas de IPR futuras	57
2.1.4.1. Método de Fetkovich	57
2.1.4.2. Método de Eickemer	59
2.1.4.3. Método de Standing	60
2.2. Correlaciones para propiedades del aceite saturado	62
2.2.1. Correlación de Standing	62
2.2.2. Correlación de Vazquez	63
2.2.3. Correlación de Oistein	64
2.2.4. Correlación de Lasater	65
2.3. Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales	66
2.3.1. Conceptos y ecuaciones fundamentales	66
2.3.1.1. Número de Reynolds	67
2.3.1.2. Velocidades superficiales	67
2.3.1.3. Velocidad real	68
2.3.1.4. Densidad de la mezcla de los fluidos	68
2.3.1.5. Viscosidad de la mezcla	70
2.3.1.6. Tensión superficial de la mezcla de líquidos	70
2.3.1.7. Densidad de la mezcla de los fluidos	70
2.3.2. Clasificación de las correlaciones para flujo multifásico vertical	71
2.3.2.1. Correlación de Hagedorn y Brown	72

2.3.2.2. Correlación de Beggs y Brill	77
2.4. Correlaciones para flujo en estranguladores	79
2.4.1. Correlaciones de Gilbert, Ros, Baxendell y Achong	80
2.4.2. Correlación de Poettmann y Beck	81
2.5. Correlaciones para flujo en la tubería de descarga	82
2.5.1. Correlación de Beggs y Brill	83
2.6. Análisis nodal	87
2.6.1. Análisis cualitativo del sistema	88
2.6.1.1. Flujo en el yacimiento	90
2.6.1.2. Comportamiento de flujo por la T.P	91
2.6.1.3. Terminación de flujo natural	95
2.6.1.4. Efecto del diámetro de la T.P	96
2.6.1.5. Efecto del diámetro del estrangulador	98
2.6.1.6. Comportamiento del flujo por la L.D.	99
2.6.1.7. Distribución general de presiones	101
2.6.1.8. Diseño de tuberías de producción y líneas de descarga	102
2.6.2. Elección del nodo solución	105
2.6.3. El fondo del pozo como nodo solución	105
2.6.3.1. Procedimiento de solución	105
2.6.4. Líneas de descarga paralelas	108
2.6.5. La cabeza del pozo como nodo solución	109
2.6.5.1. Procedimiento de solución	109
2.6.6. El separador como nodo solución	111
2.6.6.1. Procedimiento de solución	112
2.6.7. El yacimiento como nodo solución	113
2.6.7.1. Procedimiento de solución	113
2.6.8. Tuberías telescopiadas	114
2.6.9. Procedimiento de solución	115
2.6.10. Nodos funcionales	116
2.6.11. El estrangulador superficial como nodo solución	116
2.6.11.1. Procedimiento de solución	117
2.7. Configuraciones de aparejos de producción	119
2.7.1. Tubería de producción telescopiada (TIDC)	121
2.7.2. Diámetro equivalente de la tubería (DET)	127
2.7.3. Razones para implementar tubería telescopiada	128
2.8. Pronósticos de producción para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado por el Método de Turner	129

CAPÍTULO 3. CASO PRÁCTICO DE CAMPO

3.1. Características del yacimiento	134
3.2. Ajuste de las correlaciones PVT	136
3.3. Obtención del potencial máximo	140
3.4. Selección de correlaciones para flujo multifásico vertical	142
3.5. Aplicación del análisis nodal	145
3.5.1. Análisis de sensibilidad variando el diámetro de la tubería de producción	146
3.5.2. Análisis de sensibilidad variando el corte de agua	150
3.5.3. Análisis de sensibilidad para diferentes aparejos de producción	156
3.5.4. Determinar la longitud optima de la TP superior y sensibilidad con el corte de agua para una tubería telescopiada (dúplex)	161
3.5.5. Análisis de la sensibilidad de la relación gas-líquido	164

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Pronósticos de producción para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado por el método de J. Tarner	168
4.1.1. Pronóstico de producción para una TP 2 ³ / ₈ , (DI, 1.995) [pg]	180
4.1.2. Pronóstico de producción para una TP 3 ¹ / ₂ , (DI, 2.992) [pg]	182
4.1.3. Pronóstico de producción para una TP 4, (DI, 3.340) [pg]	186
4.1.4. Pronóstico de producción para una tubería telescopiada (dúplex 1)	189
4.1.5. Pronóstico de producción para una tubería telescopiada (dúplex 2)	192
4.1.6. Pronóstico de producción para una tubería telescopiada (triplex)	196
4.1.7. Pronóstico de producción para una tubería telescopiada (cuádruplex)	200
4.2. Análisis económico	202
4.2.1. Resumen del análisis económico	212
4.3. Comparación de resultados	212
4.3.1. Comparación de costos	213
4.3.2. Comparación del tiempo de producción	215
4.3.3. Comparación del tiempo de recuperación de la inversión	217
4.3.4. Comparación del valor presente neto (VPN)	219

4.3.5	Comparación de la tasa interna de retorno (TIR)	221
4.3.6	Comparación grafica de los resultados obtenidos del análisis económico	223

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones	227
---------------------	-----

Recomendaciones	228
------------------------	-----

NOMENCLATURA	229
---------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	234
---------------------	-----

INTRODUCCIÓN

Los campos maduros se caracterizan porque llevan produciendo más de 20 años, muestran una declinación constante y una producción de crudo cercano al 30% de su producción inicial. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial. Una coyuntura económica que ayuda a la industria petrolera son los altos precios del crudo y el gas, que sumado al constante incremento de la demanda de estos energéticos hacen que se puedan aplicar técnicas y metodologías para el mejoramiento de la productividad que antes no eran viables económicamente.

En México el análisis de los campos maduros carece de las técnicas y mejores prácticas internacionales que permitan optimizar su producción, por lo que se consideran poco rentables debido a la baja producción de aceite, y grandes volúmenes de agua; lo cual implica el uso de instalaciones superficiales para la separación y tratamiento del agua congénita lo que incrementa el costo por barril de aceite producido.

Al producir un pozo a un ritmo de explotación acelerado puede canalizarse o conificarse el agua hacia los pozos generando un entrapamiento de grandes volúmenes de aceite en el yacimiento, lo cual disminuye el factor final de recuperación del campo, por lo que la técnica de análisis nodal permite calcular los diámetros óptimos y gastos asociados para un avance óptimo del contacto agua-aceite.

Otro de los problemas presentes en los campos maduros son los altos valores de relación gas aceite (RGA) lo cual es provocado por la disminución de la presión del yacimiento por debajo de la presión de saturación, lo que se manifiesta de dos formas: si la k_v es mayor que la k_h y se tiene un espesor considerable y alto buzamiento entonces tendremos la generación de un casquete de gas, lo cual eventualmente podría invadir los pozos o conificarse hacia la zona de disparos, y un segundo caso $k_h > k_v$ entonces el gas se mueve hacia el pozo disminuyendo la producción de aceite en superficie.

Para el desarrollo de campos maduros un operador normalmente no va a invertir su capital para inyección de agua y mucho menos para la recuperación secundaria y mejorada por los altos costos que esta implica. Sin embargo, con los altos precios del barril, su producción puede volverse rentable mediante el empleo de innovadoras técnicas.

Cuando un pozo produce con altos valores de RGA y corte de agua elevados, un arreglo convencional de tuberías presenta el problema de que los componentes de la mezcla viajan a diferentes velocidades, generándose el colgamiento de líquidos y estos generan una columna hidrostática que incrementa la presión de fondo fluyendo restringiendo el flujo de fluidos del yacimiento hacia el fondo del pozo.

Se propone el uso de un arreglo de tubería telescopiada, que se puede adecuar mediante análisis nodal para cada pozo dependiendo de las características del yacimiento.

El análisis nodal fue desarrollado en los años sesenta y setentas por cálculos a mano, usando gráficos de presión vertical generadas por las grandes compañías petroleras, donde los pequeños operadores que utilizaban análisis nodal se basaron en los gráficos de presión de Brown (1963). El flujo de trabajo era tedioso desalentando a los ingenieros para explorar nuevos horizontes que podrían dar lugar a nuevas tecnologías. Sin embargo con la llegada de los programas informáticos accesibles se pudieron obtener resultados más confiables y precisos aún menor tiempo.

Históricamente existen pocos casos de arreglos de tubería telescopiada, debido a las limitaciones técnicas (liner, la terminación en la que se encuentran los pozos, por reparaciones menores, etc.).

En la literatura publicada se ha puesto de manifiesto algunas aplicaciones del concepto de tubería producción telescopiada para optimizar la producción. Trenchard y Whisenant (1935) informaron del primer caso de tuberías telescopiadas, en el que su uso fue necesario cuando se tuvieron problemas para que el pozo fluyera, el aparejo de producción consistió de dos secciones: una

tubería inferior de $\frac{3}{4}$ [pg] y la otra mitad superior de 1 [pg], con lo que se obtuvo un flujo más continuo.

Federick y DeWeese (1967) reportaron un caso similar de tubería telescopiada en el famoso pozo “Kaplan Caper” en el Sur de Luisiana. Con el propósito de obtener mayor flujo, después de la terminación inicial se instaló tuberías de producción telescopiada.

Golan y Whitson (1986) reportaron el uso de tamaños de diámetro más pequeños en la tubería de revestimiento del pozo. En este caso, la tubería más pequeña fue de $2\frac{7}{8}$ [pg] de diámetro exterior (DE) que fue necesaria tras el colapso de la TR por encima de la zona productora. La sección que se derrumbó fue reparada mediante la colocación de una tubería corta (liner). El tamaño más pequeño de la tubería estaba conectado a la tubería superior existente de $3\frac{1}{2}$ [pg].

Schlumberger informo que mediante una tubería telescopiada de $5\frac{1}{2}$ y 7 [pg] en un yacimiento de gas y condensados. El pozo estaba produciendo 5,500 [bpd], con una relación gas-aceite de 9,600 [pies³/bl] a través de una tubería de producción de un solo diámetro de 7 [pg]. Con el fin de evitar la carga del líquido, se utilizó tubería telescopiada de $5\frac{1}{2}$ [pg] y de 7 [pg], lo que provocó un aumento en la velocidad del fluido mayor a la velocidad crítica de 8 [m/s] con una presión en boca de pozo de 1,430 [psi].

El caso más reciente de tubería telescopiada fue reportado por Tibbles et al. (2004). El pozo producía 2,147 [bpd] antes del fracturamiento hidráulico y del arreglo de tubería telescopiada. Previo de los trabajos de fracturamiento se realizó un análisis nodal, los resultados se utilizaron en el diseño los parámetros de fracturamiento hidráulico. Con el fin de levantar un mayor volumen de aceite se necesitaba una secuencia de tuberías telescopiadas, los diámetros para el diseño de tubería telescopiada fueron:

- Desde la superficie hasta 5,000 [pies] de profundidad, con una tubería de $4\frac{1}{2}$ [pg]
 - De 5,000 [pies] a 5,892 [pies] de profundidad, con una tubería de $3\frac{1}{2}$ [pg]
-

El análisis del uso de tubería telescopiada indicaba un aumento en la producción de 3,145 [bpd]. Después del fracturamiento y de la implantación de la tubería telescopiada el volumen medido fue de 3,101 [bpd].

El objetivo básico de esta tesis proponer un arreglo de tubería de producción telescopiada para aumentar la producción de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil de los campos, se eleva el factor final de recuperación y se mejora la rentabilidad de los mismo. Debido a que estos campos tienen una infraestructura existente, no es necesario hacer grandes inversiones instalaciones superficiales que se necesitarían en el desarrollo de nuevos campos.

La tubería telescopiada puede ser adecuada para los pozos con alta RGA, alto corte de agua y que a la larga será necesario instalar un sistema artificial. Dando como resultado una mayor producción acumulada de hidrocarburos por un mayor tiempo, que se verá traducido en mayores beneficios económicos. El enfoque de tubería telescopiada propuesta en este trabajo se limita únicamente al pozo y se complementa con el uso de análisis nodal, que en conjunto demuestran a que los campos maduros de petróleo en tierra y mar pueden llegar a ser más rentables.

CAPITULO 1: CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Este capítulo tiene como objetivo mostrar los conceptos fundamentales que ayudan a entender el flujo de fluidos en el yacimiento y en el sistema integral de producción. El ingeniero de producción deberá tener un conocimiento adecuado del yacimiento, de las propiedades de los fluidos, la declinación de su presión, la variación de su saturación de aceite, gas y agua en función del tiempo de explotación, de las permeabilidades relativas, entre otros aspectos. Adicionalmente, se presentan conceptos fundamentales para el análisis económico, el cual es un soporte para tomar la mejor decisión en cualquier proyecto.

1.1. Generalidades

Antes de comenzar de manera concreta al tema de conceptos fundamentales, se indicaran las principales definiciones empleadas en relación con las propiedades de los fluidos que se pueden determinar mediante: datos de campo, de estudios de fluidos en el laboratorio y con el empleo de correlaciones.

Aceite estabilizado.- Es el aceite que ha sido sometido a un proceso de separación con el objeto de ajustar su presión de vapor y reducir su vaporización al quedar expuesto a las condiciones atmosféricas.

Aceite residual.- Es el líquido que permanece en la celda PVT al terminar un proceso de separación en el laboratorio. Generalmente, el aceite residual se determina a 60°F y 14.7 [lb/pg²] abs.

Aceite en el tanque de Almacenamiento.- Es el líquido que resulta de la producción de los hidrocarburos de un yacimiento a través del equipo superficial empleado para separar los componentes gaseosos. Las propiedades y la composición del aceite dependen del tipo de yacimiento en explotación y de las condiciones de separación empleadas, como son: número

de etapas de separación, presiones y temperatura. El aceite en el tanque se acostumbra reportarlo a condiciones estándar.

Coefficiente de compresibilidad isotérmica del aceite (compresibilidad del aceite) C_o .- A presiones por arriba del punto de burbuja el coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite se define exactamente como el coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas. A presiones por debajo del punto de burbuja, se debe de agregar un término para la definición para tomar en cuenta el gas liberado.

El coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite es llamado del aceite.

Por definición el coeficiente de compresibilidad isotérmica para presiones por arriba del punto de burbuja se tiene lo siguiente:

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots 1.1$$

Donde:

c_o : compresibilidad del aceite.

V : volumen [ft³].

∂V : derivada parcial del volumen.

Δp : derivada parcial de la presión.

Esta ecuación se limita dar un cambio fraccional en volumen de un líquido en función del cambio la presión a una temperatura constante. La derivada parcial se utiliza en lugar de la derivada ordinaria, ya que solo hay una variable independiente, la presión; ya que solo se le permite variar. Y el subíndice T indica que la temperatura se mantiene constante.

Cuando la presión está por debajo de la presión de burbuja C_o . Cuando la presión de yacimiento está por debajo de la presión de burbuja, la situación es muy diferente. El volumen del líquido disminuye a medida que la presión del yacimiento decrece. Sin embargo, el volumen del yacimiento es ocupado por

un incremento de masa que originalmente fue líquido debido a la liberación de gas. El cambio de volumen en el líquido puede ser representado por:

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial p}\right)_T \dots\dots\dots 1.2$$

El cambio de la cantidad de gas disuelto es:

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T \dots\dots\dots 1.3$$

Por lo tanto, el cambio de volumen del gas libre es:

$$-\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T \dots\dots\dots 1.4$$

Así, a presiones de yacimiento por debajo de la presión de burbuja, el cambio total en volumen es la suma del cambio de volumen del líquido y del cambio de volumen del gas libre:

$$\left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p}\right)_T - B_g \frac{\partial R_s}{\partial p}_T\right] \dots\dots\dots 1.5$$

Donde B_g es agregado para convertir el volumen de gas libre a condiciones de yacimiento.

En consecuencia, un cambio fraccional de volumen líquido debido a cambio de la presión es:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p}\right)_T - B_g \frac{\partial R_s}{\partial p}_T\right] \dots\dots\dots 1.6$$

Esto es consistente con la ecuación 1.1 donde la derivada de R_s , con respecto a la presión es cero a presiones por arriba del punto de saturación.

Coefficiente de viscosidad del aceite μ_o .- La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. La viscosidad del aceite generalmente

se expresa en centipoise. La viscosidad del aceite es afectada por la presión y la temperatura, es decir, un incremento en la temperatura causa un decremento en la viscosidad, un decremento en la presión provoca una disminución en la viscosidad, por efecto de la presión siempre se comprimirá un líquido. Un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la presión.

Densidad relativa de un gas γ_g .- Es el peso molecular de un gas entre el peso molecular de un aire. El metano, tiene un peso molecular de 16.04 lb, el peso molecular de aire es 28.97 lb, por lo tanto, la densidad relativa del metano es $\frac{16.04}{28.97} = 0.55$.

Densidad relativa al aceite γ_o .- La densidad específica o relativa de un aceite se define como la relación de densidad del líquido a la densidad del agua a las mismas condiciones de presión y temperatura.

Ejemplo.- La densidad del aceite en el tanque de almacenamiento a 60[°F] es de 51.25 [lb/ft³]. Calcular la densidad específica y la densidad en °API.

Solución:

Primero se calcula la densidad específica $\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$ Sustituyendo valores queda lo siguiente:

$$\gamma_o = \frac{51.25[\text{lb}/\text{ft}^3]}{62.37[\text{lb}/\text{ft}^3]} = 0.8217$$

En la industria petrolera se emplea la densidad en grados API. Y se calcula con la siguiente ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \dots\dots\dots 1.7$$

Tomando la densidad relativa del aceite de ejemplo anterior, la densidad en °API es:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{0.8217} - 131.5 = 40.7^{\circ}\text{API}$$

Encogimiento.- Es la disminución de volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen o formación.

Factor de volumen de formación del aceite B_o .- El volumen de aceite en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, es menor que el volumen de aceite que fluye del yacimiento al fondo del pozo productor este cambio en el volumen de aceite se debe a tres factores:

- Liberación del gas disuelto en el aceite conforme la presión decrece desde la presión del yacimiento a la presión de superficie.
- La reducción en la presión causa una expansión ligera del aceite remanente.
- El aceite remanente también se contrae debido a la reducción de la temperatura.

El factor de volumen de formación del aceite B_o se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite.

$$B_o = \frac{\text{Vol.de aceite (con su gas disuelto) a c.y.}}{\text{Vol.de aceite a c.s.}} > 1.000 \dots \dots \dots 1.8$$

Factor de volumen de gas B_g .- Se define como el volumen de una masa de gas medido a presión y temperatura del yacimiento o de escurrimiento, dividido por el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Vol.de gas a c.y.}}{\text{Vol.de gas a c.s.}} < 1.000 \dots \dots \dots 1.9$$

Factor de volumen total B_t .- Se define como la relación de un volumen a condiciones estándar junto con su volumen inicial de gas disuelto a cualquier presión y temperatura.

$$B_t = B_o + B_g(R_{Si} - R_s) \dots \dots \dots 1.10$$

Flujo crítico.- Es cuando cualquier variación de la presión corriente debajo de un estrangulador no afecta a la presión en la cabeza del pozo. El número Mach igual o mayor a la unidad asegura este flujo; recordar que el número Mach es la relación de la velocidad real del fluido entre la velocidad de propagación de la onda acústica en el fluido en cuestión.

Liberación de Gas Diferencial.- Es el proceso de remoción de la fase gaseosa, de un sistema de hidrocarburos, a medida que se forma condiciones de burbujeo. Por lo tanto, durante un proceso diferencial la composición del sistema varía continuamente.

- La liberación de gas diferencial a condiciones de yacimiento, se simula en el laboratorio mediante una secuencia de etapas de liberación instantánea, iniciando estas a la presión original del yacimiento.
- Después de cada decremento de presión se miden los volúmenes de gas y aceite a condiciones de equilibrio.
- El gas se extrae a cada abatimiento de presión, determinándose su volumen a las condiciones atmosféricas.
- La viscosidad del aceite se mide a las condiciones de presión y temperatura de la celda, usando un viscosímetro de canica incorporado al sistema de presión.
- El proceso de liberación diferencial pretende simular el comportamiento de los fluidos acumulados en yacimientos donde la mayor parte del gas liberado se separa de su fase líquida asociada.

Liberación de gas instantánea (flasch).- Es el proceso en que el gas se separa del líquido al reducirse la presión, manteniéndose constante la composición total del sistema.

El proceso de liberación instantánea simula las condiciones de vaporización que existen en los yacimientos o en los sistemas de producción, cuando el gas liberado permanece en contacto con el líquido asociado original. En realidad las pruebas de separación diferencial e instantáneas están diseñadas para simular el comportamiento de los hidrocarburos para los casos extremos.

Aceite saturado.- Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra esta en equilibrio con su gas.

Aceite bajo-saturado.- es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, puede disolver más gas.

Aceite super-saturado.- Es aquel que a condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio.

Relación de solubilidad (Rs).- Es el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar,

$$R_s = \frac{\text{pies}^3 \text{ gd a } P \text{ y } T. \text{ medido a c.s.}}{\text{bl}_o \text{ a c.s.}} \dots\dots\dots 1.11$$

Relación gas – aceite (RGA).- Es el volumen de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y el número de etapas de separación, afectan a dicha relación.

Saturación crítica de un fluido.- Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

Tensión superficial.- Cuando existe un desequilibrio de fuerzas moleculares en la interface de dos fases. Esto es causado por la atracción física entre moléculas. Este desequilibrio de fuerzas se le conoce como tensión interfacial.

1.2. Tipos de fluidos en el yacimiento

Hay cinco tipos de fluidos en el yacimiento. Estos son por lo general llamados: yacimientos de aceite negro, aceite volátil, gas retrogrado, gas húmedo y gas seco. Los cinco tipos de yacimiento se han definido porque cada uno de ellos

requiere diferentes enfoques por los ingenieros de yacimiento y los ingenieros de producción.

El ingeniero petrolero debe de determinar el tipo de fluido al descubrir el yacimiento. El tipo de fluido es el factor decisivo en muchas de las decisiones que puedan tomarse para la administración del yacimiento, tales como: El método de muestreo del fluido, el tipo y tamaño del equipo de superficie, procedimientos de cálculo para la determinación del volumen original de aceite y gas, las técnicas para predecir la reservas de aceite y gas, pronósticos de presión y la selección del método de recuperación mejorada. Todos ellos dependen del tipo de fluido en el yacimiento.

1.2.1. Identificación del tipo de fluido

El tipo de fluido en el yacimiento puede ser confirmado solo por análisis en el laboratorio. Sin embargo, la información de producción disponible generalmente nos proporcionará el tipo de fluido en el yacimiento. Las reglas de dedo darán información para identificar cada uno de los cinco tipos de fluidos. Las tres propiedades disponibles son: relación gas-aceite inicial, la densidad a condiciones estándar y el color del fluido.

La relación gas-aceite inicial es el indicador más importante para el tipo de fluido. El color del líquido por sí sola no es un buen indicador para el tipo de fluido. Sin embargo, la densidad y el color del líquido en el tanque de almacenamiento son útiles para confirmar el tipo de fluido indicado por relación gas-aceite.

Si los tres indicadores, relación gas-aceite inicial, densidad del líquido y el color no ajustan dentro de los rangos dados por las reglas de dedo, las reglas fallan y el fluido de yacimiento debe ser analizado en laboratorio para determinar su tipo.

1.2.1.1. Aceite negro

Los yacimientos de aceite negro se caracterizan por tener una relación gas aceite inicial menor o igual a 2000 [pies³/bl]. La relación gas-aceite se incrementa cuando la presión del yacimiento está por debajo de la presión de

saturación. Estos yacimientos generalmente tienen una densidad menor a 45 °API. El aceite muy negro, indica la presencia de hidrocarburos pesados, en general son aceites negros, algunas veces son verdosos o café.

1.2.1.1.1. Presión inicial del yacimiento

La presión inicial de un yacimiento de aceite negro puede ser mayor o igual a la presión de burbuja.

La presión descubierta, es llamada presión inicial del yacimiento, la presión del yacimiento no siempre está por debajo por del punto de burbuja. Si la presión yacimiento está por debajo de la presión de burbuja del líquido, el gas ha migrado a la cima del yacimiento.

Esta zona de gas, se le llama casquete de gas, los espacios porosos por arriba de la zona de aceite. Cuando un casquete de gas está presente, la presión inicial del yacimiento, la presión medida en la interface del casquete de gas y la zona de aceite, es igual a la presión de burbuja del aceite.

Posiblemente, los yacimientos de aceite descubiertos con presión igual a la presión de burbuja, será difícil de identificar el ellos el pequeño casquete de gas. Normalmente, si no se presenta casquete de gas, la presión inicial del yacimiento se encuentra por arriba de la presión de burbuja del aceite.

1.2.1.1.2. Tendencia de la producción de gas

Considere la presión de yacimiento de aceite negro por arriba del punto de burbuja. La producción dentro del pozo solamente será líquido, hasta que aparezca la primera burbuja de gas en algún punto de la tubería de producción o en la línea de descarga una vez que se alcance la presión de saturación.

Al igual que los procesos de producción, la presión de yacimiento decrece. Cuando se alcanza la presión de saturación, el gas se forma en los espacios porosos. Primero el gas que se libera no se mueve. Sin embargo con el

continuo decremento de presión, el volumen de gas en el espacio poroso aumenta y el gas empieza a moverse hacia el pozo. En este punto la relación gas-aceite se incrementa en la superficie, este incremento se debe tanto por el gas disuelto y el gas libre.

1.2.1.1.3. Tendencia de la presión

Al decrecer la presión del yacimiento por la producción del aceite. A presión por arriba de la presión de burbuja, el aceite, agua y la roca se expanden para llenar el espacio poroso generado por la producción de aceite. La roca y los líquidos remanentes no son muy compresibles. A lo largo de que la presión decrece es necesaria la expansión de los fluidos y de la roca para remplazar la cantidad de aceite y gas producidos. En consecuencia, entre mayor sea la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión burbuja; la presión de yacimiento decrece rápidamente durante la producción.

A una presión por debajo de la presión de burbuja, se forma el gas en el espacio poroso, este gas libre ocupa mayor espacio que el gas disuelto en líquido, además el gas se expande a medida que la presión decrece, la formación y la expansión del gas ocupa la mayoría de los espacios creados por la formación. La producción excesiva de este gas es perjudicial para el mantenimiento de la presión en el yacimiento.

Si el yacimiento está conectado a un acuífero grande, la invasión de agua contrarrestará la producción de aceite y la tendencia de la presión será afectada.

1.2.1.2. Aceite volátil

La presión de un yacimiento de aceite volátil no decrece rápidamente como en un yacimiento de aceite negro. Y el cambio de la pendiente de un gráfico de presión contra producción acumulada no es tan fuerte como en un yacimiento de aceite negro. La presión de saturación generalmente es difícil de identificar.

1.2.1.3. Líquido retrogrado

La relación gas-aceite para yacimientos de líquido retrogrado es constante durante el inicio de la explotación del yacimiento y después se incrementa. Cuando la presión de yacimiento está por arriba del punto de rocío, los componentes de gas son constantes, los cuales se licuarán a condiciones de superficie. Sin embargo, a presiones de yacimiento por debajo del punto de rocío, algunos de estos componentes se condensan en el yacimiento. El gas producido lleva pocos componentes condensados a la superficie y la relación gas-aceite se incrementa. La presión de rocío no puede ser determinada de un gráfico de presión contra producción acumulada.

La relación gas-aceite para un yacimiento de líquido retrogrado se incrementa cuando la presión del yacimiento este por debajo de la presión de rocío del gas.

La densidad del líquido se encuentra entre el 40 y 60 °API e incrementa cuando la presión de yacimiento está por debajo de la presión de rocío. El líquido puede ser ligeramente de color: café, naranja, verdoso o incoloro como el agua.

Una relación gas-aceite inicial de 3300 hasta 5000 [pies³/bl] indica que es muy rico en gas retrogrado, el cual condensará suficiente líquido para llenar 35% o más del volumen del yacimiento.

El gas en superficie es muy rico en intermedios y frecuentemente es procesado para remover propano líquido, butano, pentano e hidrocarburos más pesados.

1.2.1.4. Gas húmedo

El líquido en la superficie normalmente es llamado condensado, y algunas veces el gas en el yacimiento es llamado gas y condensado. Esto causa una gran confusión entre los gases húmedos y los gases retrógrados.

La palabra “húmedo” en yacimientos de gas húmedos no significa que el gas este mojado por agua, pero se refiere a los hidrocarburos líquidos que se

condensan a condiciones de superficie. De hecho, normalmente los yacimientos de gas están saturados con agua.

Los gases húmedos producen líquidos a condiciones atmosféricas con el mismo rango de densidades del líquido que los yacimientos de gases retrógrados. Sin embargo, la densidad del líquido a condiciones de superficie no cambia durante la vida productiva del yacimiento. Usualmente el líquido es incoloro como el agua a condiciones de tanque. Los gases húmedos tienen muy alta relación gas-aceite, la cual será constante durante la vida productiva del yacimiento.

Para propósitos de ingeniería, el gas con más de 50000 [pies³/bl] puede ser tratado como si fuera un gas húmedo.

1.2.1.5. Gas seco

Un yacimiento de gas seco, indica que el gas no contiene moléculas pesadas para formar hidrocarburo líquido en la superficie. La composición del gas en superficie es igual a la composición del gas en el yacimiento, así que la densidad a condiciones de superficie también es igual a la densidad de gas a condiciones de yacimiento. Por lo tanto pueden tomarse muestras de gas en superficie para que sean analizadas y el resultado de la composición puede ser usada para determinar las propiedades del gas en el yacimiento.

1.3. Diagramas de fase para los fluidos en el yacimiento

Antes de clasificar los yacimientos con sus correspondientes diagramas de fases, se definen algunos conceptos básicos asociados con los diagramas mencionados.

Propiedades intensivas.- Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia consideradas.

Punto crítico.- Es el estado a condiciones de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión crítica.- Es la presión correspondiente al punto crítico, es decir, las propiedades del gas y el líquido convergen.

Temperatura crítica.- Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

Curva de burbujeo (Ebullición).- Es el lugar geométrico de los puntos, presión – temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío (Condensación).- Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, para los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Región de dos fases.- Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío.

En esta región coexisten, en equilibrio las fases líquida y gaseosa.

Cricondenbara.- Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricodenterma.- Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor:

Todas las mezclas de hidrocarburos pueden ser descritas mediante un diagrama de fases tal como se muestra en la **Figura 1.1**. En este diagrama de presión vs temperatura ($p - T$), la temperatura se localiza en el eje de las abscisas y la presión en el eje de las ordenadas.

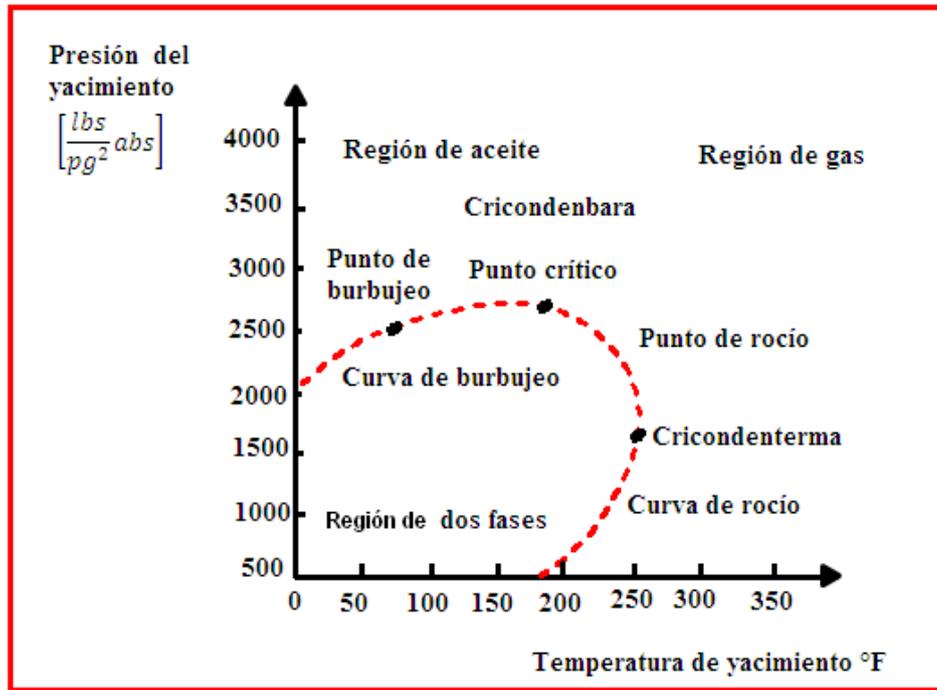


Figura. 1.1 Diagrama de fases típico para mezcla de hidrocarburos.

La clasificación de los yacimientos usando diagramas de fase, se realiza con la localización de las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento en un diagrama como el anterior.

En la **Tabla 1.1** se muestra la clasificación de los yacimientos con sus principales características y diagramas de fase correspondiente.

Tabla 1.1 Clasificación de yacimientos mediante diagrama de fase.

Tipo	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto		Yacimientos de Gas		
	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Características					
Diagrama de Fase					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y \geq T_c$	$T_c < T_y < \text{Cricondenbar}$	$T_y < \text{Cricondenbar}$	$T_y > \text{Cricondenbar}$
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbar	P. C. cercano a la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbar	P. C. cercano a la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Más separados de la línea de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	_____	_____	Fenómenos Retrogados	_____	_____
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGa $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$	< 200	200 — 1,000	500 — 15,000	10,000 — 20,000	< 20,000
Densidad líquido $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$	> 0.85	0.85 — 0.75	0.80 — 0.75	0.80 — 0.75	

Yacimiento bajosaturado.- En este yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida porque la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica. Además debido a las condiciones de la acumulación, y la presión inicial es mayor a la presión de saturación a la temperatura del yacimiento. Al explotar este yacimiento, la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbuja. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento. Hay que hacer notar que en este tipo de yacimientos al alcanzarse, la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

A manera de ejemplo la **Figura 1.2** muestra un diagrama de presión-temperatura (P – T) para una mezcla de hidrocarburos representativo de un aceite bajosaturado a condiciones iniciales de yacimiento. En este diagrama de fases, se puede seguir la trayectoria correspondiente al flujo, desde el yacimiento hacia el pozo (proceso isotérmico), a través de la tubería de producción y estrangulador, y finalmente hacia el separador (línea discontinua). Así mismo, se puede observar el comportamiento de fases del fluido producido, desde el yacimiento hacia el separador.

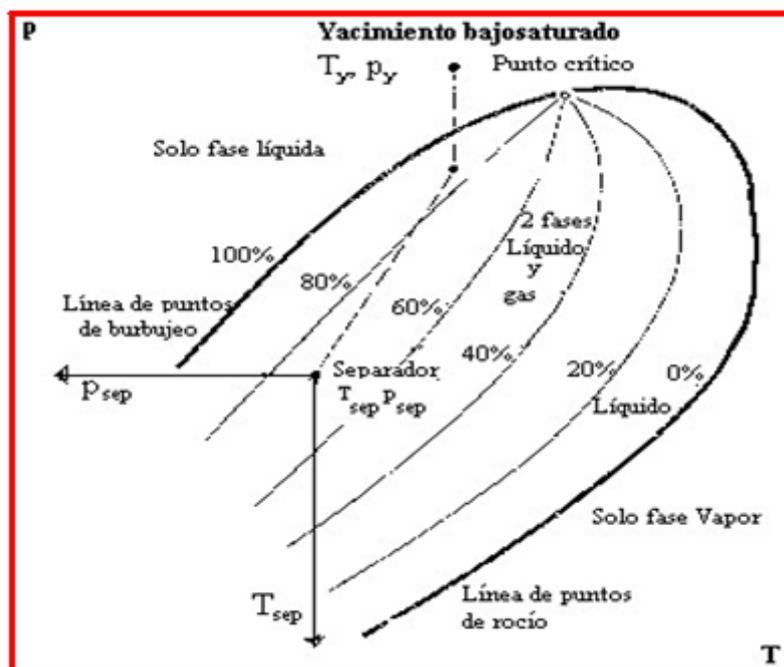


Figura 1.2 Diagrama de presión- temperatura para un yacimiento de aceite bajosaturado (Trayectoria de flujo desde el yacimiento hasta el separador).

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

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

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

Yacimiento de aceite volátil.- Son aquellos yacimientos cuya temperatura es ligeramente menor a la crítica.

Cada yacimiento de hidrocarburos tiene un diagrama de fases característico, así como también sus propiedades físicas y termodinámicas particulares. Éstas usualmente son medidas en laboratorio a partir de pruebas realizadas sobre muestras obtenidas del pozo mismo.

1.4. Factores que afectan la productividad del yacimiento

Si un pozo no produce en forma satisfactoria, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente, los problemas asociados al potencial de la formación se relacionan con:

- Las características de la formación productora
- Las propiedades de los fluidos

1.4.1. Características de la formación productora

El flujo de fluidos del yacimiento al pozo pueden estar restringidos por problemas inherentes a la formación, tales como: baja permeabilidad, baja porosidad, baja presión del yacimiento, depósitos orgánicos e inorgánicos, residuos de materiales de estimulación, grado de consolidación de la formación, etc. La elección del método solución, si lo hay, depende de la naturaleza del problema y de los resultados del estudio económico realizado al respecto.

1.4.2. Las propiedades de los fluidos

En el movimiento de los fluidos a través de los medios porosos intervienen además de las fuerzas de presión y gravitacionales, las capilares y las viscosas.

La presencia de crudo viscoso, la liberación y expansión del gas disuelto y la entrada de agua, son algunos de los problemas que afectan el flujo de hidrocarburos del yacimiento al pozo. Las altas viscosidades del gas aumentan su movilidad λ_g y reduce la del aceite λ_o . Una elección adecuada de la profundidad a la cual se realicen los disparos, o bien, el control de la producción a través de la selección del mejor estrangulador asegurara en algunos casos una declinación más lenta de la presión del yacimiento, incrementándose la producción de aceite y por ende el factor de recuperación.

Finalmente, la presencia de agua constituye un problema severo, pues reduce la S_o , incrementa el gradiente de flujo y consecuentemente disminuye la producción de aceite. Aunado a lo anterior, los costos de operación se incrementan en función del tratamiento que se requiere para separar el aceite del agua. Especialmente son dos de las principales fuentes de presencia del agua: la entrada de agua del acuífero asociado al yacimiento y la interdigitación, resultando de la existencia de zonas altamente permeables en las cuales la movilidad del agua es superior a la del aceite.

1.4.3. Permeabilidad relativa

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que un fluido pasa a través de un medio poroso, bajo condiciones de flujo no turbulento. Para flujo multifásico, es conveniente expresar la permeabilidad, como una fracción de la permeabilidad absoluta, y referirla entonces como la permeabilidad relativa de la fase.

El valor de la permeabilidad relativa de cada fase depende de la saturación, o bien, del grado de interconexión de los poros. Su evolución representa las interacciones roca-fluido y fluido-fluido, durante el flujo multifásico en el yacimiento.

Las curvas de permeabilidad relativa en rigor deben determinarse experimentalmente. Si no es posible, se obtendrá de correlaciones, o bien, a partir de datos de producción. Para un sistema gas-aceite o gas-agua las curvas tienen la forma mostrada en la **Figura 1.3**.

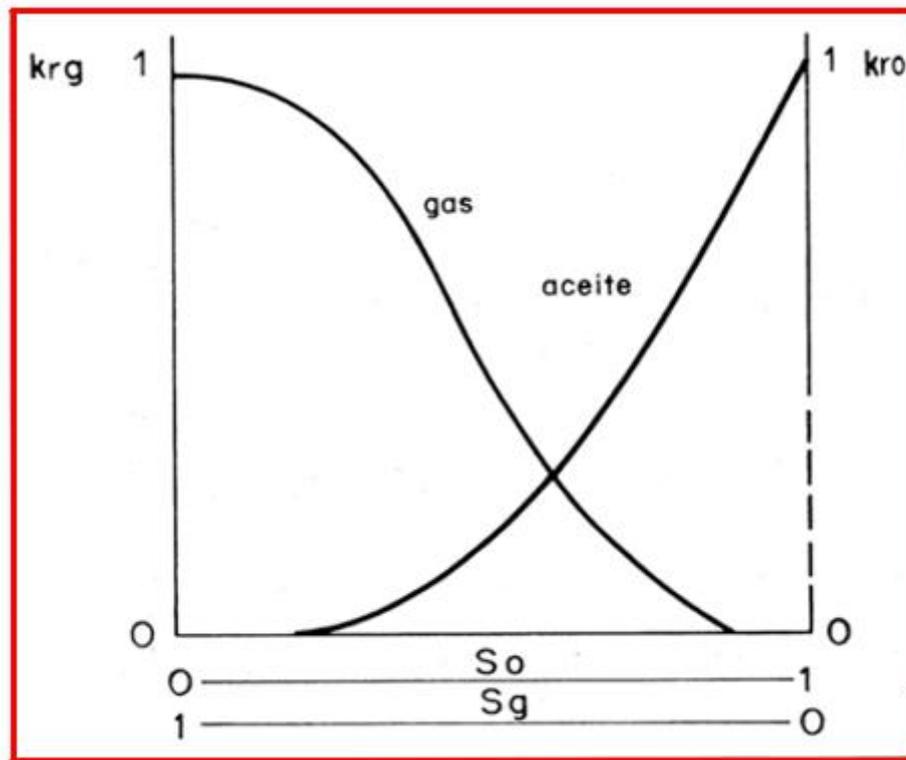


Figura. 1.3 Curva típica de permeabilidades relativas para sistemas gas-aceite.

Por otra parte, la permeabilidad, k , puede variar ampliamente en el yacimiento, debido a la heterogeneidad y anisotropía. Es decir: $k_x \neq k_y \neq k_z$.

En términos generales, se puede decir que cuando los valores de k alrededor de 50 [mD], los pozos productores serán de medios a buenos; cuando las permeabilidades en los pozos son mayores de 250 [mD], estos serán buenos. Sin embargo, estas generalizaciones no se cumplen del todo, cada pozo, en forma individual. Presentará una permeabilidad absoluta que será función de factores tales como la presencia de un alto porcentaje de agua, elevadas relaciones de gas-aceite y/o problemas de arenamiento.

1.5. Sistema integral de producción

Un Sistema Integral de Producción es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. Así mismo, un Sistema Integral de Producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes.

Los componentes básicos de un Sistema Integral de Producción son:

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

En la siguiente **Figura 1.4** se muestra esquemáticamente un Sistema Integral de Producción.

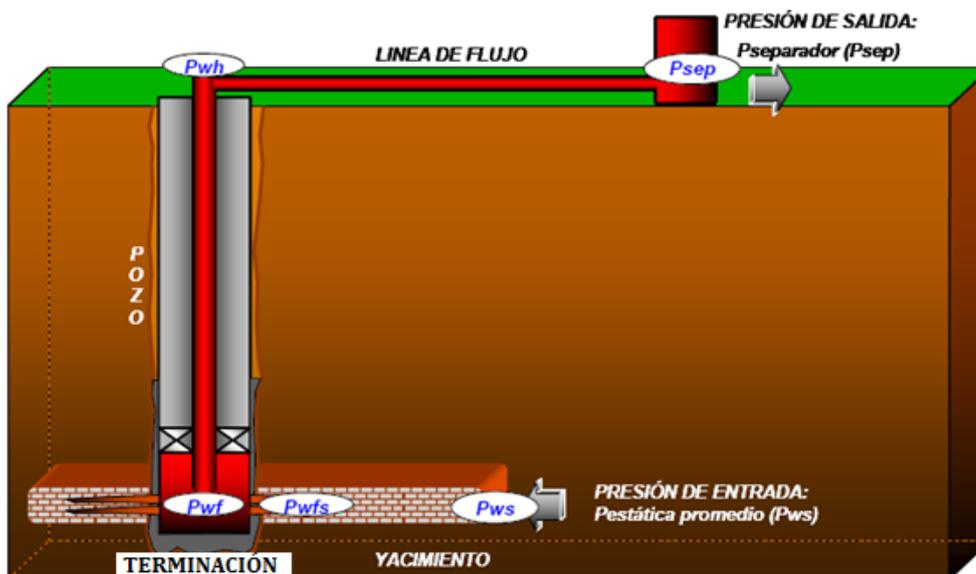


Figura 1.4 Se muestra Esquemáticamente un sistema integral de producción.

A continuación se da una breve definición de los componentes considerados.

Yacimiento: Se entiende por yacimiento la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacén, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad a la que se encuentra la zona productora de hidrocarburos.

Pozo: Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento, en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer el flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

Tubería de descarga: Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.

Estrangulador: Es un aditamento que se instala en pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arenas y sobre todo ofrece seguridad a las instalaciones superficiales.

Separadores: Los separadores como su nombre lo indica, son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas y en algunos casos aceite, gas y agua que provienen directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en: horizontales, verticales y esféricos; O bien en separadores bifásicos y trifásicos, recibiendo este nombre por su finalidad de separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

Tanques de almacenamiento: Son recipientes de gran capacidad de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de aceros instalados en tierra firme, o bien, buque-tanques, usualmente utilizados en pozos costa-afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles. En México, generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

Para analizar el comportamiento de un pozo terminado, es necesario analizar las tres áreas de flujo, las cuales se tienen que estudiar en forma integral.

Estas áreas de flujo son:

- Flujo del yacimiento al pozo
- Flujo en tuberías
- Flujo en estranguladores

1.5.1. Flujo del yacimiento al pozo

Uno de los componentes más importantes de un Sistema Integral de Producción es el yacimiento. En esta área de flujo, la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total. En consecuencia, el flujo hacia al pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo $(\bar{p}_y - p_{wf})$. La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como las propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencias y mecanismos de empuje.

Existen varios métodos para conocer el comportamiento de afluencia del yacimiento donde se utilizan con frecuencia la Ley de Darcy para describir éste comportamiento de flujo, el cual fue establecido por Henry Darcy (1856) a partir de diversos experimentos. Los métodos de los siguientes autores; Vogel,

Fetkovich, Eickemer, Standing, también describen el comportamiento de flujo en los yacimientos saturados.

Henry Darcy al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en el medio poroso. Y encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido (ρ, g, h), más una presión p ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en la longitud L dada, mediante una sección transversal de área A perpendicular a a dirección de flujo donde esta área es un área aparente ya que considera todo y solo se fluye por el espacio poroso. La constante de proporcionalidad K es la permeabilidad.

La forma elemental de la ecuación de Darcy es:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{d_p}{d_x} \dots\dots\dots 1.12$$

O bien, en términos de gasto volumétrico

$$q = VA = -\frac{k_a A}{\mu} \frac{d_p}{d_x} \dots\dots\dots 1.13$$

Donde:

A: área total transversal de flujo, [cm²]

ka: Permeabilidad absoluta del medio poroso, [Darcy]

q: Gasto volumétrico a condiciones de flujo, [cm³/seg]

V: velocidad de flujo [cm/seg]

$\frac{d_p}{d_x}$: Gradiente de presión en dirección del flujo [atm/cm]

En la **Figura 1.5** se muestra un esquema del experimento de Darcy

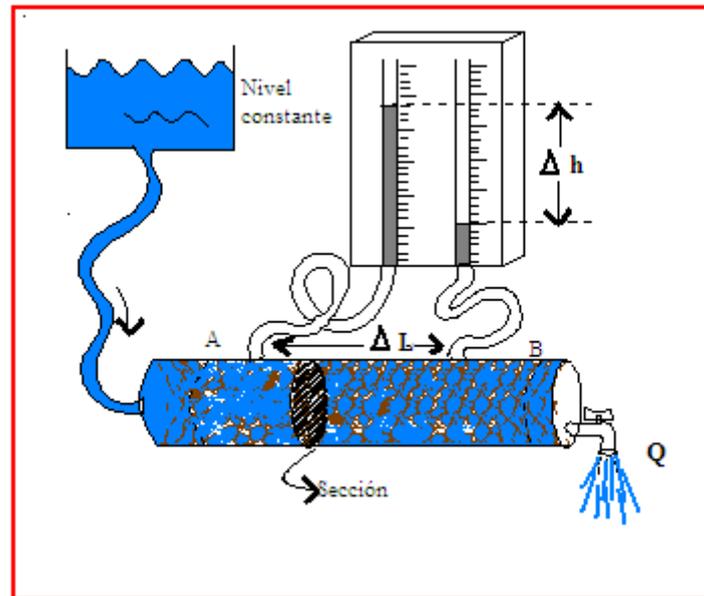


Figura 1.5 Experimento de Darcy. Flujo a través de un empacamiento de arena

La Ley de Darcy, solo es válida bajo las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isotrópico.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.

1.5.2. Flujo en tuberías

Una vez que se establece la comunicación entre el yacimiento y la superficie; los fluidos aportados por el yacimiento viajan a través de tuberías (verticales, horizontales e inclinadas) hasta llegar a los separadores y tanques de almacenamiento. Por lo tanto, es necesario contar con una ecuación que describa el comportamiento de los fluidos en función de las caídas de presión existentes a lo largo de la trayectoria de flujo.

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de la tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad

de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema, tal como se muestra en la **Figura 1.6**.

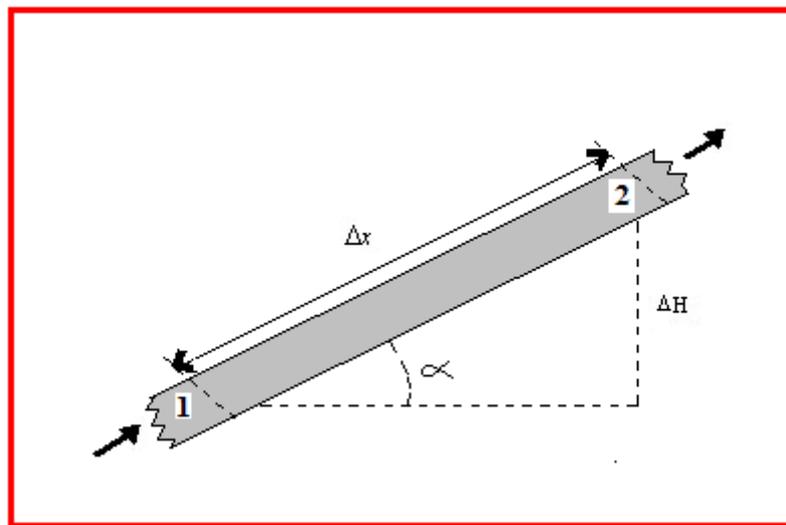


Figura. 1.6.- Diagrama de flujo en un conducto aislado

La ecuación general de energía expresa un balance de energía entre dos puntos en un sistema de flujo. De acuerdo con el principio de conservación de energía, se establece que la energía de un fluido que entra en la sección 1 de una tubería, más el trabajo adicional realizado sobre el fluido entre las secciones 1 y 2 menos cualquier pérdida de energía en el sistema entre esas secciones, 1 y 2, es igual a la energía del fluido que sale de la sección 2.

La ecuación general de energía se utiliza para resolver muchos problemas que involucran flujo multifásico en dirección vertical, horizontal o inclinada. A partir del principio de conservación de la energía se tiene que:

$$E_1 + \Delta W_s - \Delta W_f = E_2 \dots\dots\dots 1.14$$

Donde:

- E₁: Energía por unidad de masa, en la sección uno.
- E₂: Energía por unidad de masa, en la sección dos.

ΔW_f : Es la pérdida de energía por fricción. Estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

ΔW_s : Es la pérdida o adición de energía por trabajo externo, como por ejemplo una bomba.

Por otra parte, los términos E_1 y E_2 consideran las siguientes energías:

- Energía de expansión (E_e).dada por:

$$E_e \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = p \left[\frac{lb_f}{pie^2} \right] v \left[\frac{pie^3}{lb_m} \right] = pv \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \dots\dots\dots 1.15$$

Donde:

p: Presión, $\left[\frac{lb_f}{pie^2} \right]$

V: Volumen específico, $\left[\frac{pie^3}{lb_m} \right]$

- Energía potencial (E_p):

$$E_p \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = g \left[\frac{pie}{seg^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right] h[pie] = \frac{g}{g_c} h \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \dots\dots\dots 1.16$$

Donde:

g: Aceleración de la gravedad, $\left[\frac{pie}{seg} \right]$

g_c : Constante gravitacional, $32.174 \left[\frac{lb_m - pie}{lb_f - seg^2} \right]$

- Energía cinética (E_c):

$$E_c \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = \frac{v^2}{2} \left[\frac{pie^2}{seg^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right] = \frac{v^2}{2g_c} h \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \dots\dots\dots 1.17$$

Al sustituir las energías correspondientes a las secciones 1 y 2 en la Ec. 1.7 se obtiene:

$$p_1 v_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta w_f + \Delta w_s = p_2 v_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c} \dots\dots\dots 1.18$$

Suponiendo que el volumen específico no cambia, reordenando términos e igualando a cero, se tiene:

$$v \Delta p + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} - \Delta w_f + \Delta w_s = 0 \dots\dots\dots 1.19$$

Donde:

v: Volumen específico medio del fluido, $\left[v = \frac{1}{\rho} \text{ a condiciones promedio} \right]$

Δv^2 : $v_1^2 - v_2^2$

Δh : $h_1 - h_2$.

Δp : $p_1 - p_2$.

V: Velocidad, $\left[\frac{pie}{seg} \right]$

Multiplicando la Ec. Anterior por $\frac{\rho}{\Delta L}$ y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo ($\Delta w_s = 0$), se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = -\rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} - \rho \frac{\Delta v^2}{g_c \Delta L} - \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \dots\dots\dots 1.20$$

Considerando negativa la caída de presión en la dirección de flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \dots\dots\dots 1.21$$

La expresión 1.14 se acostumbra a escribir en la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots 1.22$$

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$: Gradiente de presión total por unidad de longitud, a temperatura constante.

Donde:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e = \left(\rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L}\right), \text{ Gradiente de presión por elevación}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \left(\rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L}\right), \text{ Gradiente de presión por fricción}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} = \left(\rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L}\right), \text{ Gradiente de presión por aceleración,}$$

Ahora bien, si se considera flujo multifásico en las tuberías, el problema puede dividirse en las siguientes categorías:

- Flujo multifásico vertical
- Flujo multifásico horizontal

En el flujo multifásico vertical, el trayecto de los fluidos a través de la tubería consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación. Se ha establecido que la caída de presión en esta área de flujo es alrededor de 40 a 80% del total, la cual depende de variables tales como diámetro de la tubería, profundidad del pozo, gasto de producción, relación gas- aceite (RGA), porcentaje de agua y propiedades del fluido.

El gradiente de presión total (o cambio en la presión con respecto a la longitud de flujo) para flujo multifásico vertical es la suma de tres factores: gradiente de presión por elevación, gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración, pero debido a que las caídas de presión por aceleración son

muy pequeñas en comparación con las otras dos, se pueden considerar despreciables, quedando la Ec. 1.23 de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots 1.23$$

o bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h \sin \theta + \frac{f v^{-2} \rho}{2 g_c d} \dots\dots\dots 1.24$$

Donde:

d: Diámetro interior de la tubería, [pg]

f: Factor de fricción, [adimensional]

ρ : Densidad del fluido a condiciones medias, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$

θ : Ángulo de flujo, para flujo vertical $\theta = 90^\circ$

La Ec. 1.24 se puede aplicar para cualquier fluido y para cualquier ángulo de flujo.

Si se considera flujo vertical, la Ec. 1.25 se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h + \frac{f v^{-2} \rho}{2 g_c d} \dots\dots\dots 1.25$$

1.5.3. Flujo en estranguladores

Una vez que los fluidos producidos por el pozo llegan a la superficie, estos pueden o no pasar por alguna restricción denominada "estrangulador". La **Figura 1.7** muestra esquemáticamente un pozo fluyente con un estrangulador instalado.

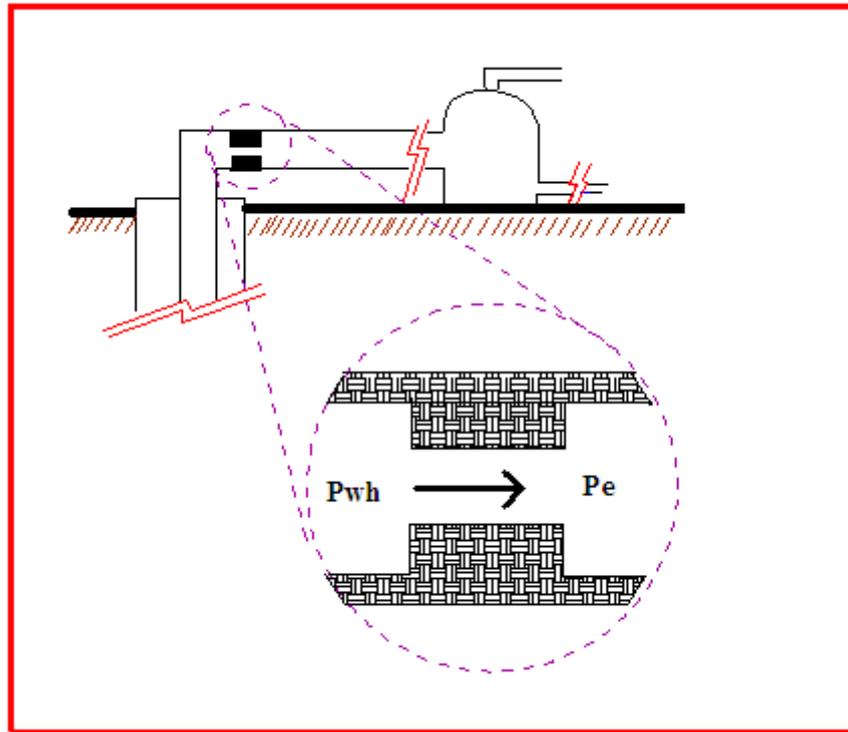


Figura 1.7 Estrangulador superficial.

Las presiones presentes en un estrangulador son:

- p_e : Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga), $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
- p_{wh} : Presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo), $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

Cuando un gas o una mezcla de gas- líquido fluyen a través de un estrangulador, el fluido es acelerado de tal manera que alcanza la velocidad del sonido en el interior del estrangulador. Al ocurrir esto, el flujo es llamado “flujo crítico”. Cuando se tiene flujo crítico (supersónico) en el estrangulador, las perturbaciones de presión corriente abajo del estrangulador no afectan a los componentes que están corriente arriba. Esto es, un cambio en la presión corriente abajo, por ejemplo, la presión en el separador no afectará el gasto o presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo).

El flujo crítico ocurre cuando:

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.5283 \dots \dots \dots 1.26$$

Para flujo crítico, el gasto es una función de la presión corriente arriba, de la relación gas- líquido y del diámetro del estrangulador.

Las principales razones para instalar un estrangulador superficial en el pozo son:

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Obtener el gasto de producción deseado.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.
- Prevenir conificación de gas.
- Prevenir conificación de agua.

Varios autores han desarrollado expresiones para calcular la caída de presión en el estrangulador. Las expresiones propuestas por Gilbert (1954), Ros (1960), Baxendell (1961) y Achong (1974) tienen la misma forma, sólo difieren en los valores de las constantes empleadas por cada uno de ellos.

$$p_1 = \frac{Aq_L R^B}{d_\phi^C} \dots\dots\dots 1.27$$

Donde:

p_1 : Presión corriente arriba [lb/pg²]

q_L : Producción de líquido [bpd]

R: Relación gas-líquido [ft³/bl]

d_ϕ : diámetro de estrangulador [64avosde pg]

A, B, C: Constantes que dependen de la correlación y que toman los valores que se muestran en la **Tabla 1.2**:

Tabla 1.2 Valores de las constantes A, B y C para diferentes correlaciones.

CORRELACIÓN	A	B	C
Gilbert	10	0.546	1.89
Ros	17.4	0.5	2
Baxendell	9.56	0.546	1.93
Achong	3.82	0.65	1.98

1.5.4. Flujo en la línea de descarga

El siguiente componente superficial es la línea de flujo o descarga, conocida comúnmente como línea de escurrimiento, cuya función es conducir la producción del pozo hacia el separador. Aquí se presenta una caída de presión adicional, cuyo rango varía entre 10 y 15% del total. La predicción de las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico es de vital importancia para la industria petrolera, por lo tanto, la comprensión de los mecanismos y características de dos o más fases en una sección del sistema de producción, tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general para obtener la máxima producción con las menores pérdidas de presión.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la Ec. 1.15 se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots 1.27$$

o bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} + \frac{\rho\Delta v^2}{2g_c\Delta L} \dots\dots\dots 1.28$$

La mayoría de los investigadores han adoptado la ecuación anterior para evaluar las características del flujo de dos fases y posteriormente determinar el gradiente de presión total. El problema de la variación de las características de flujo se elimina al suponer que la mezcla gas- líquido es homogénea en un intervalo pequeño de la tubería. Así, la Ec. 1.28 se puede escribir como:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = f_{tp} \frac{\rho_m v_m^2}{2g_c} + \frac{\rho_m v^{-2}}{2g_c \Delta L} \dots\dots\dots 1.29$$

En donde f_{tp} , ρ_m y V_m se refieren a la mezcla y son definidos en forma distinta por los autores de las diferentes correlaciones.

Las principales correlaciones desarrolladas para calcular el gradiente de presión en tuberías horizontales son las siguientes:

Bertuzzi, Tek y Poettmann (1956).

Eaton, Andrews y Knowless (1967).

Beggs y Brill (1973).

Dukler (1964).

La predicción de las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico permite:

- Diseñar las líneas de transmisión, así como también la longitud de las líneas costa afuera para transportar mezclas de gas y aceite.
- Diseñar las líneas de flujo superficial desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.

Las fórmulas y técnicas utilizadas para predecir la caída de presión en flujo multifásico horizontal también se pueden aplicar en el diseño de líneas para:

- Inyección de glicol en pozos de gas húmedo para prevenir o controlar la formación de hidratos.
- Sistemas de tuberías en plantas industriales, incluyendo refinerías.
- Sistemas de transporte de gas acarreado agua o condensado, o estos, arrastrando gas con una mezcla multicomponente de gas, condensados y agua.

Es importante notar que las correlaciones para flujo multifásico, mencionadas anteriormente, nunca reemplazarán a los medidores de presión en cuanto a precisión, para determinar las presiones de flujo en las tuberías. Sin embargo, para el ingeniero de producción, son una herramienta muy útil para la solución de problemas prácticos. Actualmente existen diversos software's para simulación de flujo multifásico en tuberías verticales, inclinadas y horizontales, los cuales se utilizan para el diseño de los aparejos de producción y de líneas de descarga.

Una vez que los fluidos producidos por el pozo llegan al separador, estos se encuentran en dos fases, es decir, gas y aceite, y en algunos casos gas, aceite y agua. En el separador, el gas y aceite son separados en diferentes corrientes de flujo, constituyendo así, una nueva mezcla con diferente composición y diagrama de fases tal como se muestra en la **Figura 1.8**.

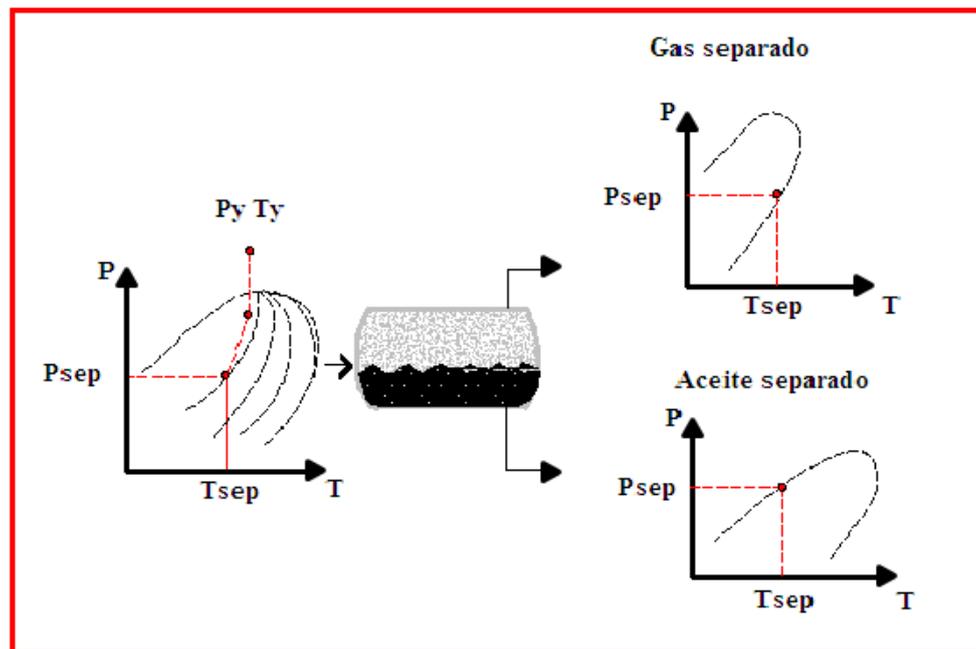


Figura 1.8 Diagrama de fases empleado para describir la separación de fases en superficie (en el separador).

1.6. Conceptos fundamentales de análisis económico

Para llevar a cabo una evaluación económica de un proyecto, se requieren de variables de entrada como son:

1.6.1. Precio

El precio del barril de petróleo es un parámetro incierto puesto que no se tiene un control sobre él. Depende de otras variables que afectan directamente la oferta y demanda de hidrocarburos; por ejemplo, si la demanda no crece tanto como se espera, los precios actuales podrían descender.

1.6.2. Costos fijos

Son aquellos en los que incurre la empresa y que en el corto plazo o para ciertos niveles de producción, no dependen del volumen de hidrocarburos.

1.6.3. Costos variables

Son los costos que incurre la empresa y guarda dependencia importante con los volúmenes de fabricación.

1.6.4. Tasa de Descuento

Es la tasa de interés que representa el valor al cual el inversionista está dispuesto a arriesgar su capital. Es diferente y particular para cada inversionista y proyecto dependiendo de las características de la empresa.

La Industria Petrolera considera una tasa de descuento compuesta por:

- Costo de Capital
- Riesgo Promedio
- Contribución de Proyectos no generadores

1.6.5. Indicadores Financieros

Los indicadores financieros son figuras de mérito que permitan calificar las diferentes opciones de utilización de los recursos según su bondad; en otras palabras, estos indicadores ofrecen información estandarizada y fácilmente interpretable acerca de la conveniencia o viabilidad de cada una de las opciones evaluadas y en consecuencia, nos permiten compararlas.

Existen múltiples indicadores financieros ampliamente utilizados; algunos de los cuales no consideran el valor del dinero en el tiempo y se conocen como

indicadores estáticos y otros que si lo hacen y se conocen como indicadores dinámicos.



Los indicadores económicos utilizados en la evaluación de cada uno de los escenarios son:

1.6.5.1. Valor Presente de los Ingresos (VPING)

Resulta de la suma de los ingresos esperados descontados a una tasa de interés estipulada.

$$VPING = \sum_{i=1}^n \frac{ING_i}{(1+r)^i} \dots\dots\dots 1.30$$

Donde:

n: horizonte económico

ING_i: Ingresos en el año “i”.

i: cualquier año en la vida del proyecto

r: tasa de descuento

1.6.5.2. Valor Presente de la Inversión (VPI)

Resulta de la suma de las inversiones de efectivo descontadas a una tasa de interés estipulada.

$$VPI = \sum_{i=1}^n \frac{INV_i}{(1+r)^i} \dots\dots\dots 1.31$$

Donde:

n: horizonte económico

INV_i: Inversión en el año “i”.

i: cualquier año en la vida del proyecto

r: tasa de descuento

1.6.5.3. Valor Presente de los Costos (VPC)

Resulta de la suma de los costos de efectivo descontados a una tasa de interés estipulada.

$$VPC = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} \dots\dots\dots 1.32$$

Donde:

n: horizonte económico

Ci: Costo en el año "i".

i: cualquier año en la vida del proyecto

r: tasa de descuento

1.6.5.4. Valor Presente Neto (VPN)

Es el método tradicional de evaluación de un proyecto de inversión y resulta de la suma de los flujos de efectivo (ingresos menos egresos que se producirán durante la vida del proyecto), descontados a la tasa de descuento definida.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{ING_i - EGR_i}{(1+r)^i} \dots\dots\dots 1.33$$

1.6.5.5. Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI)

Se define eficiencia de la inversión, a la rentabilidad que se obtiene, en términos reales, por cada unidad monetaria invertida.

1.6.5.6. Relación Beneficio Costo (RBC)

Se define como la relación entre el Valor Presente Neto y la sumatoria de los valores descontados de inversiones y costos.

$$RBC = \frac{VPN}{VPI + VPC} \dots\dots\dots 1.34$$

1.6.5.7. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de interés a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual a los flujos de efectivo negativos (egresos) de un proyecto de inversión; es decir, la tasa a la cual el valor presente neto del proyecto es cero.

1.6.5.8. Amortización

Se puede definir como redimir o extinguir el capital de un préstamo por medio de abonos. Es también recuperar los fondos invertidos en alguna empresa.

1.6.5.9. Depreciación

Es una reducción de valor de los activos es un consumo de capital, cuyo costo debe ser absorbido por los bienes y servicios que se produzcan con ellos.

1.6.5.10. Derecho sobre la Extracción de Petróleo (DEP)

De acuerdo con el artículo 4° de la Ley de Ingresos, este derecho lo paga Pemex Exploración y Producción, y se calcula por cada una de sus regiones. La base de derecho es la diferencia entre el total de ingresos por ventas de bienes y servicios, y total de gastos y costos.

Los volúmenes de hidrocarburos derramados o quemados se consideran como si se hubieran exportado, por lo que su monto, calculado a los precios internacionales vigente, debe agregarse a la base de derecho.

1.6.5.11. Impuesto de los rendimientos petroleros (IRP)

A partir de 1999 este impuesto se calcula aplicando la tasa del 35% “al rendimiento neto”; la tasa en los años previos fue de 34%. El rendimiento neto es el resultado de restar a la totalidad de los ingresos, el total de deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo.

1.6.5.12. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Por su facilidad de cálculo y aplicación, el Periodo de Recuperación de la Inversión, es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo.

Es importante anotar que este indicador es un instrumento financiero que al igual que VPN y la TIR, permite optimizar el proceso de toma de decisiones.

El Periodo de Recuperación de la Inversión es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

1.6.5.13. Horizonte económico

El horizonte económico de un proyecto se refiere a su vida útil, siendo este el período o plazo total de tiempo previsto, durante el cual el proyecto generará ingresos. Este horizonte económico incluye el período de inversiones y operación; sirviendo para estimar los flujos de caja de las propuesta de inversión.

El criterio para la determinación del horizonte económico no debe ser, de ninguna manera, arbitrario y para ello, deben ser cuidadosamente estudiados los siguientes conceptos:

Activo principal del proyecto: todo proyecto debe producir ingresos mediante el uso de los activos en los cuales se invirtió. Estos activos tienen un período estimado de servicio el cual se conoce con el nombre de vida útil. Lógicamente, el horizonte económico deberá ser, como máximo, el período de inversión inicial más el período de vida útil del activo principal.

Tipo de proyecto: existen proyectos de corto, mediano o largo plazo, dependiendo del objetivo que se pretenda con los mismos. Por ejemplo, un proyecto de inversión para la explotación de un yacimiento petrolero tendrá un horizonte económico largo, ya que, si se considera el ciclo de vida del campo, así como el tiempo de desarrollo de la infraestructura, esto lleva a pensar que

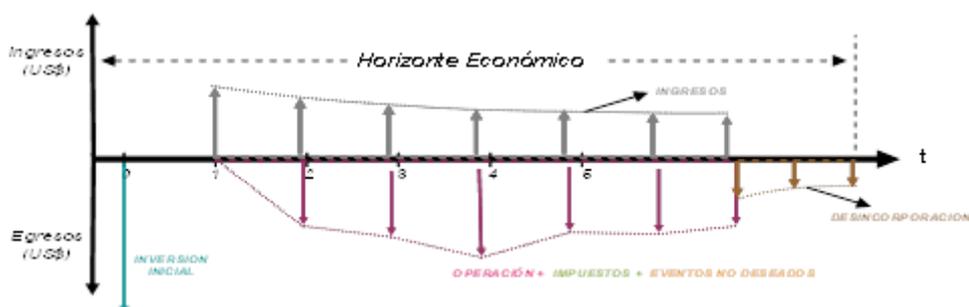
el cálculo de los flujos se realizará, como mínimo, a lo largo de un período igual a la vida productiva de dicho yacimiento.

Condiciones económicas / políticas / sociales del país: el establecimiento del horizonte económico debe contemplar las condiciones de estabilidad económica, política y social de un país, cuando las mismas pueden afectar los resultados del proyecto de inversión.

1.6.5.14. Flujo de Caja Proyectado

El Flujo de Caja Proyectado constituye uno de los elementos más importantes del estudio de un proyecto; y el mismo consiste en un modelo gráfico que se utiliza para representar los ingresos y desembolsos de dinero que se esperan a lo largo del horizonte económico establecido.

Durante la construcción del gráfico que representa un flujo de caja, la dirección de las flechas es importante, puede asumirse que una flecha hacia arriba es positivo (ingreso), y si se muestra hacia abajo es negativo (egreso).



CAPÍTULO 2: OPTIMIZACIÓN DEL POZO

Este capítulo tiene como objetivo hacer una descripción de algunos de los métodos que sustentan la teoría de flujo en el yacimiento para determinar el potencial de un pozo, así como las correlaciones PVT para aceite saturados, correlaciones de flujo multifásico en tuberías (verticales, horizontales e inclinadas), conceptos de análisis nodal para un sistema integral de producción y para optimizar la terminación de pozos, se mostrarán los conceptos de diámetro equivalente de tubería (ETD) y tubería telescopiada (TIDC).

2.1. Índice de productividad

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y las características de la tubería de producción (T.P) y línea de descarga (L.D) permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

En la **Figura. 2.1** se muestran las curvas típicas que representan el comportamiento del flujo en el yacimiento de un pozo. En la línea A, la tendencia es una recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación. A presiones de fondo fluyendo menores a p_b el comportamiento observa la tendencia de la línea B, al abatirse la presión del yacimiento puede esperarse un comportamiento como el de las líneas **C** y **D**.

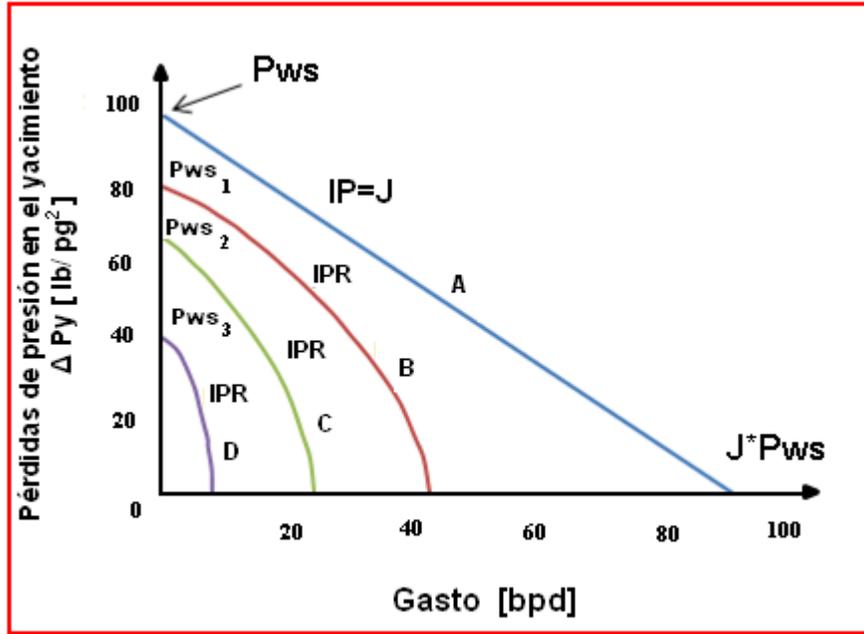


Figura. 2.1 Curvas típicas del comportamiento de afluencia de yacimiento al pozo.

En relación a la misma **Figura 2.1**, cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación la pendiente de la recta es constante y entonces: $J = IP$ (línea A). Cuando $p_{wf} < p_b$ se considera un comportamiento no lineal al que se conoce como IPR (líneas B, C y D).

El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando $p_{wf} = 0$ se conoce como

$$q_{m\acute{a}x}$$

2.1.1. IP en yacimientos bajosaturados

Suponiendo un índice de productividad constante, independientemente de la producción a condiciones superficiales y con producción de aceite y agua, se puede emplear la siguiente ecuación:

$$J = IP = q \left(p_{ws} - p_{wf} \right) \dots \dots \dots 2.1$$

O bien, considerando flujo radial para un yacimiento homogéneo, horizontal, uniforme y de poca compresibilidad, la ecuación de Darcy:

$$J = IP = \frac{7.082 \times 10^3 h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S + Dq} \left[\frac{K_o}{B_o \mu_o} + \frac{K_w}{B_w \mu_w} \right] \dots\dots\dots 2.2$$

Donde:

S = Es el factor de daño a la formación, el cual puede ser determinado mediante pruebas de presión en los pozos.

Dq = Es el termino por flujo turbulento, generalmente despreciado cuando se está produciendo a gastos bajos y para formaciones de baja permeabilidad.

El comportamiento de afluencia en esta etapa de producción se muestra en la **Figura 2.1** (línea A). Se observa que a cualquier gasto la **J** es la misma. Cuando $q=0$, $p_{wf} = p_{ws}$ y si $p_{wf} = 0$, $q_{máx} = J p_{ws}$. En la **Figura. 2.2** se muestra el comportamiento de flujo para tres pozos productores de un mismo yacimiento, pero con diferente **J**. Se refiere que si las características de la formación y sus fluidos son las mismas, las diferencias de los valores de **J** se deben al daño a la formación.

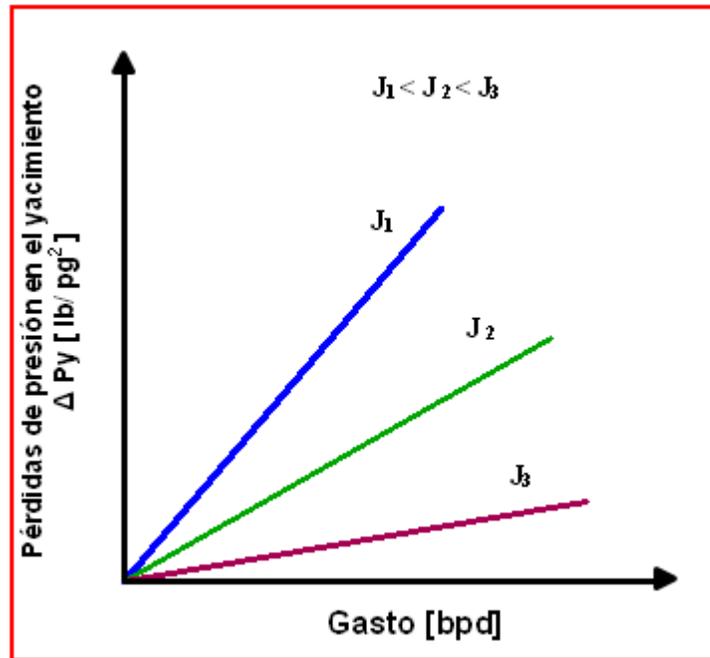


Figura. 2.2 .Curvas típicas del comportamiento de J.

2.1.2. IPR en yacimientos de aceite saturados

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación de la Ec. (2.1) no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento de la presión. **Figura. 2.3.**

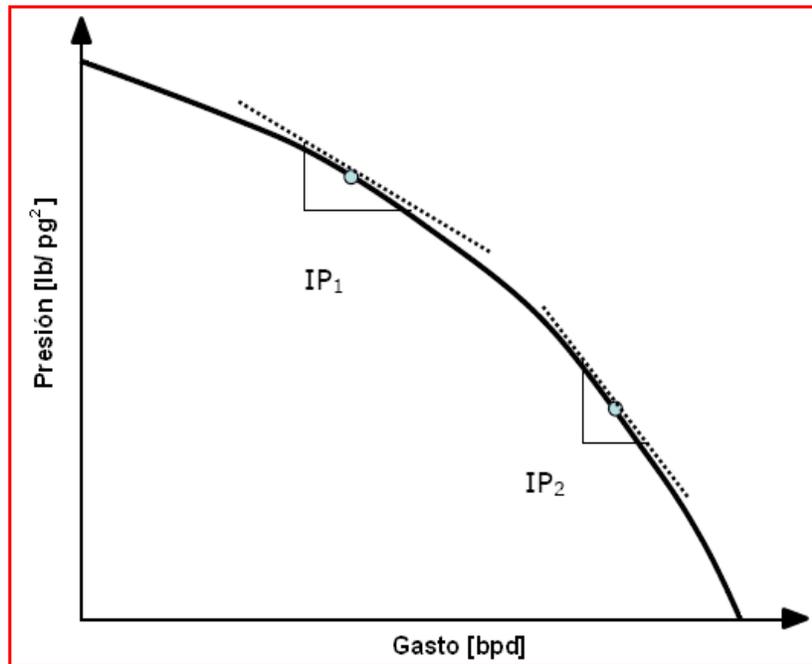


Figura. 2.3 Variación del IP para yacimientos saturados.

Esto se justifica al entender que: si $p_{wf} < p_b$, el abatimiento continuo de la presión permite la liberación de gas. Como consecuencia, la k_{rg} se incrementa por encima de la k_{ro} , el **IP** (que es función de k_o disminuye y la **R** aumenta). El efecto resultante de esta serie de fenómenos es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal.

De lo anterior se concluye que el **IP** para cualquier gasto de producción, siempre que $p'_{wf} < p_b$, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión esto es:

$$IP = IPR = \frac{dq}{d p_{wf}} \dots\dots\dots 2.3$$

2.1.2.1. Método de Vogel.

Para yacimientos productores por empuje de gas disuelto liberado ($P_{wf} < P_b$), y suponiendo flujo radial, saturación de agua constante en un medio poroso uniforme e isotrópico; en donde los efectos gravitacionales y de la compresibilidad de la formación y el agua no son significativos, Vogel propuso para la determinación de la curva de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo la siguiente relación empírica:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots\dots\dots 2.4$$

Que es la ecuación que representa a la curva adimensional mostrada en la **Figura 2.4** la Ec. (2.4) puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto.

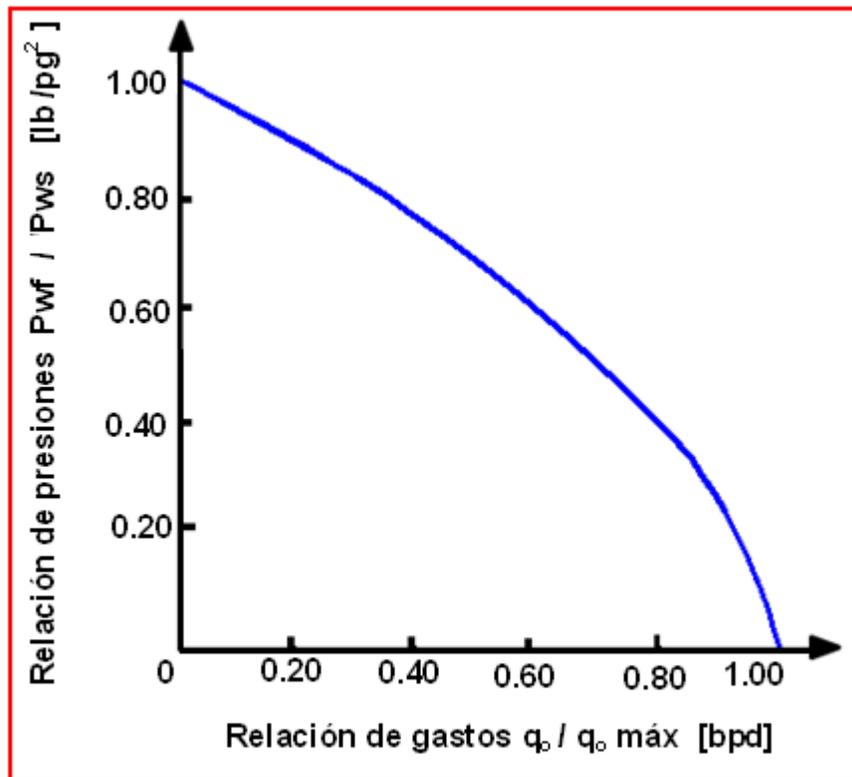


Figura 2.4 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto.

El error máximo ($\leq 10\%$) de este método se presenta cuando las pruebas en los pozos se realizan a gastos bajos y abatimientos de presión pequeños.

Este método ha dado buenos resultados para yacimientos donde prevalece otro tipo de mecanismos de empuje e inclusive mecanismos combinados. Para flujo de tres fases se ha notado buena precisión; sin embargo, se recomienda aplicarlo con el mayor apego a las condiciones originales.

Para obtener p_{wf} en forma directa, conociendo p_{ws} , q y $q_{máx}$ se emplea la siguiente ecuación:

$$p_{wf} = 0.125 p_{ws} \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q}{q_{máx}} \right)} \right) \dots\dots\dots 2.5$$

La curva de la **Figura 2.4** solo es aplicable para EF=1.0 por ello, Standing en 1970, presento una familia de curvas en adición a la de Vogel para diferentes eficiencias de flujo, Standing estableció que:

$$EF = \frac{\Delta p_{ideal}}{\Delta p_{real}} = \frac{p_{ws} - p_{wf} - \Delta p_s}{p_{ws} - p_{wf}} \dots\dots\dots 2.6$$

O bien, para flujo radial:

$$EF = \ln \frac{0.47 r_e}{r_w} / \left(\ln \frac{0.47 r_e}{r_w} + S \right) \dots\dots\dots 2.6^a$$

En la **Figura 2.5** se presentan las curvas de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener:

- El gasto máximo posible para pozos con o sin daño. O bien, estimulados;
- El gasto para cualquier p_{wf} y diferentes valores de EF;
- La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

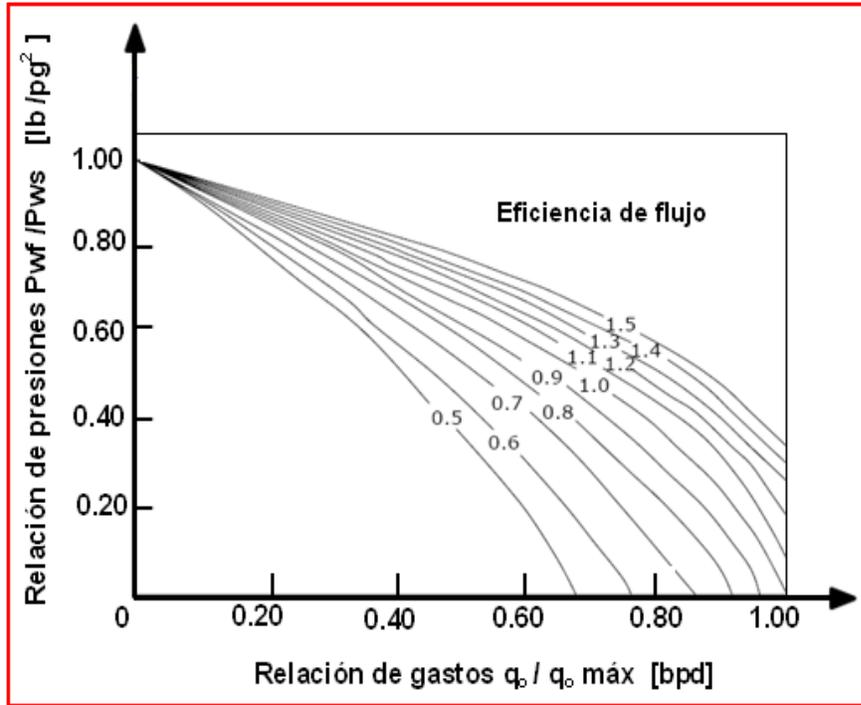


Figura 2.5 Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje de gas disuelto

La Ec. (2.4) considerando la Ec. (2.6) adquiere la siguiente forma:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p'_{wf}}{p_{ws}} \right) - \left(\frac{p'_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \dots\dots\dots 2.7$$

Donde:

$$p_{wf} = p_{ws} - (p_{ws} - p_{wf})^{EF} \dots\dots\dots 2.8$$

En la aplicación de las Ecs. (2.4) y (2.7) para bajas presiones de fondo fluyendo y altas eficiencias reflujo, la curva de IPR presenta una forma similar a la de la **Figura 2.6** existen dos procedimientos alternativos de solución:

a) Harrison, sugiere el empleo de la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = 1.2 - 0.2 \exp\left(\frac{1.792 p'_{wf}}{p_{ws}}\right) \dots\dots\dots 2.9$$

Esta ecuación se puede usar en lugar de la Ec. (2.4), para cualquier valor de p'_{wf} . Sin embargo, Sus resultados serán menores a los obtenidos con la ecuación de Vogel¹.

b) Fetkovich, sugiere el empleo de la siguiente ecuación:

$$q = J'_o (p^2_{ws} - p^2_{wf}) \dots\dots\dots 2.10$$

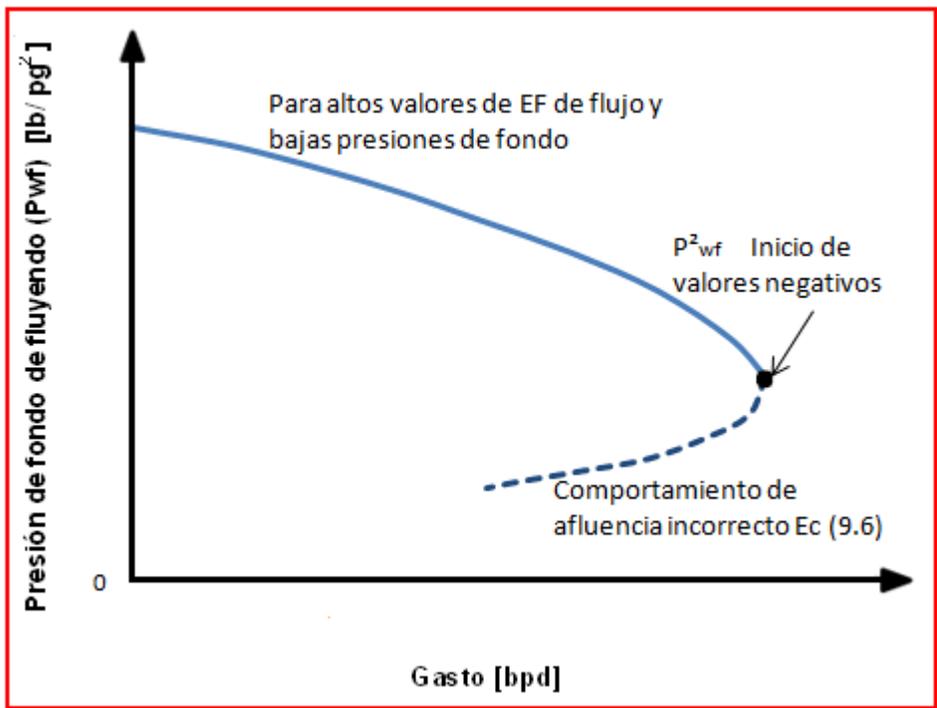


Figura 2.6 .Errores al extrapolar con el método de Standing.

Que presenta una línea recta en coordenadas log-log. Para usar esta ecuación se emplea la Ec. (2.4) hasta que principien los valores negativos de p'_{wf} (Figura

2.7). Usando los valores de la línea continua de la misma figura, se construye una gráfica log-log como de la **Figura 2.8**, J'_o es la intersección sobre el eje q , donde $\left(p_{ws}^2 - p_{wf}^2\right) = 1.0$ y $n = \frac{1}{pendiente}$. Después de obtener n y J'_o , la Ec. (2.10) se aplica para completar la curva IPR, como se muestra en la **Figura 2.9**.

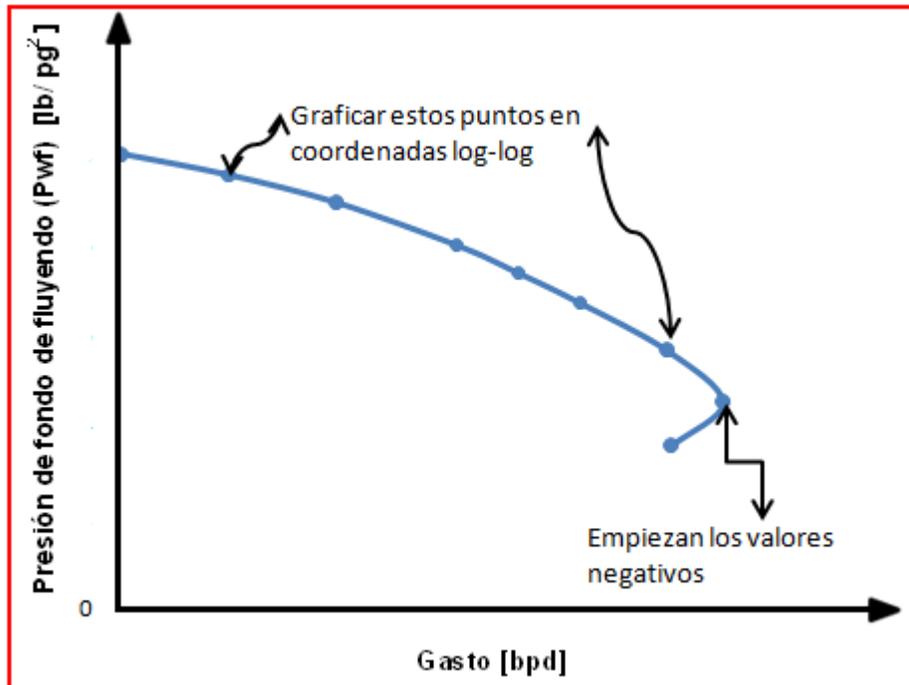


Figura 2.7 Curva de presión vs gasto para valores positivos de p_{wf} .

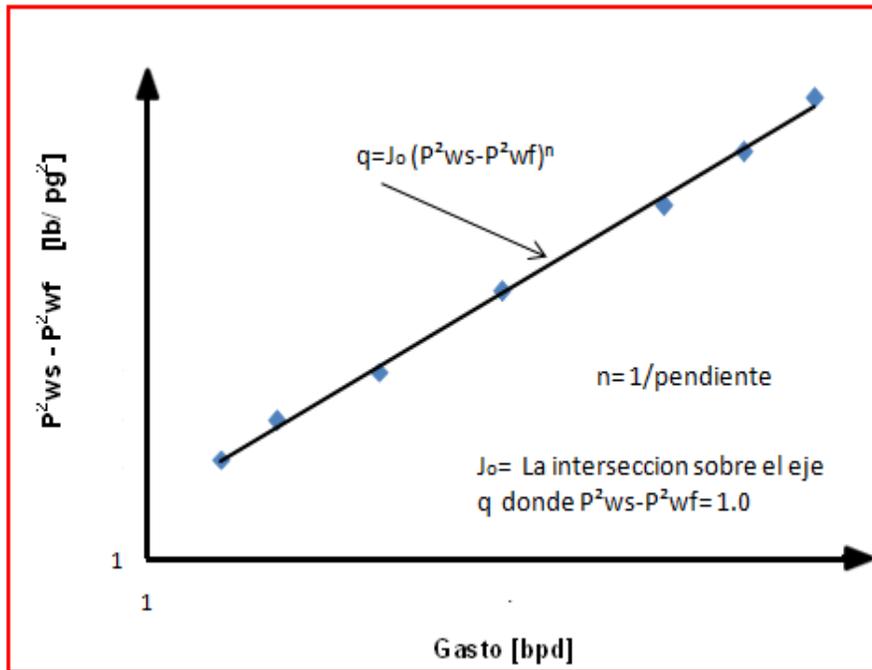


Figura 2.8 .Gráfica log-log de presiones contra gasto.

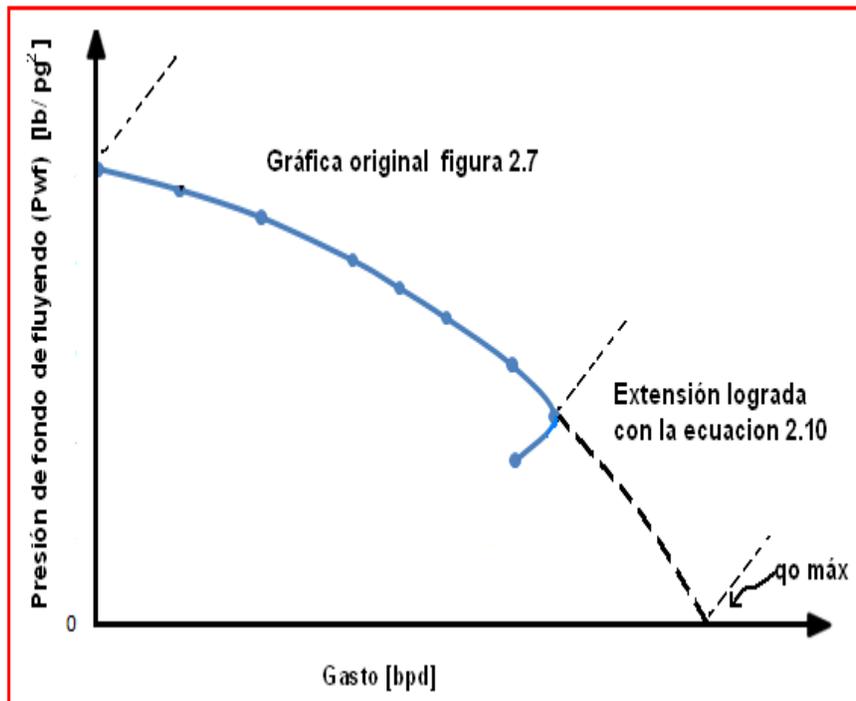


Figura 2.9. Correlación de la figura 2.8

Es interesante observar que la forma de la Ec. (2.11) es la misma usada para pozos productores de gas; esto es:

$$q_g = c \left(p_{ws}^2 - p_{wf}^2 \right) \dots\dots\dots 2.11$$

Y lleva en forma natural a considerar que las técnicas usadas por mucho tiempo en las pruebas y análisis de los resultados para pozos productores de gas pueden usarse para pozos productores de aceite.

La grafica generalizada de Harrison, resultando de la aplicación de la Ec. (2.10), se muestra en la **Figura 2.10**. Se recomienda su uso cuando el valor de EF salga del rango de la gráfica original de Standing; por otra parte, proporcionara resultados más precisos que los obtenidos con la Ec. (2.9).

En relación a los métodos y conceptos que se refieren al comportamiento del flujo del yacimiento al pozo, tomando en cuenta valores de presión de fondo fluyendo menores o mayores que la presión de burbujeo, se pueden citar autores tales como Patton, D. Inciso (2.1.4.) y Hasan, M como adición a la teoría y la elaboración de curvas de IPR compuestas. Es decir, se tiene una curva de IPR lineal cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de burbujeo y un IPR no línea a presiones de fondo fluyendo menores a la presión de burbujeo.

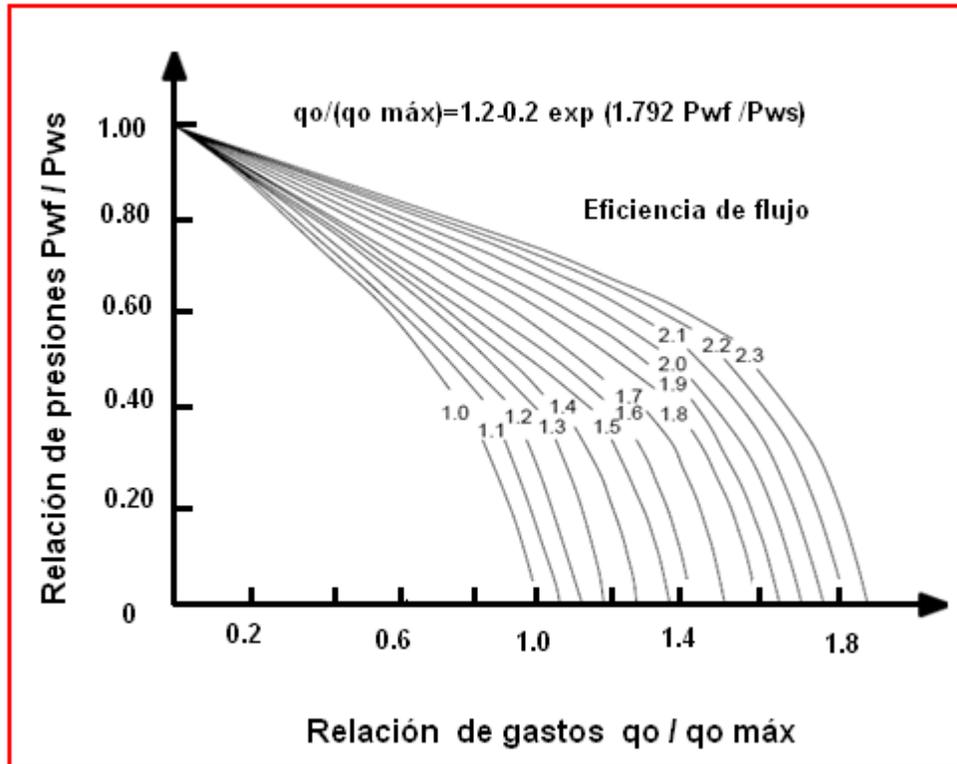


Figura 2.10. Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$, de un yacimiento con empuje por gas disuelto

2.1.3. Curvas generalizadas de IPR

Patton y Golan, en adición a las ecuaciones presentadas en los incisos anteriores, obtuvieron, al combinar las Ec. (2.2), (2.4) y (2.10), una serie de expresiones para construir las curvas generalizadas de IPR (ver **Figura 2.11**).

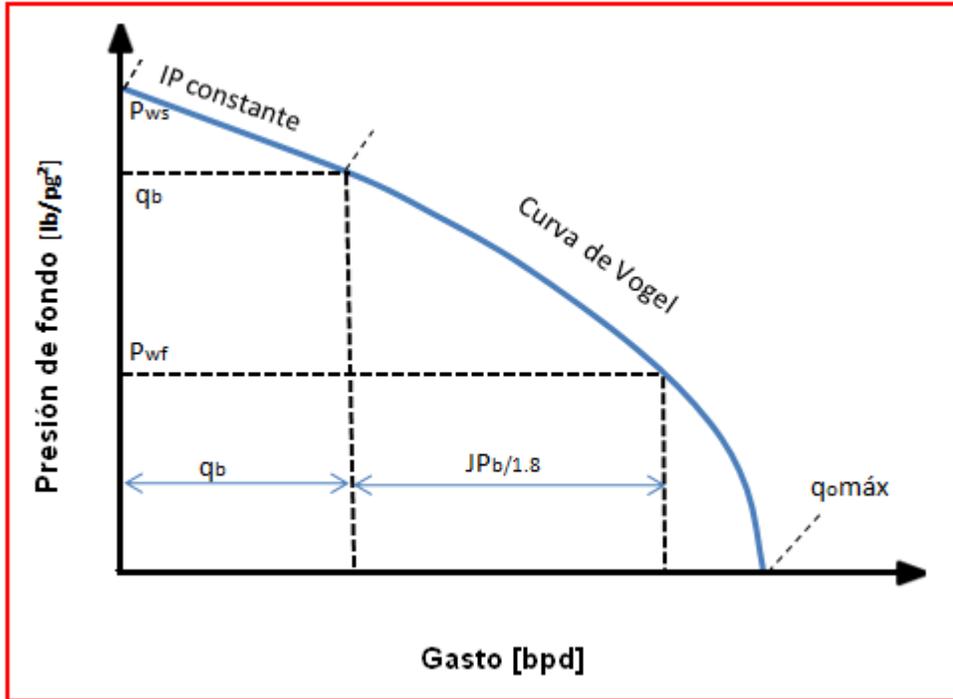


Figura 2.11. Comportamiento de afluencia generalizado.

2.1.3.1. Procedimiento de cálculo

1. Obtener el valor de la p_b de un análisis PVT.
2. Determinar la p_{ws} del pozo y obtener la p_{wf} a un gasto medido q .
3. Para datos de prueba de producción donde $p_{wf} > p_b$, obtener J , q_b , q_c y $q_{máx}$, en ese orden, empleando las siguientes expresiones:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots 2.12$$

$$q_b = J(p_{ws} - p_b) \dots\dots\dots 2.13$$

$$q_c = \frac{q_b p_b}{1.8(p_{ws} - p_b)} \dots\dots\dots 2.14$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + q_c \dots\dots\dots 2.15$$

4. Para datos de prueba de producci3n donde $p_{ws} > p_b > p_{wf}$ obtener q_b , q_c y $q_{m\acute{a}x}$, con las siguientes expresiones:

$$q_c = \frac{q}{\left[1.8 \left(\frac{p_{ws}}{p_b} \right) - 0.8 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]} \dots\dots\dots 2.16$$

$$q_b = J(p_{ws} - p_b) \dots\dots\dots 2.17$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + q_c \dots\dots\dots 2.18$$

Para la construcci3n de la curva IPR $p_{wf} < p_b$, se emplea para calcular q , a diferentes valores de p_{wf} , la Ec. (2.19).

$$q = q_b + \left[q_{m\acute{a}x} - q_b \right] \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots 2.19$$

Si la prueba se efectúa a una presi3n abajo del punto de burbujeo, se debe primero calcular el valor de J con la Ec. (2.20).

$$J = \frac{q}{\left[P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1.8 \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)} \right]} \dots\dots\dots 2.20$$

2.1.4. Curvas de IPR futuras

Del estudio del comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y en relación al gasto, se distinguen dos problemas a resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra gasto en una etapa particular de la explotación. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la explotación.

El estudio y análisis del primero ya ha sido efectuado, por tanto, se estudiara y analizara el segundo problema.

La importancia de la determinación de las curvas IPR futuras reside en el pronóstico de producción del pozo, tanto para pozos fluyentes como para aquellos que tienen instalado un sistema artificial de producción. También son relevantes cuando se desea obtener el momento más conveniente para la conversión a un sistema artificial de producción.

2.1.4.1. Método de Fetkovich

Muskat en 1957, presento la Ec. (2.21), que relaciona el índice de productividad de un tiempo t_1 a otro t_2 .

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_2} \dots\dots\dots 2.21$$

De un balance de materia para un yacimiento con empuje de gas disuelto, Fetkovich, encontró que el comportamiento de k_{ro} es casi lineal con la presión y se puede calcular aproximadamente con la siguiente expresión:

$$\frac{k_o p_{ws}}{k_i p_{wsi}} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \dots\dots\dots 2.22$$

O bien

$$k_{ro} p_{ws} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \dots\dots\dots 2.23$$

Donde k_{ro} se toma con respecto a k_i y se define en aquel lugar geométrico donde no existe abatimiento. La **Figura 2.12** define el lugar geométrico de los

Valores de $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right) p_{ws}$ vs presión a $\Delta p = 0$. De esta forma:

$$q_{o1} = J'_{o1} \left(p_{ws1}^2 - p_{wf}^2 \right) \dots\dots\dots 2.24$$

Que define el gasto contra el abatimiento de presión; por otra parte, la Ec. (2.23) proporciona la correlación por declinación de la presión. Finalmente queda la ecuación propuesta por Fetkovich es:

$$q_{o2} = J'_{o1} \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right) \left(p_{ws}^2 - p_{wf}^2 \right) \dots\dots\dots 2.25$$

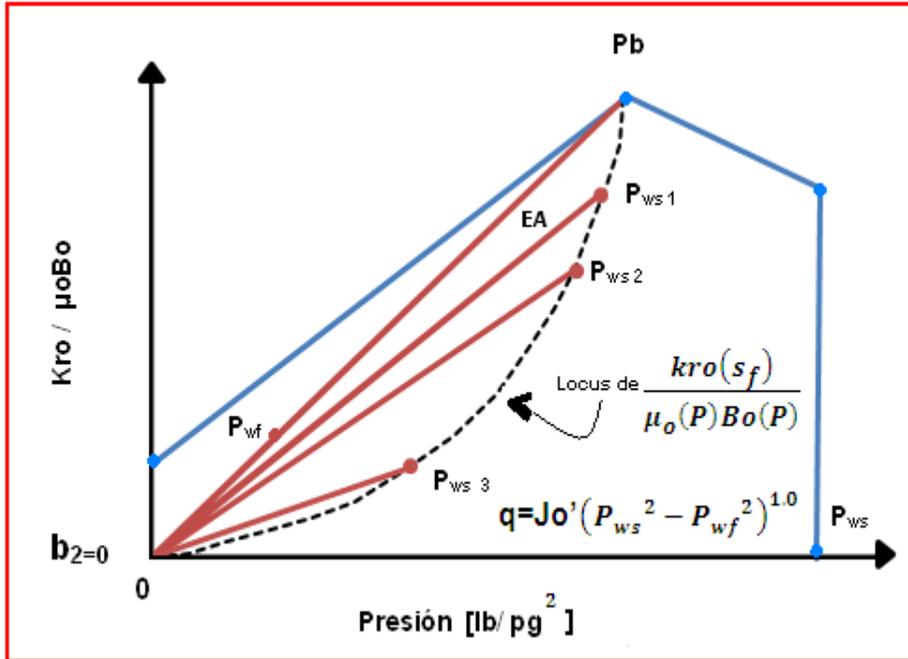


Figura 2.12 Gráfica de locus $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ vs p.

Realizando una prueba de flujo de tres a cuatro puntos para el tiempo presente, es posible construir las curvas IPR para otras presiones estáticas usando la Ec. 2.25.

2.1.4.2. Método de Eickemer

Para $n=1$ y $p_{wf}=0$, el resultado del cociente de la Ec. (2.24) a t_1 entre la Ec.

(2.25) a t_2 permite obtener el $q_{máx}$ a t_2

$$\frac{q_{máx1}}{q_{máx2}} = \left(\frac{p_{ws1}}{p_{ws2}} \right)^3 \dots\dots\dots 2.26$$

La solución a la Ec. (2.26) requiere una prueba de pozo al tiempo presente t_1 , a partir de la cual se puede obtener $q_{máx1}$. Conociendo $q_{máx1}$ y p_{ws1} , se puede

resolver $q_{máx2}$ a cualquier otra presión estática considera y, como complemento, puede construirse una curva completa de IPR para t_2 empleando la Ec. (2.4).

2.1.4.3. Método de Standing

Standing desarrollo un procedimiento que requiere cálculos de balance en materia para determinar saturaciones futuras, a partir de las cuales se pueden obtener valores de k_{ro} . De su estudio, la Ec. (2.27) toma la siguiente forma:

$$\frac{q}{q_{máx}} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_{ws}}\right) \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}}\right) \dots\dots\dots 2.27$$

Y de la Ec. (2.2) se obtiene:

$$J = \frac{q_{máx} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}}\right)}{p_{ws}} \dots\dots\dots 2.28$$

Si el valor de J se toma para abatimientos bajos, es decir, cuando $p_{wf} = p_{ws}$ la Ec. (2.28) se convierte en:

$$J^* = \frac{1.8q_{máx}}{p_{ws}} \dots\dots\dots 2.29$$

Dividiendo la Ec. (9.28) entre la Ec. (9.29), se tiene que:

$$J_p^* = \frac{1.8J}{1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}}} \dots\dots\dots 2.30$$

Que permite calcular J_p^* a partir de un valor medido de J. De lo anterior, se infiere que un valor futuro de $J^*(J_f^*)$ se puede calcular a partir del valor presente J_p^* , para cualquier p_{ws} futura. Este valor se determina con la siguiente ecuación:

$$J_f^* = J_p^* \frac{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_p} \dots\dots\dots 2.31$$

Finalmente si q, se elimina de las Ecs. (2.4) y (2.31), la curva del IPR futura se puede construir a partir de la Ec. (2.32).

$$q = \frac{J_f^* P_{ws}}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right] \dots\dots\dots 2.32$$

Para la aplicación de la Ec. (2.31), es necesario contar con los valores presentes y futuros de k_{ro} , μ_o y B_o . Para μ_o y B_o pueden usarse las correlaciones, para obtener k_{ro} puede usarse la correlación de Corey.

$$k_{ro} = \frac{S_o}{(1 - S_{wi})^4} \dots\dots\dots 2.33$$

Para una correcta aplicación del método, se sugiere:

- Realizar una prueba de producción, de tal manera que el valor a tiempo presente de p_{ws} y J pueden ser determinados.
- Calcular el valor de J_p^* con la Ec. (2.30) o bien, de la Ec. (2.3).

- Obtener el valor de J_f^* aplicando la Ec. (2.30).
- Construir la curva IPR con la Ec. (2.31) suponiendo diferentes valores de P_{wf} .

Nuevamente el problema es el cálculo de k_{ro} que es función de la S_o y esta dependerá del grado de depresionamiento del yacimiento, por lo que se requiere de la predicción del comportamiento del mismo.

2.2. Correlaciones para propiedades del aceite saturado

2.2.1. Correlación de M.B. Standing

Esta correlación establece las relaciones empíricas observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen del aceite, en función de la razón gas disuelto-aceite, las densidades del gas y del aceite producido, la presión y la temperatura.

La correlación se estableció para aceites y gases producidos en California (U.S.A.) y para otros sistemas de crudo de bajo encogimiento, simulando una separación instantánea en dos etapas a 100 [°F]. La primera etapa se realizó a una presión de 250 a 450 [lb/pg²abs] y la segunda etapa a la presión atmosférica.

Debe entenderse que la densidad de aceite producido en el tanque de almacenamiento dependerá de las condiciones de separación (etapas, presiones y temperaturas). Mientras más etapas de separación sean, el aceite será más ligero.

La presión del aceite saturado se correlacionó en la siguiente forma:

$$p = 18 \left(\left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091 * T - 0.0125 * \%API)} \right) \dots\dots\dots 2.34$$

Por lo que despejando la relación gas disuelto-aceite R_s de la ecuación anterior se tiene:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\left(\frac{p}{18} \right) 10^{(0.0125 * \text{API} - 0.00091 * T)} \right)^{\frac{1}{0.83}} \dots\dots\dots 2.35$$

El factor de volumen del aceite fue correlacionado con la relación gas disuelto-aceite, la temperatura, la densidad relativa al gas y la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente expresión:

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175} \dots\dots\dots 2.36$$

Donde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \dots\dots\dots 2.37$$

2.2.2. Correlación de Vázquez

Para establecer otras correlaciones se usaron más de 6000 datos de R_s , B_o y μ_o , a varias presiones y temperaturas. Como el valor de la densidad relativa del gas es un parámetro de correlación importante, se decidió usar un valor de dicha densidad relativa normalizado a una presión de separación de 100 [lb/pg² manométricas]. Por lo tanto, el primer paso para usar estas correlaciones consiste en obtener el valor de la densidad relativa del gas a dicha presión. Para esto se propone la siguiente expresión:

$$\gamma_{gd} = \gamma_{gp} \left(1 + 5.912 * 10^{-5} \text{API} T_s \log \left(\frac{p_s}{114.7} \right) \right) \dots\dots\dots 2.38$$

La correlación para determinar R_s se afinó dividiendo los datos en dos grupos, de acuerdo con la densidad de aceite. Se obtuvo la siguiente ecuación:

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp \left(\frac{C_3 \text{API}}{T+460} \right) \dots\dots\dots 2.39$$

Los valores de los coeficientes son

Tabla 2.1 Valores de los coeficientes.

COEFICIENTE	°API ≤ 30°	°API ≥ 30°
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.187
C ₃	25.724	23.931

La expresión que se obtuvo para determinar el factor de volumen es:

$$B_o = 1 + C_1 R_s + (t - 60) * \left(\frac{°API}{\gamma_{gs}} \right) * (C_2 + C_3 R_s) \dots \dots \dots 2.40$$

Los valores de los coeficientes son

Tabla 2.2 Valores de los coeficientes.

COEFICIENTE	°API ≤ 30°	°API ≥ 30°
C ₁	4.677*10 ⁻⁴	4.67*10 ⁻⁴
C ₂	1.751*10 ⁻⁵	1.1*10 ⁻⁵
C ₃	1.811*10 ⁻⁸	1.337*10 ⁻⁹

2.2.3. Correlación de Oistein

Esta correlación fue establecida utilizando muestras de aceite producido en el Mar del Norte, donde predominan los aceites de tipo volátil.

Los valores de Rs y Bo se obtienen de la forma siguiente:

1. Calcule p* con:

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p \dots \dots \dots 2.41$$

2. Calcule Rs con:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{p^{*c} API^{0.989}}{T^a} \right)^{\frac{1}{0.816}} \dots\dots\dots 2.42$$

Donde:

a: 0.130, para aceites volátiles.

a: 0.172, para aceites negros

Para lograr un mejor ajuste, se puede variar el valor del exponente a.

3. Calcule B_o^* con:

$$B_o^* = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 * T \dots\dots\dots 2.43$$

4. Determine B_o con:

$$B_o = 1 + 10^a \dots\dots\dots 2.44$$

Donde:

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log B_o^* - 0.27683 \log^2 B_o^* \dots\dots\dots 2.45$$

2.2.4. Correlación de J.A. Lasater

La correlación de Lasater se basa en 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de burbujeo de 137 sistemas independientes, producidos en Canadá, en el Centro y Oeste de los Estados Unidos y América del Sur. El error promedio en la presentación algebraica es del 3.8% y el máximo error encontrado del 14.7%

Las ecuaciones siguientes corresponden a la correlación de Lasater para un aceite saturado:

$$p_b = \frac{p_f(T+460)}{\gamma_{gd}} \dots\dots\dots 2.46$$

Donde p_f es el factor de la presión en el punto de burbujeo, el cual fue relacionado con la fracción molar del gas γ_g , a cuya curva resultante le fue ajustada la siguiente ecuación:

$$\gamma_g = \frac{\frac{R_s}{379.3}}{\frac{R_s}{379.3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}} \dots\dots\dots 2.47$$

El peso molecular del aceite del tanque M_o se correlacionó con el °API del aceite en el tanque de almacenamiento, a cuya curva se le ajustaron las siguientes expresiones:

Si $15 \leq \text{°API} < 40$, $M_o = \frac{63.506 * \text{°API}}{0.0996} \dots\dots\dots 2.48$

Si $40 \leq \text{°API} < 55$, $M_o = \frac{1048.33^{1.6736}}{\text{°API}} \dots\dots\dots 2.49$

La expresión para determinar R_s se obtuvo a partir de la Ec.2.47

$$R_s = 132755 \frac{\gamma_g \gamma_o}{(1-\gamma_g)M_o} \dots\dots\dots 2.50$$

A la fracción molar del gas en función de p_f , se le ajusto la siguiente ecuación:

$$\gamma_g = 419.545 * 10^{-5} p_f^3 - 591.428 * 10^{-4} p_f^2 + 591.428 * 10^{-3} p_f + 169.879 * 10^{-4} \dots\dots\dots 2.5$$

2.4. Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales.

2.3.1. Conceptos y ecuaciones fundamentales

Es evidente que al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo.

El término “resbalamiento” se emplea para describir el fenómeno natural del flujo, cuando una de las dos fases fluye a mayor velocidad que la otra. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionando empíricamente. El colgamiento se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo,

entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

El colgamiento sin resbalamiento (λ) se calcula a partir de las condiciones de p y T de flujo existentes considerando las producciones obtenidas en la superficie (q y R), esto es:

$$\lambda = \frac{q_L'}{q_L' + q_g'} = \frac{1}{\frac{q_o(R-R_s)B_g}{5.615(q_oB_o + q_wB_w)}} \dots\dots\dots 2.52$$

Dónde q_L' y q_g' , es el gasto a condiciones de escurrimiento.

2.3.1.1. Número de Reynolds

Se define como $N_{Re} = \frac{dvp}{\mu}$ donde es necesario para determinar el régimen de flujo. En conductos, los fluidos se mueven de acuerdo a cualquiera de los siguientes regímenes de flujo: laminar o turbulento.

El flujo laminar ocurre cuando las partículas de flujo se mueven en líneas rectas paralelas al eje de conducto. A velocidades mayores las partículas se mueven de una manera caótica formando remolinos, en este caso, el flujo es turbulento.

Flujo laminar se presenta cuando se tiene: $N_{Re} < 2000$. Y flujo turbulento cuando: $N_{Re} > 4000$

2.3.1.2. Velocidades superficiales

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería. Se define por las expresiones siguientes

$$V_{sL} = \frac{q_L'}{A_p} = \frac{0.01191(q_oB_o + q_wB_w)}{d^2} \dots\dots\dots 2.53$$

$$V_{sg} = \frac{q_g'}{A_p} = \frac{0.002122 q_o(R-R_s)B_g}{d^2} \dots\dots\dots 2.54$$

$$V_m = \frac{q_L q_g}{A_p} = V_{sL} + V_{sg} \dots\dots\dots 2.55$$

Donde A_p es el área de la sección transversal de la tubería.

De estas ecuaciones

$$\lambda = \frac{V_{sL}}{V_m} \dots\dots\dots 2.56$$

Cuando se produce por espacio anular, el área transversal de flujo es:

$$A_p = \frac{\pi}{4} (d_{ci}^2 - d_{te}^2) \dots\dots\dots 2.57$$

$$V_{sL} = \frac{0.01191(q_o B_o + q_w B_w)}{(d_{ci}^2 - d_{te}^2)} \dots\dots\dots 2.58$$

$$V_{sg} = \frac{0.002122 q_o (R - R_s) B_g}{(d_{ci}^2 - d_{te}^2)} \dots\dots\dots 2.59$$

2.3.1.3. Velocidad real

Aplicando el concepto de colgamiento, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase:

$$V_L = \frac{q_L}{A_L} = \frac{q_L}{A_p Y_L} = \frac{V_{sL}}{Y_L} \dots\dots\dots 2.60$$

$$V_g = \frac{q_g}{A_g} = \frac{q_g}{A_p (1 - Y_g)} = \frac{V_{sL}}{(1 - Y_L)} \dots\dots\dots 2.61$$

2.3.1.4. Densidad de la mezcla de los fluidos

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento con:

$$\rho_m = \rho_L Y_L + \rho_g (1 - Y_L) \dots\dots\dots 2.62$$

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \dots\dots\dots 2.63$$

También puede obtenerse esta densidad a partir de la expresión siguiente:

$$\rho_{ns} = \frac{M}{V_m} \dots\dots\dots 2.64$$

Donde:

M es la masa de la mezcla a c.s. por barril de aceite producido a c.s. [lb_m a c.s./bl_o a c.s.].

V_m es el volumen de la mezcla a c.s. por barril de aceite producido a c.s. [ft_m³ a c.s./bl_o a c.s.].

Los valores de M y V_m se obtienen con las ecuaciones siguientes:

$$M = M_o + M_g + M_w \dots\dots\dots 2.65$$

$$M_o = \gamma_o \left[\frac{lb_o/ft_o^3}{lb_w/ft_w^3} \right] * 62.428 \left(\frac{lb_w}{ft_w^3} \right) * 5.615 \left(\frac{lb_o}{ft_o^3} \right) \dots\dots\dots 2.66$$

$$M_o = 350.5\gamma_o \dots\dots\dots 2.67$$

$$M_g = \gamma_g \left[\frac{lb_g/ft_g^3}{lb_a/ft_a^3} \right] * 0.0764 \left(\frac{lb_a}{ft_a^3} \right) * R \left(\frac{ft_{gp}^3 \text{ a c.s.}}{bl_o \text{ a c.s.}} \right) \dots\dots\dots 2.68$$

$$M_g = 0.0764\gamma_g R \dots\dots\dots 2.69$$

$$M_w = \gamma_w \left[\frac{lb_w/ft_w^3}{lb_w/ft_w^3} \right] * 62.428 \left(\frac{lb_w}{ft_w^3} \right) * 5.615 \left(\frac{ft_o^3}{bl_w} \right) * WOR \left(\frac{bl_w}{bl_o} \right) \dots\dots\dots 2.70$$

$$M_w = 350.5\gamma_o WOR \dots\dots\dots 2.71$$

Sustituyendo las ecs 5.19, 5.20 y 5.21 3n la ec. 5.18, se obtiene:

$$M = 350.5(\gamma_o + \gamma_w WOR) + 0.0764 R \gamma_g \dots\dots\dots 2.72$$

Calculo de $V_m \left(\frac{ft_{o+g+w}^3 \text{ a c.s.}}{bl_o \text{ a c.s.}} \right)$:

$$V_{mo} = 5.615B_o \dots\dots\dots 2.73$$

$$V_{mg} = (R - R_s) \left(\frac{ft_{gl}^3 \text{ a c.s.}}{bl_o \text{ a c.s.}} \right) * B_g \left(\frac{ft_{gl}^3 \text{ a c.s.}}{bl_o \text{ a c.s.}} \right) \dots\dots\dots 2.74$$

$$V_{mw} = WOR \left(\frac{bl_w}{bl_o} \right) 5.615 \left(\frac{ft_w^3}{bl_w} \right) * B_g \left(\frac{ft_{gl}^3 a c.s.}{bl_o a c.s.} \right) \dots\dots\dots 2.75$$

$$V_m = 5.615(B_o + B_w WOR) + (R - R_s)B_g \dots\dots\dots 2.76$$

Sustituyendo las Ecs. 5.22 5.26 en la ec. 5.17, se obtiene:

$$\rho_{ns} = \frac{350.5(\gamma_o + \gamma_w WOR) + 0.0764 R \gamma_g}{5.615(B_o + B_w WOR) + (R - R_s)B_g} \dots\dots\dots 2.77$$

2.3.1.5. Viscosidad de la mezcla

Dependiendo del método que se aplique, se usan las siguientes ecuaciones para obtener la viscosidad de la mezcla de fluidos.

$$\mu_{ns} = \mu_L + \mu_g(1 - \lambda) \dots\dots\dots 2.78$$

$$\mu_m = \mu_L^{y_L} \mu_g^{(1-y_L)} \dots\dots\dots 2.79$$

Donde:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \dots\dots\dots 2.80$$

$$f_o = \frac{q_o B_o}{q_w B_w + q_o B_o} \dots\dots\dots 2.81$$

$$f_o = \frac{B_o}{B_o + WOR B_w} \dots\dots\dots 2.82$$

$$f_w = 1 - f_o \dots\dots\dots 2.83$$

2.3.1.6. Tensión superficial de la mezcla de líquidos

Se obtiene con la siguiente expresión:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \dots\dots\dots 2.84$$

2.3.1.7. Densidad de la mezcla de los fluidos

Se obtiene con la siguiente expresión:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \dots\dots\dots 2.85$$

2.3.2. Clasificación de las correlaciones para flujo multifásico vertical

Existentes diversas correlaciones para el cálculo de distribuciones de presión en tuberías con flujo multifásico, pueden clasificarse en tres grupos basándose en el criterio utilizado para su desarrollo.

Grupo 1

No se considera resbalamiento entre las fases.

La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidos por presión y temperatura. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo se tiene los siguientes métodos:

Poettmann y Carpenter (1952)

Baxendell y Thomas (1961)

Fancher y Brown (1963)

Grupo II

Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo. En este grupo se utiliza el método de:

Hagedorn y Brown (1965)

Grupo III

Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones en este grupo son:

Duns y Ros (1963)

Orkiszewski (1967)

Beggs y Brill (1973)

Gould y Tek (1974)

A continuación se describe en forma breve el origen de algunas correlaciones:

2.3.2.1. Correlación de Hagerdorn y Brown

Este método fue derivado esencialmente para determinar las caídas de presión en tuberías de pequeño diámetro ($d \leq 1.5$ [pg]). Sin embargo debido a la amplitud de datos considerados en el desarrollo y a que las correlaciones utilizadas se obtuvieron en función de parámetros adimensionales, puede hacerse extensivo a tuberías de mayor diámetro.

La ecuación básica de flujo de fluidos obtenida a partir de un balance de energía entre dos puntos de una tubería se expresa como:

$$\int_1^2 V dp + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \Delta w f = 0 \dots\dots\dots 2.86$$

Donde:

V: Volumen específico.

p: Presión

h: Profundidad

v: Velocidad

wf: Pérdidas totales de energía.

El trabajo experimental de Hagedorn y Brown se realizó en un pozo de 1500 [ft] de profundidad en tuberías de 1, 1¼ y 1½ [pg]. Las tuberías fueron equipadas con dos válvulas para la inyección de gas y cuatro transductores electrónicos de presión.

El procedimiento seguido consistió en establecer una correlación para el factor de fricción basado en una analogía con el flujo de una sola fase. Las pérdidas por

fricción podían entonces a determinarse usando dicho factor de fricción. La diferencia entre la caída presión total de presión y la caída debido a la fricción sería atribuible al gradiente estático afectado por el resbalamiento entre las fases. De aquí, que los factores de colgamiento podían ser calculados a partir de los datos de prueba.

Desarrollando la ecuación de balance de energía y utilizando unidades prácticas de campo se obtiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} [\bar{\rho}] + \frac{f q_L^2 M^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \bar{\rho}} + \bar{\rho} \frac{\Delta \left(\frac{v_m^2}{2g_c} \right)}{\Delta h} \dots\dots\dots 2.87$$

Donde:

$\bar{\rho}$: Densidad media de la mezcla [lbm /ft³]

f: Factor de fricción de las dos fases

q_L: Gasto total de líquido [bpd]

M: Masa total de aceite, agua y gas asociado por barril de líquido fluyendo dentro de la sarta de producción [lbm/b]

d: Diámetro interior de la tubería [ft]

v_m: velocidad de la mezcla [ft/seg]

g_c: Constante gravitacional 32.174 [lbm-ft/lbf-sec²]

$\frac{\Delta p}{\Delta h}$: Gradiente de presión [lb/pg²/ft]

La ecuación (2.87) expresada en función del gasto de masa w [lbm/día] queda:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} [\bar{\rho}] + \frac{f w^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \bar{\rho}} + \bar{\rho} \frac{\Delta \left(\frac{v_m^2}{2g_c} \right)}{\Delta h} \dots\dots\dots 2.88$$

Cada uno de los gradientes de la ecuación se determina de la manera siguiente:

- **Gradiente por densidad**

$$\left(\frac{dp}{dh}\right)_\rho = \bar{\rho} \dots\dots\dots 2.89$$

$$\bar{\rho} = \rho_L H_L + \rho_g H_g \dots\dots\dots 2.90$$

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w (1 - f_o) \dots\dots\dots 2.91$$

$$H_L = 1 - H_g \dots\dots\dots 2.92$$

El valor del colgamiento de líquido H_L , o fracción de líquido existe dentro de un intervalo de tubería de producción, se obtienen mediante tres correlaciones derivadas por Hagedorn y Brown en función de los siguientes grupos adimensionales.

Número de velocidad del líquido $N_{vl} = 1.938 v_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma}}$

Número de velocidad del gas $N_{vg} = 1.938 v_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma}}$

Número del diámetro $N_D = 120.872 d \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma}}$

Número de la viscosidad del líquido $N_L = 0.15726 \mu_L^4 \sqrt{\frac{1}{\rho_L^3}}$

Las correlaciones citadas se aplican de la manera siguiente:

1. Calcular $\frac{(N_{vg} N_L^{0.380})}{N_D^{2.14}}$ y con la **Figura 2.13** obtener ψ , denominado factor secundario de corrección, necesario para tomar en cuenta de flujo al variar la velocidad del gas.
2. Con N_L y la **Figura 2.14** obtener CN_L , este factor corrige H_L por efecto de la viscosidad.
3. Cuantificar $\left(\frac{N_{vL}}{N_{vg}^{0.575}}\right) * \left(\frac{p}{p_a}\right)^{0.1} * \left(\frac{CN_L}{N_D}\right)$ y con la **Figura 2.15** determinar $\frac{H_L}{\psi}$.
4. Calcular H_L a partir de ψ obtenido en (1) y la relación $\frac{H_L}{\psi}$ determinado en (3).

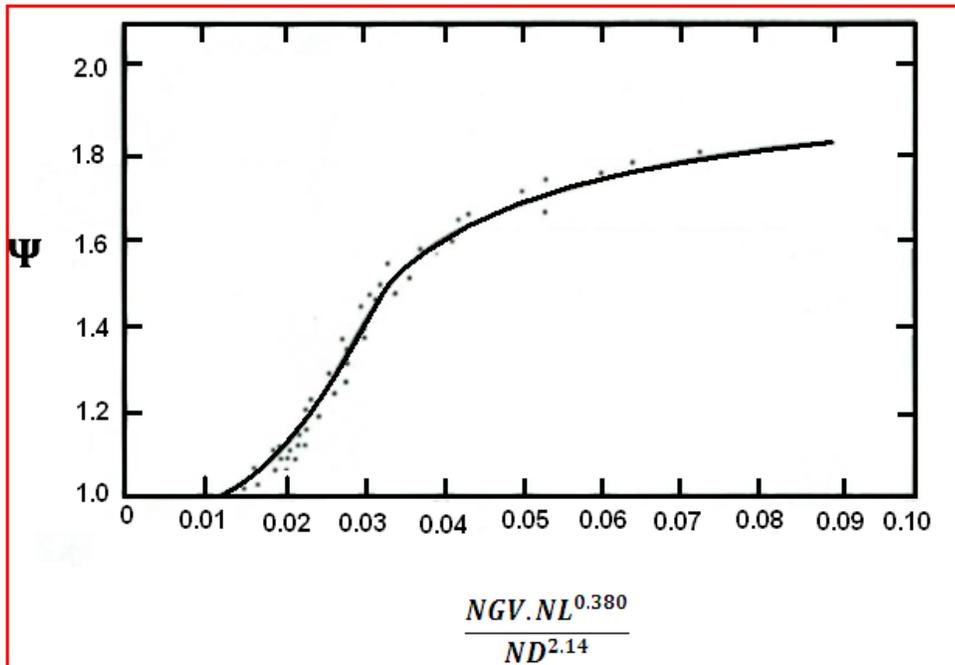


Figura 2.13 Correlación de Hagedorn y Brown para ψ .

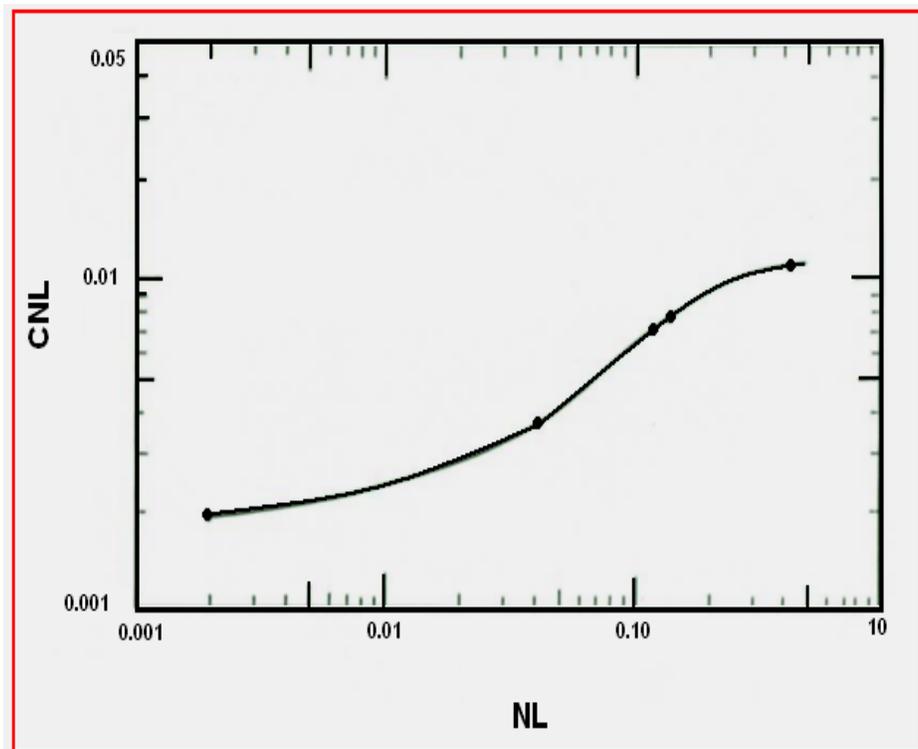


Figura 2.14 Correlación de Hagedorn y Brown para CNL

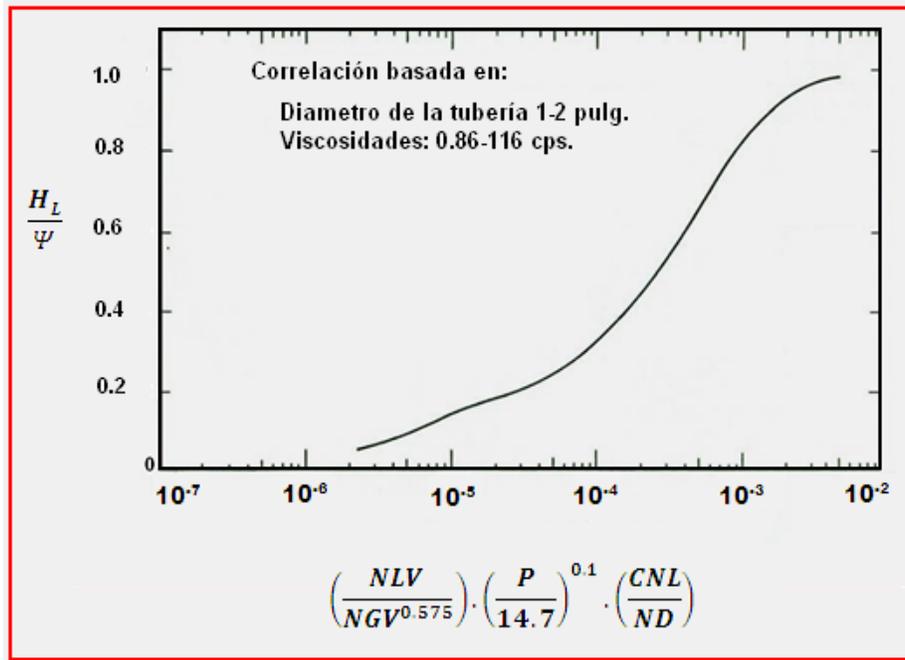


Figura 2.15 Correlación de Hagedorn y Brown para Factor de Colgamiento/ψ.

En las ecuaciones presentadas:

σ: Tensión interfacial aire-liquido [dinas/cm]

μ_L: Viscosidad de liquido [cp]

ρ_L: Densidad del liquido [lbm/ft³]

ρ_g: Densidad del gas [lbm/ft³]

H_L: Colgamiento $\left[\frac{\text{Volumen ocupado por líquido}}{\text{Volumen de un elemento de tubería}} \right]$.

f_o: Relación aceite-líquido $\frac{q_o}{q_L}$

p_a: Presión atmosférica 14.7 [lb/pg²]

- **Gradiente por fricción**

$$\left(\frac{dp}{dh}\right)_f = \frac{f q_L^2 M^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5} \dots\dots\dots 2.93$$

En que f y M se calculan de la manera descrita a continuación:

➤ Factor de fricción (f)

El factor de fricción (f) se determina del diagrama de Moody en función del número de Reynolds para dos fases, que puede expresarse de la manera siguiente:

$$(N_{Re})_{DF} = 2.2 \times 10^{-2} \frac{q_L}{d \mu_L^{H_L} \mu_g^{H(1-H_L)}} \dots\dots\dots 2.94$$

➤ Masa de la mezcla

$$M \left[\frac{lbm}{bl_L @ c.s.} \right] = 5.61 * 62.4 * \gamma_o \frac{1}{1+f_{wo}} + 0.0764g \frac{R}{1+f_{wo}} + 5.61 * 62.4 \gamma_w \frac{f_{wo}}{1+f_{wo}} \dots\dots\dots 2.95$$

f_{wo} : Relación gas-aceite a las condiciones de escurrimiento.

• **Gradiente por aceleración**

$$\left(\frac{dp}{dh} \right)_a = \bar{\rho} \frac{\Delta \left(\frac{v_m^2}{2g_c} \right)}{\Delta h} \dots\dots\dots 2.96$$

El valor de v_m se determina para las condiciones existentes en los extremos del intervalo definido por Δp y Δh y es igual a:

$$v_m = v_{sg} + v_{sL} \dots\dots\dots 2.97$$

2.3.2.2. Correlación de Beggs y Brill

Beggs y Brill establecieron una correlación para calcular la distribución de la presión en tuberías con flujo multifásico, a partir de pruebas de laboratorio. El método es aplicable a flujos horizontal, inclinado y vertical.

Los experimentos se realizaron a tubos transparentes de acrílico. Estos tubos estaban dotados de un mecanismo que permitía variar su posición desde la horizontal hasta la vertical, además se tenían dispositivos para medir gastos,

caídas de presión, ángulos de inclinación y el colgamiento. Los fluidos utilizados fueron aire y agua.

No obstante que el método fue desarrollado dentro de los rangos limitados, en trabajos posteriores se ha comprobado que permite predecir con bastante exactitud las caídas de presión en tuberías verticales con flujo simultáneo de aceite, gas y agua.

La ecuación general establecida es:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{1}{144} \left[\frac{g \operatorname{sen} \theta \bar{\rho}_m + \frac{f_{tp} \rho_{ns} V_m^2}{5.362 d}}{1 - \frac{V_m V_{sg} \bar{\rho}_m}{144 g c \bar{p}}} \right] \dots\dots\dots 2.98$$

Observando que si:

$y_L = 1$, la ecuación se reduce para la fase líquida.

$y_L = 0$, la ecuación se reduce para la fase gaseosa.

$\Theta = 0^\circ$, el flujo es horizontal.

$\Theta = \pm 90^\circ$, el flujo es vertical.

$\Theta > 0^\circ$, el flujo es ascendente.

$\Theta < 0^\circ$, el flujo es descendente.

De la ecuación (2.98) se puede apreciar fácilmente los términos de caídas de presión por elevación, por fricción y por aceleración (E_K), siendo posible escribirla de la siguiente forma:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\left(\frac{dp}{dL}\right)_e + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f}{1 - E_K} \dots\dots\dots 2.99$$

Obsérvese que los signos de los términos por elevación y por fricción, dependerán del tipo de flujo y de la presión conocida al inicio de la aplicación del método.

El patrón de flujo se obtiene en función de los grupos adimensionales.

Para flujo vertical, se determina el colgamiento que existirá si la tubería fuese horizontal y luego se corrige por la inclinación por la inclinación real de la tubería, que en este caso es $\pm 90^\circ$, de la siguiente manera:

$$y_L = y_L(0)\psi \dots\dots\dots 2.100$$

$$y_L(0) = \frac{a\lambda^b}{N_{FR}^c} \dots\dots\dots 2.101$$

$$\psi = 1 + 0.3C \dots\dots\dots 2.102$$

$$C = (1 - \lambda) \ln(d\lambda^e N_{LV}^f N_{FR}^g) \dots\dots\dots 2.103$$

$C \geq 0$

Donde las constantes a, b, c, d, e, f, y g toman los valores que aparecen en la **Tabla 2.3**, dependiendo del patrón de flujo; $y_L = (0)$ es el colgamiento para tubería horizontal y ψ es un factor de corrección para tuberías en posición diferente a la horizontal.

Tabla 2.3 Constantes utilizadas en el método de Beggs y Brill, flujo vertical.

PATRÓN DE FLUJO	a	b	c	d	e	f	g
Segregado	0.98	0.4846	0.0868				
Intermitente	0.485	0.5351	0.0173				
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609				
Segregado(Cuesta arriba)				0.11	-3.768	3.539	-1.614
intermitente(Cuesta arriba)				2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido(Cuesta arriba)				c=0 ; w=1			
Todos los patrones(Cuesta arriba)				4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

2.4. Correlaciones para flujo en el estrangulador

Varios métodos han sido desarrollados para describir el comportamiento del flujo multifásico a través de estranguladores. Entre ellos podemos mencionar los siguientes:

- Gilbert
- Ros
- Baxendell
- Achong
- Poettmann y Beck
- Ashford-Pierce
- Omaña
- Pilehvari, etc.

2.4.1. Correlaciones de Gilbert, Ros, Baxendell y Achong

A partir de datos de producción, Gilbert desarrollo una expresión aplicable al flujo simultáneo gas-líquido a través de estranguladores. En su trabajo describe en forma detallada el papel del estrangulador en un pozo y analiza cual es el efecto sobre la producción de cambios bruscos en el diámetro del orificio.

Tomando como base la relación entre las presiones y después de un orificio para flujo sónico de una fase, Gilbert reconoció que para obtener flujo crítico (sónico) una relación de 0.588 o menor, entre la presión en boca de pozo (antes del estrangulador).

Utilizando los datos adicionales Baxendell actualizo la ecuación de Gilbert, modificando los coeficientes.

Ros oriento su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas-aceite, en las que el gas fue la fase continua. En su desarrollo llego a una expresión similar a la de Gilbert, pero con coeficientes diferentes. Aparentemente su expresión la comprobó con datos de campo.

Achong también reviso la ecuación de Gilbert se reduce a una ecuación muy simple, sin embargo en evaluaciones hechas de los diferentes métodos. El de Gilbert resulto ser tan bueno como cualquiera de los otros con sus perspectivas constantes.

La ecuación propuesta por Gilbert se muestra en la Ec. (1.26) y el valor de las constantes en la **Tabla 1.2**.

2.4.2. Correlación de Poettmann y Beck

Este modelo fue establecido a partir del trabajo presentado por Ros. La precisión de los resultados obtenidos se comprobó comparándolos con 108 datos medidos. El método fue establecido a partir de un análisis teórico del flujo simultáneo gas-líquido a velocidad sónica a través de orificios y una correlación para el comportamiento PVT de los fluidos. No se consideró producción de agua.

Para que exista flujo crítico se supuso que la corriente abajo, debe ser al menos 0.55 de la presión en la boca del pozo. Bajo estas condiciones el gasto en el estrangulador es solo función de la presión corriente arriba y de la relación gas-aceite a condiciones de flujo.

La ecuación Poettman y Beck es:

$$q_o = \frac{1.549d^2}{73.856\rho_o + \gamma_g R} \left(\frac{9273.6 P_1}{V_1(1+0.5 m)} \right)^{0.5} \left(\frac{0.4513\sqrt{r+0.766}}{r+0.5663} \right) \dots\dots\dots 2.104$$

Donde:

$$r = \frac{0.00504 T_1 Z_1 (R - R_s)}{P_1 B_o} \dots\dots\dots 2.105$$

$$m = \frac{1}{1 + r \frac{\rho_g}{\rho_o}} \dots\dots\dots 2.106$$

$$V_1 = \frac{m}{\rho_o} \dots\dots\dots 2.107$$

Siendo:

r: Relación gas libre-aceite a condiciones de flujo.

V: Volumen específico del líquido [pies³ de líquido/lb de mezcla].

m= Masa de líquido por unidad de masa de mezcla.

2.5. Correlaciones de flujo en la tubería de descarga.

Después de los fluidos han pasado a través del estrangulador, estos fluyen por la línea de descarga hasta la central de recolección, en donde son separados cada uno de ellos (petróleo, agua y gas).

Al llegar a los fluidos al separador, estos descargan a una determinada presión, previamente establecida para lograr una separación eficiente de los fluidos. Esta presión depende a su vez de las condiciones de operación de los equipos instalados para el manejo de los diferentes fluidos, como son las bombas y compresores.

Para determinar las caídas de presión y flujo multifásico en tuberías horizontales a continuación se mencionan algunos de los métodos más conocidos que han sido desarrollados para este propósito:

- Bertuzzi, Tek y Poettmann
- Yocum (1957)
- Guzhov (1967)
- Eaton, Andrews, Knowels y Brown (1967)
- Beggs y Brill (1973)

El más versátil de los métodos es el de Beggs and Brill, ya que este puede aplicarse tanto para tuberías horizontales como verticales o inclinadas. Y por esta razón solo se describirá de manera más detallada esta correlación.

En términos generales puede decirse que ningún de los métodos de flujo multifásico desarrollados hasta la fecha, ya sea para tuberías verticales, horizontales o inclinadas, es capaz de simular todas las condiciones de flujo que se presentan en los pozos. Es decir, que no existe un método general que pueda aplicarse para todos los casos. Debido a que estos métodos fueron desarrollados para ciertas condiciones específicas de flujo, cubriendo un determinado rango de variación de las variables que intervienen en el fenómeno de flujo, cada uno de ellos tiene sus propias limitaciones.

Sin embargo cuando estos métodos se aplican dentro del rango de condiciones en que fueron desarrollados, es sorprendente la precisión que se obtiene de algunos de ellos, al compararse con datos medidos.

Es obvio que el análisis de pozos fluentes o con bombeo neumático, entre más preciso sea el método o métodos de flujo multifásico que se estén empleando, mas precisa será la medición de su comportamiento.

Para flujo horizontal, el gradiente de precisión debido al cambio de elevación es igual a cero. A continuación se describe en forma breve el origen de algunas correlaciones:

2.5.4. Correlación de Beggs y Brill

Esta correlación se desarrolló a partir de datos experimentales en tuberías de acrílico transparente de 1 y 1½ [pg] de diámetro y 90 [ft] de longitud y con inclinaciones ±90° bajo condiciones de operación controladas y empleando como fluidos de prueba aire y agua.

A partir de un balance de energía, se obtuvo la siguiente ecuación para determinar el gradiente de presión en tuberías horizontales.

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = 43.539 \frac{f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5} + \frac{7.2557 \rho_m w_g w_m}{\rho_{ns} p d^4 \rho_g} \frac{\Delta p}{\Delta L} \dots\dots\dots 2.108$$

Definiendo el término de pérdidas por aceleración:

$$E_k = \frac{7.2557 \rho_m w_g w_m}{\rho_{ns} p d^4 \rho_g} \dots\dots\dots 2.109$$

La Ec. (2.109) queda de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{43.539 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5 (1-E_k)} \dots\dots\dots 2.110$$

El factor de fricción para las dos fases se obtiene de la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = \left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) f_n \dots\dots\dots 2.111$$

Donde f_n es el factor de fricción del diagrama de Moody para tuberías lisas. Los autores proponen la siguiente expresión para calcularlo:

$$f_n = \left[2 \log \left[\frac{N_{RE}}{4.5223 \log N_{RE} - 3.8151} \right] \right]^{-2} \dots\dots\dots 2.112$$

En donde:

$$N_{RE} = \frac{124 d V_m \rho_{ns}}{\mu_{ns}} \dots\dots\dots 2.113$$

El factor de fricción normalizado (f_{tp}/f_n) es función del colgamiento del líquido $y_L(O)$, y del colgamiento sin resbalamiento λ y puede obtenerse de la siguiente expresión:

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^s \dots\dots\dots 2.114$$

En la cual:

$$S = \frac{\ln x}{-0.0523 + 3.182 \ln x - 0.8725 (\ln x)^2 + 0.01853 (\ln x)^4} \dots\dots\dots 2.115$$

y

$$x = \frac{\lambda}{y_L(o)^2} \dots\dots\dots 2.116$$

De sus observaciones Beggs y Brill elaboraron un mapa de patrones de flujo (**Tabla 2.4.**) en función de λ y el número de Froude. El patrón del flujo puede determinarse de este mapa o de la tabla siguiente:

Tabla 2.4 Clasificación de los patrones de flujo

CLASIFICACIÓN DE PATRONES DE FLUJO	
PATRÓN DE FLUJO	CONDICIONES
Segregado	$\lambda \leq 0.01$ y $N_{FR} < L_1$
	o
Transición	$\lambda \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$
	$\lambda \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$
Intermitente	$0.01 \leq \lambda < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$
	o
Distribuido	$\lambda > 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
	o
	$\lambda \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$

Donde:

$$N_{FR} = 7734.9 \frac{W_m^2}{\rho_{ns}^2 d^5} \dots\dots\dots 2.117$$

y los parámetros de correlación L_1, L_2, L_3 y L_4 se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302} \dots\dots\dots 2.118$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684} \dots\dots\dots 2.119$$

$$L_3 = 0.10 \lambda^{-1.4516} \dots\dots\dots 2.120$$

$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738} \dots\dots\dots 2.121$$

El cálculo del colgamiento real del líquido, se obtiene de la siguiente expresión generalizada:

$$y_L(o) = \frac{a\lambda^b}{N_{FR}} \dots\dots\dots 2.122$$

Donde los coeficientes están en función del régimen de flujo. Ver la **Tabla 2.5**.

En el caso de flujo transitorio, el cálculo del colgamiento real se obtiene de la siguiente manera:

$$y_L(0) = Ay_L(\textit{segregado}) + B_1y_L(0)(\textit{intermitente}) \dots\dots\dots 2.123$$

Donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \dots\dots\dots 2.124$$

y

$$B_1 = 1 - A \dots\dots\dots 2.125$$

El colgamiento sin resbalamiento (λ) se obtiene de la Ec. (2.56).

Tabla 2.5 Se muestran las constantes para los patrones de flujo

CONSTANTE DE LOS PATRONES DE FLUJO			
	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

2.6. Análisis nodal

La cantidad de gas y aceite que fluye hacia el pozo desde el yacimiento, depende de la presión en el sistema de producción, por consiguiente, el sistema de producción debe ser analizado como unidad. La producción de un pozo puede ser a menudo restringida por el comportamiento de un solo componente en el sistema. Si el efecto de cada componente sobre el comportamiento del sistema de producción puede ser analizado de forma aislada, el comportamiento del sistema podrá ser optimizado en forma económica.

Por tal razón es fundamental someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte¹⁰, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo. Desde la perspectiva de evaluación esto es posible, sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea teniendo como limitante tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

Por otra parte, del análisis del comportamiento los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. Así mismo, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.

El procedimiento para aplicar análisis nodal consiste en dividir el sistema en puntos o nodos que permitan simplificar el sistema integral de producción. Un nodo solución se define como el o los extremos de sistema de producción. Se dice que existe una solución nodal, cuando las condiciones de presión y gasto son idénticas en un nodo de solución.

El Análisis Nodal puede ser empleado para analizar muchos de los problemas relacionados con los pozos productores de aceite y gas. El procedimiento puede aplicarse tanto a pozos fluyentes como a pozos con sistema de producción artificial, si el efecto del método de producción artificial sobre la presión puede ser expresado como una función del gasto. El procedimiento también puede ser aplicado en el análisis del comportamiento de pozos inyectores mediante una adecuada modificación de las expresiones para entrada y salida de los nodos.

Algunas posibles aplicaciones del Análisis Nodal son las siguientes:

- Seleccionar el diámetro óptimo de la línea o tubería de descarga.
- Seleccionar el diámetro óptimo de la tubería de producción.
- Diseñar empacamiento de grava para los pozos que lo requieran.
- Dimensionar estrangulador superficial.
- Dimensionar válvula de seguridad sub-superficial.
- Analizar la existencia de restricciones al flujo en el sistema integral de producción.
- Diseñar un sistema de producción artificial.
- Otros.

2.6.1. Análisis cualitativo del sistema

En la **Figura 2.16** se muestra un sistema de producción, en el que se aprecian las posibles pérdidas de presión desde el yacimiento hasta los separadores. Este sistema es común en instalaciones marinas; sin embargo, para efectos de estudio se utilizara un sistema de producción como el mostrado en la **Figura 2.17**. Una vez delineado el procedimiento general de manera sencilla, pueden enfrentarse con éxito problemas más complejos.

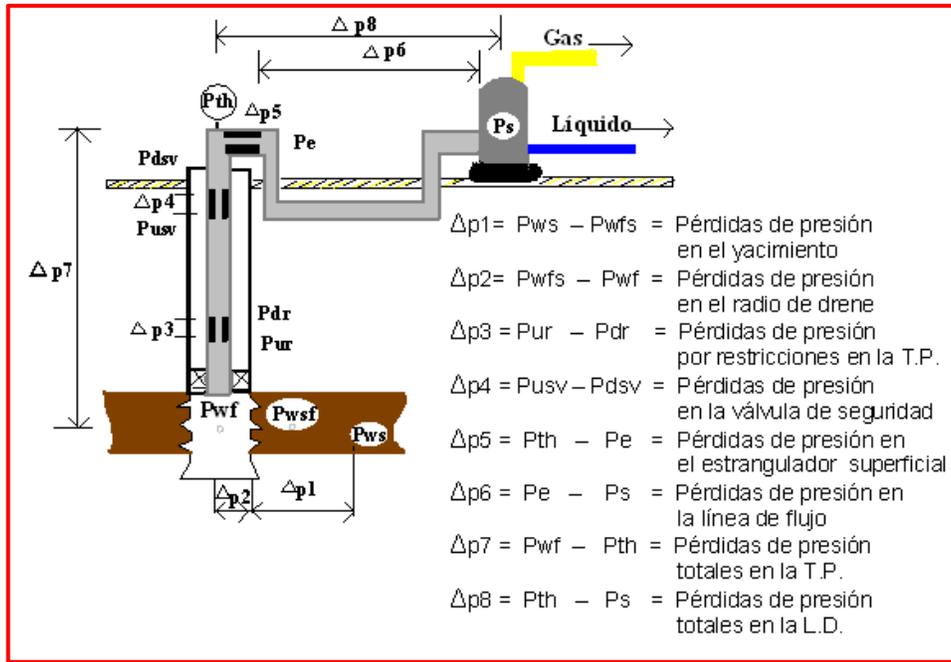


Figura 2.16 Pérdidas de presión en un sistema completo de producción.

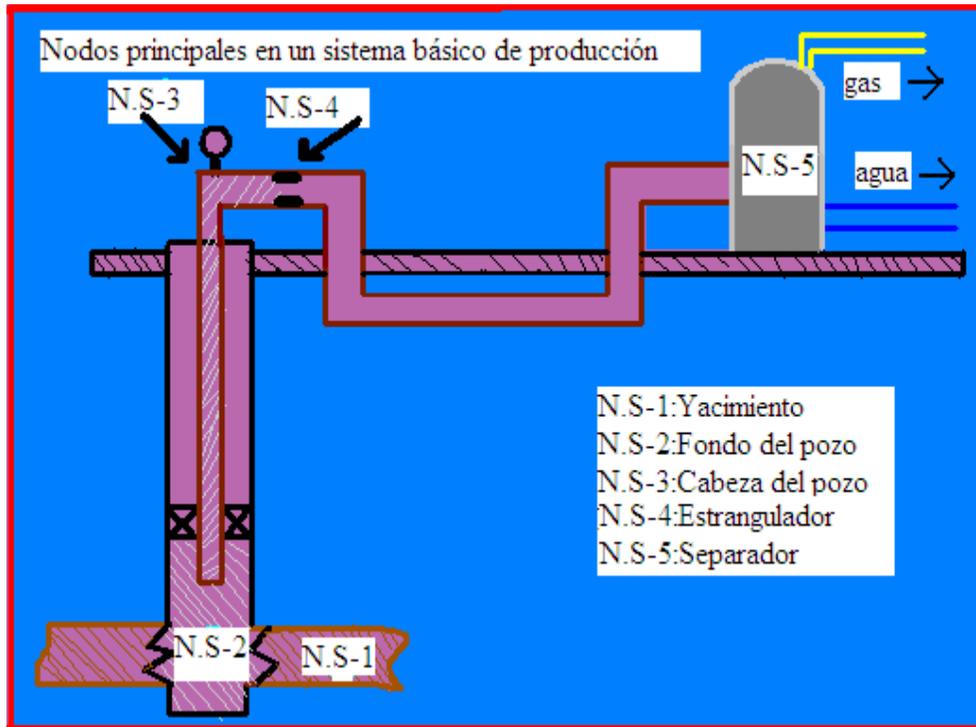


Figura 2.17 Pérdidas de presión y nodos principales en un sistema básico de producción.

En la **Figura 2.18** se muestran las pérdidas de presión asociadas a cada elemento de la **Figura 2.17**, donde:

- Δp_1 = Pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.
- Δp_2 = Pérdidas de presión en la tubería vertical. Representan entre el 30 y el 80% de las pérdidas totales.
- Δp_3 = Pérdidas de presión en la L.D. generalmente, constituyen entre el 5 y el 30% de las pérdidas totales.

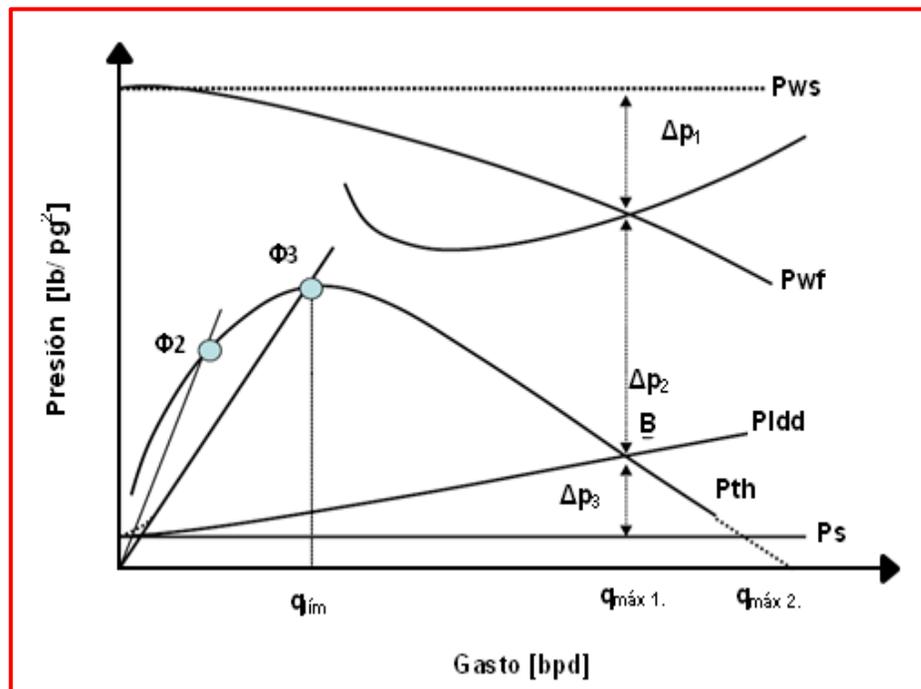


Figura 2.18 Distribución de presiones en un sistema de producción.

2.6.1.1. Flujo en el yacimiento

Partiendo del análisis de la **Figura 2.18** se puede distinguir en principio, que a medida que el gasto se incrementa, la diferencia entre la presión estática y la

presión de fondo fluyendo se acentúa. Esta diferencia depende, como se indicó, de las características del sistema roca-fluidos y de la eficiencia de la terminación.

2.6.1.2. Comportamiento de flujo por la T.P.

El comportamiento de flujo por la tubería vertical ha sido indicado, en lo fundamental, sin embargo, por su importancia es necesario analizar algunos otros aspectos. Nind, para relacionar el gasto de producción con la RGL supone constante esta última, mientras varia el gasto de producción que ocasiona la mínima pérdida de presión en la tubería de producción. La **Figura 2.19** muestra la forma general del comportamiento indicado. Lo mismo puede apreciarse en la **Figura 2.18**, para Δp_2 . Es de esperarse, sin embargo, que la declinación de la presión del yacimiento permitirá un incremento de la RGA, que en principio beneficiaría la producción de fluidos, pero después su continuo aumento, podría llegar a producir pérdidas por fricción paulatinamente mayores.

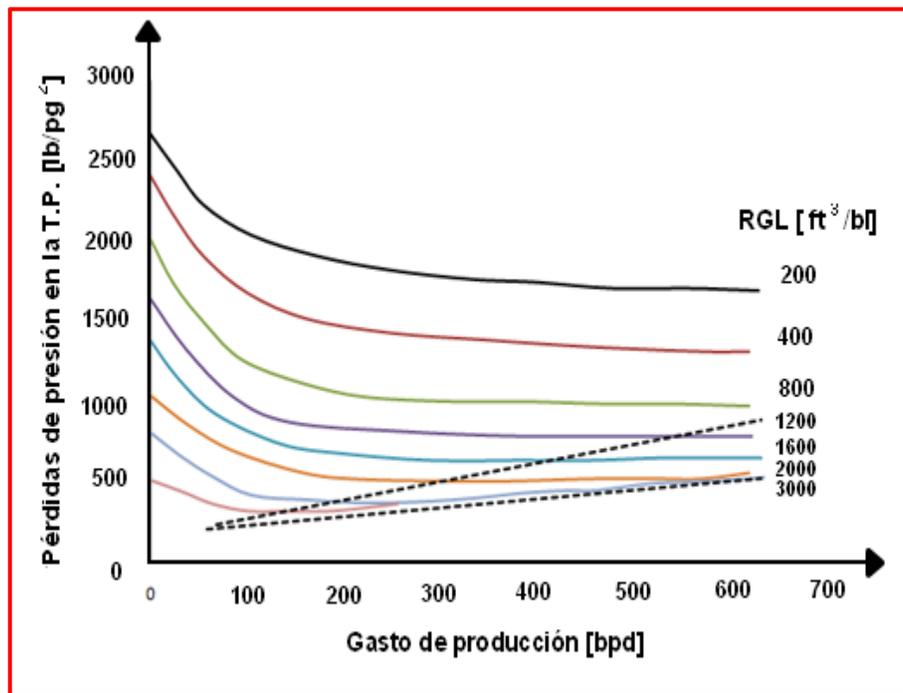


Figura 2.19 Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL

La **Figura 2.20** es importante, pues en ella se muestra los gastos que limitan el flujo estable. Un pozo que produzca con un gasto menor generalmente estará

operando con “cabeceo”, o flujo inestable. Las condiciones para obtener flujo estable deben ser tales que al agregar a la curva anterior la curva IPR se obtenga un resultado semejante de la **Figura 2.21**. La **Figura 2.22** muestra la condición, en la cual la curva de flujo por la T.P. corta IPR en dos puntos. En la posición 2 a la derecha del gasto limite el flujo será estable, mientras que el flujo en la posición 1 no ocurrirá, a menos que se estrangule la cabeza del pozo, provocando flujo inestable o “cabeceo”; esto originaría un cambio en la curva del flujo por la T.P., según se muestra en la **Figura 2.23**.

Aquí la curva IPR no ha cambiado para un particular juego de condiciones, de tal forma que, a medida de que el diámetro del estrangulador disminuye, la p_{th} aumenta. Reducciones posteriores al diámetro del estrangulador provocaran un desplazamiento hacia arriba de la curva del flujo por la T.P hasta llegar al caso extremo mostrado en la **Figura 2.24**, en el que el pozo dejara de fluir.

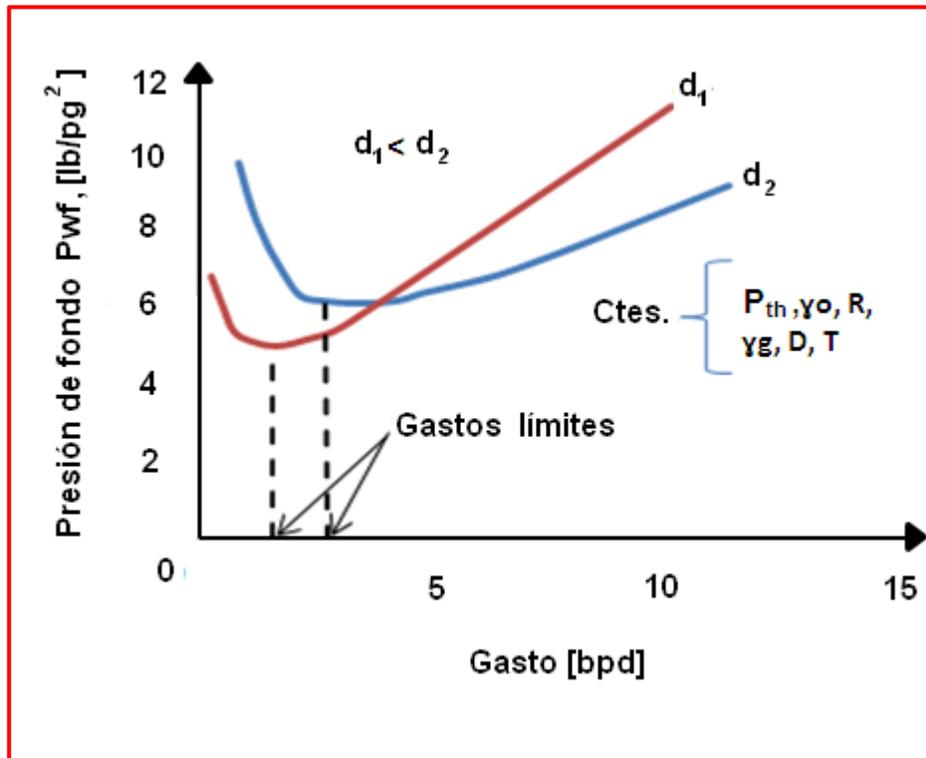


Figura 2.20 Curvas típicas de gasto vs p_{wf} para diferentes diámetros de T.P.

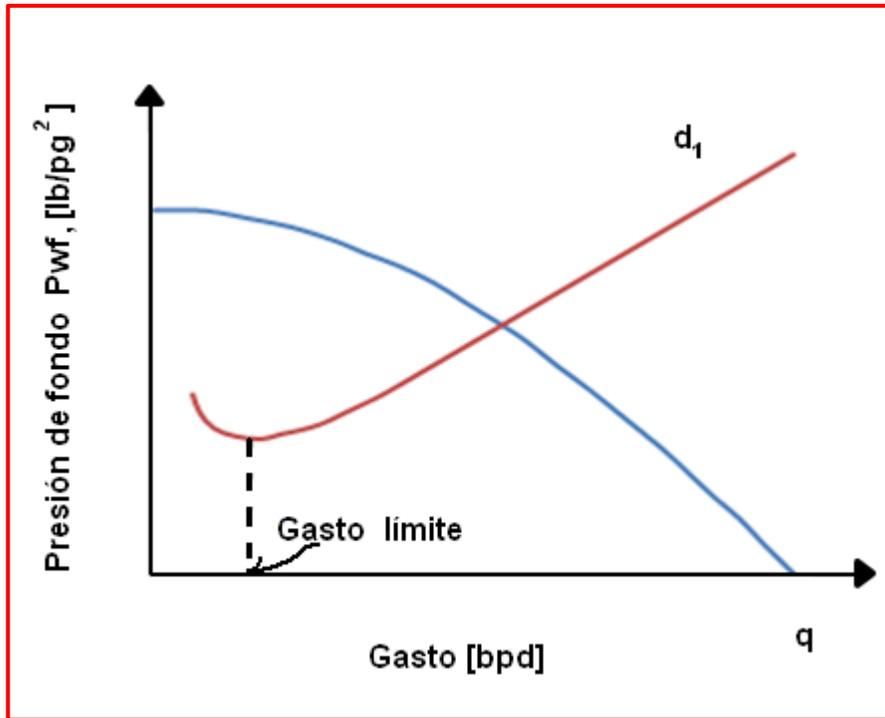


Figura 2.21 Gráfica típica de condiciones de flujo estable.

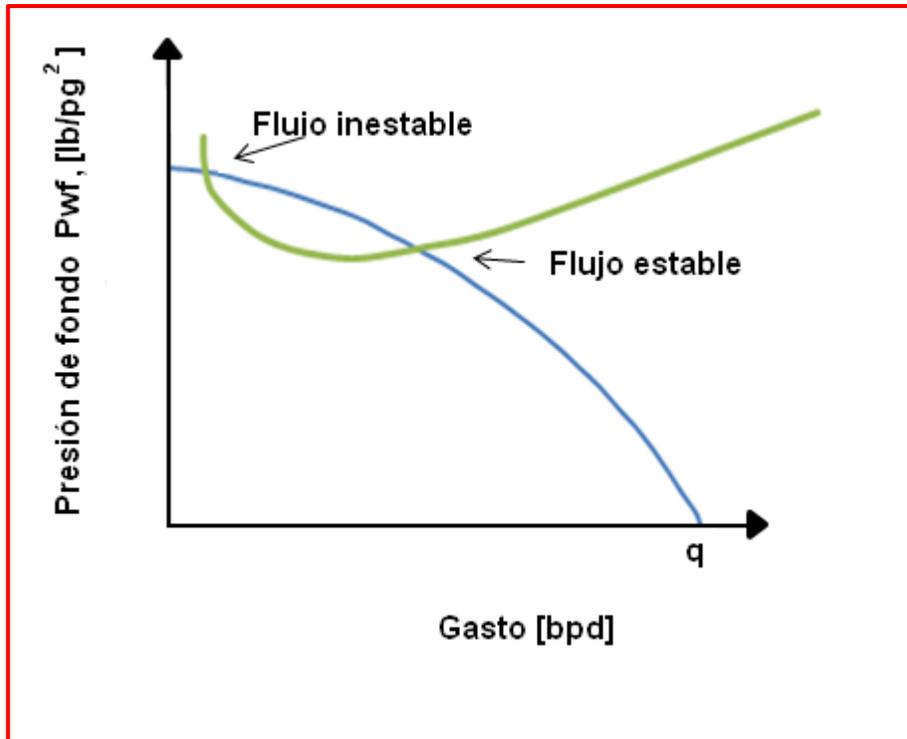


Figura 2.22 Pozo fluyente en la posición 2.

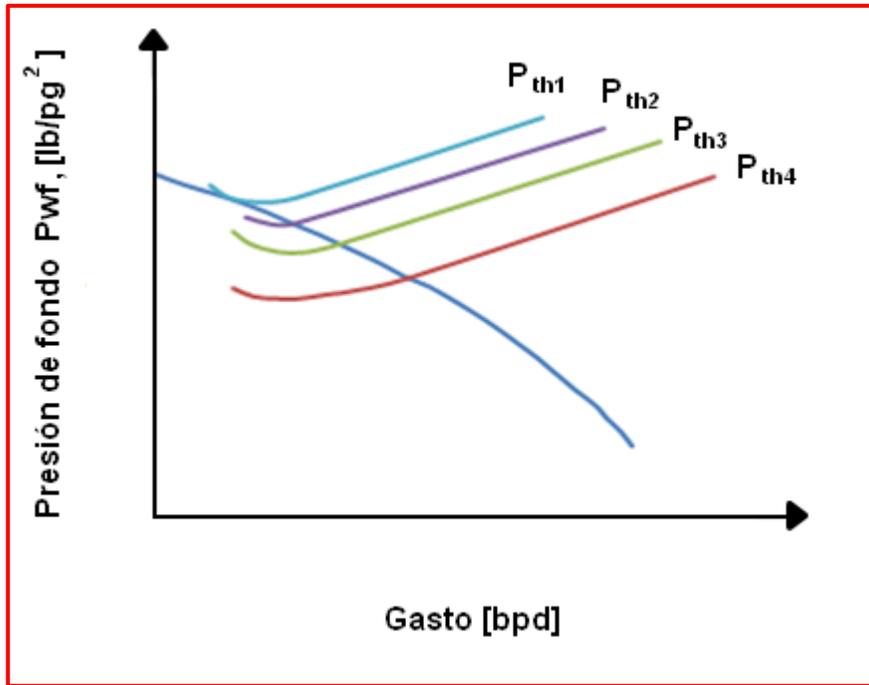


Figura 2.23 Efecto del cambio de estrangulador sobre el comportamiento del flujo por la T.P.

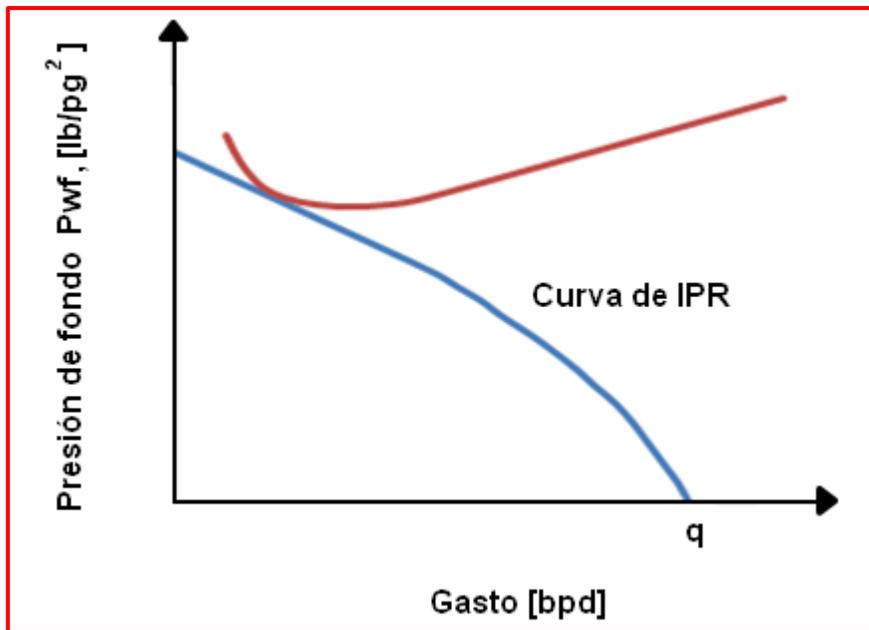


Figura 2.24 Curvas de comportamiento de flujo correspondiente a un pozo "muerto".

Esto mismo puede aplicarse observando la **Figura 2.18** en la cual se distingue que cuando $p_{th} = p_e$ se tiene el gasto máximo correspondiente al flujo sin estrangulador y para gastos menores se usan estranguladores. Se aprecia también que al ir utilizando estranguladores con diámetros menores, disminuye el gasto y aumenta la presión en la boca del pozo, hasta alcanzar un valor máximo, indicando por ϕ_3 . La reducción posterior del diámetro abate la p_{th} y el gasto, al incrementar las pérdidas de presión en la tubería vertical, con el riesgo de provocar la “muerte del pozo”.

Por ejemplo, el cambio de ϕ_3 a ϕ_2 incrementará el colgamiento del líquido y este la carga hidrostática, con lo cual la velocidad de flujo disminuye, conduciendo a un estado inestable y finalmente a la suspensión del flujo.

2.6.1.3. Terminación del flujo natural

La determinación de la presión estática p_{ws} a la cual el pozo dejara de fluir es una aplicación importante del flujo multifásico vertical. El procedimiento consiste en graficar los valores de la p_{wf} obtenidos a partir del comportamiento del flujo en el yacimiento y del flujo por la T.P **Figura 2.25**. Las curvas de IPR corresponden a presiones estáticas de 1,200 y 1,300 $[lb/pg^2]$ El pozo tiene una T.P de $3\frac{1}{2}$ pg, una $p_{th} = 100 [lb/pg^2]$. El pozo no fluirá a una $p_{ws} = 1,150 [lb/pg^2]$ el pozo estará muerto.

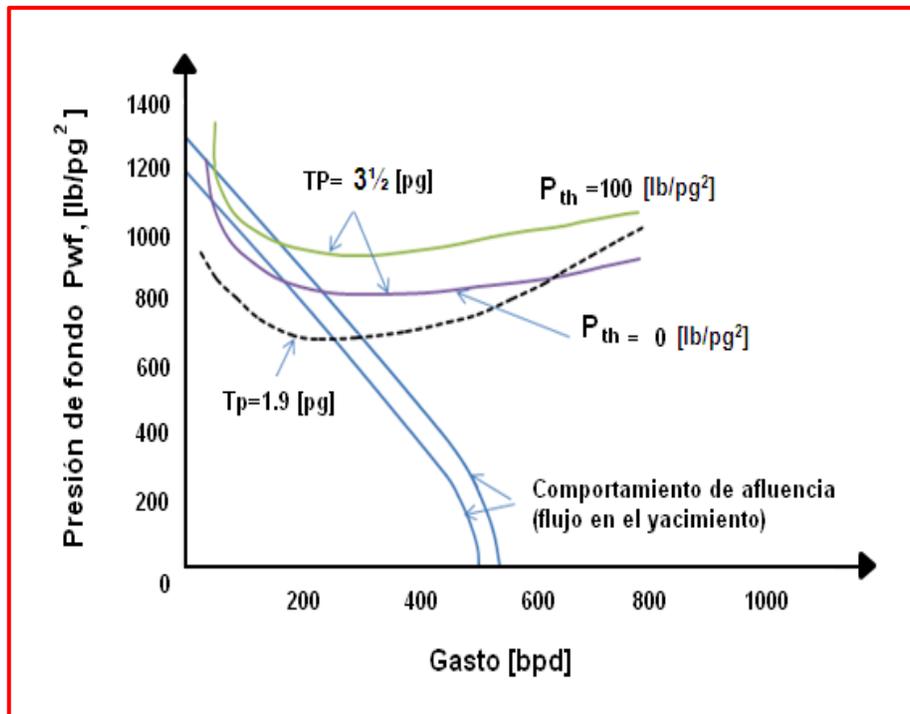


Figura 2.25 Determinación de la presión estática a la que el pozo deja de fluir.

Se advierte que el gasto es de $100 [bl/día]$ cuando el pozo deja de producir. Esta situación puede ocurrir de un día para otro. En la misma figura se obtiene que con una TP de menor diámetro ($1.9 pg.$) el flujo natural continuaría por mayor tiempo, hasta que la p_{ws} se abatiera a $900 [lb/pg^2]$

2.6.1.4. Efecto del diámetro de la TP

Nind, demostró el efecto del cambio del diámetro de la TP sobre el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo. En sus cálculos considero los valores asentados en la **Tabla 2.6** y un pozo con $10,000 [ft]$ de profundidad y una $p_{th} = 0$

Tabla 2.6 Datos empleados en el cálculo del efecto del gasto y el diámetro sobre pérdidas de presión en la T.P.

Diámetro [pg]	Q [bpd]	RGA [pies ³ /bl]
1.66	50	
1.9	100	1000
2 ³ / ₈		
2 ⁷ / ₈	200	400
3 ¹ / ₂	400	

Sus resultados se muestran en las **Figuras 2.26 y 2.27**. En ellas se distingue que a gastos bajos se reducen las pérdidas de presión al utilizar diámetros menores de T.P (**Figura 2.27**). En relación a la **Figura 2.28** se observa que para diámetros de T.P pequeños, aumentas las caídas de presión al aumentar el gasto, pero esta situación se invierte para diámetros de T.P mayores.

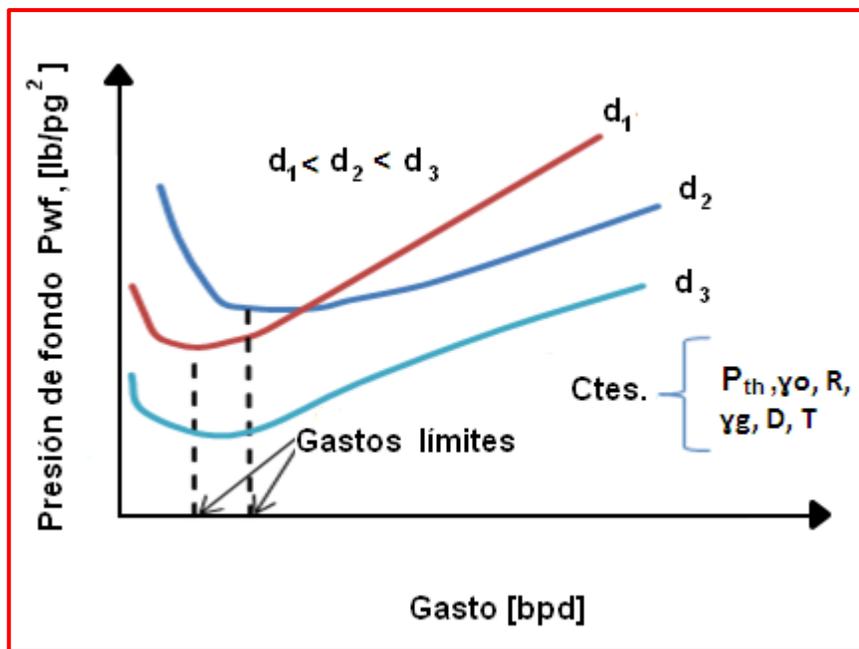


Figura 2.26 Efecto del gasto sobre las pérdidas de presión por flujo vertical: diferentes diámetros de tubería de producción.

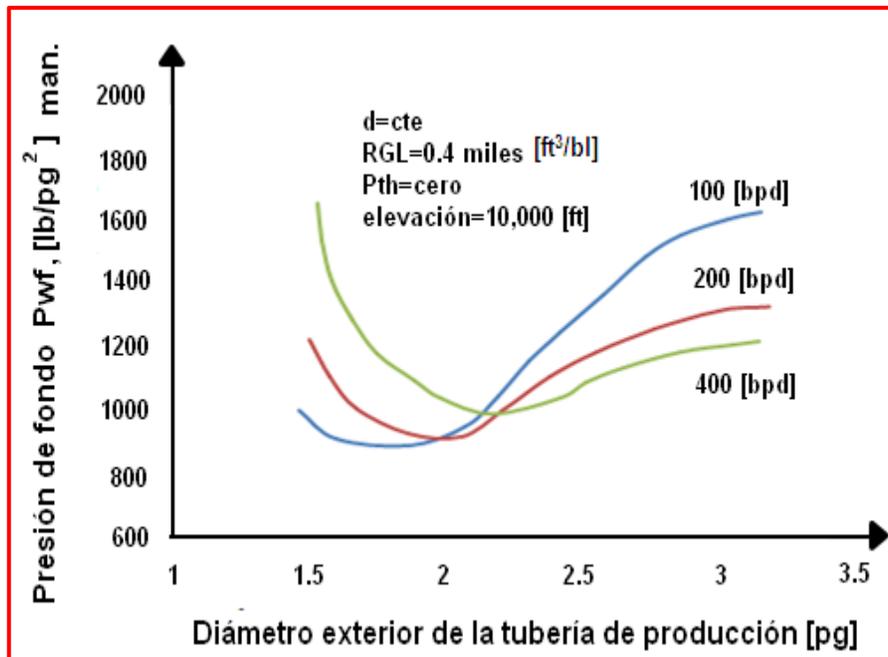


Figura 2.27 Efecto del diámetro de la tubería de producción sobre las pérdidas de presión en flujo vertical: con diferentes gastos.

2.6.1.5. Efecto del diámetro del estrangulador

Se puede observar que al insertar la ecuación 1.26 para un diámetro dado de estrangulador y una R constante es una línea recta que pasa por el origen, **Figura 2.18**. Suponiendo un gasto muy pequeño, la presión en la cabeza y la presión corriente abajo tendrían a igualarse a la presión en el separador. Al fluir el pozo, el comportamiento del estrangulador sería semejante al mostrado en la **Figura 2.28**.

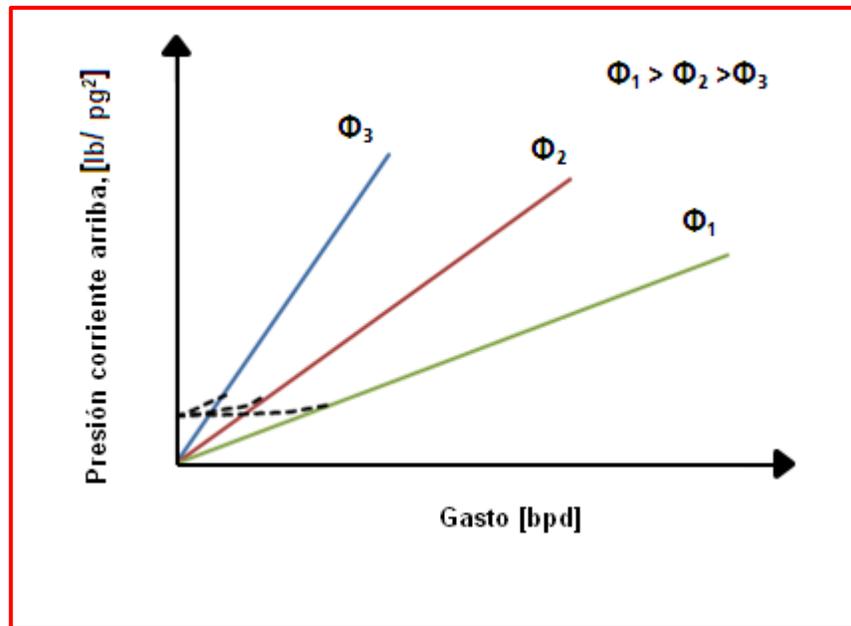
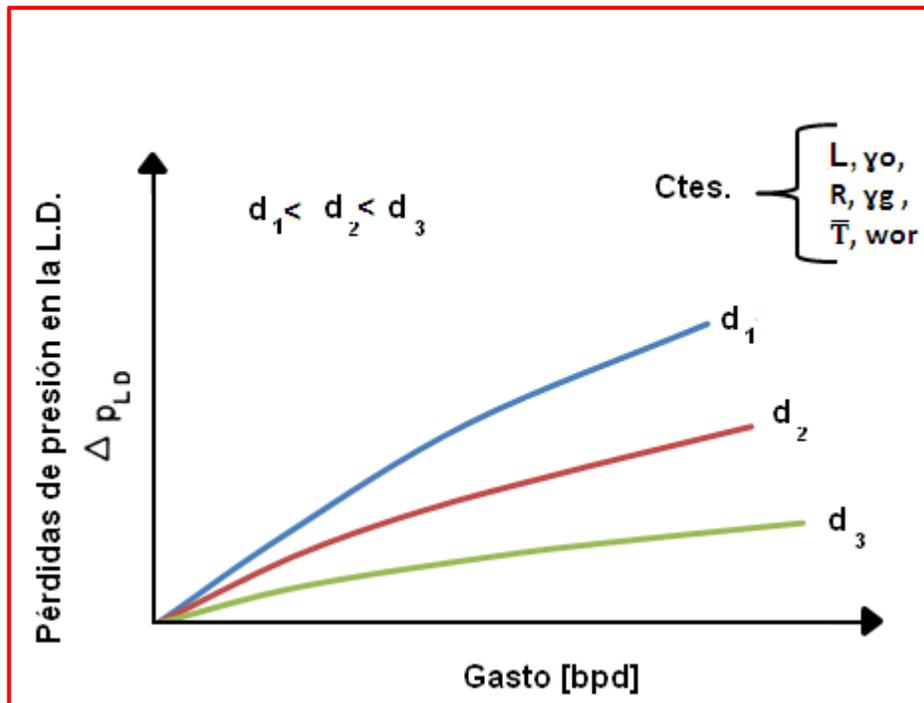


Figura 2.28 Gráfica de p_{th} . Vs q para diferentes diámetros de estrangulador.

2.6.1.6. Comportamiento del flujo por la L.D.

La caída de presión en la L.D., se debe fundamentalmente a la fricción del fluido con las paredes de la tubería y sus características más significativas se reflejan en las **Figuras 2.29, 2.30 y 2.31**.

Para la selección del diámetro óptimo de la línea de descarga es necesario tener en mente que el gasto alcanza un valor máximo, a partir del cual se empleó de tuberías de descarga de mayor diámetro, es innecesario. Esto se debe a que otro elemento del sistema (yacimiento, la TP, el estrangulador o bien la presión del separador), limita el ritmo de producción. En adición a lo anterior se enfatiza que la elección del diámetro requiere de un análisis económico.



Figuras 2.29 Variación de los Δp_{LD} vs gasto para diferentes diámetros de la línea de descarga

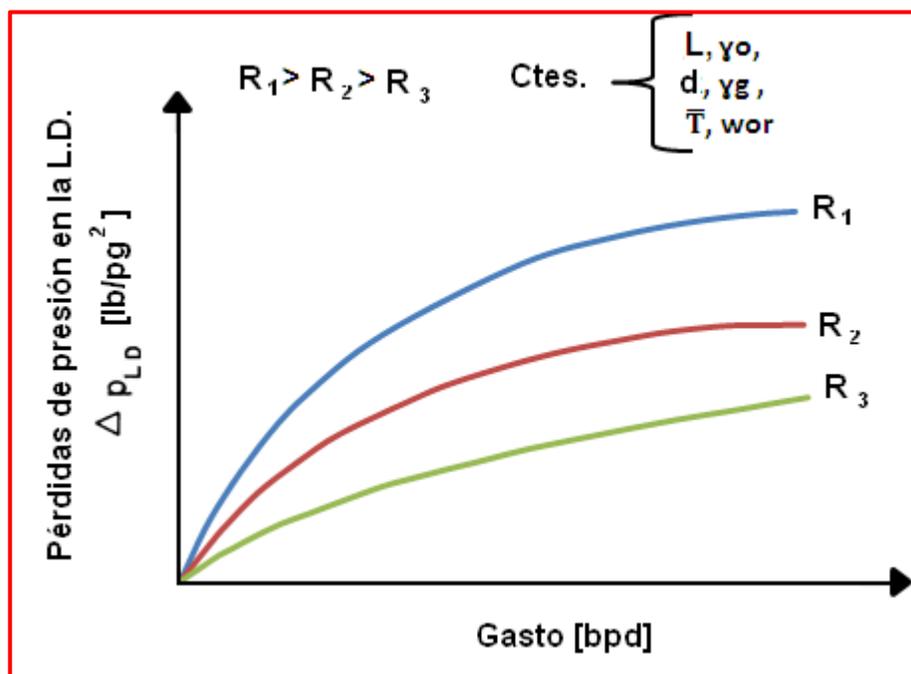


Figura 2.30 Variación de los Δp_{LD} vs gasto para diferentes relaciones gas-aceite

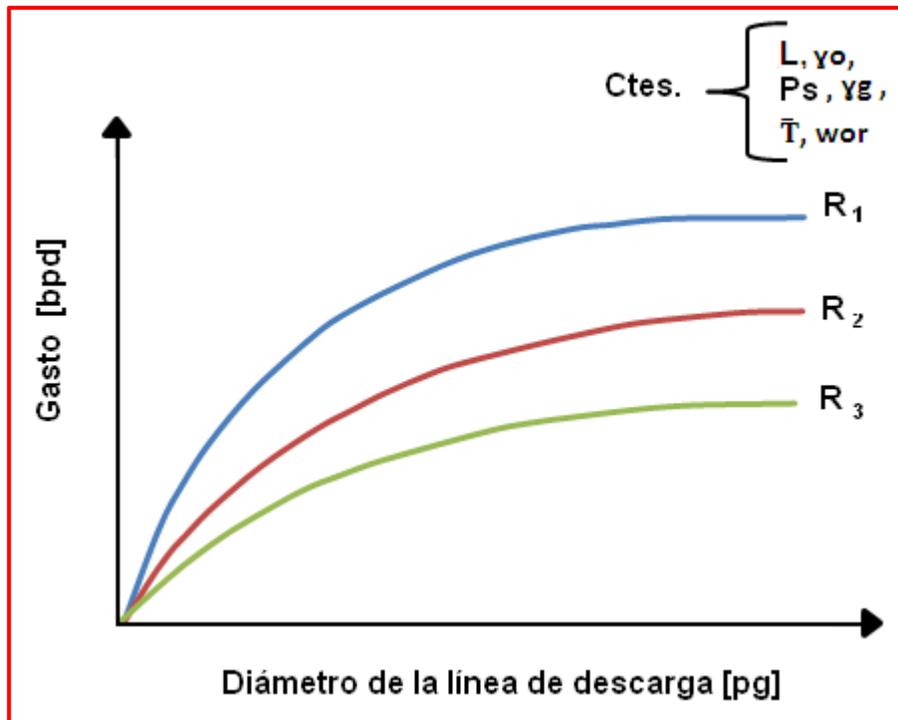


Figura 2.31 Efecto del diámetro de la L.D. sobre el gasto considerando el sistema de producción en conjunto.

2.6.1.7. Distribución general de presiones

Para la obtención de una gráfica similar a la **Figura 2.18** se procede de la siguiente manera:

- Suponer un gasto y obtener, a partir de la presión estática del pozo, su presión en el fondo. Para esto remitirse al inciso 2.1.
- A partir de la presión de fondo fluyendo obtenida se calcula, para el gasto supuesto, la p_{th} . Este cálculo se realiza aplicando el método de flujo multifásico seleccionado para determinar las pérdidas de presión en la T.P. el valor obtenido corresponde al flujo corriente arriba del estrangulador. Para efectuar este cálculo, es necesario estimar previamente la relación gas-aceite.

- Para continuar la secuencia de cálculo obtener, a partir de la presión de separación, la presión en la boca de pozo corriente abajo del estrangulador p_e , necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga. Para realizar los cálculos se debe usar el método seleccionado de flujo multifásico horizontal.
- Repetir los pasos anteriores para otros gastos supuestos, conviene recordar, al elaborar la gráfica, que todas las presiones dependen del ritmo de producción excepto la p_{ws} y la p_s .

Al repetir el procedimiento de cálculo expuesto, considerando valores decrecientes de p_{ws} , se obtienen las relaciones existentes entre estas presiones y los gastos correspondientes. **Figura 2.32.**

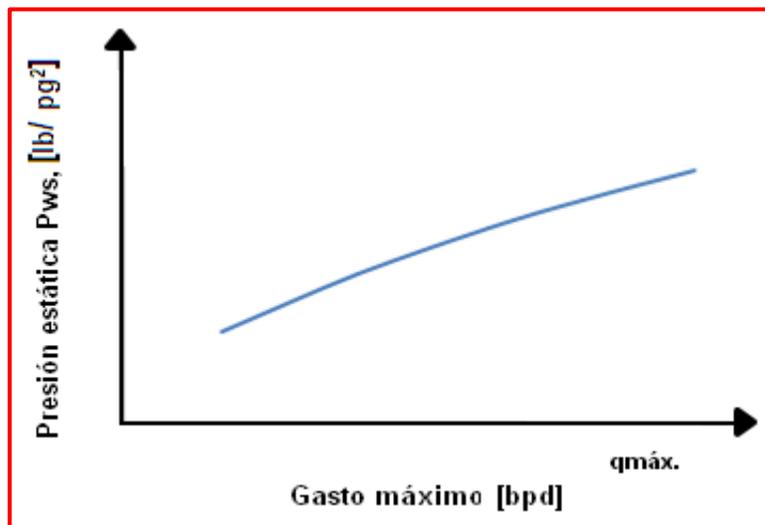


Figura 2.32 Gasto máximo a diferentes valores de p_{ws}

2.6.1.8. Diseño de tuberías de producción y líneas de descarga.

Del procedimiento descrito es posible analizar el efecto del cambio de las tuberías de producción y de descarga sobre el gasto. Sin embargo la elección del diámetro de las tuberías debe basarse en un análisis económico, en el que se comprenden los incrementos en la producción, al instalar tuberías de mayor diámetro o telescopiadas, con la inversión adimensional que es necesario realizar. De este

modo pueden determinarse, para cada etapa de la vida fluyente de un pozo, cuales son las tuberías necesarias para su explotación óptima.

Al analizar el efecto del cambio de las tuberías, sobre el gasto máximo, se obtienen resultados como los mostrados en las **Figuras 2.33 y 2.34**

La **Figura 2.33** muestra la variación del gasto máximo al usar líneas de descarga de diferentes diámetros. Se observa que para una tubería de producción dada existe un diámetro de línea de descarga para el cual se obtiene el máximo gasto. Incrementos adicionales en el diámetro de la línea de descarga ya no proporcionan mayor producción.

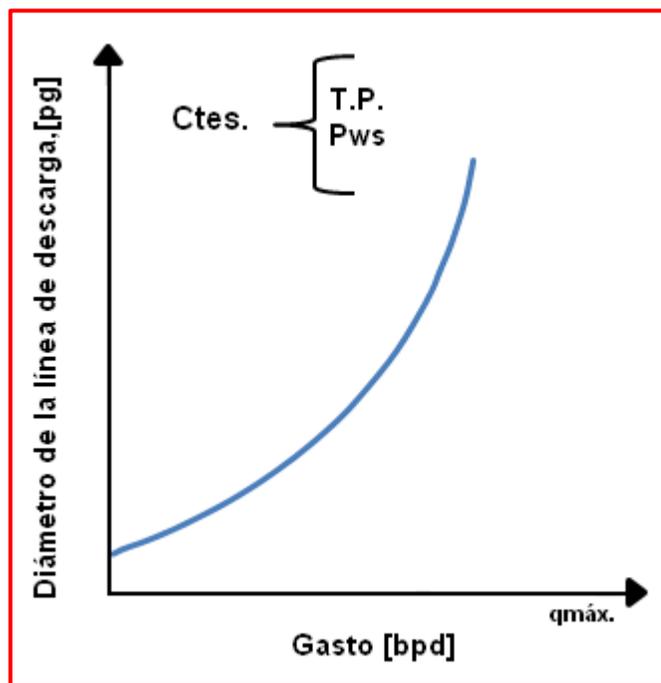


Figura 2.33 Relación entre $q_{máx}$ y el diámetro de la L.D

La **Figura 2.34** muestra la variación del gasto máximo al usar diferentes diámetros de T.P. Se aprecia que el gasto aumenta hasta alcanzar un valor máximo y posteriormente disminuye.

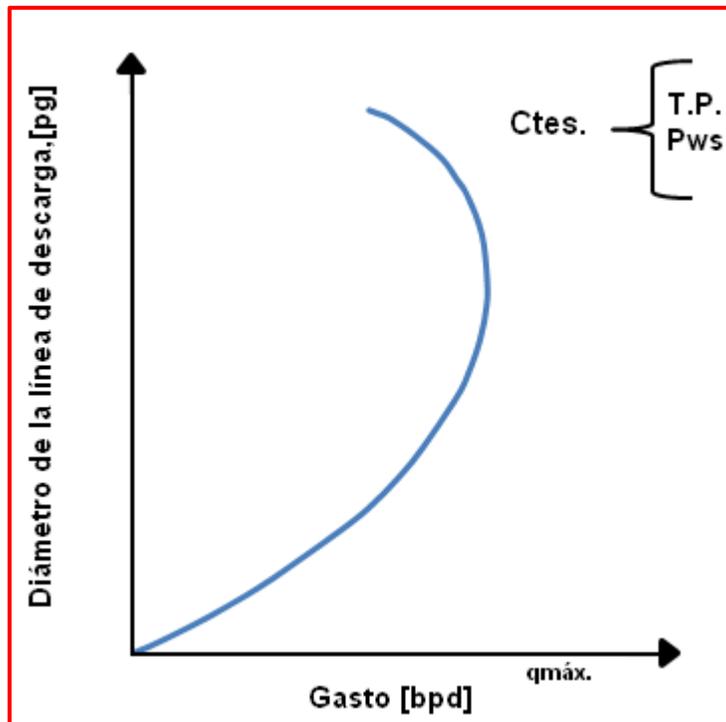


Figura 2.34 Relación entre el $q_{máx}$ y el diámetro de la T.P

La combinación más adecuada de tuberías, se obtiene al analizar diferentes alternativas y considerar las que permitan prolongar al máximo la etapa fluyente del pozo.

En relación a los procedimientos descritos para determinar la terminación del flujo natural y al diseño de tuberías de producción, es necesario indicar lo siguiente:

- Al aplicar cualquier método de flujo multifásico (como los indicados en los capítulos anteriores), se obtiene un gasto límite de aceite a partir del cual la presión de fondo aumenta al disminuir el gasto.
- Todos los métodos indican que los gastos límites decrecen al disminuir el diámetro de la tubería de producción.
- Los valores de los gastos límites son diferentes para cada correlación.
- Solo el método de Orkiszewski muestra que la presión de fondo correspondiente al gasto límite, decrece al disminuir el diámetro de la T.P. los otros métodos indican la tendencia opuesta.

Se recomienda obtener, a través de pruebas de presión y producción (pruebas cortas DST), los datos necesarios para aplicar satisfactoriamente los métodos seleccionados.

2.6.2. Elección del nodo solución

La elección del nodo de solución para pozos fluentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar; esto es, que su análisis muestre convenientemente la repuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, a la luz de una justificación económica, para su posterior ejecución.

2.6.3. El fondo del pozo como nodo solución

Es un nodo de solución común y se localiza a la profundidad media del intervalo disparado (**Figura 2.17**). En estas condiciones el sistema se divide en dos: el yacimiento y el sistema total de tuberías.

2.6.3.1. Procedimiento de solución.

- Si $p_{wf} > p_b$, suponer varios gastos y construir la curva IP con la Ec. (2.1), o bien Ec. (2.4) si se desea obtener la curva generalizada. $p_{wf} < p_b$, construir la curva IPR con el método de Vogel.
- A partir de p_s y para cada uno de los gastos supuestos del inciso anterior, obtener la p_{th} . Necesaria para mover los fluidos al separador. Es indispensable emplear el método seleccionado para determinar las pérdidas de presión por la línea de descarga.
- Obtener la p_{wf} para los gastos considerados y las p_{th} calculadas, aplicando para ello el método seleccionado para calcular las pérdidas de presión por la T.P.

- graficar los valores de p_{wf} del paso anterior en la misma grafica donde se encuentra la curva de IPR. En su intersección y sobre la abscisa se encontrara un gasto.

Es necesario indicar que este es el gasto máximo obtenible dadas las condiciones del sistema **Figura 2.35a**. Para modificarlo se requiere cambiar el diámetro de la T.P. o de la L.D. o el estrangulador, o la presión de separación, o bien, a través de una estimulación modificar las condiciones de la formación. La elección del nodo 6, como nodo de solución, obedece a que al aislarse el yacimiento del resto del sistema puede verse clara e inmediatamente el efecto del abatimiento de la presión estática sobre el gasto, **Figura 2.35b**. Así también, puede observarse, según la **Figura 2.36**, el efecto al realizar una estimulación o remover el daño.

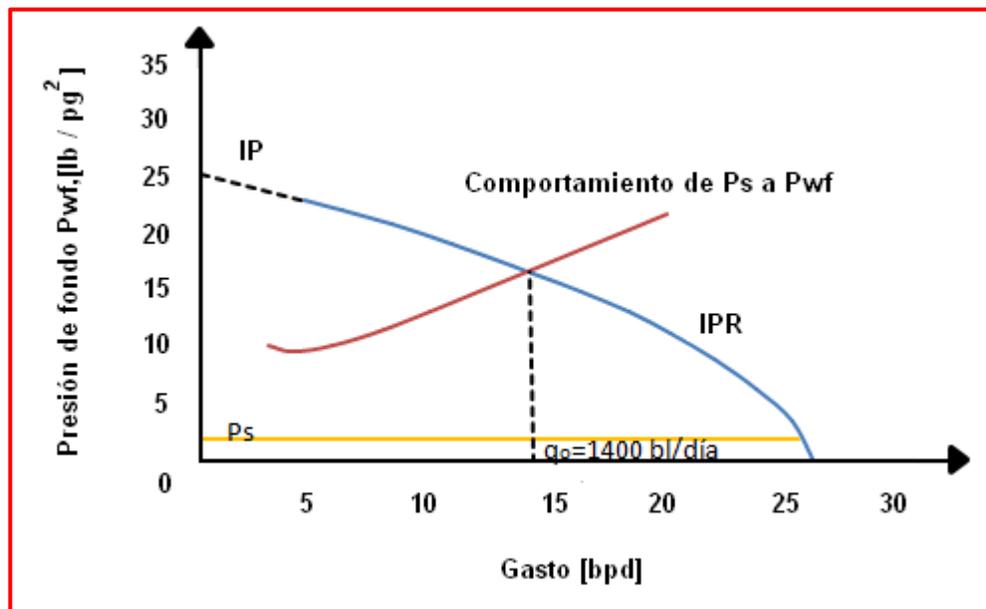


Figura 2.35a. Comportamiento del sistema, tomando como nodo de solución la p_{wf}

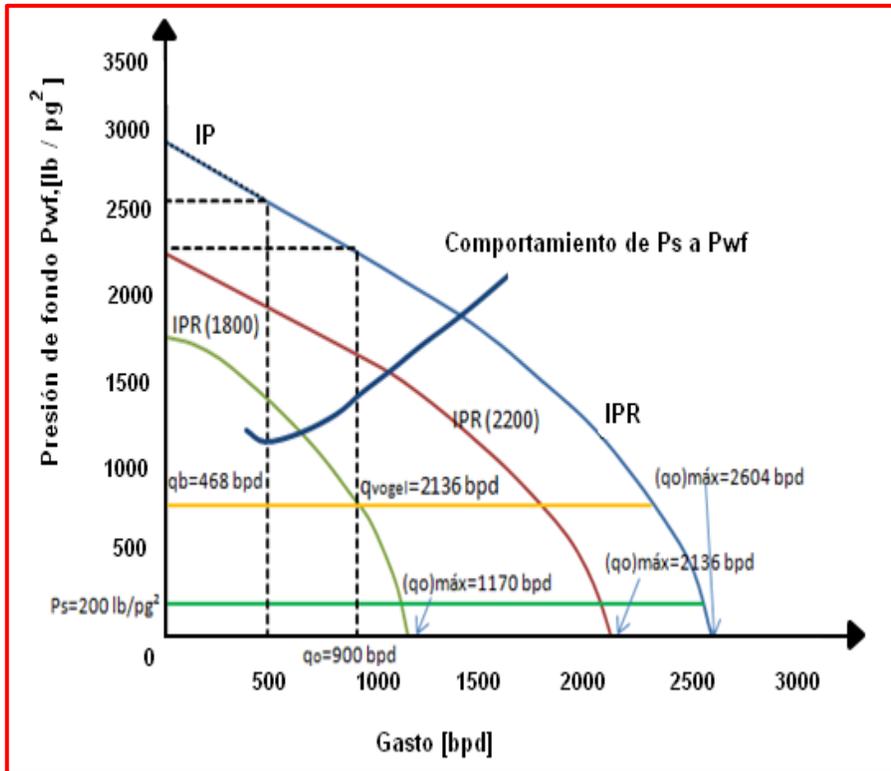


Figura 2.35b Pronóstico del comportamiento de afluencia para diferentes presiones estáticas supuestas.

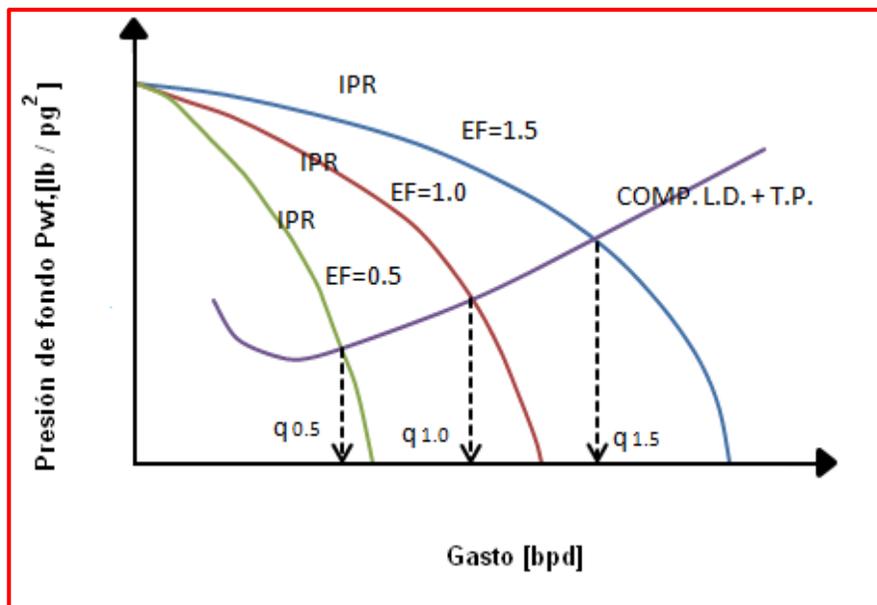


Figura 2.36 Eficiencia de flujo y su relación con el ritmo de producción.

2.6.4 Líneas de descarga paralelas

Es posible, en ocasiones, que algunos pozos produzcan con líneas de descarga paralelas y que se requiera obtener su comportamiento. El procedimiento de solución es semejante al anterior y se inicia a partir de la p_s .

- Obtener p_{th} para cada tubería de manera independiente suponiendo diferentes gastos.
- Graficar p_{th} vs q y a continuación y para cada p_{th} obtener el gasto total y graficarlo. **Figura 2.37.**
- A partir de la p_{ws} y considerando un gasto dentro del rango de gastos totales obtener la presión de fondo y a continuación la p_{th} correspondiente. Repetir este pasó para otros gastos totales.
- Graficar los valores de p_{th} vs gasto del paso anterior sobre la **Figura 2.37.** La intersección de las curvas indica el gasto máximo posible del sistema considerando.

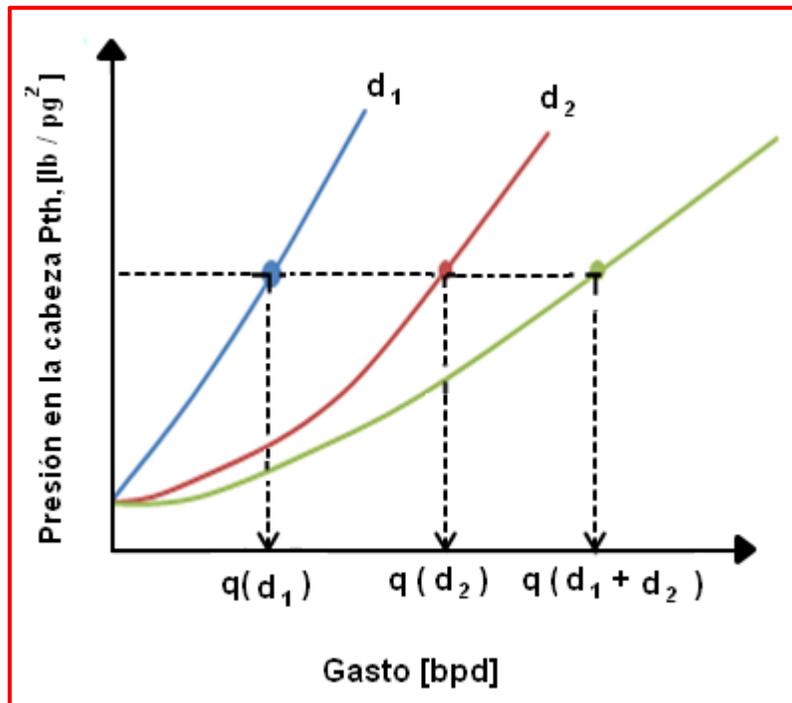


Figura 2.37 Flujo a través de líneas paralelas.

2.6.5. La cabeza del pozo como nodo de solución

Es también un nodo solución muy común. En estas condiciones el sistema se divide también en dos: el separador y la línea de descarga constituyen un componente y el yacimiento y la T.P., el otro.

2.6.5.1 Procedimiento de solución

- Para diferentes gastos supuestos, obtener, a partir de la p_s , la p_{th} necesaria para mover los fluidos al separador empleando para ello el método seleccionado de flujo multifásico.
- Para los gastos supuestos y a partir de la p_{ws} obtener la p_{wf} aplicando las Ec. (2.5) y Ec. (2.19), con el método de flujo multifásico seleccionado para la T.P., los gastos supuestos y los valores de p_{wf} obtenidos en el paso anterior, calcular las p_{th} .

- Graficar los valores de p_{th} calculados en el paso a) y los obtenidos en el paso c), para encontrar en la intersección de ambas curvas el gasto máximo del sistema, así como la p_{th} correspondiente.

Al considerar como nodo de solución la cabeza del pozo, la línea de descarga se aísla y de esta forma es fácil mostrar el efecto que el cambio de su diámetro tiene sobre el gasto. Esto se observa en la **Figuras 2.38a y 2.38b**.

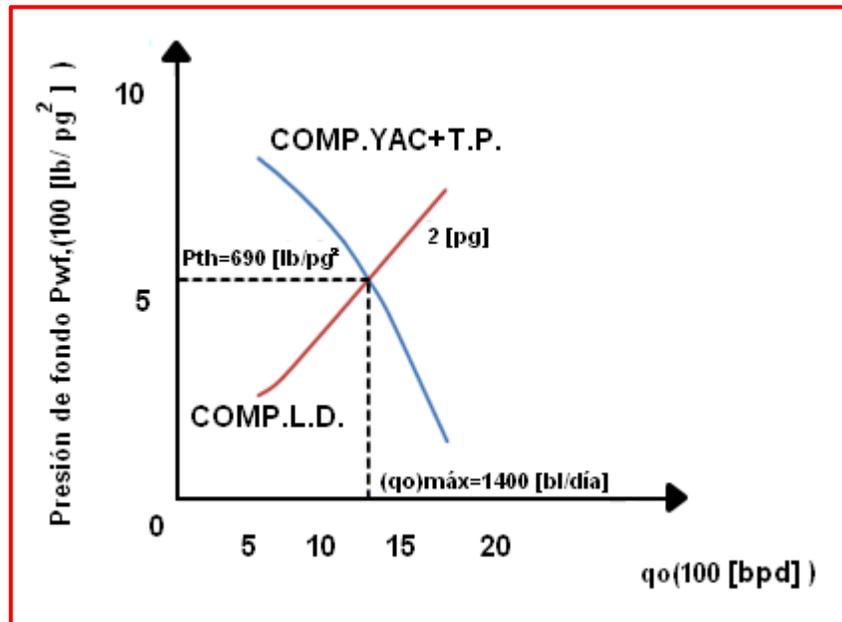
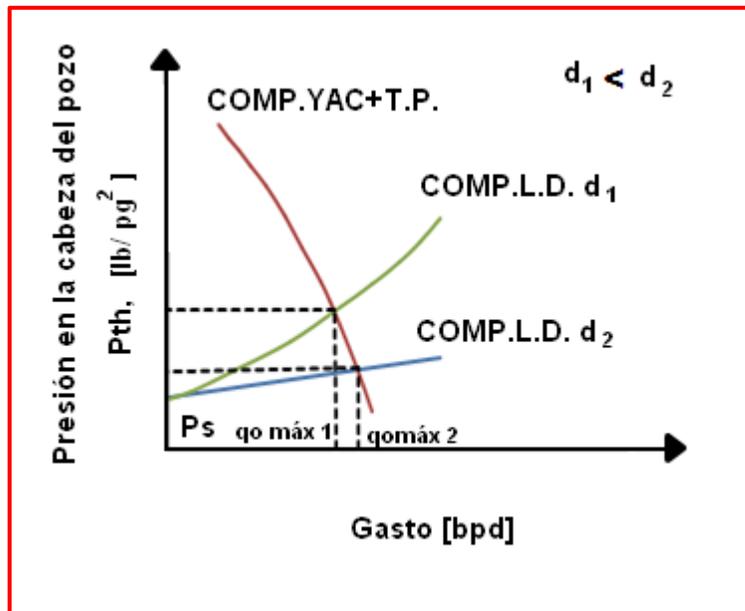


Figura 2.38a Comportamiento del sistema, tomando como nodo solución, la cabeza del pozo.



Figuras 2.38b .Influencia del cambio de diámetro de una línea de escurrimiento.

2.6.6. El separador como nodo de solución.

La elección del separador como nodo solución es apropiada cuando el gas a la descarga del mismo debe tener una presión tal, que le permita incorporarse a un sistema de alta presión, a algún otro sistema de recolección. Además, como la p_s controla la succión de los compresores, está directamente relacionada con la potencia requerida por estos. Entonces, la variación de la presión p_s debe analizarse considerando el sistema en su conjunto, pues no siempre una reducción de ella se traduce en un incremento del gasto. La razón es que la línea de escurrimiento, o la T.P., o el yacimiento en pozos de baja productividad pueden constituir la restricción principal al flujo.

2.6.6.1. Procedimiento de solución.

- A partir de la p_{ws} y para diferentes gastos supuestos obtener la p_{wf} .
- Con los valores de la p_{wf} obtenidos y para los mismos gastos supuestos, calcular los valores correspondientes a la p_{th} , usando el método de flujo multifásico vertical seleccionado.
- Con los valores de la p_{th} obtenidos, calcular los correspondientes a la p_s para cada gasto supuesto.
- Graficar p_s vs q como se muestra en la **Figura 2.39**. Esta figura muestra el efecto de la p_s sobre el gasto máximo del sistema.

Es importante hacer notar que en ocasiones se observará poco incremento en la producción al reducirse la p_s . Esto se debe a que la línea de descarga se convierte en la restricción para el sistema. La razón es la liberación de gas disuelto que provoca incrementos en las pérdidas de presión por fricción.

Tomar en nodo uno como posición de solución permite concluir que el cambio en el gasto depende del comportamiento total del sistema. En todo caso, la elección de la presión de separación está sujeta a la razón costo-comportamiento.

Abundando, es necesario indicar que hay casos en los que cambiando la L.D., se observan mayores incrementos en el gasto que modificando la presión de separación.

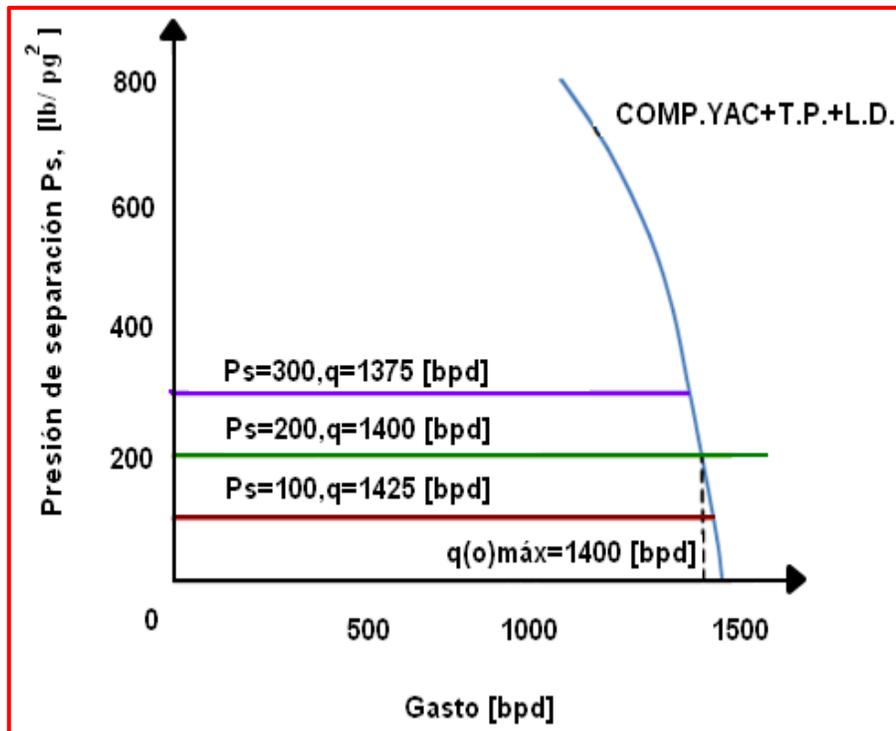


Figura 2.39 Efecto de la presión de separación sobre el gasto máximo del sistema.

2.6.7. El yacimiento como nodo de solución

Una nueva curva que representa al resto del sistema. La elección del nodo ocho como de punto de solución permite obtener el gasto posible para diferentes presiones estáticas. Sin embargo, su utilidad es relativa si no se considera la variación de la r . su cambio provoca, a su vez.

2.6.7.1. Procedimiento de solución.

- A partir de la p_s , obtener la p_{th} , para diferentes gastos supuestos.
- Obtener la p_{wf} para los gastos supuestos, y a partir de los valores de la p_{th} calculados. Aplicar el método seleccionado de flujo multifásico por la T.P.
- Determinar, con los valores de las p_{wf} anteriores y la Ec. (2.1) a las p_{ws} para cada gasto supuesto.

- Graficar los valores de p_{ws} vs gasto e incluir ahí la línea que represente la p_{ws} actual. **Figura 2.40.**

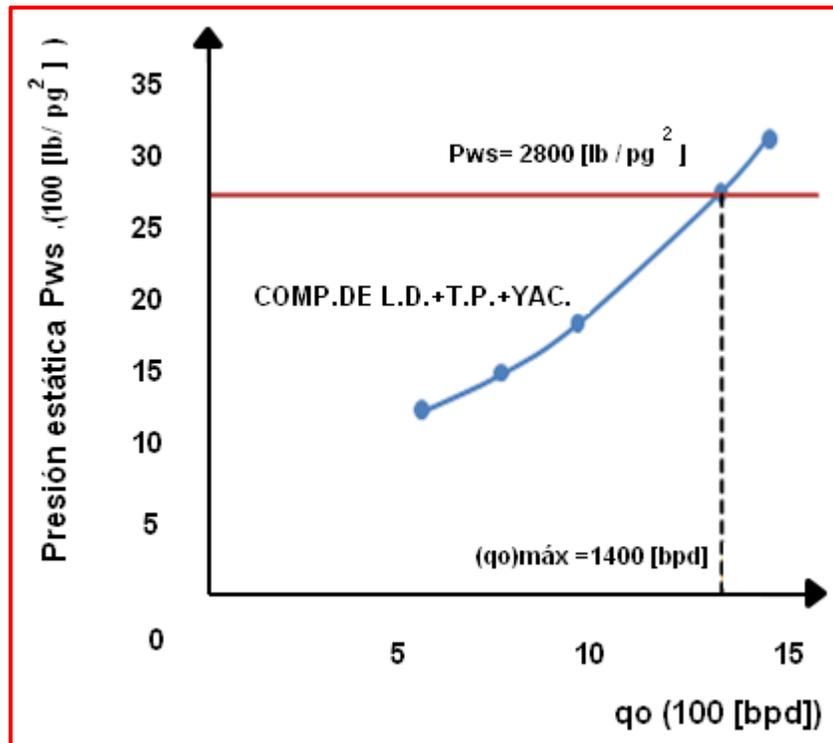


Figura 2.40 Nodo de solución: p_{ws}

2.6.8. Tuberías telescopiadas

El empleo de una T.P. telescopiada es común en pozos profundos donde la terminación del pozo incluye una T.R. corta. En la **Figura 2.41** se muestra una terminación de este tipo. La aplicación de la técnica nodal permite obtener el efecto que produce el diámetro de la T.P. arriba o abajo del nodo cinco sobre el gasto de producción.

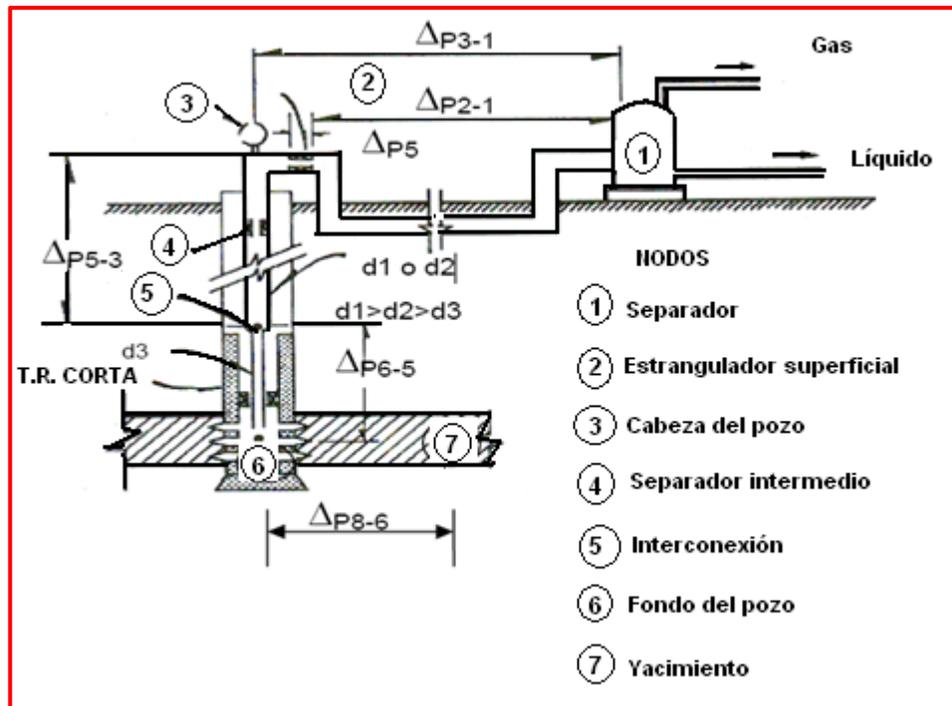


Fig. 2.41 Pérdidas de presión y nodos principales en un sistema básico de producción considerando tubería telescopiada.

2.6.9. Procedimiento de solución.

- A partir de la p_s obtener, para diferentes gastos supuestos, la p_{th} correspondiente.
- Calcular la presión en el nodo cinco con los valores de p_{th} y los gastos anteriores.
- Determinar las p_{wf} para los diferentes gastos supuestos a partir del nodo ocho.
- Con los valores anteriores (paso c), y para los gastos supuestos, obtener la presión en el nodo cinco, aplicando el mismo método de flujo multifásico utilizando del paso b.
- Graficar en la misma figura los valores de p vs q , obtenidos de los pasos b y d. la intersección de ambas curvas se observa en la **Figura 2.42**. Es

necesario hacer notar que un aumento en el diámetro de la T.P., arriba del nodo cinco ayuda a aumentar el gasto; sin embargo, su efecto posterior puede originar flujo inestable.

Estos mismos conceptos pueden aplicarse a líneas de descarga telescopiada.

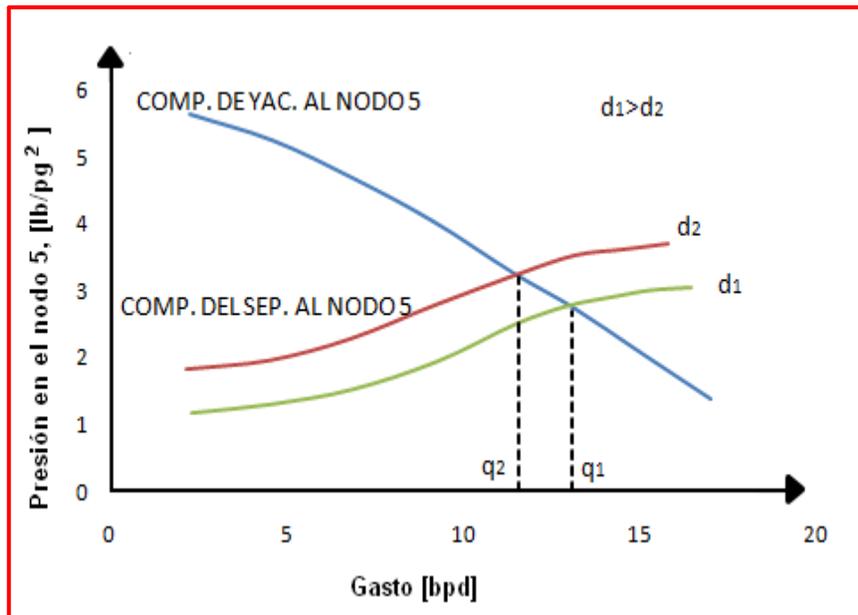


Figura 2.42 Comportamiento en tubería telescopiada.

2.6.10. Nodos funcionales

Son aquellos donde se presentan caídas de presión en una corta distancia. En la **Figura 2.16** se muestra que los estranguladores, las válvulas de seguridad, las perforaciones, etc., son nodos funcionales.

2.6.11. El estrangulador superficial como nodo solución

La elección del nodo dos como nodo solución, responde a lo indicado en el inciso (2.4.5.). Es el procedimiento de solución se agrega un paso más, en el que se incluye el efecto del cambio del diámetro del estrangulador.

2.6.11.1. Procedimiento de solución.

- Aplicar el procedimiento de solución del inciso (2.6.5.1) con esto se obtiene las p_{th} considerando el flujo por la L.D. y considerando de forma independiente el flujo a través del yacimiento y la T.P.
- Para un diámetro de estrangulador, ϕ , y un gasto, q_2 , supuestos, obtener la p_{th} aplicando la correlación seleccionada para evaluar el comportamiento de flujo de la mezcla gas-liquido.
- Trazar la línea que une el origen con el punto anteriormente obtenido como se muestra en la **Figura 2.43**.
- En la intersección de una curva que representa el comportamiento del flujo, desde el yacimiento hasta la cabeza de pozo, con la recta que representa el comportamiento del estrangulador, se obtiene, sobre el eje de las abscisas, el gasto obtenible con el estrangulador supuesto y sobre el eje de las ordenadas la p_{th} correspondiente.
- Repetir los pasos b, c, y d para otros diámetros de estranguladores supuestos.

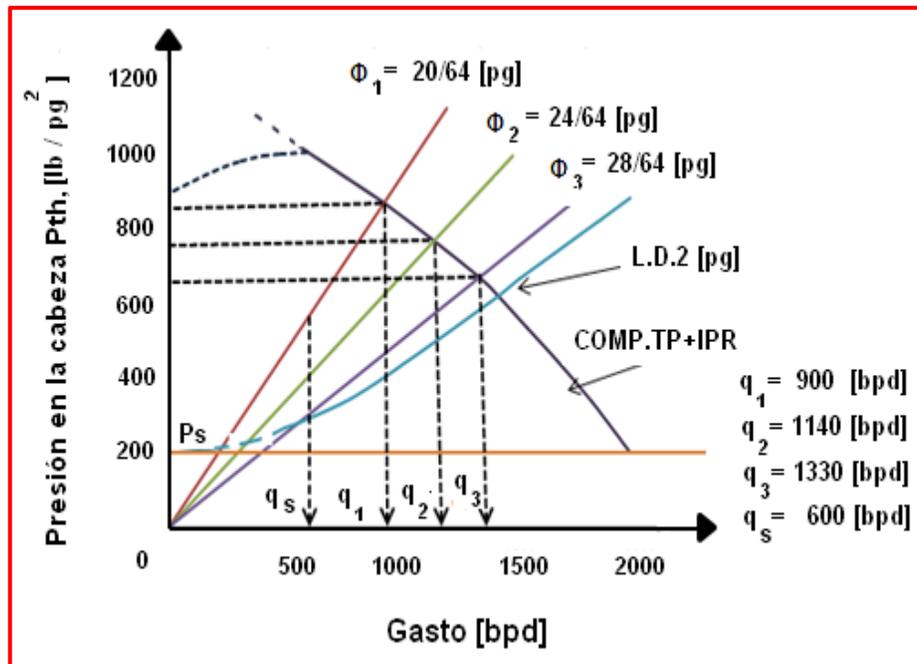


Figura 2.43 Efecto del estrangulador sobre el gasto y la presión en la boca

En conclusión, puede afirmarse que la aplicación de la técnica nodal a un sistema de producción, permite identificar los elementos que limitan la capacidad de flujo del sistema; es decir, que el análisis nodal se emplea para obtener el efecto que sobre el gasto tendrían las modificaciones siguientes:

- Disminuir la presión de separación.
- Eliminar o cambiar válvulas o conexiones inapropiadas.
- Colocar separadores a boca de pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones.
 - Separar con la presión necesaria para transportar el aceite hasta la central de recolección.
 - Separar a baja presión $10 - 30 [lb/pg^2]$, y bombear el aceite hasta la central de recolección.
- Cambiar la T.P.
- Cambiar la L.D., o instalar una adicional.
- Instalar un sistema artificial de producción.

Es evidente que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación deben basarse en un análisis económico, en el que se comparan los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que sea necesario realizar.

2.7. Configuraciones de aparejos de producción.

Uno de los componentes más importantes en el sistema producción, es la sarta de tubería de producción. Donde más del 80% de la pérdida total de presión en los pozos de aceite, se producen por el movimiento de los fluidos del fondo del pozo hasta la superficie.

Un problema común en el diseño de la terminación de un pozo, es la selección del tamaño de la tubería de producción, los criterios en que se basan son totalmente relevantes, tal que el tamaño de la tubería de producción, el pipe rack o que tamaño de T.P. ha sido instalado en el pasado. La selección del tamaño de la tubería de producción debe de hacerse antes de la perforación del pozo, porque el tamaño de la tubería de producción esta dictaminado por el tamaño de la tubería de revestimiento que a su vez las dictamina el tamaño del agujero. Esto, por supuesto no es posible en la exploración de un pozo por que faltan los datos del yacimiento, pero los primeros pozos que fueron perforados, los datos disponibles fueron suficientes para planear otros pozos en el campo. La selección puede ser hecha usando un rango posible de tuberías, de las características del yacimiento y un refinamiento de los datos disponibles.

Hay un tamaño óptimo de tubería de producción para cualquier sistema de pozo. La tubería de producción más pequeña restringe el gasto de producción porque las pérdidas por fricción son excesivas, mientras que la tubería de producción es demasiado grande puede causar la muerte del pozo por la carga máxima de líquidos. Un problema común en la terminación de pozos es la gran capacidad de inhalación es mucha más ancha que la tubería de producción es "seguro". A menudo estos resultados han disminuido el flujo de los pozos, y la declinación del yacimiento por lo que los pozos necesitan empezar a producir.

El diseño convencional de tubería como se muestra en la **Figura 2.44**, implica la selección de un diámetro interno constante para todas las secciones de la tubería de producción de abajo hacia arriba. Las secciones superiores de la tubería telescopiada, sin embargo tienen un mayor grosor en la TR para soportar la carga de tuberías de abajo. Así los aparejos convencionales son tuberías telescopiadas en términos del diámetro exterior que lo exijan las necesidades de la carga mecánica.

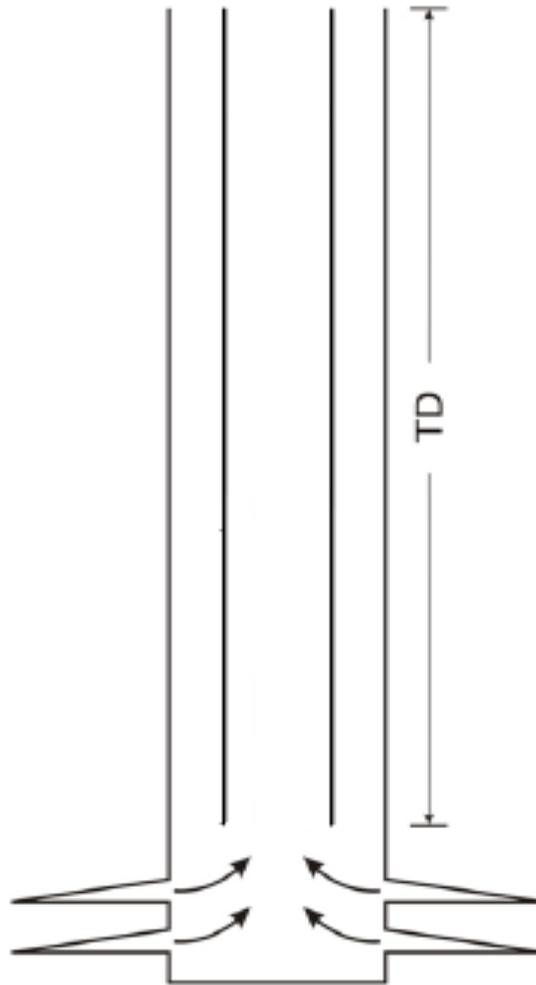


Figura 2.44 Tubería de producción convencional.

2.7.1. Tubería de producción telescopiada (TIDC)

La idea de implementar tuberías de producción telescopiada (TIDC siglas en inglés), no es totalmente nueva como puede verse en la definición de tubería de diámetros menores de producción que existen en la literatura: “una tubería de producción telescopiada puede ser configurada con grandes secciones de tubería en la parte superior del pozo para optimizar el rendimiento hidráulico”. Históricamente existen pocos casos de aparejos con tubería telescopiada, y es debido a las limitaciones técnicas (liner, la terminación en la que se encuentran los pozos, por reparaciones menores, etc.).

En la literatura publicada se ha puesto en manifiesto algunas aplicaciones del concepto de tubería producción telescopiada para optimizar la producción. Trenchard y Whisenant (1935) probablemente informaron el primer caso de tuberías telescopiadas, que se hizo necesaria cuando se tuvieron problemas para que el pozo fluyera, donde se colocaron tuberías de $\frac{3}{4}$ [pg] y la otra mitad de 1[pg]. Porque el uso de tubería telescopiada ofrece un flujo más continuo y probablemente requiere menos cantidades de inyección de gas en la salida.

Federick y DeWeese (1967) reportaron un caso similar en el famoso pozo “Kaplan Caper” en el Sur de Luisiana. Con el propósito de obtener mayor flujo, después de la terminación inicial se instaló tubería de producción telescopiada.

Golan y Whitson (1986) reportaron el uso de tamaños de (DI) más pequeños de tubería en la sección de la carcasa de la tubería de revestimiento del pozo. En este caso, la tubería más pequeña fue de $2\frac{7}{8}$ [pg] de diámetro exterior (DE) que fue necesaria tras el colapso de la TR por encima de la zona productora. La sección que se derrumbo fue reparada mediante la colocación de una tubería corta (liner). El tamaño más pequeño de la tubería estaba conectado a la tubería superior existente de $3\frac{1}{2}$ [pg], a través de la sección de cruzada.

Schlumberger (1) informo que mediante una tubería telescopiada de $5\frac{1}{2}$ y 7 [pg] en un yacimiento de condensados con alto RGA. El pozo estaba produciendo 5,500 [bpd], con una relación gas-aceite de 9,600 [ft³/bl] a través de una tubería

de un solo diámetro de 7 [pg]. Con el fin de evitar la carga del líquido, se utilizó tubería telescopiada de 5½ [pg] y de 7 [pg], lo que provocó un aumento en la velocidad del fluido mayor a la velocidad crítica de 8 [m/s] con una presión en boca de pozo de 1,430 [psi].

El caso más reciente de tubería telescopiada fue reportado por Tibbles et al. (2004). El pozo producía 2,147 [bpd] antes del fracturamiento hidráulico. Antes de la fractura se consideró Análisis Nodal indicando un alto potencial de aceite (AOF), siglas en inglés, utilizando en el diseño los parámetros de fracturamiento hidráulico. Con el fin de levantar un mayor volumen de aceite, se necesitaba una secuencia de diámetros más grandes en la tubería, los diámetros para el diseño de tubería telescopiada fueron:

- Desde la superficie hasta 5,000 [ft] de profundidad fue una tubería de 4½

La tubería telescopiada indica un aumento de la producción a 3,145 [bpd]. Después de fracturarse el volumen medido fue de 3,101 [bpd]

Hay que recordar que la tubería de producción telescopiada hace referencia a que los diámetros interiores (DI) mayores van en la parte superior del aparejo de producción y los diámetros interiores (DI) menores van en la parte inferior del aparejo de producción. Como se muestra en la **Figuras 2.45, 2.46 y 2.47.**

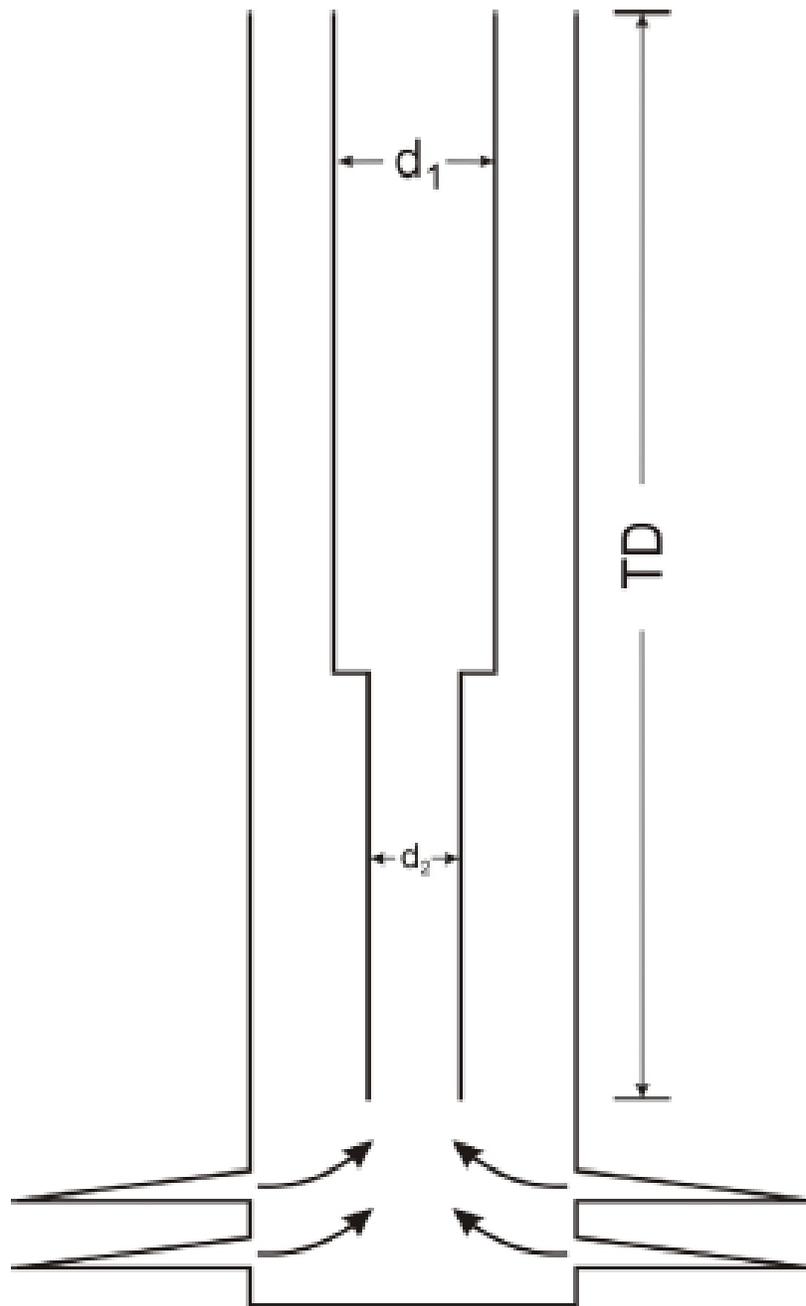


Figura 2.45 Tubería telescopiada (dúplex)

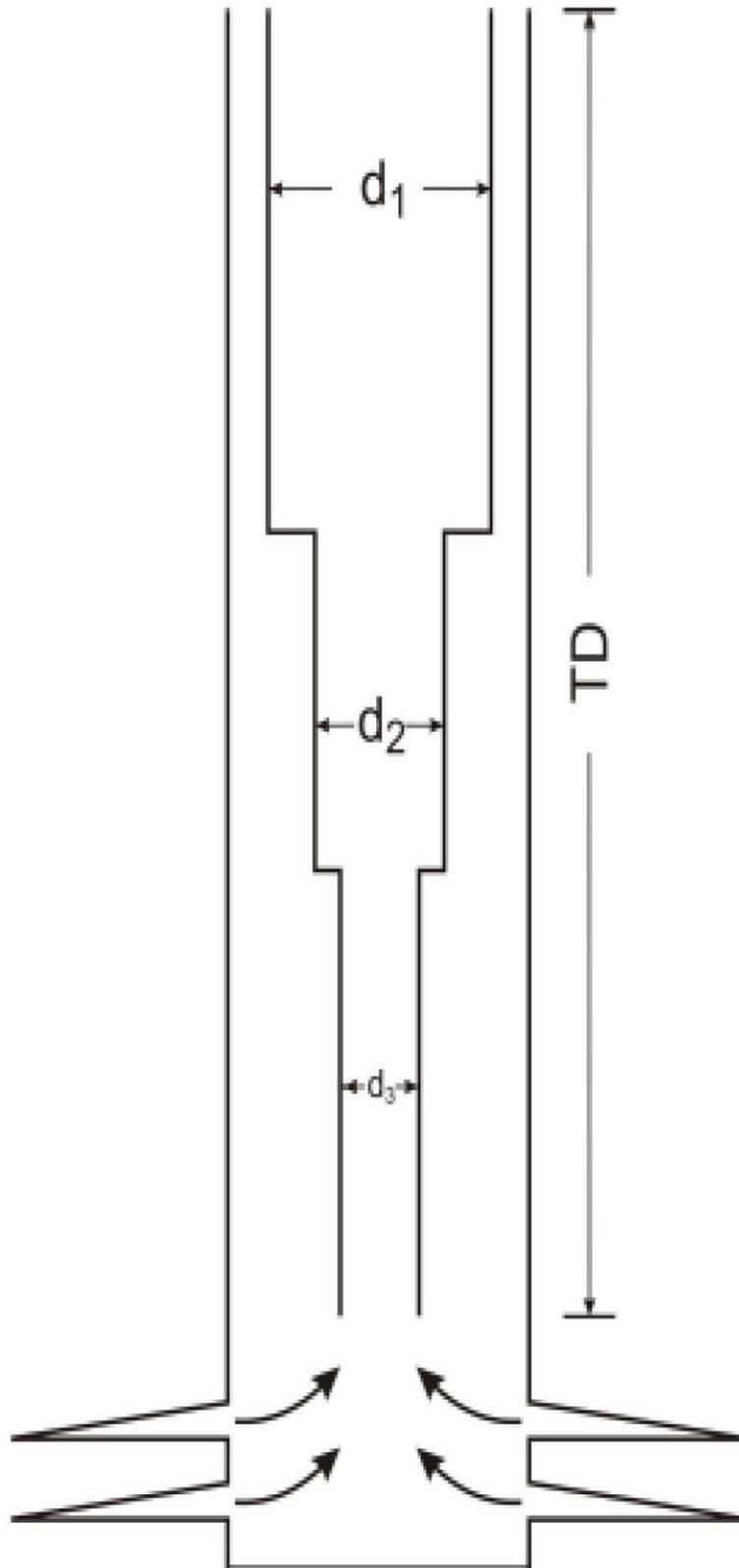


Figura 2.46 Tubería telescopiada (triplex)

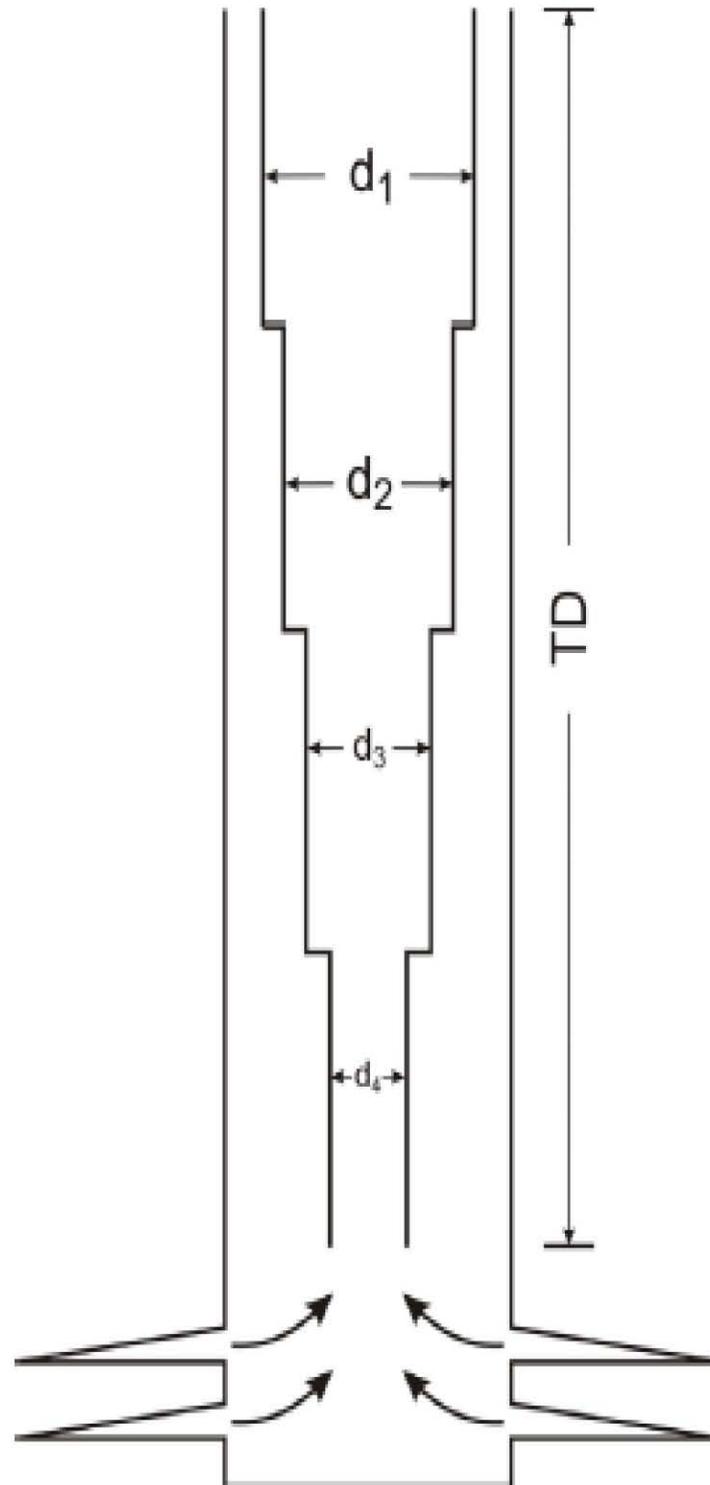


Figura 2.47 Tubería telescópica (cuádruplex).

El uso de tuberías de mayor DI implica solo un aumento marginal de los gastos de capital. Sin embargo la tubería telescopiada da mayor gasto de producción durante un largo tiempo, que al final del día se traduce en beneficios económicos significativos. Los beneficios económicos se derivan de los elevados precios del petróleo actuales, la obtención de ganancias y muchas de las devoluciones de la inversión sean rápidas.

El enfoque de la tubería telescopiada propuesta no implica complejidad alguna y se junta con la aplicación innovadora de análisis nodal y con los altos precios del petróleo, muestran como hacer que los campos maduros de petróleo en tierra y mar adentro sean más rentables.

Una mirada superficial a los tamaños de la API y la no-API de *Tubing less* (se usara este término en ingles dado que en español no hay una traducción adecuada), muestra dos limitaciones en diámetro interior (DI) de *tubing less*:

- No hay DI mayores a 3.958 [pg]
- Solo hay una gama limitada de DI que van de 0.824 a 3.958 [pg]

Los tamaños DI disponibles para las *tubing less* se muestran en la **Tabla 2.7**. La segunda limitación en el tamaño del DI de *tubing less* plantea un problema practico; ¿cómo podemos aplicar el tamaño óptimo del DI de *tubing less* que se determina a partir del análisis nodal? En la industria petrolera tiene hasta hora este problema de la restricción de análisis nodal para la DI de *tubing less* óptima y si está disponible comercialmente en la API y la no-API.

Tabla 2.7. Tamaño DI de *tubing less*, en [pg] por la API y la no API.

0.824	1.049	1.38	1.61	1.867	1.995	2.041	2.441
2.259	2.75	2.992	2.992	3.068	3.476	3.548	3.958

2.7.3. Diámetro equivalente de tubería (DET).

Para la comparación de resultados para una sarta de tubería de producción convencional vs sarta de tubería de producción telescopiada: dúplex, triplex y cuadruplex con “Diámetro Equivalente de Tubería”, d_{eq} fue definido para diferentes (TIDC). El DET se deriva de la ecuación de línea de flujo obtenida de la **Figura 2.48** de diferentes tamaños de diámetro de tubería de producción vs sus gastos de flujo correspondiente.

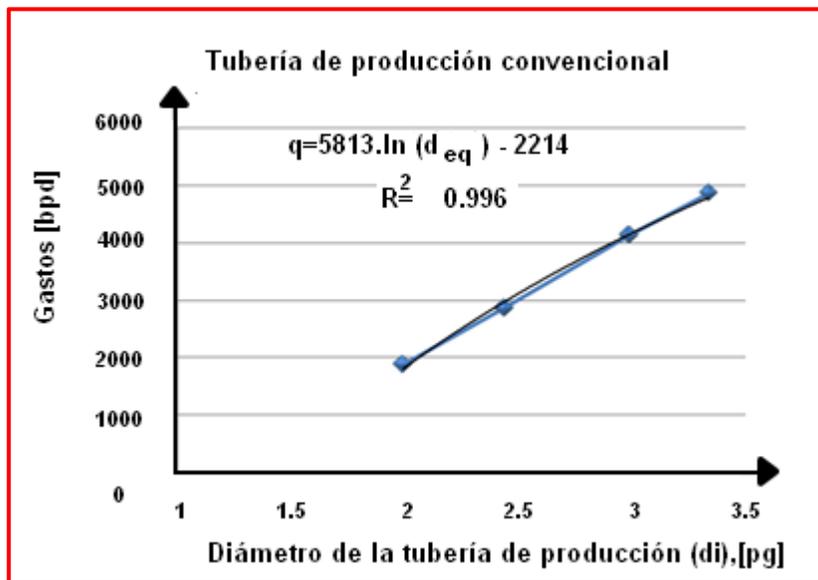


Figura 2.48 Tubería de producción convencional.

Después de la derivación, ETD se obtiene esta ecuación:

$$q = 5813 \ln(d_{eq}) - 2214 \dots\dots\dots 2.126$$

$$\frac{q+2214}{5813} = \ln(d_{eq}) \dots\dots\dots 2.127$$

$$d_{eq} = EXP \left[\frac{q+2214}{5813} \right] \dots\dots\dots 2.128$$

Dónde:

deq: Diámetro equivalente de la tubería de producción, [pg].

q: Flujo de gasto estabilizado, [bpd]

2.7.3. Razones para implementar tubería telescopiada

Estas razones pueden ser técnicas y económicas de las cuales esta última determina si un proyecto se lleva a cabo.

Requisitos técnicos

- A pesar de los más rigurosos PVT y de los modelos de dinámica de fluidos que entran en un moderno software de análisis nodal, el diámetro interior (DI) de *tubing less* óptimo no puede realizarse simplemente porque el ingeniero se ve obligado a seleccionar el mejor tamaño de *tubing less* que exista en el mercado tanto en la API y no-API donde no vienen todos los tamaños de DI *tubing less*, solo algunos.

Con TIDC, el tamaño óptimo del *tubing less* se puede seleccionar usando la técnica de diámetro equivalente de la tubería (DET) presentada en este trabajo.

Al final del ciclo de vida de un pozo petrolero, cuando el flujo natural va decayendo es necesario utilizar un sistema artificial de producción (SAP).

Requisitos económicos.

- Para el caso en (1-a), ciertamente es más económico configurar el pozo con una tubería telescopiada, que utilizar un diámetro interior (DI), constante de tubería de producción.

- Debido al alto precio del petróleo experimentado en los últimos años, se determina que se debe configurar el pozo con un diámetro interior mayor en las partes altas de la tubería telescopiada, que dará un rápido retorno de la inversión y un beneficio adicional. Pero la probabilidad de que el precio de petróleo se mantenga es alta, debido al creciente incremento del consumo de petróleo en los países en desarrollo.

- Asimismo, es razonable suponer que muchos pozos terminados en 1970s y antes de los setenta, siguen produciendo (aunque a un ritmo menor que

en el periodo inicial de la producción debido al agotamiento del yacimiento), no tenían el tamaño de tubería óptimo y que para calcularlo se requiere de un análisis nodal. Con excepción de las grandes compañías petroleras que podían permitirse costosas computadoras mainframe, donde los pequeños operadores se basaron en parte en análisis nodal, basada en el cálculo de PVT y utilizando el modelado de la dinámica de fluidos.

Este método de producción es más adecuado para los pozos de menor a mayor potencial máximo. Es adecuado para pozos con alto RGA, que en el futuro el corte de agua sea mayor, que a la larga será necesario instalar un sistema de ESP y también un control remoto en los yacimientos de petróleo donde el mantenimiento de presión y EOR no es viable.

2.8. Pronósticos de producción para yacimientos con empuje de gas disuelto liberado por el método de Tarner.

La ecuación general del balance de materia (ec. 2.129), puede ser simplificada si se asume que en los yacimientos saturados no se tiene un casquete de gas inicial, pero rápidamente pasa por debajo de la presión de burbuja después de que comienza la producción. Estas suposiciones abarcan un gran número de yacimientos. Este método se conoce como predicción del comportamiento de yacimientos de empuje de gas disuelto liberado y el método de cálculo que se describe a continuación será el Método de Tarner (1994). Y se considera que existen las siguientes consideraciones:

- El volumen del yacimiento es constante.
- No existe gas libre inicial.
- La producción de agua es despreciable.
- El aceite y el gas liberado permanecen distribuidos uniformemente en el yacimiento.

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] = NB_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} \right] + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 - m) \left(\frac{c_w s_{wc} + c_f}{1 - s_{wc}} \right) \Delta p \dots\dots\dots 2.129$$

Con estas consideraciones, donde $m=0$ y con el aumento de la liberación del gas en solución inmediatamente se puede despreciar la compresibilidad del agua y de la roca. La ec. 2.129 se convierte en:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] = N \left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g \right] \dots\dots\dots 2.130$$

Desde G_p (*gas producido*) = $N_p R_p$, entonces

$$N_p (B_o - R_s B_g) + G_p B_g = N \left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g \right] \dots\dots\dots 2.131$$

Y por lo tanto

$$N = \frac{N_p (B_o - R_s B_g) + G_p B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g} \dots\dots\dots 2.132$$

De la ec. 2.132 tiene dos diferentes componentes, la producción acumulada de aceite N_p y la producción acumulada de gas G_p . Multiplicando cada uno de estos componentes por las variables termodinámicas. Con las siguientes definiciones:

$$\Phi_n = \frac{B_o - R_s B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g} \dots\dots\dots 2.133$$

$$\Phi_g = \frac{B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g} \dots\dots\dots 2.134$$

De la ec. 2.132 se convierte en:

$$N = N_p \Phi_n + G_p \Phi_g \dots\dots\dots 2.135$$

Sea $R=RGA$, la relación gas-aceite producida será instantánea. Entonces

$$R = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} \dots\dots\dots 2.136$$

Si $N=1$ [bl], de la ec. 2.135 en términos del incremento de la producción, se convierte:

$$1 = (N_p + \Delta N_p)\Phi_n + (G_p + \Delta G_p)\Phi_g = (N_p + \Delta N_p)\Phi_n + (G_p + R\Delta N_p)\Phi_g \dots\dots\dots 2.137$$

El valor de R instantánea es igual a RGA dentro del intervalo de producción cuando se incrementa la producción acumulada del aceite ΔN_p . Por lo tanto, de forma escalonada entre los intervalos de i y $i+1$,

$$1 = (N_{pi} + \Delta N_{pi \rightarrow i+1})\Phi_{n,av} + (G_{pi} + R_{av}\Delta N_{pi \rightarrow i+1})\Phi_{g,av} \dots\dots\dots 2.138$$

Y resolviendo para $\Delta N_{pi \rightarrow i+1}$

$$\Delta N_{pi \rightarrow i+1} = \frac{1 - N_{pi}(\Phi_n)_{av} - G_{pi}(\Phi_g)_{av}}{(\Phi_n)_{av} + R_{av}(\Phi_g)_{av}} \dots\dots\dots 2.139$$

Este es un hallazgo importante porque se puede predecir el incremento de la producción de una disminución de la presión del yacimiento. Se siguientes pasos se necesitan:

- Definir la Δp para el calculo.
- Calcular Φ_n y Φ_g para los dos diferentes valores de la presión. Obtener los promedios para cada intervalo.
- Asumir un valor de R_{av} en un intervalo.
- Calcular $\Delta N_{pi \rightarrow i+1}$ para la ec. 2.139
- Calcular $\Delta N_{pi \rightarrow i+1}$

- Calcular G_{pi+1} ($\Delta G_{pi \rightarrow i+1} = \Delta N_{pi \rightarrow i+1} R_{prom}$)
- Calcular la saturación de aceite a partir de:

$$s_0 = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{oi}} (1 - s_w) \dots\dots\dots 2.140$$

- Obtener la relación de permeabilidades relativas $\frac{k_g}{k_o}$ a partir de la grafica s_0 . Usualmente las curvas de permeabilidades relativas son un promedio.
- Calcular R_{prom} a partir de:

$$R_{prom} = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \dots\dots\dots 2.141$$

Finalmente, con el balance de materia descritos anteriormente, con el promedio de la presión dentro del intervalo y con el método de Vogel (ec.2.4) y en una combinación con el estado pseudo-estacionario se tiene:

$$q_{om\acute{a}x} = \left(\frac{1}{1.8}\right) \frac{k_o h \bar{p}}{141.2 B_o \mu_o \left[\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right]} \dots\dots\dots 2.142$$

Y por lo tanto:

$$q_o = \frac{k_o h \bar{p} \left[1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}}\right)^2\right]}{254.2 B_o \mu_o \left[\ln\left(0.472 r_e / r_w\right) + S\right]} \dots\dots\dots 2.143$$

Con la ecuación anterior se determinan la curva de IPR del pozo y en combinación con la línea de transporte se determinan el gasto de producción y la producción acumulada contra tiempo dado.

CAPÍTULO 3: CASO PRÁCTICO DE CAMPO

Generalmente la terminación de un pozo convencional consiste en un aparejo de producción de un solo diámetro interno, a través del cual se lleva el hidrocarburo desde el fondo del pozo hasta la superficie. A medida que el aceite fluye verticalmente hacia la superficie, la presión de flujo disminuye en función de la profundidad. En consecuencia, la corriente de flujo, especialmente el gas libre, se expande en volumen por unidad de velocidad de flujo de masa.

La razón de este estudio es investigar el efecto del incremento gradual del diámetro interior (ID) de la tubería de producción. A esto se le conoce como tubería telescopiada.

En este caso práctico de campo, el análisis nodal para diversas combinaciones de diámetros de tubería de producción, se realiza con base en la información del artículo técnico de la SPE-1206332¹ y para reproducir los resultados de la referencia 1, se realizó la simulación utilizando el software comercial².

La reproducción de la referencia 1, consistió en dos etapas; la primera de ellas en reproducir las condiciones de operación del pozo y la última en hacer el análisis de sensibilidad con diferentes configuraciones de aparejo de producción. Para reproducir las condiciones de operación, se hizo la selección de las correlaciones para calcular las propiedades PVT, se obtuvo el potencial máximo del pozo con el método de Vogel, y tomando como nodo solución el fondo de pozo se seleccionó la correlación de flujo multifásico vertical de Beggs y Brill para el comportamiento del gradiente dinámico. Posteriormente, se continuó con el análisis nodal variando diversos parámetros como: diámetro del aparejo de producción, análisis de sensibilidad con tubería telescopiada (usando diferentes configuraciones de longitud y diámetro interior de la tubería de producción), corte de agua y relación gas-aceite.

¹M. Rafiqul Awal et. al. “A New Nodal Analysis Technique Helps Improve Well Completion and Economic Performance of Matured Oil fields”, SPE, April 2009.

²Simulador comercial “PROSPER”.

El resultado de estas sensibilidades permite determinar la capacidad de transporte, tener una visualización del comportamiento del pozo y así tomar una mejor decisión sobre el aparejo de producción a instalar y/o el control de algunas variables que estén al alcance del ingeniero de producción.

3.1. Características del yacimiento

Hoy en día el que un pozo petrolero aporte una producción rentable implica una serie de esfuerzos y estrategias aplicadas por los ingenieros de producción que permitan, en la medida de lo posible, la mejor explotación del pozo en cuestión.

En la **Tabla 3.1** se presenta la información proporcionada por la referencia 1, tales como: características del fluido del yacimiento y resultados de una prueba de presión-producción, con los cuales se realizó la simulación para optimizar el aparejo de producción.

Tabla 3.1. Datos del fluido del yacimiento y datos de una prueba de presión-producción de pozo.

PARÁMETROS	VALOR
Presión de yacimiento, [lb/pg ²]	3483
Presión de burbuja, [lb/pg ²]	3600
Presión en la cabeza de pozo, [lb/pg ²]	400
Densidad del aceite, [°API]	35
Densidad del gas, [aire=1.0]	0.65
Corte de agua, [%]	50
RGA, [pie ³ /bl]	800
Temperatura de yacimiento, [°F]	226.7
Prueba de presión-producción del pozo	
Gasto, [bpd]	320
Presión de fondo fluyendo, [lb/pg ²]	3445

En la **Figura 3.1** se presenta el estado mecánico del pozo proporcionado por la referencia 1, donde se muestran los diámetros de tubería de revestimiento (TR) y la tubería de producción (TP). Asimismo la profundidad del empacador y la profundidad media de disparos para una terminación convencional.

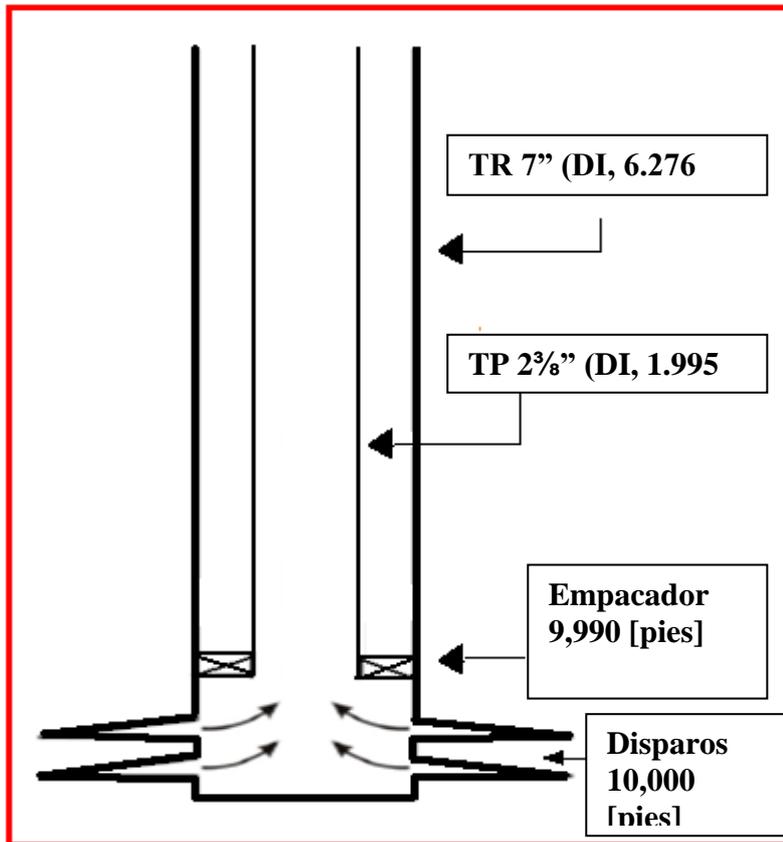


Figura 3.1 .Estado mecánico del pozo.

En la **Figura 3.2** se muestra la descripción del tipo de fluido del yacimiento, por donde se van producir los fluidos (TP, TR o TP y TR), localización del pozo (terrestre o costa afuera), tipo de pozo (productor o inyector), tipo de terminación (sencilla o multilateral) si es un pozo fluyente o tiene un sistema artificial de producción proporcionada por la referencia 1.

Section	Parameter	Value
Fluid Description	Fluid	Oil and Water
	Method	Black Oil
	Separator	Single-Stage Separator
	Emulsions	No
	Hydrates	Disable Warning
	Viscosity Model	Newtonian Fluid
Well	Flow Type	Tubing Flow
	Well Type	Producer
Artificial Lift	Method	None
Well Completion	Type	Cased Hole
	Gravel Pack	No
Reservoir	Inflow Type	Single Branch
	Gas Coning	No
User information	Company	
	Field	
	Location	
	Well	
	Platform	
	Date	Miércoles, 20 de Julio de 2011
Comments	[Empty text area for comments]	

Figura 3.2 .Descripción general para identificar el pozo en análisis.

3.2. Ajuste de las correlaciones PVT

En la **Figura 3.3** se introducen los datos de las propiedades de los fluidos al simulador tales como:

$$RGA = 800 \left[\frac{pie^3}{bl} \right], \rho_o = 35 \text{ } ^\circ API, \gamma_g = 0.65$$

$$p_{ws} = 3483 \text{ [psig]} a T_y = 227.6 \text{ [}^\circ F\text{]},$$

$$p_b = 3600 \text{ [psig]} a T_b = 227.6 \text{ [}^\circ F\text{]};$$

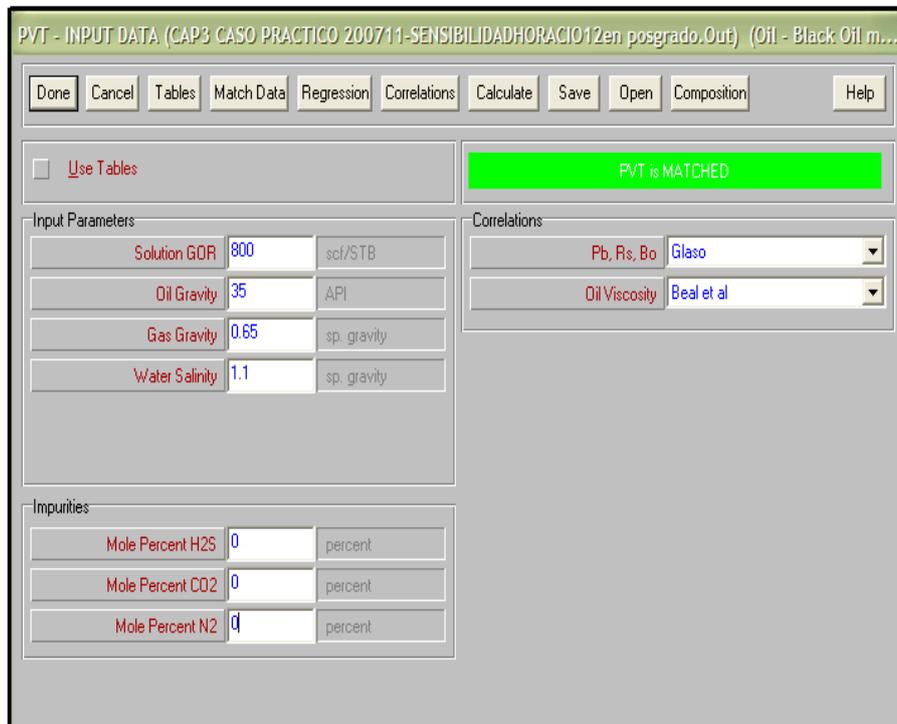


Figura 3.3 .Propiedades de los fluidos.

Partiendo de esta información, se calcularon las propiedades de los fluidos con cada una de las correlaciones disponibles en el software, tales como: Glaso, Standing, Lasater, Vázquez y Beggs, Petroski et al. y Al_Marhoun. Cuyos resultados se muestran en las Figuras 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9. Respectivamente.

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft ³	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft ³	centipoise
226.7	3483	4124.17	639.896	44.0748	0.40575	1.3322	8.6906e-5	9.59892	0.020731
226.7	3600	4124.17	667.879	43.8098	0.39418	1.34591	8.8076e-5	9.86741	0.021046

Figura 3.4. Resultados obtenidos con la correlación de Glaso

PVT - Calculation Results (untitled) (Oil - Black Oil)

Calculate Plot Done Main Help Report Export Layout Tables Save PTB

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft3	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft3	centipoise
226.7	3483	3883.69	702.553	42.1613	0.3807	1.40581	8.4831e-5	9.59892	0.020731
226.7	3600	3883.69	730.757	41.9201	0.37042	1.41985	8.4967e-5	9.86741	0.021046

Figura 3.5. Resultados obtenidos con la correlación de Standing.

PVT - Calculation Results (untitled) (Oil - Black Oil)

Calculate Plot Done Main Help Report Export Layout Tables Save PTB

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft3	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft3	centipoise
226.7	3483	3595.45	768.211	41.6043	0.35762	1.43859	9.4964e-5	9.59892	0.020731
226.7	3600	3595.45	800	41.3432	0.34762	1.45448	1.6988e-5	9.86741	0.021046

Figura 3.6 .Resultados obtenidos por la correlación de Lasater.

PVT - Calculation Results (untitled) (Oil - Black Oil)

Calculate Plot Done Main Help Report Export Layout Tables Save PTB

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft3	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft3	centipoise
226.7	3483	4705.81	560.447	42.0288	0.44239	1.38033	6.6189e-5	9.59892	0.020731
226.7	3600	4705.81	582.769	41.8467	0.4315	1.39106	6.609e-5	9.86741	0.021046

Figura 3.7 .Resultados obtenidos por la correlación de Vázquez y Beggs.

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft ³	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft ³	centipoise
226.7	3483	4658.33	550.735	44.0101	0.44729	1.31624	6.5952e-5	9.59892	0.020731
226.7	3600	4658.33	573.761	43.8242	0.43584	1.32647	6.636e-5	9.86741	0.021046

Figura 3.8 .Resultados obtenidos por la correlación de Petrosky et al.

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil Density	Oil Viscosity	Oil FVF	Oil Compress	Gas Density	Gas Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	lb/ft ³	centipoise	RB/STB	1/psi	lb/ft ³	centipoise
226.7	3483	4984.33	485.497	43.6244	0.48277	1.31465	5.8668e-5	9.59892	0.020731
226.7	3600	4984.33	508.358	43.4781	0.4698	1.32372	5.8879e-5	9.86741	0.021046

Figura 3.9 .Resultados obtenidos por la correlación de Al-Marhoun.

En la **Tabla 3.2** Se muestra la presión de saturación y la relación gas-aceite medida y la calculada con diversas correlaciones a una temperatura de yacimiento de 227.6 [°F] y a una presión de yacimiento de 3483 $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$. Asimismo, se puede observar la comparación de los datos medidos de Pb y RGA con los calculados, determinándose que la correlación que reproduce las propiedades de los fluidos del caso en estudio es Lasater.

Tabla 3.2 Comparación de las propiedades de los fluidos (datos medidos) vs los resultados de las propiedades de los fluidos calculados de cada correlación.

CORRELACIONES PARA LAS PROPIEDADES PVT							
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	DATOS MEDIDOS	GLASSO	STANDING	LASATER	VÁZQUEZ	PETROSKI	AL-MARHOUN
PRESIÓN DE BURBUJA [lb/pg ²]	3600	4126.71	3891.1	3600.18	4712.17	4664.99	4993.03
RGA [pies ³ /bl]	800	639.362	700.959	766.964	559.553	549.689	484.318

3.3. Obtención del potencial máximo ($q_{om\acute{a}x}$).

Para poder obtener el potencial máximo del pozo se necesitan datos de una prueba de presión-producción del pozo.

Donde se tiene:

$$p_{ws} = 3483 \left[\frac{lb}{pg^2} \right],$$

$$p_{wf} = 3445 \left[\frac{lb}{pg^2} \right],$$

$$q_l = 320 [bpd] \text{ y}$$

$$\text{corte de agua} = 50\%$$

De lo anterior, se observa que la $p_{ws} < p_b$ y que la $p_{wf} < p_b$. Es decir, se trata de un pozo que fluye de un yacimiento saturado. Por lo tanto, se utilizó el método de Vogel para determinar el potencial máximo de pozo. A continuación se presenta la ecuación de Vogel. Así como el potencial máximo del pozo.

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2$$

Sustituyendo datos en la ecuación anterior se tiene que:

$$q_{om\acute{a}x} = \frac{320}{1 - 0.2 \frac{3445}{3483} - 0.8 \left(\frac{3445}{3483} \right)^2} = 17662.2 [bpd]$$

En la **Figura 3.10** se muestran la entrada de datos al simulador, seleccionándose el método de Vogel.

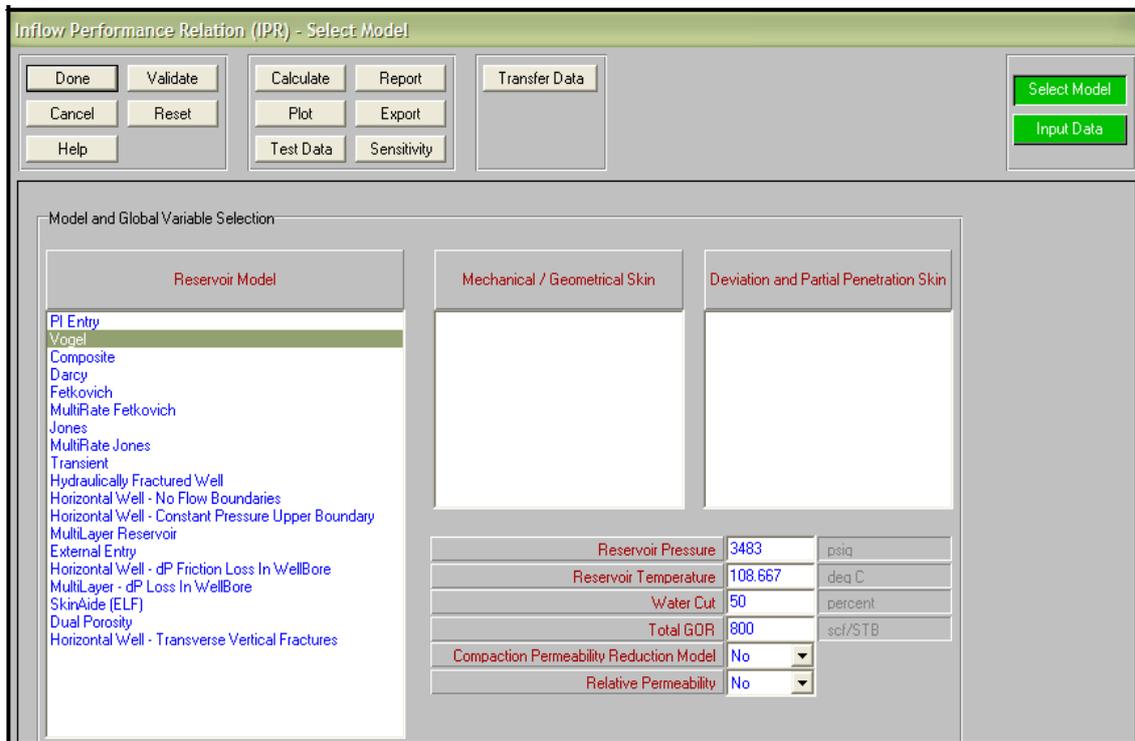


Figura 3.10 Selección del método Vogel y los datos de entrada.

En la **Figura 3.11** se presenta la entrada de datos de la presión de fondo fluyendo y del gasto de líquido obtenido de la prueba de presión-producción.

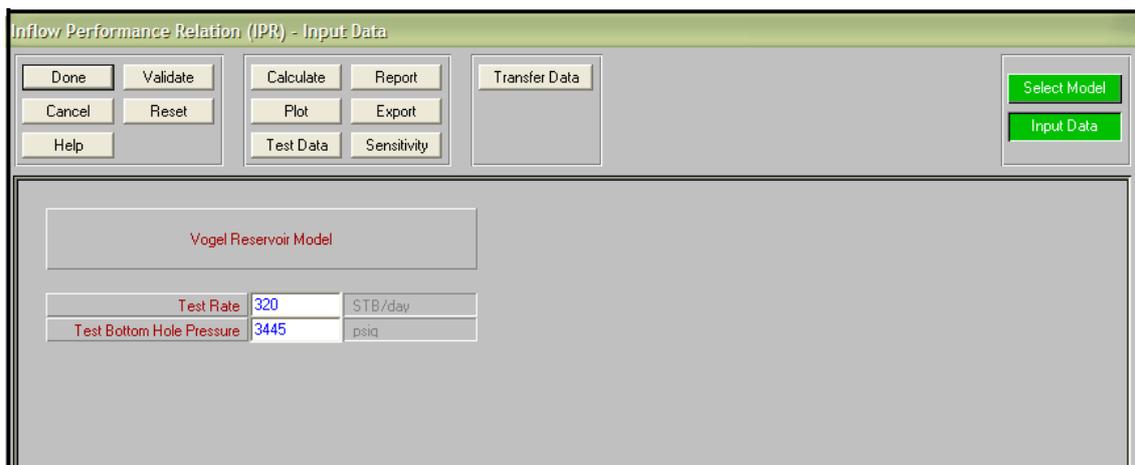


Figura 3.11 .Se presentan los datos de entrada de la prueba de producción.

En la **Figura 3.12** se muestra el comportamiento de la curva de IPR, el potencial máximo del pozo y el índice de productividad para esa prueba de presión-producción.

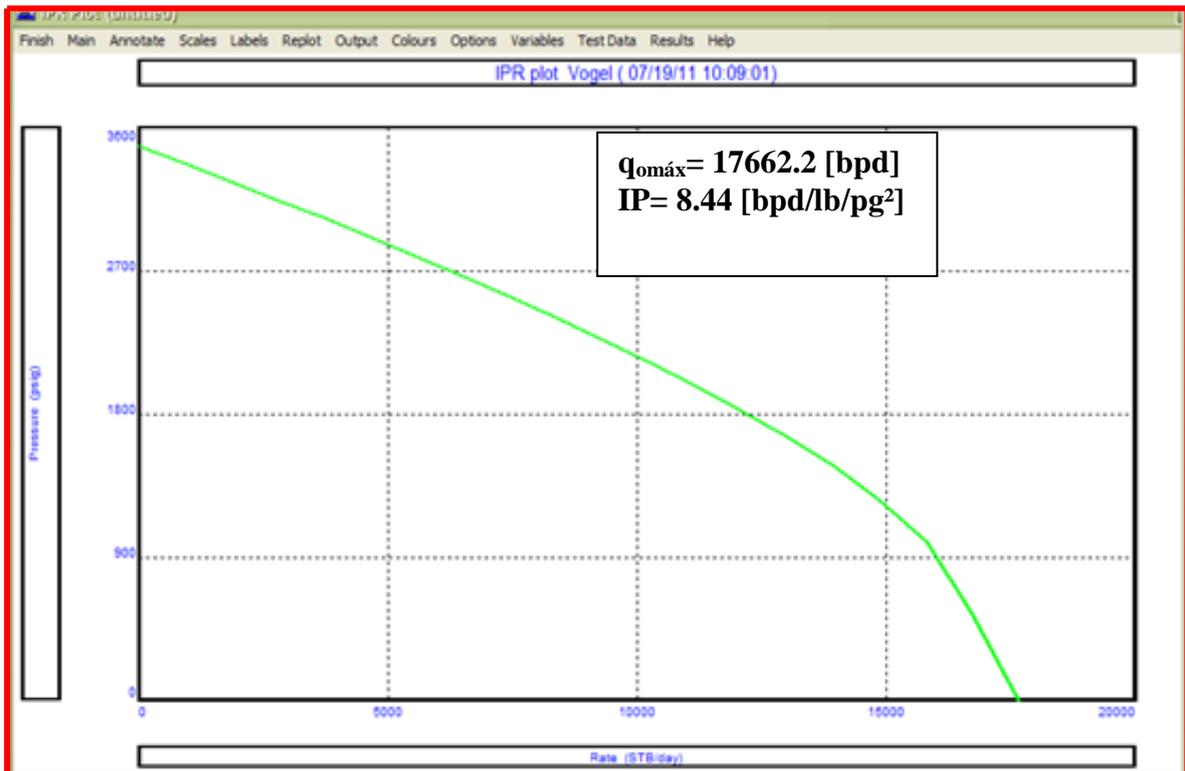


Figura 3.12 .En la gráfica se observa el comportamiento de la curva de IPR y el potencial máximo del pozo, $q_{om\acute{a}x} = 17662.2$ [bpd] y el $IP = 8.44$ [bpd/lb/pg²]

3.4. Selección de correlaciones para flujo multifásico vertical

Tomando como nodo de solución el fondo del pozo, se calculó la p_{wf} con todas las correlaciones de flujo multifásico disponibles en el software, obteniendo el perfil de presión desde el fondo del pozo hasta la superficie, para un gasto de 320 [bpd], RGA de $800 \left[\frac{pie^3}{bl} \right]$, corte de agua de 50% y $p_{wh} = 400 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$.

Figura 3.13 se muestra la selección de las correlaciones de flujo multifásico vertical para diferentes autores, así como la información descrita anteriormente.

The screenshot shows a software interface with the following components:

- Buttons:** Calculate, Done, Cancel, Export, Report, Help.
- Input Parameters:**

First Node Pressure	400	psia
Water Cut	50	percent
Liquid Rate	320	STB/day
GOR	800	scf/STB
GOR Free	0	scf/STB
- Rate Type:** Liquid Rates (dropdown)
- Pipeline Correlation:** Beggs and Brill (dropdown)
- Measured Data:**

Point	Depth	Pressure	Match Data
	feet	psia	
			Transfer
1	10000	3445	Paste
2			Copy
3			Clear
4			
5			
- Correlations:**
 - All
 - Duns and Ros Modified
 - Hagedorn Brown
 - Fancher Brown
 - Mukerjee Brill
 - Beggs and Brill
 - Petroleum Experts
 - Orkiszewski
 - Petroleum Experts 2
 - Duns and Ros Original
 - Petroleum Experts 3
 - GRE (modified by PE)
 - Petroleum Experts 4
 - Hydro-3P

Figura 3.13 Se muestra la selección de las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y la entrada de datos al simulador.

En la **Figura 3.14** se presenta la presión de fondo fluyendo medida durante la prueba de presión-producción y los perfiles de presión a través del pozo, calculados con las correlaciones Duns y Ros (Original), Duns y Ros (Modificada), Hagedorn y Brown, Orkiszewky y Beggs y Brill. De este gráfico se observa que las presiones de fondo fluyendo calculadas con las correlaciones de flujo multifásico: **Duns y Ros (Original)**, **Duns y Ros (Modificada)** y **Beggs y Brill** son las que más se aproximan a la presión de fondo fluyendo medida, por lo que se utilizarán para reproducir las condiciones de operación del pozo.

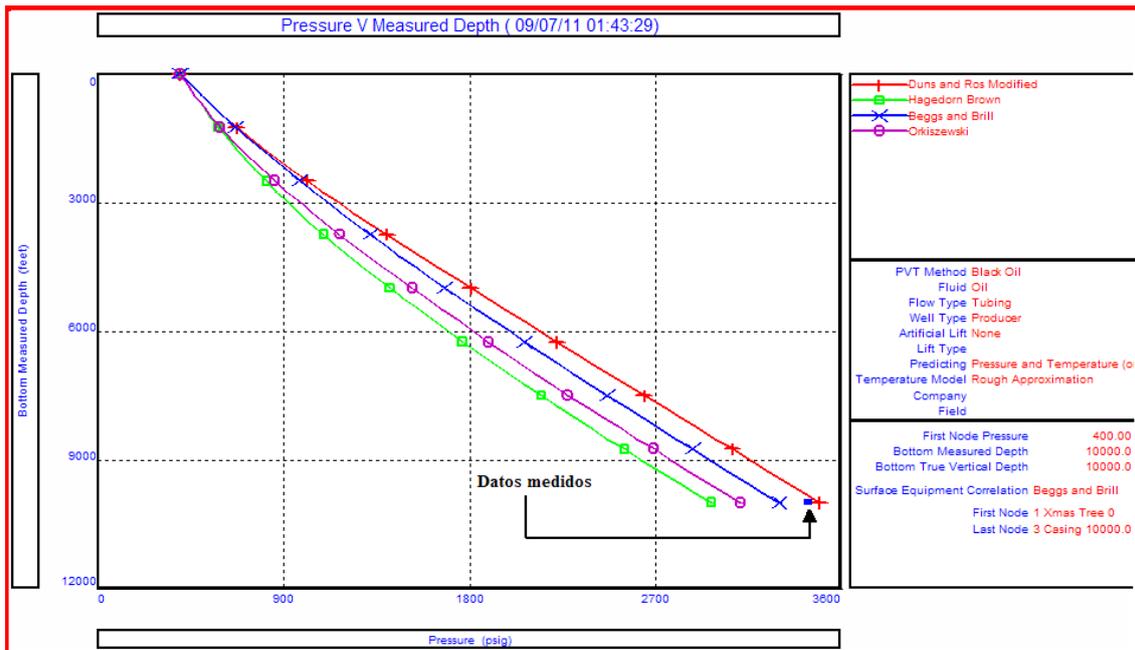


Figura 3.14 .Se presentan la grafica de Presión vs Profundidad para las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales.

Una vez que se preseleccionaron las tres correlaciones mencionadas anteriormente, se procedió a hacer la simulación del pozo-yacimiento, determinando que la correlación que recrea las condiciones de flujo del pozo es la correlación de Beggs y Brill. En la **Figura 3.15** se muestra el comportamiento de la curva de capacidad de transporte con la curva de IPR, con las cuales se recrean las condiciones de operación del pozo.

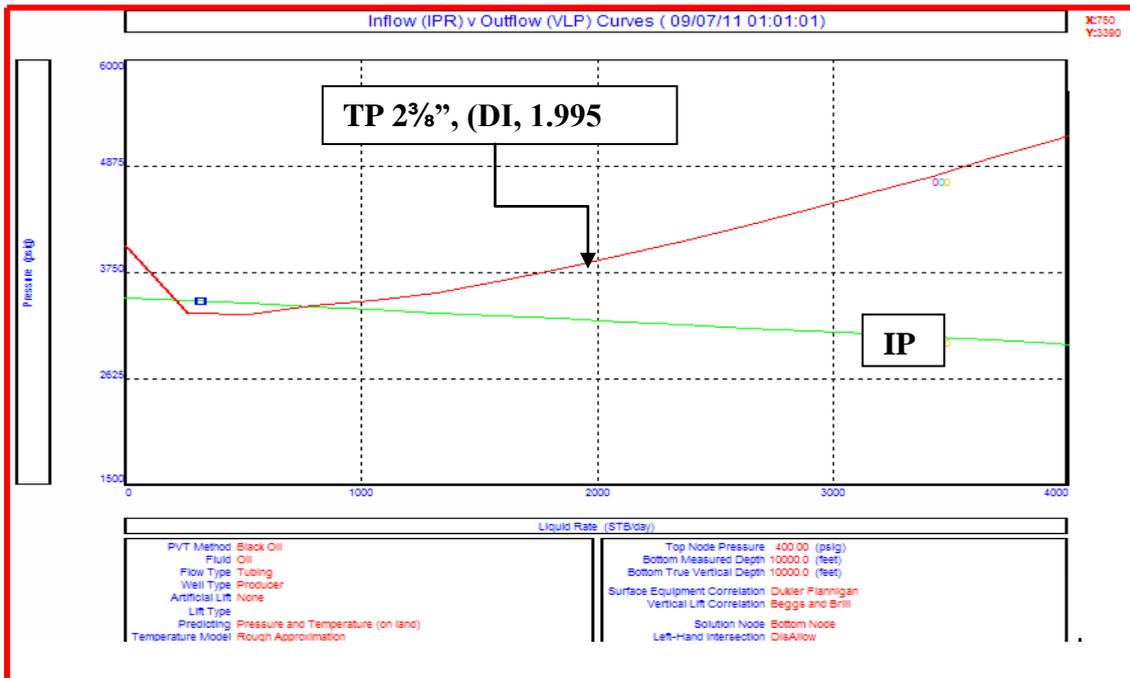


Figura 3.15. Muestra el comportamiento de la capacidad de transporte de la TP 2 $\frac{3}{8}$ " y el IPR.

3.5. Aplicación del análisis nodal

Una vez que se simulan las condiciones de operación de un pozo fluyente o con sistema artificial de producción, es necesario continuar con el análisis nodal, variando diversos parámetros como: diámetro del aparejo de producción, profundidad del aparejo de producción, presión en cabeza, corte de agua, gasto de gas de inyección cuando se trata de un pozo que opera con bombeo neumático, frecuencia de operación si es un pozo con bombeo electrocentrífugo, etc. El resultado de estas sensibilidades permiten determinar la capacidad de transporte y tener una visualización del comportamiento del pozo y así tomar una mejor decisión para el diseño del aparejo de producción y/o el control de algunas variables que estén al alcance del ingeniero de producción.

3.5.1. Análisis de sensibilidad variando el diámetro de la tubería de producción (TP)

Para el diseño del aparejo de producción es necesario hacer un análisis de sensibilidad para diversos diámetros de TP, determinando la capacidad de transporte, las caídas de presión y gasto de líquido que se puede obtener a diferentes diámetros de la tubería de producción, teniendo como limitante el gasto crítico y/o la capacidad de afluencia del yacimiento.

En este caso se realizó un análisis de sensibilidad variando el diámetro de la tubería de producción y asumiendo que se instalará un aparejo de producción de un solo diámetro, en la **Tabla 3.3** se muestra los diferentes tamaños de tuberías de producción, así como el peso de cada una de ellas.

Tabla 3.3 Diámetro de las tuberías de producción y revestimiento, y el peso para cada una de ellas.

TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN		
DIÁMETRO EXT. [pg]	DIÁMETRO INT.[pg]	PESO[lb/ft]
2 ³ / ₈	1.995	4.7
2 ⁷ / ₈	2.441	6.5
3 ¹ / ₂	2.992	9.3
4	3.476	11.85
4 ¹ / ₂	3.958	13.75
TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO		
7	6.276	26

Las **Figuras 3.16, 3.17, 3.18, 3.19 y 3.20** se muestran los estados mecánicos de cada aparejo de producción de 2 ³/₈, 2 ⁷/₈, 3 ¹/₂, 4 y 4 ¹/₂ [pg], respectivamente. Utilizados para el desarrollo del análisis de sensibilidad.

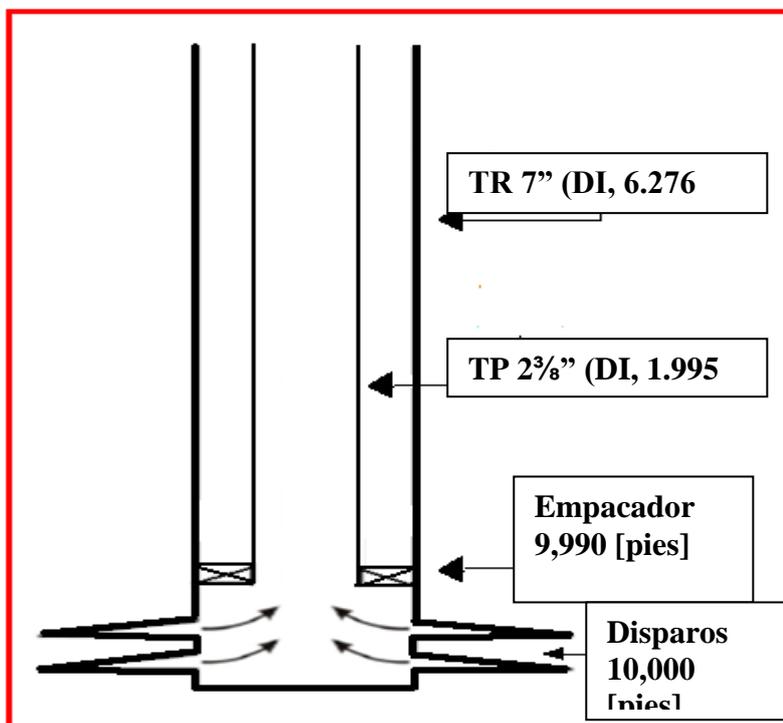


Figura 3.16 . Estado mecánico del pozo para una TP 2 3/8" (DI, 1.995 [pg]).

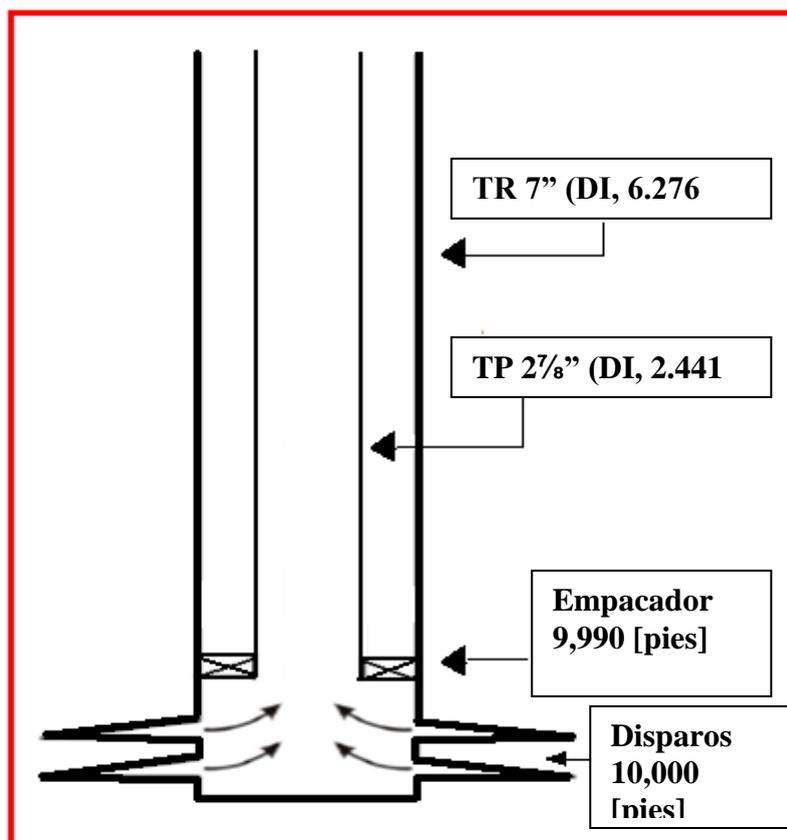


Figura 3.17 .Estado mecánico del pozo para una TP 2 7/8" (DI, 2.441 [pg])

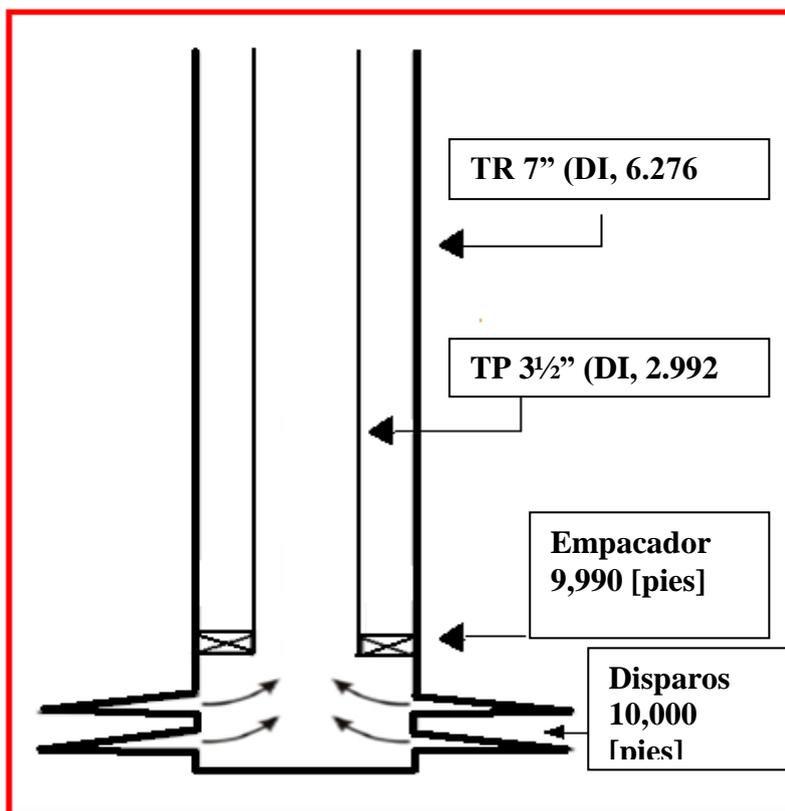


Figura 3.18 .Estado mecánico del pozo para una TP 3 1/2" (DI, 2.992 [pg]).

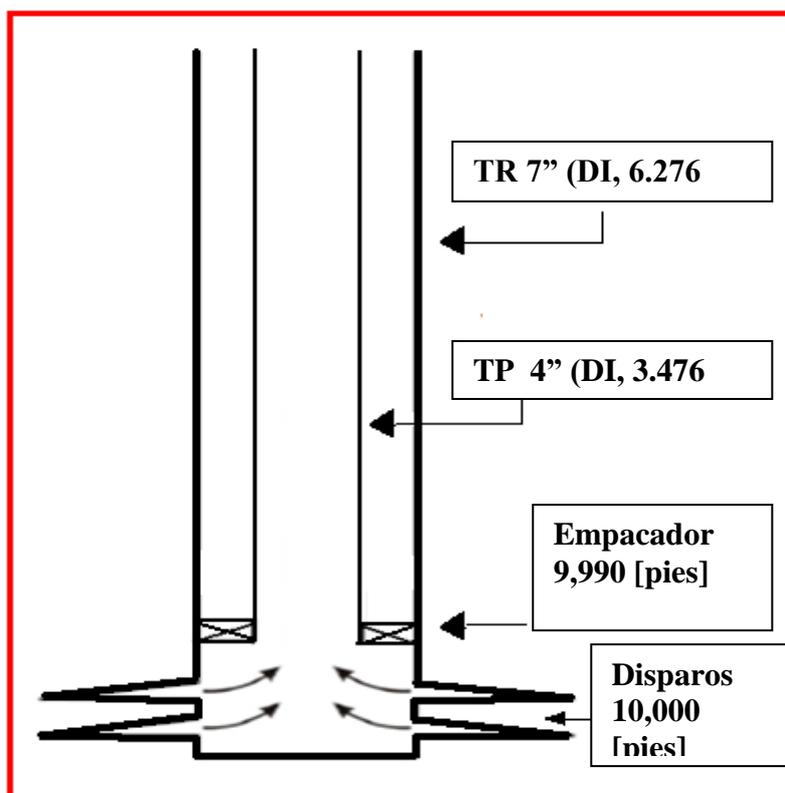


Figura 3.18. Estado mecánico del pozo para una TP 4" (DI, 3.476 [pg]).

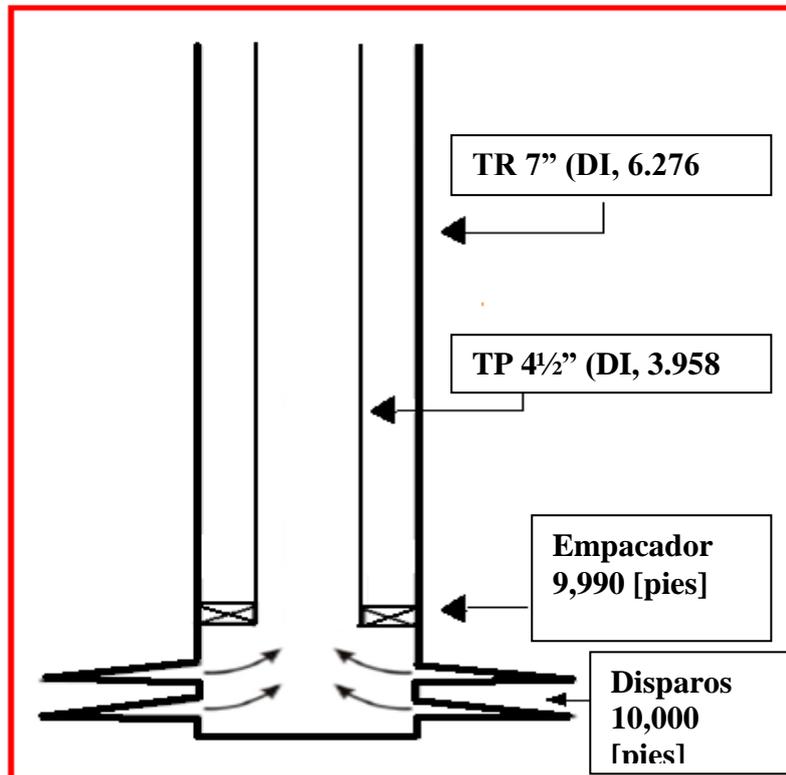


Figura 3.20. Estado mecánico del pozo para una TP 4½" (DI, 3.958 [pg]).

En la **Figura 3.21** se observa que al incrementar el diámetro de la TP, es factible aumentar la producción del pozo. Asimismo se muestra que la TP de 4 [pg] da mayor producción que la TP 4½ [pg], esto se debe al efecto de colgamiento. Lo anterior, indica que para el pozo en estudio no debe utilizarse un aparejo de producción con diámetro integral mayor a 4 [pg]. Para este pozo se recomienda utilizar un aparejo de producción de 4 [pg], pero como no es un diámetro comercialmente disponible (API), es necesario determinar un aparejo de producción telescopiado cuyo diámetro sea equivalente a 4 [pg]

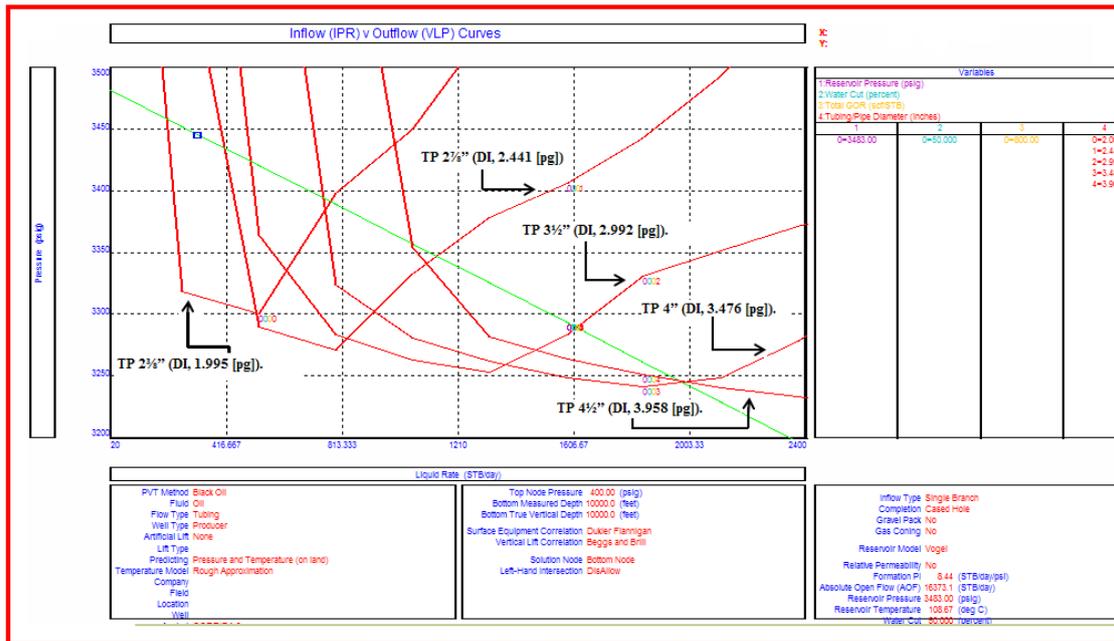


Figura 3.21 Se muestra el comportamiento de la capacidad de transporte al variar el diámetro de la TP.

3.5.2. Análisis de sensibilidad variando el corte de agua.

Se realizó un análisis de sensibilidad utilizando los diámetros integrales de la TP 2³/₈, 2⁷/₈, 3¹/₂, 4 y 4¹/₂ [pg] y cortes de agua de 50, 60 y 70%. Porque el ingeniero de producción necesita conocer el comportamiento del agua a través de la explotación de los campos petroleros dado que la presión de yacimiento se abate y la producción de agua aumenta, se incrementa el gradiente de flujo y consecuentemente disminuye la producción de aceite. Asociado a lo anterior, los costos de operación y mantenimiento se incrementan en función del tratamiento que se requiere para separar el aceite del agua.

En las Figuras 3.22 -3.26 se muestran las simulaciones para cada aparejo de producción al variar el corte de agua de 50, 60 y 70%.

En la **Figura 3.22** se muestra el comportamiento de la curva de transporte de una TP 2 3/8" (DI, 1.995 [pg]) al variar el corte de agua a 50, 60 y 70%. En la cual se observa que a mayor corte de agua menor producción de hidrocarburos se obtendrá causada por la disminución de saturación de aceite.

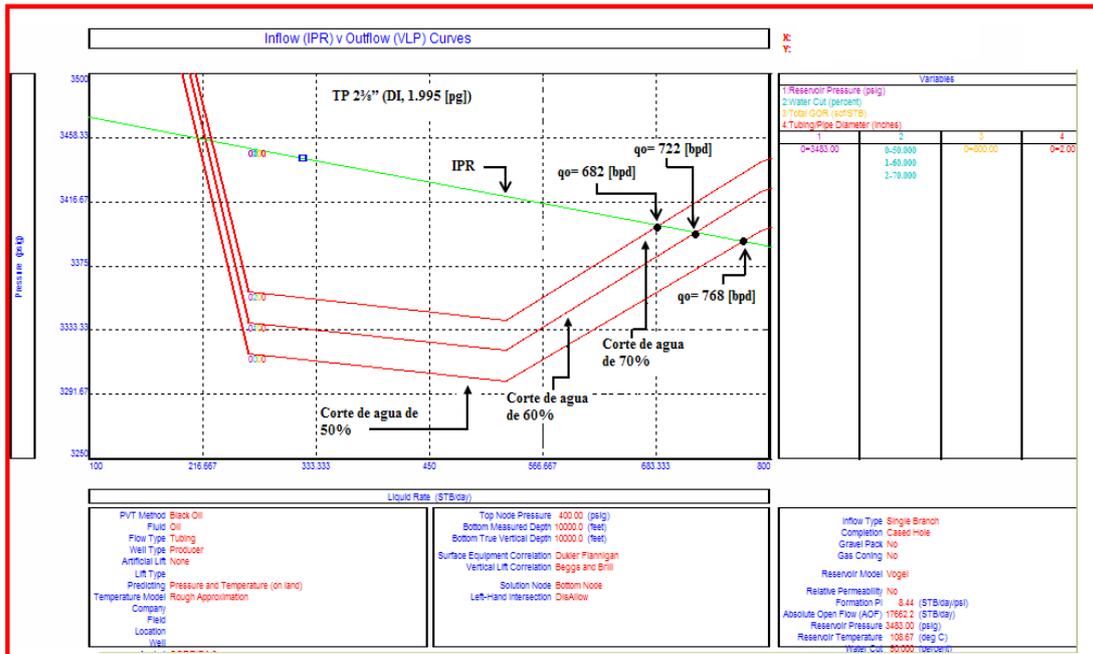


Figura 3.22 Comportamiento del IPR y la curva de capacidad de transporte al variar el corte de agua.

En la **Figura 3.23** se muestra el comportamiento de la curva de transporte de una TP 2 7/8 (DI, 2.441 [pg]) al variar el corte de agua a 50, 60 y 70%. Y se observa en la figura que a mayor corte de agua menor será la producción de hidrocarburos debido a la disminución de la saturación de aceite.

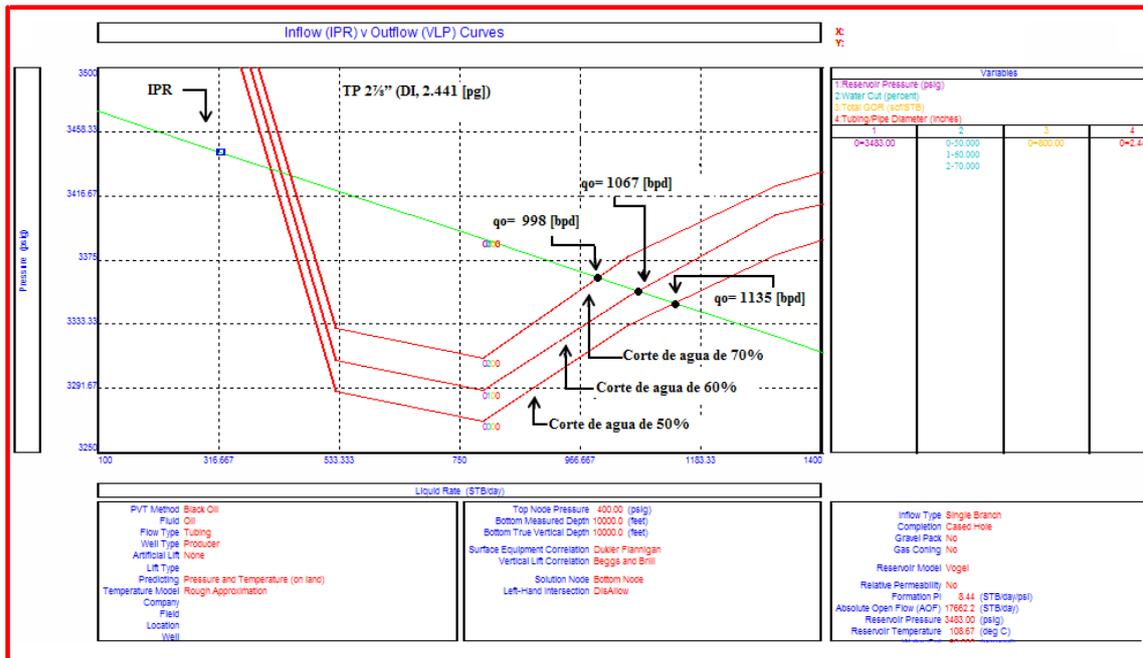


Figura 3.23 Comportamiento de la curva de IPR y la curva de capacidad de transporte al variar el corte de agua.

En la **Figura 3.24** se muestra el comportamiento de la curva de transporte para una TP 3½" (DI, 2.992 [pg]) al variar el corte de agua a 50, 60 y 70%. En donde se observa que a mayor corte de agua menor será la producción de hidrocarburos causado por la disminución de la saturación de aceite y aunado a lo anterior la pérdida de presión por efecto de colgamiento del líquido en la tubería de producción.

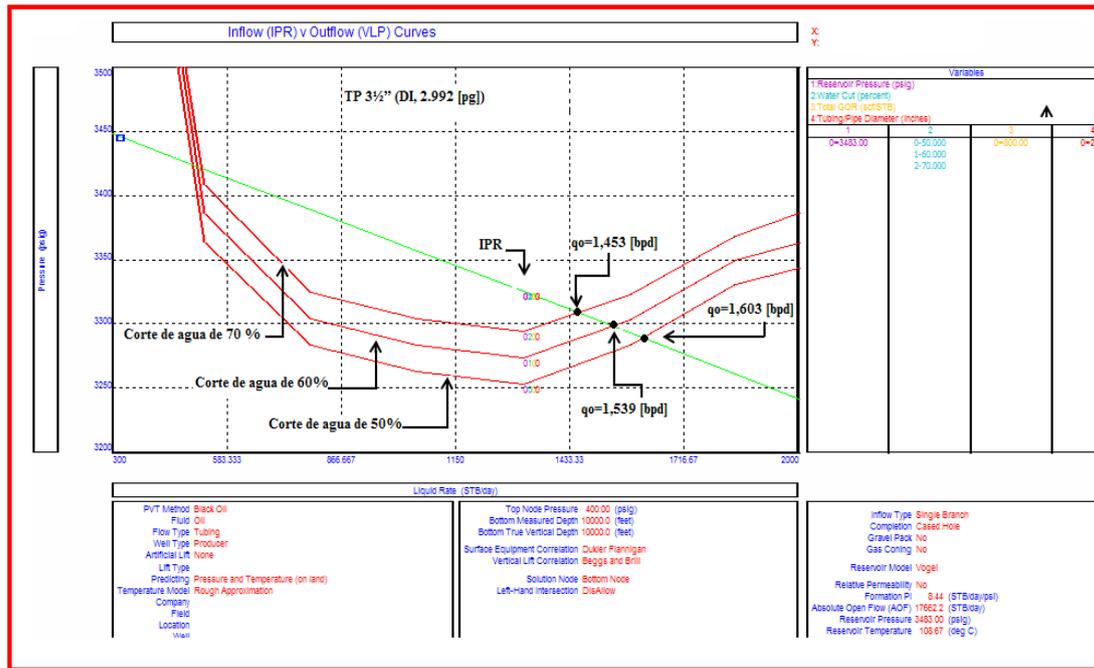


Figura 3.24 Comportamiento de la curva de IPR y la curva de capacidad de transporte al variar el corte de agua.

En la **Figura 3.25** se muestra el comportamiento de la curva de transporte para una TP 4 (DI, 3.476 [pg]) al variar el corte de agua a 50, 60 y 70%. En la cual se observa que a mayor corte de agua menor será la producción de hidrocarburos causado por el decremento de la saturación de aceite.

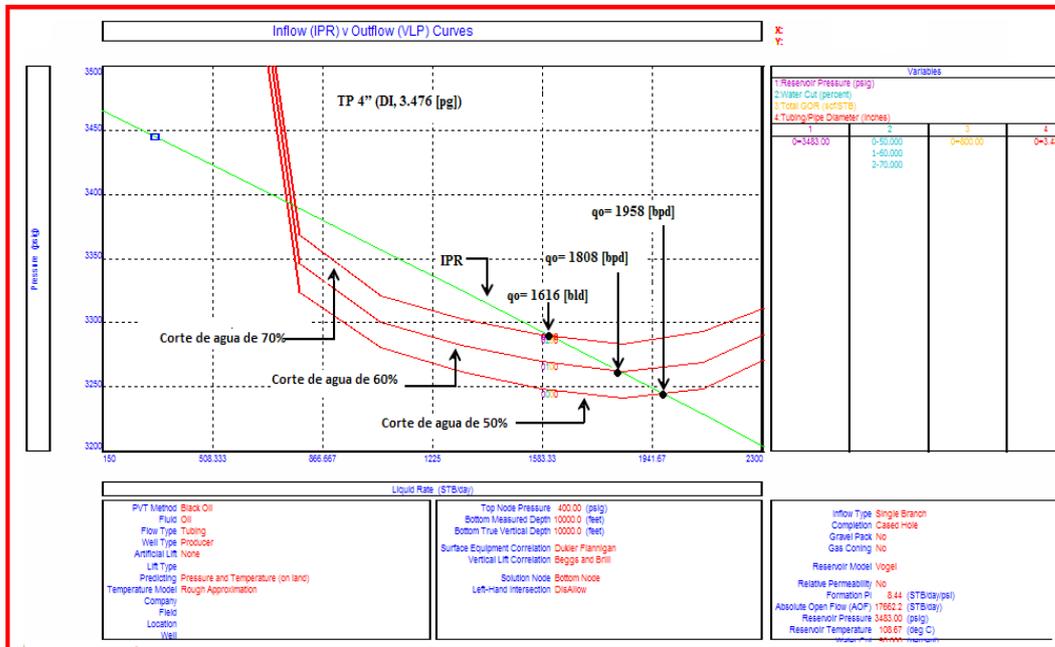


Figura 3.25 Comportamiento de la curva de IPR y la curva de capacidad de transporte al variar el corte de agua.

En la **Figura 3.26** se muestra el comportamiento de la curva de transporte de una TP 4½ (DI, 3.958 [pg]) al variar el corte de agua a 50, 60 y 70%. En la cual se observa que a mayor corte de agua menor será la producción de hidrocarburos causado por disminución de la saturación de aceite y por el colgamiento del líquido en la tubería de producción. Y sumado a lo anterior, en el futuro la presión del yacimiento decaerá provocando que el pozo ya no fluya.

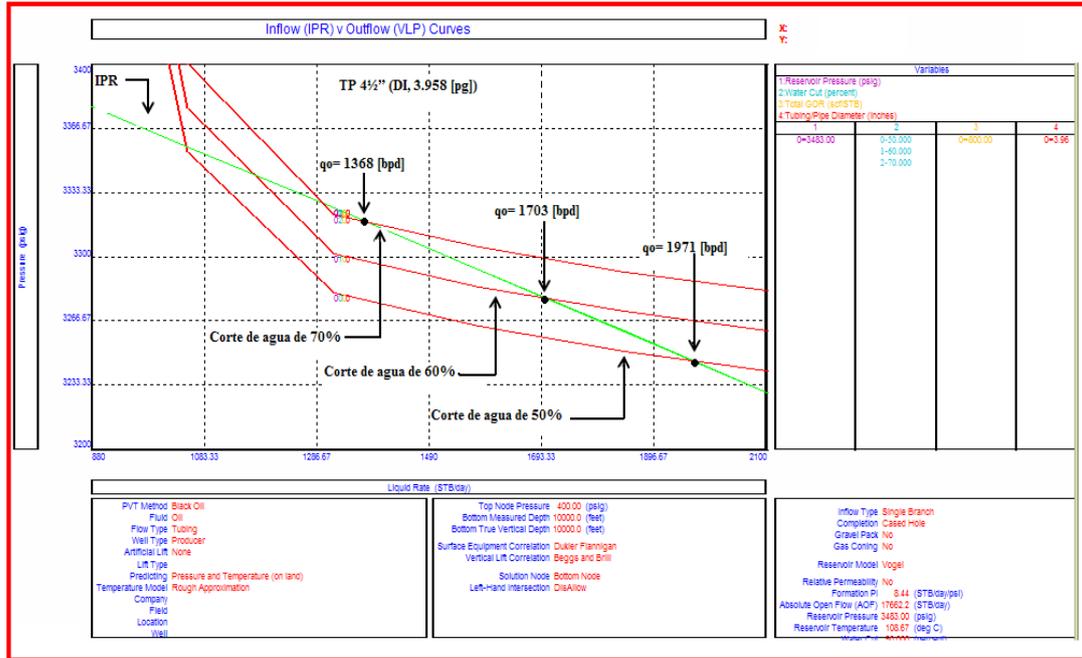


Figura 3.26 Comportamiento del IPR y la capacidad de transporte al variar el corte de agua.

En la **Figura 3.27** se muestran las producciones al variar el corte de agua de 50, 60 y 70% para diámetros integrales de TP de 2 $\frac{3}{8}$ (1.995), 2 $\frac{7}{8}$ (2.441), 3 $\frac{1}{2}$ (2.992), 4 (3.476) y 4 $\frac{1}{2}$ (3.958) [pg]. Y se observa que la TP de 4" (DI, 3.476 [pg]) es la que aporta mayor producción. Obviamente, éste no es un diámetro comercialmente disponible. Ratificándose la necesidad de usar un aparejo de producción telescopiado usando diámetros estándar de tubería (diámetros comerciales).

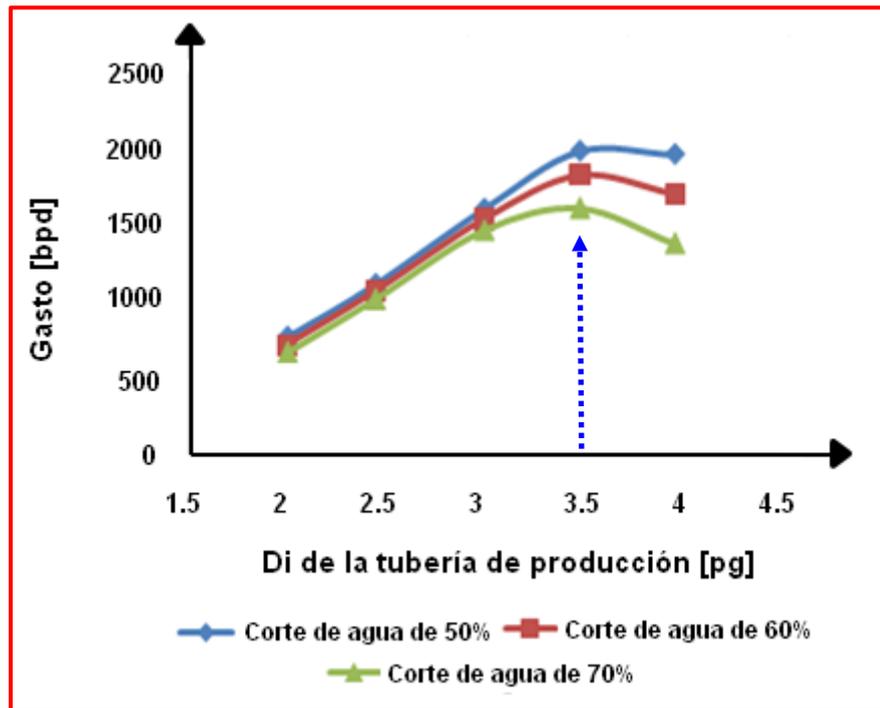


Figura 3.27 Sensibilidad con cortes de agua y diámetros de TP integrales

3.5.3. Análisis de sensibilidad para diferentes aparejos de producción.

Una vez obtenido el diámetro óptimo de la tubería de producción de 4 (3.476) pg, se tiene la limitante de que este diámetro de tubería no está comercialmente disponible, por lo que el ingeniero de producción tendrá que escoger un diámetro equivalente (DET) o tubería telescopiada para la operación óptima del pozo. Para la tubería telescopiada se hace una combinación de los diámetros de tubería de producción que aportaron mayores gastos de producción en la secciones anterior y que para este caso práctico fueron:

TP 4½" (DI, 3.958 [pg]) y TP 4" (DI, 3.476 [pg]).

Para la tubería telescopiada, la TP de mayor diámetro se colocará en la parte superior del aparejo, para optimizar el rendimiento hidráulico y reducir la carga mecánica. Permitiendo controlar la producción de agua cuando se tiene un acuífero asociado al yacimiento.

En la **Figura 3.28** se presentan los estados mecánicos de cada aparejo de producción. Donde se observa TP1 (aparejo de diámetro integral de 4 (3.476) [pg] , TP2 (aparejo de diámetro integral de 4 (3.958) [pg] y tubería telescopiada (dúplex) . Para el aparejo con tubería telescopiada se conforma mediante TP superior de 4½" (DI, 3.958 [pg]) con una longitud de (0 a 5,000 [pies]) y TP 4" (DI, 3.476 [pg]) que va de (5,000 a 9,990 [pies]).

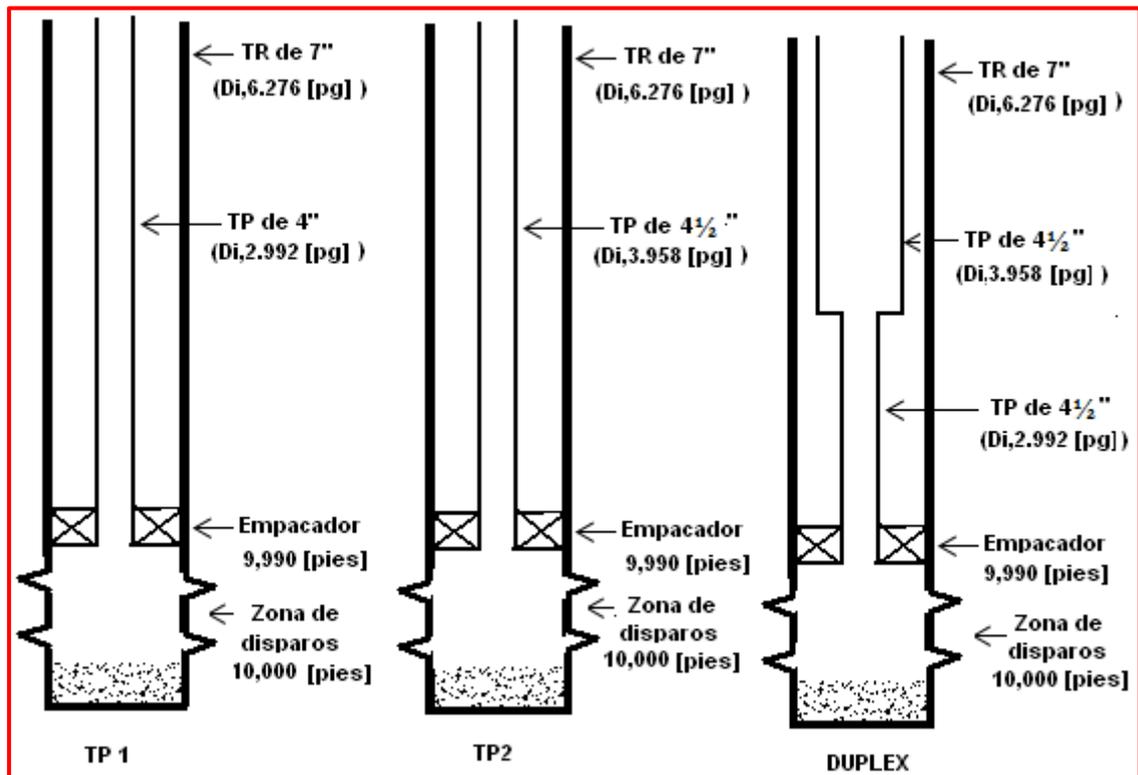


Figura 3.28 Estados mecánicos para diferentes aparejos de producción: TP1, TP2 y Dúplex

En la **Figura 3.29** se muestra la simulación usando los aparejos de producción de un solo diámetro TP1, TP2 y de tubería telescopiada (dúplex), donde se observa que la tubería telescopiada proporciona mayores gastos de producción en comparación con las tuberías convencionales a un corte de agua 50%.

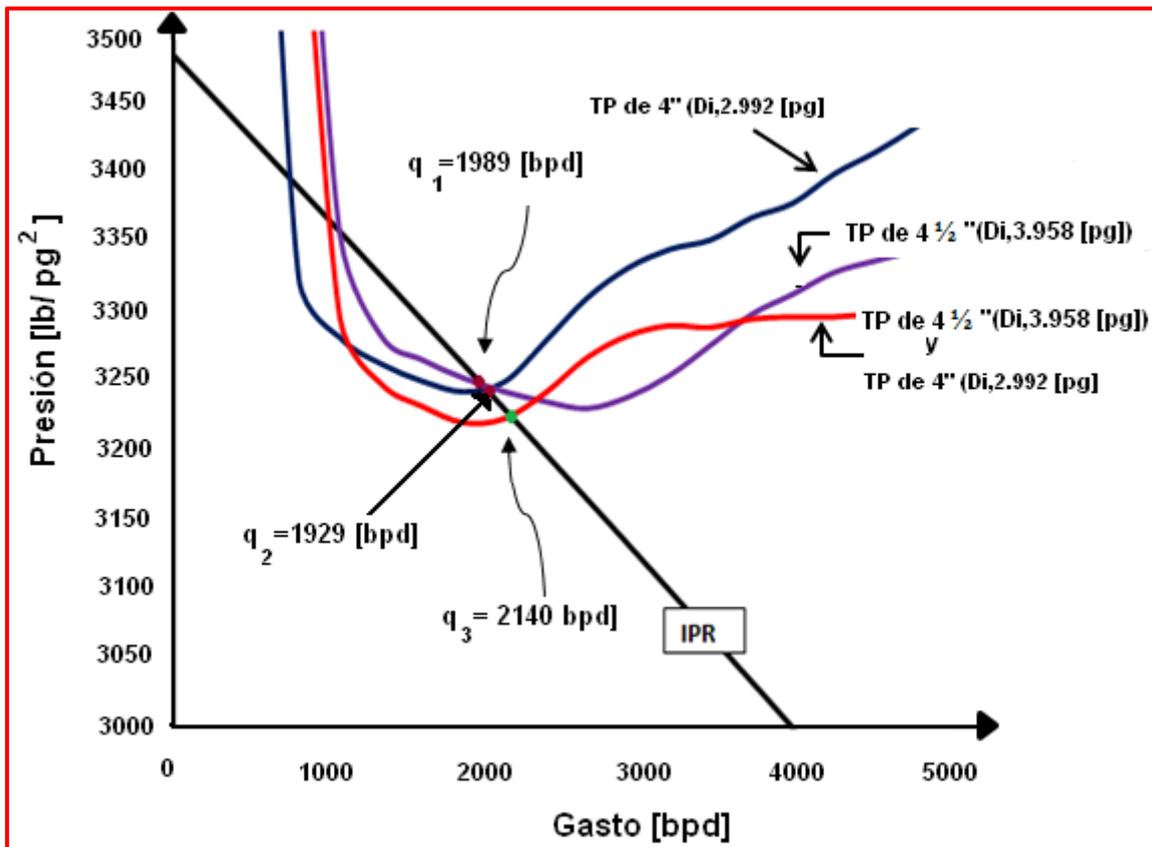


Figura 3.29 Comportamiento del IPR y la capacidad de transporte para TP1, TP2 y tubería telescopiada dúplex con 50% de agua.

En la **Figura 3.30** se muestra la simulación usando los aparejos de producción de un solo diámetro TP1, TP2 y de tubería telescopiada (dúplex) donde se observa que la tubería telescopiada proporciona mayores gastos de líquidos en comparación con las tuberías convencionales a un corte de agua 60%. Debido al aumento del corte de agua se obtiene un menor gasto causado por el incremento de las caídas de presión en la tubería.

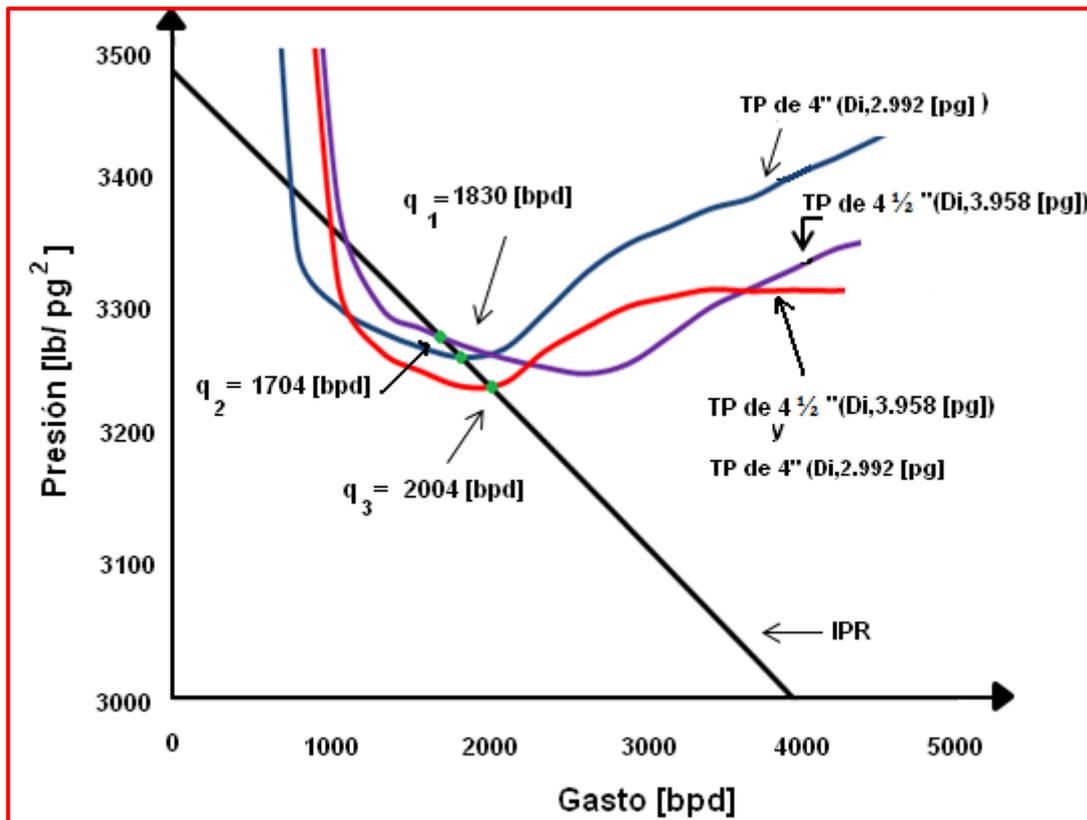


Figura 3.30. Comportamiento del IPR y la capacidad de transporte para TP1, TP2 y tubería telescopiada dúplex con 60% de agua.

En la **Figura 3.31** se muestra la simulación usando los aparejos de producción de un solo diámetro TP1, TP2 y de tubería telescopiada (dúplex) donde se observa que la tubería telescopiada proporciona mayores gastos de líquidos en comparación con las tuberías convencionales a un corte de agua 70%. Con este corte de agua se han aumentado las caídas de presión donde a la más mínima variación de ésta el pozo dejará de producir con una TP 4½" (DI, 3.958 [pg]).

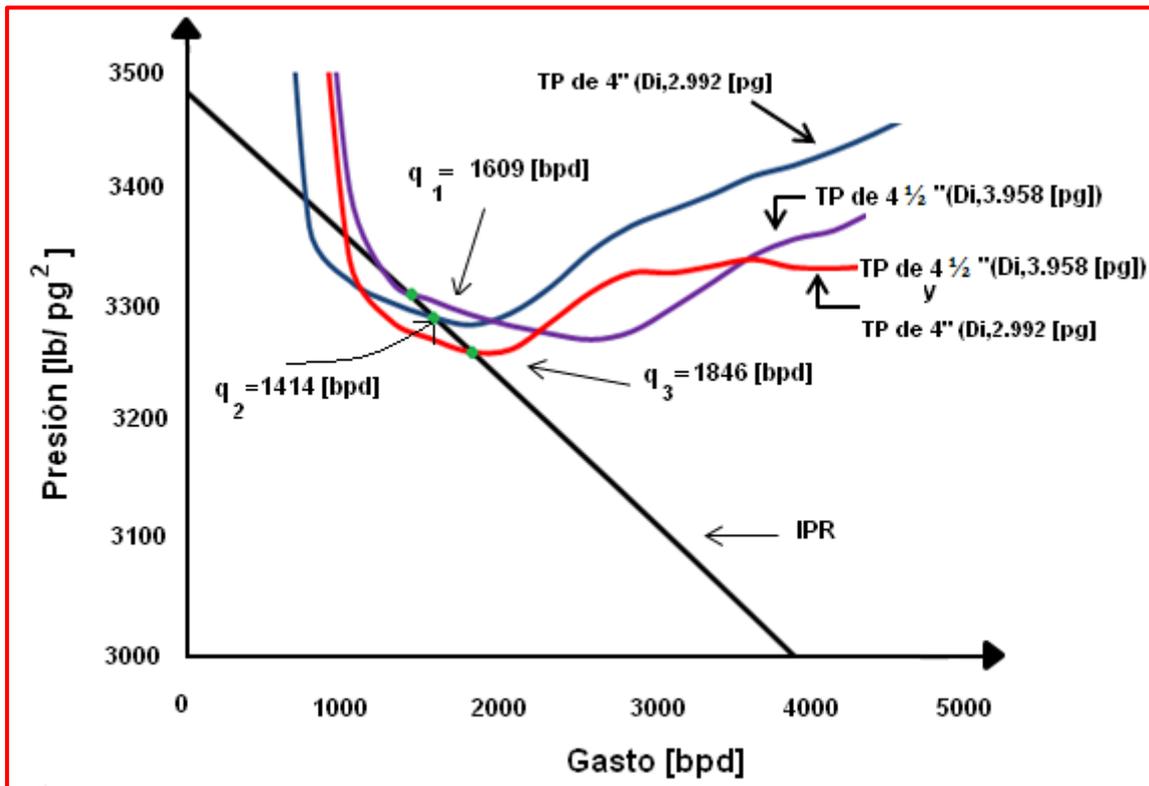


Figura 3.31. Comportamiento del IPR y la capacidad de transporte para TP1, TP2 y tubería telescopiada dúplex con 70% de agua.

En la **Tabla 3.4** se muestra un resumen de los gastos de producción obtenidos de las simulaciones anteriores. Donde se observa que el aparejo de producción dúplex da mejores resultado que los aparejos de un solo diámetro, al variar el corte de agua. Y esto se debe a la optimización del rendimiento.

Tabla 3.4. Resumen de los gastos de producción para cada aparejo de producción.

CORTE DE AGUA	GASTO [bpd]		
	[%]	TP1	TP2
50	1989	1929	2140
60	1830	1704	2004
70	1609	1414	1846

3.5.4. Determinar la longitud óptima de la TP superior y sensibilidad con el corte de agua para una tubería telescopiada (dúplex).

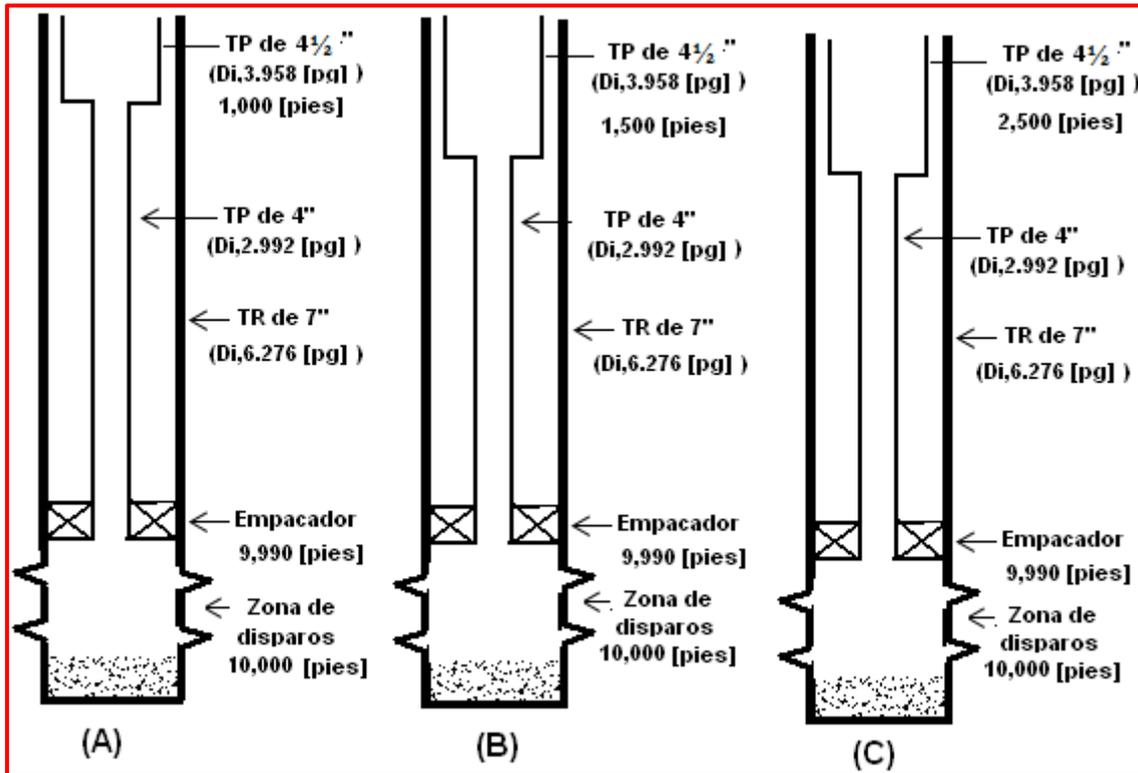
Se realizó la simulación para determinar la longitud óptima de la TP superior de una tubería telescopiada (dúplex). Buscando la máxima recuperación de los fluidos, como resultado de minimizar las caídas de presión por efecto de colgamiento o de fricción.

En la **Tabla 3.5** se muestran los aparejos de producción variando la longitud de la TP superior y en consecuencia se varía la longitud de la TP inferior de una tubería telescopiada (dúplex).

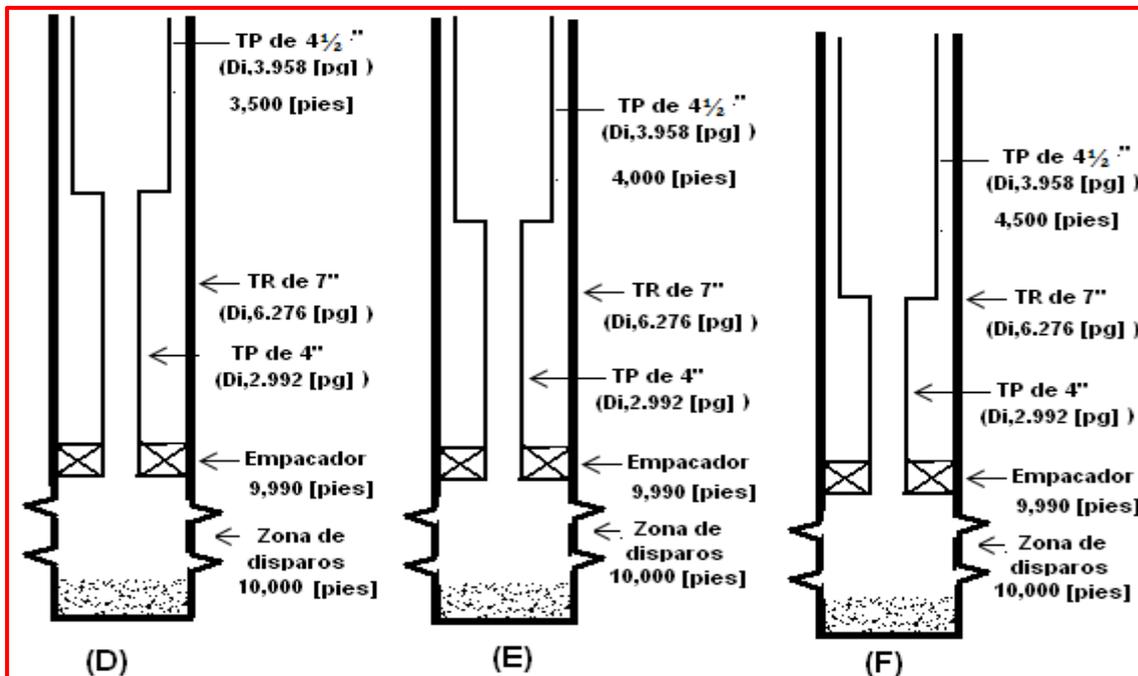
Tabla 3.5 Se muestra los aparejos de producción variando la longitud de la TP superior.

TUBERÍA TELESCOPIADA	TP 4½" (DI, 3.958 [pg])	TP 4" (DI, 3.476 [pg])
ESTADO MECÁNICO	LONGITUD TP sup. [pie]	LONGITUD TP inf. [pie]
A	(0-9990)	0
B	0	(0-9990)
C	1000	(1000-9990)
D	1500	(1500-9990)
E	2500	(2500-9990)
F	3500	(3500-9990)
G	4000	(4000-9990)
H	4500	(4500-9990)
I	5000	(5000-9990)
J	6000	(6000-9990)
K	7500	(7500-9990)

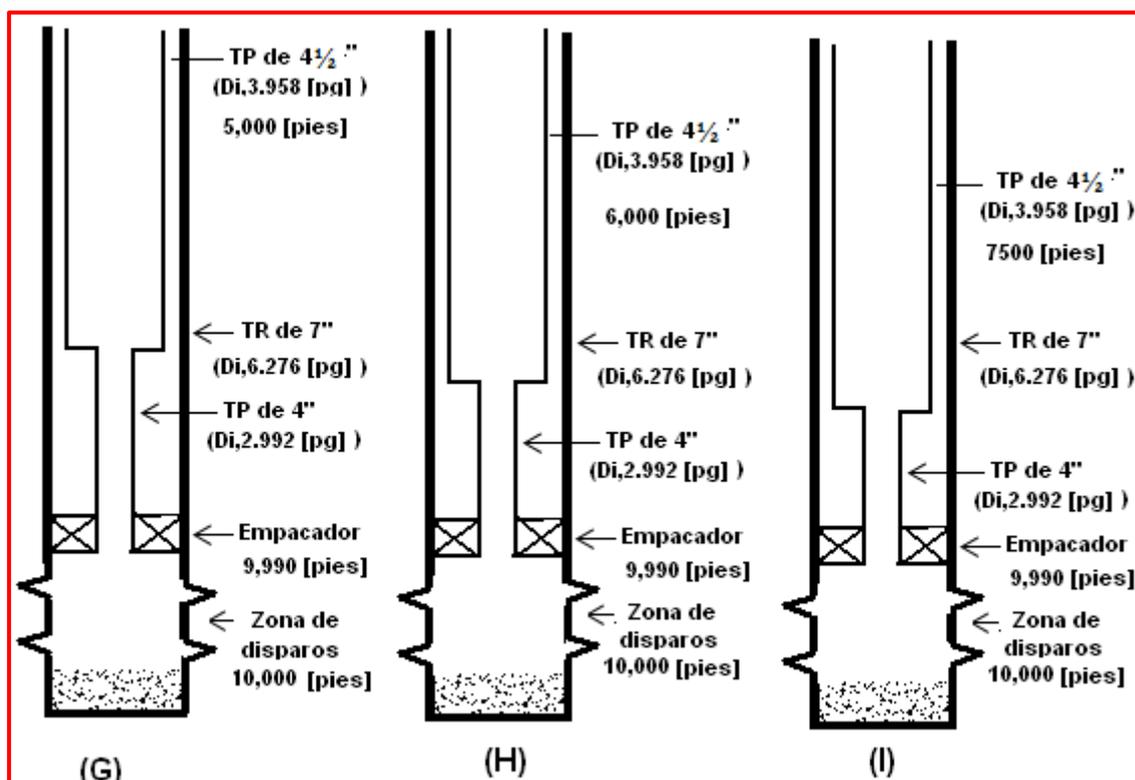
Y en las **Figuras 3.32 - 3.34** se muestran los estados mecánicos de la tubería telescopiada variando la longitud de la TP superior.



Figuras 3.32. Estados mecánicos para la tubería telescopiada (dúplex) al variar la longitud de la TP superior (A), (B) y (C).



Figuras 3.33. Estados mecánicos para la tubería telescopiada (dúplex) al variar la longitud de la TP superior (D), (E) y (F).



Figuras 3.34. Estados mecánicos para la tubería telescopiada (dúplex) al variar la longitud de la TP superior (G), (H) y (I).

En la **Figura 3.35** se muestra gráficamente la simulación del análisis de sensibilidad variando la longitud de la TP superior de una tubería telescopiada (dúplex) y del corte de agua para determinar la longitud óptima de cada sección de tubería en un aparejo de producción telescopiado dúplex. En este gráfico se observa que el aparejo de producción que aporta mayor gasto de líquido, es el aparejo cuya longitud de diámetro de 4 ½ (3.958) [pg] es de 3,500 [pies]. Es decir, el aparejo denominado **F**. Porque en los aparejos de producción (**C**, **D** y **E**) con longitud de diámetro de 4 ½ (3.958) [pg] menor a 3,500 [pies] aportan menores gastos de líquidos debido al efecto de fricción que es causado por la longitud de la TP inferior. Y para los aparejos de producción (**G**, **H**, **I**, **J** y **K**) cuya longitud de diámetro de 4 ½ (3.958) [pg] mayor de 3,500 [pies] también aportan menores gastos de líquidos debido al efecto de colgamiento causado por el aumento de la longitud de la TP superior de 4 ½ [pg]. Originándose se aporten menores gastos de líquidos.

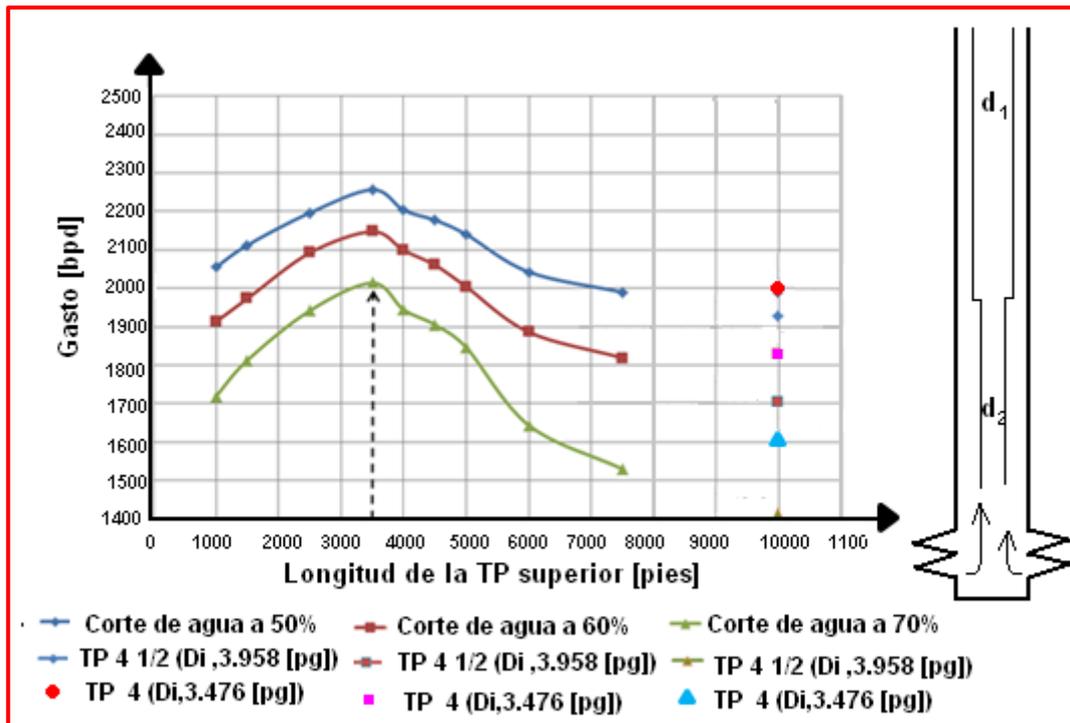
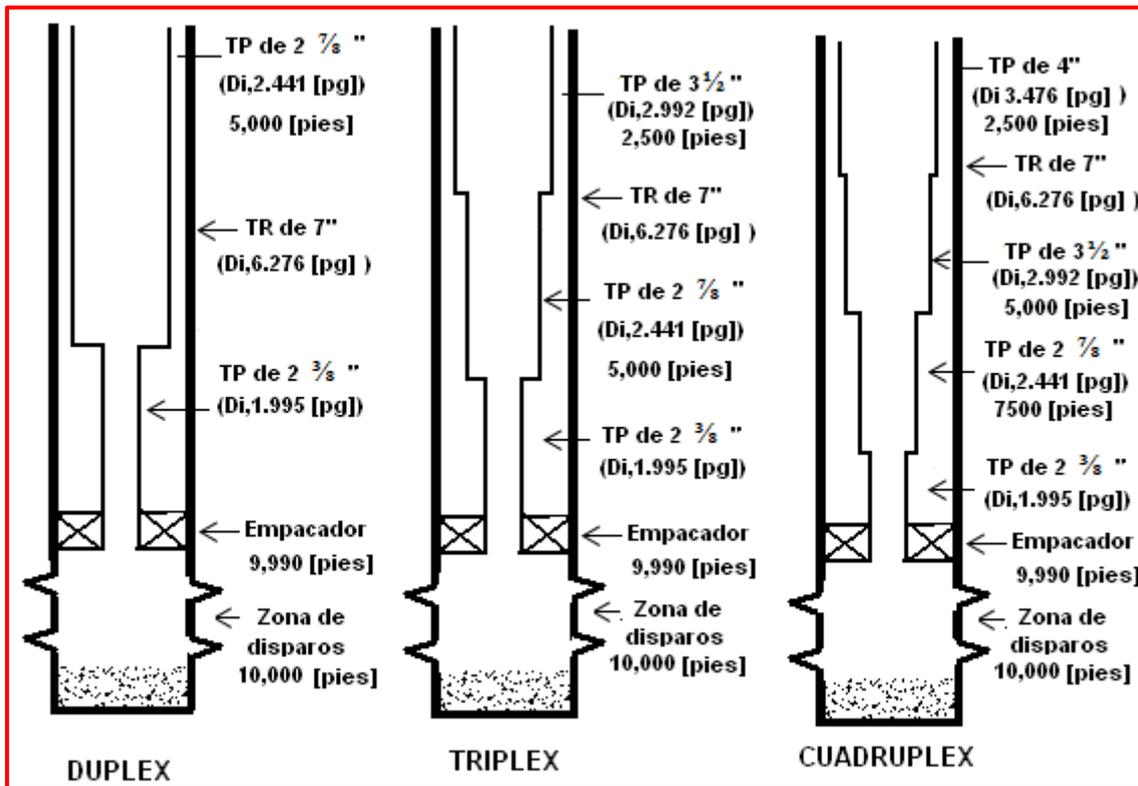


Figura 3.35. Método gráfico para determinar la longitud óptima de cada sección de tubería en un aparejo telescópico dúplex.

3.5.5. Análisis de sensibilidad con la relación gas-líquido

Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad al variar la relación gas-líquido (RGL), para ello se utilizaron RGL de 400, 500, 600, 700 y 800 $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}}\right]$ y aparejos de producción telescópicos bajo diversos diámetros y configuraciones que se describen a continuación.

En las **Figuras 3.19 – 3.20 y 3.36** se muestran los aparejos de producción telescópicos para los cuales se hizo la simulación al variar la RGL.



Figuras 3.36. Estados mecánicos con aparejos de producción telescopiado: dúplex, triplex y cuádruplex.

En la **Figura 3.37** se muestra la simulación de la sensibilidad al variar la RGL para aparejo de producción telescopiado utilizado en este análisis. Y se observa que al aumentar la RGL aumenta el gasto de líquido y esto se debe a que gas que se ha liberado esta aligerando la columna hidrostática del pozo.

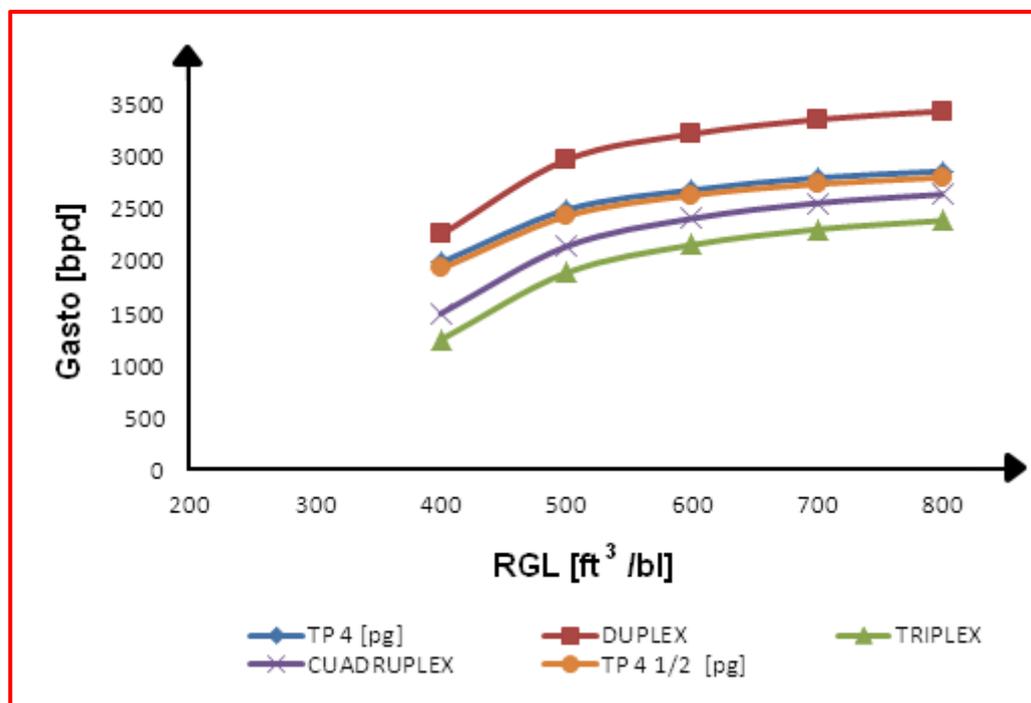


Figura 3.37 Muestra el comportamiento de la RGL vs. Gasto para cada terminación.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS

El objetivo de este capítulo es investigar el beneficio económico que se obtiene al variar el diámetro interior (ID) de la tubería de producción.

Para este segundo caso práctico de campo, se realizó el análisis económico para diversas combinaciones de diámetros de tubería de producción, en base a la información proporcionada por la tesis de maestría Affanaambomo G. (2008)³ y para reproducir los resultados de la referencia 3, se realizó la simulación utilizando Excel.

La reproducción de la referencia 3, consistió en dos etapas; en la primer etapa se reprodujeron los pronósticos de producción obtenidos a partir del método de J. Turner y en la segunda etapa se realizó el análisis económico con diferentes configuraciones de aparejo de producción. Para hacer el análisis económico se calculó bajo los siguientes indicadores económicos: valor presente neto, tasa interna de retorno y tiempo de recuperación de la inversión. Además se compararon gráficamente los parámetros siguientes: costos, tiempos de producción del pozo, tiempo de recuperación de la inversión, valor presente neto, tasa interna de retorno, ritmo de declinación, flujos de efectivo y se presenta de manera gráfica un resumen de los parámetros mencionados anteriormente. Los resultados de estos análisis permiten visualizar cuál de las diversas configuraciones de los diámetros de tubería de producción es más rentable para su instalación.

³Affanaambomo, B.O. 2008. “Study Of Tapered Internal Diameter Tubing String Well Completion For Enhanced Production”. MS Thesis, Texas Tech University, Lubbock, TX. pp.77 – 180.

4.1 Pronóstico de producción para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado por el método de J. Tarner

Las características del pozo se describen en la **Tabla 4.1**, el pozo se encuentra a 8000 [pies] de profundidad, con una tubería de producción de 2 $\frac{7}{8}$ (DI, 2.441 [pg]), con una presión en la cabeza de 100 $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$. El área de drenaje es de 640 [acres], se desarrolló un pronóstico de producción acumulada de aceite y gas contra el tiempo hasta alcanzar la presión de abandono de 3350 $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$, obteniendo una $\Delta p = 1000 \left[\frac{lb}{pg^2}\right]$ entre la presión inicial del yacimiento y la presión de abandono.

Tabla 4.1. Datos de pozo, proporcionados por la referencia 3

DATOS DEL POZO			
kH, [md]	13	μ_o , [cp]	1.7
h, [pies]	115	γ_o , [°API]	32
Pi, [lb/pg ²]	4350	γ_g	0.71
Pb, [lb/pg ²]	4350	T, [°F]	180
Co, [lb/pg ²] ⁻¹	1.20E-05	Tpc, [°R]	395
Cw, [lb/pg ²] ⁻¹	3.00E-06	Ppc, [lb/pg ²]	667
Cf, [lb/pg ²] ⁻¹	3.10E-06	Sw, [fracción]	0.3
Ct, [lb/pg ²] ⁻¹	1.25E-05	Φ , [fracción]	0.21
μ_g , [cp]	0.023	rw, [pies]	0.406
Sg, [fracción]	0.007	re, [pies]	1490

La **Figura 4.1** se muestra el estado mecánico del pozo donde se observa el tamaño de la tubería de revestimiento (TR), tubería de producción (TP), profundidad media de disparos y profundidad de la TP.

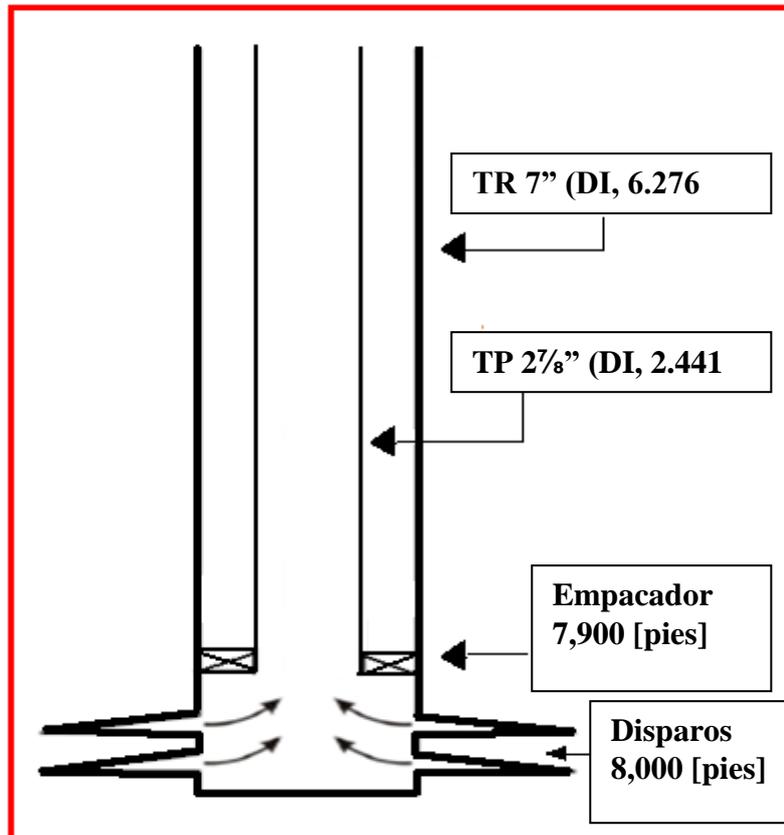


Figura 4.1. Estado mecánico del pozo para una TP 2⁷/₈" (DI, 2.441 [pg])

Se toman las siguientes consideraciones:

- Pozo vertical.
- Presión inicial del yacimiento es igual a la presión de burbuja.
- Se asume que la presión de abandono es igual a $3350 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$.
- No se considera daño en la vecindad del pozo
- La presión promedio del yacimiento declina de 4350 a $3350 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$ en intervalos de $100 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$.
- La producción de agua se desprecia.
- El volumen del yacimiento es constante.
- No existe gas libre inicial.

- El aceite y gas liberado permanecen distribuidos uniformemente en el yacimiento

Solución:

Como $p_i = p_b = 4350 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$ se aplicó el método de J. Tarrner para el balance de materia de yacimientos con empuje de gas disuelto liberado que se describió en la sección 2.8. Las propiedades de los fluidos se determinarán a partir de las **Figuras 4.2, 4.3 y 4.4** y las variables Φ_o y Φ_g pueden ser calculadas para los rangos de la presión de yacimiento. El siguiente cálculo es un ejemplo para determinar cada una de las variables que se requieren para obtener la producción acumulada del aceite y gas a un determinado tiempo. Suponiendo un intervalo de presión entre $4350 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$ y $4150 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$. Los valores promedio de B_o , B_g y R_s , son: $1.42 \left[\frac{bl@c.y.}{bl@c.s.} \right]$, $7.1 \times 10^{-1} \left[\frac{bl@c.y.}{pie^3} \right]$ y $820 \left[\frac{pies^3}{bl} \right]$, respectivamente. Donde B_{oi} y R_{si} (@ c.y.), son: $1.43 \left[\frac{bl@c.y.}{bl@c.s.} \right]$ y $840 \left[\frac{pies^3}{bl} \right]$, respectivamente.

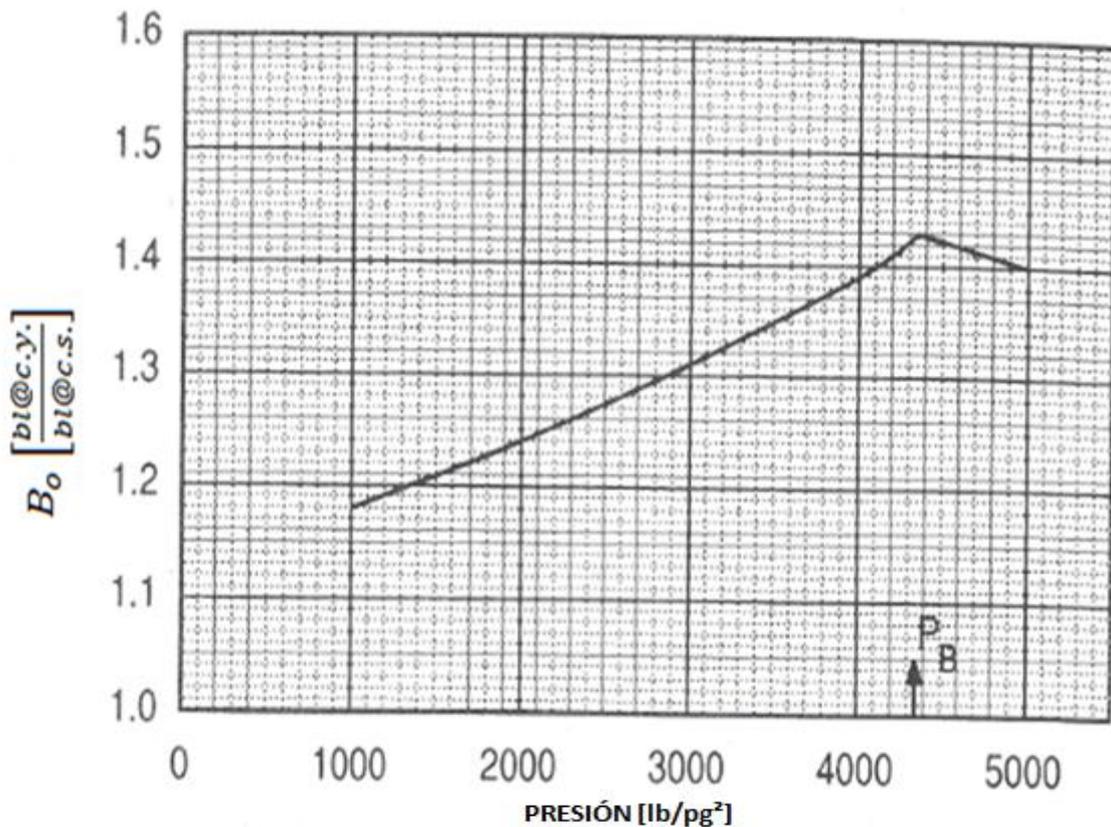


Figura 4.2 .Propiedades físicoquímicas para los fluidos

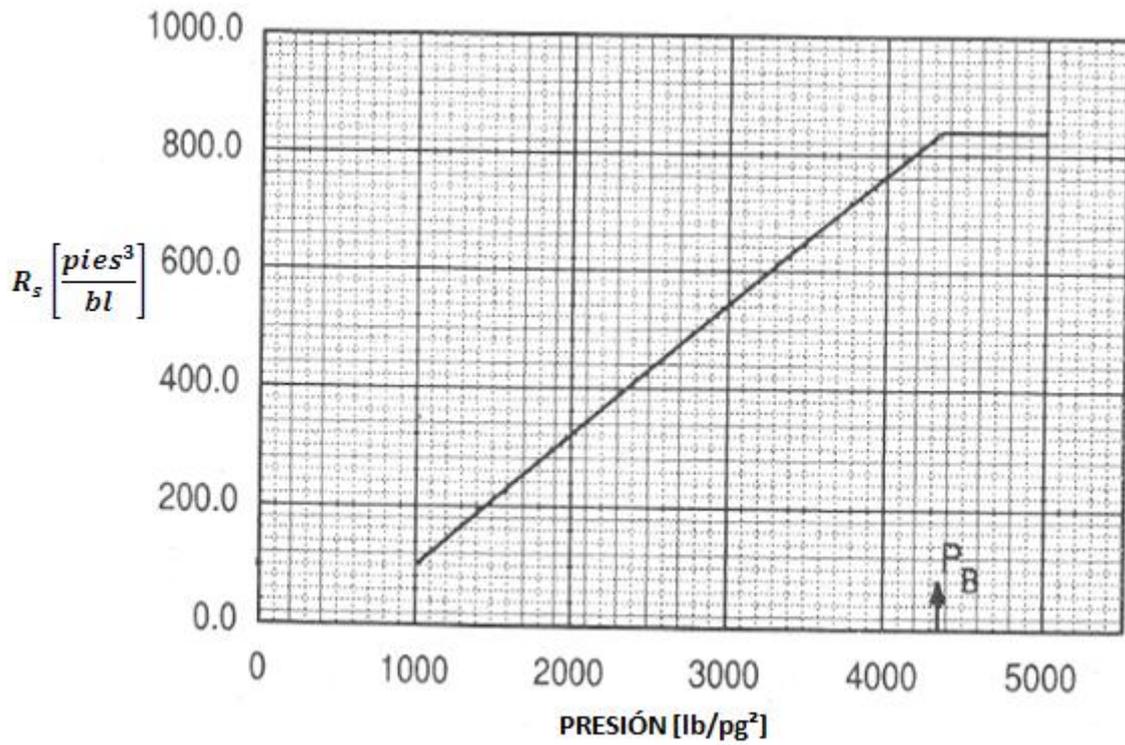


Figura 4.3 Propiedades fisicoquímicas para los fluidos

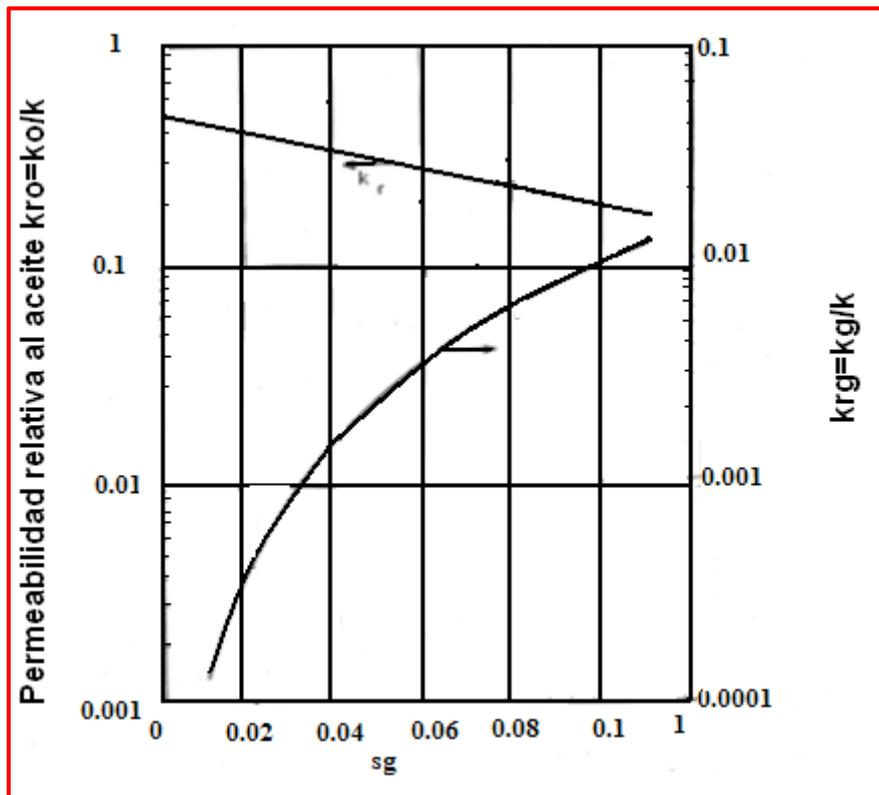


Figura 4.4 Permeabilidades relativas para los fluidos.

Aplicado la Ec. 2.133 se tiene lo siguiente:

$$\Phi_n = \frac{1.42 - (820 \times 7.1 \times 10^{-4})}{(1.42 - 1.43) + (840 - 820) \times (7.1 \times 10^{-4})} = 199.476$$

Del mismo modo para calcular el Φ_g se aplica la ec. 2.134

$$\Phi_g = \frac{7.1 \times 10^{-4}}{(1.42 - 1.43) + (840 - 820) \times (7.1 \times 10^{-4})} = 0.169$$

Los valores para Φ_n y Φ_g son calculados para las presiones de 3450 – 3350 $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$ en intervalos de $\Delta p = 1000 \left[\frac{lb}{pg^2}\right]$.

Tabla 4.2 .Propiedades físicas de los fluidos

Presión [lb/pg ²]	Bo [bl@ c.y./bl@c.s]	Bg [pie ³ @c.y.pies ³ /@c.s.]	Rs [pies ³ /bl]	ϕ_n	ϕ_g
4350	1.43	0.00069	840		
4250	1.42	0.00071	820	199.476	0.169
4150	1.413	0.00072	805	101.634	0.088
4050	1.395	0.00074	770	49.119	0.044
3950	1.388	0.00076	750	30.985	0.029
3850	1.38	0.00078	730	22.642	0.022
3750	1.37	0.0008	705	16.792	0.017
3650	1.36	0.00081	680	13.577	0.014
3550	1.353	0.00083	660	11.121	0.011
3450	1.354	0.00085	640	9.424	0.01
3350	1.338	0.00087	620	8.034	0.009

Para el primer intervalo, se asume que la $R_s = RGA_{prom} = 845 \left[\frac{pies^3}{bl}\right]$, entonces de la ec. 2.142 se obtiene:

$$\Delta N_{pi \rightarrow i+1} = \frac{1}{199 + (845 \times 0.17)} = 2.92 \times 10^{-3} [bl@c.s.]$$

El incremento de la producción acumulada de gas, es $845 \times 2.92 \times 10^{-3} = 2.48 [pies^3]$, que para este primer intervalo, también coincide con G_p .

De la Ec. 2.141 obtenemos:

$$s_o = (1 - 2.92 \times 10^{-3}) \left(\frac{1.42}{1.43} \right) (1 - 0.3) = 0.693$$

La saturación de agua es conocida $S_w=0.3$, entonces de la ecuación $S_w + S_o + S_g = 1$, despejando y sustituyendo $S_g = 1 - (0.3 + 0.693)$ obtenemos $S_g = 0.007$ con la que entramos a Figura 4.4 de curvas de permeabilidades relativas para obtener la relación $\frac{k_g}{k_o} = 8 \times 10^{-5}$ extrapolando $/0.48=1.7 \times 10^{-4}$.

A partir de la ec. 2. 130 y el uso de $\mu_o = 1.7 [cp]$ y $\mu_g = 0.023 [cp]$.

$$RGA_{prom} = 820 + 1.7 \times 10^{-4} \frac{1.7}{0.023} \frac{1.42}{7.1 \times 10^{-4}} = 845 \left[\frac{pies^3}{bl} \right]$$

Lo que concuerda con el valor supuesto.

El cálculo es repetitivo para todos los intervalos de presión y en la **Tabla 4.3** se presenta los resultados obtenidos por el método de J. Tarner.

Tabla 4.3 Producción acumulada con el comportamiento de la presión del pozo.

Presión [lb/pg ²]	ΔN_{pi} [bl]	N_p [bl]	R_{prom} [pies ³ /bl]	ΔG_{pi} [pies ³]	G_p [pies ³]
4350					
4250	0.0029	0.0029	845	2.47	2.47
4150	0.0027	0.0057	863	2.37	4.83
4050	0.0054	0.0111	1014	5.5	10.34
3950	0.0056	0.0166	1166	6.48	16.82
3850	0.0049	0.0215	1367	6.69	23.51
3750	0.0055	0.27	1685	9.25	32.76
3650	0.0045	0.0315	2078	9.33	42.09
3550	0.0043	0.0358	2444	10.42	52.51
3450	0.0036	0.0394	2851	10.35	62.86
3350	0.0036	0.043	3300	11.9	74.76

La caída de presión para un yacimiento saturado suele ser menor al de un yacimiento bajo saturado, es por ello que el coeficiente de recuperación es más

eficiente en el primero, producto de la expansión del gas disuelto, y de la generación del casquete de gas si este no se canaliza hacia el pozo.

Para $A = 640$ [acres], el volumen original del aceite a condiciones de superficie:

$$N = \frac{7758 \times 640 \times 115 \times 0.21 \times (1 - 0.3)}{1.43} = 58.7 \times 10^6 [\text{bl@c.s.}]$$

La expresión para generar la curva de IPR de un yacimiento saturado se realiza con el modelo de Vogel con los parámetros y propiedades siguientes:

$$k_o = 13 \text{ [md]}, \quad h = 115 \text{ [pies]}, \quad r_w = 0.328 \text{ [pies]}, \quad \mu_o = 1.7 \text{ [cp]}, \quad S = 0,$$

Variando B_o a una presión dada.

$$q_o = \frac{k_o h \bar{p} \left[1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right]}{254.2 B_o \mu_o [\ln(0.472 r_e / r_w) + s]}$$

En la **Figura 4.5** se presentan las curvas de IPR presente y futuras así como el comportamiento de las curvas de capacidad de transporte (VLP por sus siglas en inglés) al variar la relación gas-aceite y en esta figura se puede observar que la curva de capacidad de transporte para una relación gas-aceite de 2078 a 3300 $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}} \right]$ aumenta la pérdida de presión por el efecto de fricción debido al diámetro de la tubería.

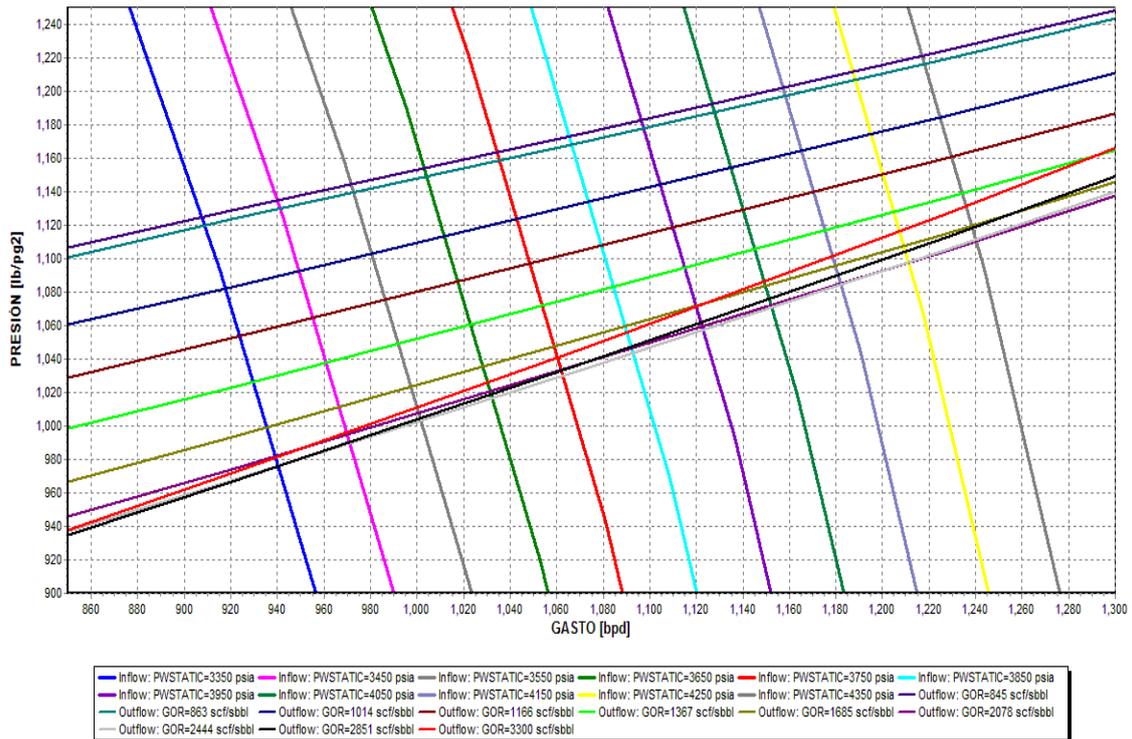


Figura 4.5 Se muestran las curvas de IPR y capacidad de transporte para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado.

También se presentan las curvas de VLP para este pozo, cada uno para un promedio de la relación gas-líquido dentro del intervalo de producción; Se hace el cálculo del tiempo a cada intervalo con todas las variables necesarias ya calculadas anteriormente. Por ejemplo, la relación de recuperación (ΔN_p con $N = 1$ [bl]) entre el intervalo de 4350 y 4250 $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$ es 2.92×10^{-3} y desde $N = 58.7 \times 10^6$ [bl]

$$\Delta N_p = (2.92 \times 10^{-3}) \times 58.7 \times 10^6 = 171464.73 \text{ [bl]}$$

También
$$\Delta G_p = (171464.73 \times 845) = 145 \text{ [} 10^6 \text{ pies}^3 \text{]}$$

El promedio del gasto de producción dentro del intervalo es 1160 [bpd] y por lo tanto:

$$t = \frac{171464.7304}{1160} = 148 \text{ [días]}$$

Los resultados de producción de aceite, producción acumulada de aceite, producción de gas, producción acumulada de gas y el tiempo de producción para los intervalos de presión de yacimiento se muestran en la **Tabla 4.4**, en

donde se puede observar que a partir de una presión de yacimiento de 3650 $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$ el incremento del aceite producido acumulado (ΔN_{pi}) empieza a decaer por que se ha alcanzado la saturación crítica de gas, el cual empieza a moverse hacia el casquete de gas y/o al pozo.

Tabla 4.4 Pronósticos de producción de aceite y gas acumulado

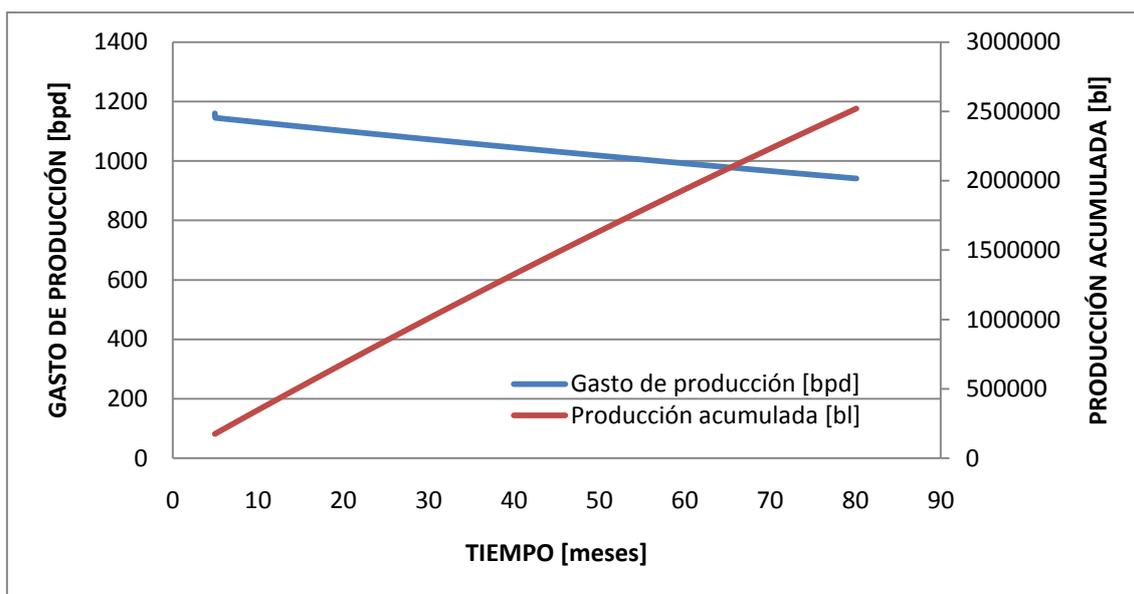
Presión [lb/pg ²]	qo [bpd]	ΔN_{pi} [bl]	Np [bl]	ΔG_{pi} [10 pies ³]	Gp [10 pies ³]	Δt [días]	t [días]
4350							
4250	1160	171464.73	171465	145	145	148	148
4150	1135	160912.985	332378	139	284	142	290
4050	1110	318513.054	650891	323	607	287	577
3950	1090	326280.367	977171	380	987	299	876
3850	1056	287304.613	1264476	393	1380	272	1148
3750	1050	322335.234	1586811	543	1923	307	1455
3650	1030	263429.289	1850240	547	2470	256	1711
3550	1005	250307.468	2100548	612	3082	249	1960
3450	975	212988.161	2313536	607	3689	218	2178
3350	940	211736.122	2525272	699	4388	225	2403

En la **Tabla 4.5** se presenta el tiempo de producción, gasto de aceite, producción acumulada de aceite, la relación gas-aceite promedio y el gasto de gas para cada intervalo de presión. Donde la producción de gas esta en [pies³].

Tabla 4.5 Se muestra el gasto de gas [pies^3] para los pronósticos de producción.

Presión [lb/pg ²]	t [días]	q _o [bpd]	N _p [bl]	R _{prom} [pies ³ /bl]	q _g [pies ³ /d]
4350	0	0	0	0	0
4250	148	1160	171465	845	980200
4150	290	1135	332378	863	979505
4050	577	1110	650891	1014	1125540
3950	876	1090	977171	1166	1270940
3850	1148	1056	1264476	1367	1443552
3750	1455	1050	1586811	1685	1769250
3650	1711	1030	1850240	2078	2140340
3550	1960	1005	2100548	2444	2456220
3450	2178	975	2313536	2851	2779725
3350	2403	940	2525272	3300	3102000

En la **Figura 4.6** se muestra la declinación exponencial de producción y la producción acumulada contra el tiempo para un pozo de TP 2 $\frac{7}{8}$, (DI, 2.441) [pg], donde la producción de hidrocarburos decae a una declinación de 8.71×10^{-5} diaria. Se observa que el pozo empieza a operar al mes 4.9, con una producción de 1,160 [bpd] y deja de operar al mes 80.1 con una producción de 940 [bpd] con una producción acumulada de 2,345,522 [bl].

Figura 4.6 .Declinación exponencial del pozo con una TP 2 $\frac{7}{8}$, (DI, 2.441) [pg]

Este método de J. Turner se aplicó para los aparejos de producción de un solo diámetro ($2\frac{3}{8}$, $2\frac{7}{8}$, $3\frac{1}{2}$ y 4 [pg]), y tuberías telescópicas; y se determinaron los pronósticos de producción de aceite y gas para cada aparejo de producción. En las **Figuras 4.7 – 4.9** se muestran los estados mecánicos del pozo para cada aparejo de producción de un solo diámetro.

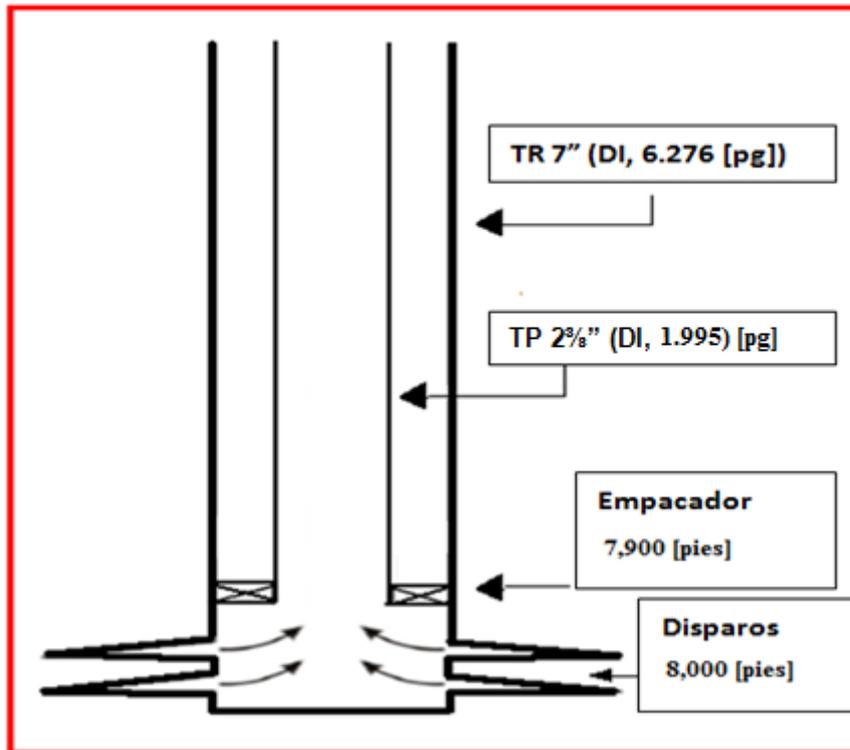


Figura 4.7. Estado mecánico del pozo para una TP 2 $\frac{3}{8}$ " (DI, 1.995 [pg])

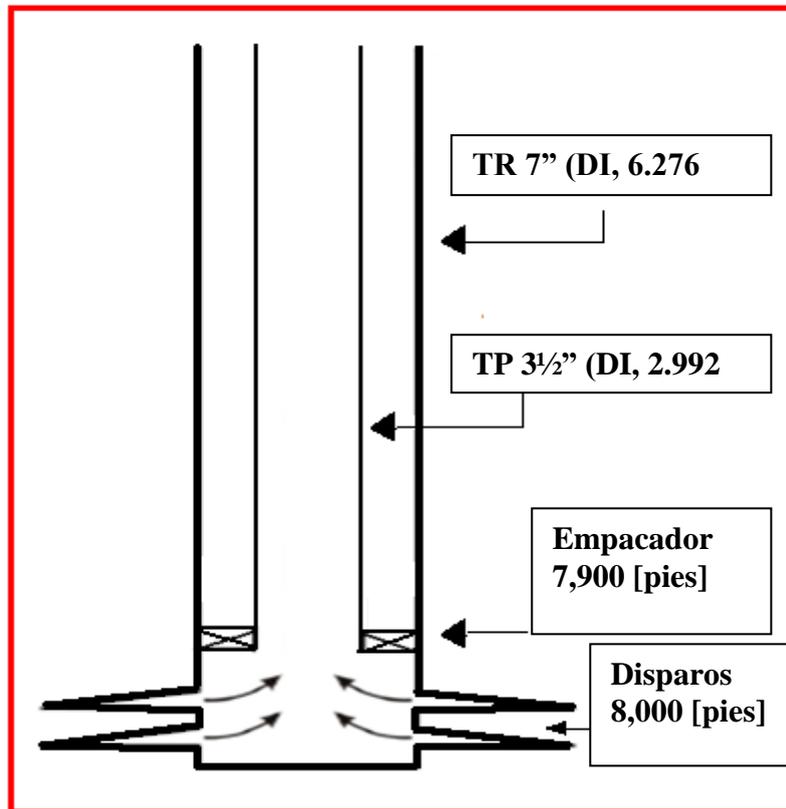


Figura 4.8. Estado mecánico del pozo para una TP 3 1/2" (DI, 2.992 [pg]).

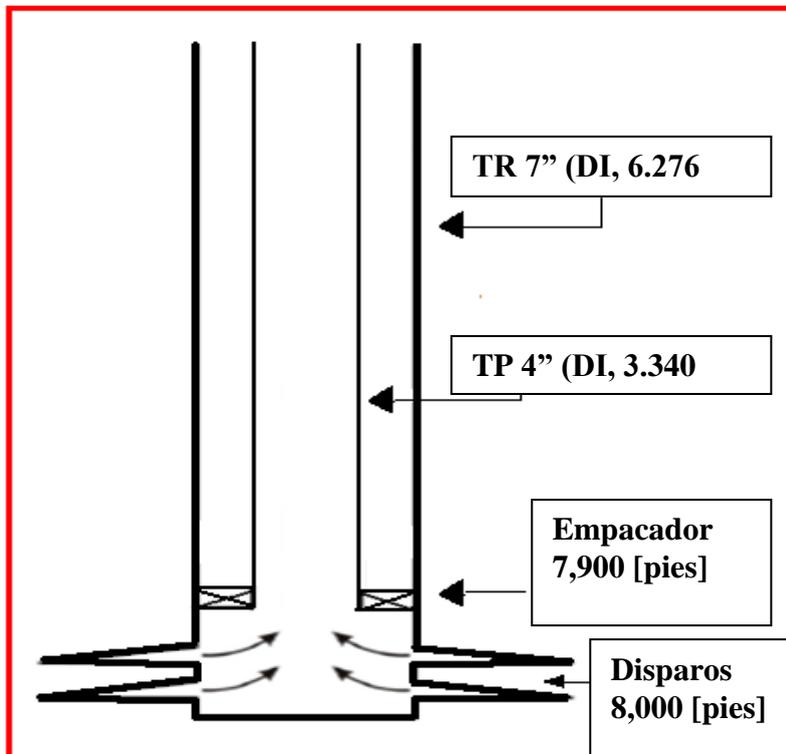


Figura 4.9 .Estado mecánico del pozo para una TP 4" (DI, 3.340 [pg]).

4.1.1. Pronóstico de producción para una TP 2³/₈, (DI, 1.995) [pg]

En la **Figura 4.10** se presentan las curvas de IPR presente y futuras, así como el comportamiento de las curvas de transporte al variar la relación gas-aceite; en la que se observa que las VLP para una relación gas-aceite de 1367 a 3300 $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}}\right]$ se empiezan a invertir por el aumento de las pérdidas de presión por el efecto de fricción, debido a que las velocidades que alcanza la mezcla para estos valores de RGA es grande y el diámetro de la tubería es muy pequeño.

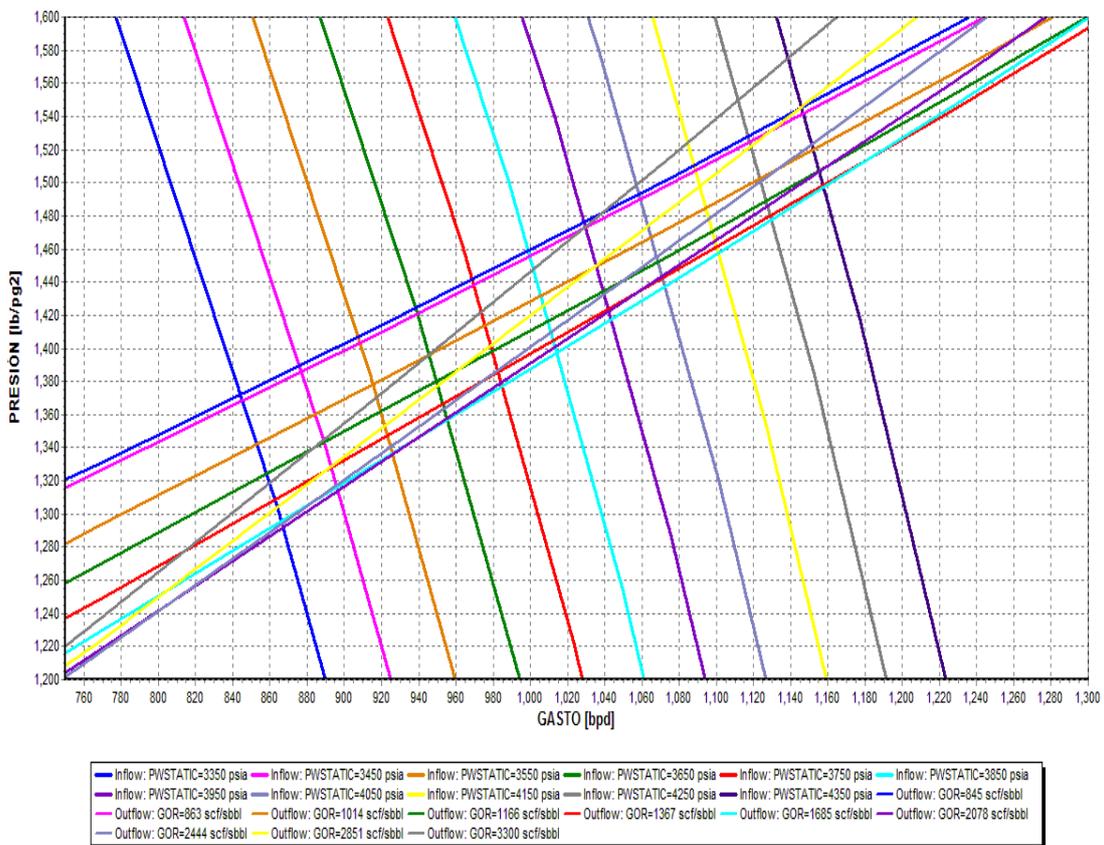


Figura 4.10 .Se muestran las curvas de IPR y de capacidad de transporte para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado TP 2³/₈, (DI, 1.995) [pg]

En la **Tabla 4.6** se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas así como sus acumulados, en donde se observa que a una presión de yacimiento de 3750 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$ (ΔN_{pi}) empieza a decaer por que se ha alcanzado la saturación crítica de gas, el cual empieza a moverse hacia el casquete de gas y/o al pozo.

Tabla 4.6. Pronósticos de producción acumulada del aceite y gas

Presión [lb/pg ²]	qo [bpd]	ΔN_{pi} [bl]	Np [bl]	ΔG_{pi} [10 pies ³]	Gp [10 pies ³]	Δt [días]	t [días]
4350	0						
4250	1130	171464.73	171465	145	145	152	152
4150	1104	160912.985	332378	139	284	146	297
4050	1079	318513.054	650891	323	607	295	593
3950	1054	326280.367	977171	380	987	310	902
3850	1025	287304.613	1264476	393	1380	280	1183
3750	997	322335.234	1586811	543	1923	323	1506
3650	967	263429.289	1850240	547	2470	272	1778
3550	937	250307.468	2100548	612	3082	267	2045
3450	907	212988.161	2313536	607	3689	235	2280
3350	872	211736.122	2525272	699	4388	243	2523

En la **Tabla 4.7** se presenta el tiempo de producción, gasto de aceite, producción acumulada de aceite, la relación gas-aceite promedio y el gasto de gas el cual va aumentando como consecuencia del incremento de la RGA para cada intervalo de presión. Donde la producción de gas se muestra en [*pies*³].

Tabla 4.7 .Gasto de gas [*pies*³] para los pronósticos de producción.

Presión [lb/pg ²]	t [días]	qo [bpd]	Np [bl]	Rprom [<i>pies</i> ³ /bl]	qg [<i>pies</i> ³ /d]
4350		0			
4250	152	1130	171465	845	954850
4150	297	1104	332378	863	952752
4050	593	1079	650891	1014	1094106
3950	902	1054	977171	1166	1228964
3850	1183	1025	1264476	1367	1401175
3750	1506	997	1586811	1685	1679945
3650	1778	967	1850240	2078	2009426
3550	2045	937	2100548	2444	2290028
3450	2280	907	2313536	2851	2585857
3350	2523	872	2525272	3300	2877600

En la **Figura 4.11** se muestra la declinación de producción y la producción acumulada de un pozo con una TP 2%, (DI, 1.995) [*pg*], contra el tiempo,

donde la producción de hidrocarburos decae a una declinación de 0.000102 diaria. Se observa que el pozo empieza a operar al quinto mes con una producción de 1130 [bpd] y deja de operar a 84.1 [meses] con una producción de 872 [bpd] con una producción acumulada de 2343,758.3 [bl]

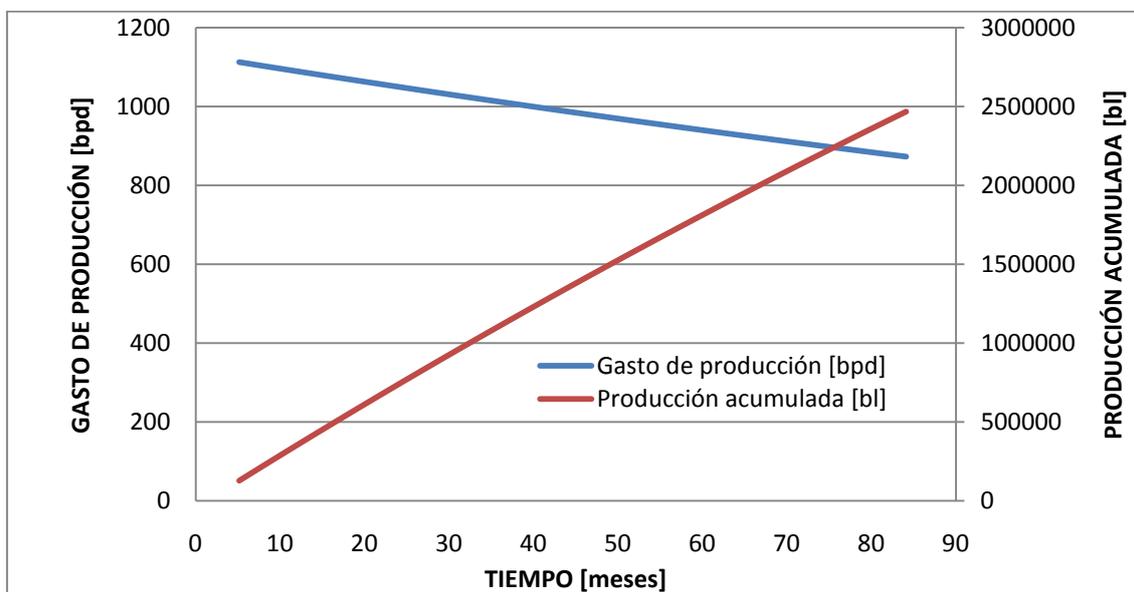


Figura 4.11. Declinación exponencial del pozo con una TP 2%, (DI, 1.995) [pg]

4.1.2. Pronóstico de producción para TP 3½, (DI, 2.992) [pg]

En la **Figura 4.12** se presentan las curvas de IPR presente y futuras así como el comportamiento de las curvas de capacidad de transporte al variar la relación gas-aceite, en la que se puede observar que las curvas de capacidad de transporte para una relación gas-aceite de $3300 \left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}} \right]$ se empiezan a invertir por el aumento de la velocidad de la mezcla incrementando el efecto de fricción.

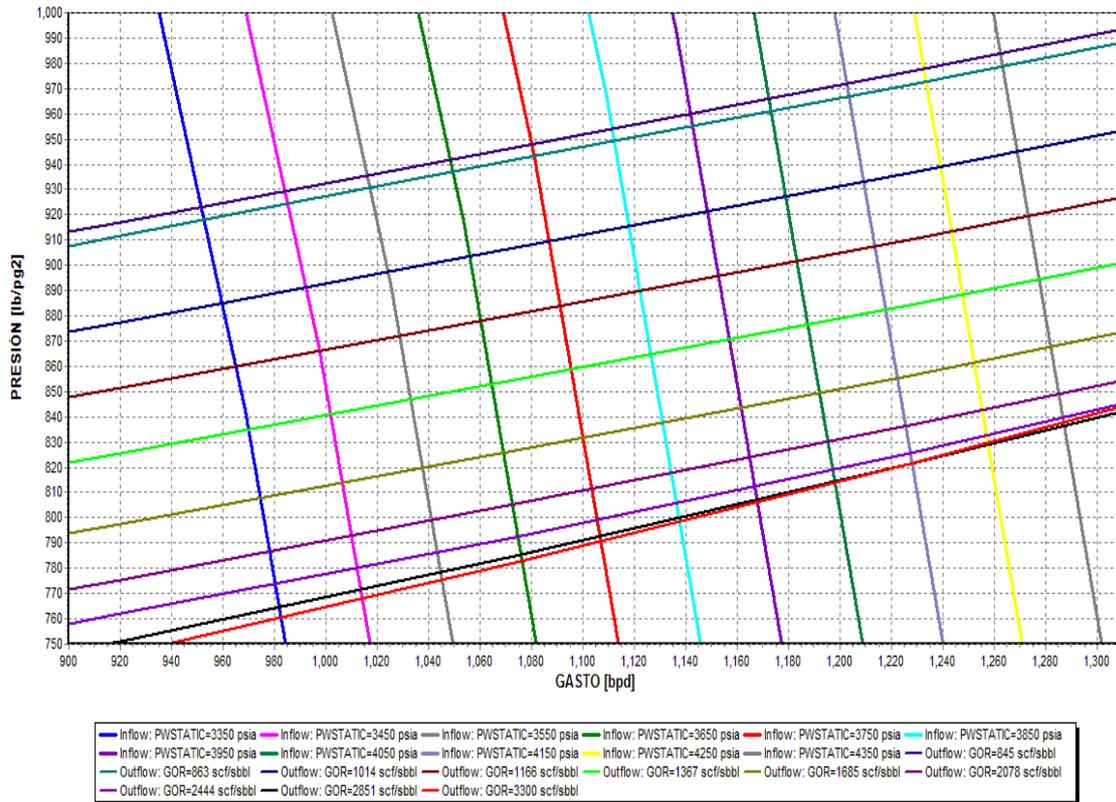


Figura 4.12 .Curvas de IPR así como las curvas de capacidad de transporte para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado para TP 3½, (DI, 2.992) [pg].

En la **Tabla 4.8** se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas así como sus acumulados respectivamente, en donde se observa que a partir de una presión de yacimiento de $3750 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$, (ΔN_{pi}) empieza a decaer por que se ha alcanzado la saturación crítica de gas, el cual empieza a moverse hacia el casquete de gas y/o al pozo.

Tabla 4.8. Pronósticos de producción acumulada de aceite y gas

Presión [lb/pg ²]	qo [bpd]	ΔN_{pi} [bl]	N_p [bl]	ΔG_{pi} [10 pies ³]	G_p [10 pies ³]	Δt [días]	t [días]
4350							
4250	1263	171464.73	171465	145	145	136	136
4150	1210	160912.985	332378	139	284	133	269
4050	1178	318513.054	650891	323	607	270	539
3950	1150	326280.367	977171	380	987	284	823
3850	1123	287304.613	1264476	393	1380	256	1079
3750	1100	322335.234	1586811	543	1923	293	1372
3650	1075	263429.289	1850240	547	2470	245	1617
3550	1035	250307.468	2100548	612	3082	242	1859
3450	1016	212988.161	2313536	607	3689	210	2068
3350	982	211736.122	2525272	699	4388	216	2284

En la **Tabla 4.9** se presenta el tiempo de producción, gasto de aceite, producción acumulada de aceite, la relación gas-aceite promedio y el gasto de gas para cada intervalo de presión el cual va aumentando al aumentar la RGA y la producción de gas se muestra en [pies³].

Tabla 4.9 .Gasto de gas [pies³] para los pronósticos de producción

Presión [lb/pg ²]	t [días]	qo [bpd]	N_p [bl]	R_{prom} [pies ³ /bl]	qg [pies ³ /d]
4350					
4250	136	1263	171465	845	1067235
4150	269	1210	332378	863	1044230
4050	539	1178	650891	1014	1194492
3950	823	1150	977171	1166	1340900
3850	1079	1123	1264476	1367	1535141
3750	1372	1100	1586811	1685	1853500
3650	1617	1075	1850240	2078	2233850
3550	1859	1035	2100548	2444	2529540
3450	2068	1016	2313536	2851	2896616
3350	2284	982	2525272	3300	3240600

En la **Figura 4.13** se muestra la declinación de producción y la producción acumulada de un pozo con una TP, 3½, (DI, 2.992) [pg], contra el tiempo, donde la producción de hidrocarburos decae a una declinación de 0.000111 diaria. Se observa que el pozo empieza a operar al mes 4.53 con una producción de 1263 [bpd] y deja de operar al mes 76.13 con una producción de 982 [bpd] con una producción acumulada de 2, 377,950.6 [bl].

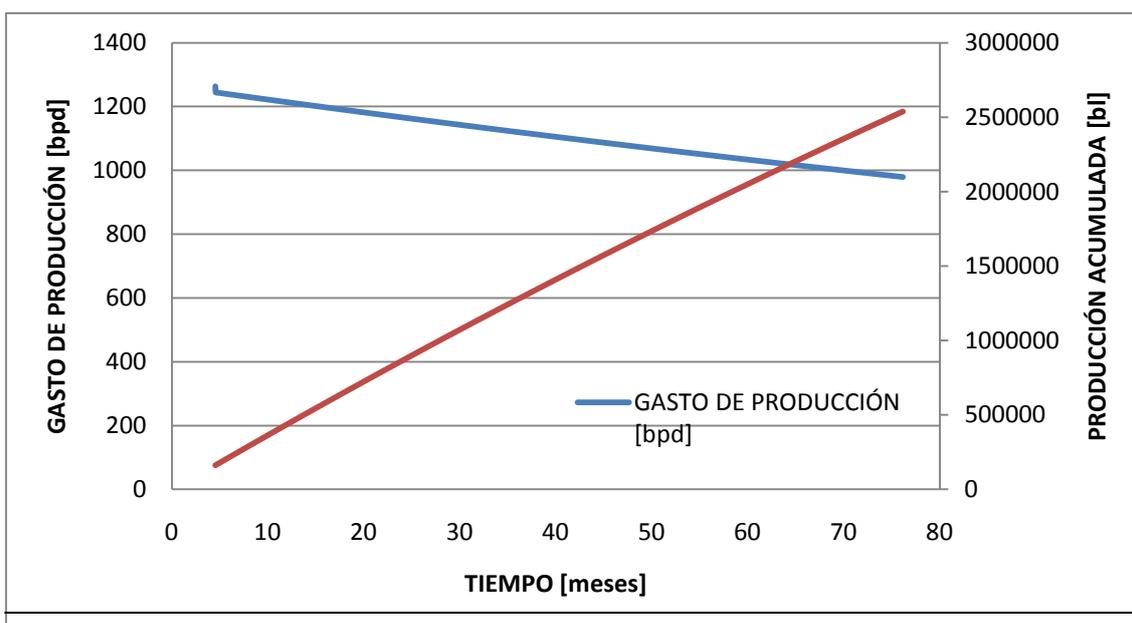


Figura 4.13 .Declinación exponencial del pozo con una TP, 3½, (DI, 2.992) [pg]

4.1.3. Pronóstico de producción para TP 4, (DI, 3.340) [pg]

En la **Figura 4.14** se presentan las curvas de IPR presente y futuras así como el comportamiento de las curvas de capacidad de transporte al variar la relación gas-aceite.

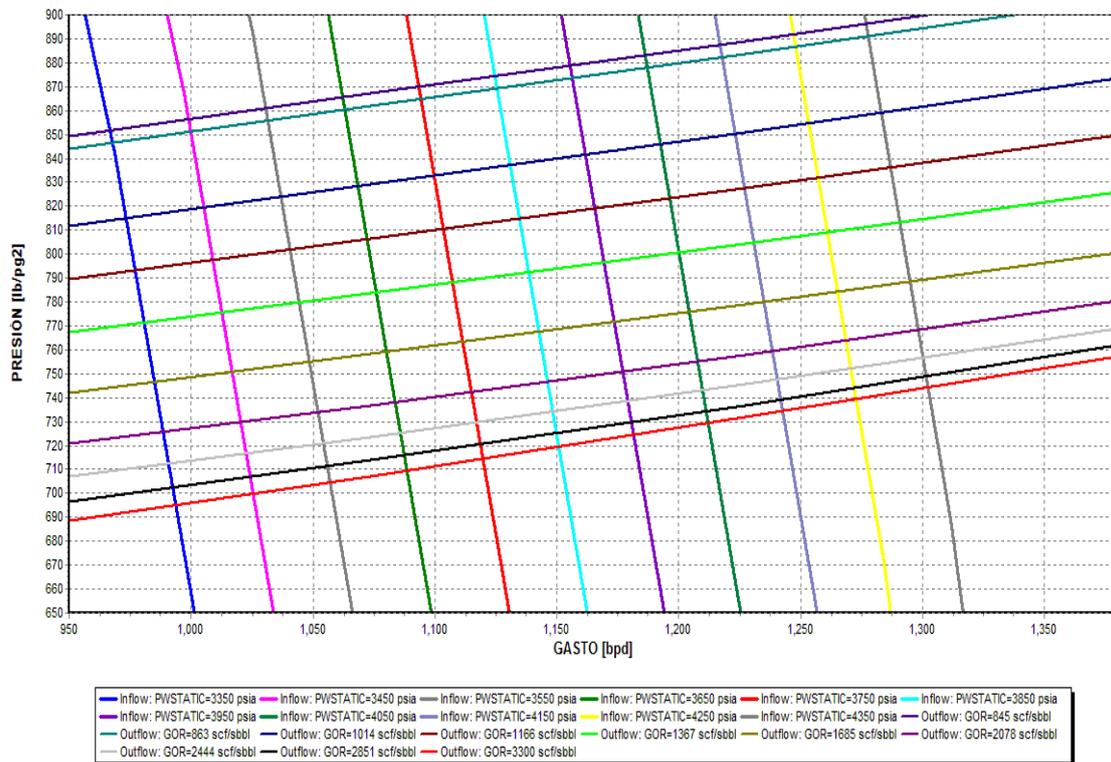


Figura 4.14 .Curvas de IPR y curvas de capacidad de transporte para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado para una TP 3½, (DI, 2.992) [pg]

En la **Tabla 4.10** se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas así como sus acumulados, en donde se puede observar que a partir de una presión de yacimiento de $3750 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$, (ΔN_{pi}) empieza a decaer por que se ha alcanzado la saturación crítica de gas, el cual empieza a moverse hacia el casquete de gas y/o al pozo.

Tabla 4.10 .Pronósticos de producción acumulada del aceite y gas.

Presión [lb/pg ²]	q _o [bpd]	ΔN _{pi} [bl]	N _p [bl]	ΔG _{pi} [10 pies ³]	G _p [10 pies ³]	Δt [días]	t [días]
4350	0						
4250	1275	171464.73	171465	145	145	134	134
4150	1225	160912.985	332378	139	284	131	266
4050	1188	318513.054	650891	323	607	268	534
3950	1170	326280.367	977171	380	987	279	813
3850	1130	287304.613	1264476	393	1380	254	1067
3750	1110	322335.234	1586811	543	1923	290	1357
3650	1080	263429.289	1850240	547	2470	244	1601
3550	1035	250307.468	2100548	612	3082	242	1843
3450	1016	212988.161	2313536	607	3689	210	2053
3350	990	211736.122	2525272	699	4388	214	2267

En la **Tabla 4.11** se presenta el tiempo de producción, gasto de aceite, producción acumulada de aceite, la relación gas-aceite promedio y el gasto de gas para cada intervalo de presión. Donde la producción de gas está en [pies³].

Tabla 4.11 Gasto de gas [pies³] para los pronósticos de producción.

Presión [lb/pg ²]	t [días]	q _o [bpd]	N _p [bl]	R _{prom} [pies ³ /bl]	q _g [pies ³ /d]
4350	0	0	0	0	0
4250	134	1275	171465	845	1077375
4150	266	1225	332378	863	1057175
4050	534	1188	650891	1014	1204632
3950	813	1170	977171	1166	1364220
3850	1067	1130	1264476	1367	1544710
3750	1357	1110	1586811	1685	1870350
3650	1601	1080	1850240	2078	2244240
3550	1843	1035	2100548	2444	2529540
3450	2053	1016	2313536	2851	2896616
3350	2267	990	2525272	3300	3267000

En la **Figura 4.15** se muestra la declinación de producción y la producción acumulada de un pozo con una TP 4, (DI, 3.340) [pg] contra el tiempo, donde la producción de hidrocarburos decae a una declinación de 0.000113 diaria. Se observa que el pozo empieza a operar al mes 4.47 con una producción de 1275 [bpd] y deja de operar a 75.6 [meses] con una producción de 990 [bpd] con una producción acumulada de 2, 496,902.56 [bl].

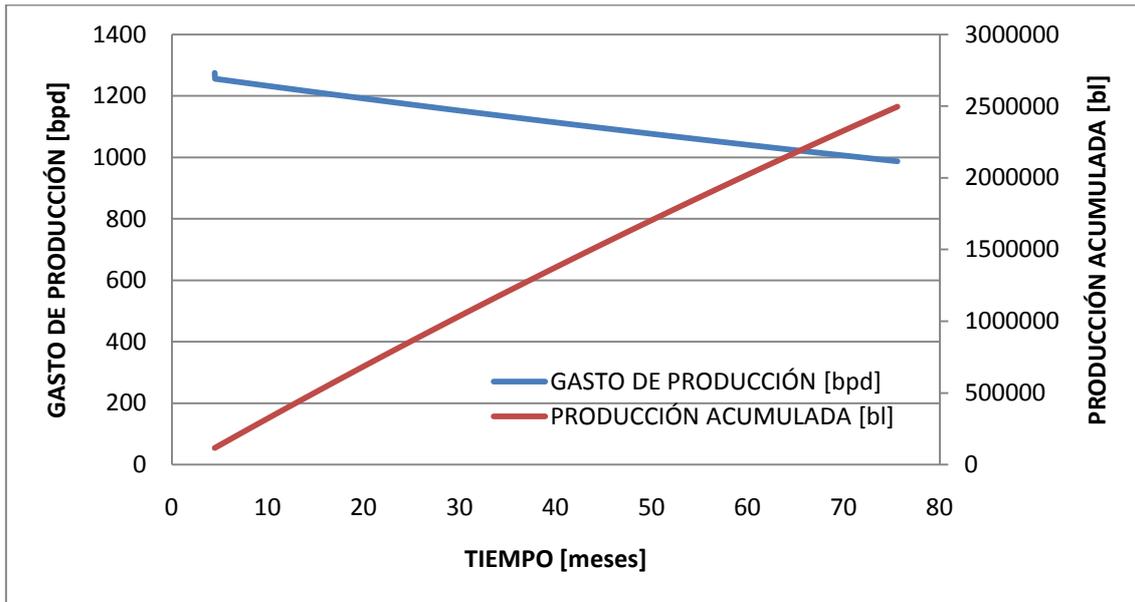


Figura 4.15 .Declinación exponencial del pozo con una TP 4, (DI, 3.340) [pg]

4.1.4. Pronóstico de producción para una tubería telescopiada (dúplex1)

En la **Figura 4.16** se presentan los estados mecánicos del pozo para las tuberías telescopiadas dúplex 1 y dúplex 2.

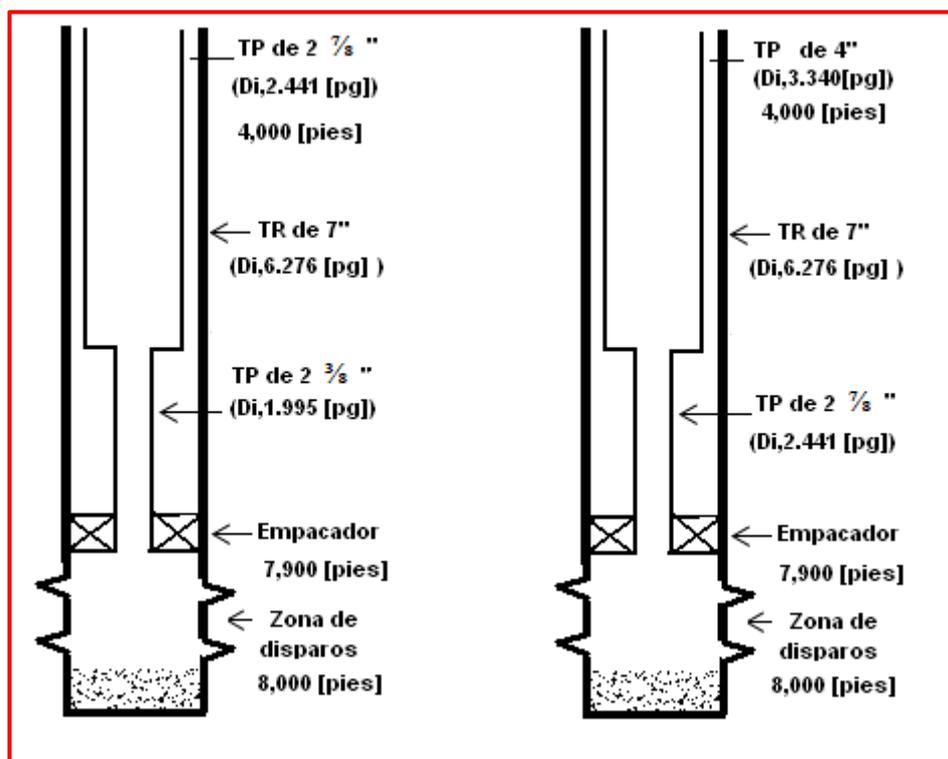


Figura 4.16. Estado mecánico del aparejo de producción dúplex 1 y dúplex 2

En la **Figura 4.17** se presentan las curvas de IPR presente, futuras y el comportamiento de las curvas de capacidad de transporte al variar la relación gas-aceite para una tubería telescopiada (dúplex 1), en la que se puede observar que las VLP para una relación gas-aceite de 2085 a 3300 $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}}\right]$ se empiezan a invertir por el aumento de las pérdidas de presión por el efecto de fricción debido a que el tamaño de las tuberías de producción para estos valores de RGA es pequeño.

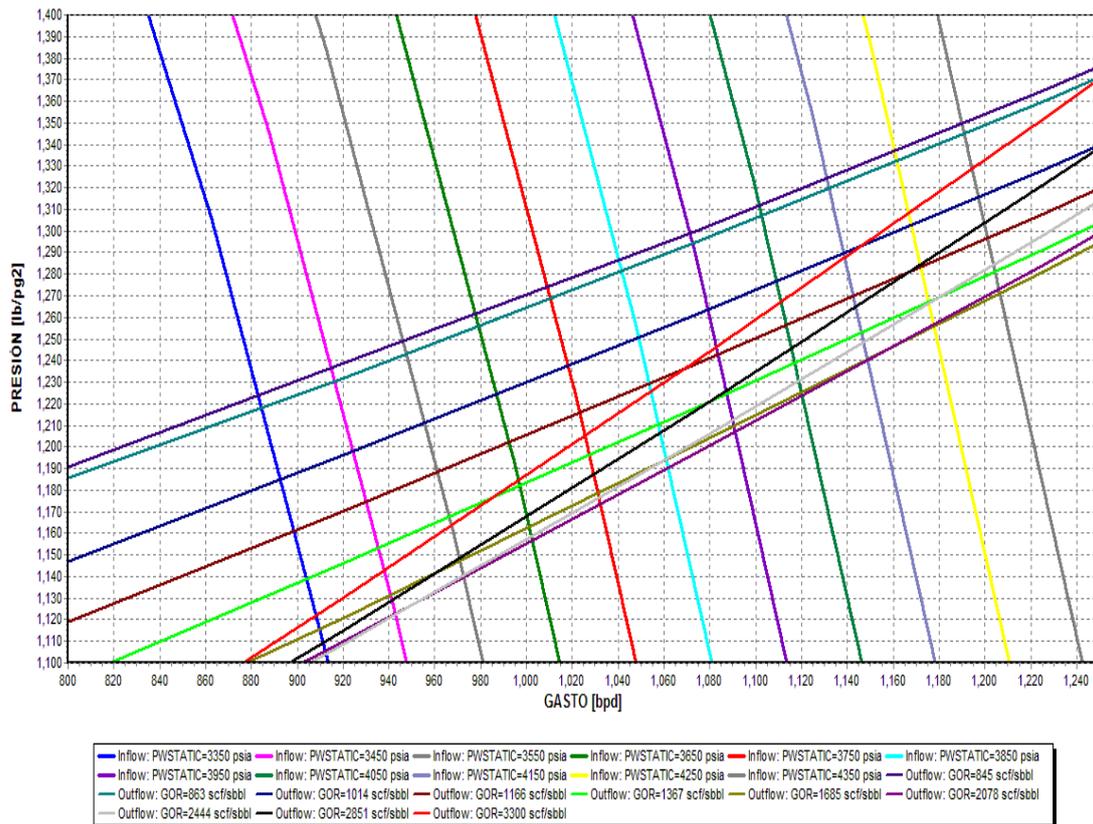


Figura 4.17. Curvas de IPR y las curvas de capacidad de transporte para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado.

En la **Tabla 4.12** se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas así como sus acumulados, en donde se puede observar que a partir de una presión de yacimiento de $3750 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$, (ΔN_{pi}) empieza a decaer por que se ha alcanzado la saturación crítica de gas, el cual empieza a moverse hacia el casquete de gas y/o al pozo.

Tabla 4.12 .Pronósticos de producción acumulada del aceite y gas

Presión [lb/pg ²]	qo [bpd]	ΔN_{pi} [bl]	Np [bl]	ΔG_{pi} [10 pies ³]	Gp [10 pies ³]	Δt [días]	t [días]
4350	0						
4250	1180	171464.73	171465	145	145	134	145
4150	1130	160912.985	332378	139	284	131	288
4050	1100	318513.054	650891	323	607	268	577
3950	1047	326280.367	977171	380	987	279	889
3850	1055	287304.613	1264476	393	1380	254	1161
3750	1020	322335.234	1586811	543	1923	290	1477
3650	1000	263429.289	1850240	547	2470	244	1741
3550	980	250307.468	2100548	612	3082	242	1996
3450	940	212988.161	2313536	607	3689	210	2223
3350	910	211736.122	2525272	699	4388	214	2455

En la **Tabla 4.13** se presenta el tiempo de producción, gasto de aceite, producción acumulada de aceite, la relación gas-aceite promedio y el gasto de gas para cada intervalo de presión. Donde la producción de gas esta en [pies³]

Tabla 4.13 .Gasto de gas [pies³] para los pronósticos de producción.

Presión [lb/pg ²]	t [días]	qo [bpd]	Np [bl]	Rprom [pies ³ /bl]	qg [pies ³ /d]
4350	0	0	0	0	0
4250	145	1180	171465	845	997100
4150	288	1130	332378	863	975190
4050	577	1100	650891	1014	1115400
3950	889	1047	977171	1166	1220802
3850	1161	1055	1264476	1367	1442185
3750	1477	1020	1586811	1685	1718700
3650	1741	1000	1850240	2078	2078000
3550	1996	980	2100548	2444	2395120
3450	2223	940	2313536	2851	2679940
3350	2455	910	2525272	3300	3003000

En la **Figura 4.18** se muestra la declinación de producción y la producción acumulada de un pozo con tubería telescopiada dúplex 1 contra el tiempo, donde la producción de hidrocarburos decae a una declinación de 0.000106 diaria. Se observa que el pozo empieza a operar al mes 4.47 con una producción de 1275 [bpd] y deja de operar a 75.6 [meses] con una producción de 990 [bpd] con una producción acumulada de 2, 537,533.3 [bl].

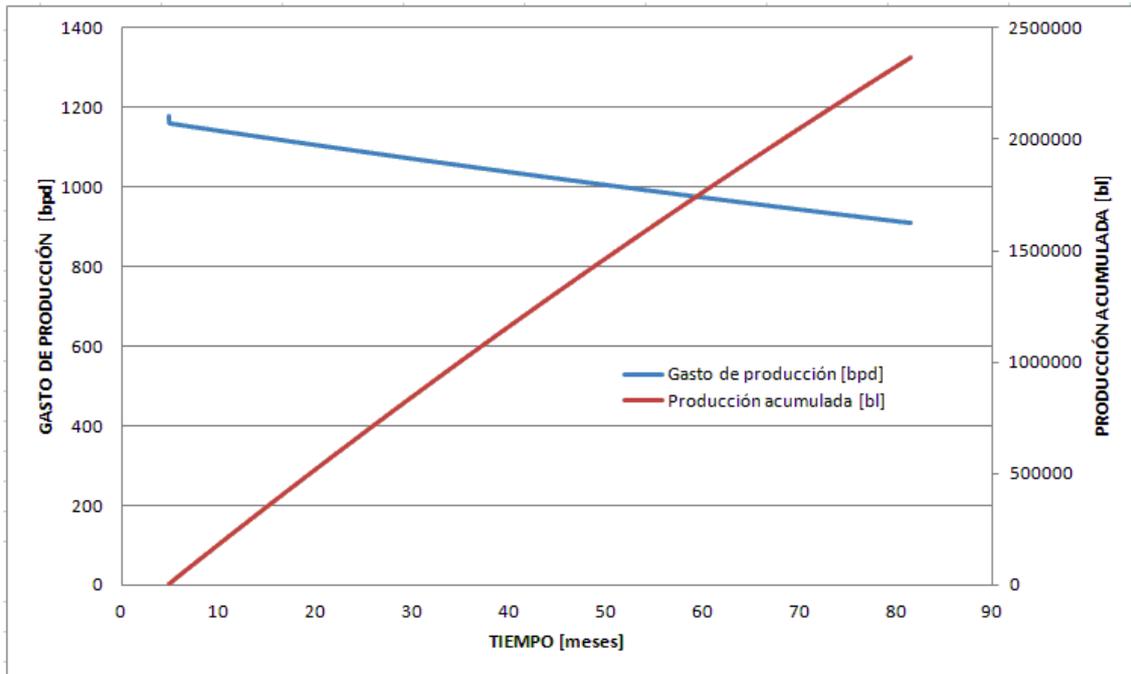


Figura 4.18 .Declinación exponencial del pozo con una tubería telescopiada dúplex 1

4.1.5. Pronóstico de producción para una tubería telescopiada (dúplex2)

El estado mecánico del pozo para una tubería (dúplex 2) se muestra en la **Figura 4.16**.

En la **Figura 4.19** se presentan las curvas de IPR presente, futuras y el comportamiento de las curvas de capacidad de transporte al variar la relación gas-aceite, se observa que la VLP para una relación gas-aceite de $3300 \left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}} \right]$ se empiezan a invertir por el aumento de las pérdidas de presión causadas por el incremento de la fricción.

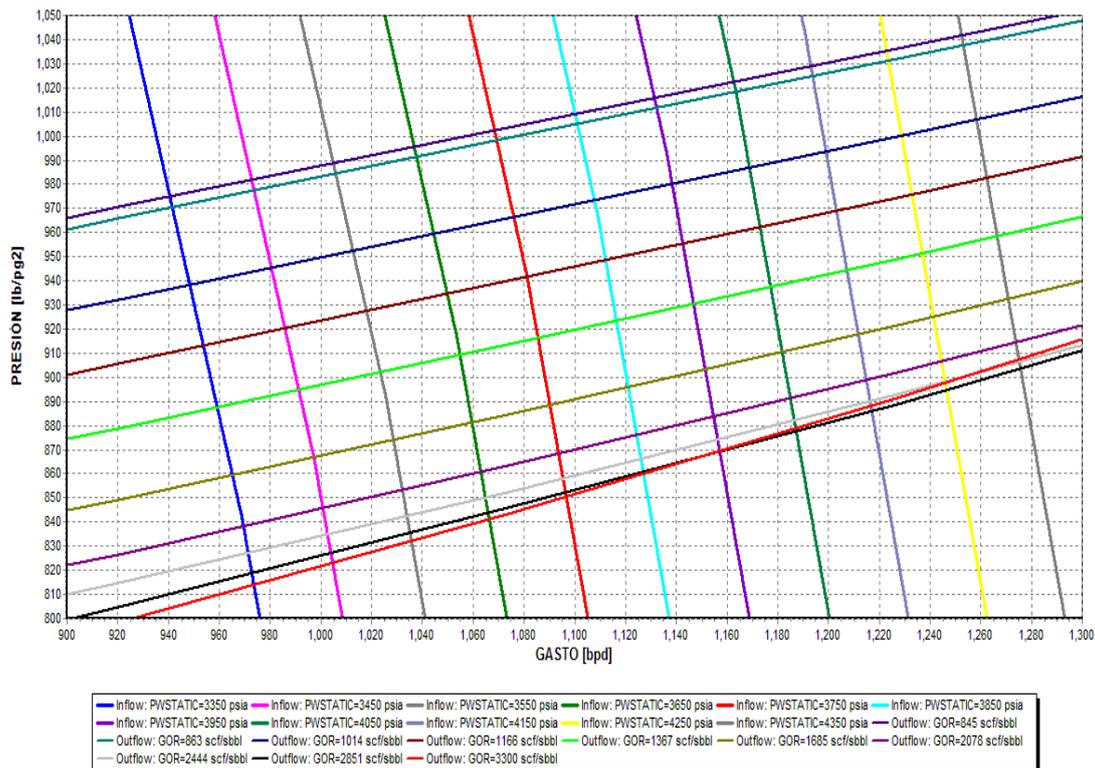


Figura 4.19 .Curvas de IPR y capacidad de transporte para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado.

En la **Tabla 4.14** se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas así como sus acumulados, en donde se puede observar que a partir de una presión de yacimiento de, $3650 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$, la producción de aceite empieza a decaer por que se ha alcanzado la saturación crítica de gas, el cual empieza a moverse hacia el casquete de gas y/o al pozo.

Tabla 4.14 .Pronósticos de producción acumulada de aceite y gas

Presión [lb/pg ²]	qo [bpd]	ΔN_{pi} [bl]	Np [bl]	ΔG_{pi} [10 pies ³]	Gp [10 pies ³]	Δt [días]	t [días]
4350	0						
4250	1250	171464.73	171465	145	145	137	137
4150	1194	160912.985	332378	139	284	135	272
4050	1165	318513.054	650891	323	607	273	545
3950	1142	326280.367	977171	380	987	286	831
3850	1115	287304.613	1264476	393	1380	258	1089
3750	1090	322335.234	1586811	543	1923	296	1384
3650	1062	263429.289	1850240	547	2470	248	1632
3550	1035	250307.468	2100548	612	3082	242	1874
3450	1007	212988.161	2313536	607	3689	212	2086
3350	987	211736.122	2525272	699	4388	215	2300

En la **Tabla 4.15** se presenta el tiempo de producción, gasto de aceite, producción acumulada de aceite, la relación gas-aceite promedio y el gasto de gas para cada intervalo de presión. Donde la producción de gas está en [pies³].

Tabla 4.15 Gasto de gas [pies³] para los pronósticos de producción.

Presión [lb/pg ²]	t [días]	qo [bpd]	Np [bl]	Rprom [pies ³ /bl]	qg [pies ³ /d]
4350	0	0	0	0	0
4250	137	1250	171465	845	1056250
4150	272	1194	332378	863	1030422
4050	545	1165	650891	1014	1181310
3950	831	1142	977171	1166	1331572
3850	1089	1115	1264476	1367	1524205
3750	1384	1090	1586811	1685	1836650
3650	1632	1062	1850240	2078	2206836
3550	1874	1035	2100548	2444	2529540
3450	2086	1007	2313536	2851	2870957
3350	2300	987	2525272	3300	3257100

En la **Figura 4.20** se muestra la declinación de producción y la producción acumulada de un pozo con tubería telescopiada dúplex 2 contra el tiempo, donde la producción de hidrocarburos decae a una declinación de 0.000104 diaria. Se observa que el pozo empieza a operar al mes 4.57 con una producción de 1,250 [bpd] y deja de operar al mes 76.7 con una producción de 987 [bpd] con una producción acumulada de 2,387,678.3 [bl].

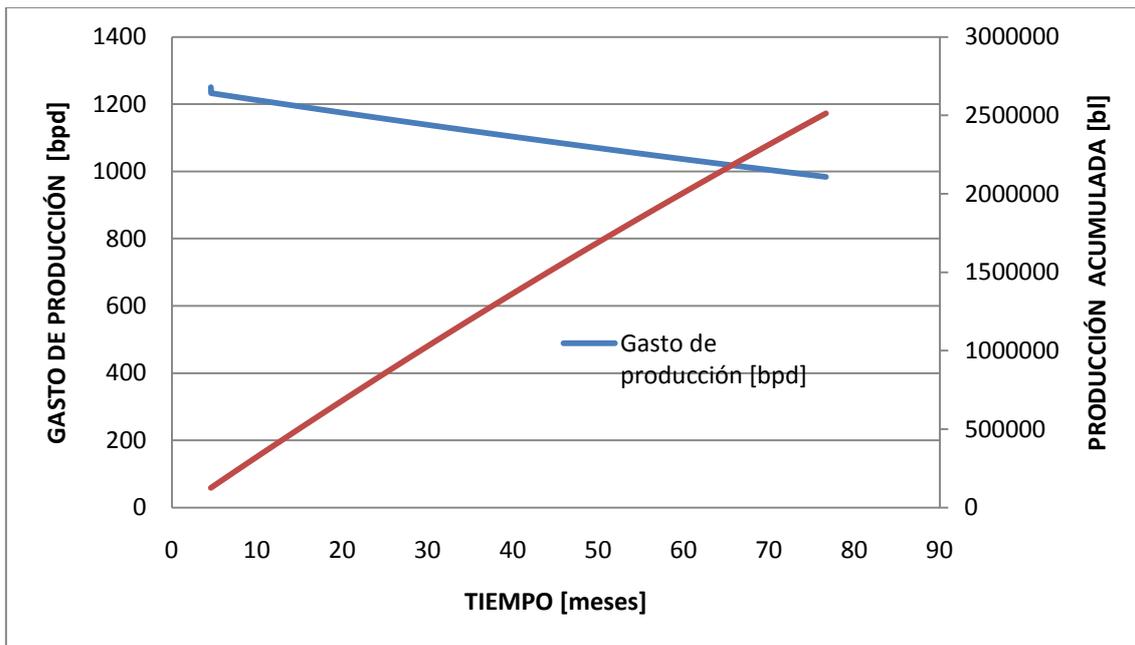


Figura 4.20. Declinación exponencial del pozo con una tubería telescopiada dúplex 2

4.1.6. Pronóstico de producción para una tubería telescopiada (triplex)

En la **Figura 4.21** se presentan los estados mecánicos del pozo para las tuberías telescopiadas triplex y cuádruplex.

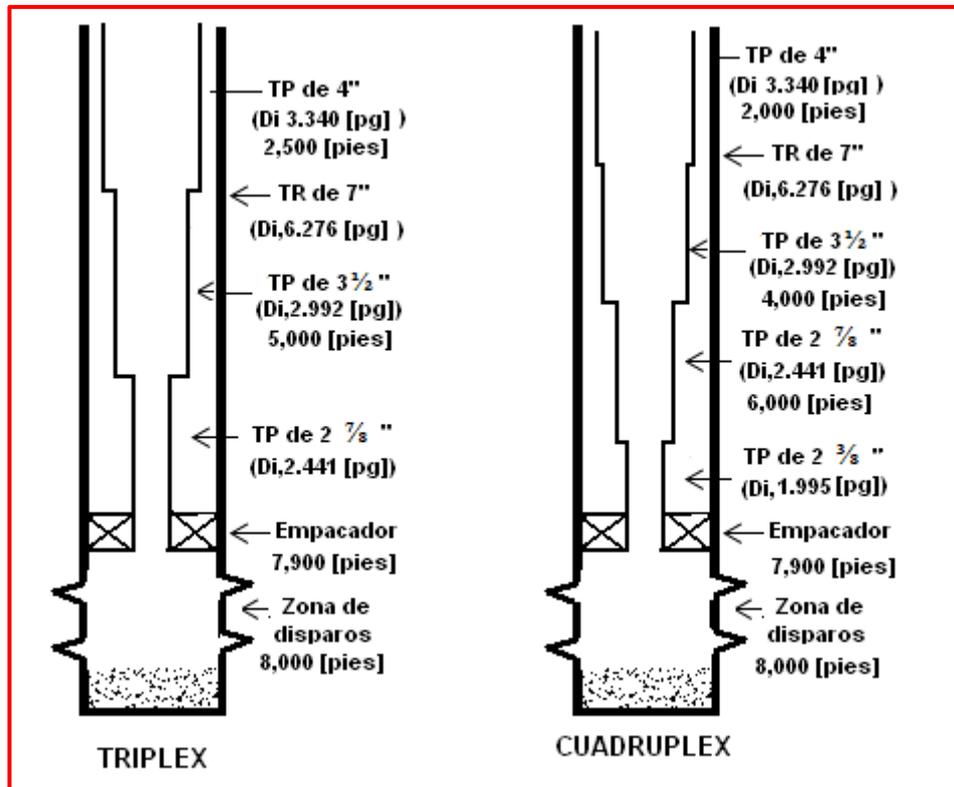


Figura 4.21. Estado mecánico del aparato de producción: triplex y cuádruplex

En la **Figura 4.22** se presentan las curvas de IPR presente, futuras y el comportamiento de las curvas VLP al variar la relación gas-aceite en la figura se puede observar que la curva de capacidad de transporte para una relación gas-aceite de 3300 $\left[\frac{\text{pies}^3}{\text{bl}}\right]$ se empiezan a invertir por el incremento de las caídas de presión por el efecto de fricción.

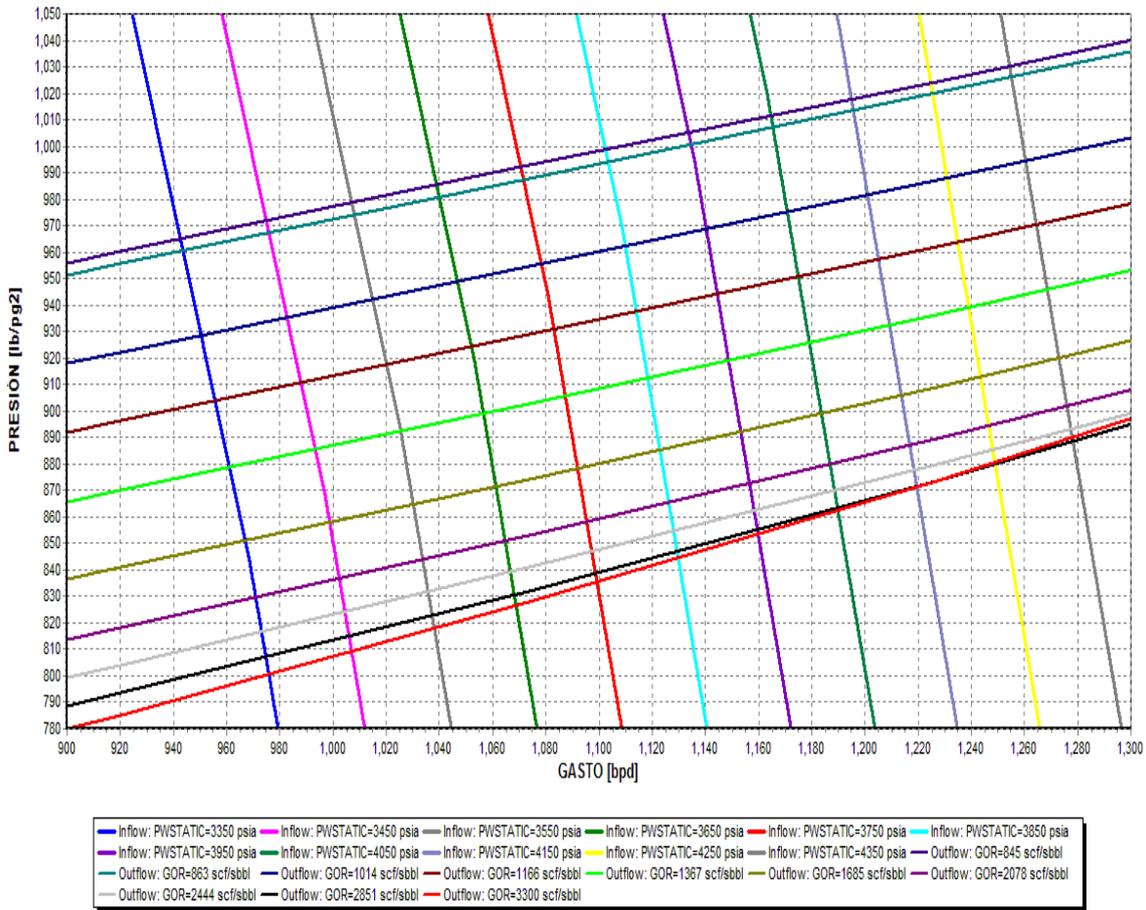


Figura 4.22 Curvas de IPR y de VLP para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado.

En la **Tabla 4.16** se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas así como sus acumulados, en donde se puede observar que a partir de una presión de yacimiento de 3750 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$, la (ΔN_{pi}) empieza a decaer por que se ha alcanzado la saturación crítica de gas, el cual empieza a moverse hacia el casquete de gas y/o al pozo.

Tabla 4.16 .Pronósticos de producción acumulada del aceite y gas

Presión [lb/pg ²]	qo [bpd]	ΔN_{pi} [bl]	Np [bl]	ΔG_{pi} [10 pies ³]	Gp [10 pies ³]	Δt [días]
4350	0					
4250	1256	171464.73	171465	145	145	137
4150	1195	160912.985	332378	139	284	135
4050	1173	318513.054	650891	323	607	272
3950	1150	326280.367	977171	380	987	284
3850	1120	287304.613	1264476	393	1380	257
3750	1195	322335.234	1586811	543	1923	270
3650	1062	263429.289	1850240	547	2470	248
3550	1037	250307.468	2100548	612	3082	241
3450	1010	212988.161	2313536	607	3689	211
3350	976	211736.122	2525272	699	4388	217

En la **Tabla 4.17** se presenta el tiempo de producción, gasto de aceite, producción acumulada de aceite, la relación gas-aceite promedio y el gasto de gas para cada intervalo de presión. Donde la producción de gas esta en [pies³].

Tabla 4.17 .Se muestra el gasto de gas [pies³] para los pronósticos de producción.

Presión [lb/pg ²]	t [días]	qo [bpd]	Np [bl]	Rprom [pies ³ /bl]	qg [pies ³ /d]
4350	0	0	0	0	0
4250	137	1256	171465	845	1061320
4150	271	1195	332378	863	1031285
4050	543	1173	650891	1014	1189422
3950	826	1150	977171	1166	1340900
3850	1083	1120	1264476	1367	1531040
3750	1353	1195	1586811	1685	2013575
3650	1601	1062	1850240	2078	2206836
3550	1842	1037	2100548	2444	2534428
3450	2053	1010	2313536	2851	2879510
3350	2270	976	2525272	3300	3220800

En la **Figura 4.23** se muestra la declinación de producción y la producción acumulada de un pozo con tubería telescopiada triplex contra el tiempo, donde la producción de hidrocarburos decae a una declinación de 0.000110 diaria. Se observa que el pozo empieza a operar al mes 4.57 con una producción de 1,256 [bpd] y deja de operar al mes 75.7 con una producción de 976 [bpd] con una producción acumulada de 2,350,967.5 [bl].

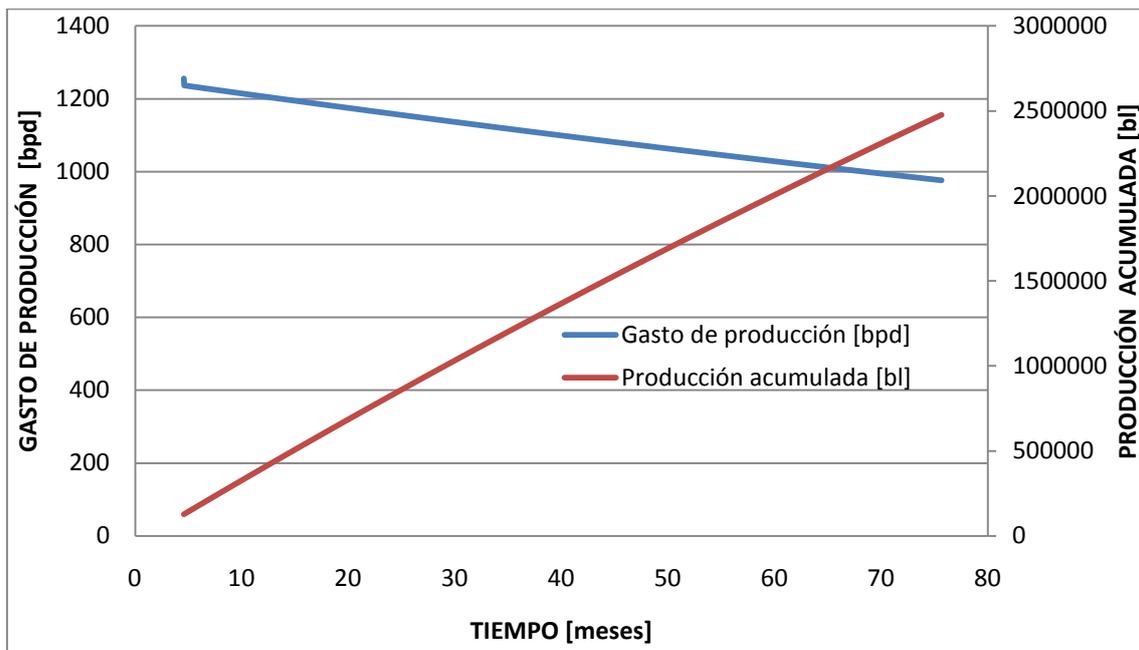


Figura 4.23. Declinación exponencial del pozo con una tubería telescopiada triplex

4.1.7. Pronóstico de producción para una tubería telescopiada (cuádruplex)

El aparejo de producción se muestra en la **Figura 4.21**

En la **Figura 4.24** se muestra las curvas de IPR presente y futuras y las curvas de capacidad de transporte en donde se observa que las curvas para una RGA de 2851 a 3300 $\left[\frac{pies^3}{bl}\right]$, se invierten cuando la producción de gas es alta y aligera demasiado la columna hidrostática con lo que la velocidad de la mezcla se incrementa, aumentando la pérdida de presión por efecto de fricción.

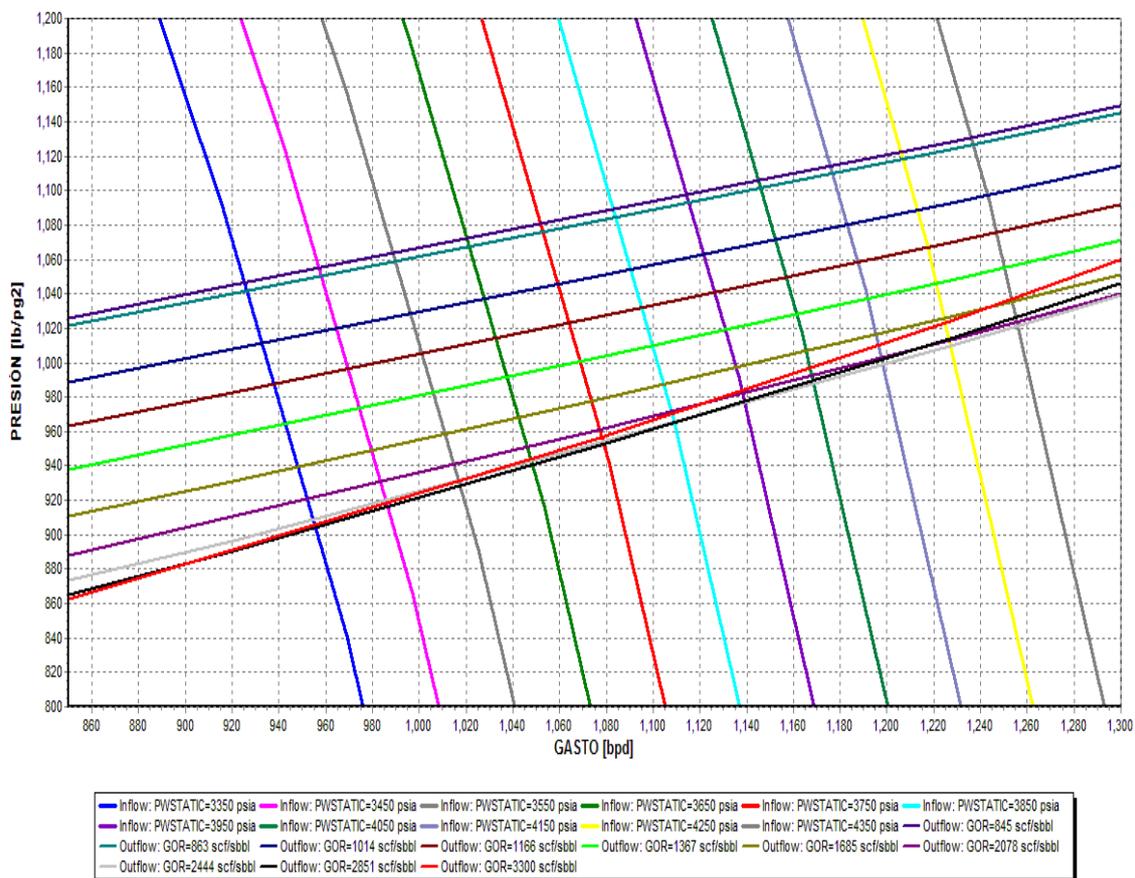


Figura 4.24 Curvas de IPR y las curvas de transporte para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado.

En la **Tabla 4.18** se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas así como sus acumulados respectivamente, en donde se observa que a partir de una presión de yacimiento de 3750 $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$, (ΔN_{pi}) empieza a disminuir por que

se ha alcanzado la saturación crítica de gas, el cual empieza a moverse hacia el casquete de gas y/o al pozo.

Tabla 4.18 Pronósticos de producción acumulada del aceite y gas

Presión [lb/pg ²]	qo [bpd]	ΔN_{pi} [bl]	Np [bl]	ΔG_{pi} [10 pies ³]	Gp [10 pies ³]	Δt [días]	t [días]
4350	0						
4250	1238	171464.73	171465	145	145	139	139
4150	1180	160912.985	332378	139	284	136	275
4050	1150	318513.054	650891	323	607	277	552
3950	1128	326280.367	977171	380	987	289	841
3850	1100	287304.613	1264476	393	1380	261	1102
3750	1075	322335.234	1586811	543	1923	300	1402
3650	1045	263429.289	1850240	547	2470	252	1654
3550	1017	250307.468	2100548	612	3082	246	1900
3450	985	212988.161	2313536	607	3689	216	2117
3350	957	211736.122	2525272	699	4388	221	2338

En la **Tabla 4.19** se presenta el tiempo de producción, gasto de aceite, producción acumulada de aceite, la relación gas-aceite promedio y el gasto de gas para cada intervalo de presión. Donde la producción de gas está en [pies³].

Tabla 4.19. Gasto de gas [pies³] para los pronósticos de producción.

Presión [lb/pg ²]	t [días]	qo [bpd]	Np [bl]	Rprom [pies ³ /bl]	qg [pies ³ /d]
4350		0			
4250	139	1238	171465	845	1046110
4150	275	1180	332378	863	1018340
4050	552	1150	650891	1014	1166100
3950	841	1128	977171	1166	1315248
3850	1102	1100	1264476	1367	1503700
3750	1402	1075	1586811	1685	1811375
3650	1654	1045	1850240	2078	2171510
3550	1900	1017	2100548	2444	2485548
3450	2117	985	2313536	2851	2808235
3350	2338	957	2525272	3300	3158100

En la **Figura 4.25** se muestra la declinación de producción y la producción acumulada de un pozo con tubería telescopiada cuádruplex contra el tiempo, donde la producción de hidrocarburos decae a una declinación de 0.000111 diaria. Se observa que el pozo empieza a operar al mes 4.63 con una producción de 1,238 [bpd] y deja de operar al mes 77.9 con una producción de 957 [bpd] con una producción acumulada de 2, 378,914 [bl].

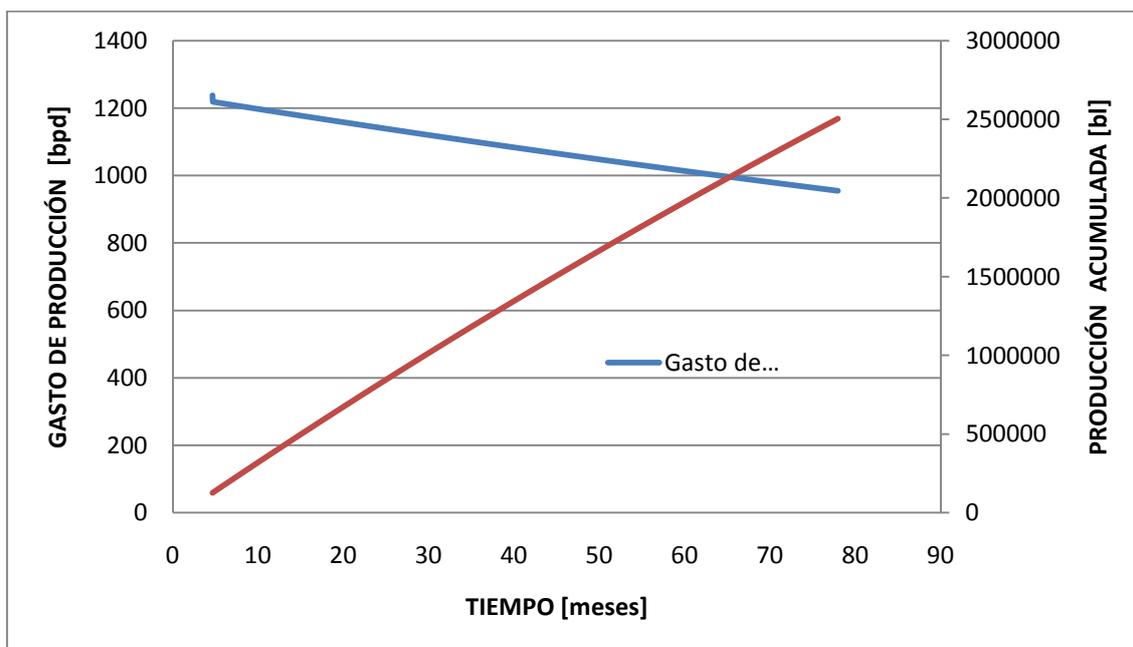


Figura 4.25 Declinación exponencial del pozo con una tubería telescopiada cuádruplex.

4.2. Análisis económico.

De los datos aportados por la referencia 3 se recreó el análisis económico a partir de los pronósticos de producción obtenidos anteriormente por el método de J. Tarner para uno de los aparejos de producción evaluados. Los indicadores económicos fueron calculados con una tasa de descuento del 10%, los precios del aceite y gas fueron de: 126.2 [\$USD/bbl] y 11.537 [\$USD/MMBtu] respectivamente a precios de Mayo de 2008. Los precios las de tuberías de producción de diámetro exterior de 2³/₈, 2⁷/₈, 3¹/₂ y 4 [pg] fueron de: 4.02, 5.44, 7.76 y 9.48 [\$USD/pie] respectivamente. Debido a que flujo del pozo es natural; es decir, es un pozo fluyente, los gastos de: operación, desarrollo y de abandono no se considerarán. Para el análisis económico se considerarán los costos que se muestran en la **Tabla 4.20** y el único costo variable será el de

la tubería de producción, debido a que su precio esta asociado directamente con las dimensiones de la misma.

Tabla 4.20 Costo total proyectado (Affanaambomo, 2008)³

Adquisición	Costo [M\$USD]
Terreno	8000
El pozo	15000
Geología/Ingeniería	7000
Datos de sísmica	40850
Procesamiento sísmico	14000
Interpretación sísmica	4500
Adquisición Total	89350
Perforación	
Ubicación a reparar	1000
Reparación del pozo	8000
Evaluación de las condiciones de la TR	15000
Perforación direccional	45000
Renta del equipo de perforación	9500
Lodo de perforación	2500
Barrenas	7000
Geología/Ingeniería	5000
Registrador de lodo por 6 días x 400	2400
Perforación total	95400
Terminación	
Equipo de terminación	4500
Tubería de producción	variable
Bombas y varillas	8000
Tamaño de la unidad de bombeo 456	18000
Servicios para la producción	12500
Supervisión de campo	3000
Terminación total	105680
Costo total proyectado	290430

Sin embargo; las tuberías telescopiadas implican costos adicionales, como por ejemplo: el costo por el equipo de reparación es elevado, porque el plazo de arrendamiento es mayor debido a el manejo de multiples tamaños de tubería.

En la **Tabla 4.22** se muestra el análisis económico para una TP 2 7/8, (DI, 2.441) [pg], siguiendo la metodología descrita anteriormente. La inversión se recupera en 4 años con un VPN de 582, 885,644.11 \$USD, una TIR de 50.47 % y una eficiencia de inversión de 2.26.

Tabla 4.22 .Análisis económico para de TP 2 7/8 (DI, 2.441) [pg]

t (años)	Np(bls)	Gp (MMBtu)	ingresos totales (M\$USD)	Costos totales (M\$USD)	inversión (M\$USD)	VPI	fen	fend	fenda	
0	0	0	0	0	89350000	89350000	-89350000	-89350000	-89350000	
1	247310	230893	33874334.5	6233409	184920000	168109091	-157279075	-142980977	-232330977	
2	650988	674573	89937234.3	6233409		0	83703825.2	69176715.1	-163154262	
3	1042032	1187667	145206553	6233409		0	138973144	104412580	-58741682.2	
4	1420837	1827530	200393843	6233409		0	194160434	132614189	73872506.7	
5	1787786	2647992	256168477	6233409		0	249935068	155190013	229062520	
6	2143249	3632677	312388218	6233409		0	306154809	172816408	401878928	
6.6	2345521	4313523	345769865	6233409		0	339536456	181006716	582885644	
SUMA			1383738525	43633864	274270000	257459091	1065834661	582885644		
									TIR	50.47%
									VPN	582885644
									VIP	257459091
									EI	2.26399325
									TIEMPO DE RECUPERACIÓN	4 AÑOS

En la **Tabla 4.24** se muestra el análisis económico para una TP 4,(DI, 3.340)[pg], El tiempo de recuperación de la inversión es de 4 años, Valor presente neto de 615, 682,956.36 \$USD, una TIR de 49.71 % y una eficiencia de la inversión de 2.15 ,por lo que el proyecto es rentable.

Tabla 4.24 Análisis económico para una TP 4 (DI, 3.340) [pg]

t (años)	Np(bls)	Gp (MMBtu)	Ingresos totales (M\$USD)	Costos totales (M\$USD)	Inversión (M\$USD)	VPI	fen	fend	fenda	
0	0	0	0	0	89350000	89350000	-89350000	-89350000	-89350000	
1	287614	265882	39364367.4	7489983.7	217240000	197490909	-185365616	-168514197	-257864197	
2	725110	742953	100080331	7489983.7		0	92590347.05	76520947.97	-181343249	
3	1144950	1284990	159317620	7489983.7		0	151827635.9	114070350.1	-67272898.6	
4	1547847	1940746	217728678	7489983.7		0	210238694.3	143595857	76322958.44	
5	1934484	2742305	275769854	7489983.7		0	268279869.9	166580691.8	242903650.2	
6	2305517	3716771	333836632	7489983.7		0	326346648.7	184214175.4	427117825.6	
6.14	2381857	3938768	346031920	7489983.7		0	338541936.1	188565130.8	615682956.4	
SUMA			1472129402	52429886	306590000	286840909	1113109516	615682956.4		
									TIR	49.71%
									VPN	615682956.4
									VIP	286840909.1
									EI	2.146426597
									TIEMPO DE RECUPERACIÓN	4 AÑOS

En la **Tabla 4.26** se muestra el análisis económico para una tubería telescopiada (dúplex 2), es una combinación de: TP 4, (DI, 3,340) [pg] y TP 2 $\frac{7}{8}$, (DI, 2.441) [pg], para la obtención de los indicadores económicos se sigue la metodología descrita en la tabla anterior. Para el año 4 se recupera la inversión, con un valor presente neto de 636,873,316.96\$USD, una tasa interna de retorno de 52.08% y una eficiencia de la inversión de 2.34 por lo que el proyecto es rentable.

Tabla 4.26 Análisis económico para una tubería telescopiada (dúplex 2)

t (años)	Np(bls)	Gp(MMBtu)	Ingresos totales(M\$USD)	Costos Totales(M\$USD)	Inversión (M\$USD)	VPI	fen	fend	fenda
0	0	0	0	0	89350000	89350000	-89350000	-89350000	-89350000
1	278888	271912	38332714.34	7026532.26	201080000	182800000	-169773818	-154339835	-243689835
2	709854	760481	98357244.1	7026532.26		0	91330711.84	75479927.14	-168209907
3	1124744	1321390	157187569.2	7026532.26		0	150161037	112818209.6	-55391697.7
4	1524159	2958752	226483987.6	7026532.26		0	219457455.4	149892394.9	94500697.16
5	1908676	2966128	275095129.9	7026532.26		0	268068597.7	166449508.3	260950205.5
6	2278850	4103669	334934899.3	7026532.26		0	327908367	185095724.6	446045930.1
6.2	2387678	4357276	351594856.8	7026532.26		0	344568324.6	190827386.8	636873317
SUMA			1481986401	49185725.8	290430000	272150000	1142370675	636873317	
							TIR		52.08%
							VPN		636873317
							VIP		272150000
							EI		2.340155491
							TIEMPO DE RECUPERACIÓN		4 AÑOS

4.2.1. Resumen del análisis económico

En la **Tabla 4.29** Se muestra la comparación de los indicadores económicos Como se observa en la tabla el aparejo de producción con un menor tiempo en el recobro de la inversión y un mayor VPN es la tubería telescopiada (cuádruplex). Una mayor TIR es obtenida con el arreglo de tuberías dúplex 2.

Tabla 4.29 .Resumen del análisis económico

APAREJO DE PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN ACUMULADA	EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN \$USD	VPN [\$USD]	TIR	COSTO [M\$USD]	TIEMPO DE PRODUCCIÓN [años]	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN [años]
TP 2 ¾ (DI, 1.995) [pg]	2343758	2.25	554,958,919.71	50.23%	302918043	6.9	4
TP 2 ½ (DI, 2.441) [pg]	2345521	2.26	582,885,644.11	50.47%	317903864	6.6	4
TP 4 (DI, 3.340) [pg]	2381857	2.15	615,682,956.36	49.71%	359019886	6.14	4
DUPLEX 1	2370085	2.37	596,952,534.00	51.92%	310998947	6.65	4
DUPLEX 2	2387678	2.34	636,873,316.96	52.08%	339615726	6.2	4
TRIPLEX	2350967	2.23	607,804,201.17	50.68%	340312539	6.23	4
CUADRUPLEX	2378914	2.03	539,981,726.21	48.15%	331209543	6.34	4

4.3. Comparación de resultados

Se compararon los resultados derivados del análisis económico para los indicadores siguientes: VPN, TIR y tiempo de recuperación de la inversión, para los siguientes aparejos de producción.

- Aparejo de producción (dúplex 1) compuesto por TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg] y TP 2³/₈ (DI, 1.995) [pg] vs TP 2³/₈ (DI, 1.995) [pg].
- Aparejo de producción (dúplex 2) compuesto por TP 4 (DI, 3.340) [pg] y TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg] vs TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg]
- Aparejo de producción (triplex) compuesto por TP 4 (DI, 3.340) [pg], TP 3¹/₂ (DI, 2.992) [pg] y TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg] vs TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg]
- Aparejo de producción (cuádruplex) compuesto por TP 4 (DI, 3.340) [pg], TP 3¹/₂ (DI, 2.992) [pg], TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg] y TP 2³/₈ (DI, 1.995) [pg] vs TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg]

4.3.1. Comparación de costos

En las Figuras 4.26 – 4.29 se muestra de manera gráfica las cuatro comparaciones descritas en el punto anterior.

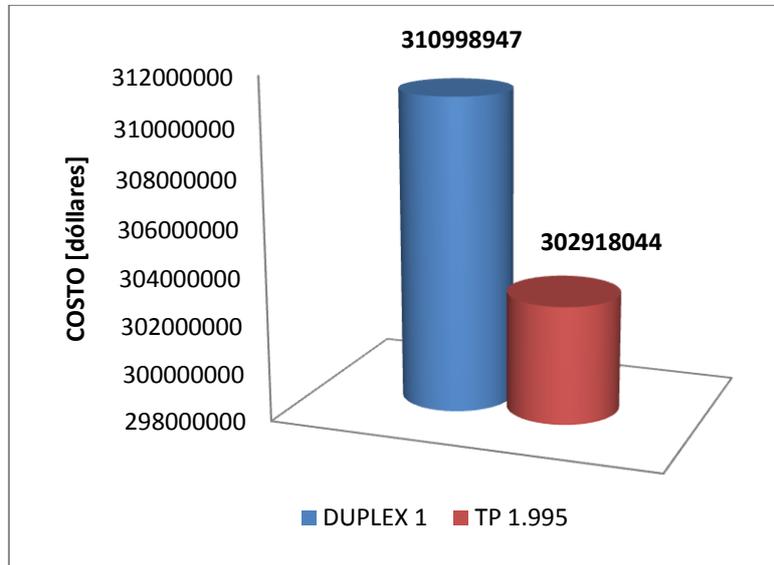


Figura 4.26 Costos de los aparejos de producción dúplex 1 vs TP 2% (DI, 1.995) [pg].

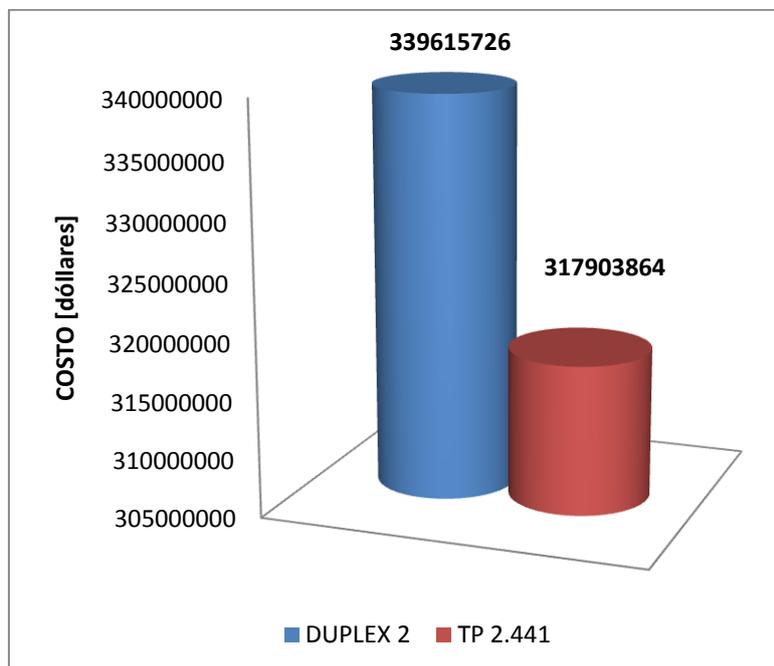


Figura 4.27 Costos de los aparejos de producción dúplex 2 vs TP 2% (DI, 2.441) [pg]

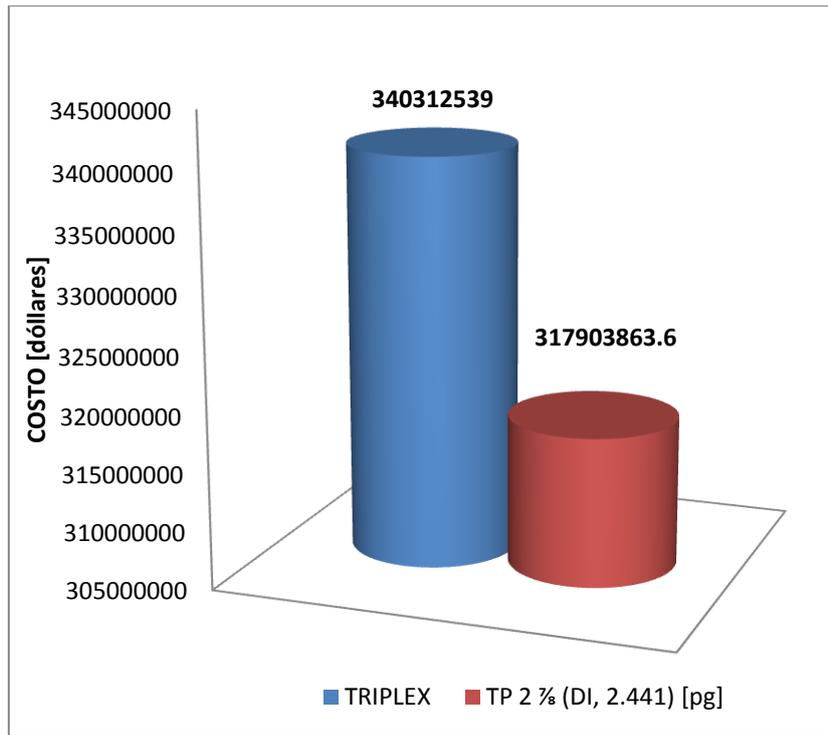


Figura 4.28. Costos de los aparejos de producción triplex vs TP 2 7/8 (DI, 2.441) [pg]

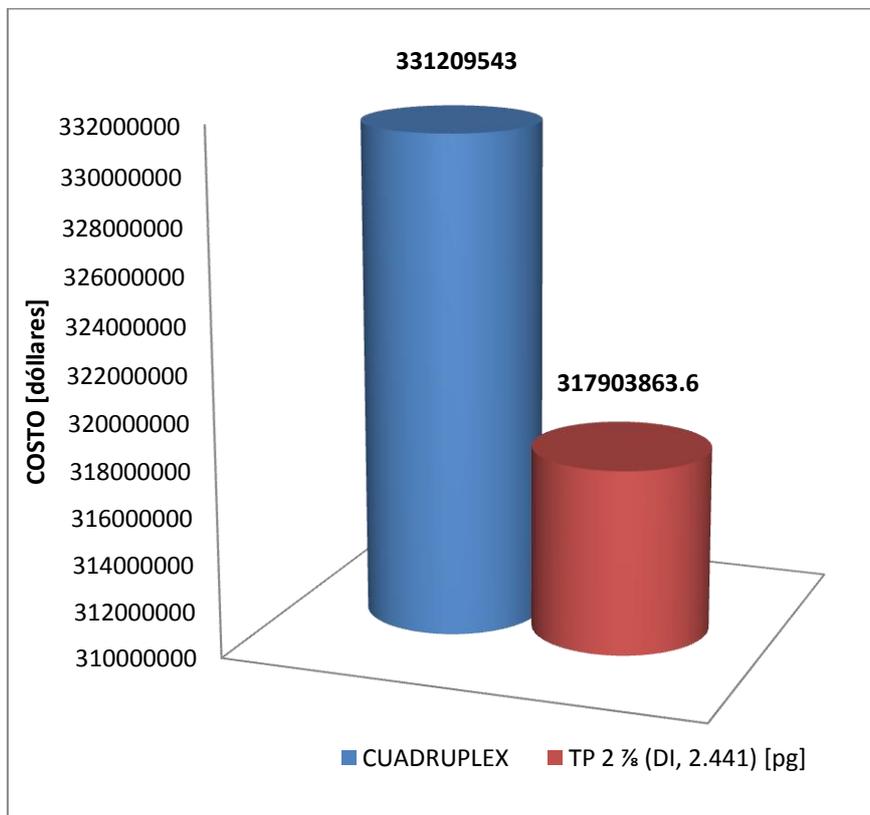


Figura 4.29 Costos de los aparejos de producción cuádruplex vs TP 2 7/8 (DI, 2.441) [pg].

4.3.2. Comparación del tiempo de producción del pozo

En las **Figuras 4.30 - 4.33** se compara de manera gráfica los aparejos descritos en la sección 4.3 con una presión de abandono ($p_{ab} = 3350 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$).

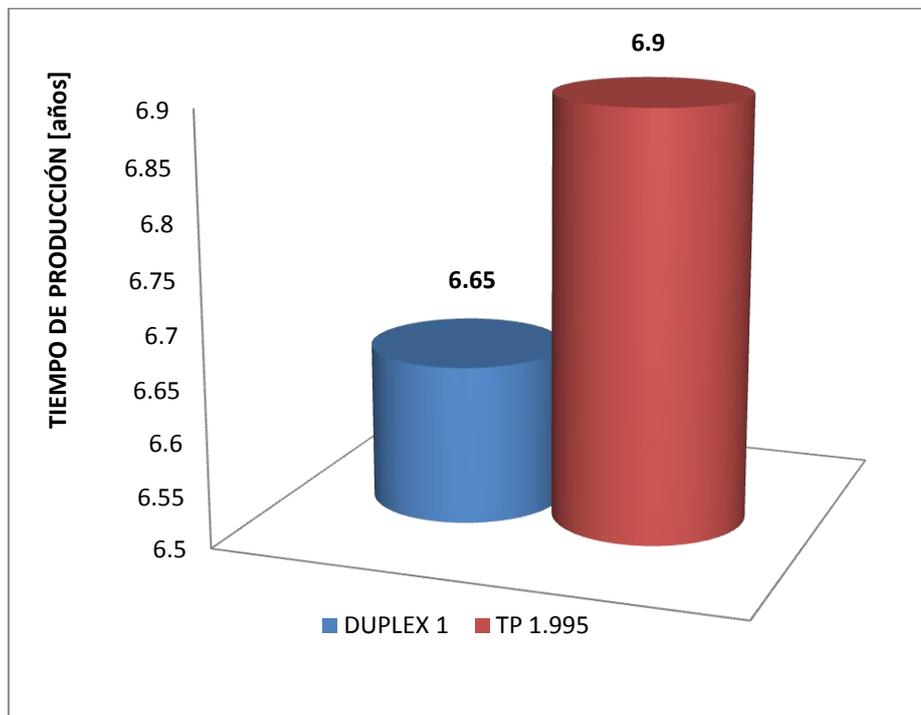


Figura 4.30 .Comparación del tiempo de producción del pozo de un aparejo de producción (dúplex 1) vs TP 2 $\frac{3}{8}$ (DI, 1.995) [pg].

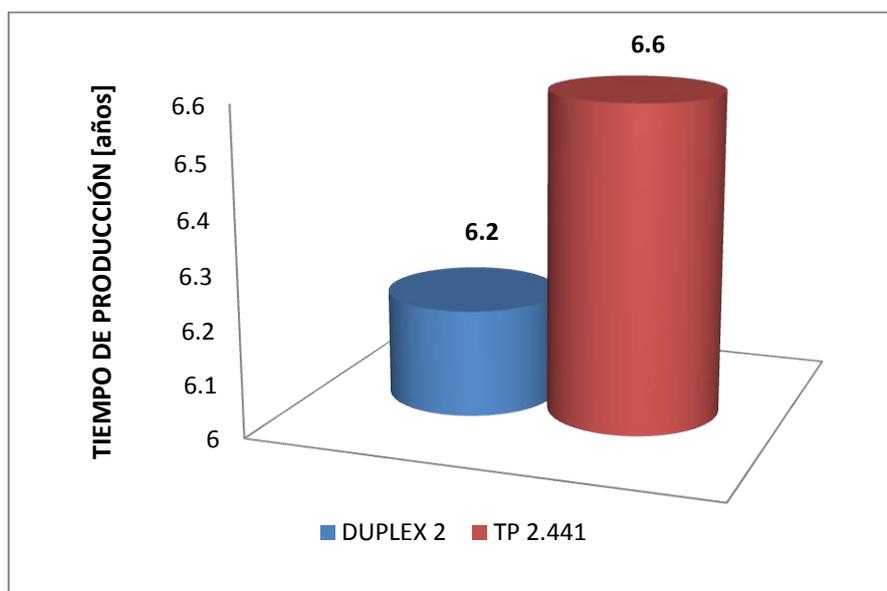


Figura 4.31. Comparación del tiempo de producción del pozo con un aparejo de producción (dúplex 2) vs TP 2 $\frac{7}{8}$ (DI, 2.441) [pg]

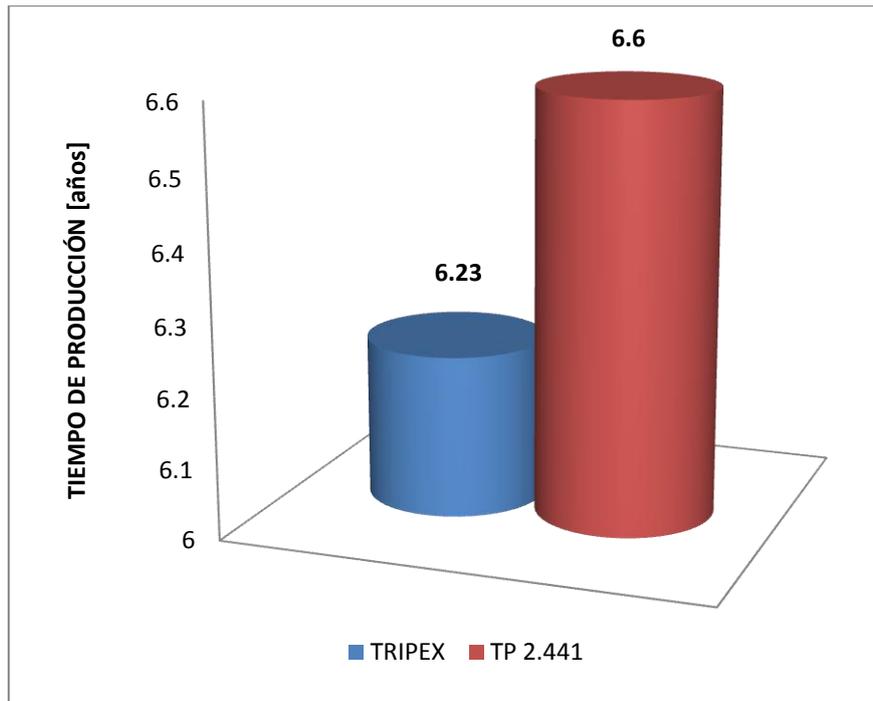


Figura 4.32 Comparación del tiempo de producción del pozo con un aparejo de producción (triplex) vs TP 2^{7/8} (DI, 2.441) [pg]

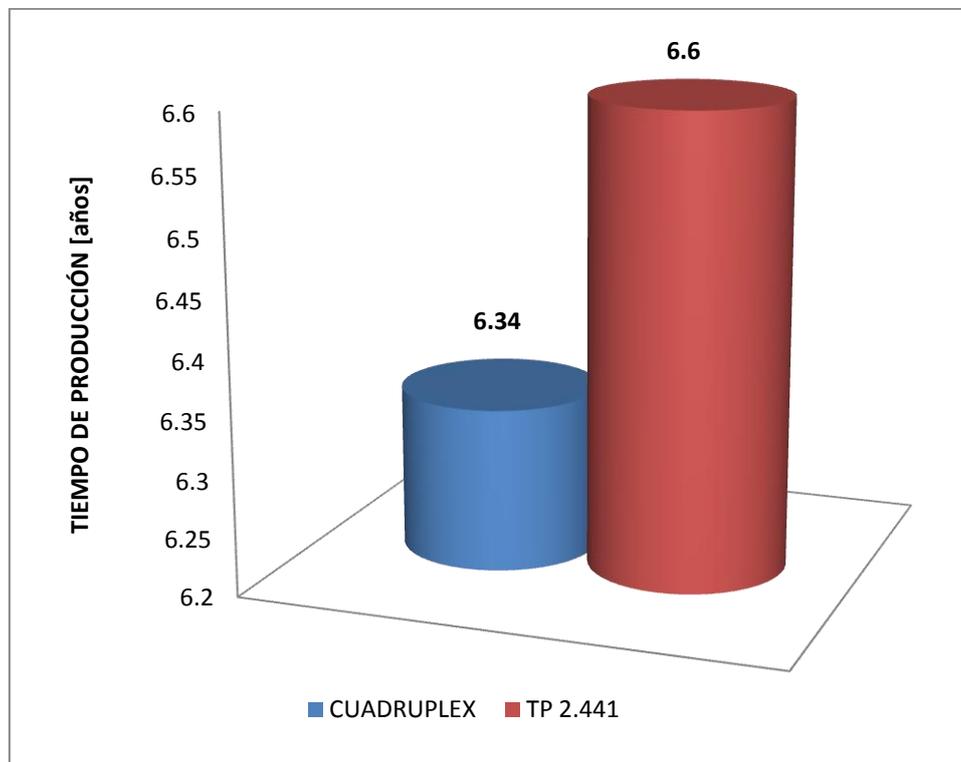


Figura 4.33 Comparación de costos de un aparejos de producción (cuádruplex) vs TP 2^{7/8} (DI, 2.441) [pg].

4.3.3. Comparación de la tasa interna de retorno (TIR)

En las Figuras 4.34 – 4.37 se compara de manera gráfica la TIR, para los aparejos de producción descritos en el punto 4.3.

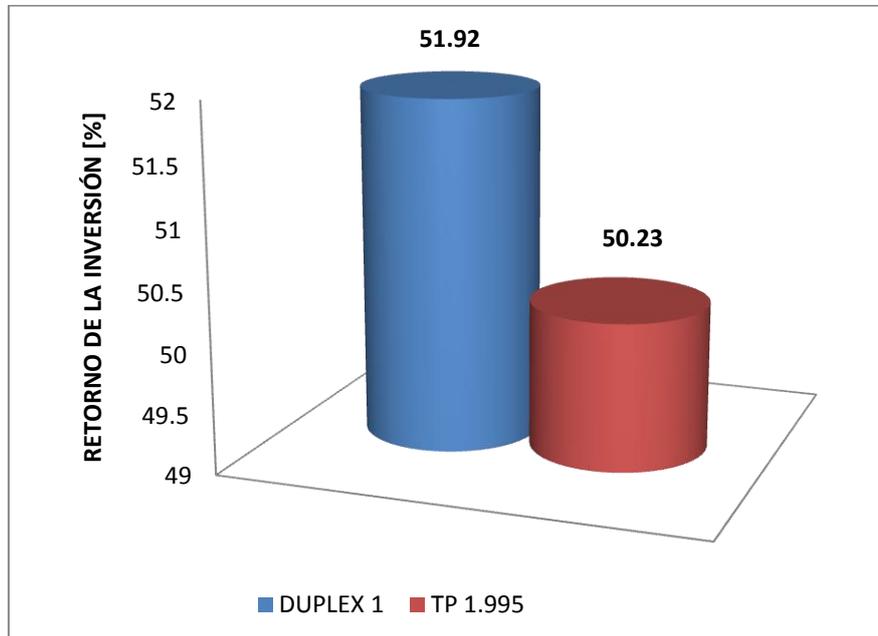


Figura 4.34 Comparación de resultados de Dúplex 1 vs TP 2% (DI, 1.995) [pg].

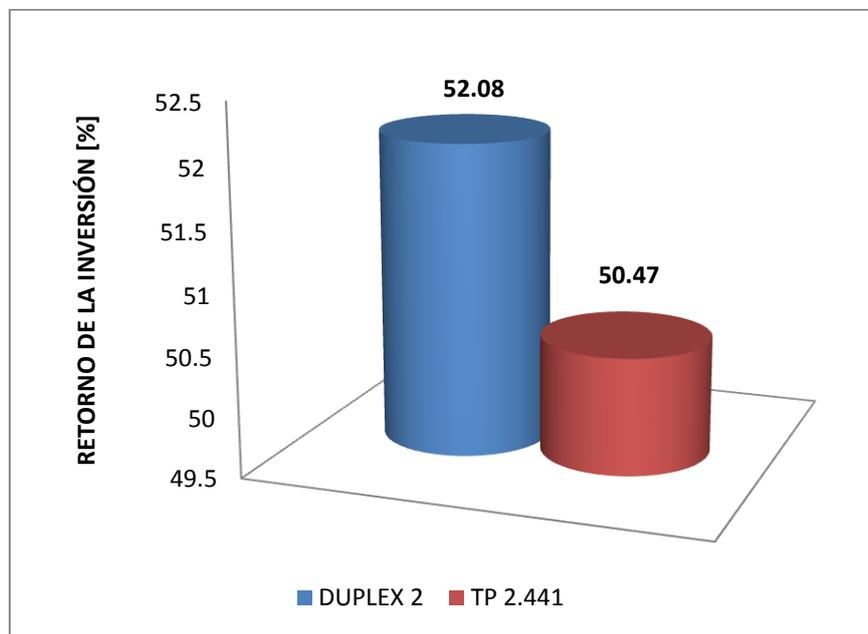


Figura 4.35 Comparación de la TIR de un aparejo de producción (dúplex 2) vs TP 2% (DI, 2.441) [pg]

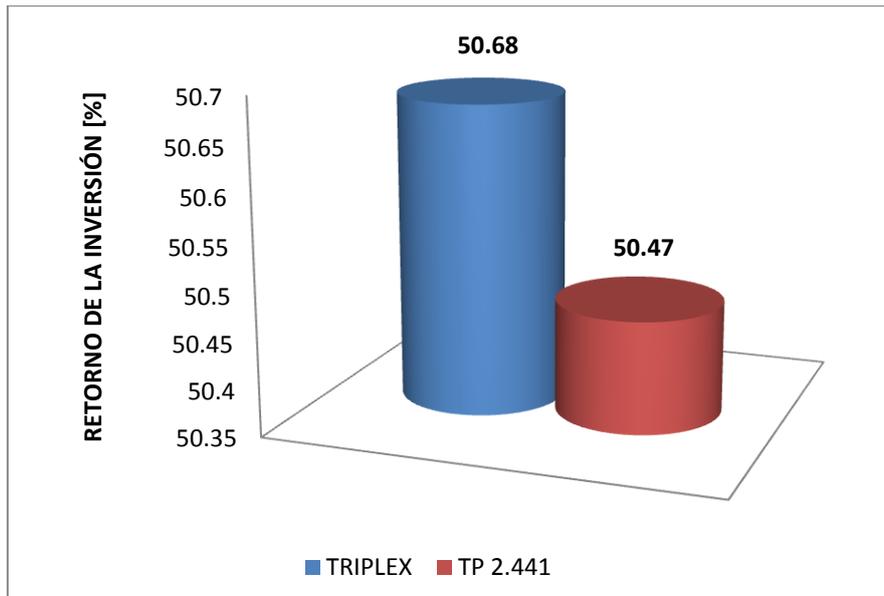


Figura 4.36 TIR de un aparato de producción (triplex) vs TP 2% (DI, 2.441) [pg]

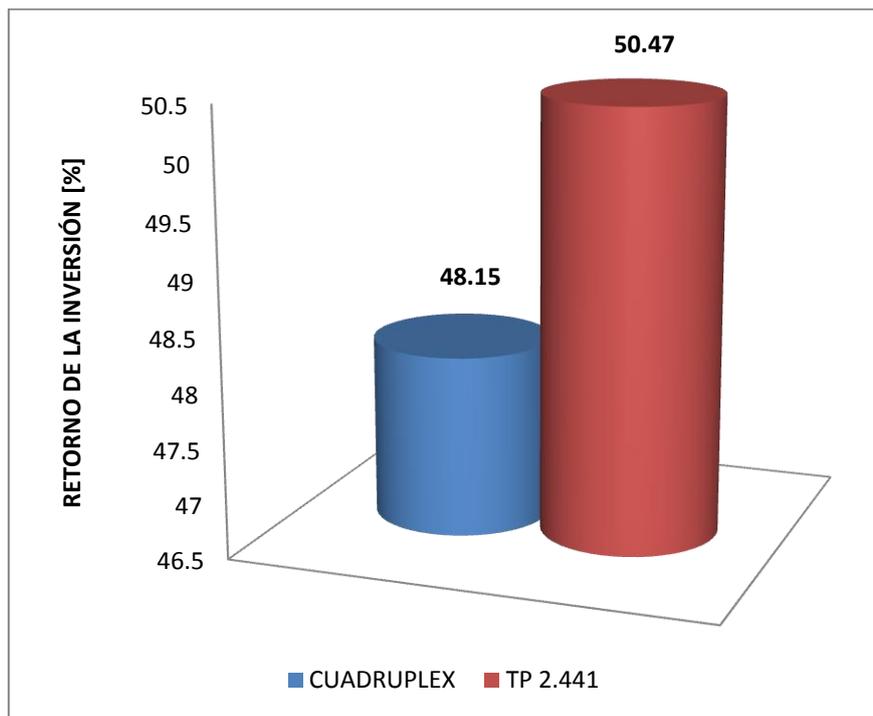


Figura 4.37 Comparación de la TIR de un aparato de producción (cuádruplex) vs TP 2% (DI, 2.441) [pg].

4.3.4. Comparación del valor presente neto (VPN)

En las Figuras 4.38 - 4.41 se comparan de manera gráfica el valor presente neto (VPN) para los aparejos descritos en la sección 4.3.

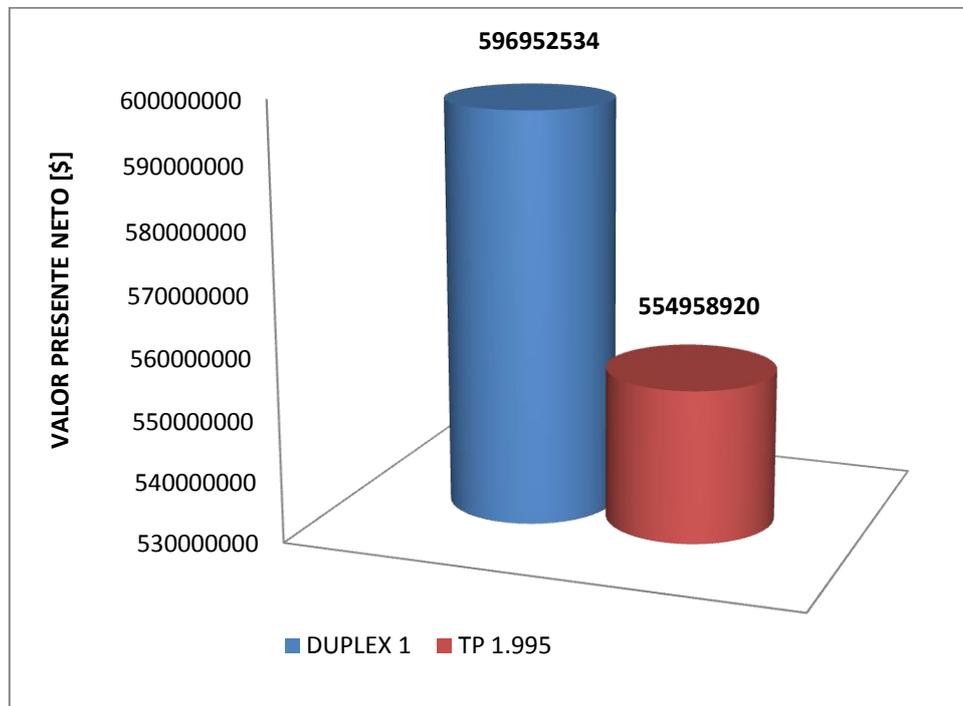


Figura 4.38 Comparación del VPN de un aparato de producción (dúplex 1) vs TP 2% (DI, 1.995) [pg]

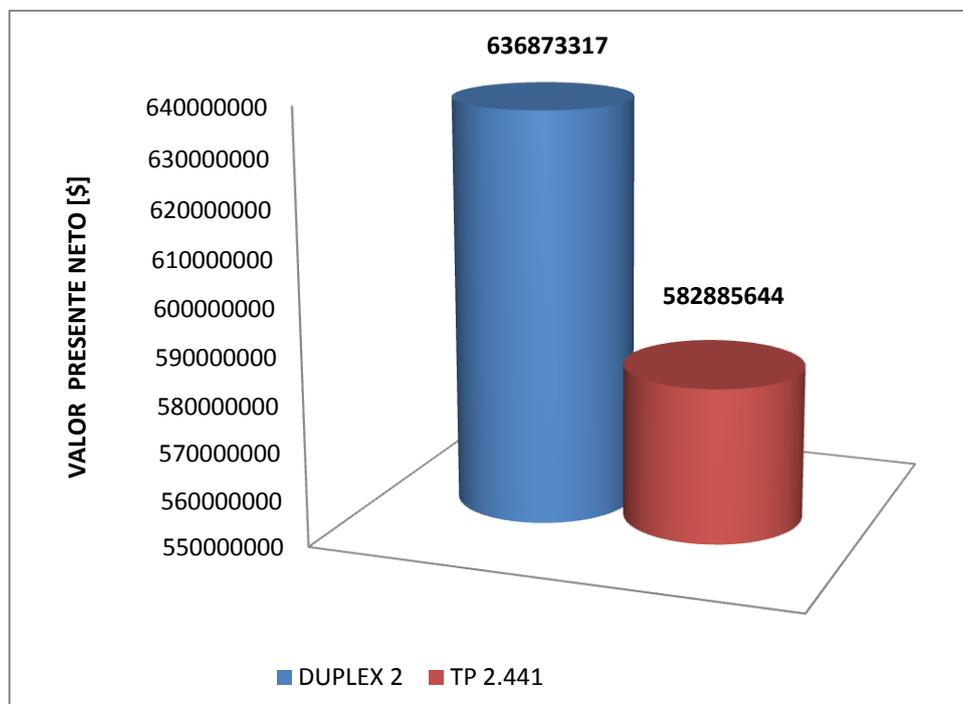


Figura 4.39 Comparación del VPN un aparato de producción (dúplex 2) vs TP 27% (DI, 2.441) [pg]

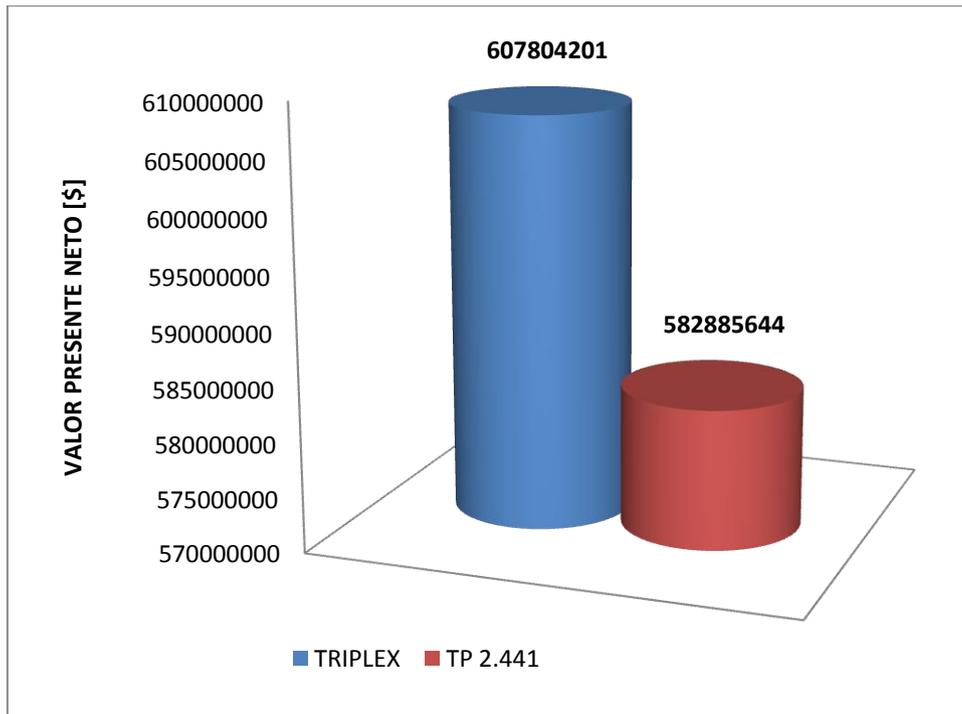


Figura 4.40 Comparación del VPN de un aparato de producción (triplex) vs TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg]

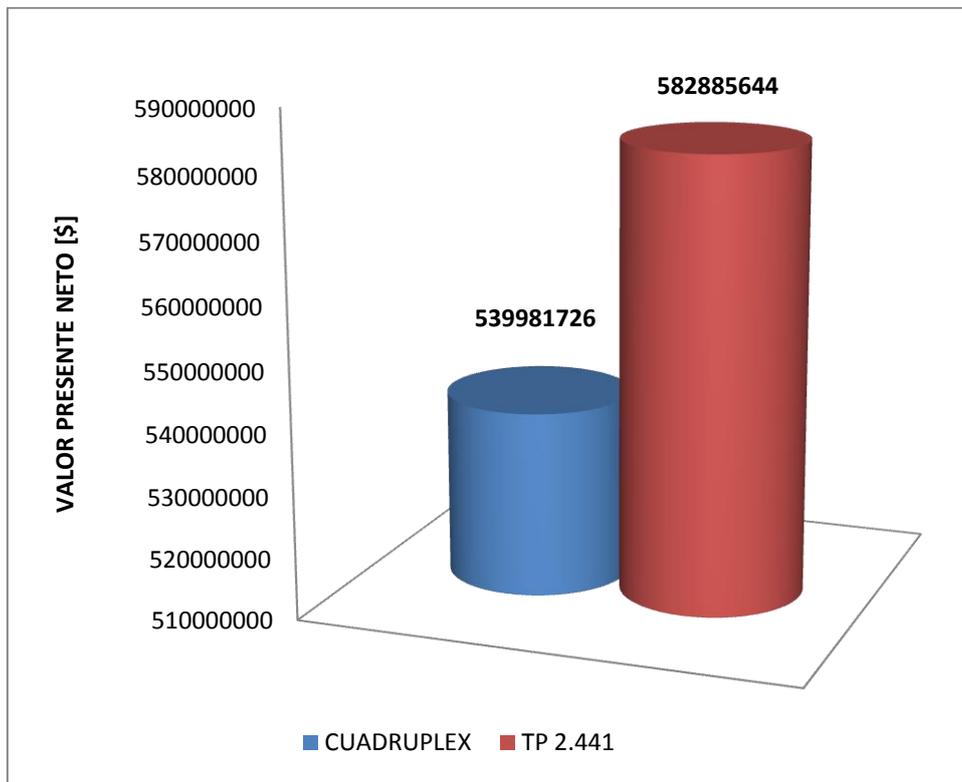


Figura 4.41 Comparación del VPN de un aparato de producción (cuádruplex) vs TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg].

4.3.5. Comparación del ritmo de declinación

En las Figuras 4.46 - 4.49 se comparan de manera gráfica la declinación y producción acumulada para los aparejos de producción descritos en la sección 4.3.

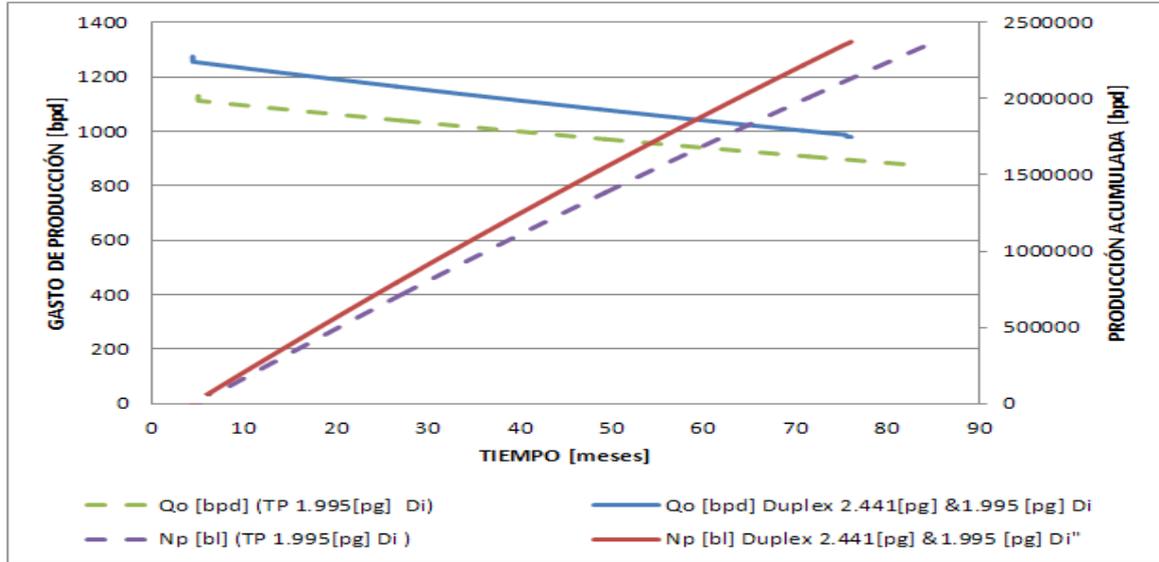


Figura 4.46 Comparación de la declinación y producción acumulada de un aparejo de producción (dúplex 1) vs TP 2³/₈ (DI, 1.995) [pg].

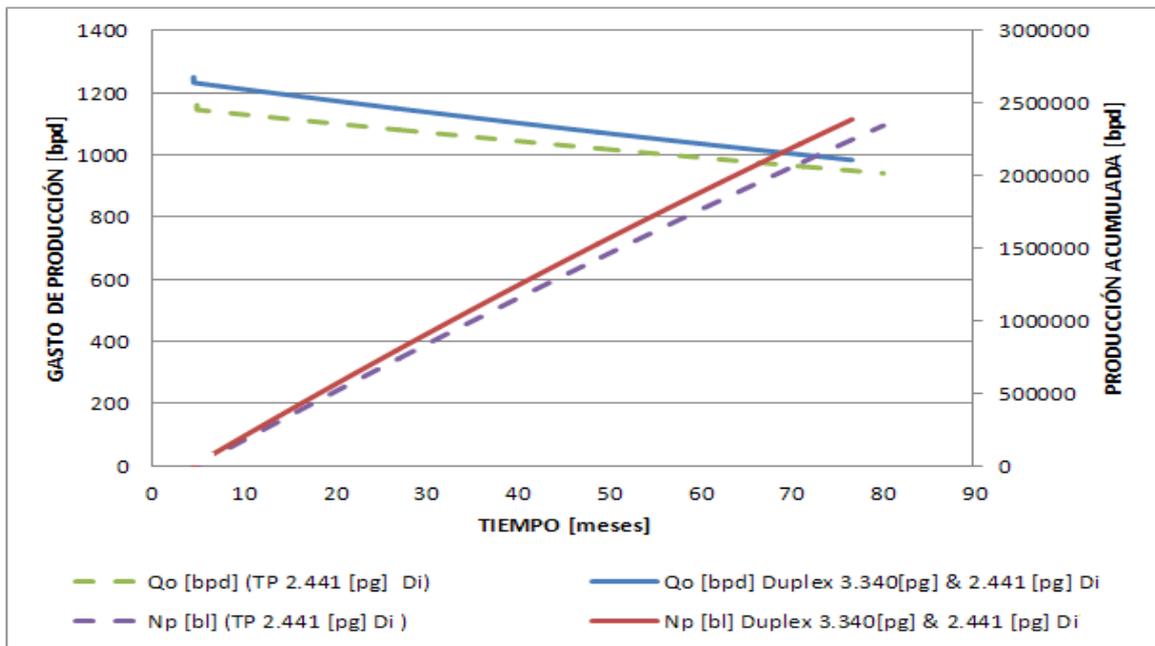


Figura 4.47 Comparación de la declinación y producción acumulada de un aparejo de producción (dúplex 2) vs TP 2⁷/₈ (DI, 2.441) [pg]

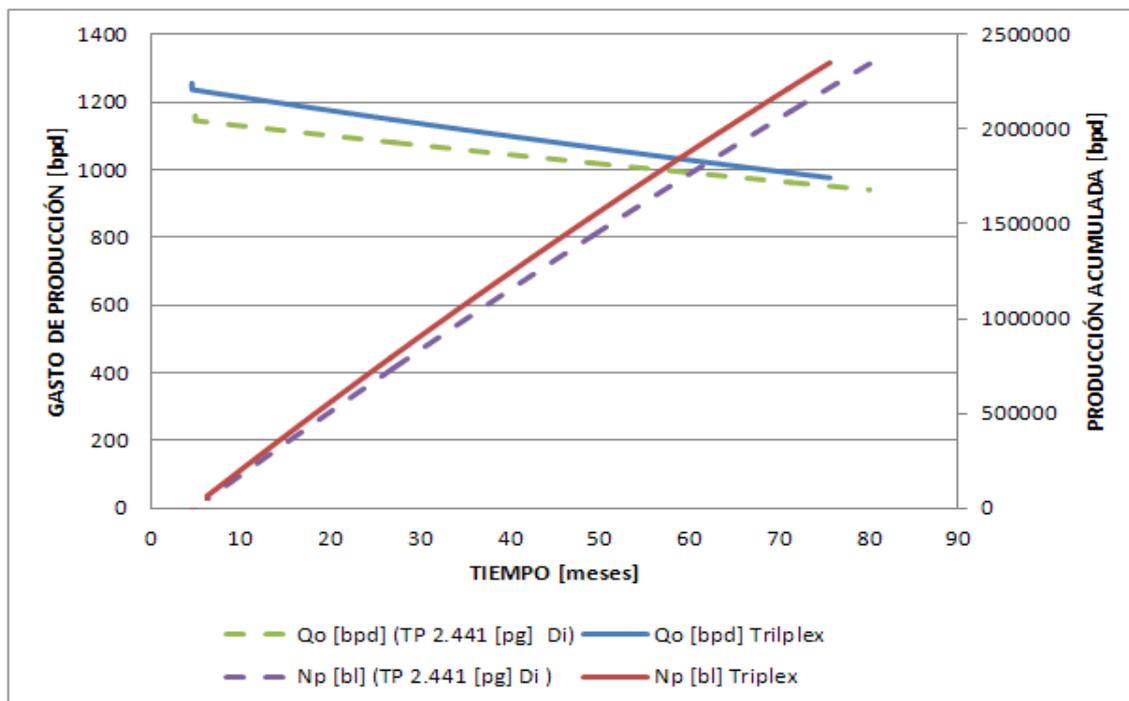


Figura 4.48 Comparación de la declinación y producción acumulada de un aparato de producción (triplex) vs TP 2 7/8 (DI, 2.441) [pg]

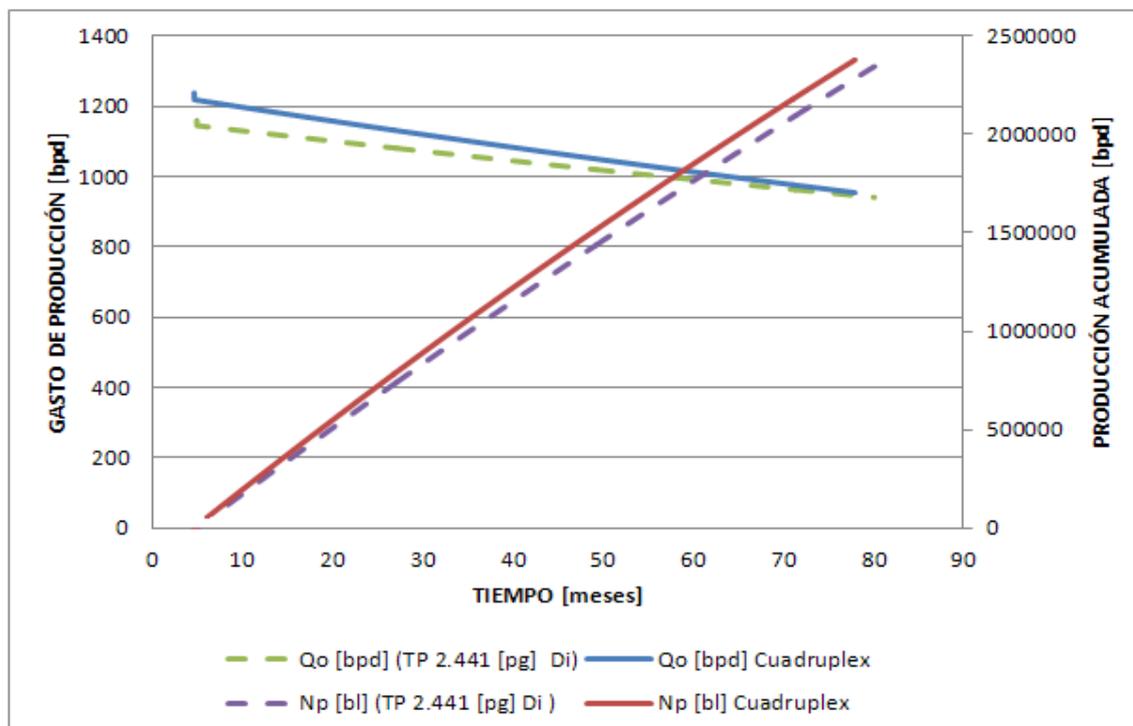


Figura 4.49 Comparación de la declinación y producción acumulada de un aparato de producción (cuádruplex) vs TP 2 7/8 (DI, 2.441) [pg].

4.3.6. Comparación grafica de los resultados obtenidos del análisis económico.

En la **Figura 4.50** se muestra gráficamente que el tiempo de recuperación de la inversión, para todos los aparejos de producción es de cuatro años.

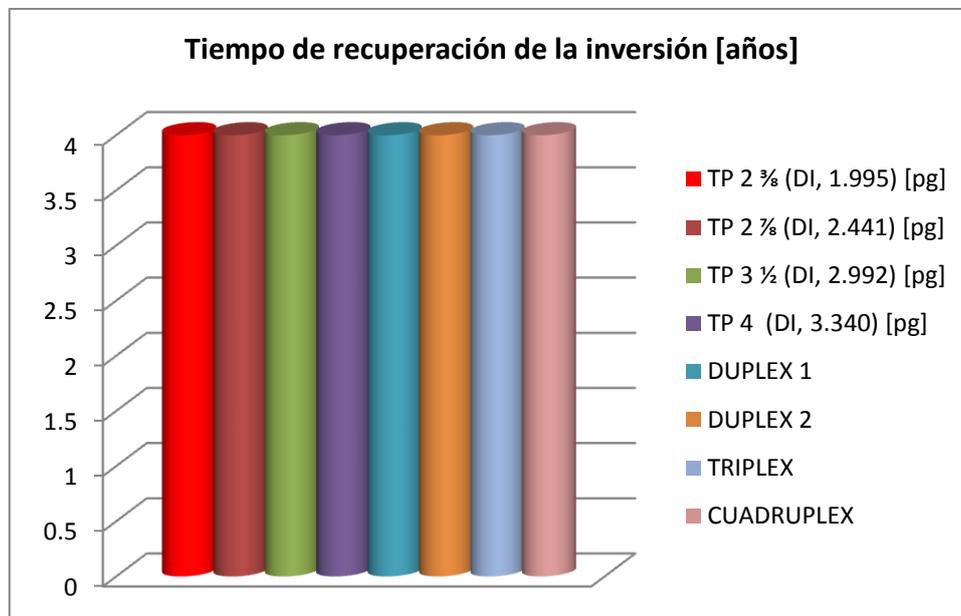


Figura 4.50 Comparación de los resultados de recuperación de la inversión [años]

En la **Figura 4.51** se muestra gráficamente el valor presente neto, donde se observa que la TP 3½ pg tiene un valor de 637, 967,578.33 \$USD, seguida del aparejo de producción dúplex 2 con un VPN de 636, 873,316.6 \$USD.

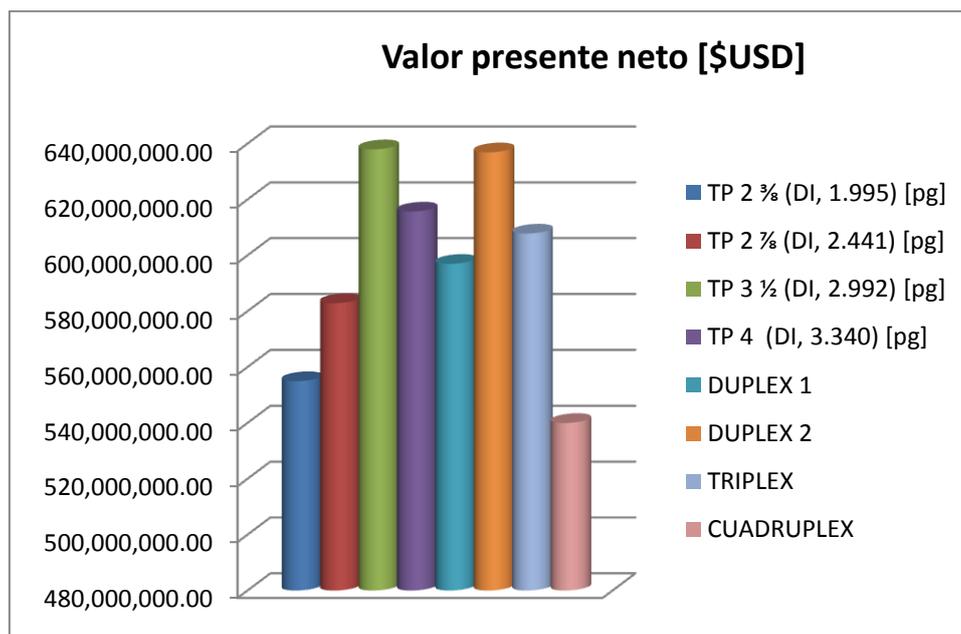


Figura 4.51 Resumen comparativo del valor presente neto.

En la **Figura 4.52** se muestra gráficamente la tasa interna de retorno, donde se observa que la TP 3½ pg. tiene un valor de 54.56 %, seguida del aparejo de producción dúplex 2 con un TIR de 52.08%.

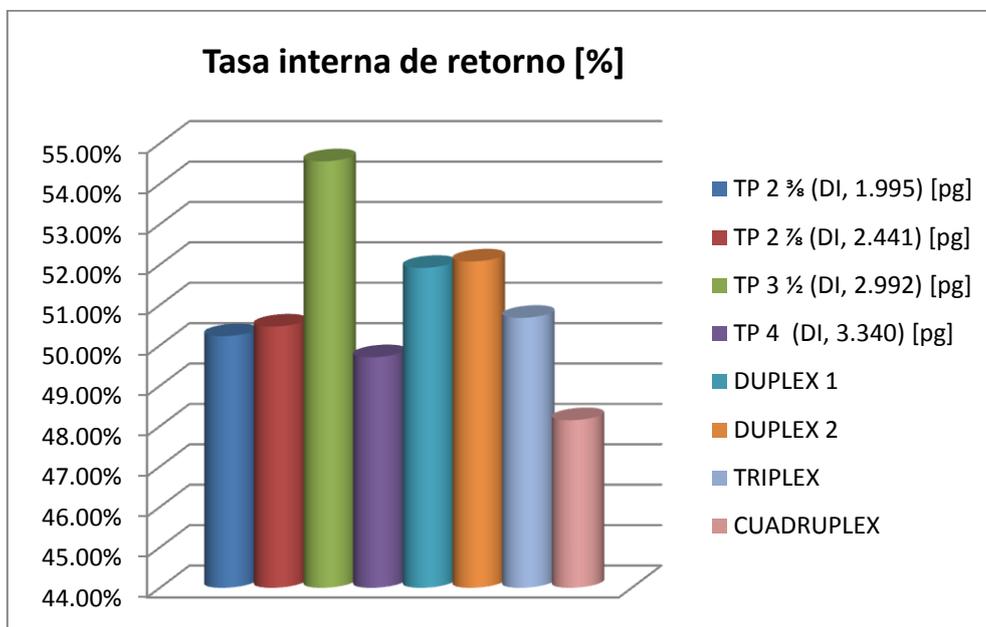


Figura 4.52 Gráfica comparativa de la TIR

En la **Figura 4.53** se muestra gráficamente el resumen del costo total, donde se observa que la TP 4 pg. Tiene un costo de 359, 019,886 M\$USD es más cara en comparación con los demás aparejos de producción.

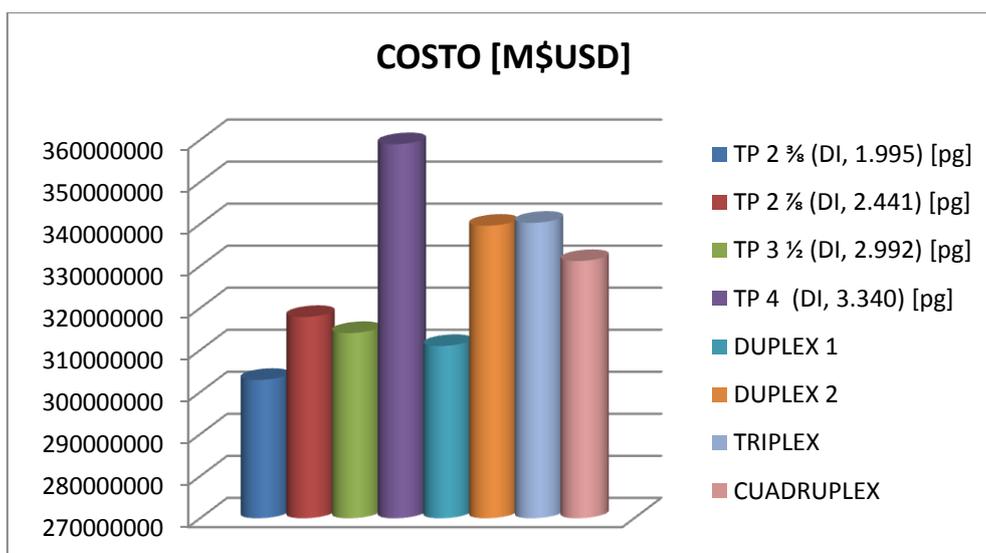


Figura 4.53 Comparación gráfica de los costos [M\$USD]

En la **Figura 4.54** se muestra gráficamente el resumen del costo total, donde se observa que la TP 2 3/8 pg. Tiene una vida productiva de 6.9 años seguida de el arreglo de tubería telescopiada dúplex 1 que tiene una vida productiva de 6.65 años.

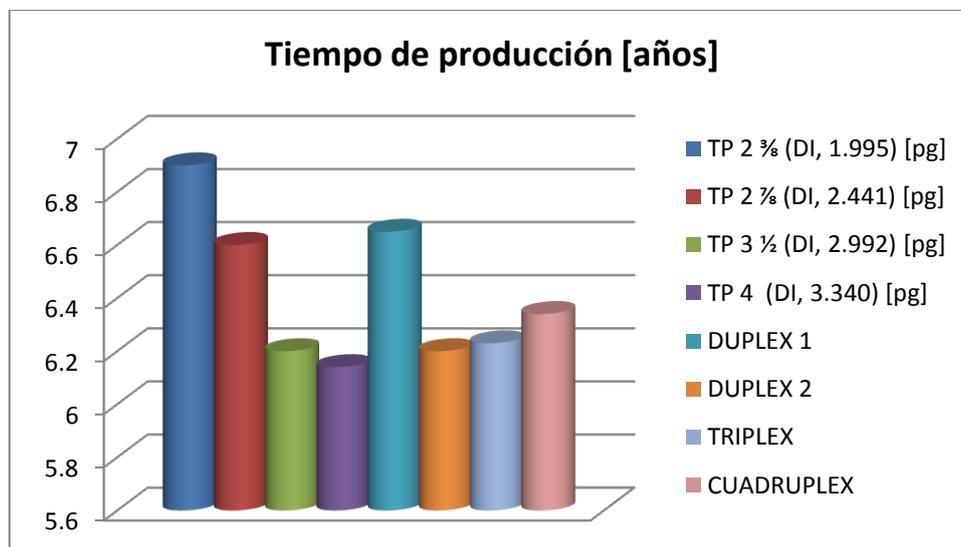


Figura 4.54 Comparación del resumen del tiempo de producción [años]

En la **Figura 4.55** se muestra gráficamente la eficiencia de la inversión, donde se observa que la TP 3 1/2 pg. tiene un valor de 2.53 \$USD, seguida del aparejo de producción dúplex 1 con una eficiencia de la inversión de 2.37 \$USD.

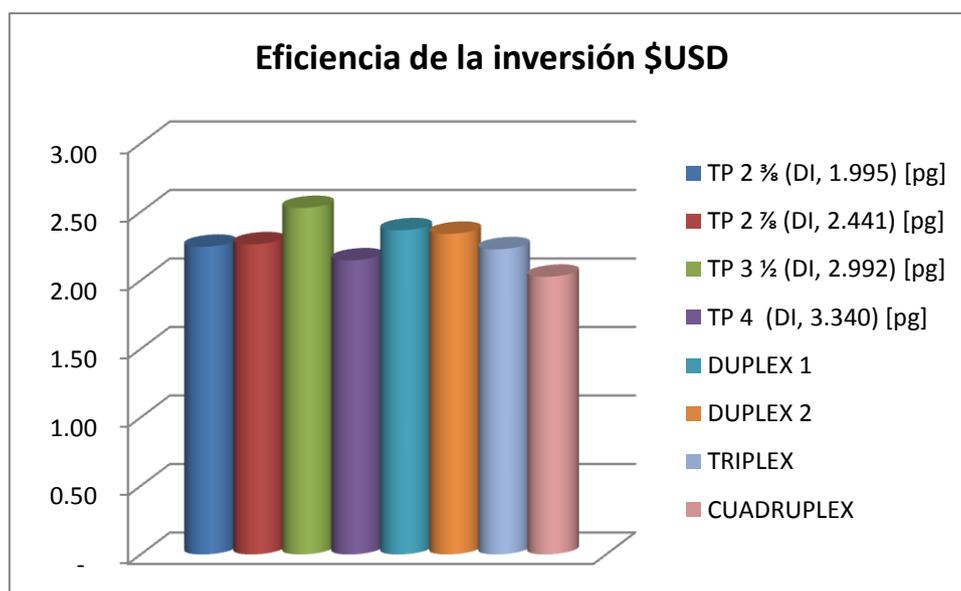


Figura 4.55 Gráfica comparativa de la eficiencia de la inversión.

En la **Figura 4.56** se muestra gráficamente la comparación de la producción acumulada de aceite, donde se observa que el aparejo de producción dúplex 2 es igual a 2387678 bls seguida de TP 4 pg. tiene una producción acumulada de aceite de 2381857 bls.

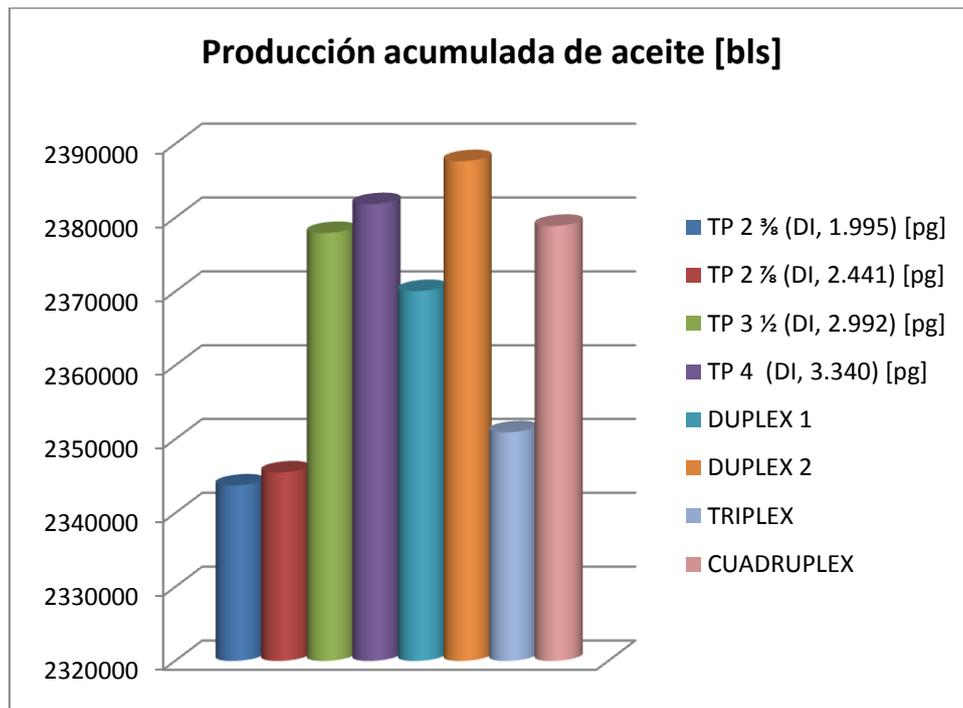


Figura 4.56 Gráfica comparativa de la producción a cumulada de aceite

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Para el caso de la reproducción del artículo de la SPE se identificaron los siguientes beneficios técnicos:

- Un pozo de hidrocarburos muestra que las tuberías telescopiadas aportan un 85% más en producción de aceite que una tubería de producción convencional de 4 pg.
- Para los pozos que presentan un corte de agua mayor al 50% pueden ser explotados de manera más eficiente con tuberías telescopiadas que con tuberías de producción convencionales.
- Para pozos con alta RGL mayor a 800 pie³/bl se podrá implementar tubería telescopiada (dúplex) que permite un mejor desplazamiento de líquidos.
- Se identificó que el mejor sistema de producción es el arreglo de tubería telescopiada dúplex compuesta por: TP superior de 4½ y TP inferior de 4 pg. con una longitud óptima de 3500 y 9990 pie respectivamente

Para el caso de la reproducción de la tesis de Affanaambomo se identificaron los siguientes beneficios:

- Basado en los resultados de pronósticos de producción acumulada de aceite y en tiempos de producción, se demuestra que las tuberías telescopiadas generan mayores beneficios que las tuberías convencionales, con un promedio de 6 años. Y se debe a: rendimiento hidráulico y a la disminución de la carga mecánica de la tubería.
- Para el análisis económico se lograron los siguientes resultados: la tubería convencional de 3½ pg. es económicamente factible para su implementación, al tener un valor de eficiencia de la inversión de 2.54, y un valor presente neto de 637, 967,578.33 \$USD, con una tasa interna

de retorno de 54.56% cuyo valor representa el riesgo de la inversión. Y esto se debe a la falta de información de costos que se obtuvo de la tesis de Affanaambomo y que el software que se utilizó para la recreación del análisis no fue el mismo.

- Dependiendo del indicador económico que se seleccione, ya sea la eficiencia de la inversión, el valor presente neto, la tasa interna de retorno o el tiempo de recuperación de la inversión, se tendrá la base para saber si el proyecto es rentable en el parámetro de interés.

RECOMENDACIONES

- Se debe de hacer un estudio completo con el análisis nodal en el pozo para determinar la capacidad de transporte y tener una visualización del comportamiento de afluencia del pozo y así tomar una mejor decisión para el diseño del aparejo de producción y/o el control de algunas variables que estén al alcance del ingeniero de producción
- Aplicar el método de tubería telescopiada para campos maduros, alejados en donde la implementación de un proceso de recuperación mejorada con respecto a la producción atribuible no justificaría las grandes inversiones a realizar.
- Se recomienda hacer un análisis de riesgo, variando el precio de aceite y gas, los costos de operación y mantenimiento e inversión y tiempo de inactividad para visualizar el escenario mas apropiado a desarrollar.
- Se recomienda hacer un estudio económico tomando en cuenta el método probabilístico.

NOMENCLATURA

A	Área	(pies ²)
A _P	Costo de operación para tubería	(dll/milla/año)
A _P	Área de la sección transversal de la tubería	(pg ²)
A _s	Costo de base de operación para estaciones de bombeo	(dll/milla/año)
BHP	Potencia al freno	(HP)
B _g	Factor de volumen de gas	(pies _g ³ a c. esc/pies _o ³ a c. s)
B _o	Factor del volumen del aceite	(pies _g ³ a c. esc/pies _o ³ a c. s)
B _{ob}	Factor del volumen del aceite en el punto de burbujeo	(pies _o ³ a p _b /pies _o ³ a c. s.)
B _s	Costo base de construcción de la estación de bombeo	(dll/milla)
B _w	Factor del volumen del agua	(pies _w ³ a c. esc/pies _w ³ a c. s)
CGAS	Precio del gas	(dll/Mpies _g ³)
CHP	Costo de compresión	(dll/HP)
CMC	Costo de mantenimiento de las compresoras	(dll/HP/año)
CMTOC	Costo de mantenimiento	(dll/año/pozo)
CMTOT	Costo total de mantenimiento	(dll/año)
C _d	Coeficiente de descarga del estrangulador	
C _f	Calor específico de un fluido	(Btu/lb _m – °F)
C _{ic}	Inversión inicial por compresión	(dll/milla)
C _{it}	Inversión inicial en la tubería	(dll/milla)
C _o	Compresibilidad del aceite	(pg ² /lb)
C _T	Costo total	(dll/año/milla)
C _t	Costo anual por milla	(dll/año/milla)
C _{tc}	Costo total de compresión	(dll/año/milla)
C _{tt}	Costo total por tubería	(dll/año/milla)
C _w	Compresibilidad del agua	(pg ² /lb)
D	Profundidad	(pies)
d	Diámetro	(pg)
d _{ci}	Diámetro interior de la T.R.	(pg)
d _E	Diámetro equivalente	(pg)
d _{ext}	Diámetro exterior	(pg)
d _{te}	Diámetro exterior de la T.P.	(pg)
d _φ	Diámetro de estrangulador	(1/64pg)

E	Eficiencia de flujo en tubería, fracción	
E_c	Eficiencia de compresión, fracción	
EF	Eficiencia del flujo en el yacimiento	
e	Eficiencia de bombeo, fracción	
e	Base de los logaritmos neperianos, $e=2.7182$	
F	Costo de operación y mantenimiento	(dll/año/milla)
FCM	Consumo de gas en la compresión	(pies ³ /hr/HP/pozo)
FO	Fracción de aceite en la producción	
F_c	Costo fijo de operación y mantenimiento de compresoras	(dll/año/milla)
F_t	Factor de seguridad (FS=1.1)	
F_{10000}	Costo fijo de operación y mantenimiento de tuberías	(dll/año/milla)
f	Factor de fricción del diagrama de Moody	
f_i	Incremento anual de la inversión inicial en tuberías.	(1/año)
f_n	Factor de fricción normalizado para las dos fases	
f_o	Flujo fraccional de aceite.	
f_{tp}	Factor de fricción para las dos fases.	
f_w	Flujo fraccional de agua	
G	Costo de colocación de tubería	(dll/ton)
$G E_o$	Equivalente en gas, del condensado producido.	(pies _g ³ /bl)
G_o	Costo base de colocación	(dll/ton)
g	Aceleración de la gravedad	(pie/seg ²)
g_c	Factor de conversión de la segunda ley de Newton	(lb _m – piel/b _f –seg ²)
g_G	Gradiente geotérmico local	(°F/pie)
g_r	Incremento anual de la inversión inicial en compresoras	(1/año)
HP	Potencia	(HP)
HP	Potencia de compresión	(HP)
h	Espesor de la formación productora	(pies)
h_p	Longitud del intervalo perforado	(pies)
INVACP	Inversión por acondicionamiento del pozo	(dll/pozo)
INVC	Inversión por compresión	(dll/pozo)
INVDG	Inversión por instalaciones para la distribución del gas	(dll/pozo)
INVIAG	Inversión por instalaciones para el acondicionamiento del gas	(dll/pozo)
INVT	Costo total de las inversiones para el BNC	
I_a	Inversión total anualizada	(dll/año/milla)

I_M	Incremento en el costo de tubería no instalada por pulgada	(dll/ton/pug)
I_N	Incremento en el costo de colocación de tubería por pulgada	(dll/ton/pug)
IP	Abreviación en el índice de productividad	
IPR	Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo para valores de P_{wf} P_b	(bl/día a c. s./lb/pg ²)
i	Gasto de inyección	(bl/día)
i_g	Gasto de inyección de gas	(MMpies ³ a c. s./día)
i_{gi}	Gasto de inyección de gas en el punto de inyección	(pies ³ /seg)
i_{p1}	Inversión en tubería	(dll/pg ² /milla)
i_{p2}	Inversión en diámetro	(dll/pg ² /milla)
i	Tasa de interés	
J	Índice de productividad	(bl/día a c. s./lb/pg ²)
J*	Valor de J cuando P_{wf} tiende P_{ws}	(bl/día a c. s./lb/pg ²)
INVP	Inversión por instalación de compresoras	(dll/pozo)
k	Relación de calores específicos	
k	Permeabilidad	(md)
k_i	Permeabilidad efectiva inicial	(md)
k_r	Permeabilidad relativa	(md)
L	Longitud	(millas)
L_c	Longitud corregida por efecto de elevación	
L.D	Abreviación de la línea de descarga	(millas)
L_E	Longitud equivalente	
M	Número de Mach	(lb _m a c. s./bl _o a c. s.)
M	Masa de la mezcla de fluidos	(bl _o /MMpies ³ de gas)
ME	Pendiente económica	
M_g	Masa del gas	(lb _m a c. s./bl _o a c. s.)
M_o	Masa del aceite	(lb _{mo} a c. s./bl _o a c. s.)
M_w	Masa de agua	(lb _{mw} a c. s./bl _o a c. s.)
m	Masa	
Nc	Número de pasos de compresión	
N_{FR}	Número de Froude	
N_{gv}	Número de la velocidad del gas	
$N_{L\mu}$	Número de la viscosidad del líquido	
N_{LV}	Número de la velocidad del líquido	
N_{pd}	Número de influencia del diámetro de la tubería	
N_{Re}	Número de Reynolds	

N_{Reb}	Número de Reynolds de burbuja	
N_{Reg}	Número de Reynolds del gas	
N_{ReL}	Número de Reynolds del líquido	
N_u	Número de Nusselt	
N_w	Número de Weber	
n	Pendiente de una recta en una gráfica log –log	
n	Número de moles de gas	(lb – mol)
n	Tiempo de amortización de las instalaciones	(años)
p	Potencia	(BHP/milla)
P_r	Número de Prandtl	
p	Presión	(lb _f /pg ²)
p	Presión media	(lb _f /pg ²)
P_b	Presión de saturación	(lb _f /pg ²)
P_c	Presión a la salida del estrangulador	(lb _f /pg ²)
P_d	Presión de descarga de la compresora	(lb _f /pg ²)
p_e	Presión de succión de la compresora	(lb _f /pg ²)
p_e	Presión corriente abajo del estrangulador	(lb _f /pg ²)
p_f	Factor de la presión en el punto de burbujeo	(lb _f /pg ²)
P_O	Presión base	(lb _f /pg ²)
P_{pc}	Presión Pseudocrítica	(lb _f /pg ²)
P_{pr}	Presión Pseudo-reducida	(lb _f /pg ²)
P_{th}	Presión en la cabeza del pozo	(lb _f /pg ² abs)
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	(lb _f /pg ² abs)
P_{ws}	Presión estática	(lb _f /pg ² abs)
P_{wsi}	Presión estática inicial	(lb _f /pg ² abs)
p_1	Presión de entrada	(lb _f /pg ² abs)
p_2	Presión de salida	(lb _f /pg ² abs)
Δp	Caída de presión	(lb _f /pg ² abs)
Δp_a	Caída de presión por aceleración	(lb _f /pg ²)
Δp_e	Caída de presión por elevación	(lb _f /pg ²)
Δp_f	Caída de presión por fricción	(lb _f /pg ²)
$\Delta p_{L.D.}$	Caída de presión en la L.D.	(lb _f /pg ²)
Δp_s	Caída de presión por daño en la formación	(lb _f /pg ²)
Δp_T	Caída de presión total	(lb _f /pg ²)
Δp_y	Caída de presión en el yacimiento	(lb _f /pg ²)
q_g	Gasto total del gas producido	(pies _g ³ a c. s./día)
q_L	Gasto del líquido	(bl/día)
q_{limite}	Gasto abajo del cual se presenta flujo inestable	(bl a c. s./día)
q_{max}	Gasto máximo	(bl a c. s./día)
q_o	Gasto de aceite	(bl _o a c. s./día)
q_{on}	Gasto de aceite obtenido por flujo natural	(bl/día)

q_{op}	Gasto óptimo de aceite	(bl _o a c. s./día)
q_T	Gasto total en el sistema	(bl a c. s./día)
q_w	Gasto de agua	(bl a c. s./día)
R	Constante universal de los gases	10.71(pies/mole – °R)
R	Relación gas-aceite instantánea	(pies _g ³ a c. s./bl _o a c. s.)
RGL	Relación gas líquido	(pies _g ³ a c. s./bl _L a c. s.)
RGTL	Relación gas total-líquido	
R_c	Relación de compresión	
R_h	Radio hidráulico	
R_s	Relación de solubilidad del gas	
R_{sw}	Relación de solubilidad del gas en el agua	
r	Tasa de interés	
r	Radio	
r_e	Radio de drene	
r_s	Radio de influencia del daño en la formación	
r_{ti}	Radio interior de la T.P.	
r_w	Radio del pozo	
S_o	Saturación de aceite	
T	Temperatura	
T	Temperatura media	

BIBLIOGRAFÍA

1. M. Rafiqul Awal et. al. "A New Nodal Analysis Technique Helps Improve Well Completion and Economic Performance of Matured Oil fields", SPE, April 2009.
2. Simulador comercial "PROSPER"
3. Affanaambomo, B.O. 2008. "Study Of Tapered Internal Diameter Tubing String Well Completion For Enhanced Production". MS Thesis, Texas Tech University, Lubbock, TX. pp.77 – 180.
4. Garaicochea, P. F.: "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos". Departamento de Explotación del Petróleo .UNAM.1985.
5. Garaicochea, P. F.: "Transporte de hidrocarburos por ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 1991.
6. Garaicochea, P. F.: "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos". Departamento de Explotación de Petróleo. UNAM, 1985.
7. Brown, E.K., et. Al: "The Technology Artificial Lift Methods". Tomos 3A y 4. Penn Well Publishing Co., Tulsa Oklahoma.
8. Gómez Cabrera J.A. "Pozos fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico", Facultad de Ingeniería, UNAM. 1984.
9. Economides M. J. "Petroleum Production Systems". Printice Hall, PTR, 1994.
10. Craft B. C. And Hawkins M. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Segunda Edición, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1991.
11. Acuña, A.R. y Garaicochea, P.F.: Diseño de Tuberías de Producción y Líneas de Descarga". IMP, Julio, 1975.
12. Beggs, H.D. 1991. Total system analysis, in Production Optimization: Using NODAL™ Analysis. OGCI Publications, Tulsa, OK. p.135.

13. Solórzano Zenteno, L.N. "Bases Económicas, Técnicas y Financieras para la Planificación y Administración Integral de Activos Petroleros", Petróleo internacional, México, 1999
14. Schlumberger [1]: Oilfield Glossary.
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=tapered%20string>
15. Schlumberger [2]: "GHOST— Gas Holdup Optical Sensor Tool brochure," SMP-5762, 2001.
16. Schlumberger [3]: Case Study— Well Life Increased by a Projected 2 Years.
http://www.slb.com/content/services/resources/casestudies/artificial/poseidon_canada_profound.asp
17. Tibbles, R., Ezzat, A., Mahmoud, K.H., Ali, A.H.A., and Hosein, P. (2004). "Hydraulic fracturing the best producer: Amyth?" presented at New Zealand Petroleum Conference, Auckland from 7-10 March. Slide #9-10.
18. Trenchard, J. and Whisenant, J. B., "Government Wells Oil Field, Duval County, Texas," Bulletin of the American.