



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN  
POZO DE ACEITE A PARTIR DE PRUEBAS  
DE PRESIÓN**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**  
**P R E S E N T A:**

**NOGUEDA MONTALVO CARLOS ALBERTO**

DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, AGOSTO 2011



<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>9</b>
<b>FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO .....</b>	<b>9</b>
1.1. TIPO DE YACIMIENTOS .....	9
1.2. YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADO .....	10
1.3. YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO .....	11
1.4. MECANISMOS DE EMPUJE .....	12
1.4.1 EXPANSIÓN DE LA ROCA Y LOS LÍQUIDOS.....	12
1.4.2 EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO .....	12
1.4.3 EMPUJE POR CAPA O CASQUETE DE GAS.....	13
1.4.4 EMPUJE POR AGUA.....	13
1.4.5. DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.....	14
1.5. DAÑO A LA FORMACIÓN .....	14
1.6. DAÑO POR DISPAROS.....	16
Figura 1. Dirección del fluido a través de los disparos.....	16
Figura 2. Geometría del flujo cerca de los disparos .....	18
Tabla 1. Patrones de disparos correspondiente a los patrones $h$ y $\theta$ .....	21
Figura 3. Nomograma para determinar factor de daño en la perforación patrón simple .....	22
Figura 4. Nomograma para determinar $S_d$ cuando la penetración se detiene en $r_s$ .....	23
Figura 5. Nomograma para determinar $S_d$ cuando la penetración va más allá de $r_s$ .....	24
1.7. EFECTO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN POZOS VERTICALES .....	25
Figura 6. Flujo del yacimiento al pozo.....	25
Figura 7. Influencia del radio de daño en la producción .....	26
Figura 8. Efecto del daño en el índice de productividad .....	26
1.8. EFECTO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN POZOS HORIZONTALES .....	27
1.9. MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN .....	27
1.10. MIGRACIÓN Y TAPONAMIENTO POR LAS PARTÍCULAS FINAS .....	28
1.11. DAÑO POR ALTA TEMPERATURA.....	28
1.12. GASTO.....	28
1.13. VISCOSIDAD .....	29
1.14. MOJABILIDAD DE SUPERFICIE Y PARTÍCULAS.....	29
1.15. INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO .....	29
1.16. PRECIPITACIÓN ORGÁNICA .....	30
1.17. FENÓMENOS INTERFACIALES .....	31
1.18. BLOQUEO POR EMULSIONES .....	31
1.19. BLOQUEO POR AGUA .....	31
1.20. DAÑOS DE TIPO MECÁNICO .....	32
1.21. DAÑOS DE ORIGEN BIOLÓGICO .....	32
1.22. DAÑO DURANTE LA PERFORACIÓN .....	33



1.23. INVASIÓN DE LOS SÓLIDOS DEL LODO .....	33
Tabla 2. Tipo de Arenas y Tamaño .....	33
1.24. INVASIÓN DEL FILTRADO DEL LODO.....	34
1.25. DAÑOS DURANTE LA CEMENTACIÓN .....	34
1.26. DAÑOS DURANTE LAS OPERACIONES DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN .....	35
1.27. DAÑOS DURANTE LAS OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL .....	36
1.28. DAÑOS POR ESTIMULACIÓN MATRICIAL ÁCIDA EN ARENISCAS.....	36
1.29. DAÑO POR ESTIMULACIÓN MATRICIAL ÁCIDA EN CARBONATOS .....	36
1.30. DAÑO POR ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA .....	37
1.31. DAÑO CAUSADO DURANTE EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	37
1.32. DAÑOS CAUSADOS DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCIÓN .....	38
1.33. DAÑOS CAUSADOS DURANTE PROCESOS DE INYECCION DE GAS O AGUA.....	38
1.34. PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN .....	38
1.35. EFECTOS DEL DAÑO.....	41
Figura 9. Efecto del Daño en el Túnel de la Perforación.....	43
Figura 10. Relación de comportamiento de flujo (IPR) .....	46
Figura 11. Pérdida de Productividad por una penetración .....	47
Figura 12. Pérdida de Productividad por daño en el pozo .....	47
1.36. CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO.....	47
1.37. ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN .....	48
Figura 13. Efecto de una zona de Permeabilidad mejorada en la Productividad de un Pozo .....	48
Figura 13. Efecto de una zona de permeabilidad mejorada en la productividad de un pozo .....	48
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>49</b>
<b>PRODUCTIVIDAD DE UN POZO ESTIMULADO O CON FRACTURA INDUCIDA .....</b>	<b>49</b>
2.1. PRODUCTIVIDAD DE UN POZO FRACTURADO .....	49
2.2. EFECTO DE DAÑO POR FRACTURAS.....	51
2.3. DAÑO POR ALTA VELOCIDAD DE FLUJO .....	52
Figura 14. Determinación en campo del efecto de daño y coeficiente No-Darciano a partir de una prueba de presión a gasto variable.....	56
2.4. DAÑO POR PENETRACIÓN PARCIAL DE POZOS .....	56
Figura 15. Parámetros para la determinación de Spen .....	58
2.5. PRUEBAS PRE-FRAC Y POST-FRAC .....	58
2.6. PRUEBAS DE PRESIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO .....	58
Figura 16. Geometría ideal de una fractura hidráulica .....	59
Figura 17. Curva de Conductividad Finita (The Agarwal et. al) .....	60
2.7. FACTOR DE FORMA CA EXPRESADO COMO DAÑO .....	61
Figura 18. Factores de Daño.....	64



<b>CAPÍTULO 3 .....</b>	<b>65</b>
<b>SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.....</b>	<b>65</b>
3.1. PARTES DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN .....	65
Figura 19. Componentes Básicos del Sistema Integral de Producción.....	65
3.2. PRODUCTIVIDAD DE POZOS.....	67
3.3. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	67
Figura 20. Nodos Principales en un Sistema Básico de Producción.....	69
3.4. APAREJO DE PRODUCCIÓN.....	70
3.5. ESTRANGULADORES .....	70
3.6. ESTRANGULADORES SUPERFICIALES.....	71
3.7. ESTRANGULADORES DE FONDO.....	71
3.8. FLUJO SÓNICO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES .....	71
3.9. FUNCIONES DE LOS ESTRANGULADORES EN LA LÍNEA DE DESCARGA.....	72
3.10. EQUIPAMIENTO PARA ESTRANGULADORES .....	73
3.11. PARTES DE LOS ESTRANGULADORES.....	74
Figura 21. Estrangulador tipo fijo .....	74
3.12. VÁLVULA CON ASIENTO AJUSTABLE PARA VÁLVULA DE VAPOR.....	75
Figura 22. Estrangulador tipo fijo .....	75
3.13. ESTRANGULADORES DE DISCO ROTATIVO .....	75
Figura 23. Estrangulador Tipo Fijo .....	75
3.14. COMPORTAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO.....	76
Figura 24. Estrangulador tipo fijo .....	76
3.15. FLUJO CRÍTICO A TRAVÉS DE LOS ESTRANGULADORES .....	77
Figura 25. Gráfica Control de Salida de Presión .....	77
3.16. ANÁLISIS NODAL.....	78
Figura 26. Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal.....	79
3.17. ANÁLISIS CUALITATIVO DEL SISTEMA .....	81
Figura 27. Pérdidas de presión en un sistema completo de producción .....	81
Figura 28. Distribución de presiones en un sistema de producción.....	82
3.18. ELECCIÓN DEL NODO DE SOLUCIÓN.....	82
3.19. EL FONDO DEL POZO COMO NODO DE SOLUCIÓN.....	83
3.20. LÍNEAS DE DESCARGA PARALELAS.....	83
3.21. LA CABEZA DEL POZO COMO NODO SOLUCIÓN .....	84
Figura 29. Nodo solución cabeza .....	84
Figura 30. Nodo solución LDD .....	84
3.22. EL SEPARADOR COMO NODO SOLUCIÓN.....	85
Figura 31. Efecto de la presión de separación sobre el gasto máximo del sistema .....	85
3.23. EL YACIMIENTO COMO NODO SOLUCIÓN.....	86
Figura 32. Nodo de solución <b>P<sub>ws</sub></b> .....	86



3.24. TUBERIAS TELESCOPIADAS .....	87
Figura 33. Pérdidas de presión en un sistema básico de producción considerando tubería telescopiada .....	87
Figura 34. Comportamiento en Tubería Telescopiada .....	88
3.25. ESTRANGULADOR SUPERFICIAL COMO NODO SOLUCIÓN .....	88
Figura 35. Efecto del estrangulador sobre el gasto y la Pwh .....	89
3.26. RELACIÓN ENTRE LA CAÍDA DE PRESIÓN Y LA RELACIÓN GAS-LÍQUIDO .....	90
Figura 36. Relación entre las caídas de presión en la TP y la relación gas-aceite .....	91
Figura 37. Relación entre las caídas de presión.....	91
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>92</b>
<b>EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN .....</b>	<b>92</b>
4.1. PRUEBAS DE PRESIÓN .....	92
4.2. PRUEBAS DE INCREMENTO.....	93
4.3. EJERCICIO PRUEBA DE INCREMENTO (BUILDUP TEST) .....	94
Tabla 3. Datos .....	94
Figura 38. Grafica de incremento a partir de datos de presión y tiempo .....	96
4.4. PRUEBAS DE DECREMENTO.....	96
Figura 39. Gráfica de una prueba de presión con los tres estados de respuesta.....	97
Figura 40. Grafica de decremento a partir de datos de presión y tiempo .....	98
4.6. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD .....	100
Figura 41. Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.....	100
4.7. IP EN YACIMIENTOS BAJOSATURADOS.....	101
4.8. CURVAS DE IPR FUTURAS.....	101
4.9. RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR) .....	102
4.10. ECUACIÓN DE VOGEL.....	103
4.11. FLUJO DE PETRÓLEO Y GAS EN YACIMIENTOS SATURADOS.....	103
Figura 42. Permeabilidad contra presión .....	104
Figura 43. Gráfica esquemática del trabajo de Vogel.....	105
4.12. ECUACIÓN Y CURVA DE VOGEL PARA YACIMIENTOS SATURADOS .....	105
Figura 44. Curva adimensional IPR modelo Vogel.....	106
4.13. CONSTRUCCIÓN DE LA IPR PARA YACIMIENTOS SATURADOS .....	106
Figura 45. IPR Futura.....	107
Figura 46. Capacidad de aporte de fluidos del yacimiento .....	108
Figura 47. IPR comportamiento lineal e IPR modelo Vogel.....	109
4.14. PREDICCIÓN DE IPR FUTURAS MÉTODO STANDING.....	113
4.15. ECUACIÓN DE STANDING .....	114
4.16. ECUACIÓN DE FETKOVICH .....	116
Tabla 4. Datos .....	117



---

<b>CAPÍTULO 5 .....</b>	<b>119</b>
<b>APLICACIONES MEDIANTE SOFTWARE .....</b>	<b>119</b>
5.1. POZO JOY-1.....	119
Figura 48.Ubicación aproximada del pozo JOY-1 .....	119
Tabla 5. Estado pozo Joy-1 .....	120
Tabla 6. Registro de presión pozo Joy-1 .....	120
5.2. ESTADO MECÁNICO DEL POZO .....	121
Figura 49.Estado mecánico pozo Joy-1 .....	121
5.3. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN .....	122
Figura 50. Historia de producción pozo Joy-1 .....	122
5.4. PRUEBA PRE-FRAC.....	123
Figura 51. Gráfica cartesiana para análisis (Pre-Frac).....	123
Figura 52. Grafico de diagnóstico de flujo, prueba Pre-frac .....	124
Figura 53. Validación del modelo de ajuste gráfica log-log.....	125
Figura 54. Validación del modelo de ajuste. Gráfica cartesiana .....	125
5.5. PRUEBA POST-FRAC.....	126
Figura 55. Gráfica cartesiana para análisis, prueba Post-Fractura.....	126
Figura 56. Gráfica log-log para diagnóstico .....	127
Figura 58.Validación del modelo de ajuste, gráfica cartesiana .....	129
Figura 59. Ajuste de toda la prueba en escala cartesiana.....	129
56. ANÁLISIS POTENCIAL POZO JOY-1 CON EL USO DE PIPE-SIM .....	130
Figura 60. Diagrama pozo Joy-1 .....	131
Figura 61. Potencial absoluto del pozo con la ecuación de Vogel.....	132
Figura 62. Gasto pozo Joy-1 .....	133
Figura 63. Ajuste del pozo con la correlación Hagedorn and Brown Revised .....	134
5.7. TIPO DE CORRELACIONES .....	134
Figura 64. Ajustes con diferentes correlaciones .....	135
5.8. SENSIBILIDAD AL ESTRANGULADOR.....	136
Figura 65. Sensibilidad al estrangulador con nodo solución en el fondo .....	136
Figura 66. Sensibilidad al estrangulador con nodo solución en la cabeza .....	137
5.9. SENSIBILIDAD AL DAÑO .....	138
Figura 67. Sensibilidad al daño con $\phi$ de estrangulador 4mm .....	139
Figura 68. Sensibilidad al daño con diferentes estranguladores.....	139
5.10. CONCLUSIONES .....	141
<b>5.11. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>143</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>144</b>



---

## RESUMEN

El principal objetivo de esta tesis, es analizar la productividad de un pozo a partir de pruebas de presión, así como el sistema integral de producción, con la ayuda de software se interpretaran las pruebas de presión para después hacer el análisis nodal y buscar una mejora en la productividad del pozo.

Se hará mención de los mecanismos de desplazamiento, así como los diferentes tipos de daño siendo estos, mecánico biológico y orgánico que afectan a la productividad de un pozo, se tomara en cuenta la prevención y efecto del daño para hacer uso de una metodología adecuada.

Se estimulará de forma teórica con fracturamiento, un pozo dañado y se revisara como influye en la producción un óptimo diseño de las fracturas, con la ayuda de pruebas Pre-Frac y Post-Frac.

Se describirá el procedimiento del Análisis Nodal para un sistema integral de producción tomando en cuenta los distintos nodos, para poder calcular las caídas de presión en el sistema, y poder así hacer una evaluación óptima de la producción para que se tome en cuenta, en el diseño del (SIP).

Se evaluará la productividad de un pozo mediante distintas pruebas de presión, dando como resultado el flujo que se tiene dentro del yacimiento, así como diferentes propiedades del mismo, tomando en cuenta diferentes métodos para calcular su potencial.

Con la ayuda de software se analizaran, los datos de presión, tiempo y gasto con que se contó para un pozo en específico, y se realizaran distintos tipos de sensibilidades tomando en cuenta el daño y diferentes diámetros de estranguladores para ver el comportamiento de este, variando dichos parámetros y poder así dar una óptima solución.



---

## INTRODUCCIÓN

El daño es un aspecto muy importante dentro de la de la producción del pozo y del yacimiento, ya que, el progreso de la industria petrolera ha traído avances tecnológicos y procedimientos que logran hacer más eficiente la forma en que se explotan los yacimientos, para la extracción y manejo de los hidrocarburos.

Una de las principales metas de las empresas petroleras, es disminuir el daño al yacimiento para conseguir una mejora en la producción a un menor costo, otro de los aspectos importantes en el análisis de un pozo es el fracturamiento y la evaluación del mismo para mejorar la productividad.

Las pruebas de presión constituyen una herramienta clave y fundamental para la obtención de los parámetros característicos de los yacimientos de hidrocarburos.

Para este trabajo se utilizará, Pipe-Sim, que nos ayudará a realizar el análisis nodal, el cual es una de las técnicas más utilizadas para la optimización de los sistemas de producción, dada su alta efectividad y confiabilidad a nivel mundial, con dicha aplicación se adecua la infraestructura tanto en superficie como en el subsuelo para reflejar en el tanque, el verdadero potencial de producción de los pozos asociados al yacimiento, básicamente el análisis nodal determina las óptimas condiciones del aparejo de producción, dadas las características del yacimiento.

El software Pan-System ayudará a realizar una buena interpretación de las pruebas de presión, y nos proveerá un estimado de las propiedades del yacimiento en las vecindades del pozo.

En la parte de aplicación se realizarán sensibilidades al daño y a IPR Futuras, con Pan-System y con Pipe-Sim se podrá evaluar la mejora de la productividad del pozo si es necesario.

Para poder determinar cómo se comportara el yacimiento, es necesario conocer además el comportamiento que tendrán los hidrocarburos que se encuentran en él, al declinar la presión debido a la producción. Esto nos ayudara a entender cómo actúa el daño en la formación, ya que con esto se ve afectada la permeabilidad en la vecindad del pozo y por lo tanto se presenta una caída de presión adicional.





El Sistema Integral de Producción como parte de la ingeniería petrolera, se responsabiliza yacimientos de hidrocarburos con el fin de establecer su mejor alternativa de explotación, para poder realizar ese análisis se requiere de modelos matemáticos que pueden reproducir y predecir el comportamiento de un yacimiento petrolero.

Básicamente, el Sistema Integral de Producción es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, y los separa en gas, aceite y agua, y finalmente los envía a las instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario el SIP en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos, ya que puede afectar significativamente la productividad de los pozos.

Los sistemas que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Como resultado de este análisis se puede obtener, por lo general, una mejoría en la eficiencia de flujo o bien un incremento en la producción.



---

## CAPÍTULO 1

### FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

#### 1.1. TIPO DE YACIMIENTOS

La ingeniería de yacimientos como parte de la ingeniería petrolera, se responsabiliza del análisis de los yacimientos de hidrocarburos con el fin de establecer su mejor alternativa de explotación, buscando recuperar la mayor cantidad posible.

Para poder realizar este tipo de análisis, se requiere de toma de información y de modelos matemáticos que puedan reproducir y predecir el comportamiento de un yacimiento de explotación.

Un yacimiento de hidrocarburos, se define como un volumen de roca impregnada de aceite, gas y agua los cuales presenten continuidad hidráulica, es decir, que un cambio de presión en un punto cualquiera del yacimiento repercute necesariamente en varios o todos los demás puntos del mismo.

Las propiedades petrofísicas del yacimiento, se obtienen del análisis en el laboratorio de núcleos de la formación cortados durante la etapa de perforación de los pozos, con los cuales se determina la porosidad y la saturación de agua, lo que sirve para ajustar los registros de pozos perforados posteriormente y que servirán para obtener una porosidad promedio y una saturación de agua promedio representativas de todo el yacimiento. En esos mismos núcleos se determinan otras propiedades muy importantes como lo son, la mojabilidad y la permeabilidad.

Para poder determinar cómo se comportará el yacimiento, es necesario conocer además que comportamiento tendrán los hidrocarburos que se encuentran en él, al declinar la presión debido a la producción.

Para esto se toma una muestra de los fluidos y se envía al laboratorio para efectuar un análisis presión-volumen-temperatura (PVT). Ahí la muestra se lleva hasta las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento, manteniendo la temperatura constante se reduce la presión por etapas midiendo los volúmenes de los fluidos a cada nivel de presión.



Una clasificación de los yacimientos tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, es la siguiente:

1. Yacimientos de aceite negro.
2. Yacimientos de aceite volátil.
3. Yacimientos de gas y condensado.
4. Yacimientos de gas húmedo.
5. Yacimientos de gas seco.

Las características de los fluidos producidos para delimitar un yacimiento dentro de la clasificación anterior son:

**Yacimientos de aceite negro:** Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas aceite instantánea menor de  $200 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$  a condiciones estándar.

**Yacimientos de aceite volátil:** Producen un líquido café obscuro, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.80 y una relación gas aceite instantánea entre 200 y  $1500 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$  a condiciones estándar.

**Yacimientos de gas y condensado:** Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y con relaciones gas aceite instantáneas que varían de 1500 a  $12000 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$  a condiciones estándar.

**Yacimientos de gas húmedo:** Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.74 y con relaciones gas aceite entre 10000 y  $20000 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$  a condiciones estándar.

**Yacimientos de gas seco:** Producen un líquido ligero; transparente (si lo hay) y con relaciones gas aceite mayores de  $20000 \text{ m}^3\text{g}/\text{m}^3\text{o}$  a condiciones estándar.

## 1.2. YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADO

En todos los yacimientos se encuentra presente cierta cantidad de agua debido a su propia génesis, la roca del yacimiento originalmente se encontraba saturada totalmente por agua, y cuando se presentó la migración de hidrocarburos hacia esta roca almacenadora ellos desplazaron el agua existente, pero no toda debido a fuerzas retentivas que no permiten su remoción total. Es por esto que en todos los yacimientos se tiene una saturación de agua congénita que por lo general es una saturación irreductible.



En los yacimientos de aceite bajo saturado, no se tiene presente una fase gaseosa, esto significa que los poros de la roca se encuentran ocupados únicamente por dos fluidos que son el aceite y el agua congénita. En estos yacimientos el mecanismo de empuje que desplaza los hidrocarburos hacia los pozos, es la expansión de los elementos que lo forman, y que son: el aceite el agua congénita y la matriz sólida de la roca.

### 1.3. YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO

Se denomina yacimiento saturado a aquel cuya presión es menor a la presión de burbujeo del aceite y debido a ello presenta gas libre como un fluido saturante, además del aceite y el agua congénita. La compresibilidad del gas es mayor que la del aceite, la del agua y la de la roca, de tal manera, que la compresibilidad del sistema se incrementa bastante, es por ello que normalmente se desprecian los efectos de la expansión de la roca y el agua congénita, por presentar valores comparativamente muy pequeños. En este caso a diferencia de los yacimientos de aceite bajo saturado, no se hace uso de una compresibilidad efectiva, sino que la expansión del aceite con su gas disuelto y la del gas libre se expresa en términos de los factores de volumen.

Si la producción comienza exactamente a la presión de burbujeo, en superficie se notará que la relación gas-aceite instantánea es menor que la relación gas disuelto-aceite correspondiente a esas condiciones; esto se debe a que al liberarse las primeras burbujas de gas no podrán fluir hasta que lleguen a formar una saturación mayor que la crítica. A partir de que se rebasa dicha saturación crítica, la relación gas-aceite instantánea se incrementará hasta alcanzar un valor máximo, debido a que el gas libre del yacimiento estará fluyendo hacia los pozos. Posteriormente la relación gas-aceite instantánea tenderá a disminuir, puesto que a presiones bajas el  $B_g$  tiende a la unidad.

En yacimientos de este tipo es posible que al iniciar la producción ya exista gas libre en ellos, formando un casquete en la parte superior. Si el casquete de gas es lo suficientemente grande, su expansión empujará el aceite hacia abajo de manera horizontal y la presión del yacimiento declinará lentamente, en cambio, si el casquete de gas es muy pequeño, el gas no tendrá la capacidad de barrer el aceite y al declinar la presión, la liberación de gas puede llegar a formar una fase continua que saldrá a través de los pozos.

Si existe un acuífero de grandes dimensiones asociado al yacimiento, se presentará una entrada de agua que empujará a los hidrocarburos hacia la parte superior. El desplazamiento por agua es un proceso similar al que ocurre cuando se tiene casquete de gas; el agua va invadiendo gradualmente los poros expulsando gran parte del aceite que se encuentra en ellos.

Si la entrada de agua es muy potente, la presión del yacimiento disminuirá poco, pudiendo llegar a mantenerse constante.



## 1.4. MECANISMOS DE EMPUJE

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos.

### 1.4.1 EXPANSIÓN DE LA ROCA Y LOS LÍQUIDOS

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajosaturados hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema; el aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento, dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado, la liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se obtiene la presión de saturación, la relación gas aceite producida permanece constante, la porosidad y la permeabilidad absoluta disminuye ligeramente y el factor de volumen del aceite aumenta.

### 1.4.2 EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO

En este proceso el mecanismo de desplazamiento se deberá primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado, ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua que permitirá el flujo de gas hacia los pozos.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o casi nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.



### 1.4.3 EMPUJE POR CAPA O CASQUETE DE GAS

Este mecanismo consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas
- Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas

La zona de gas libre requerida puede presentarse de la siguiente forma.

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

La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose en la parte superior del yacimiento el gas libre que se utilice para desplazar el aceite.

Las recuperaciones en yacimientos con capa de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

### 1.4.4 EMPUJE POR AGUA

El desplazamiento por invasión de agua es muy parecido al del casquete de gas, el desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil, en este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento de agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será mínima y así mismo el desplazamiento que ocurra.



Los requerimientos básicos para este proceso son:

- Una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- Una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

#### 1.4.5. DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe este mecanismo, el ritmo de producción es sensible, mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación.

#### 1.5. DAÑO A LA FORMACIÓN

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo. Las causas potenciales incluyen; baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos, daño a la formación, perforaciones de poca penetración o tapadas, y restricciones a nivel de pozo.

Para analizar el índice de productividad se debe medir, y si se halla que es anormalmente bajo, se debe distinguir entre una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo. Para esto hay que realizar pruebas de incremento de presión, las cuales ayudan a obtener la presión del yacimiento, la presión fluyente del fondo del pozo, la capacidad del flujo y el factor de daño.



Se define daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o reparación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamiento químico (ácidos surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No-Darciano (pozo de gas), entonces se tiene daño. El factor de daño representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada del pozo.

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo, dependiendo de la magnitud del daño se debe iniciar una estimulación, o bien establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

La aproximación sistemática al diseño de tratamientos químicos para la eliminación del daño a la formación, implica aplicar una metodología integrada de diagnóstico del daño existente, la cual comprende:

1. Un análisis completo de las historias de perforación, terminación y reparaciones del pozo con énfasis en las posibles interacciones de los fluidos utilizados con los minerales y los fluidos del yacimiento.
2. Un buen análisis de las pruebas de presión tomadas al pozo.
3. Un estudio de la eficiencia de producción mediante el análisis nodal del pozo.
4. Análisis económicos de las ganancias de producción que podrían obtenerse mediante el tratamiento.
5. Predicción de las reacciones químicas que podrían ocurrir en la formación al introducir los fluidos diseñados, mediante la realización de pruebas de flujo a través de núcleos o la utilización de modelos geoquímico.



## 1.6. DAÑO POR DISPAROS

El factor de daño originado por los disparos, es inducido al efectuarse las operaciones de disparos, con lo cual, da origen implícitamente a otro factor de daño originado por la convergencia del fluido hacia los disparos. Este factor de daño se puede expresar de la siguiente forma:

$$S_d = S_{p1} + S_{p2} \dots\dots\dots 1.1$$

Dónde:

$S_d$  : Factor de daño causado por disparos y restricciones al flujo.

$S_{p1}$  : Factor de daño debido al flujo a través de los disparos.

$S_{p2}$  : Factor de daño debido a la convergencia del fluido, hacia los disparos en la zona disparada.

Cuando el flujo proveniente de la formación, pasa a través de los disparos, ocasiona una caída de presión que dependerá de la densidad de las perforaciones hechas por los disparos, esto es para determinado gasto, viscosidad del fluido etc., a mayor número de perforaciones, se tendrá menor caída de presión originada por el flujo de fluidos a través de las perforaciones, por lo tanto se tendrá una mayor eficiencia de flujo, cuando se tenga una mayor densidad de disparos.

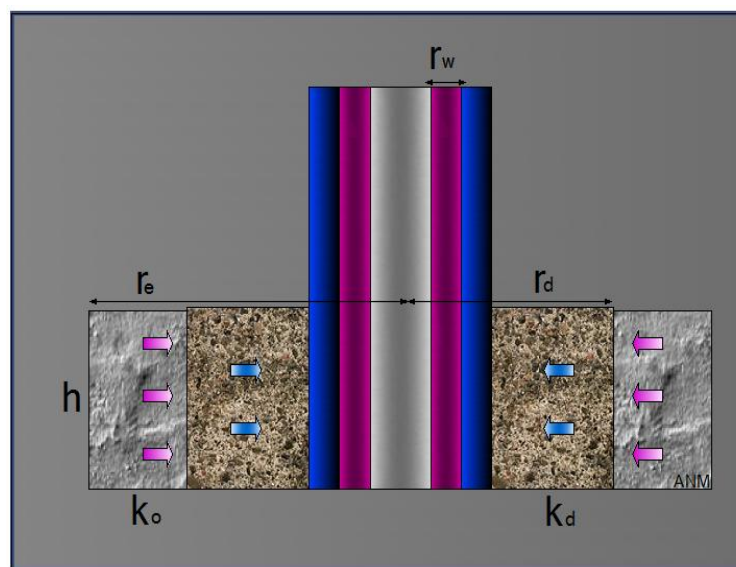


Figura 1. Dirección del fluido a través de los disparos



La ecuación que define el factor de daño  $S_p$ , se obtiene mediante la igualación de la ecuación general de Van Everdingen (1953), que involucra el factor de daño y de la ecuación de la caída de presión del flujo de un líquido a través de un estrangulador.

La ecuación está dada por:

$$S_p = 4.185 \times 10^{-9} \frac{q \rho_o k h_e}{A^2 \mu B_o N} \dots \dots 1.2$$

$A$	: Área del orificio	$[pg^2]$
$B_o$	: Factor del volumen	$[\frac{blo@c.y.}{blo@c.s.}]$
$h_e$	: Espesor efectivo de la formación productora	$[pie]$
$k$	: Permeabilidad de la formación	$[mD]$
$q$	: Gasto de aceite @.c.s.	$[\frac{bl}{dia}]$
$N$	: Número de perforaciones abiertas	$[Adimensional]$
$S_p$	: Factor de daño debido al flujo a través de los disparos	$[Adimensional]$
$\rho_o$	: Densidad del fluido	$[\frac{lb}{pie^3}]$
$\mu$	: Viscosidad del aceite	$[cp]$

$S_p$  se considera sólo cuando se tenga una baja densidad de disparos, en los casos en que la zona productora no esté en agujero descubierto  $S_p$  es igual a cero.

El factor de daño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada  $S_{p1}$ , está relacionado con el flujo de los fluidos de la formación que converge hacia las perforaciones, cerca de la zona disparada, el patrón de flujo radial que traía pierde su característica, es decir, existe un cambio del flujo de fluidos al dirigirse hacia las perforaciones.

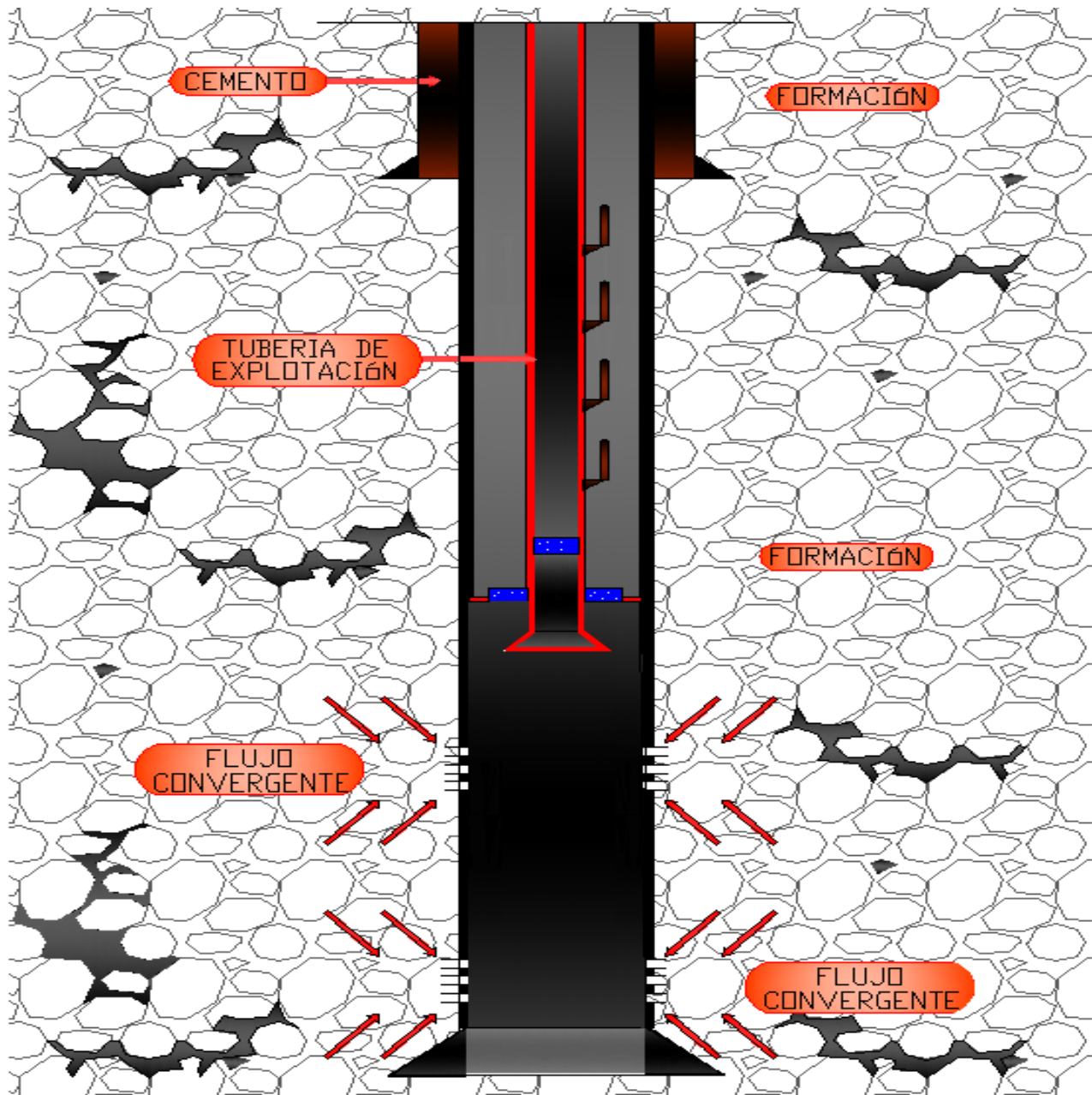


Figura 2. Geometría del flujo cerca de los disparos



Este cambio de dirección ocasiona una caída de presión adicional a la producida por la condición exclusivamente radial; la diferencia entre estas dos caídas de presión, define el factor de daño  $S_{p1}$ , la convergencia del flujo de fluidos hacia los disparos es función del arreglo, espaciamento, penetración y diámetro de los disparos. El cálculo de  $S_{p1}$ , requiere del conocimiento de la profundidad de la penetración de los disparos, y debido a que es difícil medirlo directamente, se mide por medios indirectos. El método más utilizado para la determinación del daño, es el propuesto por Hong (1975).

Este autor realizó estudios utilizando modelos que describen el flujo tridimensional hacia los disparos, en una zona con daño o sin él, manejando arreglos de disparos variados.

Los nomogramas presentados por este autor relacionan el factor de daño, con un grupo de cinco parámetros, tanto del pozo como del yacimiento.

- Intervalo de repetición del patrón,  $h$  [pg]
- Diámetro del pozo,  $d_w$  [pg]
- Relación entre permeabilidades vertical y horizontal ( $k_v/k_h$ ) [adim]
- Distribución angular entre los disparos,  $\theta$  [grados]
- Profundidad de penetración de los disparos,  $a_p$  [pg]

En la terminación del pozo, los líquidos entran en el pozo a través de túneles hechos por los disparos que atraviesan el cemento hacia la formación productora.

La productividad debido a las terminaciones se ha estudiado con modelos analógicos, para esto se han presentado una serie de curvas para calcular los factores de daño en términos de dimensiones.

Existen gráficos que son difíciles de utilizar porque se basan en parámetros sin dimensiones y requieren extrapolación para diámetros mayores a 6 pg, y solo cubre patrones simples y regulares. Este modelo también está restringido por la suposición de que la formación no ha sido dañada por la perforación o por los disparos.

Los nomogramas se pueden dividir en dos diferentes tipos, de patrón simple y escalonado, para este último caso, los disparos son en un plano horizontal y pueden ser de 90° a 180°.



Los efectos sobre la productividad de los pozos dependen de la profundidad de la penetración, las perforaciones afectan al yacimiento convirtiendo esto en un daño, para esto entre menor sea el diámetro de perforación menor es el daño, también se presenta cuando la permeabilidad se reduce alrededor del pozo, a su vez este efecto, se utiliza para representar la caída de presión causada por la convergencia del flujo.

La determinación del daño a partir de los nomogramas se obtiene utilizando el siguiente procedimiento tomando en cuenta los siguientes rangos.

1. Intervalo de repetición del patrón	2 a 5 in
2. Diámetro del pozo, $d_w$	6 a 12 in
3. Relación entre permeabilidades verticales y horizontales ( $k_v/k_h$ )	1/8 a 1/2
4. Distribución angular entre los disparos, $\theta$	0° a 180°
5. Profundidad de penetración de los disparos, $a_p$	2 a 16 in

Procedimiento:

- Estimar  $d_w$  (diámetro exterior de la tubería más dos veces el espesor del cemento).
- Determinar el espaciamiento entre los disparos y el ángulo de desfase entre los disparos ( $h$  y  $\theta$  de la tabla 1).
- Seleccionar dependiendo del tipo de perforación ya sea simple o escalonada el diagrama adecuado.
- Comenzar por la parte izquierda del nomograma dibujando una secuencia horizontal y vertical para encontrar los parámetros del punto anterior.
- Determinar el factor de daño en la terminación por la perforación mediante líneas.
- Ajustar el factor de daño  $s$  para diámetros de perforación de 1/2 in.
- Si se presenta el daño se estima la permeabilidad del radio dañado contra la relación de permeabilidades de la zona dañada.
- Determinar el factor de daño de la Figura 4, si las perforaciones terminan dentro de la zona dañada y con la Figura 5, si las perforaciones se extienden más allá de la zona dañada.

La  $S_{p1}$ , y los valores  $S_d$  se utilizan en la búsqueda del daño total, para formaciones en buen estado  $s = s_p$ , cuando se presenta una zona dañada  $s = s_p + s_d$ , este valor se utiliza para determinar la relación entre la productividad (eficiencia de flujo) y la terminación.

NUMERO DE PATRON	PATRON VISTA SUPERIOR	SIMPLE VISTA FRONTAL	h PULGADAS	$\theta$ GRADOS	PATRON EQUIV	NUMERO DE PATRON	PATRON VISTA SUPERIOR	SIMPLE VISTA FRONTAL	h PULGADAS	$\theta$ GRADOS	PATRON EQUIV
1-12			12	0		3-6			6	120	
2-12			12	180		4-6			6	90	
3-12			12	120		1-3			3	0	
1-6			12	90		2-3			3	180	
2-6			6	0		3-3			3	120	
1-12			6	180		4-3			3	90	

Tabla 1. Patrones de disparos correspondiente a los patrones h y  $\theta$

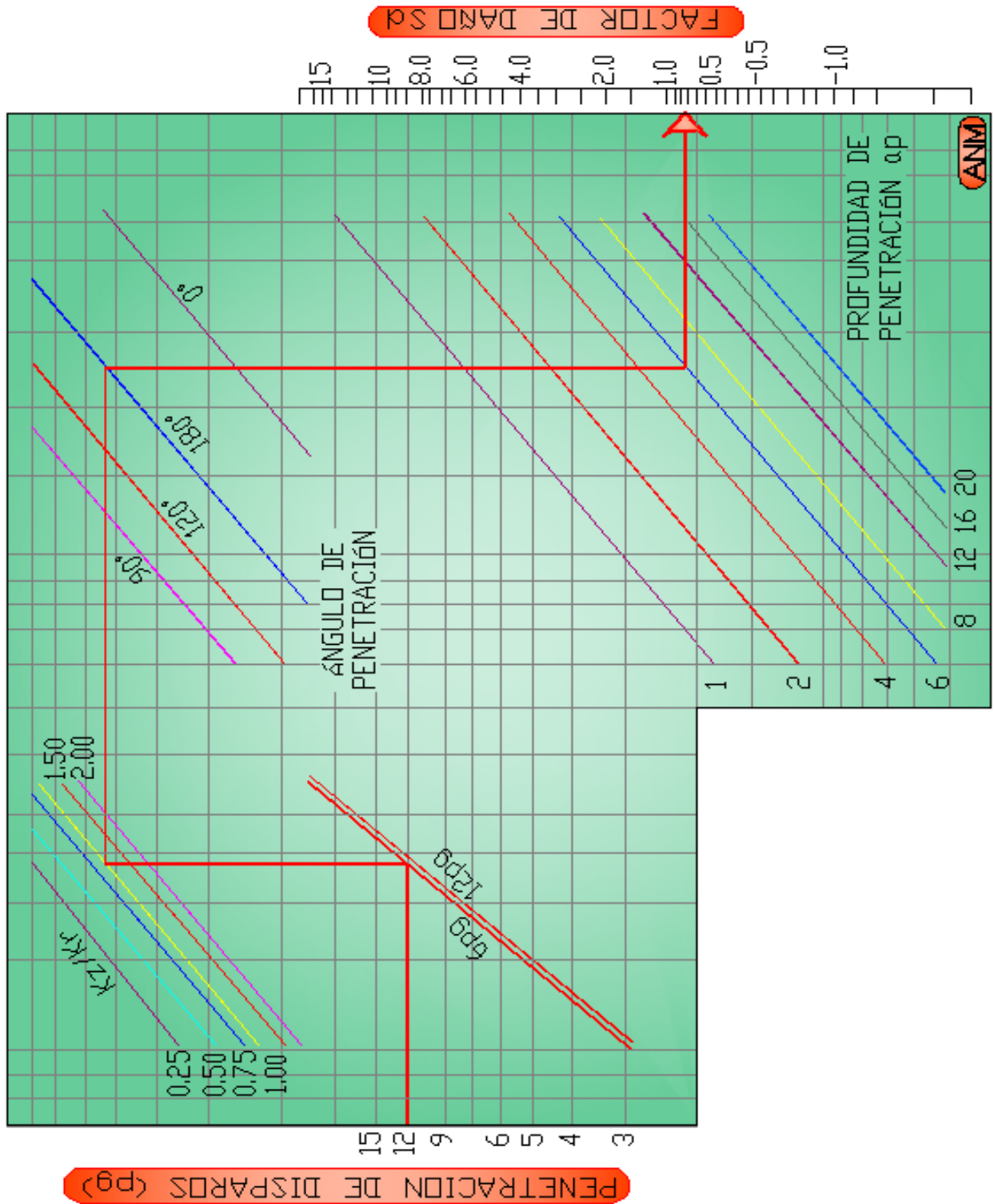


Figura 3. Nomograma para determinar factor de daño en la perforación patrón simple

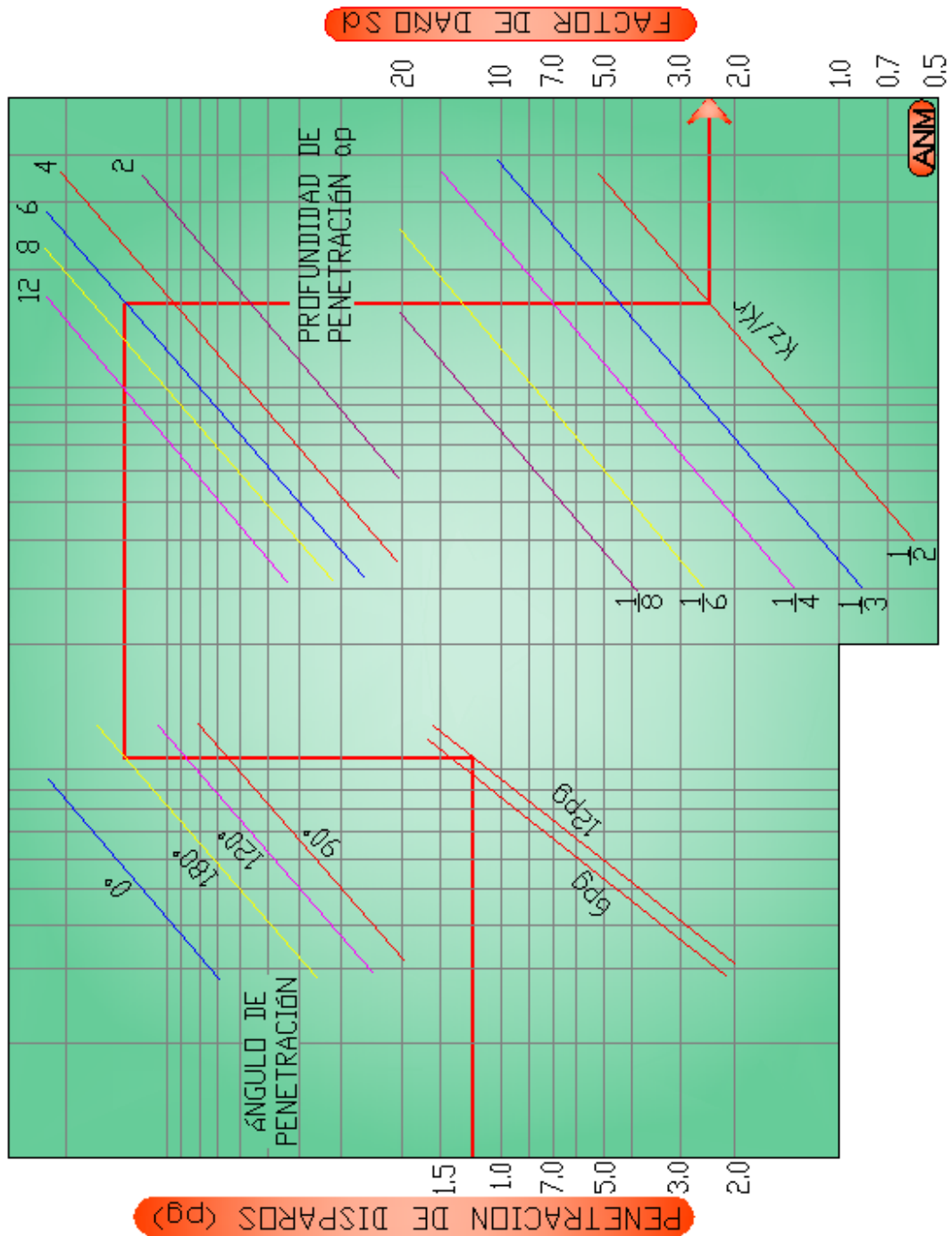


Figura 4. Nomograma para determinar  $S_d$  cuando la penetración se detiene en  $r_s$



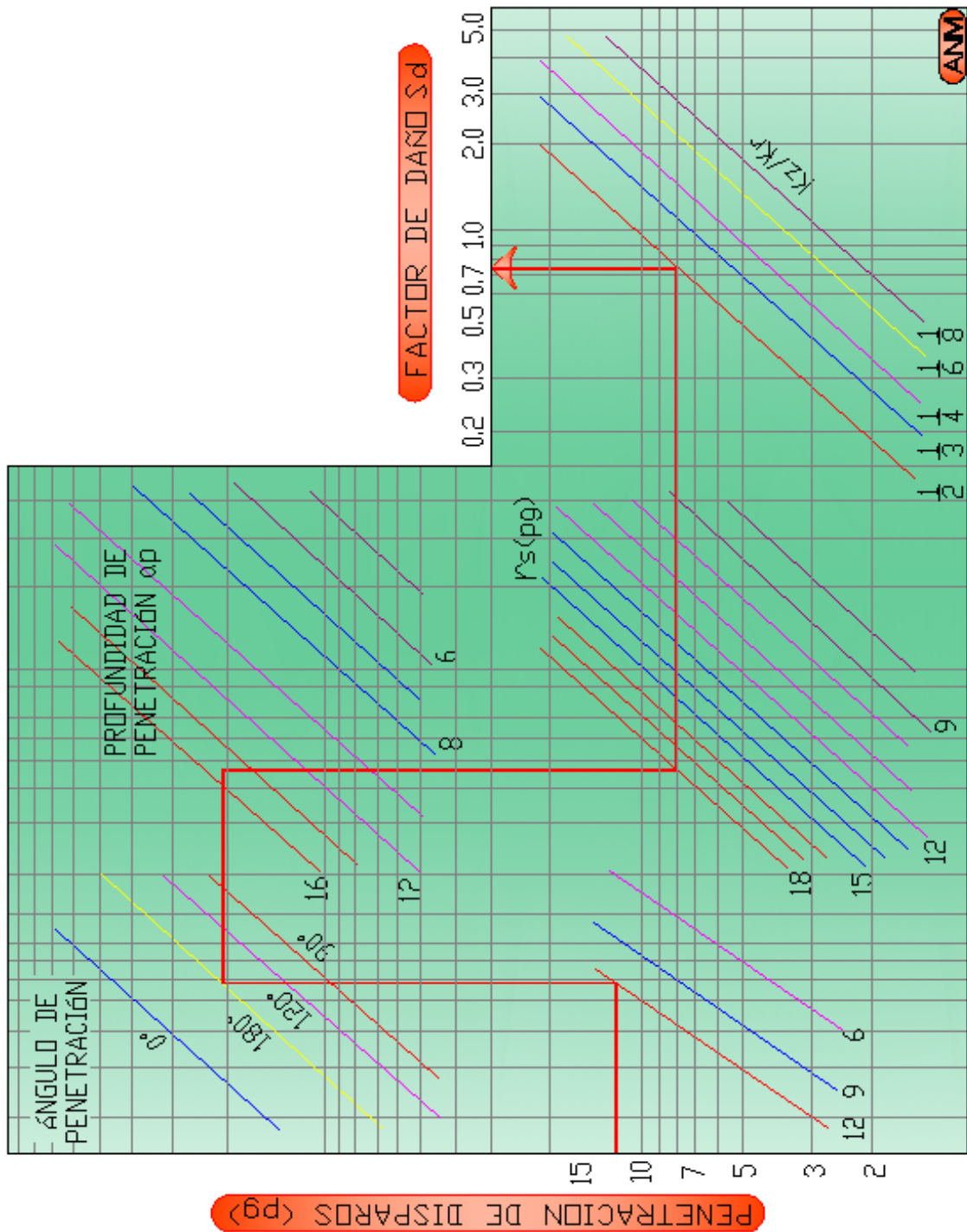


Figura 5. Nomograma para determinar  $S_d$  cuando la penetración va más allá de  $r_s$

## 1.7. EFECTO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN POZOS VERTICALES

El área cercana al pozo es crítica debido a que los fluidos fluyen desde el yacimiento a través del área lateral de un cilindro, cuya área va disminuyendo a medida que se acerca al pozo (Figura 6). Si el flujo es constante, la velocidad aumenta al disminuir el área, con lo cual aumentan las caídas de presión por fricción.

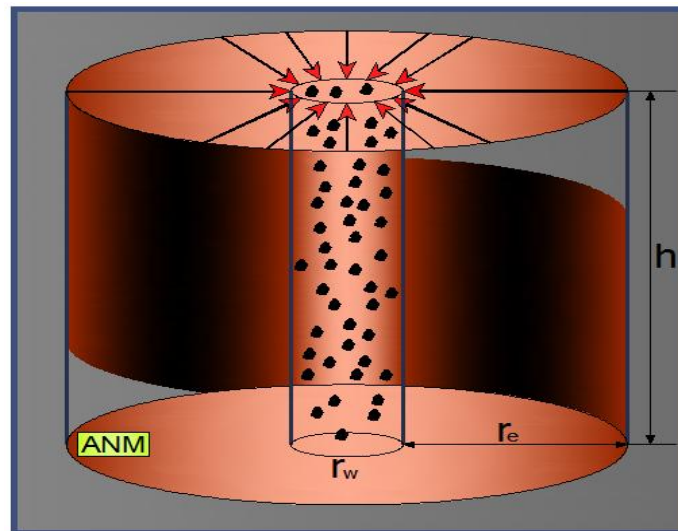


Figura 6. Flujo del yacimiento al pozo

Para cuantificar el efecto del daño en la reducción de la producción, se introduce el factor “s” como variable en la ecuación de Darcy para flujo radial, suponiendo que el daño está localizado en el área crítica alrededor del pozo. Si tenemos un gasto “q” que atraviesa un sistema de dos permeabilidades en serie, la expresión matemática de la Ley de Darcy para flujo radial se expresa de la siguiente manera:

$$q = 0.00708Koh \left[ ((P_{ws} - P_{wf})/\mu Bo) \left( \ln \frac{re}{rw} \right) + \left[ \left( \frac{Ko}{Kd} - 1 \right) \left( \ln \frac{re}{rw} \right) \right] \right] \dots 1.3$$

Ejemplo:

Se tiene un pozo que drena de un yacimiento de 100 pies de espesor, cuya permeabilidad es de 100 mD, la viscosidad del crudo es de 0.5cp, con una diferencia de presión de 1000 psi, en la Figura 7 se puede ver la disminución del gasto de producción para diferentes radios de invasión del daño, si la permeabilidad se daña en un 90% y en un 99%.

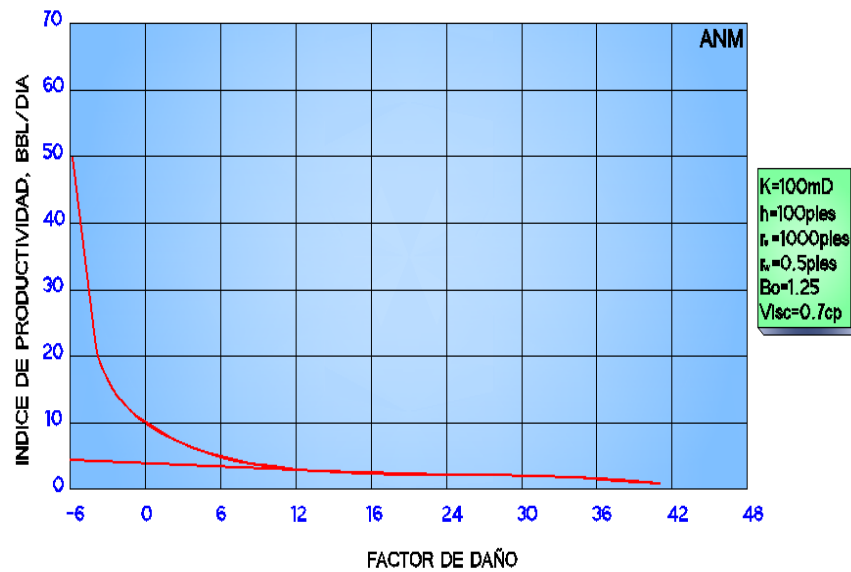


Figura 7. Influencia del radio de daño en la producción

En la Figura 8 se muestra que existe un radio crítico de invasión, que es donde se restringe más el flujo de fluidos hacia el pozo, y dependiendo de la magnitud del daño varía entre 2 pg y 4 pg.

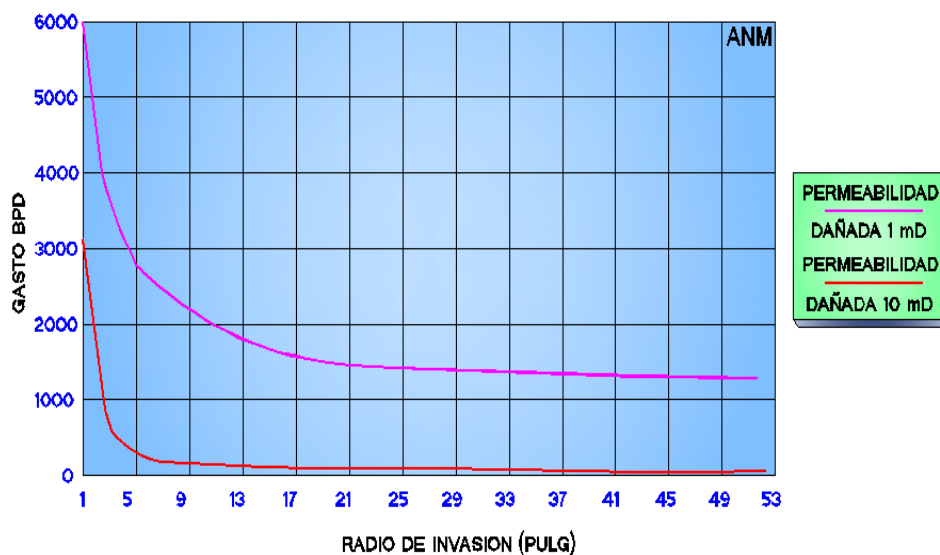


Figura 8. Efecto del daño en el índice de productividad

Se observa que para valores del factor de daño por encima de 14, el pozo ha perdido el 90% de su índice de productividad.



## 1.8. EFECTO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales, o de alta inclinación de más de 60°, se perforan con diferentes propósitos, uno de ellos puede ser alcanzar objetivos que no pueden perforarse verticalmente por haber impedimentos en la superficie, para agrupar pozos en plataformas marinas, para interceptar sistemas de fracturas naturales, y para optimizar el drenaje de un yacimiento.

Por lo tanto, la producción en este tipo de pozos es mayor que en los pozos verticales en la misma zona, pero también puede ocurrir que esto no se cumpla debido a que la relación de permeabilidad vertical horizontal es muy baja o porque los pozos son dañados durante la perforación o terminación.

Tomando en cuenta el alto costo de una perforación horizontal y la dificultad de realizar tratamientos químicos en este tipo de pozos, es más conveniente prevenir el daño que remediarlo.

Si se ignora el daño, puede ocurrir lo siguiente:

- El índice inicial de productividad queda restringido.
- Por declinación rápida se acelera la necesidad de estimular.
- Dificultades para realizar trabajos de reparación.
- Baja tasa de retorno de la inversión.

Todo lo anterior muestra la influencia que el daño a la formación tiene en la productividad de un pozo, tanto vertical u horizontal. A continuación, se establecerán las causas y mecanismos del daño a la formación.

## 1.9. MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de los fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, en primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca fluidos y fluido/fluido, aquellos que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y la superficie de la roca, también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.



## 1.10. MIGRACIÓN Y TAPONAMIENTO POR LAS PARTÍCULAS FINAS

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima. Las arcillas autigénicas son las que más afectan a la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso, en la trayectoria de los fluidos. Estos minerales son de tamaño pequeño, estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente, basta con que exista un 2% de ésta para que su desestabilización cause obstrucción al flujo con disminución de la producción.

Las arcillas son silicatos de aluminio hidratados. Su estructura está formada por capas tetraédricas de silicio-oxígeno y capas octaédricas de aluminio oxígeno hidroxilo.

## 1.11. DAÑO POR ALTA TEMPERATURA

Un aumento en la temperatura acelera el daño causado por la migración de partículas finas, debido a que la concentración crítica de la sal se alcanza más rápidamente.

El proceso físico de desprendimiento y transporte de las partículas finas, ocurre cuando las partículas que están adheridas a la superficie de los granos son movilizadas por fuerzas de arrastre del flujo del fluido en el medio, en donde las fuerzas hidrodinámicas tienen su mayor influencia, creciendo esta con el tamaño de las partículas.

## 1.12. GASTO

Si la velocidad del flujo es baja, las partículas finas dispersas pueden ordenarse gradualmente para realizar su recorrido en la formación a través de los poros, en cambio a velocidades altas no existe una distribución adecuada de las partículas, lo que hace que interfieran con otras y se acumulen en los cuellos de los poros tapándolo. Existe una velocidad por encima de la cual la migración de partículas finas es masiva, y se llama “**Velocidad Crítica de Flujo**”. La determinación de este valor es muy importante, ya que se utiliza para determinar la velocidad máxima de desplazamiento para prevenir el daño a nivel de laboratorio, y a su vez, efectuar un escalamiento para los valores de gastos de inyección o producción a nivel de pozo.



### 1.13. VISCOSIDAD

A medida que aumenta la viscosidad del fluido en el medio, aumentan las fuerzas de arrastre sobre las partículas, por lo que será más fácil desprender las partículas si el fluido es más viscoso, esto es, su velocidad crítica es menor.

### 1.14. MOJABILIDAD DE SUPERFICIE Y PARTÍCULAS

En general, cualquier fluido al moverse en el medio poroso puede alcanzar una velocidad de arrastre suficiente para desprender partículas de las paredes de los poros; Sin embargo, cuando las superficies y las partículas están mojadas por la fase inmóvil, a saturación residual (agua en general) y la fase que fluye es la que no moja las superficies (petróleo), el caso normal es que no se alcance la velocidad crítica para que las partículas se desprendan.

Cuando la saturación de la fase mojante aumenta, y ésta se hace móvil, se alcanza con facilidad la velocidad crítica, y la partículas comienzan a desprenderse y migrar. Este fenómeno puede observarse en pozos que comienzan a producir con bajo porcentaje de agua.

### 1.15. INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO

Las interacciones fluido-fluido pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son: bloqueo por emulsiones, precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre fluidos inyectados y el crudo.

La precipitación de sólidos de las salmueras usadas en terminación o reparación de pozos, y del crudo de la formación puede causar grave daño a la formación cuando estos sólidos tapan los espacios porosos. Los sólidos precipitados pueden ser inorgánicos que provienen de la salmuera u orgánicos que provienen del crudo.

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando la salmuera utilizada y las aguas de la formación son incompatibles y/o se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura. Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de escamas “scale” y se depositan cuando se altera el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas. El grado de sobresaturación puede incrementar, hasta resultar en depósitos, por causa de los cambios de los fluidos debidos a mezclas incompatibles, cambios de temperatura y presión.



Los problemas de depósitos de escamas durante el desarrollo de un pozo (perforación terminación y/o reparación), y durante la inyección de fluidos se debe principalmente a la mezcla de fluidos incompatibles, mientras que los depósitos que ocurren durante la producción del pozo se debe a cambios en la presión y en la temperatura.

### 1.16. PRECIPITACIÓN ORGÁNICA

Las sustancias orgánicas más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y los asfáltenos, las parafinas son hidrocarburos de cadenas largas que precipitan de ciertos tipos de crudo cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Los asfáltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos.

Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo; cuando se reduce de algún modo el contenido de estas resinas, los asfáltenos pueden agregarse, formando partículas lo suficientemente grandes como para quedar atrapadas en el medio poroso, causando daño a la formación. Cualquier cambio químico en el crudo que reduzca la concentración de estas resinas puede ocasionar este fenómeno.

La precipitación de productos orgánicos puede ser también natural o inducida. La natural en el caso de las parafinas está asociada a la disminución de la temperatura del crudo y se da con más frecuencia en las tuberías que en la formación. Si hay una zona de alta caída de presión en las cercanías del pozo, los asfáltenos pueden precipitar en el medio poroso.

La precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfálténicos. Esta alteración puede producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo. Filtrados de fluidos de alto pH que invaden la región del yacimiento cercana al pozo pueden ocasionar la precipitación de asfáltenos, dependiendo de la naturaleza ácida o básica del crudo y de su polaridad.

La inyección o filtrado de un fluido a temperatura menor que la del yacimiento, durante las operaciones de terminación, estimulación o inyección de agua, puede causar precipitación de parafinas al caer la temperatura del crudo por debajo del punto de burbuja.



### 1.17. FENÓMENOS INTERFACIALES

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparente, de la fase oleica o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. A veces se cree que este tipo de daño puede ser temporal, ya que los fluidos son móviles y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica es muy difícil eliminar este tipo de daño.

### 1.18. BLOQUEO POR EMULSIONES

Este proceso ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero parece que no solo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. En la práctica se ha hallado que el agua y el petróleo nativos de un yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente, para que se forme una emulsión, se requieren factores externos, por ejemplo, la reinyección en el yacimiento de un crudo extraído del mismo, y que si se experimenta la activación de surfactantes naturales, estos pueden estabilizar emulsiones de dicho crudo con el agua de formación. La activación de los surfactantes naturales puede ocurrir en los crudos que han sido almacenados y han sufrido oxidación en la superficie.

### 1.19. BLOQUEO POR AGUA

Bloqueo por agua se refiere a una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo.

Los bloqueos por agua pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. La región de la alta saturación de agua resultante, cerca del pozo, reduce la permeabilidad de la formación al petróleo. Un bloqueo por agua, en general se elimina por sí solo, pero en general, viene asociado con otros tipos de daño, que dificultan su identificación e impide su eliminación, además, en yacimientos con alto grado de agotamiento, la presión puede ser baja para expulsar el agua en un tiempo aceptable.





La presión del yacimiento puede ser tan baja que no logre vencer la presión capilar creada por la alta presión interfacial entre el agua y el medio poroso, creándose así un bloqueo permanente.

Un bloqueo por agua se identifica por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia en la producción, generalmente después de la reparación de un pozo donde se ha usado salmuera o agua. Si el pozo produce, es fácil distinguir el bloqueo de una conificación o intrusión de agua, ya que el bloqueo no es sensible a los cambios en el gasto de producción.

### 1.20. DAÑOS DE TIPO MECÁNICO

El medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas durante los procesos de perforación, reparación o inyección de agua en el pozo. Dependiendo del tamaño de las partículas, relativo al tamaño de las gargantas de los poros, por lo tanto este daño puede ser profundo.

También durante los disparos, se crea una zona muy compactada alrededor de cada una de las perforaciones, cuya permeabilidad puede ser de sólo el 10% de la permeabilidad original de la formación.

Otra forma de daño mecánico es el colapso de la formación productora alrededor del pozo, ya sea por altos diferenciales de presión, que crean altas velocidades de flujo o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

### 1.21. DAÑOS DE ORIGEN BIOLÓGICO

Algunos pozos, particularmente aquéllos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la zona cercana al pozo. Las bacterias inyectadas a la formación, especialmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse muy rápidamente en el yacimiento, tapando los espacios porosos con ellas mismas, o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos. Incluso la biomasa de las bacterias muertas puede causar grandes reducciones en la inyectividad de pozos inyectoros de agua.



## 1.22. DAÑO DURANTE LA PERFORACIÓN

La causa más común de daños a la formación en los pozos, es el proceso de perforación de los mismos. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, y los daños que causa pueden ser ocasionados por el filtrado de la fase líquida y por la invasión de sólidos en el medio poroso.

El proceso de perforación altera la condición de equilibrio físico químico, y de esfuerzos termodinámicos que existe entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan.

## 1.23. INVASIÓN DE LOS SÓLIDOS DEL LODO

La invasión de los sólidos del lodo disminuye la productividad en dos formas principalmente:

- Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de capas internas
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros

Los sólidos presentes en un fluido de perforación pueden ser:

- Sólidos agregados para cumplir funciones específicas, para impartir al fluido las propiedades deseadas. Generalmente, su tamaño de partícula es menor de una micra, excepto la barita y los materiales de control de pérdida de circulación. El tamaño de la partícula de la barita varía entre 1 y 74 micras, y los materiales de control de pérdida son de mayor tamaño.
- Sólidos cortados de las formaciones atravesadas: su tamaño de partícula varía entre 1 y 100 micras.

Los tamaños típicos de los sólidos cortados de la formación se muestran a continuación

Descripción	Tamaño (Micras)
<b>Cortes Grandes</b>	Más de 440
<b>Arena</b>	74 – 440
<b>Limo</b>	2 – 74
<b>Arcilla</b>	0.5 – 2
<b>Coloides</b>	0.001 – 0.5

Tabla 2. Tipo de Arenas y Tamaño



El medio poroso actúa como un filtro y por lo tanto, las partículas sólidas pueden invadirlo, dependiendo del tamaño del diámetro promedio de las gargantas de los poros y de la presión diferencial aplicada. También dependiendo del tamaño, las partículas pueden formar una capa interna en las cercanías de la cara expuesta al flujo, o invadir profundamente el medio, si son mucho menores que el diámetro promedio de garganta.

#### 1.24. INVASIÓN DEL FILTRADO DEL LODO

La filtración de la fase líquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocurre en dos etapas: filtración dinámica durante la circulación del fluido, y la filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Los factores que controlan las propiedades filtrantes de un fluido de perforación son:

- Las propiedades físicas y químicas del fluido.
- El sobre balance de presión aplicado.
- La velocidad anular.
- La profundidad de penetración.
- El diámetro del agujero.
- El tiempo de circulación y el que el fluido permanece estático.
- Las propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad, fracturas naturales.

Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible, para minimizar la invasión a la formación. Debe entenderse que la filtración depende en gran manera de la capacidad del fluido de formar una capa consistente e impermeable contra la cara del medio poroso para controlar el filtrado. La formación de dicha capa, sin embargo, es un proceso dinámico que comprende dos mecanismos: la formación de la capa por deposición de partículas, y la erosión del mismo por efectos de esfuerzo de corte por la velocidad del fluido paralela a la cara de la formación.

#### 1.25. DAÑOS DURANTE LA CEMENTACIÓN

La invasión de sólidos durante las operaciones de cementación constituye un tema complicado de tratar, ya que el tamaño promedio de las partículas de cemento es generalmente mayor que el diámetro promedio de los poros aun en formaciones de muy alta permeabilidad.

Sin embargo, durante operaciones de cementaciones forzadas, o si hay una pérdida de circulación durante la cementación primaria, existe la posibilidad de forzar sólidos hacia la formación pero en forma de una fractura, no de invasión del medio poroso.



Por otra parte, la invasión de filtrado si constituye un problema durante las cementaciones, en primer lugar, para facilitar la remoción del lodo y del revoque, se bombean lavadores químicos por delante del cemento, los cuales no tienen control de la pérdida de filtrado. Estos lavadores, en general, tienen propiedades dispersantes, y pueden ser de cualquier pH, desde moderadamente ácidos hasta alcalinos, siendo casi todos ellos de carácter acuoso.

El filtrado de estos lavadores pueden reaccionar con los minerales y fluidos de la formación produciendo:

- Desestabilización de las arcillas.
- Migración de partículas finas.
- Cambios de mojabilidad.
- Cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo.

Detrás de un lavador químico se bombea un espaciador, el cual está diseñado para separar físicamente el cemento del lodo presente en el pozo. Estos espaciadores en general contienen polímeros y tienen buen control de filtrado.

## 1.26. DAÑOS DURANTE LAS OPERACIONES DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

Existen daños que pueden aparecer durante las operaciones de terminación y reparación y se dan por invasión de fluidos hacia el pozo, debido a los altos sobre balances de presión que se utilizan como medida de seguridad, o por desconocimiento de la verdadera presión del yacimiento.

Los fluidos usados en este tipo de operaciones son, en general, salmueras de alta concentración (Na, Ca, Zn, Li, Mg, Ti) que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos, inhibidores de corrosión y surfactantes.

Otra fuente de daño en operaciones de terminación/reparación es controlar el pozo una vez disparado, para permitir sacar la sarta de trabajo y bajar la sarta de producción. Puede haberse tomado todas las precauciones durante las operaciones previas, pero hay que controlar el pozo con un fluido de densidad suficiente para evitar una acometida, este fluido puede invadir de nuevo la formación, y causar los daños que se habían querido evitar. Por último, durante estas operaciones, las perforaciones pueden taparse por agentes extraños, como son: el recubrimiento o la suciedad de las tuberías, y el exceso de grasa que se coloca en las roscas.



### 1.27. DAÑOS DURANTE LAS OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL

La estimulación química matricial es un proceso mediante el cual se trata de restablecer la permeabilidad efectiva al petróleo o gas de una roca, eliminando el daño mediante la inyección de fluidos, reactivos o no, a tasas de inyección y presiones por debajo de los límites de fractura de la misma.

Solamente el daño alrededor del pozo puede ser disminuido durante este proceso, si la formación tiene baja permeabilidad natural, no habrá mejoras en la productividad por estimulación química.

### 1.28. DAÑOS POR ESTIMULACIÓN MATRICIAL ÁCIDA EN ARENISCAS

Para el proceso de estimulación matricial ácida en areniscas se debe de tomar en cuenta todos los elementos que intervienen, tales como: ácidos, minerales de la formación, agua y el crudo que saturan el yacimiento, filtrados y sólidos introducidos a la formación por procesos anteriores.

La primera consideración que se debe hacer antes de diseñar una estimulación de este tipo es un diagnóstico correcto del daño presente, y haber determinado que ésta es la estimulación adecuada.

### 1.29. DAÑO POR ESTIMULACIÓN MATRICIAL ÁCIDA EN CARBONATOS

Los yacimientos de carbonatos que contienen hidrocarburos pueden ser de caliza ( $\text{CaCO}_3$ ) dolomita  $(\text{CO}_3)_2 \text{CaMg}$ , o de mezclas de ambos. Entre las impurezas más comunes encontradas en estos yacimientos tenemos Pirita y Siderita, la caliza, generalmente contiene sus fluidos en sistemas de fracturas naturales, que constituyen su porosidad secundaria, con una porosidad primaria baja, que contribuye al sistema de fracturas naturales, mientras que la dolomita posee buena porosidad primaria, y sus granos se presentan cristalizados. La caliza reacciona rápidamente con HCl, mientras que la dolomita lo hace más lentamente.

Al acidificar los carbonatos, el daño a la formación se elimina con disolución de la matriz de la roca. Algunos daños que pueden causarse en carbonatos por acidificación son:

- Desprendimiento de partículas de dolomita, que taponarán los canales de flujo.
- Deposición de precipitados secundarios que producirán taponamiento.
- Al acidificar con ácidos emulsificados, pueden crearse bloqueos por la emulsión en la vecindad del pozo.



### 1.30. DAÑO POR ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

La estimulación matricial no reactiva es aquella que se emplea para remediar daños a la formación causados por fenómenos interfaciales, tales como bloqueos por agua, emulsiones o cambios de mojabilidad. Este tipo de estimulación se realiza generalmente por medio de mezclas de solventes y surfactantes, los cuales deben ser escogidos con sumo cuidado, mediante pruebas de laboratorio. La utilización indiscriminada de surfactantes puede agravar el daño presente en la formación por fenómenos interfaciales, estabilizando aún más los bloqueos o emulsiones presentes.

### 1.31. DAÑO CAUSADO DURANTE EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El proceso de fracturamiento hidráulico consiste en la superposición de un canal de alta conductividad al yacimiento, para incrementar el índice de productividad de un pozo.

La creación de este canal o fractura se hace por medio de la inyección de fluidos a tasas y presiones que excedan los esfuerzos de cohesión de la roca, y la conductividad la proporciona un agente de relleno o empaque, que se transporta con el mismo fluido dentro de la fractura.

Los fluidos usados para fracturamiento, en general no son reactivos, estos pueden ser fluidos newtonianos (agua, petróleo), que se usaron extensivamente en el pasado, o geles a base de agua con agentes gelificantes.

Estos fluidos contienen aditivos que cumplen funciones específicas, Tales como:

- Rompedores de gel, para romper las cadenas de polímero después de finalizado el trabajo. En general, son agentes oxidantes fuertes.
- Entrecruzadores de gel como boratos, titanatos o ziconatos.
- Bactericidas, para proteger al gel del ataque bacteriano.
- Controladores de arcillas (KCl, NH<sub>4</sub>Cl).
- Surfactantes no iónicos, para prevenir emulsiones.

Los daños que se pueden causar a la matriz de la roca como consecuencia del fracturamiento hidráulico son:

- Daño capilar por invasión del filtrado de fractura a través de las caras de la misma, cambiando la saturación de fluidos y reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo. Ocurre en yacimientos de baja permeabilidad y/o de baja presión.
- Bloqueo por gel viscoso en las caras de la fractura si el gel no ha roto apropiadamente.
- Taponamiento de la matriz de la roca por partículas sólidas en el fluido de fractura.



### 1.32. DAÑOS CAUSADOS DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCIÓN

Los daños más frecuentemente observados durante la vida productiva de un pozo son:

- Migración y taponamiento por partículas finas en el área crítica alrededor del pozo.
- Precipitación de productos inorgánicos (carbonatos, sulfatos), al cambiar las condiciones de presión y temperatura.
- Producción de arena, debida a altas velocidades de flujo, producidas por altas presiones diferenciales en el radio crítico del yacimiento alrededor del pozo. Este efecto puede producirse también al comenzar a producir agua ya que ésta arrastra el material cementante, en forma de partículas finas, reduciendo la resistencia mecánica de la roca.
- Colapso de los poros por alta presión diferencial, o por agotamiento de la presión del yacimiento, haciendo que actúen los esfuerzos tectónicos.
- Disolución de los granos de arena durante procesos de recuperación térmica, por el alto pH del vapor, y precipitación de sílice en el medio poroso.

### 1.33. DAÑOS CAUSADOS DURANTE PROCESOS DE INYECCION DE GAS O AGUA

- Cambios de mojabilidad debidos a la presencia de surfactantes en el agua de inyección.
- Reducción de la inyectividad por taponamiento debido a sólidos suspendidos en el agua de inyección (arcillas, carbonatos, petróleos, bacterias).
- Taponamiento por productos de corrosión.

Como ya se menciona existen dos tipos generales de daño a la formación: el que se induce de fuentes externas, durante las operaciones que implique invasión de fluidos y/o sólidos al yacimiento, y el que ocurre en forma natural, durante la producción del pozo.

### 1.34. PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN

La causa principal de la invasión de filtrado y sólidos del fluido de perforación hacia los yacimientos, es la presión diferencial o sobrebalance de la columna hidrostática del fluido en contra de la presión del yacimiento. Dadas las consecuencias económicas que tiene el daño inducido durante la perforación, es recomendable tener una base de datos actualizada del yacimiento, que incluya registros de presión estática para poder diseñar los fluidos de perforación a la mínima densidad compatible con los márgenes de seguridad. Si los yacimientos se hallan en un grado de agotamiento avanzado, es recomendable la perforación con fluidos de muy baja densidad, aireados o espuma.



Para minimizar la invasión de filtrado, también se recomienda la utilización de lodos que puedan construir un enjarre impermeable rápidamente, y que este enjarre pueda ser removido por la presión del yacimiento al fluir el pozo.

Para esto existen lodos saturados de sal, o con partículas inertes de tamaño controlado, capaces de formar este tipo de enjarres.

Es necesaria la caracterización mineralógica de la roca del yacimiento, así como de los fluidos que la saturan, agua y petróleo, para prever las reacciones químicas que podrían ocurrir cuando el filtrado del lodo invada la formación. Asimismo, de disponer de núcleos de la formación, se recomienda realizar pruebas a través de los mismos, para hallar la reducción de la permeabilidad debida a la invasión del filtrado y sólidos del lodo.

También es recomendable hallar la distribución de tamaño de poro en los núcleos disponibles, o en fragmentos cortados de la misma formación, técnica que será explicada más adelante, para determinar el tamaño mínimo de las partículas sólidas permisibles en lodo.

Durante la perforación del pozo, es de vital importancia el diseño y buen funcionamiento de los equipos de control de sólidos, para eliminar las partículas sólidas de tamaño menor que el permisible.

Es importante conocer los efectos que cada uno de los aditivos del lodo tiene en el medio poroso, y mantener la composición del mismo lo más sencilla posible. Como regla general, aditivos tales como detergentes, lubricantes y asfaltos para prevenir el embolamiento de la barrena y el pegamiento de la tubería, sólo deben usarse cuando se demuestre su necesidad, y si es posible, sólo mientras se estén perforando secciones de lutita. Los aditivos para despegar tuberías deben de usarse en forma de píldoras y ser circulados a superficies y eliminados del lodo, no permitiendo que se mezclen en todo su volumen.

Este tipo de aditivos tienden a formar emulsiones viscosas muy estables en el medio poroso, bloqueando el flujo de fluidos desde el yacimiento, sobre todo en formaciones de baja o moderada presión.

Se sabe que gran parte de los lodos de perforación cumple con sus funciones en forma óptima a valores altos de pH. Esta alcalinidad, al filtrarse hacia el medio poroso podría activar los surfactantes naturales del crudo de la formación, formando emulsiones en el medio poroso.

Los polímeros del tipo xantano, HEC, CMC y CMHEC, pueden penetrar con el filtrado, ya que se encogen como un resorte por efecto de la presión para penetrar al medio poroso, y recuperar su volumen al hallar espacio suficiente en un poro, bloqueando el paso de los fluidos.





El problema del daño durante la perforación se agudiza cuando se perforan pozos horizontales, ya que el yacimiento pasa más tiempo en contacto con el fluido de perforación, y el área expuesta a la filtración es mayor que en un pozo vertical.

Hay que distinguir dos tipos de pozos horizontales: los que se planifican como tales desde el principio, y los de reentrada, en los cuales se aprovecha un pozo vertical existente, y a partir de él, a una profundidad determinada, se perfora una sección horizontal. Estos últimos son los que presentan mayores problemas de daño a la formación, por las siguientes razones:

- En general, el revestidor del pozo es el de producción, restringiendo el diámetro de las barrenas de perforación de la sección horizontal.
- En la perforación de la sección curva del pozo, se perfora a través de secciones de lutita que requieren altas densidades de lodo para garantizar su estabilidad, el reducido diámetro de la perforación impide la bajada de un revestidor intermedio para cubrir la sección de lutita antes de penetrar a la sección productora, por lo que ésta ha de ser perforada con la misma densidad de lodo, en general mucho mayor que la necesaria creando grandes sobrealances e invasión de filtrado y sólidos.

Para prevenir estos efectos, se recomienda perforar con lodos que puedan construir rápidamente un enjarre impermeable y que tengan un estricto control de sólidos.

La perforación de pozos que han de atravesar grandes secciones de lutita presurizada y sensible al agua, y además de altas temperaturas

### **Los mecanismos de daño natural incluyen**

- **Migración de finos.**-Ocurre como resultado de la migración de partículas finas en el fluido producido, las partículas pueden taponar las gargantas de poro en la región cercana al pozo y reducir la productividad del mismo, la migración de finos incluyen (arcillas y silicatos).
- **Hidratación de Arcillas.**-Las arcillas cambian de volumen conforme la salinidad del fluido que fluye a través de ellas. Los cambios de permeabilidad resultado de la interacción de las arcillas se deben a la cantidad, ubicación y tipo de minerales arcillosos en la formación.
- **Deposición de Residuos.**-Los residuos pueden ser químicamente removidos, o pueden estar presentes en la tubería de producción, disparos y en la formación. Los residuos más comunes son:



1.- Sulfato de calcio

2.- Carbonato de calcio

3.- Sulfato de Bario

- **Formación de residuos por agua.**- Los depósitos de cloruro de sodio causados por el decremento de la temperatura o la evaporación del agua.
- **Emulsiones.**- Las emulsiones son combinaciones de dos o más fluidos inmiscibles incluyendo gas, que no se dispersaran molecularmente uno con otro, están compuestas por una fase externa de gotas suspendidas en una fase interna, la mayoría de la emulsiones producidas en el campo son generadas por la adición de algún tipo de energía que hace que dos fases se mezclen.

### 1.35. EFECTOS DEL DAÑO

Con la finalidad de evaluar en forma teórica y cuantitativa los efectos de los daños susceptibles de removerse a través de la estimulación matricial (restricciones en los túneles de las perforaciones y daño verdadero en la formación), en principio considérese un pozo en un yacimiento que no presenta ningún tipo de daño; es decir, supóngase que  $s=0$ . En estas condiciones se puede estimar el potencial ideal y natural del pozo con el empleo de las ecuaciones 1.4., 1.5 y 1.6 En unidades de campo:

Para Aceite:

$$q_o = \frac{0.007082 k_o h (P_{ws} - P_{wf})}{B_o \mu_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \dots 1.4$$

Para Gas:

$$q_g = \frac{0.007082 k_g h (P_{ws^2} - P_{wf^2})}{Z \mu_g \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \dots 1.5$$



Para agua (caso de pozo inyector):

$$q_w = \frac{0.007082 k_o h (P_{wf} - P_{ws})}{B_w \mu_o L n \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \dots 1.6$$

Dónde:

$q_o$	:	Gasto de aceite (BPD)
$q_g$	:	Gasto de gas ( <a href="#">PCD@14.7</a> , psi, 60°F)
$q_w$	:	Gasto de agua (BPD)
$K_o K_g K_w$	:	Permeabilidad al aceite, gas y al agua, respectivamente (mD)
$h$	:	Espesor neto productor o inyector (pie)
$P_{ws}$	:	Presión del yacimiento (psi)
$P_{wfideal}$	:	Presión de fondo fluyendo (psi)
$B_o$	:	Factor de volumen del aceite adimensional
$B_w$	:	Factor de volumen de agua adimensional
$\mu_o$	:	Viscosidad del aceite (cp)
$\mu_g$	:	Viscosidad del gas (cp)
$\mu_w$	:	Viscosidad del agua (cp)
$r_e$	:	Radio de drene del pozo (pie)
$r_w$	:	Radio del pozo (agujero) (pie)
$Z$	:	Factor de desviación del gas (@Q, Pwf, T) (adim)
$T$	:	Temperatura del yacimiento (°R)

Como se mencionó anteriormente en condiciones ideales, es posible con estas ecuaciones estimar el potencial natural de un pozo. Sin embargo, cuando se tiene un agujero revestido y disparado, el flujo que puede aportar el pozo, debe de converger hacia los túneles de los disparos. Como se muestra en la Figura 9, se tendrá un flujo lineal a través de cada túnel de disparo y el flujo en esta zona deberá estimarse por la Ley de Darcy para flujo lineal.

El orificio hecho por el disparo se logra por la detonación de cargas explosivas que generan presiones altas, y que lanzan una carga a velocidades de 15,000 a 30,000 pie/seg.

Este impacto hace que se perfore la tubería de revestimiento, y el cemento llegue hasta la formación, la cual se compacta alterando sus características físicas y propiciando el inicio de los problemas asociados con la restricción al flujo a través de los disparos.

Estas restricciones se ven incrementadas por los detritos de las pistolas, la tubería, el cemento y la propia formación. Naturalmente esto se agrava cuando las perforaciones se realizan en seno de fluidos sucios (con contenido de sólidos). Las consecuencias de esta situación propician que los túneles de los disparos se encuentren en mayor o menor grado con residuos sólidos y su efecto puede ser estimado considerando que el túnel de la perforación esté empacado, con sólidos que propicien una permeabilidad del orden de Darcys. En estas condiciones la Ley de Darcy para flujo lineal será útil para calcular el gasto de fluido a través del túnel de la perforación.

$$q_o = \frac{0.001127 kA \Delta P}{B_o \mu_o L} \dots\dots 1.7$$

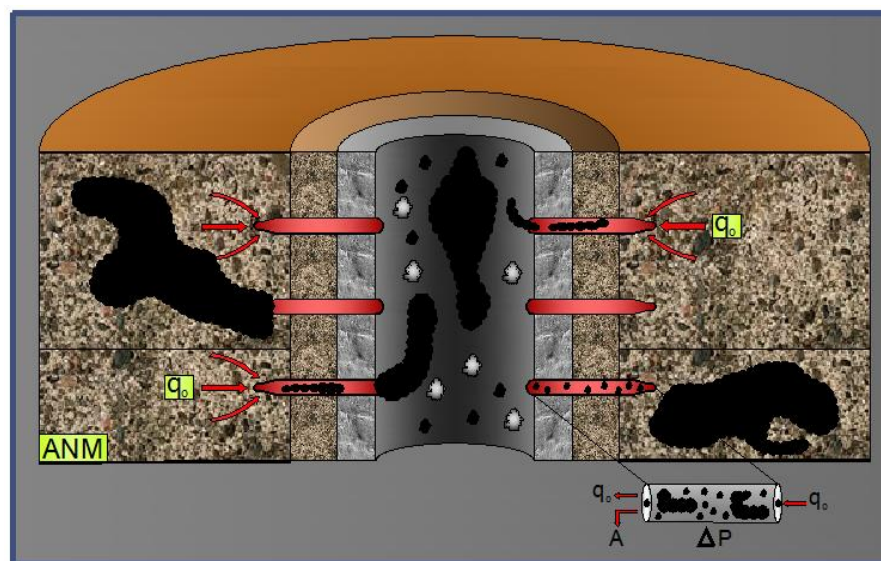


Figura 9. Efecto del Daño en el Túnel de la Perforación



Donde:

- $q_o$  : Producción a través del túnel de perforación (bpd)
- $K$  : Permeabilidad (mD)
- $A$  : Área transversal de flujo del túnel ( $Pie^2$ )
- $\Delta p$  : Caída de presión a través del túnel (psi)
- $B_o$  : Factor de volumen del fluido (adim)
- $\mu_o$  : Viscosidad del fluido (cp)
- $L$  : Longitud del túnel (pie)

La eliminación de las restricciones en los túneles hechos por los disparos y su conexión con la formación, a través de la zona compactada, constituyen el objetivo inmediato de la primera estimulación a un pozo. Esto obliga en lo general a estimular el pozo inmediatamente después de efectuar las perforaciones, lo cual permitirá facilitar la inducción del pozo a producción.

Considerando que ya no se tiene restricción alguna de las perforaciones, es conveniente discutir cuál sería el efecto en la productividad del pozo por la presencia del daño verdadero a la formación. Para esto considérese la situación planteada en la Figura 9. Suponiendo como en el caso anterior, que los pseudofactores de daño son nulos y que se trata de un yacimiento bajosaturado.

En el caso de un pozo que tenga una geometría radial circular con una zona de radio de penetración  $r_x$  y permeabilidad  $k_x$ , diferente a la permeabilidad de la formación  $k$  haciendo un balance de presiones se tendrá lo siguiente:

$$(P_{ws} - P_{wf}) = (P_{ws} - P_x) + (P_x - P_{wf}) \dots\dots\dots 1.8$$

Por lo tanto se tiene:

$$(P_{ws} - P_{wf}) = \frac{B_o \mu_o q_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{0.007kh} \dots\dots\dots 1.9$$



Donde  $k$  es una permeabilidad promedio equivalente a las permeabilidades  $k_x$  y  $k$ , considerando condiciones de flujo permanente, se tendrá:

$$(P_{ws} - P_x) = \frac{B_o \mu_o q_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{0.007 k_e h} \dots\dots\dots 1.10$$

$$(P_x - P_{wf}) = \frac{B_o \mu_o q_o \ln\left(\frac{r_e}{r_x}\right)}{0.007 k_e h} \dots\dots\dots 1.11$$

Sustituyendo 1.9, 1.10 y 1.11 en 1.8:

$$\frac{B_o \mu_o q_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{0.007 K_e h} = \frac{B_o \mu_o q_o}{0.007 k h} \dots\dots\dots 1.12$$

De donde:

$$k_e = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\frac{1}{K} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{1}{K_x} \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)} \dots\dots\dots 1.13$$

En esta ecuación, puede observarse que si  $k_x \rightarrow 0, k_e \rightarrow 0$ , significa que la respuesta del pozo dependerá de la restricción en la permeabilidad de la zona alterada, pudiendo en algunos casos no manifestarse el pozo por la presencia de una zona alrededor del mismo con muy baja permeabilidad, esto independientemente de que esta zona sea de pequeña o gran penetración, por lo tanto el índice de productividad esta dado por:

$$J = \frac{q_o}{(P_{ws} - P_{wf})} \dots\dots\dots 1.14$$

En el caso de un yacimiento ideal con empuje hidráulico 100% efectivo, se puede considerar que  $P_{ws}$  no cambia con el tiempo y se tendrá una línea recta en la gráfica de  $P_{wf}$  vs  $q$ .

$$P_{wf} = \left( -\frac{1}{J} q_o + P_{ws} \right) \dots\dots\dots 1.15$$

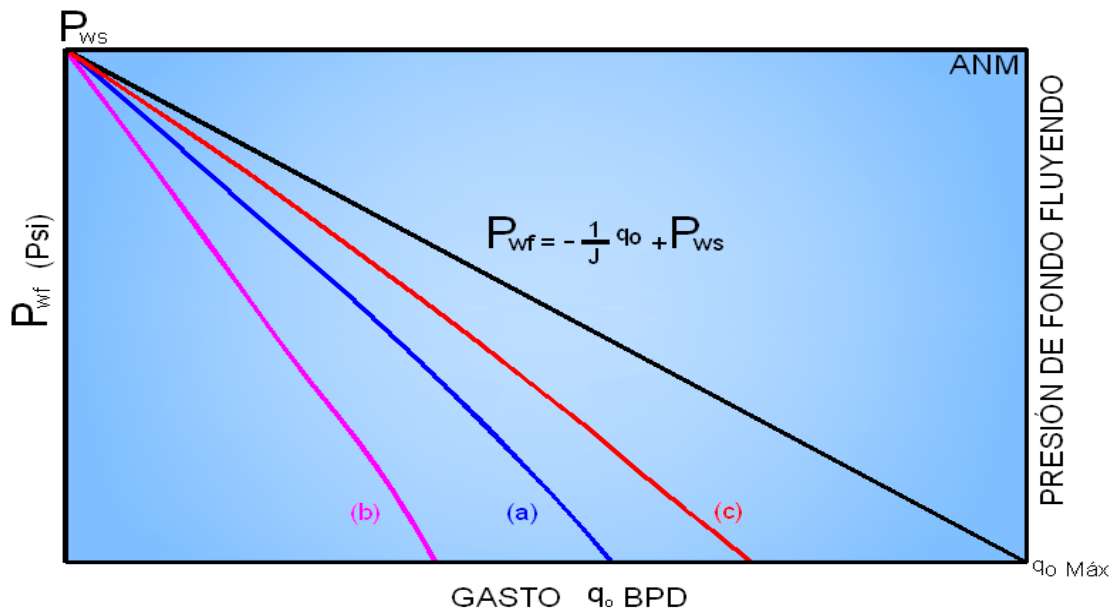


Figura 10. Relación de comportamiento de flujo (IPR)

Por lo general la presión del yacimiento,  $P_{ws}$  disminuye a medida que se explota, por lo que,  $J$  cambia en función del tiempo. La misma Figura 10 muestra la curva (a) que representará el comportamiento real de un yacimiento en condiciones naturales de la formación, es decir, cuando la formación no ha sufrido ninguna alteración en la zona vecina al pozo, sin embargo, generalmente las formaciones se encuentran en mayor o menor grado dañadas. Este daño propicia una pérdida de presión adicional a la caída de presión que se tiene en condiciones naturales; esto si se considera que el pozo produce con el mismo gasto, situación representada en la Figura 10 por la curva (b).

Ahora bien, si la formación en la vecindad del pozo se encuentra en mejores condiciones de flujo (mayor permeabilidad debido a una estimulación), la caída de presión será menor, comportamiento representado por la curva (c). Esto significa que para una misma caída de presión, el gasto en condiciones de formación dañada es menor que el que se obtendría si no hubiese daño y por el contrario si la formación es estimulada, para la misma caída de presión se obtendría mayor producción.

Para un corto periodo de explotación, independientemente del tipo de empuje del yacimiento, la presión del mismo no cambia sensiblemente, por lo que  $P_{ws}$  se puede considerar constante y en consecuencia el índice de productividad. Dado que el proceso de estimulación de un pozo se realiza en cuestión de horas, las condiciones del pozo antes y después de la estimulación y siempre considerando régimen permanente, se puede considerar que se realiza en periodos cortos de explotación, por lo que la determinación del índice de productividad del pozo antes y después de la estimulación puede evaluar su efecto.

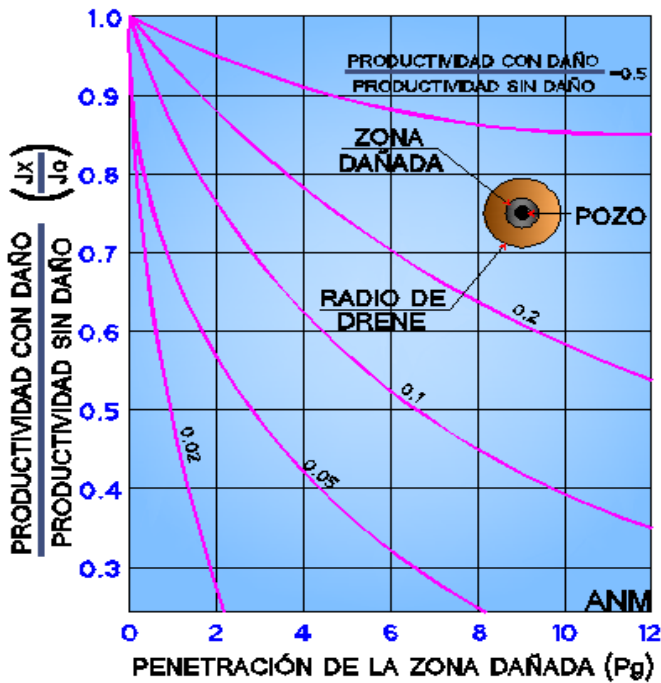


Figura 11.

Pérdida de Productividad debido a una Sola penetración de daño alrededor del pozo

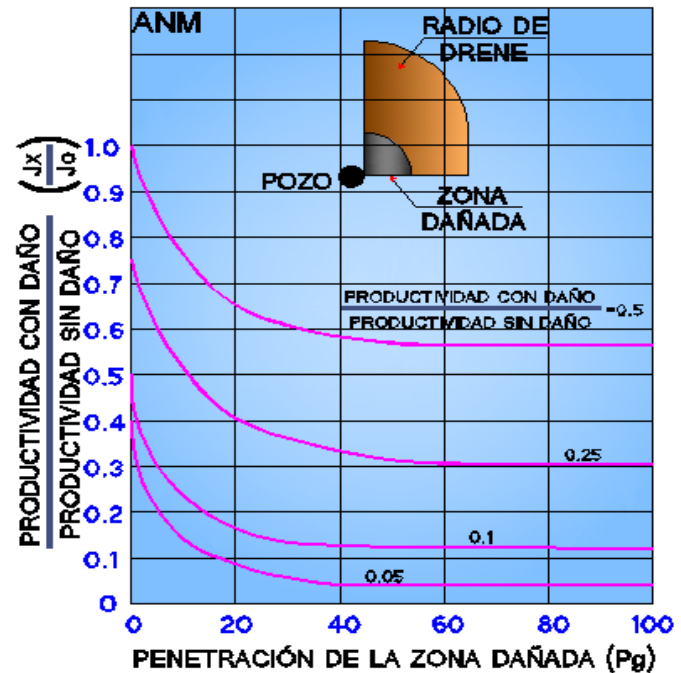


Figura 12.

Pérdida de Productividad debido a una profundidad penetración de daño alrededor del pozo

### 1.36. CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO

Durante algunas operaciones se crea un daño a la formación que disminuye la capacidad productora del intervalo de interés. Para la remoción de dicho daño se requiere su evaluación y cuantificación.

Para la evaluación del daño se requiere de la revisión de las operaciones previas del pozo. Esta revisión se basa en tener en cuenta las condiciones en que se perforó la zona productora, teniendo mayor importancia el tipo y las características del fluido de perforación y terminación, así como las pérdidas y las manifestaciones de fluidos del yacimiento; correr registros para conocer las condiciones de cementación de la tubería de revestimiento, así como de las operaciones posteriores tales como la reparación, limpieza y estimulación.

La cuantificación del daño se hace con la finalidad de definir las condiciones del intervalo productor, para lo cual es necesario contar con datos de producción así como pruebas de variación de presión y análisis nodal, de igual manera se debe de conocer el comportamiento histórico de la producción desde la terminación hasta las condiciones actuales, para esto es necesario contar con el análisis de pruebas de formación y producción, así como su correlación y comparación con pozos vecinos.



El valor del factor de daño es un indicador del estado que predomina alrededor del pozo:

$s > 0$ : Pozo dañado, existen restricciones de flujo hacia las caras del pozo, se interpreta como un diámetro efectivo menor que el real.

$s = 0$ : Pozo sin daño, el daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo.

$s < 0$ : Pozo estimulado, el pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturamiento hidráulico o estimulación con ácido.

### 1.37. ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

La investigación y el diagnóstico de las causas específicas que producen el daño, son básicas para prevenirlo o para removerlo. La remoción del daño ocurrido en una formación resulta en lo general difícil y costosa, por lo que su prevención o por lo menos su reducción debe ser el enfoque principal con el que se planeé cualquier operación en un pozo

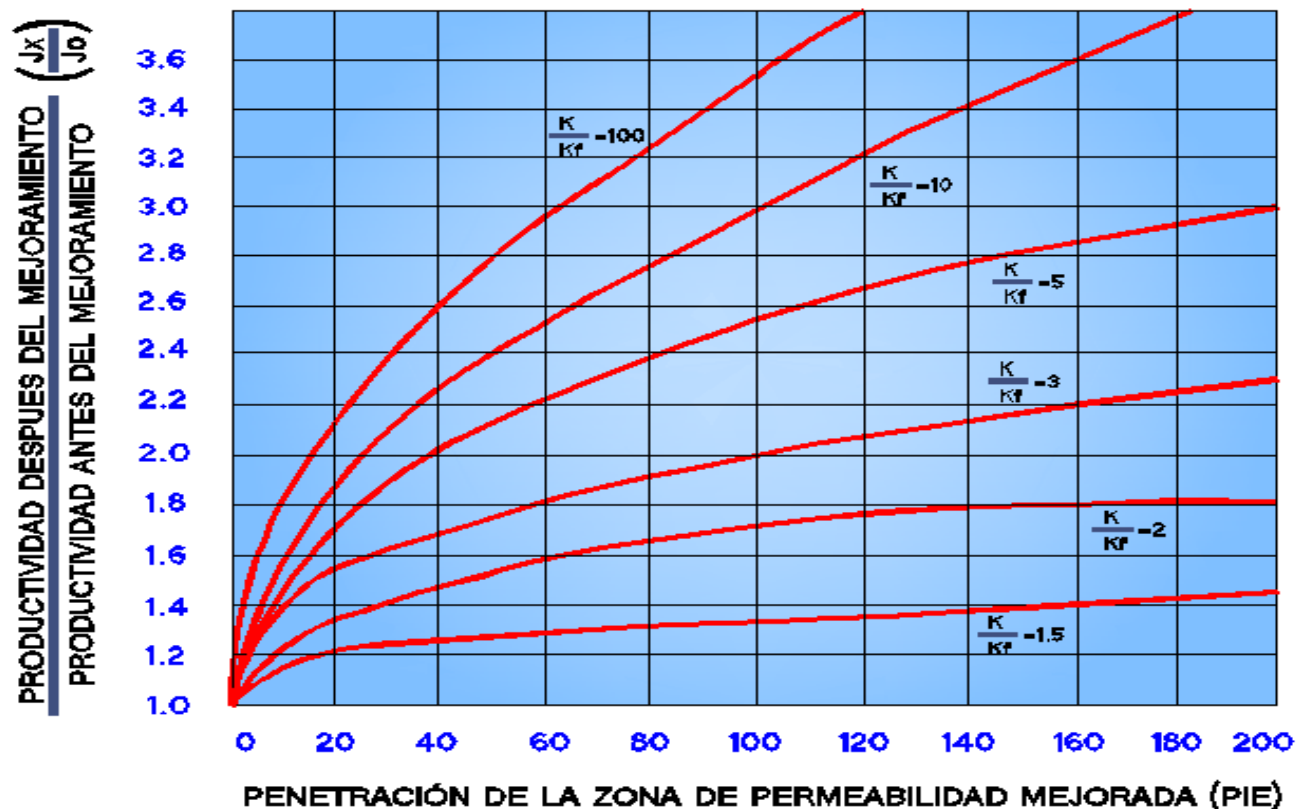


Figura 13. Efecto de una zona de permeabilidad mejorada en la productividad de un pozo



## CAPÍTULO 2

### PRODUCTIVIDAD DE UN POZO ESTIMULADO O CON FRACTURA INDUCIDA

#### 2.1. PRODUCTIVIDAD DE UN POZO FRACTURADO

Durante las operaciones de perforación y terminación, la permeabilidad de la formación en la sección cercana al pozo puede ser alterada, a esta zona se le conoce como zona dañada.

La invasión de fluidos de perforación, el hinchamiento de las arcillas, la presencia de enjarre, cemento, y de una gran saturación de gas alrededor del pozo, son algunos de los factores responsables de la reducción de la permeabilidad. Sin embargo, un exitoso tratamiento de estimulación ácida o fracturamiento hidráulico, resulta en un incremento de la permeabilidad en los alrededores del pozo, reduciendo así el daño en la formación (skin).

En condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional  $\Delta P_{skin}$ , la cual es definida en función del efecto “Skin”. s, como se aprecia en la ecuación 2.1, un valor bajo de permeabilidad o un valor grande de daño, propiciarán una baja en la productividad en el pozo.

Con respecto a la permeabilidad, es poco probable que se pueda incrementar a valores que permitan tener respuestas considerables en la productividad de los pozos. En estos casos cuando se tiene una permeabilidad baja ( $<10\text{md}$ ), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la estimulación por fracturamiento.

En este caso las características del yacimiento permanecen inalteradas, y el mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento.

Las causas más comunes a las que también se les atribuyen restricciones son: Penetración parcial de la perforación del pozo en la formación, poca penetración, taponamiento o turbulencia. Estos efectos restrictivos son comúnmente llamados pseudo-daño (pseudo skin).

Es importante notar que el efecto de daño total incluyendo turbulencia puede ser mayor a 100, en pozos con terminaciones muy deficientes. Sin embargo, el efecto de daño mínimo en una formación altamente estimulada es de alrededor de -5. El factor de daño (st) es una constante que relaciona la caída de presión debida al daño con el gasto, y la conductividad de la formación. Entonces:



$$\Delta P_{skin} = \frac{(141.2) * (q) * (\mu) * (B_o)}{(k) * (h)} * S \dots \dots 2.1$$

$$\Delta P_{skin} = 0,87 \text{ ms}$$

$$\Delta P_{skin} = (p_{ws} - P_{wf})$$

Donde:

$m$ : Pendiente de la línea semi-log obtenida de una prueba de incremento o decremento.

$p_{ws}$ : Presión estática del yacimiento.

$p_{wf}$ : Presión de fondo fluyendo.

Quedando:

$$S_t = S_{fd} + S_{turb} + S_{ter} + S_{perf} + S_{tp} + \dots 2.2$$

Donde:

$S_{fd}$ : Pseudofactor de daño real a la formación.

$S_{turb}$ : Pseudofactor de daño por turbulencia.

$S_{ter}$ : Pseudofactor de daño por terminación.

$S_{perf}$ : Pseudofactor de daño por las perforaciones.

$S_{tp}$ : Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones.



## 2.2. EFECTO DE DAÑO POR FRACTURAS

La mayoría de los pozos productores de aceite y gas son fracturados ya sea durante la etapa de terminación, o bien, durante su vida productiva. El principal objetivo del fracturamiento de la formación es incrementar la capacidad productiva de la misma. Los pozos perforados en yacimientos de baja a moderada permeabilidad, son buenos candidatos a un fracturamiento, lo cual implica un mejoramiento en su comportamiento de producción.

El fracturamiento, es un método de estimulación al pozo, en el cual se crean fracturas conductivas en la formación alrededor del pozo. Las fracturas son generadas ejerciendo presión en la zona productora, dicha presión debe de ser mayor que la presión de fractura de la formación, esta presión es aplicada desde la superficie mediante bombas, las cuales inyectan fluidos a determinados gastos. Cuando la formación no puede aceptar ampliamente los fluidos inyectados a altos gastos, se forman nuevos canales de flujo, estos nuevos canales de flujo se denominan fracturas. Las fracturas son iniciadas, propagadas y mantenidas abiertas durante el tiempo en que se realiza la operación de inyección. Una vez está se suspende, las fracturas tienden a cerrarse nuevamente, para mantener la fractura abierta así como su conductividad, se utilizan dos métodos inmediatamente después que la operación de inyección se suspende:

### 1. Apuntalar la fractura

Los materiales apuntalantes son mezclados en la superficie con fluidos viscosos que acarrear y distribuyen los apuntalantes (bauxita, óxido de Circón, resinas, etc.), para su posterior depósito, lo cual permite mantener la fractura abierta. Este método se conoce como fracturamiento hidráulico.

### 2. Fracturamiento con ácido

El ácido es inyectado en la fractura, lo cual genera superficies irregulares que permiten mantener abiertas parcialmente las fracturas. Este método es relevante sólo en yacimientos carbonatados. En formaciones de areniscas resulta insuficiente para proporcionar una alta conductividad de la fractura.



### 2.3. DAÑO POR ALTA VELOCIDAD DE FLUJO

Pruebas experimentales de flujo en diferentes materiales porosos indican que la Ley de Darcy se aplica en un amplio rango de velocidades de flujo. La relación lineal de Darcy de la caída de presión y el gasto es ciertamente el modelo más simple de flujo en el medio poroso y para muchas aplicaciones, es suficientemente precisa. A altos gastos de flujo la relación lineal entre la caída de presión y gasto no es ampliamente válida. En cambio, la caída de presión se incrementa más rápidamente conforme la velocidad se incrementa.

La ecuación de Forchheimer (1901) es el modelo más popular empleado para describir los efectos de alta velocidad de flujo en los yacimientos. La ecuación proporciona los mejores resultados incluyendo la transición gradual del flujo laminar de Darcy a el flujo no lineal a altas velocidades.

La ecuación de Forchheimer adiciona un segundo término de velocidad a la ecuación de Darcy, resultando.

$$\frac{dp}{dr} = av + bv^2 \dots 2.3$$

También se considera que dicha ecuación se expresa en términos de las propiedades de las rocas y de los fluidos, de tal manera que:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k}v + \beta\rho v^2 \dots 2.4$$

Dónde:

$v$ : Velocidad.

$\rho$ : Densidad del fluido.

$\mu$ : Viscosidad.

$k$ : Permeabilidad.

$\beta$ : Constante empírica.



A bajas velocidades,  $bv^2$  es despreciable y la Ley de Darcy se puede aplicar. A altas velocidades  $av$  es despreciable y la caída de presión es proporcional al cuadrado de la velocidad (análogo al flujo turbulento en tuberías). Mediante la transición de bajas velocidades a altas velocidades, los dos términos  $av$  y  $bv^2$  proporcionan suficientes elementos adecuados para determinar el comportamiento.

La contribución de flujo a alta velocidad a lo largo del yacimiento con permeabilidad uniforme es expresada mediante  $D_R$ , donde para pozos de aceite:

$$D_{Ro} = 1.635 \times 10^{-16} \left( \frac{Kh\rho_o B_o}{\mu_o r_w h_p^2} \right) \beta_r \dots\dots 2.5$$

Y para pozos de gas:

$$D_{Rg} = 2.222 \times 10^{-18} \left( \frac{\gamma_g Kh}{\mu_g r_w h_p^2} \right) \beta_r \dots\dots 2.6$$

O bien:

$$D_{Ro} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{Kh(0.0135R_s\gamma_g + 62.4\gamma_o)}{\mu_o r_w h_p^2} \beta_r \dots\dots 2.7$$

Donde,  $\beta_r$  es una propiedad de la roca del yacimiento, la cual puede ser estimada a partir de;

$$\beta_r = 2.73 * 10^{10} k_a^{-1.1045} \dots\dots 2.8$$

Dónde  $k_a$  es la permeabilidad de la formación.

Dado que la mayor parte de la caída de presión está localizada en la cercanía de la pared del pozo, el mejor valor de permeabilidad para emplear en el cálculo de  $\beta_r$  será la permeabilidad efectiva de la formación  $K_a$ . Si una región cercana a la pared del pozo ha alterado la permeabilidad en parte del radio  $r_a$  (el cual puede ser determinado o estimado), entonces la expresión correcta para alta velocidad de flujo es  $D = D_a + D_R$ , donde para pozos productores de gas:



$$D_{ag} = 2.222 \times 10^{-18} \frac{\gamma_g kh}{\mu_g h_p^2} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \dots 2.9$$

Para pozos productores de aceite;

$$D_{ao} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{kh \rho_o B_o}{\mu_g h_p^2} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \dots 2.10$$

O bien;

$$D_{ao} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{kh(0.0135 R_s \gamma_g + 62.4 \gamma_o)}{\mu_o h_p^2} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \dots 2.11$$

Donde  $\beta_a$  está dado por:

$$\beta_a = 2.73 * 10^{10} k_a^{-1.1045} \dots 2.12$$

Dónde:

$D_{RO}$  : Efecto de daño debido a la turbulencia.  $\gamma_o$  : Densidad relativa del aceite.

$D_{Rg}$  : Efecto de daño debido a la turbulencia.  $\mu_o$  : Viscosidad del aceite.

$D_{ao}$  : Efecto de daño debido a la turbulencia.  $h_p$  : Intervalo perforado abierto al flujo.

$k$  : Permeabilidad efectiva  $r_w$  : Radio real del pozo.

$h$  : Espesor total de la formación.  $r_a$  : Radio de obstrucción.

$R_s$  : Relación de solubilidad.  $\beta_a$  : Coeficiente de flujo no-Darciano.

$\gamma_g$  : Densidad relativa del gas producido.  $k_a$  : Permeabilidad absoluta.

$D_R$  : Efecto de daño debido a la turbulencia.  $D_a$  : Coeficiente No-Darciano.



El efecto de alta velocidad detrás del radio alterado es calculado empleando la Ec. 2.5 para  $\beta_r$  y la expresión  $(1/r_a - 1/r_e)$  en lugar de  $1/r_w$  en las Ecs. 4.35 y 4.37. Usualmente si existe una zona dañada, el término  $D_a$  de la zona alterada a alta velocidad es mucho mayor que el término  $D_R$ , por tanto, se puede asumir que  $D = D_a$ .

El efecto de daño efectivo puede calcularse como:

$$s' = s + D_q \dots 2.13$$

Dónde:

- $s$  Factor de daño
- $D_q$  Efecto de daño debido a la turbulencia
- $s'$  Daño aparente

Las pruebas de variación de presión realizadas a diferentes gastos (mínimo 3 cambios de gasto) pueden ser utilizadas para aislar el efecto de daño,  $S$ . Una gráfica de  $s'$  vs  $q'$  tal como se muestra en la figura 14, sugiere que  $s$  es la intercepción de la línea ajustada con el eje de la ordenadas a  $q = 0$ , y  $D$  es la pendiente. Esta es la forma apropiada para la determinación en campo de  $D$  y de pronosticar el impacto del efecto de daño dependiente del gasto, sobre la producción futura del pozo.

El efecto de flujo No-Darciano por alta velocidad de flujo cerca de los pozos puede ser afectado por otros mecanismos, como es el cambio en la permeabilidad relativa al gas como una consecuencia de la condensación de líquidos; esperándose incrementos de flujo no laminar cerca del pozo en la misma región en que el daño existe. También es asociado con altos gastos en yacimientos de aceite saturado con disparos limitados.



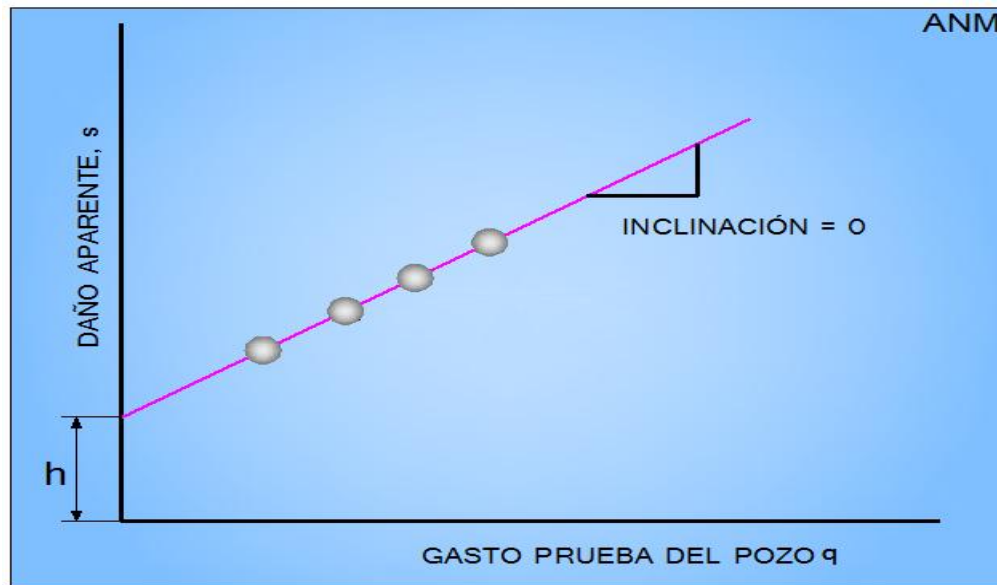


Figura 14. Determinación en campo del efecto de daño y coeficiente No-Darciano a partir de una prueba de presión a gasto variable.

## 2.4. DAÑO POR PENETRACIÓN PARCIAL DE POZOS

Este factor de daño tiene dos componentes, es decir;

$$S_{Desv+pen} = S_{Desv} + S_{pen} \dots\dots 2.14$$

Dónde:

$S_{Desv}$ : Factor de daño debido a la desviación del pozo en la formación productora.

$S_{pen}$  : Factor de daño debido al efecto de penetración parcial del pozo a la formación Productora.

El factor de daño  $S_{pen}$  es producido por la convergencia del flujo hacia la penetración parcial en la zona productora, lo que ocasiona una caída de presión adicional, dando como resultado un factor de daño.



Existe una ecuación para determinar  $S_{pen}$  como función de dos parámetros que son, el espesor de la formación productora,  $h_e$  y la longitud del intervalo disparado,  $h_p$  para cualquier posición de  $h_p$ , siendo la ecuación la siguiente:

$$S_{pen} = 1.35 \left( \left( \frac{h_e}{h_p} - 1 \right)^{0.825} \left( \ln \left( h_e \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} + 7 \right) - \left( 0.49 + 0.1 \ln \left( h_e \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \right) \right) \ln r_{wc} - 1.95 \right) \right) \dots 2.15$$

Donde:

$h_e$ : Espesor efectivo de la formación productora.

$h_p$ : Longitud del intervalo disparado.

$k_h/k_v$ : Relación de la permeabilidad horizontal entre la permeabilidad vertical.

$r_{wc}$ : Radio del pozo corregido y está dado por.

$$r_{wc} = r_w e^{0.2126 \left( \left( \frac{Z_m}{h_e} \right) + 2.753 \right)} \dots 2.16$$

Para:  $y > 0$

Para:  $y = 0$        $r_{wc} = r_w$

Dónde:

$r_{wc}$ : Radio real del pozo

$Z_m$ : Distancia entre la parte superior de la zona productora y la mitad del Intervalo disparado.

$y$  : Distancia entre la parte superior de la zona productora y la parte superior del intervalo disparado  $h_p$ .

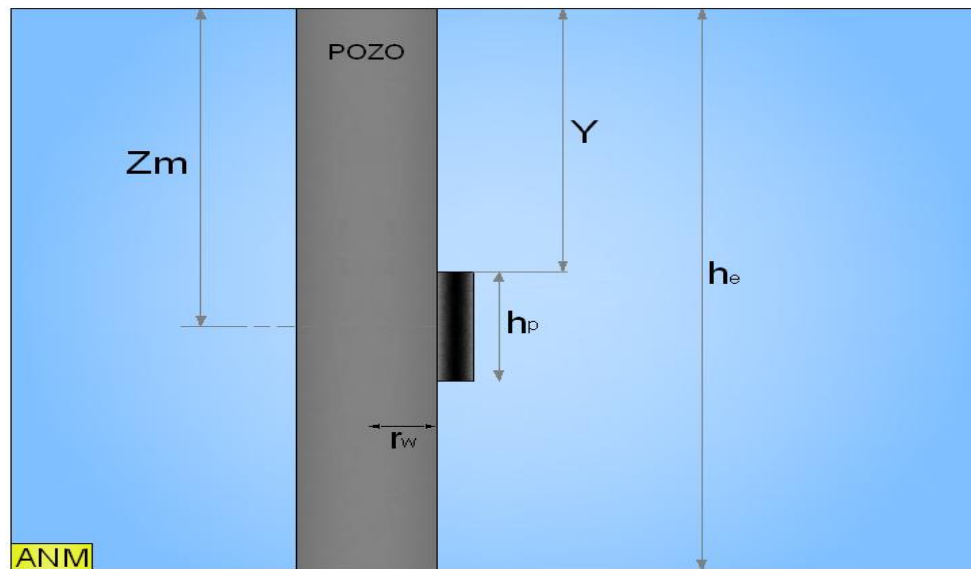


Figura 15. Parámetros para la determinación de  $S_{pen}$

## 2.5. PRUEBAS PRE-FRAC Y POST-FRAC

Las pruebas pre-frac tienen como objetivo el cálculo de la permeabilidad ( $k$ ), para poder realizar un buen diseño de las fracturas, y poder obtener la longitud de la fractura, la conductividad y el daño. Este diseño dependerá de la presión que se tenga en el yacimiento para poder así calcular la longitud de la fractura de manera óptima.

Para saber si el diseño de la fractura fue correcto, se utilizan las pruebas post-fracc, la fractura ideal supone que debe ser simétrica con alas iguales de longitud y de altura constante.

De acuerdo con el objetivo de la prueba, que incluye la necesidad de estimar y mejorar la productividad del pozo después de fracturarse, es necesario revisar el pre fracturamiento con los datos de la prueba. Para esto se requiere estudiar a fondo los siguientes puntos.

## 2.6. PRUEBAS DE PRESIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO

Con este tipo de pruebas se ha logrado determinar con éxito las propiedades del yacimiento y de las fracturas, mediante el análisis de los datos de presión en el fondo del pozo, se pueden estimar ciertos parámetros del yacimiento, e identificar en gráficas semilogarítmicas, logarítmicas y curvas tipo.

Idealmente la respuesta de presión se comporta conforme a las siguientes etapas:

- 1.- Almacenamiento: Este es el primer efecto que se presenta durante la prueba, su coeficiente depende de la capacidad de la tubería de producción, del volumen del fondo del pozo debajo del empacador, de la geometría del pozo y de la compresibilidad del fluido. El efecto de almacenamiento normalmente es más largo en un pozo horizontal y/o fracturado hidráulicamente.
- 2.- Flujo Lineal: Comienza casi inmediatamente después del efecto de almacenamiento y tiene una corta duración, se caracteriza por una línea recta con pendiente igual a  $1/2$  en algunos casos puede que el efecto de almacenamiento oculte este periodo, si la conductividad de la fractura es baja este periodo no existe.
- 3.- Flujo Bilineal: Este efecto se debe a la aportación del flujo del yacimiento y se identifica mediante una línea recta con pendiente igual a  $1/4$ , finalmente se presenta el régimen de flujo de acuerdo al resto del yacimiento y sus límites.
- 4.- Flujo pseudoradial: cuando el espesor total aporta en una geometría radial hacia la fractura.

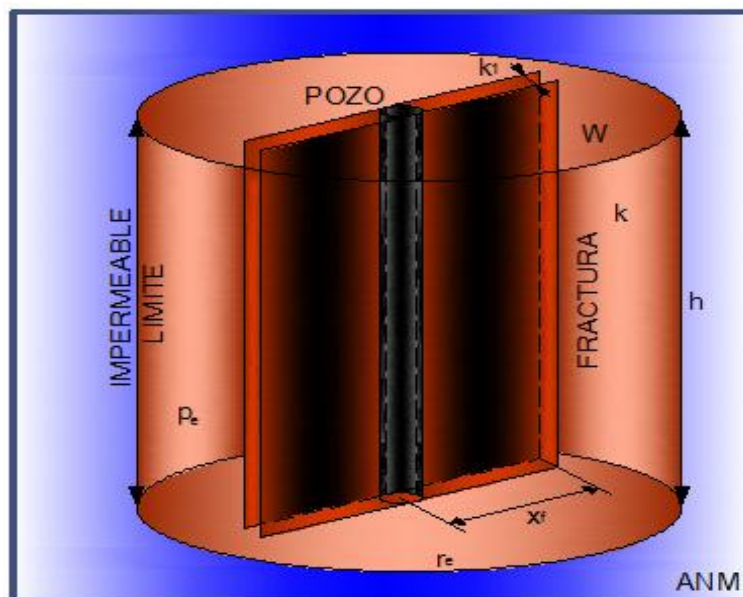


Figura 16. Geometría ideal de una fractura hidráulica

A partir de la Figura 17, se puede obtener la conductividad de la fractura tomando en cuenta la presión adimensional, donde la ordenada se refiere a la  $P_d$  (Presión Adimensional) y el eje de las abscisas contiene el tiempo en que se efectuó la fractura sin dimensiones, y que se define:

$$t_{dx_f} = \frac{0.000264kt(hr)}{\phi\mu C_t X_f^2} \dots\dots 2.17$$

La curva ofrece la conductividad de la fractura  $F_{dc}$  sin dimensiones definida por:

$$F_{cd} = \frac{K_f W}{K x_f} \dots\dots 2.18$$

Después del post-frac, los regímenes de flujo identificados pueden ser flujo lineal, flujo bilineal y flujo pseudoradial. Las fracturas con valores pequeños de  $F_{dc}$  proporcionan permeabilidades pequeñas alrededor del yacimiento y por lo tanto la aparición temprana de flujo pseudoradial, del mismo modo cuando se tienen  $F_{dc}$  con valores muy grandes se tiene como resultado fracturas pequeñas que llevan del flujo bilineal al pseudoradial la Figura 17, muestra la zona de flujo Bilineal.

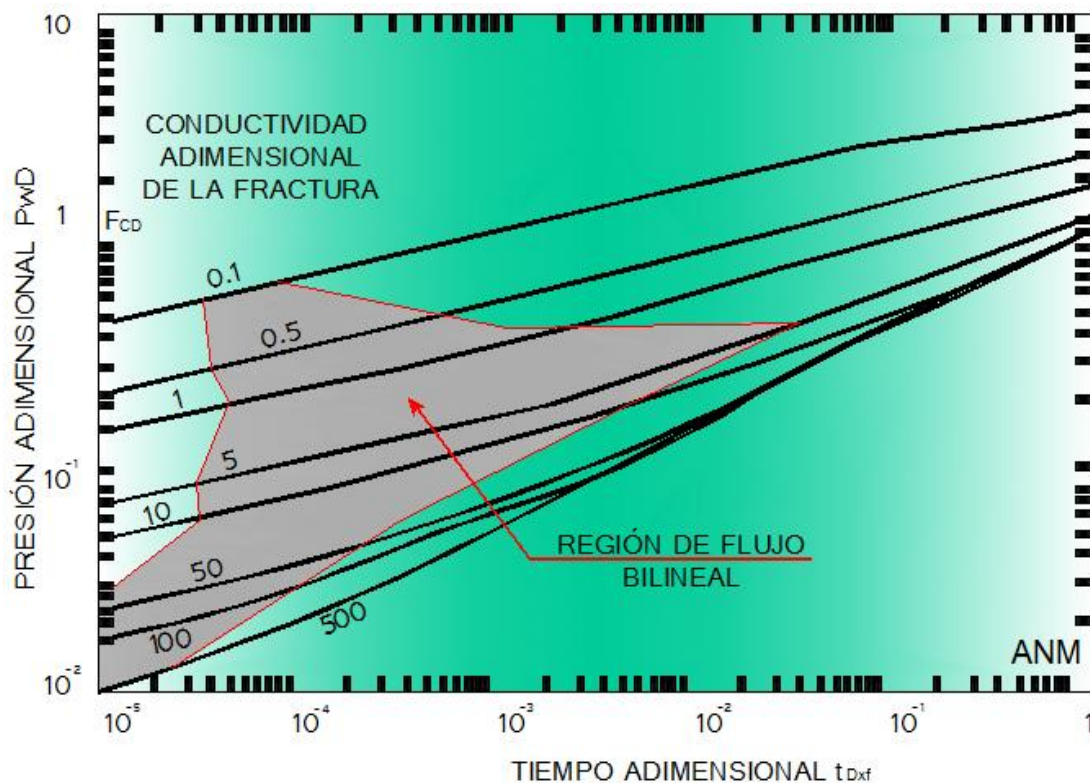


Figura 17. Curva de Conductividad Finita (The Agarwal et. al)



La Permeabilidad del yacimiento no perturbado es decir no fracturado se debe de obtener con una prueba pre-frac, todas las variables son constantes y conocidas, por lo tanto solo se permite movimiento a lo largo del eje del tiempo.

El método de análisis consiste en colocar la región del flujo bilineal identificando las curvas moviendo de izquierda a derecha y viceversa a lo largo de la línea de presión.

La mitad de la fractura (longitud) se puede estimar a partir de  $F_{cd}$  y el producto de  $K_{fw}$ .

## 2.7. FACTOR DE FORMA $C_A$ EXPRESADO COMO DAÑO

Otro factor que afecta la productividad de un pozo es  $C_A$ , el cual es un término de daño pseudoestático, cuando la forma del factor  $C_A$ , es expresada como un término de daño, llega a facilitar la visualización del efecto en la ubicación del pozo en donde se tiene un área de drenaje la cual influye en el comportamiento del pozo. Los factores de daño para las diferentes formas de drenaje y la ubicación de los pozos son proporcionales.

Para el cálculo de los efectos de interferencia de la localización de los pozos sobre los pronósticos de producción se encuentra conveniente expresar el factor de forma  $C_A$ , como un término de daño Pseudoestacionario, usando la ecuación para este flujo, el efecto de drenaje radial o cuadrado llega a ser inmediatamente aparente, el factor de forma es expresado como un término de daño.

La ecuación general de estado Pseudoestacionario en término de  $C_A$  para aceite, gas o agua puede ser escrita:

$$q = \frac{7.08kh(\bar{p} - P_{wf})}{\mu\beta \left( \ln \sqrt{\frac{2.2458A}{C_A r_w^2}} + s + D_q \right)} \dots 2.19$$

El uso del radio efectivo de drenaje  $r_e$  manteniendo un volumen equivalente del yacimiento.

$$r_e' = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \dots 2.20$$



Donde el factor de forma para un pozo en el centro de un área de drene ( $C_A=31.62$ ) de esta manera se puede obtener la ecuación de flujo radial pseudoestacionario conocida:

$$q = \frac{7.08kh(\bar{p} - p_{wf})}{(\mu\beta) \left[ \ln \frac{r'_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s + D_q \right]} \dots\dots 2.21$$

Introduciendo un término en función del factor de forma, queda:

$$q = \frac{7.08kh(\bar{p} - p_{wf})}{\mu\beta \left\{ \ln \left( \frac{r'_e}{r_w} \right) + \left[ \ln \left( \frac{2.656}{\sqrt{C_{A,ref}}} \right) + \ln \left( \frac{2.656}{\sqrt{C_{A,new}}} \right) - \ln \left( \frac{2.656}{\sqrt{C_{A,new}}} \right) \right] + s + D_q \right\}} \dots\dots 2.22$$

Definiendo el factor de daño como Pseudoestacionario,  $S_{CA}$

$$S_{CA} = \ln \sqrt{\frac{C_{A,ref}}{C_{A,new}}} \dots\dots 2.23$$

Se tiene referenciado al centro de un círculo como solución analítica con  $C_{A,ref}=31.62$

$$q = \frac{7.08kh(\bar{p} - P_{wf})}{(\mu\beta) \left[ \ln \frac{r'_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s_{CA} + s + D_q \right]} \dots\dots 2.24$$

O referenciado al centro de un cuadrado (situaciones de modelado y campo)

$$q = \frac{7.08kh(\bar{p} - P_{wf})}{(\mu\beta) \left[ \ln \frac{r'_e}{r_w} - 0.738 + s_{CA} + s + D_q \right]} \dots\dots 2.25$$



Dónde:

$t_{dxf}$  : Tiempo adimensional.

$k$  : Permeabilidad.

$A$  : Área de drenaje.

$B$  : Factor de volumen de la formación.

$h$  : Espesor de la formación.

$r_e'$  : Radio efectivo dañado.

$s$  : Factor de daño.

$r_w$  : Radio efectivo del pozo.

$\mu$  : Viscosidad.

$C_A$  : Factor de forma.

$\bar{p}$  : Presión promedio.

$p_{wf}$  : Presión de fondo fluyendo.

$\phi$  : Porosidad.

$C_t$  : Compresibilidad total.

$F_{cd}$  : Conductividad de la fractura.

$K_f w$  : Permeabilidad de la fractura.

$x_f$  : Profundidad de la fractura.

$C_{A,ref}$  : Factor de forma referenciado.

$C_{A,new}$  : Factor de forma nuevo valor

$S_{CA}$  : Factor de daño Pseudoestacionario.

$D_q$  : Constante de flujo No-Darciano.

$t$  : Tiempo real.









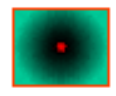
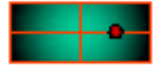




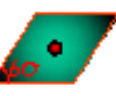

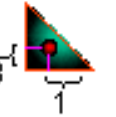
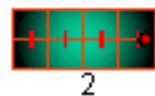




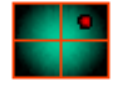
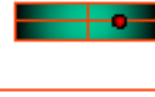

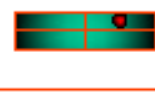


ANM	FORMA	FACTOR $C_A$	REFERENCIADO A CIRCULO CUADRADO		FORMA	FACTOR $C_A$	REFERENCIADO A CIRCULO CUADRADO	
								
		31.62	0.000	-0.0118		10.8374	0.535	0.524
		30.8828	0.0118	0.000		4.5141	0.973	0.962
		31.6	0.0003	-0.0115		2.0769	1.361	1.350
		27.6	0.0680	0.0562		3.1573	1.152	1.140
		27.1	0.0771	0.0653		0.5813	1.998	1.986
		21.9	0.184	0.172		0.1109	2.826	2.815
		0.098	2.888	2.876		5.3790	0.886	0.874
		12.9851	0.445	0.433		5.3790	0.686	0.674
		4.5131	0.973	0.962		0.2318	2.458	2.446
		3.3351	1.125	1.113		0.1155	2.506	2.794
		21.8369	0.185	0.173		2.3606	1.297	1.266

Figura 18. Factores de Daño

## CAPÍTULO 3

### SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

#### 3.1. PARTES DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

Básicamente, 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 diferentes 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.

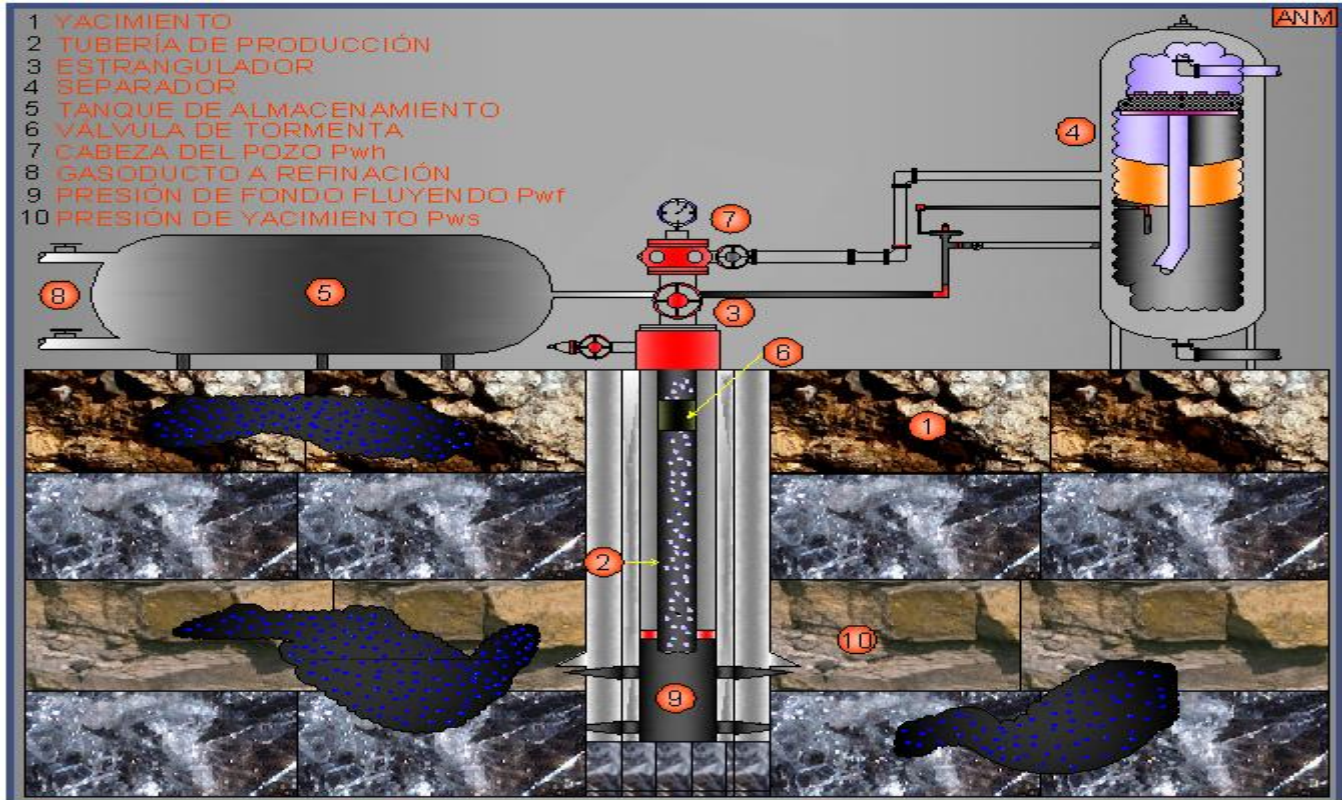


Figura 19. Componentes Básicos del Sistema Integral de Producción



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

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

**Árbol de válvulas:** Es un arreglo de válvulas que permiten controlar el flujo de los hidrocarburos del pozo y de los fluidos que se inyectan al mismo.

**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 del aceite como del gas disminuye cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transporta en tuberías de diámetro óptimo, para su capacidad dada.

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

**Separadores:** Son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores se clasifican por la geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres fases (gas, líquido y agua).

**Tanque de almacenamiento:** Son recipientes metálicos de gran capacidad para la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas en tierra firme, o bien, un buque tanque, generalmente utilizados en pozos costa afuera.



### 3.2. PRODUCTIVIDAD DE POZOS

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario revisar el sistema integral de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de sus fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya y como una opción aumentando la temperatura en las vecindades del pozo, puede facilitarse su recuperación.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben de ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado, los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados, tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en está. Es decir si la formación productora presenta valores bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión, o bien, depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

### 3.3. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Es común encontrar sistemas de producción que no operan en forma eficiente, es decir, no se obtiene la producción de hidrocarburos esperada. La cantidad de fluidos producidos en superficie está en función, principalmente, de las caídas de presión existentes en cada uno de los componentes del sistema integral de producción. En las siguientes figuras se muestran las pérdidas de presión asociadas a cada componente de un sistema básico y un sistema complejo de producción.

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 de 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.

Un método que permite analizar el comportamiento, del sistema integral de producción (SIP) además de determinar la capacidad de producción para cualquier combinación de componentes es el "Análisis Nodal". Este método se puede utilizar para determinar los lugares de excesiva resistencia al flujo o caídas de presión en cualquier parte del sistema.



El análisis nodal, es el estudio del flujo de fluidos en un sistema de producción, el cual generalmente se divide en 3 subsistemas que son: flujo en el yacimiento, flujo en la tubería vertical y flujo en la tubería horizontal. Se le llama análisis nodal por que se divide el sistema de flujo en partes, con la finalidad de predecir el gasto y la presión en los nodos de unión de los subsistemas, o bien, en los extremos del mismo.

Tiene como objetivos:

- a) Predecir el comportamiento del flujo con las condiciones actuales.
- b) Predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo del sistema.
- c) Tomar decisiones para optimizar las condiciones de flujo, en base a parámetros de volumen de producción, gastos críticos y parámetros económicos.

Entre sus condiciones principalmente se debe de conocer o suponer la presión en el inicio y al final del sistema, en el nodo de solución las condiciones de presión y de gasto deben ser idénticas para cada subsistema analizado, los nodos de solución pueden ser los extremos de todo el sistema, o bien, los puntos de unión.

La razón fundamental de 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 transporte, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo.

Del análisis nodal que se aplica los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte, así mismo, podemos estudiar el comportamiento de estranguladores, válvulas, etc.

El procedimiento para aplicar análisis 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 un sistema de producción.

El análisis nodal puede ser empleado para analizar muchos de los problemas relacionados con los pozos productores de aceite y gas, la elección del nodo solución para pozos fluyentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar, esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta 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.

Algunas de las aplicaciones del Análisis nodal pueden ser:

- 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 válvula de seguridad subsuperficial.
- Analizar la existencia de restricciones al flujo en el sistema integral de producción.
- Diseñar un sistema de producción artificial.

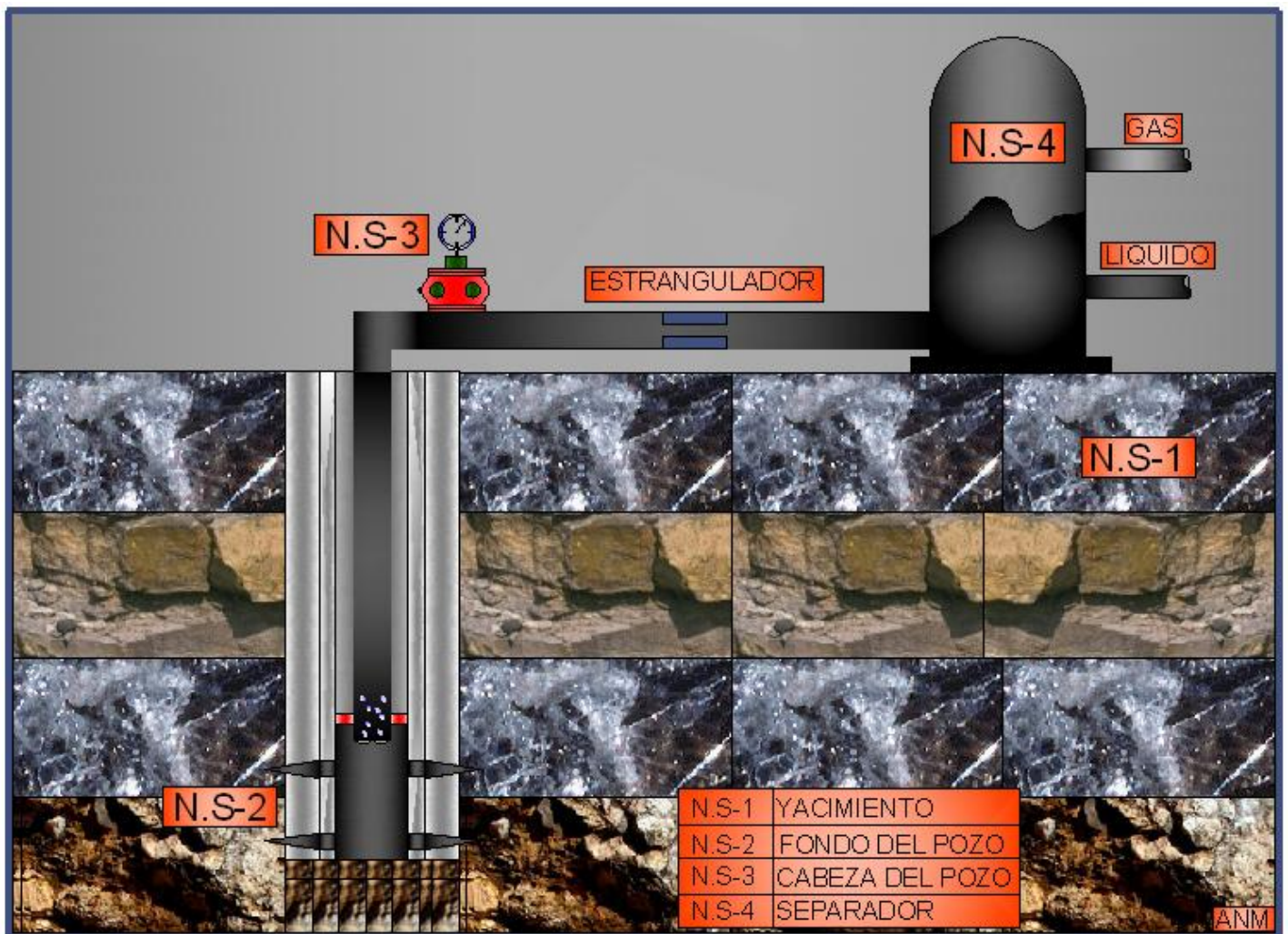


Figura 20. Nodos Principales en un Sistema Básico de Producción



### 3.4. APAREJO DE PRODUCCIÓN

El aparejo de producción es una tubería conectada al árbol de válvulas y otros dispositivos que permite el flujo de los fluidos del yacimiento hasta la superficie.

En el aparejo de producción se debe de contar con datos importantes tales como:

- Tipo de aparejo.
- Elementos del aparejo (tubería accesorios).
- Fecha de colocación.
- Fecha de terminación de vigencia.
- Profundidad de los elementos del aparejo, y su longitud.
- Composición de los elementos.
- Zonas conectadas (disparos o yacimientos).
- Cambio de estatus

### 3.5. ESTRANGULADORES

El estrangulador es una herramienta que sirve para controlar los gastos de producción, ritmo de producción y asegurar la estabilidad del pozo, se instala normalmente en el cabezal del pozo, también en el fondo como medida de seguridad en los pozos marinos para evitar la posibilidad de que el cabezal del pozo pueda sufrir daño, en ocasiones se instala corriente abajo del cabezal, se usan para que los cambios pequeños o variaciones en la presión corriente abajo, no afecten la presión de fondo y en consecuencia el comportamiento del pozo, esto implica que el fluido se desplace por el estrangulador a velocidad superior a la del sonido y se ha determinado bajo la diversidad de condiciones que este requisito se satisface si la presión de fondo, es por lo menos el doble de la presión promedio en la línea de flujo.

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción. De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, como se indica a continuación.



### 3.6. ESTRANGULADORES SUPERFICIALES

- a) **Estrangulador Positivo.** Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro.
- b) **Estrangulador ajustable.** En este tipo, se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver.

Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se dispone con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000  $lb/pg^2$ .

### 3.7. ESTRANGULADORES DE FONDO

- a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado “niple de asiento” que va conectado en el fondo de la TP. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operada desde la superficie.
- b) Estranguladores que se aseguran en la TP por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

### 3.8. FLUJO SÓNICO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES

El diámetro requerido del estrangulador para controlar la producción del pozo, de acuerdo a las condiciones de operación del sistema, se puede calcular con diferentes correlaciones (Gilbert, Ros, Ashford, Omaña, etc....)

Cualquier correlación que se utilice únicamente es válida cuando se tienen condiciones de flujo sónico a través del estrangulador. De otra manera la producción del pozo no será regulada y se caerá en una situación de flujo inestable, en la que las variaciones de presión corriente abajo del estrangulador se reflejarán en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Para flujo sónico el gasto es independiente de la presión corriente abajo del estrangulador.





Para garantizar flujo sónico a través de un estrangulador la relación de presiones antes y después del estrangulador deberá cumplir con los siguientes valores:

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

Donde

$p_1$  = presión antes del estrangulador

$p_2$  = presión después del estrangulador

### 3.9. FUNCIONES DE LOS ESTRANGULADORES EN LA LÍNEA DE DESCARGA

La presión del fluido dentro del yacimiento proporciona la fuerza motriz para impulsar los fluidos hacia el pozo, la tubería de producción y hasta la superficie.

Para maximizar la capacidad de producción de los pozos individuales, es posible asegurar que existe una restricción mínima en la línea de flujo.

Sin embargo, en estos casos, la capacidad de producción del sistema puede ser ajustada y evitar perturbaciones de flujo o inestabilidades en el pozo. Por lo tanto la mayoría de los pozos de producción utilizan un estrangulador en la línea de flujo antes de la boca del pozo

La implementación de un estrangulador en la línea de descarga puede ser muy importante por las siguientes razones:

1. Para mantener el flujo estable y condiciones de presión detrás del estrangulador.
2. Para controlar y restringir la presencia de gas y conificación del agua alrededor del pozo.
3. Para disminuir las fluctuaciones en la capacidad de entrega mediante la aplicación de la contrapresión en el sistema.
4. Para aislar al pozo de la fluctuaciones de la presión creada en la unión de procesamiento y un sistema de transporte.



### 3.10. EQUIPAMIENTO PARA ESTRANGULADORES

Los estranguladores están diseñados para restringir o regular el flujo y como tal existen diferentes diseños, el estrangulador restringe el flujo ofreciendo una vía de flujo restringido para que el líquido pase a través del estrangulador.

- Fijos; El tamaño del orificio se especifica antes de la instalación.
- Ajustable; El tamaño del orificio se puede ajustar después de la instalación para satisfacer los requerimientos operativos.

El diseño del estrangulador puede caer dentro de las siguientes categorías:

1. Conducto cilíndrico de diámetro interno fijo o positivo.
2. Un vástago en la válvula con asiento ajustable para controlar el tamaño del orificio.
3. Discos de doble carburo de tungsteno con puertos de flujo con alineación ajustable.

El orificio de los estranguladores es especialmente importante para el desempeño y seguimiento del fluido, durante las pruebas de pozo, la caída de presión en el estrangulador depende de las características del líquido el caudal y las dimensiones del estrangulador.

Un estrangulador ajustable permite que la presión se pueda modificar en el pozo, y esto puede ser de gran utilidad en los siguientes casos:

- Cuando se inicia la producción en un pozo el fluido que se encuentra en los tubos debe de ser desplazado desde la entrada del yacimiento, con esto se logra el aumento de la tasa de producción de forma continua durante este periodo, lo que exige el incremento de una nueva presión.
- Para el control del pozo y la producción cíclica, o en los frecuentes cambios de tasas de producción.
- En los pozos que están sujetos con frecuencia a ser detenida su producción.

### 3.11. PARTES DE LOS ESTRANGULADORES

Estrangulador fijo o positivo:

Este tipo normalmente consiste en dos partes

- Un estrangulador que consiste en un orificio que esta ya instalado.
- Un orificio que tiene una longitud de 1" a 6" con pared gruesa con una pared suave de tamaño específico.

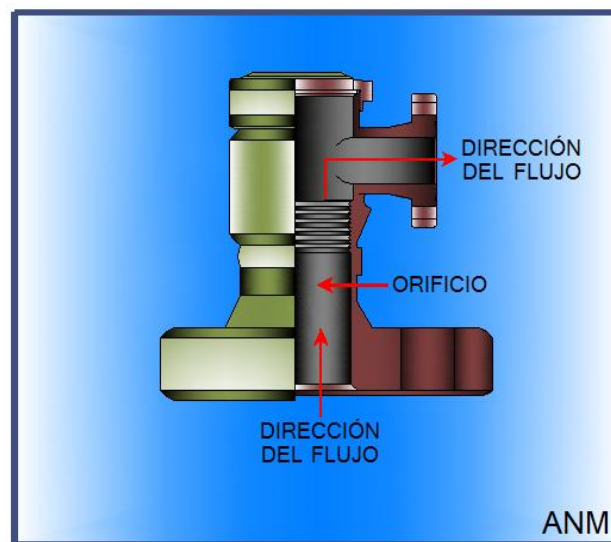


Figura 21. Estrangulador tipo fijo

El término positivo se refiere al hecho de que tras la instalación, la estrangulación es de una dimensión fija y conocida. Sin embargo, con la producción la dimensión del estrangulador situado en la superficie de un pozo en este caso de gas va a cambiar debido a la hidráulica de las partículas y la erosión.

En ocasiones se instalan a profundidades fijas en la tubería para:

- Reducir la presión en la cabeza y en el árbol de válvulas y en la boca del pozo.
- Contrarrestar los efectos de la Deposición de hidratos expansión y enfriamiento de fluidos.

### 3.12. VÁLVULA CON ASIENTO AJUSTABLE PARA VÁLVULA DE VAPOR

En este diseño el estrangulador normalmente se encuentra a  $90^\circ$ , y consiste en una válvula de asiento colocada en el vástago, la cual se puede recoger y se puede ajustar el orificio, el movimiento de la válvula puede ser manual o automático con un mando electrohidráulico.

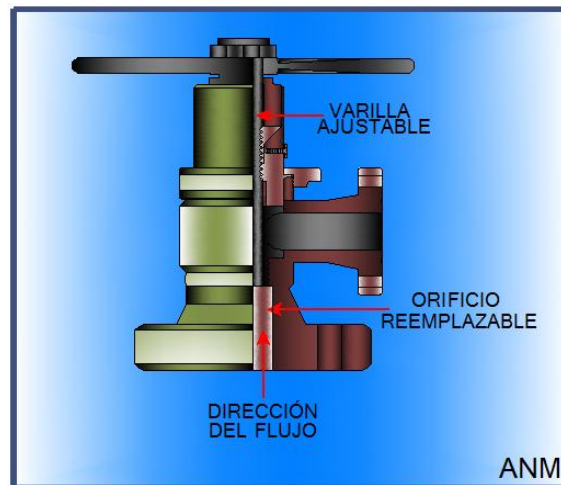


Figura 22. Estrangulador tipo fijo

### 3.13. ESTRANGULADORES DE DISCO ROTATIVO

Este tipo de estrangulador consiste en una brida a  $90^\circ$ , que puede colocarse en la línea de flujo junto al árbol de válvulas, internamente tiene dos discos de carburo de tungsteno de cerámica, el cual es un material más resistente a la erosión, uno de los discos es fijo y el otro se puede rotar un máximo de  $90^\circ$ , se puede manipular manualmente o de forma remota los discos pueden ser circulares.

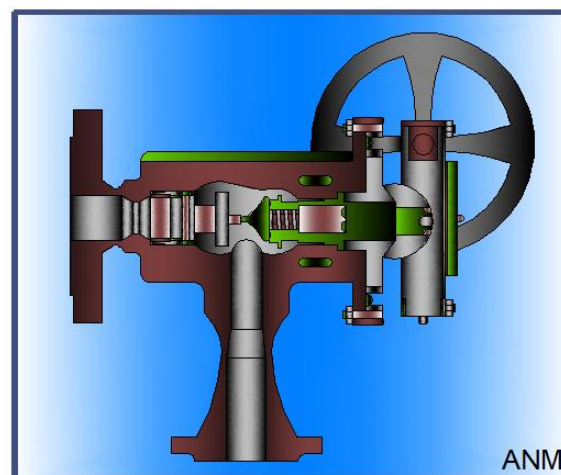


Figura 23. Estrangulador Tipo Fijo

Este tipo de estranguladores proporcionan un mayor control en el flujo que los otros sistemas.

Normalmente la producción que manejan los estranguladores son de varias fases, es decir, gas en el flujo del líquido, o líquido en el flujo de gas, puede ser monofásico bifásico, existen modelos teóricos para calcular los estranguladores de manera eficiente.

### 3.14. COMPORTAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO

Si tomamos en cuenta que el flujo pasa a través del estrangulador en este caso cuadrado o con los bordes redondeados, este presentara un orificio reducido con una longitud considerable, como se muestra en la Figura 24.

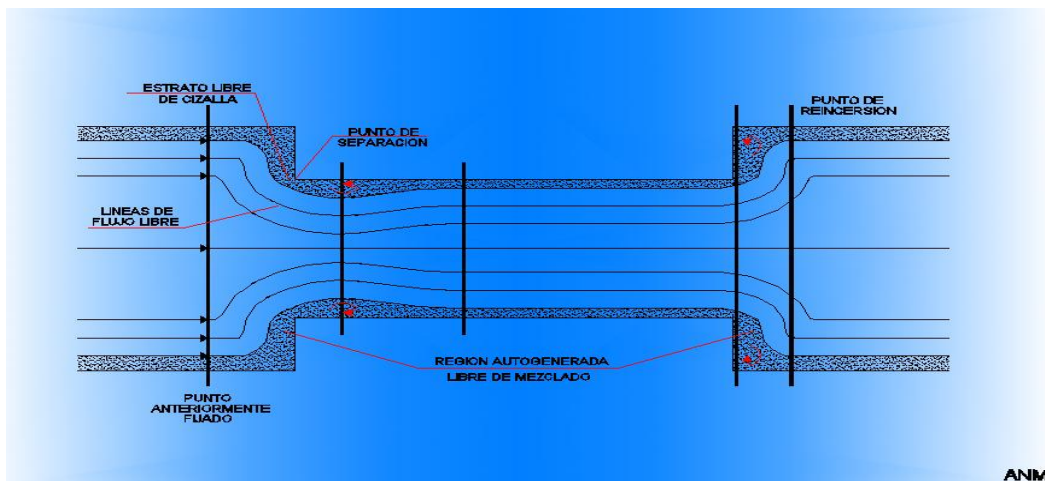


Figura 24. Estrangulador tipo fijo

El flujo a través del estrangulador tiene varias etapas progresivas.

- El flujo que circula por el sistema debe de estar en equilibrio hasta la entrada del orificio del estrangulador.
- A medida que el flujo se acerca a la entrada del estrangulador que es cuando el flujo esta acelerado, el flujo en la pared de la tubería tiene mayor velocidad radialmente hacia adentro la cual se considera como una magnitud comparable con la velocidad axial.
- En la entrada el flujo adquiere mayor velocidad radialmente hacia adentro de forma que se acelera corriente abajo formando una vena contracta.
- Al salir de la estrangulación, el líquido se expande para llenar el tubo en su sección transversal.

Cabe señalar que las corrientes de flujo ocurren en la región de entrada y salida del líquido de la boquilla, así como de la vena contracta la pérdida irreversible de presión a través del estrangulador se produce debido a :

- La pérdida de fricción a través del estrangulador.
- Los efectos de la turbulencia en el flujo se dan en la entrada y salida del estrangulador.
- La expansión del líquido se da a la salida de la estrangulación.
- La turbulencia y los remolinos se dan en el estrangulador.

### 3.15. FLUJO CRÍTICO A TRAVES DE LOS ESTRANGULADORES

Consideremos el caso de un flujo a través de un estrangulador fijo con un aumento en su velocidad con la apertura de una válvula de control.

Inicialmente, con la válvula cerrada, la presión es igual corriente arriba como corriente abajo de la estrangulación, a medida que la válvula se abre poco a poco, la presión corriente abajo disminuye  $P_2$  y aumenta el caudal; Si el caudal aumenta y la válvula sigue abierta el caudal se estabiliza y la disminución de la  $P_2$  no producirá ningún aumento en la tasa de producción.

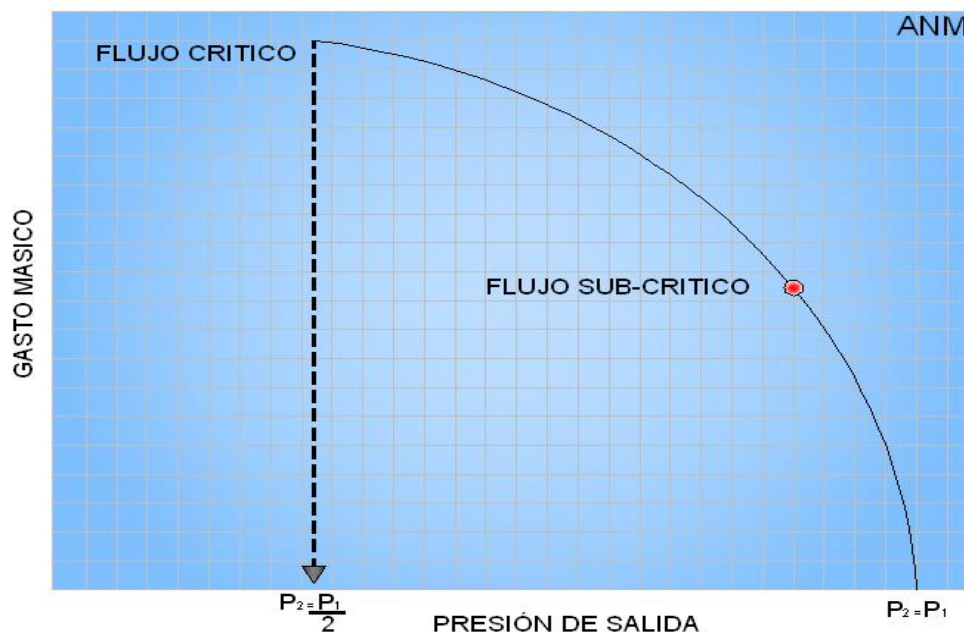


Figura 25. Gráfica Control de Salida de Presión



### 3.16. ANÁLISIS NODAL

El principal objetivo de la ingeniería de producción es diseñar y fijar los parámetros de operación de un pozo, ya sea nuevo, o se encuentre en producción y se requiera cambiar su tipo de terminación, de una manera segura y eficiente, generalmente relacionada a lograr la máxima producción. Otro objetivo es hacer un seguimiento a los pozos que ya están en producción de manera que se pueda evaluar si el sistema de levantamiento que está usando el pozo está actuando de manera efectiva. De modo que si el sistema no actúa de la manera esperada se deben de fijar nuevos parámetros para obtener un mejor estado del sistema de producción. Esto es posible con el análisis nodal del sistema, por medio del cual se toma varios sectores o nodos del sistema de producción del pozo, para analizar su comportamiento y determinar aquellas áreas donde se necesita realizar cambios o mejoras para optimizar su producción.

Una vez perforado un pozo productor, el principal propósito es sacar los fluidos desde el yacimiento y llevarlos hasta el lugar en superficie donde se los pueda separar y tratar.

Para que los fluidos lleguen hasta el separador con la presión necesaria para que este pueda cumplir su función, primero debe:

- Atravesar al medio poroso (flujo de fluidos en medios porosos).
- Atravesar un conducto vertical o direccional, sea por flujo radial o anular (flujo multifásico vertical).
- Atravesar una línea de flujo horizontal o inclinada (flujo multifásico horizontal).

Esto implica una pérdida de presión en cada uno de estos trayectos, y esta pérdida de presión debe ser tal que al llegar al separador se tenga la presión que se requiere para llegar hasta el tanque de separación.

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y de la línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

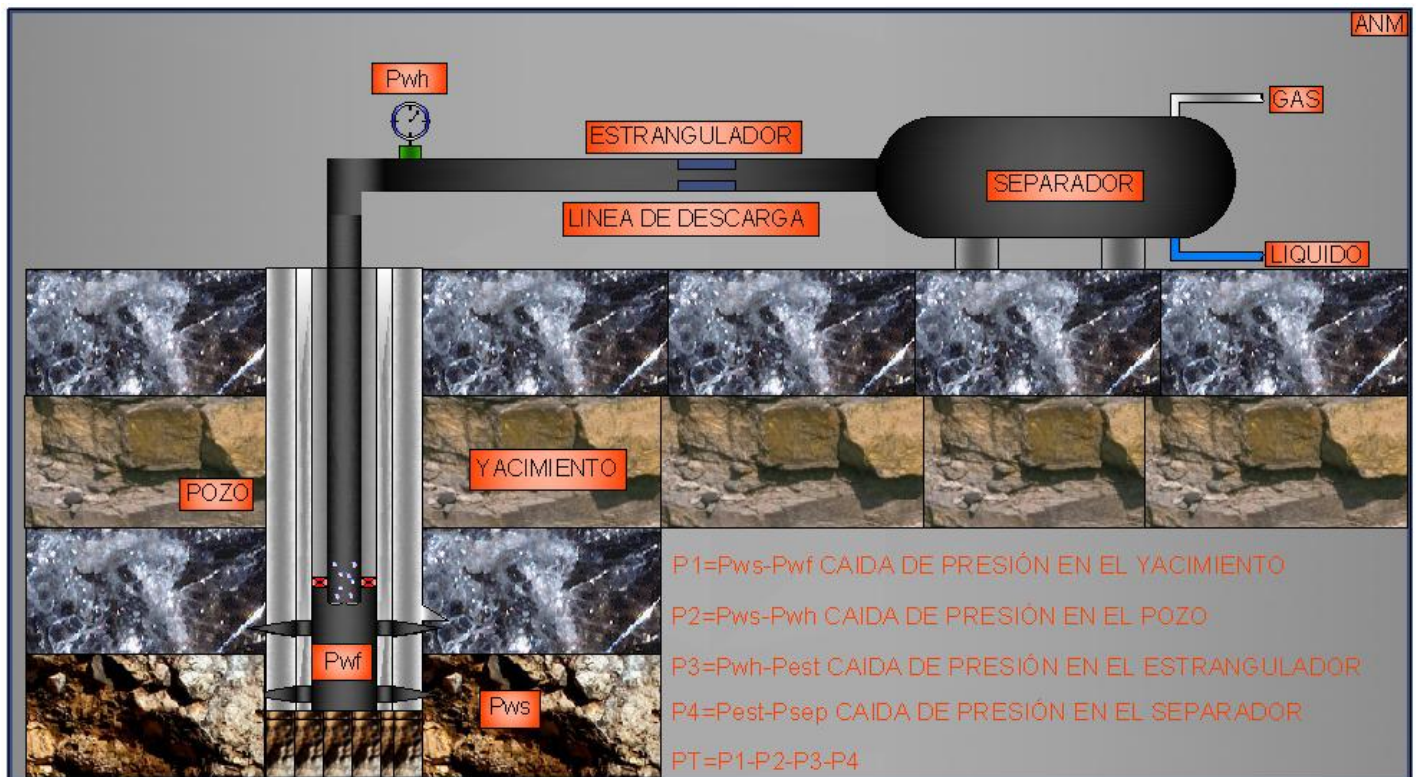


Figura 26. Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y la presión de separación en la superficie ( $P_{sep}$ ). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.





Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema.

- a) Características del yacimiento.
- b) Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- c) Presión en los nodos inicial y final del sistema.
- d) Porcentaje de agua producido.
- e) Relación gas-líquido.
- f) Longitud de las tuberías.
- g) Temperatura.
- h) Características de los fluidos a manejar.
- i) Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- j) Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende generalmente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros, productores o que utilicen algún sistema artificial de producción. Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. Asimismo, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de cada uno de los componentes del sistema integral de producción, esto es desde el yacimiento hasta la batería de recolección.

### 3.17. ANÁLISIS CUALITATIVO DEL SISTEMA

En la Figura 27 se muestra un sistema integral de producción, en el que se aprecian las posibles pérdidas de presión desde el yacimiento hasta los separadores.

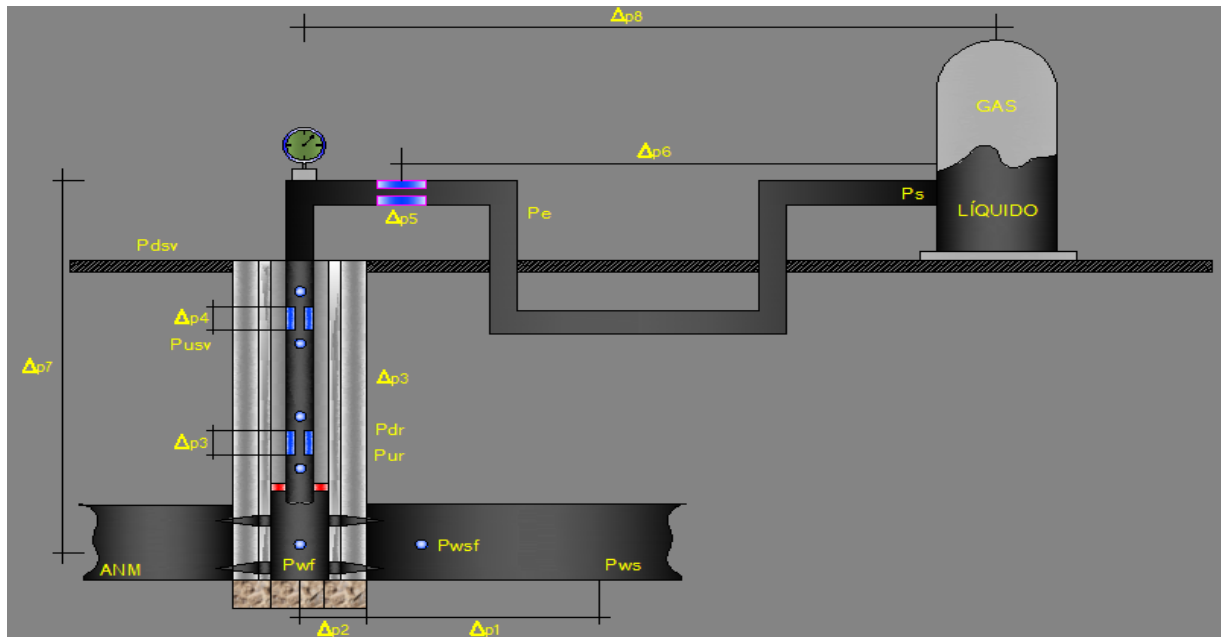


Figura 27. Pérdidas de presión en un sistema completo de producción

$$\Delta P_1 = P_{ws} - P_{wsf} = \text{Pérdidas de presión en el yacimiento.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wsf} - P_{wf} = \text{Pérdidas de presión en el radio de daño.}$$

$$\Delta P_3 = P_{ur} - P_{dr} = \text{Pérdidas de presión por restricciones en la T.P.}$$

$$\Delta P_4 = P_{usbv} - P_{dsv} = \text{Pérdidas de presión en la válvula de seguridad.}$$

$$\Delta P_5 = P_{th} - P_e = \text{Pérdidas de presión en el estrangulador superficial.}$$

$$\Delta P_6 = P_e - P_s = \text{Pérdidas de presión en la línea de flujo.}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{th} = \text{Pérdidas de presión totales en la T.P.}$$

$$\Delta P_8 = P_{th} - P_s = \text{Pérdidas de presión en el estrangulador y la línea de descarga.}$$

En la Figura 28 se muestran las pérdidas de presión asociadas a cada elemento del sistema integral de producción donde:

$\Delta P_1$  = Pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

$\Delta P_2$  = Pérdidas de presión en la tubería vertical. Representan entre el 30 y el 80% de las pérdidas totales.

$\Delta P_3$  = Pérdidas de presión en la línea de descarga. Generalmente, constituyen entre el 5 y 3% de las pérdidas totales.

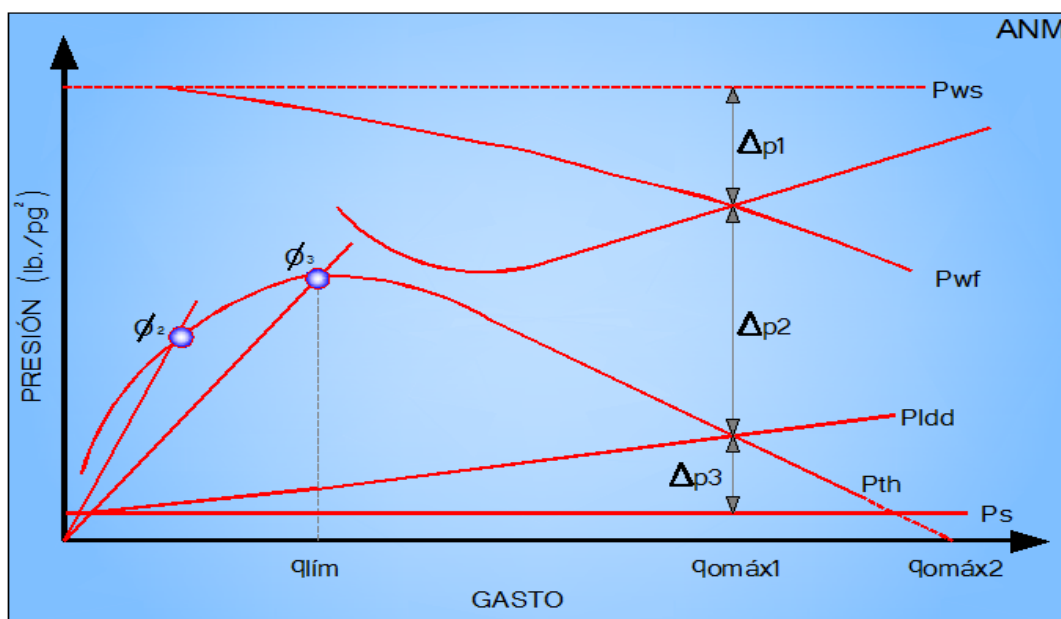


Figura 28. Distribución de presiones en un sistema de producción

### 3.18. ELECCIÓN DEL NODO DE 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 respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se puede identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, tomando en cuenta una justificación económica, para su posterior ejecución.



### 3.19. EL FONDO DEL POZO COMO NODO DE SOLUCIÓN

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

Procedimiento de solución:

- Si  $P_{wf} > P_b$ , suponer varios gastos y construir la curva IP o bien, la curva generalizada. Si  $P_{wf} < P_b$  construir la curva IPR con el método de Vogel o bien la curva generalizada.
- A partir de la presión de separación y para cada uno de los gastos supuestos del inciso anterior, obtener la  $P_{wh}$  necesaria para mover los fluidos del 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  $P_{wh}$  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 gráfica donde se encuentra la curva de IPR. En su intersección sobre la abscisa se encontrará un gasto.

Es necesario indicar que este es el gasto máximo obtenible dadas las condiciones del sistema. Para modificarlo se requiere cambiar el diámetro de la T.P. o de la L.D. o el estrangulador, presión de separación, o bien a través de una estimulación modificar las condiciones de la formación.

### 3.20. 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 el siguiente y se inicia a partir de la  $P_s$ .

- Obtener  $P_{wh}$  para cada tubería de manera independiente suponiendo diferentes gastos.
- Graficar  $P_{wh}$  contra el gasto y a continuación para cada  $P_{wh}$  obtener el gasto total y graficarlo.
- 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  $P_{wh}$  correspondiente. Repetir esto para otros gastos totales.
- Graficar los valores de  $P_{wh}$  contra  $q$  del paso anterior, esto se puede apreciar en la figura 28, donde la intersección de las curvas indica el gasto máximo posible del sistema considerado.

### 3.21. LA CABEZA DEL POZO COMO NODO SOLUCIÓN

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

Procedimiento de solución:

- Para diferentes gastos supuestos, obtener a partir de la  $P_s$ , la  $P_{wh}$  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 el método correspondiente para yacimiento bajosaturado o saturado.
- 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 la  $P_{wh}$ .
- Graficar los valores de  $P_{wh}$  calculadas 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  $P_{wh}$  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 las Figuras 29 y 30.

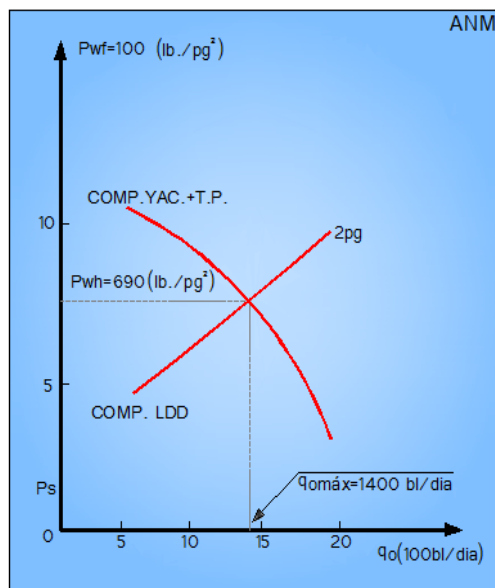


Figura 29. Nodo solución cabeza

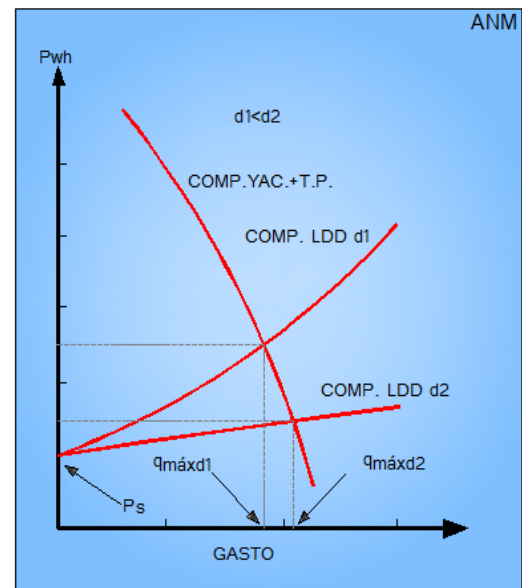


Figura 30. Nodo solución LDD

### 3.22. EL SEPARADOR COMO NODO SOLUCIÓN

La selección 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, o algún otro sistema de recolección. Además, como la  $P_s$  contra la succión de los compresores, está directamente relacionada con la potencia requerida por éstos.

Entonces, la variación de la  $P_s$  debe analizarse considerando el sistema en conjunto, pues no siempre una reducción de ella se traduce en un incremento de la producción. La razón es que la línea de escurrimiento, la T.P. o el yacimiento con pozos de baja productividad pueden constituir la restricción principal al flujo.

Procedimiento de solución:

- A partir de la  $P_{ws}$  y para diferentes gastos supuestos obtener la  $P_{wf}$  aplicando el método correspondiente para yacimiento bajosaturado o saturado.
- Con los valores de la  $P_{wf}$  obtenidos y para los mismos gastos supuestos, calcular los valores correspondientes a la  $P_{wh}$ , usando el método de flujo multifásico vertical seleccionado.
- Con los valores de  $P_{wh}$  obtenidos, calcular los correspondientes a la  $P_s$  para cada gasto supuesto.
- Graficar  $P_s$  contra  $q$ , como se muestra en la Figura 31 donde se puede apreciar el efecto de la  $P_s$  sobre el gasto máximo del sistema.

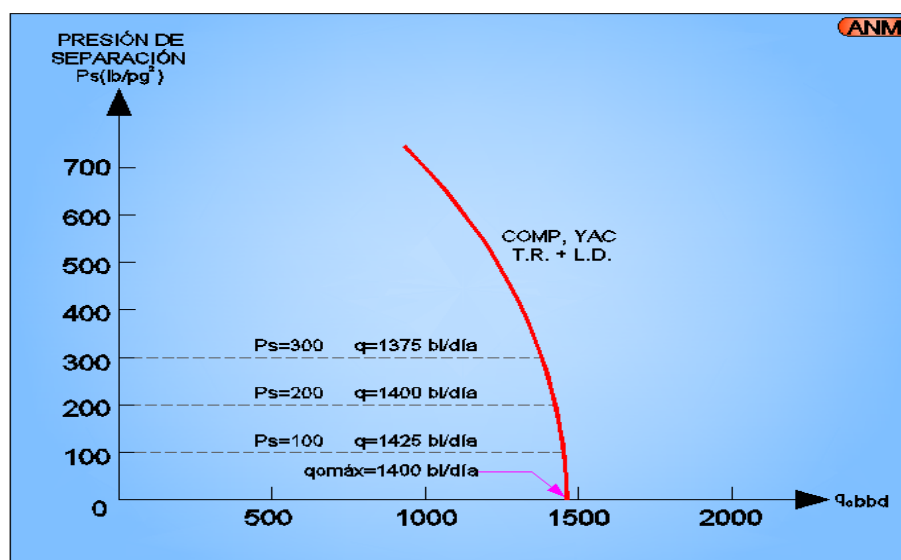


Figura 31. Efecto de la presión de separación sobre el gasto máximo del sistema

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 este nodo como solución permite concluir que el cambio en el gasto depende del comportamiento total del sistema. En todo caso, la selección de la presión de separación será sujeta a la razón costo-comportamiento.

### 3.23. EL YACIMIENTO COMO NODO SOLUCIÓN

La elección del yacimiento (radio de drene) como nodo 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, una nueva curva que representa al resto del sistema.

Procedimiento de solución:

- A partir de la  $P_s$ , obtener la  $P_{wh}$ , para diferentes gastos supuestos.
- Obtener la  $P_{wf}$  para los gastos supuestos, a partir de los valores de la  $P_{wh}$  calculados. Aplicar el método seleccionado de flujo multifásico por T.P.
- Determinar, con los valores de  $P_{wf}$  anteriores y el método de índice de productividad seleccionado, la  $P_{ws}$  para cada gasto supuesto.
- Graficar los valores de  $P_{ws}$  contra  $q$  e incluir allí la línea que representa la  $P_{ws}$  actual.

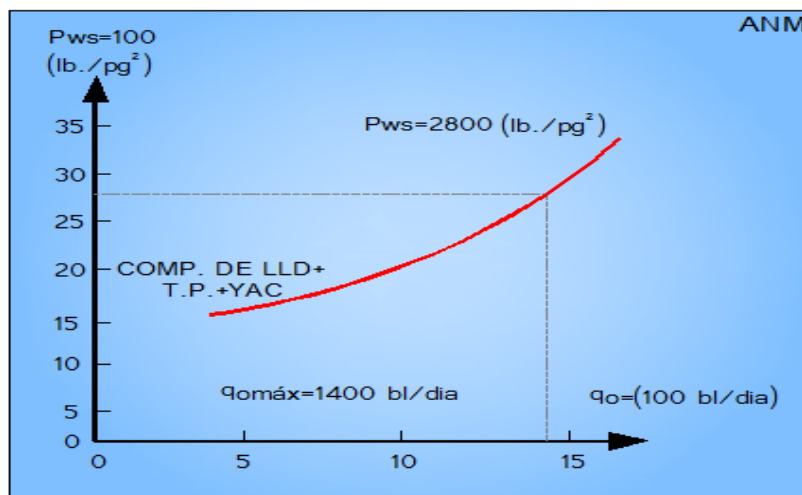


Figura 32. Nodo de solución  $P_{ws}$

### 3.24. TUBERIAS 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 33, se muestra una terminación de este tipo. La aplicación de la técnica nodal permite obtener el efecto que produce el cambio de diámetro de la T.P. (hacia arriba o hacia abajo) sobre el gasto de producción.

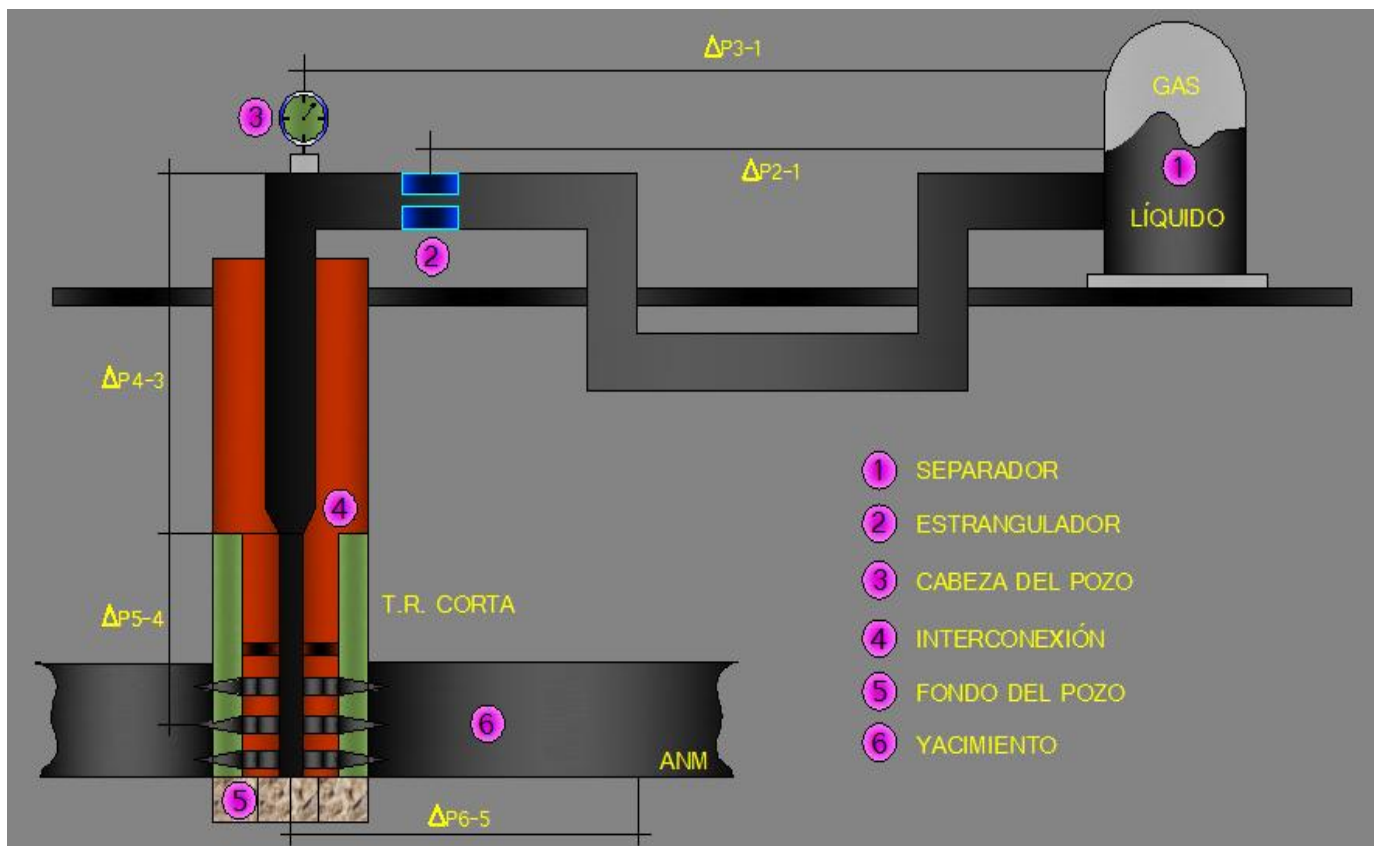


Figura 33. Pérdidas de presión en un sistema básico de producción considerando tubería telescopiada

Procedimiento de solución:

- A partir de la  $P_s$  obtener, para diferentes gastos supuestos, la  $P_{wh}$  correspondiente.
- Calcular la presión en el nodo (cambio de diámetros) con los valores de  $P_{wh}$  y los gastos supuestos.
- Determinar la  $P_{wf}$  para los diferentes gastos supuestos a partir del nodo yacimiento (radio de drene).



- d) Con los valores anteriores (paso c) y para los gastos supuestos obtener la presión con el cambio de diámetro de T.P. aplicando el mismo método de flujo multifásico utilizado en el paso b).
- e) Graficar en la misma figura los valores de  $P$  contra  $q$ , obtenidos en los pasos b) y d). La intersección de ambas curvas se observa en la Figura 34. Es necesario hacer notar que un aumento en el diámetro de la T.P. arriba del nodo (cambio de diámetro) ayuda a mantener el gasto; sin embargo, su efecto posterior puede originar flujo inestable.

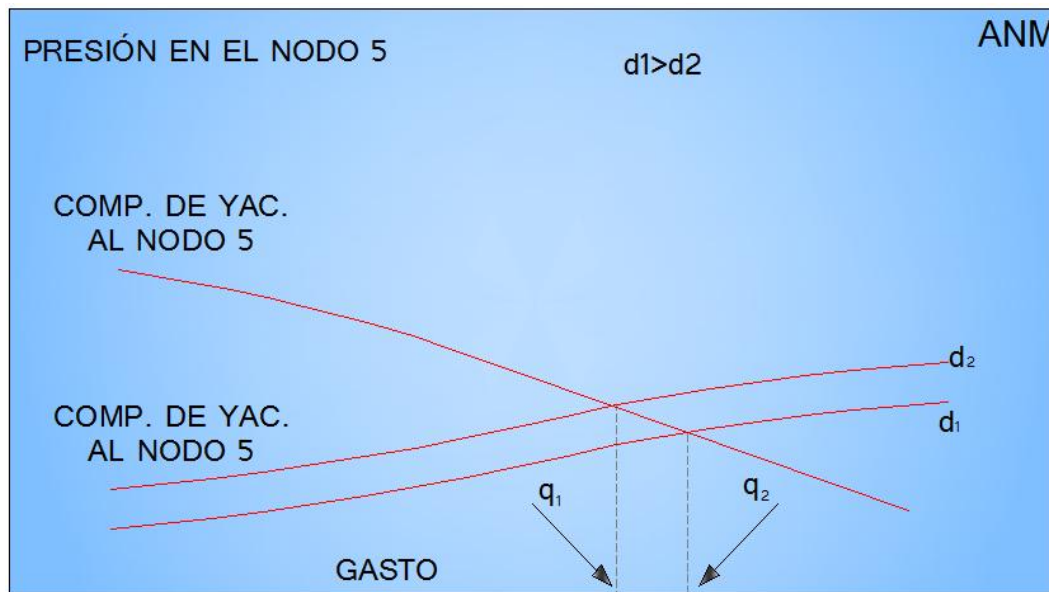


Figura 34. Comportamiento en Tubería Telescópica

### 3.25. ESTRANGULADOR SUPERFICIAL COMO NODO SOLUCIÓN

La elección del estrangulador como nodo solución, responde al desarrollo que se presenta en la cabeza del pozo como nodo solución, solo que en este procedimiento se agrega un paso más, en el que se incluye el efecto del cambio de diámetro del estrangulador.

Procedimiento de solución:

- a) Aplicar el procedimiento de solución igual que cuando se toma la cabeza del pozo como nodo solución, con esto se obtienen las  $P_{wh}$  considerando el flujo por la L.D. y considerando en forma independiente el flujo a través del yacimiento y la T.P.

- b) Para un diámetro de estrangulador,  $\phi$  y un gasto  $q_2$ , supuestos, obtener  $P_{wh}$  aplicando la correlación seleccionada para evaluar el comportamiento de flujo de la mezcla gas-líquido.
- c) Trazar la línea que une el origen con el punto obtenido en el paso anterior como se muestra en la figura 35.
- d) En la intersección de la curva que representa el comportamiento de flujo, desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo, con la recta que representa el comportamiento del estrangulador, se obtiene, sobre el eje de las ordenadas la  $P_{wh}$  correspondiente.
- e) Repetir los pasos b). c). y d). para otros diámetros de estranguladores supuestos.

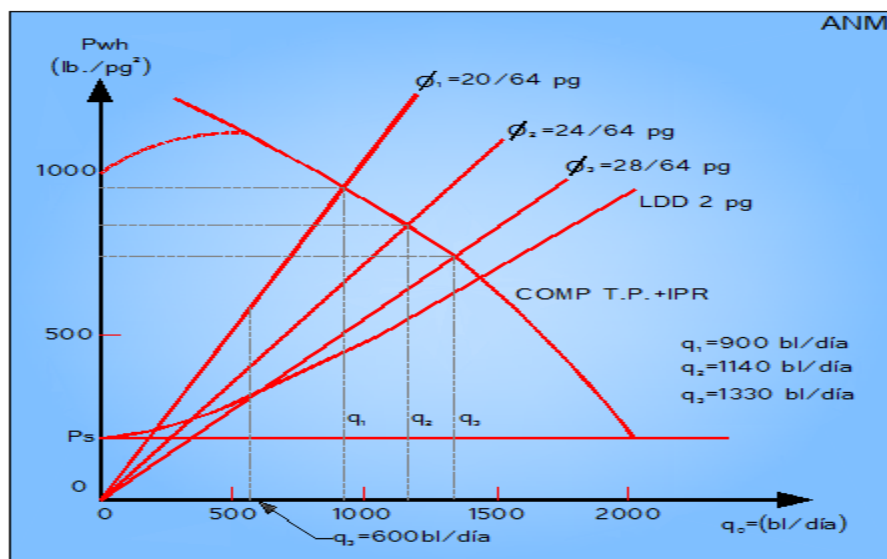


Figura 35. Efecto del estrangulador sobre el gasto y la  $P_{wh}$

La técnica del análisis nodal es aplicable a pozos de inyección de gas o agua para seleccionar, según sea el caso, gastos de inyección, diámetros idóneos de la sarta usada, técnicas de estimulación y además como un diagnóstico de las condiciones de flujo a través de cada uno de los elementos del sistema.

En conclusión, puede afirmarse que la aplicación de la técnica nodal a un sistema de producción, permite identificar los elementos que limiten la capacidad de flujo del sistema; es decir, que el análisis nodal se emplea para diagnosticar la variación del gasto de producción al realizar alguna de las modificaciones siguientes.

- a) Presión de separación.
- b) Eliminar o sustituir válvulas o conexiones inapropiadas.
- c) Colocar separadores a boca del pozo. En este caso se pueden analizar dos casos.



- 1.- Separar con la presión necesaria para transportar el líquido (aceite + agua) hasta La central de recolección para continuar su proceso.
  - 2.- Separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección para continuar con su proceso.
- d) Cambiar diámetro de la T.P.
  - e) Cambiar diámetro de la L.D. o construir una adicional.
  - f) 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.

### 3.26. RELACIÓN ENTRE LA CAÍDA DE PRESIÓN Y LA RELACIÓN GAS-LÍQUIDO

En las Figuras 36 y 37, se presentan los resultados que se obtienen al graficar las caídas de presión en la tubería de producción y en la línea de descarga contra la relación gas-líquido, respectivamente.

Generalmente, la velocidad con que fluye el gas es diferente a la velocidad con que fluye el líquido, existiendo un resbalamiento de una de las fases. El término “*Resbalamiento*” se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida.

La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. El resbalamiento también es promovido por la segregación gravitacional. Las fuerzas gravitacionales originan que el líquido se mueva a mayor velocidad que el gas, cuando el flujo es descendente; pero, ocurre lo contrario en el flujo ascendente.

Cuando fluyen simultáneamente líquido y gas a través de una tubería vertical, a medida que se incrementa la proporción de gas en el flujo, las caídas de presión tienden a disminuir hasta alcanzar un mínimo. Aumentos adicionales en la cantidad de gas provocan incrementos en las pérdidas de presión.

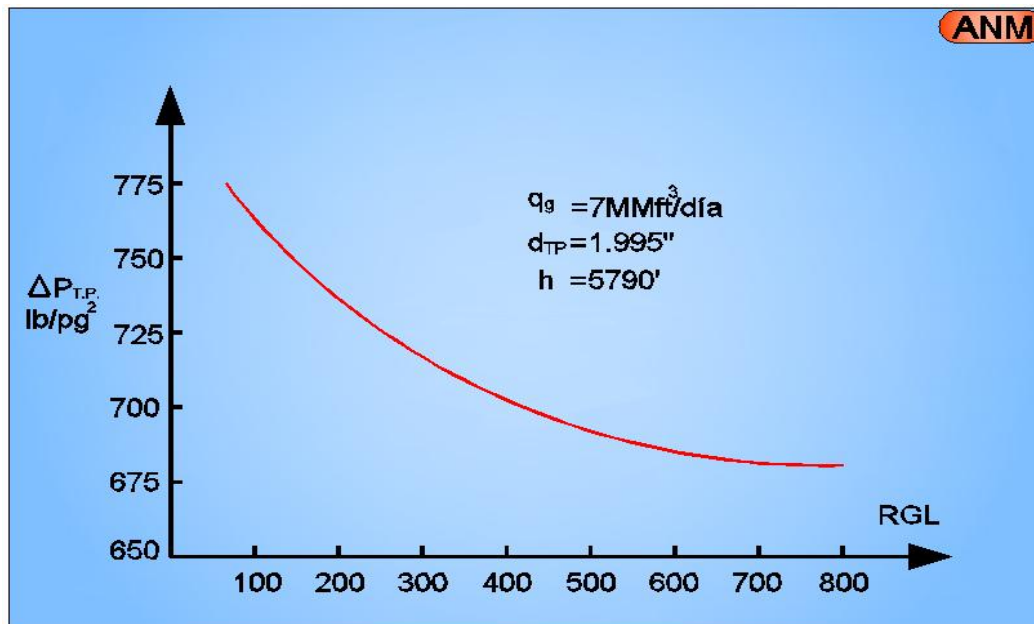


Figura 36. Relación entre las caídas de presión en la TP y la relación gas-aceite

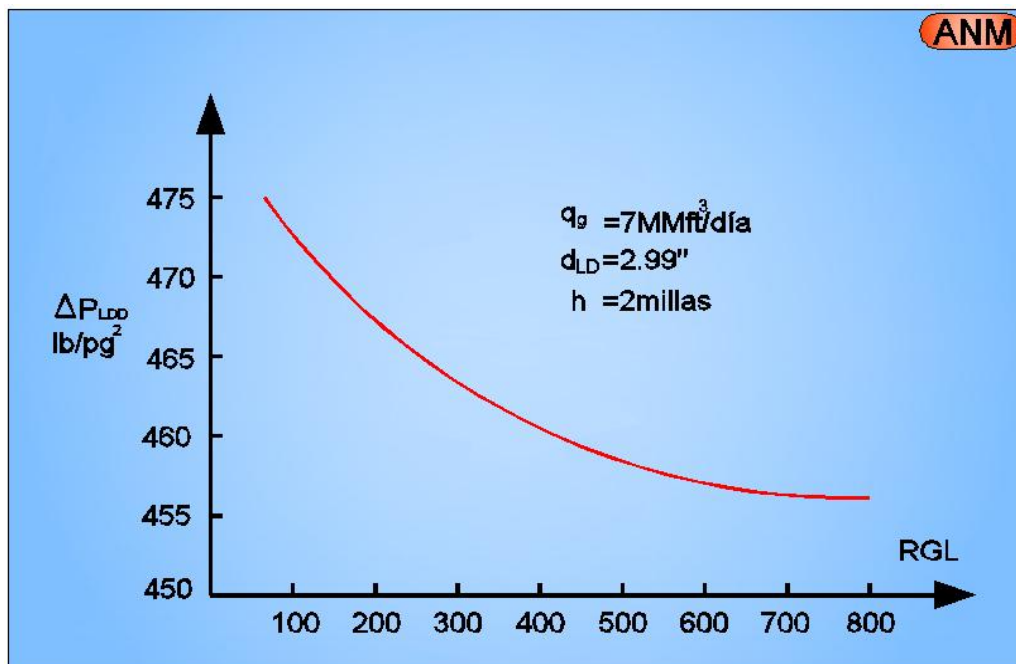


Figura 37. Relación entre las caídas de presión



---

## CAPÍTULO 4

### EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN

#### 4.1. PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en el fondo de los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos. La información práctica que se puede obtener de estas pruebas incluye: presión del yacimiento, permeabilidad, daño a la formación, estimulación, volumen de reservas, discontinuidades del yacimiento, etc. Toda esta información es utilizada para analizar, y dar un mejor pronóstico del desempeño del yacimiento.

Es importante tener en cuenta que si se observa que la producción de un pozo, previo a tomar una prueba de presión que requiere su cierre se debe evaluar el estado mecánico del pozo, y si éste está en buenas condiciones, entonces se procede a tomar la prueba de presión para determinar el problema del pozo.

Una prueba de variación de presión, se define como una prueba en la que se generan y se miden cambios de presión, en función del tiempo, siempre tomando en cuenta el gasto producido.

Los registros de las variaciones de presión durante la producción de un pozo son de suma importancia, pues dependiendo del comportamiento de dichas variaciones se puede determinar si el yacimiento está dañado, conocer parámetros como la permeabilidad, conductividad del yacimiento y características estructurales así como fronteras del mismo.

Muchos aspectos del diseño de la prueba de presión dependen de la estimación de la permeabilidad y el factor de daño.

El factor de daño (Skin) es un número adimensional utilizado para calcular la caída adicional de presión de la zona de permeabilidad alterada inmediatamente adyacente a la vecindad del pozo. Debido a las operaciones de perforación y terminación la permeabilidad de esta zona de la formación adyacente al pozo. Si se le aplica algún tratamiento ácido o fracturamiento hidráulico en esta zona, es probable que los valores del factor de daño puedan ser reducidos.



El factor de daño puede ser estimado de varias maneras, una de ellas puede ser por medio de analogía (no recomendada) y la otra es por medio de pruebas de presión obtenidas en pozos vecinos, con similar tipo de fluido y terminación. En pozos donde la formación tiene muy baja permeabilidad, que después de haber realizado un trabajo de estimulación, generalmente se toma un valor de  $s = -1$  para tratamientos en base a  $KCL$  o  $s = -2$  para acidificaciones.

Estos parámetros se pueden determinar mediante el análisis de presiones registradas en el fondo del pozo fluyente o cerrado.

Las pruebas de referencia se pueden clasificar en dos grandes grupos.

#### 1) Pruebas de un solo pozo

Las pruebas de un solo pozo (decremento, incremento, inyección, y gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan como resultado los patrones de flujo y valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño).

#### 2) Pruebas multipozos

Las pruebas multipozos (interferencia, pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento, además se puede determinar la compresibilidad total y la permeabilidad.

### 4.2. PRUEBAS DE INCREMENTO

Dentro de las pruebas de un solo pozo se destacan por su importancia para la caracterización de las propiedades del yacimiento las pruebas de incremento de presión.

Es una de las pruebas más usadas en la caracterización de yacimientos. Básicamente, la prueba se lleva a cabo produciendo a un gasto constante por cierto tiempo, posteriormente se cierra el pozo (en superficie), permitiendo que la presión en el fondo aumente para poder medirla en función del tiempo. De esta información, es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión media a lo largo del área de drene, y caracterizar daño ya sea positivo o negativo y de igual manera las heterogeneidades o fronteras del yacimiento.

Uno de los métodos de interpretación se basa en graficar por medio del método de Horner. Aunque este procedimiento estrictamente sólo es correcto cuando se supone yacimiento infinito, la interpretación de dicha grafica también se puede llevar a cabo de manera correcta para yacimientos con frontera finita, enfatizando la correcta interpretación de dicha gráfica.



El procedimiento sistemático para una prueba de incremento de presión incluye:

1. Efectos y duración del flujo después del cierre.
2. Determinación de la permeabilidad.
3. Cuantificación del daño a la formación.
4. Determinación del nivel de presión en la formación.
5. Fronteras del yacimiento.

### 4.3. EJERCICIO PRUEBA DE INCREMENTO (BUILDUP TEST)

Determinar la permeabilidad y el daño del yacimiento de los datos de presión y tiempo, de un pozo que ha producido con un gasto estabilizado de 4900 bpd antes del cierre.

$$\begin{aligned} r_w &= 0.35 \text{ pies} & q_o &= 4900 \text{ bpd} & ct &= 22.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ t_p &= 310 \text{ hrs} & \phi &= 0.09 \text{ fracción} & h &= 482 \text{ pies} \\ \mu_o &= 0.2 \text{ cp} & B_o &= 1.55 \end{aligned}$$

$\Delta t$ horas	$P_{ws}$ (psi)	$(tp+\Delta t)\Delta t$	$\Delta t$ horas	$P_{ws}$ (psi)	$(tp+\Delta t)\Delta t$
0	3057	3101.0000	3.46	3289	76.9804
0.1	3153	1477.1905	4.08	3293	62.6302
0.21	3234	1001.0000	5.03	3297	52.9263
0.31	3249	597.1538	5.97	3299	45.2225
0.52	3256	493.0635	6.07	3300	39.4615
0.63	3260	425.6575	7.01	3303	35.4444
0.73	3263	370.0476	8.06	3305	31.8458
0.84	3266	330.7872	9	3306	24.6822
0.94	3267	296.2381	10.05	3310	20.3508
1.05	3268	270.5652	13.09	3313	16.5000
1.15	3271	228.9412	16.02	3317	12.8911
1.36	3274	185.5238	20	3320	10.9903
1.68	3276	156.7789	26.07	3321	9.8622
1.99	3280	124.5060	31.03	3322	9.8003
2.51	3283	102.9737	34.98	3323	9.2579
3.04	3286	90.5954	37.54	3324	9.1113

Tabla 3. Datos



Calculamos  $t_p$  para 310 hrs

$$t_p = \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

$$t_p = \left( \frac{310 + 1}{1} \right) = 311 \text{ hrs}$$

Obtenemos la pendiente:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

$$m = \frac{3245 - 3290}{\log(1000) - \log(100)}$$

$$m = -45 \text{ psi/ciclo}$$

Calculamos la permeabilidad:

$$k = - \frac{162.2 q B_o \mu}{m h}$$

$$k = - \frac{162.2(4900)(1.55)(0.2)}{(-45)(482)}$$

$$k = 11.38 \text{ md}$$

$$s = 1.1513 \left( \frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu C t r_w^2} \right) + 3.2275 \right)$$

$$s = 1.1513 \left( \left( \frac{3267 - 3350}{-45} \right) - \log \left( \frac{11.38}{(0.09)(0.2)(22.6 \times 10^{-6})(0.35)^2} \right) + 3.2275 \right)$$

$$s = -3.78$$



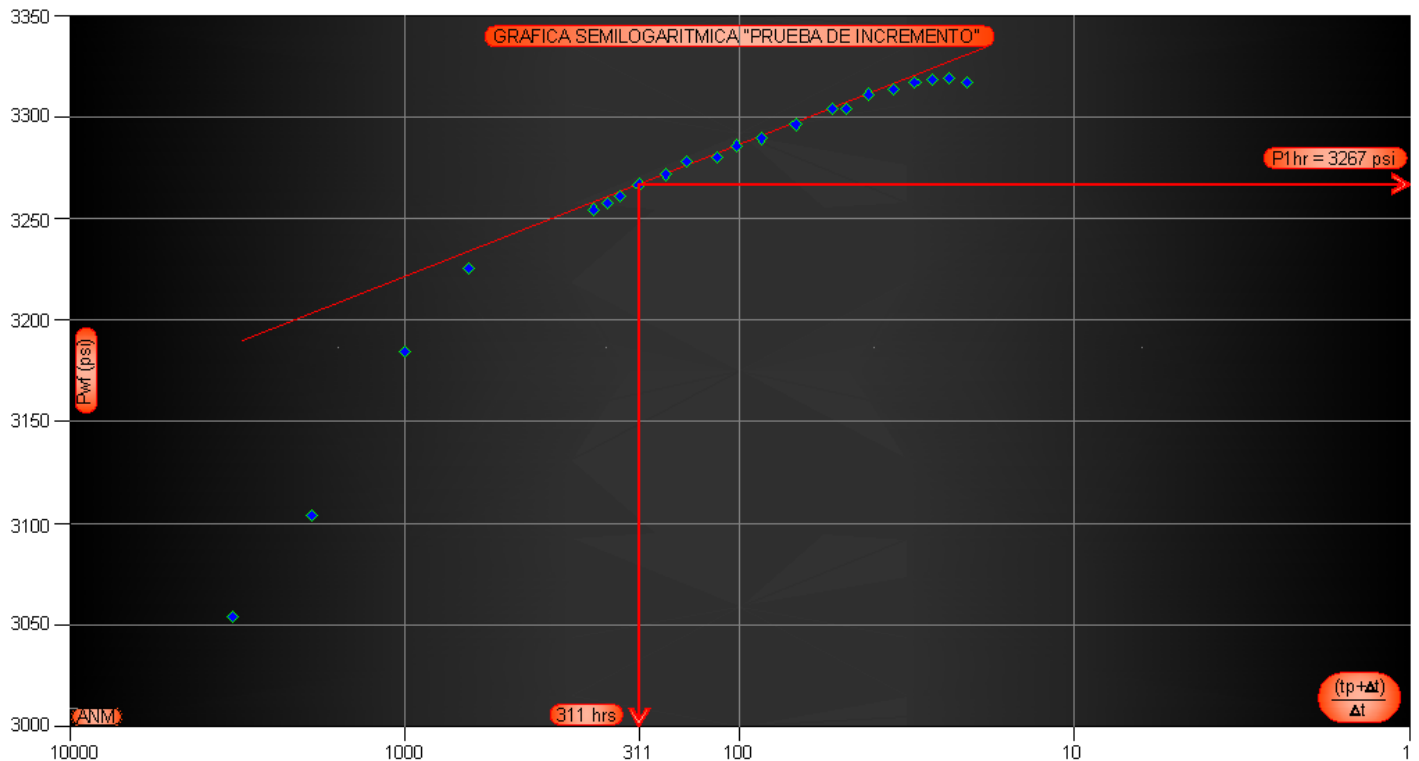


Figura 38. Grafica de incremento a partir de datos de presión y tiempo

#### 4.4. PRUEBAS DE DECREMENTO

El objetivo de una prueba de decremento es poder determinar el daño a la formación y los límites del yacimiento

Una prueba de decremento de presión es llevada a cabo mediante un pozo en producción, iniciando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. Gasto y presión son registrados como función del tiempo.

Los objetivos de una prueba de decremento usualmente incluyen obtener la permeabilidad, factor de daño, y, en ocasiones, el volumen del yacimiento (límite del yacimiento). Estas pruebas son particularmente aplicables a pozos nuevos, que han estado cerrados lo suficiente para permitir que la presión se estabilice, y pozos en los cuales la presión después del cierre sea difícil de registrar para una prueba de incremento, los pozos exploratorios son frecuentemente los mayores candidatos para este tipo de pruebas.

Una prueba de decremento idealizada a gasto constante considerando un yacimiento infinito es modelada por la aproximación logarítmica de la solución:

$$P_{wf} = P_i + 162.6 \left( \frac{qB\mu}{Kh} \right) \left[ \log \left( \frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{Kt} \right) - 0.869s \right] \dots \dots 4.1$$

En contraste con las pruebas de incremento, las pruebas de decremento se vuelven un poco más complejas pues presentan etapas de temprana, mediana y tardía respuesta para los datos de presión, volviendo más difícil la tarea de reconocer la tendencia de la línea recta a extrapolar.

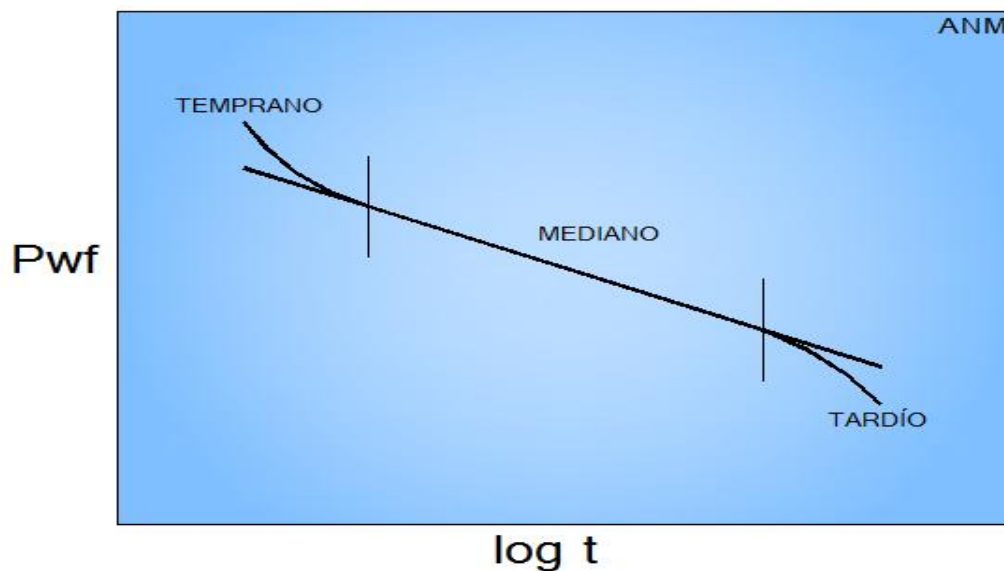


Figura 39. Gráfica de una prueba de presión con los tres estados de respuesta (Temprano, Mediano y Tardío) (Jhon Lee)

#### 4.5. EJERCICIO PRUEBA DE DECREMENTO (DRAWNDON TEST)

Obtener la permeabilidad y el factor de daño de una prueba de decremento. Los datos del sistema pozo-yacimiento son:

$$h = 180 \text{ pies} \quad B_o = 1.25 \quad C_t = 2 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

$$r_w = 0.35 \text{ pies} \quad \mu_o = 1.2 \text{ cp} \quad \phi = 12 \%$$

$$q_o = 700 \text{ bpd} \quad P_i = 6000 \text{ psi}$$



Parámetros a obtener: Permeabilidad, Factor de daño

$$k = -\frac{162.2q\beta\mu}{mh}$$

$$s = 1.1513 \left( \frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi\mu Ctr_w^2} \right) + 3.2275 \right)$$

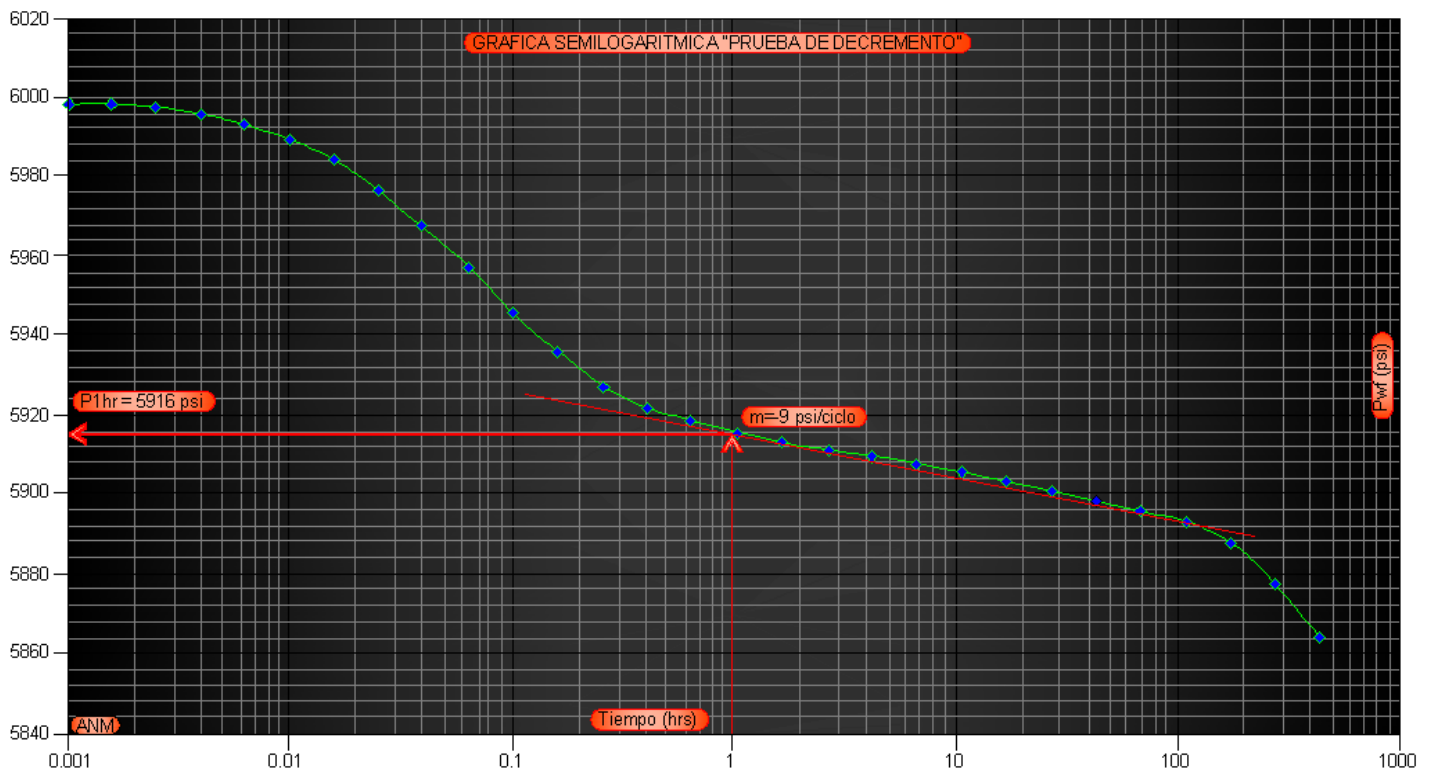


Figura 40. Grafica de decremento a partir de datos de presión y tiempo

Con datos de presión y de tiempo nos proporcionan la gráfica de decremento para obtener la pendiente y la presión a  $P_{1hr}$ .

a).- Obtenemos la pendiente y la presión a 1 hora.

$$P_{1hr} = 5916 \text{ psi}$$



$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

$$m = \frac{5907 - 5916}{\log(10) - \log(1)}$$

$$m = -9 \text{ psi/ciclo}$$

b).- Calculamos la permeabilidad

$$k = -\frac{162.2qB_o\mu}{mh}$$

$$k = -\frac{162.2(700)(1.25)(1.2)}{(-9)(180)}$$

$$k = 105.38 \text{ md}$$

c).- Calculamos el daño

$$s = 1.1513 \left( \frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi\mu Ctr_w^2} \right) + 3.2275 \right)$$

$$s = 1.1513 \left( \frac{5916 - 6000}{-9} - \log \left( \frac{105.388}{(0.12)(1.2)(2 \times 10^{-5})(0.35)^2} \right) + 3.2275 \right)$$

$$s = 4.73$$

## 4.6. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial el cual se refiere al 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, estado actual de presión, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y las características de la T.P. y la L.D., permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

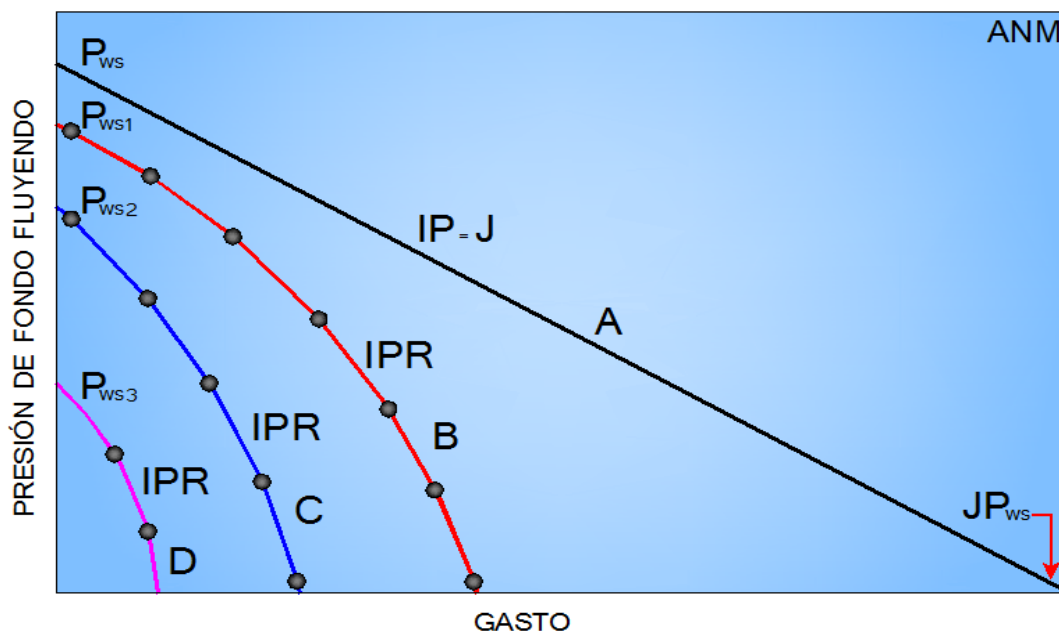


Figura 41. Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

En la figura 41 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 se puede observar en la tendencia de la línea B. Al depresionarse el yacimiento puede esperarse un comportamiento como el de las líneas C y D. 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 (línea B, C y D). El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando  $P_{wf}=0$  se conoce como  $q_{max}$ .



#### 4.7. 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:

$$J = IP = q(P_{ws} - P_{wf}) \dots 4.2$$

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

$$J = IP = \frac{7.082 * 10^3 h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s + D_q} * \left[ \left(\frac{K_o}{\beta_o \mu_o}\right) + \left(\frac{K_w}{\beta_w \mu_w}\right) \right] \dots 4.3$$

Donde:

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

$D_q$  = Es el término por flujo turbulento, generalmente despreciado cuando está produciendo a gastos bajos y para formaciones de baja permeabilidad.

#### 4.8. 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.

La importancia de la determinación de las curvas de IPR futuras reside en el pronóstico del gasto del pozo, tanto para pozos fluyentes como para aquéllos que tienen instalado un sistema artificial de producción.

Las curvas IPR futuras son una herramienta muy útil cuando se desea determinar el momento más adecuado para instalar un sistema artificial de producción. Sin embargo, para poder realizar el cálculo de las curvas de IPR futuras debe contar con suficientes datos. Tal información consta de cambios de presión en el fondo del pozo  $P_{wf}$  historial de producción del pozo, etc.



La capacidad para calcular los cambios en las ecuaciones de IPR y comportamiento de flujo vertical durante el abatimiento de un yacimiento permitirá la determinación de:

1. La disminución de presión en la cabeza del pozo, necesaria para mantener constante el gasto de producción, y la duración para la cual, el gasto constante se puede mantener.
2. La declinación del gasto de producción si la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

La producción con una presión constante en la cabeza del pozo es típica para pozos con baja productividad, en contraste con la presión del separador o una línea de descarga sin restricción. También es típico para pozos de alta productividad cuando la presión en la cabeza del pozo ha alcanzado la presión de descarga mínima requerida para sostener el flujo en contra de una contrapresión del separador o línea de descarga. En cualquier caso, una presión constante en la cabeza del pozo implica una declinación de la producción. Cabe señalar que la presión en el fondo del pozo no cambia si el gasto de flujo declina gradualmente y la presión en la cabeza se mantiene constante.

#### 4.9. RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

En el diseño de un sistema de producción, el caudal y la presión de fondo fluyente son variables que se deben determinar tomando en cuenta parámetros como el diámetro de la tubería de producción, presión en el cabezal, diámetros de la línea de flujo y presión del separador. Para analizar el comportamiento se grafica en un plano cartesiano la presión de fondo fluyente en función del gasto. Cuando se presentan yacimientos con empuje hidráulico se puede usar la ecuación del índice de productividad.

$$q = IP(P_i - P_{wf}) \dots 4.4$$

Dónde

- $q$  = Gasto
- $IP$  = Índice de Productividad
- $P_i$  = Presión del Yacimiento
- $P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente

El índice de productividad o IP, es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo.



#### 4.10. ECUACIÓN DE VOGEL

En 1968, Vogel desarrolló una correlación para flujo de dos fases (líquido y gas) en un yacimiento de petróleo saturado mediante el montaje de una curva sobre los resultados de una gran variedad de simulaciones de yacimientos con gas en solución. Su correlación fue de la forma:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \dots\dots 4.5$$

Dónde:  $q_{o\max}$  esta dado por

$$q_{o\max} = \frac{q_o}{\left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right]} \dots\dots 4.6$$

Con esta información el cálculo de diferentes gastos a diferentes  $P_{wf}$ , entonces podremos graficar la curva IPR.

#### 4.11. FLUJO DE PETRÓLEO Y GAS EN YACIMIENTOS SATURADOS

En yacimientos petrolíferos donde la presión estática,  $P_{ws}$ , es menor que la presión de burbuja,  $P_b$  existe flujo de dos fases: una líquida (petróleo) y otra gaseosa (gas libre que se vaporizo del petróleo). El flujo de gas invade parte de los canales de flujo del petróleo disminuyendo la permeabilidad efectiva  $k_o$ , a continuación se describen las ecuaciones utilizadas para obtener la IPR en caso de tener flujo bifásico en el yacimiento.

La ecuación de Darcy establece que:

$$q_o = \frac{0,00708 Kh}{\ln \left( \frac{re}{rw} \right) + s} \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \left\{ \left( \frac{K_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \right) \right\} dp \dots\dots 4.7$$



Suponiendo que se conoce  $P_{ws}$ ,  $s=0$ , el límite exterior es cerrado y  $P_{ws} < P_b$ , la ecuación general queda (Flujo semicontinuo):

$$q_o = \frac{7.0810^{-3} Kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 3/4} \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp \dots 4.8$$

Donde:

- $\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$  Es una función de presión y adicionalmente.
- $k_{ro}$  Es una función de la saturación de aceite.

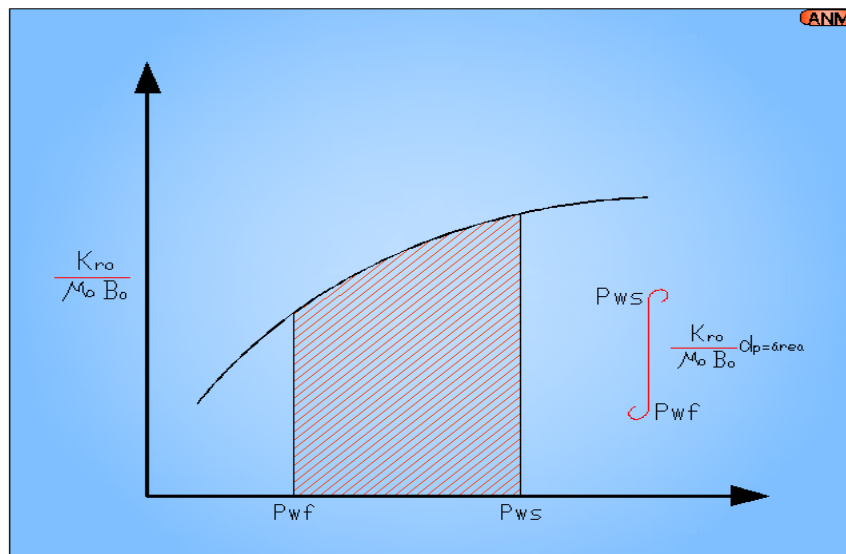


Figura 42. Permeabilidad contra presión

Dado un yacimiento con  $k, h, r_e, r_w$ , curvas de permeabilidades relativas y análisis PVT conocidos, se podrían calcular para cada valor  $P_{wf}$  el área bajo la curva de  $k_{ro}/\mu_o B_o$  desde  $P_{wf}$  hasta  $P_{ws}$  y estimar la tasa de producción  $q_o$  con la ecuación 4.8. De esta forma en un momento de la vida productiva del yacimiento se puede calcular la IPR para yacimientos saturados. Inclusive a través del tiempo se podría estimar como varía la forma de la curva IPR a consecuencia de la disminución de la permeabilidad efectiva al petróleo por el aumento progresivo de la saturación de gas, en el área de drenaje, en la medida que se agota la energía del yacimiento, para obtener la relación entre la presión del yacimiento y el cambio de saturación de los fluidos es necesario utilizar las ecuaciones de balance de materia.

Este trabajo de estimar curvas IPR a distintos estados de agotamiento del yacimiento fue realizado por Vogel en 1967 basándose en las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, lo más importante de su trabajo fue que obtuvo una curva adimensional válida para cualquier estado de agotamiento después que el yacimiento se encontraba saturado sin usar información de la saturación de gas  $K_{rg}$ .

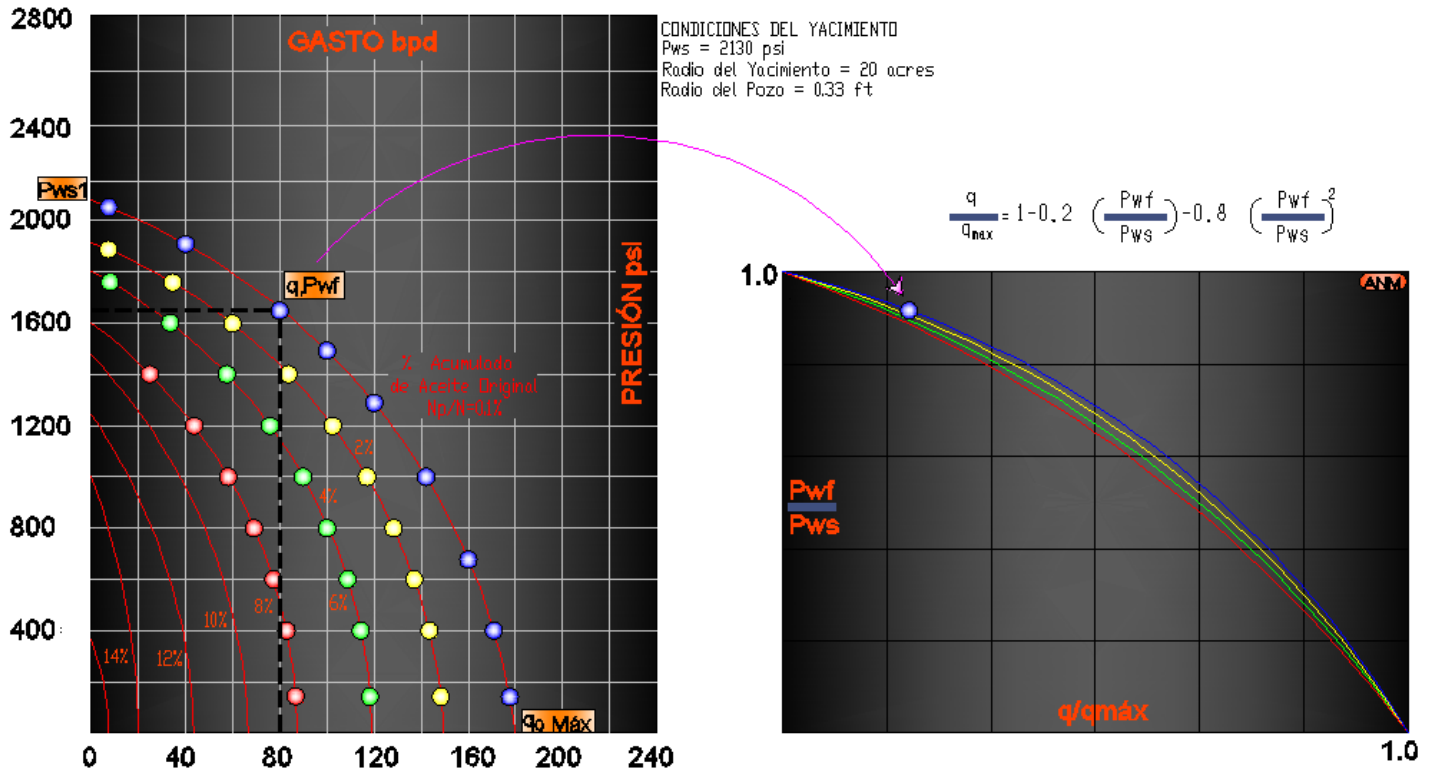


Figura 43. Gráfica esquemática del trabajo de Vogel

#### 4.12. ECUACIÓN Y CURVA DE VOGEL PARA YACIMIENTOS SATURADOS

Como resultado de su trabajo Vogel publicó la siguiente ecuación para considerar flujo bifásico en el yacimiento.

$$\frac{q_o}{q_{max}} = \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \dots 4.9$$

La representación gráfica de la ecuación anterior es la curva IPR adimensional presentada por Vogel, y que a continuación se muestra:

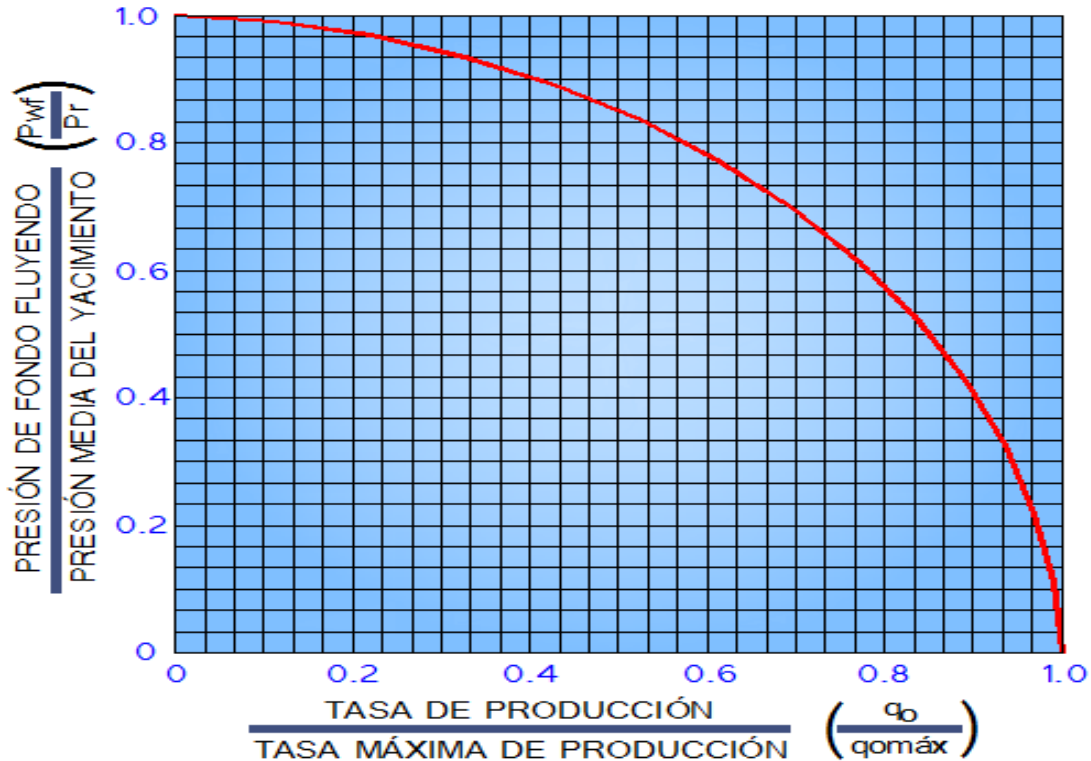


Figura 44. Curva adimensional IPR modelo Vogel

La solución encontrada ha sido ampliamente usada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases (líquido y gas) y trabaja razonablemente según Vogel para pozos con porcentajes de agua hasta 30%.

#### 4.13. CONSTRUCCIÓN DE LA IPR PARA YACIMIENTOS SATURADOS

Para construir la IPR para yacimientos saturados se deben de calcular con la ecuación de Vogel varias  $q_o$  asumiendo distintas  $P_{wfs}$  y luego graficar  $P_{wfs}$  vs  $q_o$ . Si se desea asumir valores de  $q_o$  y obtener las correspondientes  $P_{wfs}$  se debe utilizar el despeje de  $P_{wfs}$  de la ecuación de Vogel, la cual quedaría:

$$P_{wfs} = -0.125P_{ws} \left[ -1 + \sqrt{81 - 80(q_o/q_{omax})} \right] \dots \dots 4.10$$

Esta curva representa la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento hacia el pozo en un momento dado.

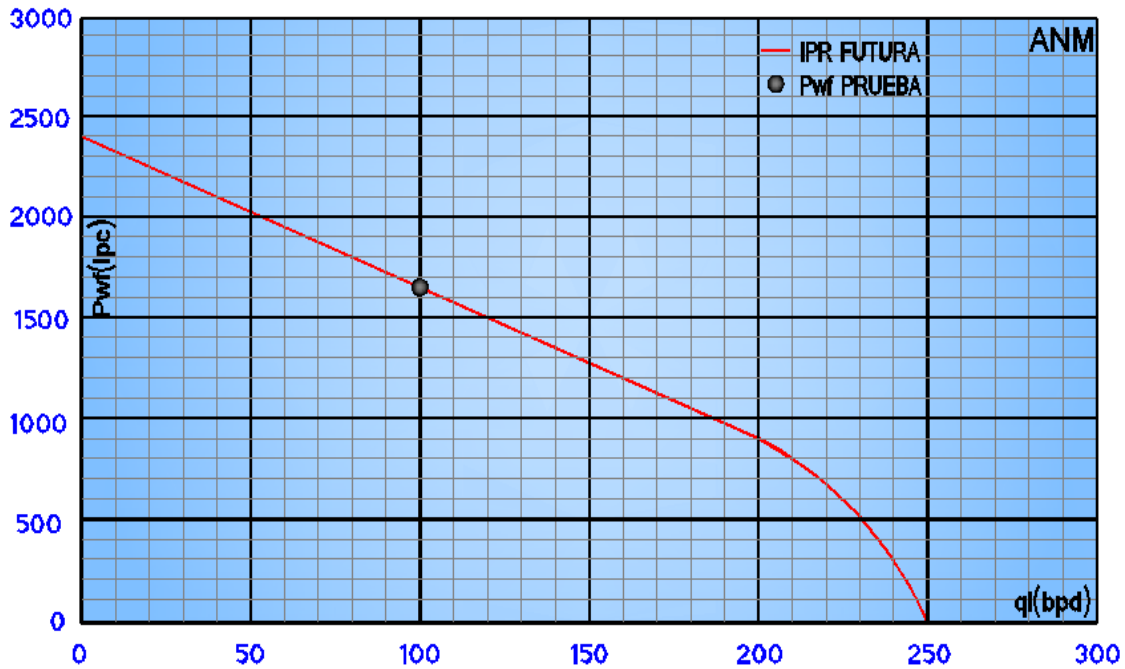


Figura 45. IPR Futura

### EJERCICIO: ECUACIÓN DE VOGEL

Dada la siguiente información de un pozo que produce de un yacimiento saturado:

$$P_{ws} = 2400 \text{ psi}$$

$$q_o = 100 \text{ b/d}$$

$$P_{wf} = 1800 \text{ psi}$$

$$P_b = 2400 \text{ psi}$$

Calcular el gasto esperada para  $P_{wfs} = 800 \text{ psi}$

Solución:

Primero resolvemos la ecuación de Vogel para obtener el  $q_{omax}$ :

$$q_{omax} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2} \dots 4.11$$

Sustituyendo:

$$q_{omax} = \frac{100}{\left[1 - 0.2 \left(\frac{1800}{2400}\right) - 0.8 \left(\frac{1800}{2400}\right)^2\right]} = 250 bdp$$

Para hallar  $q_o$  para  $P_{wf} = 800$  psi se sustituye  $P_{wf}$  en la ecuación de Vogel:

$$q_o = 250 \left[1 - 0.2 \left(\frac{800}{2400}\right) - 0.8 \left(\frac{800}{2400}\right)^2\right] = 211 bpd$$

La Figura 46 representa la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento hacia el pozo en un momento dado.

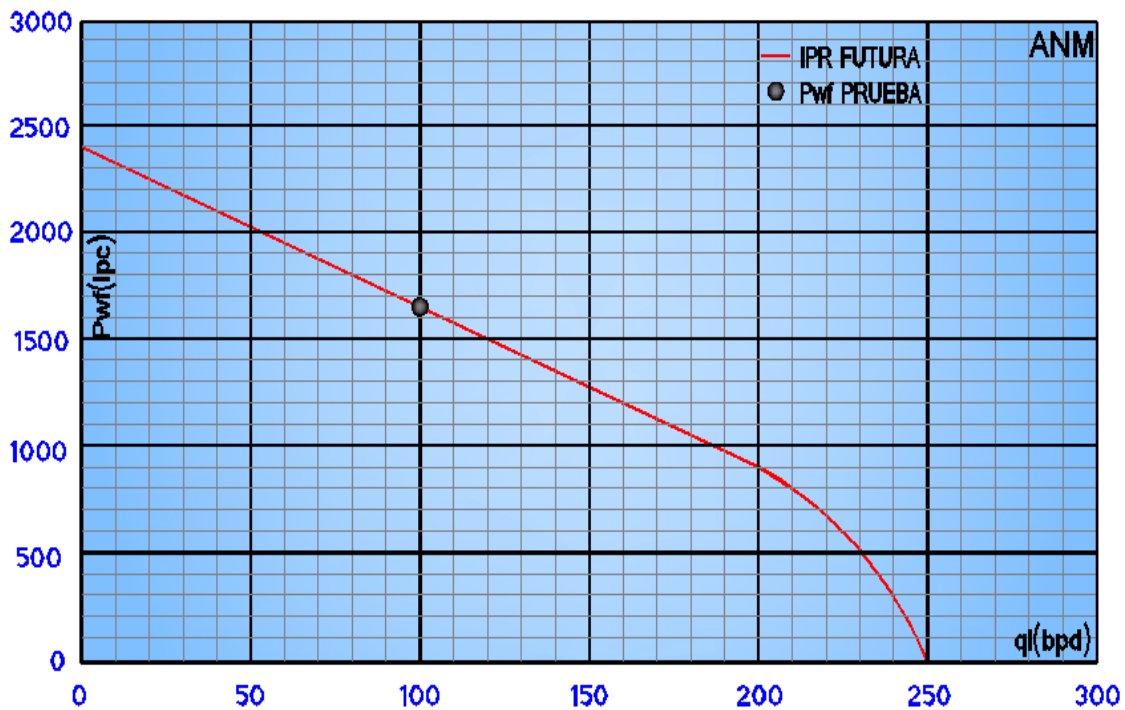
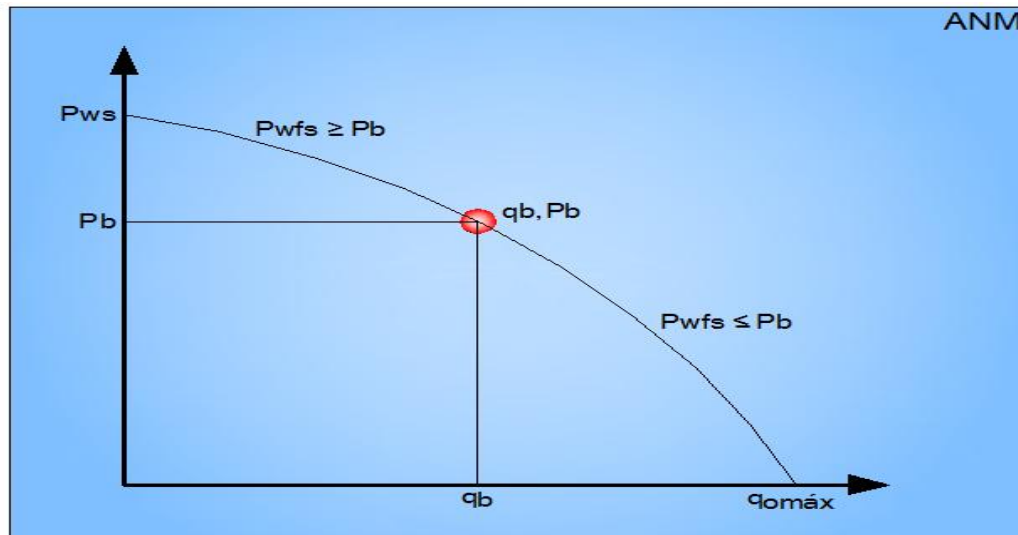


Figura 46. Capacidad de aporte de fluidos del yacimiento

En yacimientos bajosaturados existirá flujo de una fase líquida para  $P_{wf} > P_b$  y flujo bifásico para  $P_{wf} < P_b$ . En estos casos la IPR tendrá un comportamiento lineal para  $P_{wf}$  mayores o iguales a  $P_b$  y un comportamiento tipo Vogel para  $P_{ws}$  menores a  $P_b$  tal como se muestra en la figura 47.



GASTO PRUEBA DEL POZO

Figura 47. IPR comportamiento lineal e IPR modelo Vogel

Dado que la IPR consta de dos secciones, para cada una de ellas existen ecuaciones particulares:

En la parte de la IPR,  $q \leq q_b$  ó  $P_{wf} \geq P_b$ , se cumple:

$$q = J(P_{ws} - P_{wfs}) \dots 4.12$$

De donde,  $J$  se puede determinar de dos maneras:

- 1) Si se conoce una prueba de flujo ( $P_{wf}, q$ ) donde la  $P_b > P_{wf}$ .

$$J = \frac{q_{prueba}}{P_{ws} - P_{wf}(prueba)} \dots 4.13$$



2) Si se dispone de suficiente información se puede utilizar la ecuación de Darcy

$$J = \frac{0.00708k_o h}{\mu_o B_o [\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s]} \dots 4.14$$

En la sección curva de la IPR,  $q < q_b$  ó  $P_{wfs} > P_b$ , se cumple:

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \dots 4.15$$

$$q_b = J(P_{ws} - P_b) \dots 4.16$$

$$q_{max} - q_b = \left( \frac{J * P_b}{1.8} \right) \dots 4.17$$

De las tres ecuaciones anteriores obtenemos  $J$ , quedando la ecuación:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right]} \dots 4.18$$

El valor de  $J$ , se obtiene con una prueba de flujo donde la  $P_{wfs}$  esté por debajo de la presión de burbuja, una vez conocida  $J$ , se puede determinar  $q_b$  y  $q_{max}$  quedando completamente definida la ecuación de  $q$  la cual permitirá construir la curva IPR completa.

Otra manera de calcular el índice de productividad, es con la ecuación de Darcy cuando se dispone de suficiente información del área de drenaje del yacimiento.



## EJERCICIO 1:

Dada la información de un yacimiento bajosaturado:

$$P_{ws} = 3000 \text{ psi} \quad h = 60 \text{ pies}$$

$$P_b = 2000 \text{ psi} \quad r_e = 2000 \text{ pies}$$

$$\mu_o = 0.68 \text{ cp} \quad r_w = 0.4 \text{ pies}$$

$$B_o = 1.2 \text{ m}^3/\text{m}^3 \quad k_o = 30 \text{ md}$$

Calcular:

- 1.- El gasto ( $q_b$ ) a una  $P_{wf} = P_b$
- 2.- El  $q_{max}$  total
- 3.- El  $q$  para una  $P_{wf} =$  a) 2500 psi y b) 1000 psi

Solución:

Aplicamos la ecuación de Darcy:

$$q_b = \frac{7.08kh10^{-3}(P_{ws} - P_{wfs})}{\beta_o\mu_o \left( \text{Ln} \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right)} = \frac{7.08(30)(60)10^{-3}(3000 - 2000)}{(1.2)(0.68) \left( \text{Ln} \left( \frac{2000}{0.4} \right) - \frac{3}{4} + 0 \right)} = 2011 \text{ bpd}$$

Ahora obtenemos  $J$ :

$$J = \frac{q_b}{P_{ws} - P_b} = \frac{2011}{3000 - 2000} = 2.011 \text{ bpd/psi}$$





Aplicando la ecuación de  $q_{omax}$  en función de  $J$  se tiene:

$$q_{max} = q_b + \frac{JP_b}{1.8} = 2011 + \frac{2.011 * 2000}{1.8} = 4245 \text{ bpd}$$

$$q_o = J(P_{ws} - P_{wf}) = 2.011(3000 - 2500) = 1005 \text{ bpd}$$

$$q_o = q_b + (q_{max} - q_b) \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 2011 + (4245 - 2011) \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{1000}{2000} \right) - 0.8 \left( \frac{1000}{3000} \right)^2 \right] = 3575 \text{ bpd}$$

## EJERCICIO 2:

Dada la información de un yacimiento bajosaturado:

$$P_{ws} = 3000 \text{ psi} \quad P_b = 2000 \text{ psi} \quad q_o = 600 \text{ b/d} \text{ para una } P_{wf} = 2000 \text{ psi}$$

Calcular: La  $q_{max}$ , La  $q_o$  para  $P_{wf} = 3500 \text{ psi}$ , La  $q_o$  para  $P_{wf} = 1000 \text{ psi}$

Para resolver este problema, determinamos el índice de productividad.

$$J = \frac{600}{4000 - 3000 + \frac{3000}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{2000}{3000} \right) - 0.8 \left( \frac{2000}{3000} \right)^2 \right]} = 0.324 \text{ bpd/psi}$$

$$q_b = J(P_{ws} - P_b) = 0.324 \text{ bpd/psi} (4000 - 3000) \text{ psi} = 324 \text{ bpd}$$



$$q_{max} = q_b + \frac{JP_b}{1.8} = 324 + \left( \frac{0.324 * 3000}{1.8} \right) = 864 \text{ bpd}$$

$$q_o = J(P_{ws} - P_{wf}) = 0.324 \text{ bpd/psi} * (4000 - 3500) \text{ psi} = 162 \text{ bpd}$$

$$q_o = 324 + (824 - 324) \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{1000}{3000} \right) - 0.8 \left( \frac{1000}{3000} \right)^2 \right] = 780 \text{ bpd}$$

Para cada presión fluyente en el fondo del pozo, el área de drene del yacimiento quedará sometida a un diferencial de presión que dependerá de la energía del yacimiento denotada por  $(P_{ws} - P_{wf})$ , este diferencial provocará el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo y la mayor o menor tasa de producción aportada dependerá fundamentalmente del índice de productividad del pozo.

La IPR se considerará en lo sucesivo como una curva de oferta de energía o afluencia de fluidos que el yacimiento entrega al pozo ( $P_{wf}$  vs  $q$ ).

#### 4.14. PREDICCIÓN DE IPR FUTURAS MÉTODO STANDING

Standing utilizó la ecuación de Vogel en combinación con la relación de Muskat, concernientes a los índices de productividad presentes y futuros. El procedimiento requiere que se empleen cálculos de balance de materia para determinar saturaciones futuras a partir de las cuales se pueden obtener valores de  $K_{ro}$ . Es necesario realizar una prueba en el pozo al tiempo presente, de tal forma que  $P_{ws}$  y el valor presente de  $J$  puedan ser determinados.

Procedimiento:

1. Calcular el valor presente de  $J'_p$  a partir de la ecuación de Darcy

$$q_b = \frac{7.08Kh10^{-3}Kh}{B_o\mu_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]} \dots\dots 4.19$$



2. Calcular el valor futuro de  $J$  a partir de la relación

$$J'_f = J'_p \left( \frac{\left( \frac{K_{ro}}{\beta_o \mu_o} \right)^F}{\left( \frac{K_{ro}}{\beta_o \mu_o} \right)^P} \right) \dots\dots 4.20$$

Para emplear esta ecuación es necesario tener valores presentes y futuros de  $K_{ro}$ ,  $\mu_o$  y  $B_o$ , por lo tanto, se necesita realizar cálculos de balance de materia para establecer las saturaciones de aceite contra  $P_{ws}$  ya que  $K_{ro}$  es una función de las saturaciones de aceite, las cuales a su vez son una función de la presión estática.

#### 4.15. ECUACIÓN DE STANDING

Standing desarrolló un procedimiento que requiere cálculos en balance en materia para determinar saturaciones futuras, a partir de las cuales se puede obtener valores de  $k_{ro}$  obteniendo:

$$J_p^* = \frac{1.8 * J}{\left( 1 + 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right)} \dots\dots 4.21$$

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

$$J'_f = J_p^* \frac{\left( \frac{k_{ro}}{B_o * \mu_o} \right)^f}{\left( \frac{k_{ro}}{B_o * \mu_o} \right)^p} \dots\dots 4.22$$



Finalmente para poder construir la grafica IPR se utiliza la siguiente ecuación:

$$q = \frac{J_f^* * p_{ws}}{1.8} * \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \dots \dots 4.23$$

El desarrollo de la ecuación de Vogel permitió a Standing crear una relación matemática para cuando la EF  $\neq 1$ . Donde EF (Eficiencia de Flujo) es una medida cuantitativa de la condición del pozo y se define:

$$EF = \frac{P_r - P'_{wf}}{P_i - P_{wf}} \dots \dots 4.24$$

Dónde:

- $P'_{wf}$  = Presión de fondo fluyente sin daño.
- $P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente.
- $P_i$  = Presión del yacimiento.
- $P_r$  = Presión de roció.

Primero se determina el  $q_{omax}$  para una EF=1, y resolviendo la ecuación.

$$P'_{wf} = P_i - (P_i - P_{wf})EF \dots \dots 4.25$$

Luego aplicando la expresión de Vogel, se obtiene

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \dots \dots 4.26$$

Donde  $q_{omax}$  @ EF=1, y con esta ecuación se grafica la IPR



#### 4.16. ECUACIÓN DE FETKOVICH

Partiendo de las pruebas isocronales para pozos de gas y basado en cientos de observaciones de datos de pozos, se determinó que la IPR para pozos de petróleo podría ser mejor descrita por la ecuación:

$$q = C(P_i^2 - P_{wf}^2)^n \dots 4.27$$

Dónde:

- C = constante de estabilización.
- n = factor de turbulencia que puede variar entre 0.57 y 1. Este factor n es igual a 1/m, donde m es la pendiente del grafico  $\log(P_i^2 - P_{wf}^2)$  vs.  $\log(q)$ .

Ambos valores son característicos de cada pozo.

El valor de C se encuentra de extrapolar la curva hasta interceptar con el eje de las ordenadas en el punto en que  $P_i^2 - P_{wf}^2 = 1$ . Conociendo las variables se puede hacer una tabla con diferentes valores de  $P_{wf}$  y se grafica en un plano cartesiano obteniendo la IPR.

El uso del método de Fetkovich es beneficioso debido a que mediante una pequeña modificación de la ecuación se puede determinar las curvas IPR a futuro las cuales son muy importantes sobre todo cuando se va a implementar un sistema de levantamiento artificial en el pozo, puesto que con estas curvas podemos proyectar la producción a futuro en los diferentes tipos de levantamiento y comparar, para finalmente decidir que método será más conveniente.

Para determinar la IPR futura se debe calcular C', que es el valor de la constante a futuro.

$$C' = C \frac{P_r}{P_{ri}} \dots 4.28$$

Con el valor obtenido sustituimos en la siguiente ecuación:

$$q = C'(P_r^2 - P_{wf}^2)^n = C_i \left( \frac{P_r}{P_{ri}} \right) (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \dots 4.29$$



Donde  $P_{ri}$  y  $C_i$  están dadas en un tiempo inicial  $t_1$ , y  $P_r$ ,  $P_{wf}$  están dadas a un tiempo mayor a  $t_1$ , mientras que  $n$  es una constante del pozo a cualquier tiempo.

### EJEMPLO DE APLICACIÓN:

Dada la siguiente tabla de datos:

Variabes	Condición Presente	Condición Futura	Unidades
Presión Yacimiento	2,500	2,000	( $lbs/pg^2$ )
Presión Fondo Fluyendo	1,750		( $lbs/pg^2$ )
Gasto de Aceite	2,024		(Bpd)
Eficiencia de Flujo	1.0	1.0	(Adimensional)
$K_{ro}$	0.80	0.75	(Adimensional)
$K_{abs}$	62.5	62.5	(mD)
$\mu_o$	0.5421	0.6229	(cp)
$B_o$	1,390	1,2562	( $bl_o@cy/bl_o@cs$ )
$r_e$	1,500	1,500	(pie)
$r_w$	0.25	0.25	(pie)
H	50.0	50.0	(pie)

Tabla 4. Datos

Calcular:

El gasto para  $P_{ws} = 1500$  ( $lb/pg^2$  abs) y  $P_{wf} = 1000$  ( $lb/pg^2$ ) abs cuando la presión del yacimiento se abate hasta 2000 ( $lb/pg^2$  abs).

Solución:

Calculamos  $J$ :

$$J = \frac{q}{(P_{ws} - P_{wf})} = \frac{2024}{(2500 - 1750)} = 2.70 \text{ bpd/psi}$$

Posteriormente se utiliza la ecuación de Vogel:

$$q_{omax} = \frac{2024}{\left[1 - 0.2 \left(\frac{1750}{2000}\right) - 0.8 \left(\frac{1750}{2000}\right)^2\right]} = 4325 \text{ bpd}$$



Calculamos  $J'$ :

$$J' = \frac{1.8 * q_{max}}{P_{ws}} = \frac{1.8 * 4325}{2500} = 3.11$$

Empleando la siguiente ecuación calculamos  $J'_f$ .

$$J'_f = 3.11 \left( \frac{\left( \frac{0.75}{0.6229 * 1.2562} \right)^F}{\left( \frac{0.80}{0.5421 * 1.3190} \right)^P} \right) = 2.67$$

Calculamos el gasto para una presión de fondo fluyendo específica:

Para  $P_{wf} = 1500$  (lb/pg<sup>2</sup>) abs @  $P_{ws} = 2000$ (lb/pg<sup>2</sup>) abs

$$q_o = \frac{2.67 * 2000}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{1500}{2000} \right) - 0.8 \left( \frac{1500}{2000} \right)^2 \right] = 1186 \text{ bpd}$$

Para  $P_{wf} = 1000$  (lb/pg<sup>2</sup>) abs @  $P_{ws} = 2000$ (lb/pg<sup>2</sup>) abs

$$q_o = \frac{2.67 * 2000}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{1000}{2000} \right) - 0.8 \left( \frac{1000}{2000} \right)^2 \right] = 1186 \text{ bpd}$$

## CAPÍTULO 5

### APLICACIONES MEDIANTE SOFTWARE

#### 5.1. POZO JOY-1

El Paleocanal de Chicontepec, está localizado en el estado de Veracruz cubre una extensión de  $3800 \text{ Km}^2$ . Se han perforado más de 1000 pozos a la fecha, se estima que el Paleocanal tiene cerca de 33000 millones de barriles, con 17600 millones de barriles recuperables.

Desde 1952 hasta 2002 se terminaron 951 pozos de producción, en promedio, los pozos eran productores modestos, con regímenes de producción iniciales del orden de 70 a 300 Barriles por día.

Para este trabajo se tomó información del Pozo Joy-1, que se encuentra ubicado en la región Norte, Poza Rica, Veracruz, el cual contaba con una  $P_i=2576$  psi, aceite negro como fluido, este pozo se terminó de perforar el 8 de Enero de 1992 con una profundidad total de 1915m.



Figura 48. Ubicación aproximada del pozo JOY-1





El play donde se localiza el pozo Joy-1 es de edad Paleoceno Eoceno, la litología la constituyen areniscas turbidíticas, roca sello, lutita intercalada y trampas estratigráficas combinadas bajo discordancias, asociada a pliegues, el tipo de hidrocarburo es aceite pesado a ligero.

El pozo Joy-1 comenzó a producir en febrero de 1992 con un gasto de 111bpd y 0% de agua, ha producido por dos cuerpos 20 y 20-10. El estado del pozo es el siguiente:

Cuerpo	Intervalo	Disparo	Facie	Fractura	Estado
20	1550-1580	Enero-92	Canal	14-Oct-92	Abierto
10	1530-1540	Marzo-99	Erosión	s/f	Abierto
20-10	1530-1580	Abril-01	Can-Ero	14-Oct-92	Abierto

Tabla 5. Estado pozo Joy-1

A este pozo se le realizó un registro de presión de fondo cerrado el cual inicio el 18 de septiembre de 2003 a las 10:33am y termino a las 12:00pm del mismo día, con una sonda spartek No. 75551 en el intervalo 1550 a 1580 m. obteniéndose los siguientes resultados.

Estación	Presión	Gradiente	Temperatura
mts	psia	$\text{Kg/cm}^2/\text{m}$	$^{\circ}\text{F}$
0	227.01	0.0000	86.68
200	462.26	0.0827	84.87
400	692.29	0.0809	93.69
600	915.83	0.0786	101.71
800	1141.51	0.0794	111.88
1000	1365.53	0.0788	122.86
1200	1588.82	0.0785	134.20
1400	1813.03	0.0788	146.48
1500	1925.05	0.0788	149.99
1555	1987.00	0.0792	151.70

Tabla 6. Registro de presión pozo Joy-1



## 5.2. ESTADO MECÁNICO DEL POZO

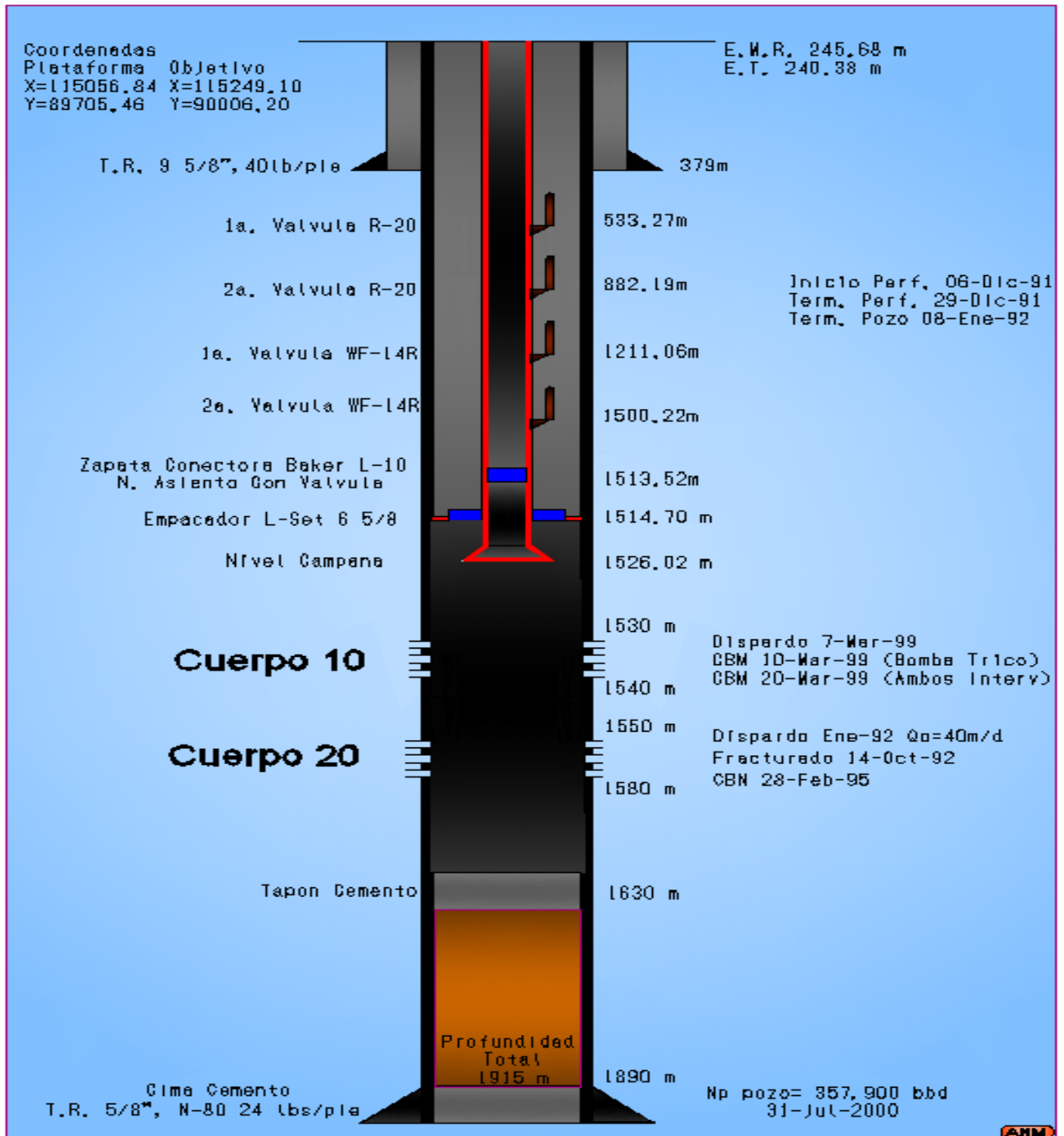


Figura 49.Estado mecánico pozo Joy-1

### 5.3. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

La historia de producción de este pozo se presenta en la Figura 50. En este apartado de la tesis se hará el análisis de la prueba pre-frac realizado al pozo, ya que no se tiene el análisis de ésta prueba, así como el análisis de la prueba post-frac, y se le aplicara el análisis nodal a partir de sensibilidades para obtener diferentes resultados tomando en cuenta diferentes diámetros de estranguladores así como distintos valores de efecto de daño, y así poder dar un resultado y recomendaciones para dicho pozo.

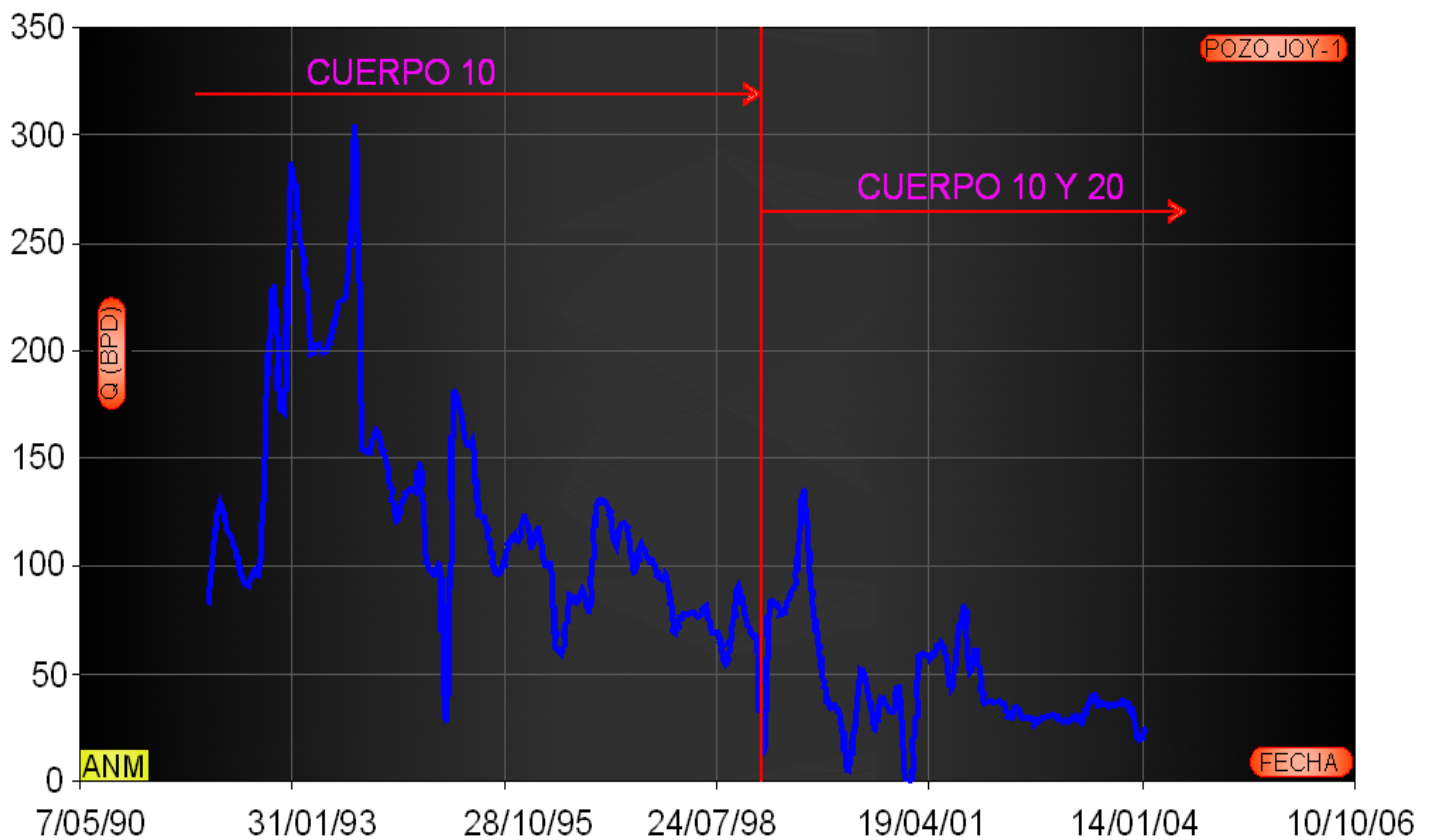


Figura 50. Historia de producción pozo Joy-1

## 5.4. PRUEBA PRE-FRAC

Para analizar la prueba Pre-frac figura 51 se utilizaron los siguientes datos:

- $r_w = 89$  ft
- $\phi = 0.07$
- $\mu = 3.32$ cp
- $B_o = 1.1331$
- $C_t = 12 \times 10^{-6} \text{ (psi)}^{-1}$
- $h_t = 89$  pies

Para el gasto antes del cierre se consideró el promedio mensual correspondiente a la fecha en que se realizó la prueba, ya que no se tienen datos precisos del aforo durante la prueba, por lo cual se debe considerar éste efecto en el cálculo de la permeabilidad.

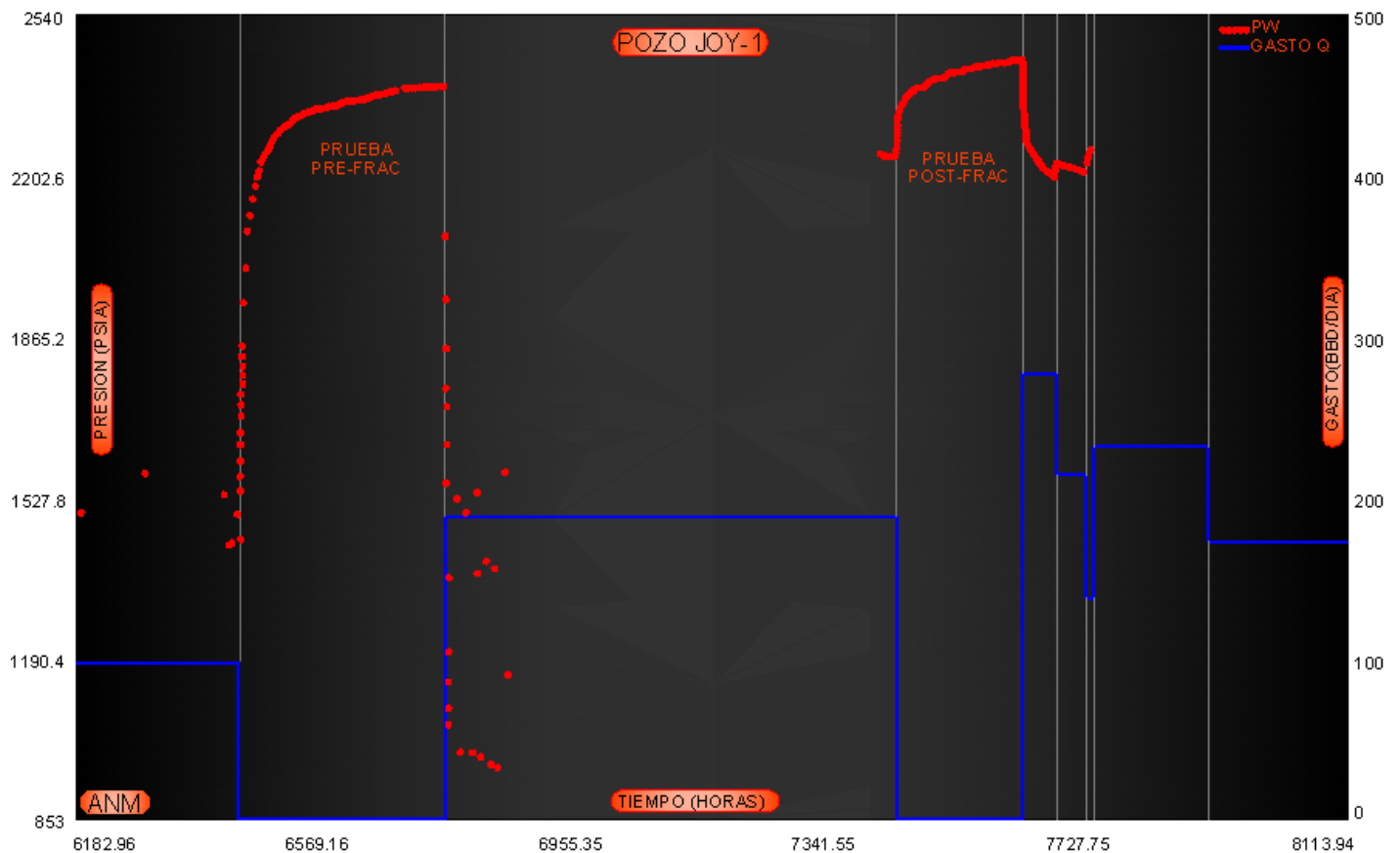


Figura 51. Gráfica cartesiana para análisis (Pre-Frac)

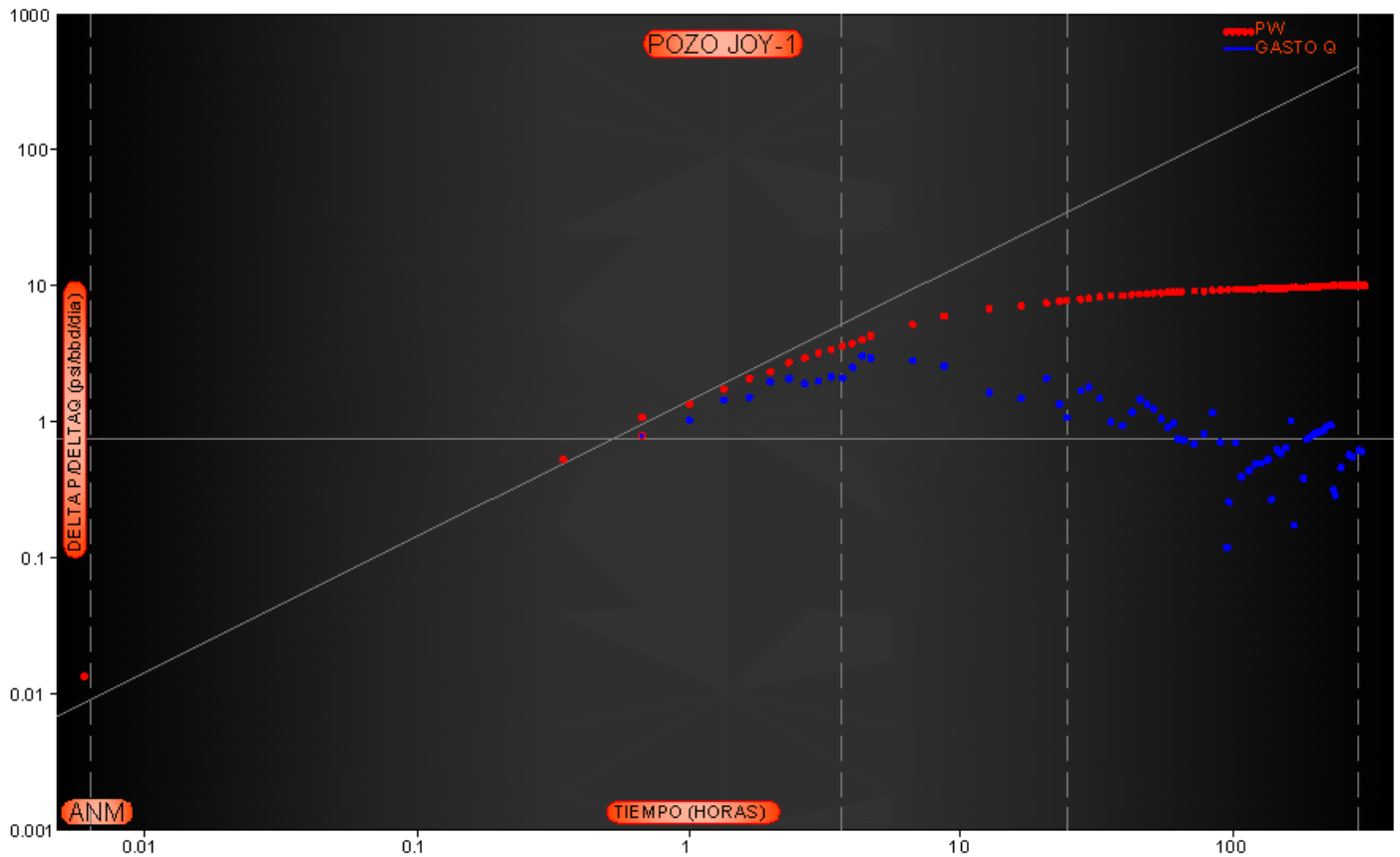


Figura 52. Grafico de diagnóstico de flujo, prueba Pre-frac

Del análisis de la prueba se determinaron los siguientes resultados, así como la validación del modelo de ajuste que se presentan en las Figuras 52, 53 y 54.

#### Yacimiento (Cuerpo 20)

- Permeabilidad  $k=5.26$  md.
- Capacidad de flujo  $kh= 468.14$  md-pie.
- Factor de daño  $s=1.28$ .
- Caída de presión debida al daño  $\Delta_{ps}= 139.8$  psi.
- Radio de investigación  $R_{inv} = 705.8$  pie.
- Presión media  $P_{mbh} 2463$ .
- Almacenamiento  $C_s = 0.03$  Bl/psi.

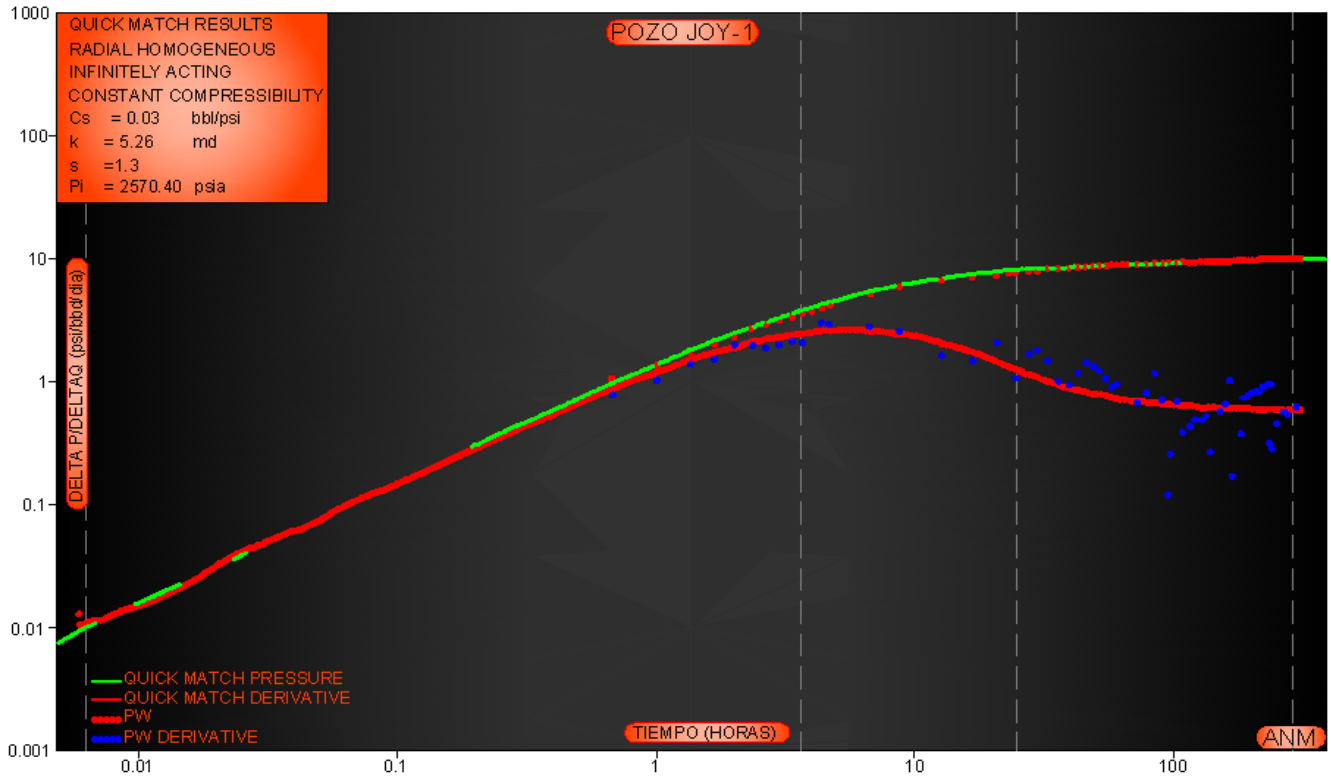


Figura 53. Validación del modelo de ajuste gráfica log-log

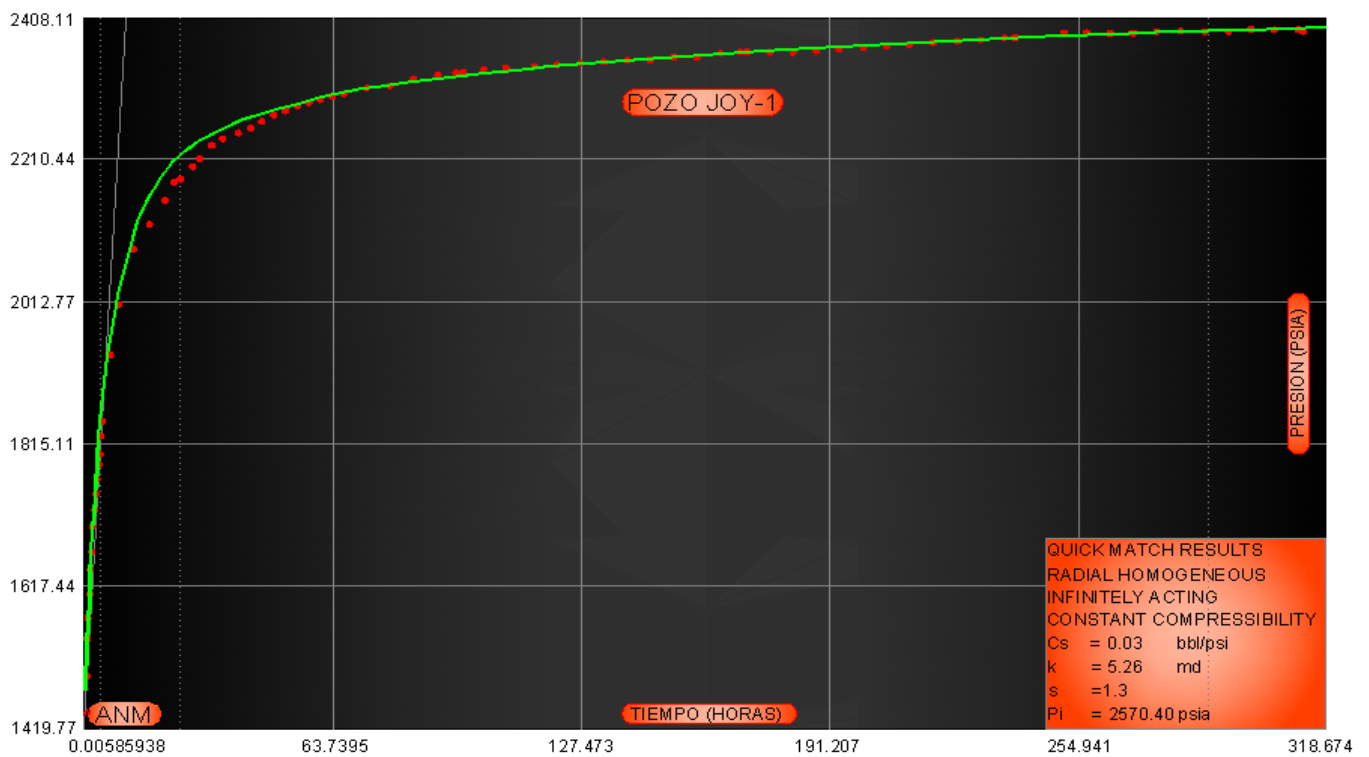


Figura 54. Validación del modelo de ajuste. Gráfica cartesiana

## 5.5. PRUEBA POST-FRAC

Para analizar la prueba Post-Frac se utilizaron los siguientes datos; dando como resultado la gráfica 55.

- $r_w = 0.338$  ft
- $H = 89$  ft
- Porosidad = 0.07
- Viscosidad = 3.32cp
- $B_o = 1.1331$
- $C_t = 12 \times 10 \text{ Exp } -6$

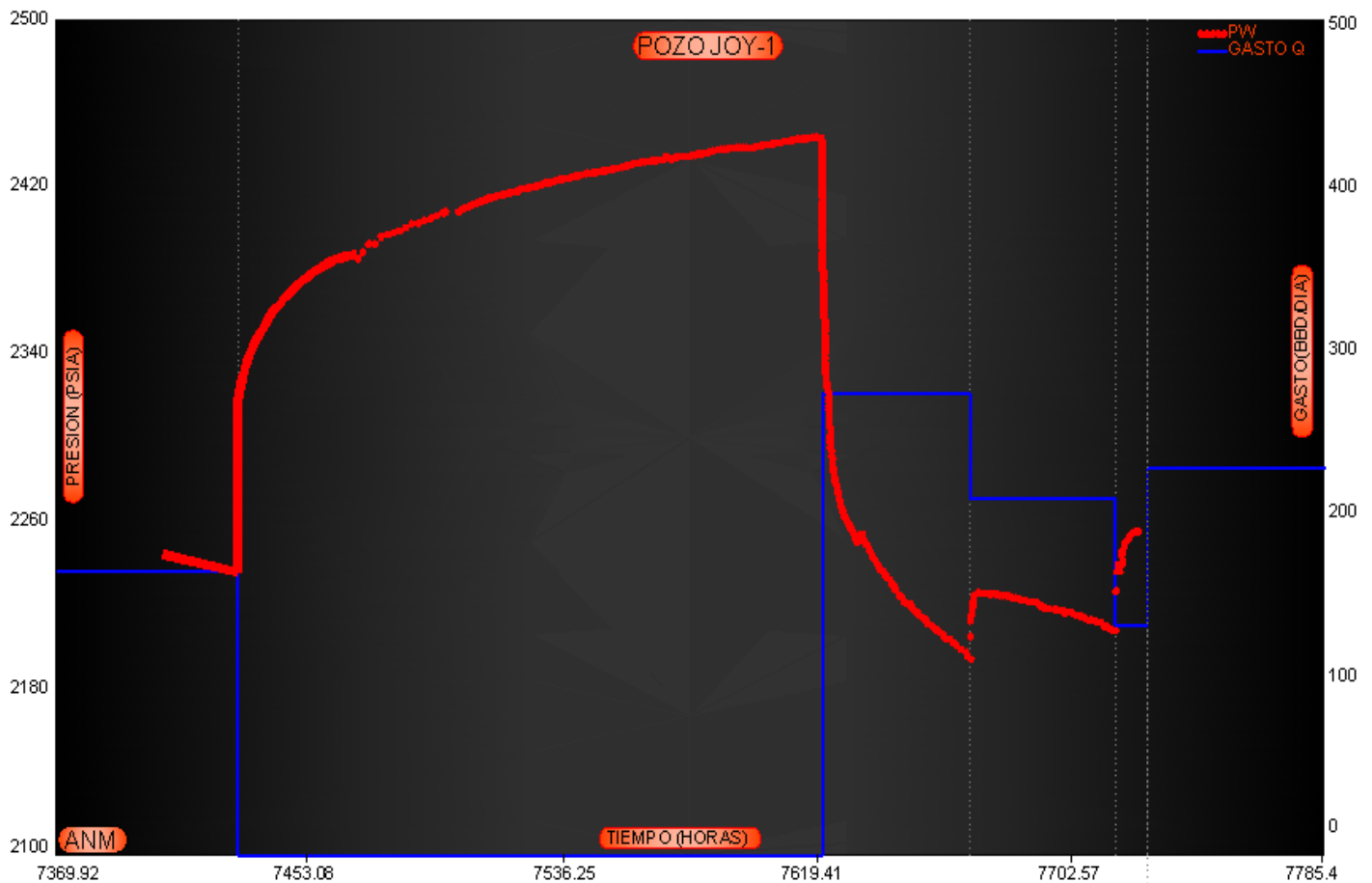


Figura 55. Gráfica cartesiana para análisis, prueba Post-Fractura

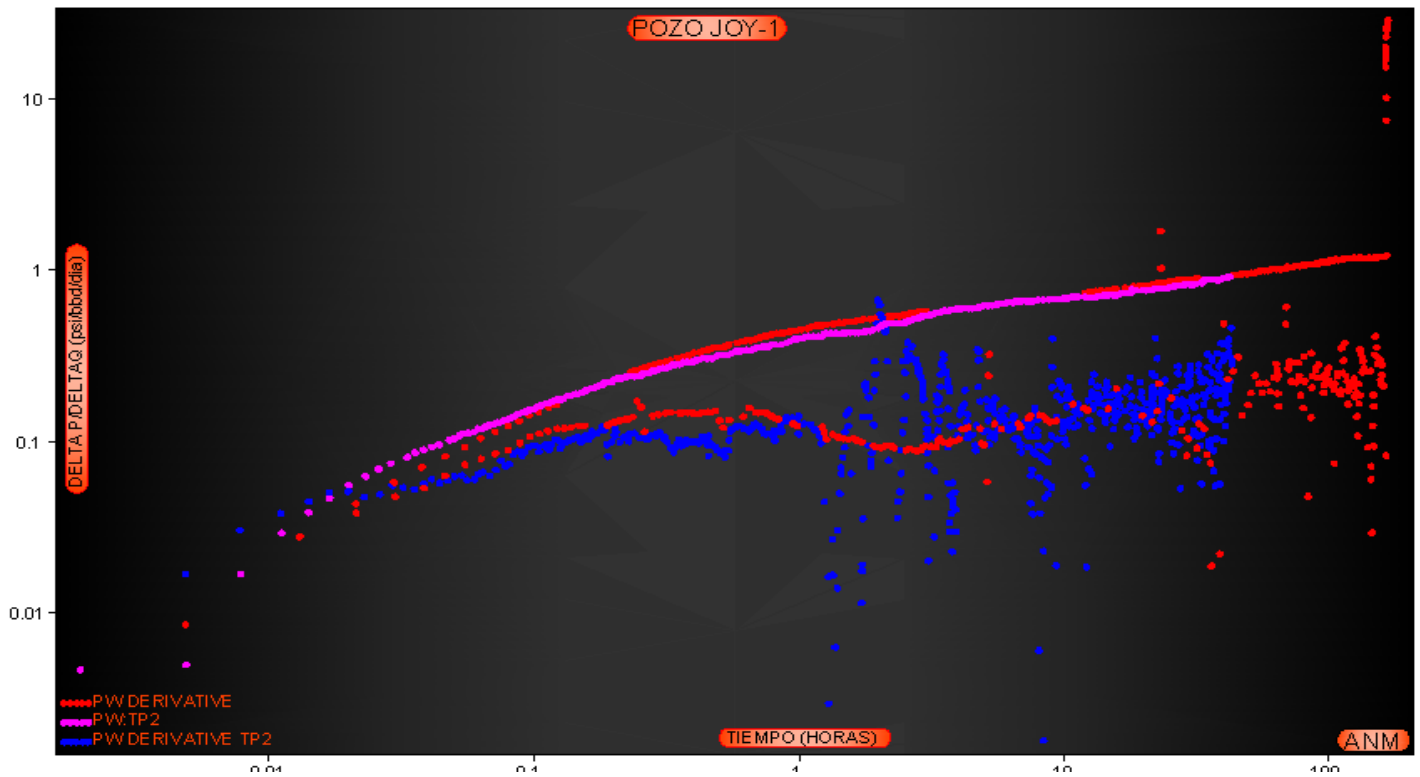


Figura 56. Gráfica log-log para diagnóstico

Se utilizaron los mismos datos que para la prueba Pre-Frac, del análisis de la prueba en la gráfica de diagnóstico Figura 52 se determinó un modelo de fractura vertical de conductividad finita, posteriormente se utilizan las gráficas especializadas para calcular los parámetros de la fractura.

En la Figura 56 se presenta el diagnóstico en el cual se ha graficado el incremento de presión, así como el primer decremento de presión y se puede verificar que los aforos están considerablemente correctos, es decir las derivadas están casi al mismo nivel. Los resultados del modelo son:

#### Yacimiento (Cuerpo 20)

- Permeabilidad  $k = 9.8$  md
- Capacidad de flujo  $kh = 872$  md-pie
- Factor de daño  $Sf = 0.3$
- Ala de la fractura  $Xf = 487$  pies
- Conductividad adimensional  $Fcd = 1.5$
- Almacenamiento  $Cs = 0.0227$  bbl/psi



Se debe comentar que el valor de la permeabilidad no debería cambiar con el obtenido en la prueba pre-frac ( $k = 5.26$  md), sin embargo observando los resultados si existe un cambio por lo cual para justificar este aparente incremento lo que ha sucedido es que el cuerpo 20 se comunicó con otro cuerpo lo cual da un aparente incremento de la permeabilidad. Para verificar esto se puede manejar como resultado valido de la prueba post-frac el valor de  $kh = 872$  md-pie y el valor de  $k = 5.26$  md de la prueba pre-frac y con éstos valores estimar el posible incremento en espesor.

Como:

- $kh = 872$  md-pie
- $k = 5.26$  md

Por lo tanto  $h = 872/5.26 = 165$  pies

Lo cual quiere decir que existió un aumento en la capacidad de flujo pero debido a que al fracturar el cuerpo 20 se comunicó con el cuerpo 10. Para confirmar el modelo en las siguientes Figuras se presenta la validación del modelo ajuste con los parámetros determinados.

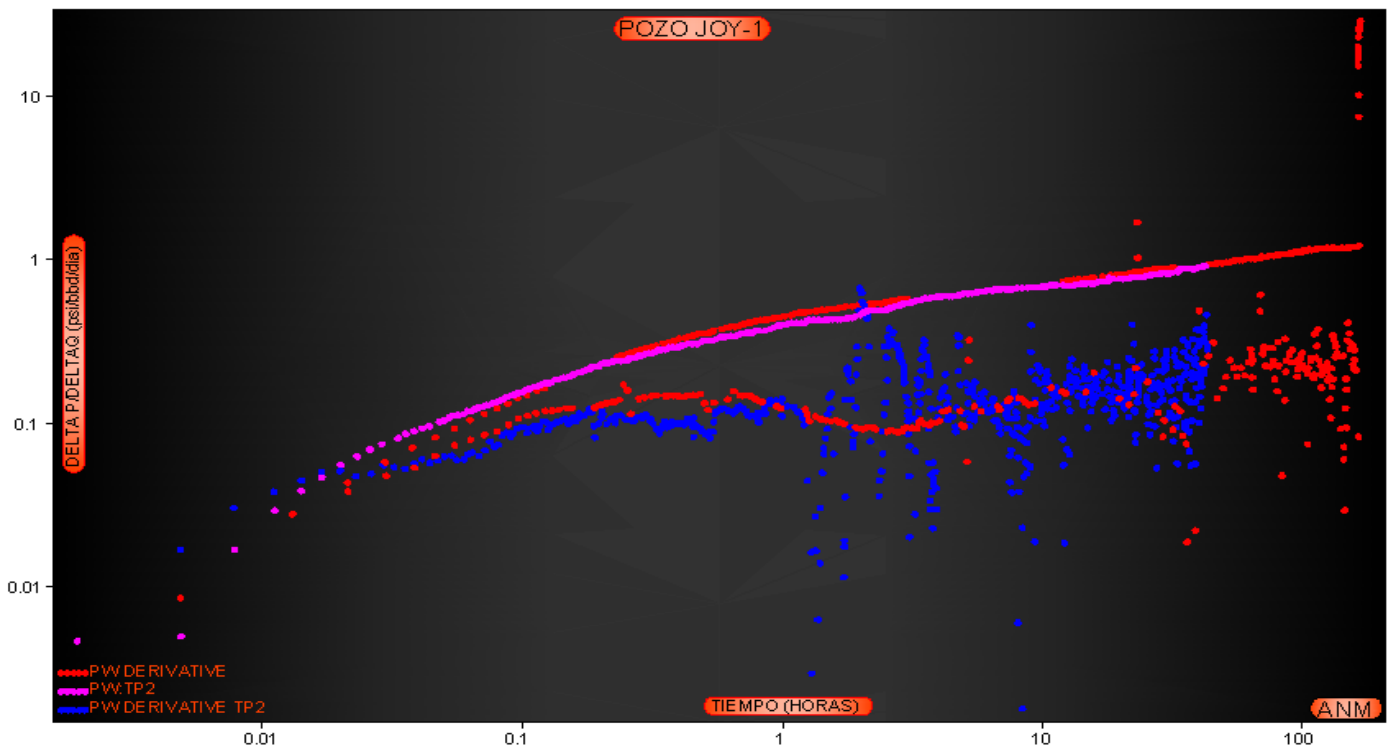


Figura 57. Validación del modelo de ajuste, gráfica log-log

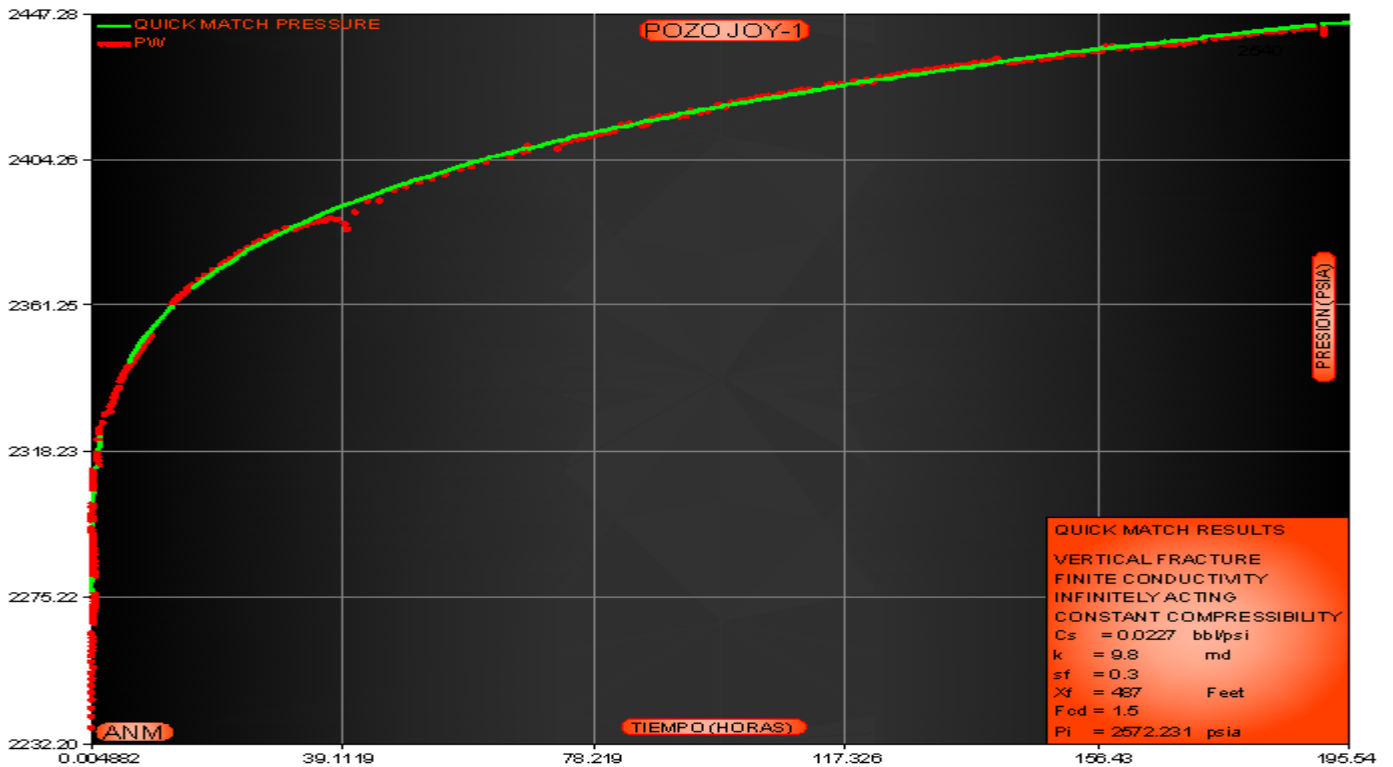


Figura 58. Validación del modelo de ajuste, gráfica cartesiana

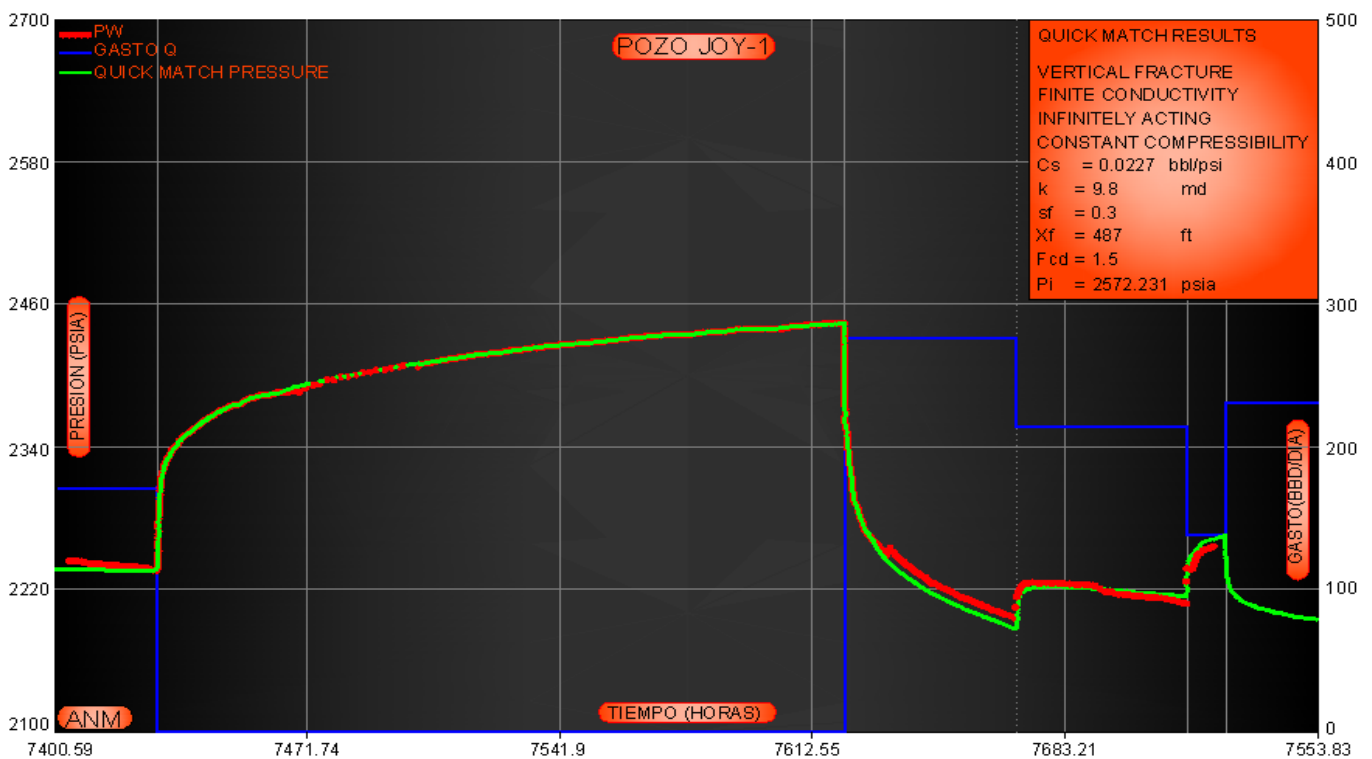


Figura 59. Ajuste de toda la prueba en escala cartesiana



## 56. ANÁLISIS POTENCIAL POZO JOY-1 CON EL USO DE PIPE-SIM

Para el modelado del pozo Joy-1 se utilizó un software comercial Pipe-Sim el cual no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

También se puede efectuar un análisis nodal integral en cualquier punto de su sistema hidráulico utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.

Diseñar pozos nuevos y analizar los pozos verticales, horizontales y multilaterales existentes, así como podemos diseñar sistemas de levantamiento artificial.

Pipe-Sim nos puede ayudar a tener una buena planeación de campos petroleros y optimización del sistema de levantamiento por gas artificial.

Como se comentó en el capítulo 4, el análisis nodal de un sistema de producción, se realiza en forma sistemática permite modelar el comportamiento actual y futuro de un pozo, y consiste en dividir el sistema en nodos para calcular las caídas de presión, así como el gasto producido, y de esta manera poder determinar la curva del comportamiento de afluencia del pozo y de la tubería, así como su potencial del pozo y la sensibilidad a los diferentes parámetros (daño, corte de agua, RGA, presión etc.)

Se analizó el pozo productor **JOY-1** con la finalidad de mejorar sus condiciones de operación, para dichos análisis se tomó como referencia la información del registro de fondo cerrado, de fecha 18 de septiembre de 2003 temperaturas y presiones a diferentes profundidades siendo el procedimiento el siguiente:

Para este pozo se aplicó el análisis del comportamiento del pozo, (modelo de producción) y el análisis nodal colocándole dos nodos de solución uno en el fondo del pozo y el otro en la cabeza del mismo, y se determinó, el índice de productividad y el potencial máximo del pozo.

El nodo de solución se define como la localización donde la diferencial de presión entre la entrada y la salida del flujo es igual a cero. Los nodos de la solución se pueden seleccionar a detalle para demostrar el efecto de ciertas variables tales como el comportamiento de la afluencia, diámetro interior de la tubería de producción, diámetro interior de la línea de flujo y presiones del separador.

También se requiere especificar las propiedades del fluido como son RGA, corte de agua, densidad del gas, densidad del agua, grados API del aceite, tipo de pozo (para este caso es vertical), diámetro de tubería, parámetros del estrangulador y de la línea de descarga, para poder visualizar el perfil del pozo como se muestra en la Figura 60.

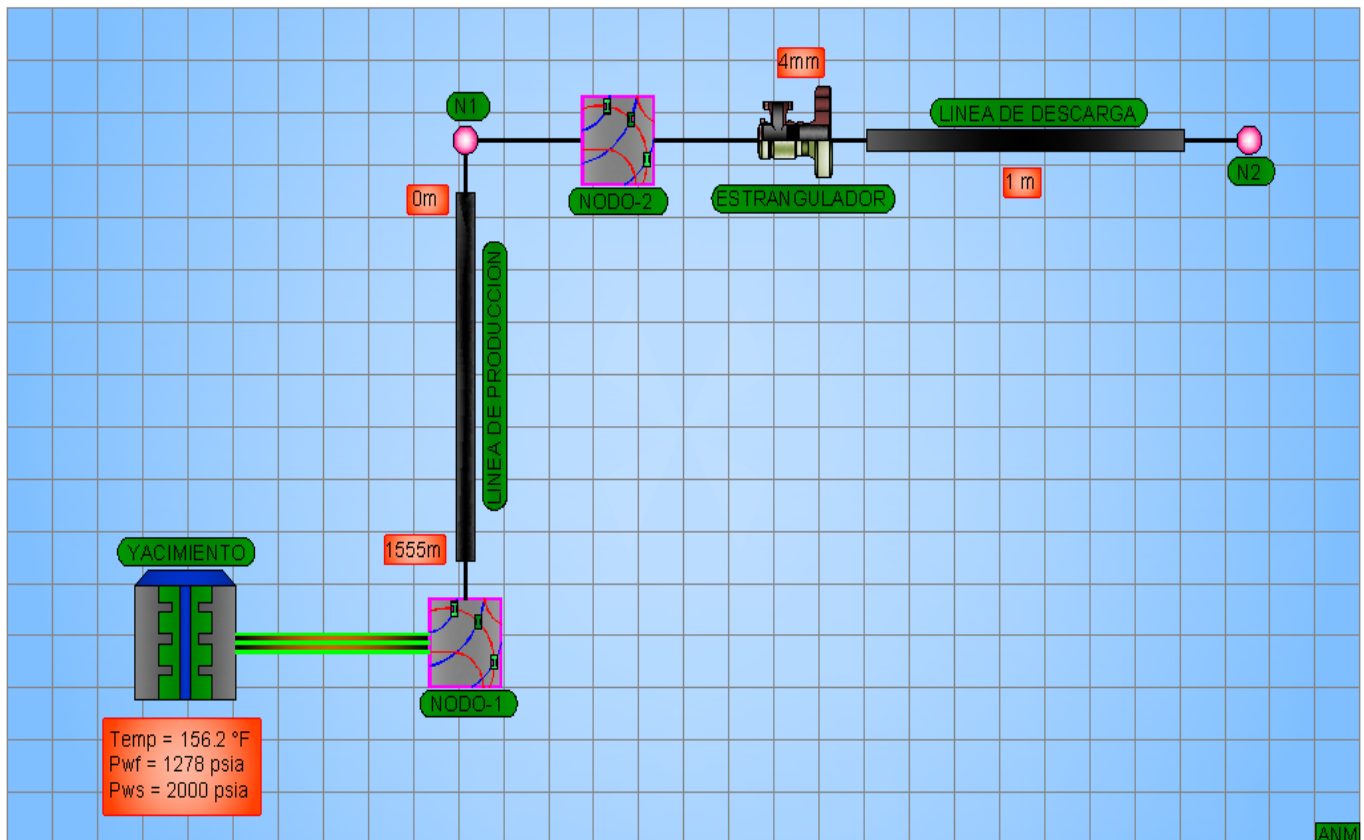


Figura 60. Diagrama pozo Joy-1

Se definen los datos del yacimiento como son presión estática ( $P_{ws}$ ), temperatura, presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ) y gasto, para calcular el potencial máximo del pozo para este caso se eligió el modelo ecuación de Vogel, que aplica para yacimientos de aceite y saturados.

Con el estado mecánico del pozo se agregan los datos que pide el software para la tubería de producción y la línea de descarga para poder definir si se trabaja con modelo simple o detallado, para el pozo Joy-1 se utilizó el modelo detallado ya que se trata de un pozo vertical sin desviación, esta sección se divide en perfil de desviación donde se ingresa la profundidad, como no se tiene desviación la profundidad vertical es igual a la desarrollada, para el perfil geotérmico se ingresaron las profundidades y temperaturas correspondientes

las cuales se obtuvieron del registro de presión de fondo, continuando con la configuración de la tubería que se obtiene del estado mecánico del pozo con las características como son diámetro interno, espesor, rugosidad así como la profundidad de la tubería de revestimiento para este pozo se tiene que la producción se dio por el Tubing.

Con toda la información cargada en el software se procede como primer paso a calcular el potencial absoluto del pozo, el cual se observa en la Figura 61, y que fue calculado con la ecuación de Vogel. Esta grafica muestra el gasto máximo que podría aportar el pozo si disminuyéramos su presión al mínimo (caso ideal).

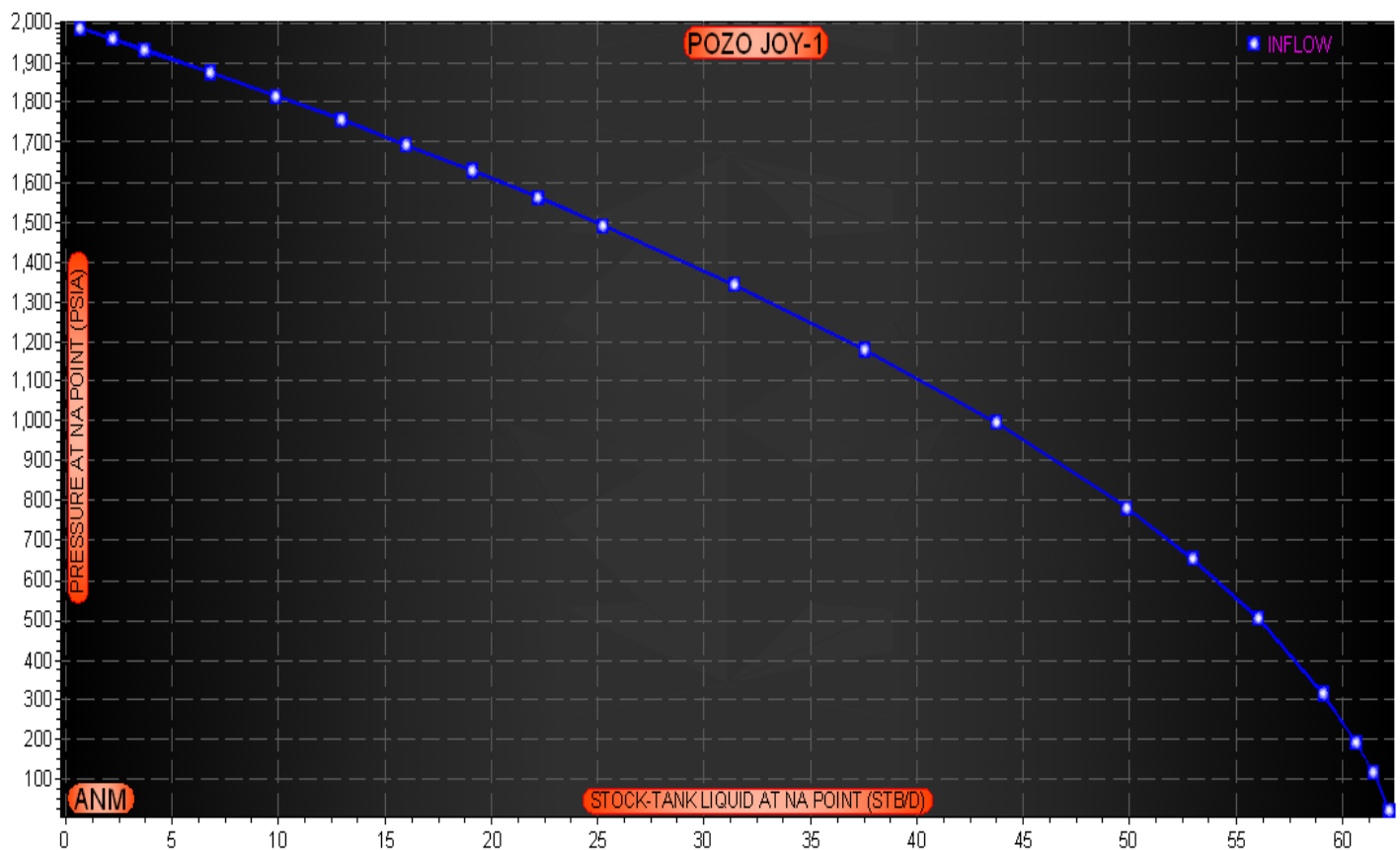


Figura 61. Potencial absoluto del pozo con la ecuación de Vogel

Con los datos obtenemos la producción que esta aportando el pozo como se muestra en la Figura 62.

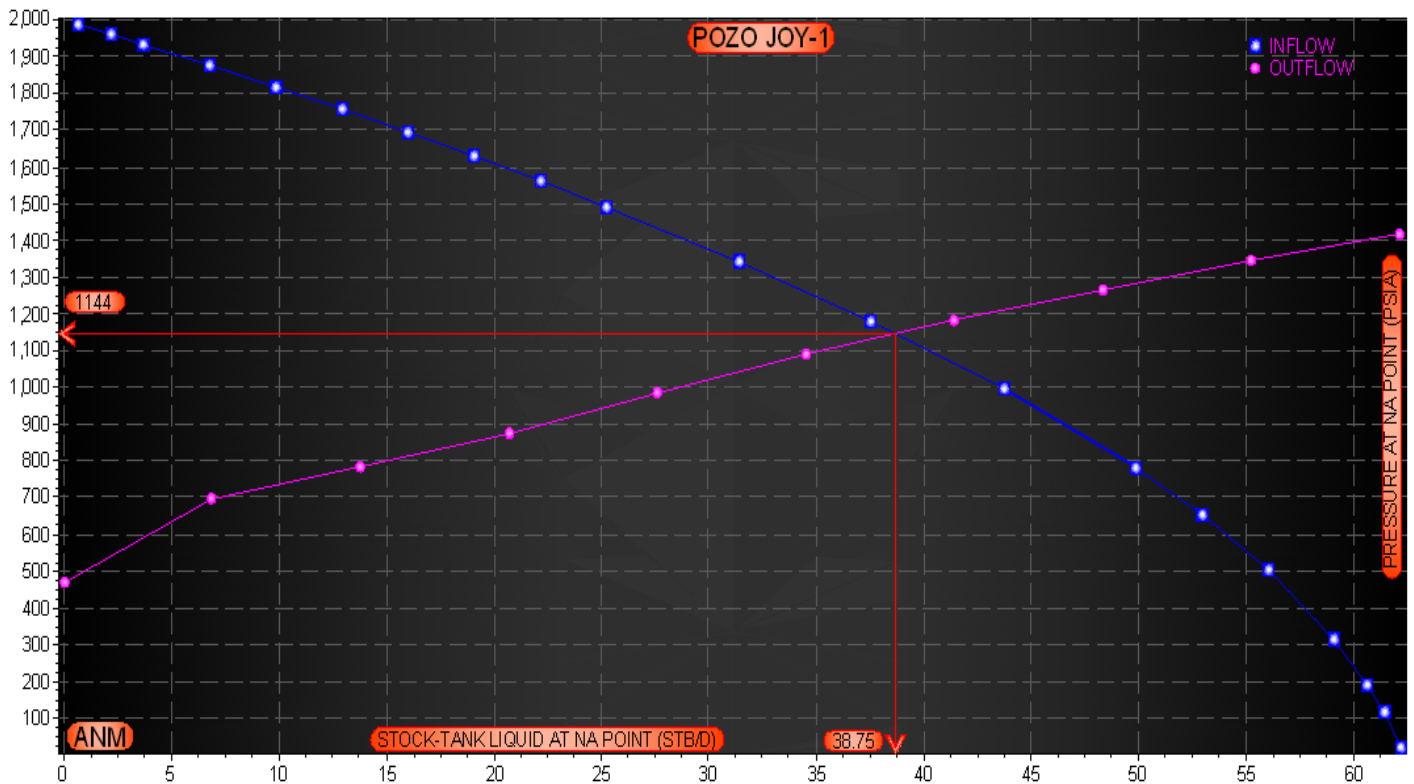


Figura 62. Gasto pozo Joy-1

El siguiente paso es ajustar la correlación de flujo al gasto obtenido del histórico de producción para la fecha del registro de fondo cerrado, que para el caso fue de 36 barriles por día en septiembre de 2003, se analizaron varias correlaciones y la que mejor se ajustó fue la correlación de Hagedorn and Brown (Revised) arrojando los siguientes resultados mostrados en las siguientes gráficas.

Los resultados que arrojó el software fue flujo burbuja, en este tipo de patrón la tubería se encuentra casi llena de líquido y la fase de gas libre es muy pequeña, lo cual lo podemos comprobar revisando el histórico de producción donde no presenta producción de gas, esto quiere decir que la fase de gas libre es casi nula, el gas se presenta en pequeñas burbujas distribuidas aleatoriamente, al igual que sus diámetros, las burbujas se mueven a diferentes velocidades dependiendo de sus respectivos diámetros, el líquido se mueve a una velocidad uniforme, por lo tanto la fase de gas tiene un efecto mínimo en el gradiente de presión, este tipo de flujo solo se aprecia en flujo vertical y tuberías de diámetro relativamente grande.

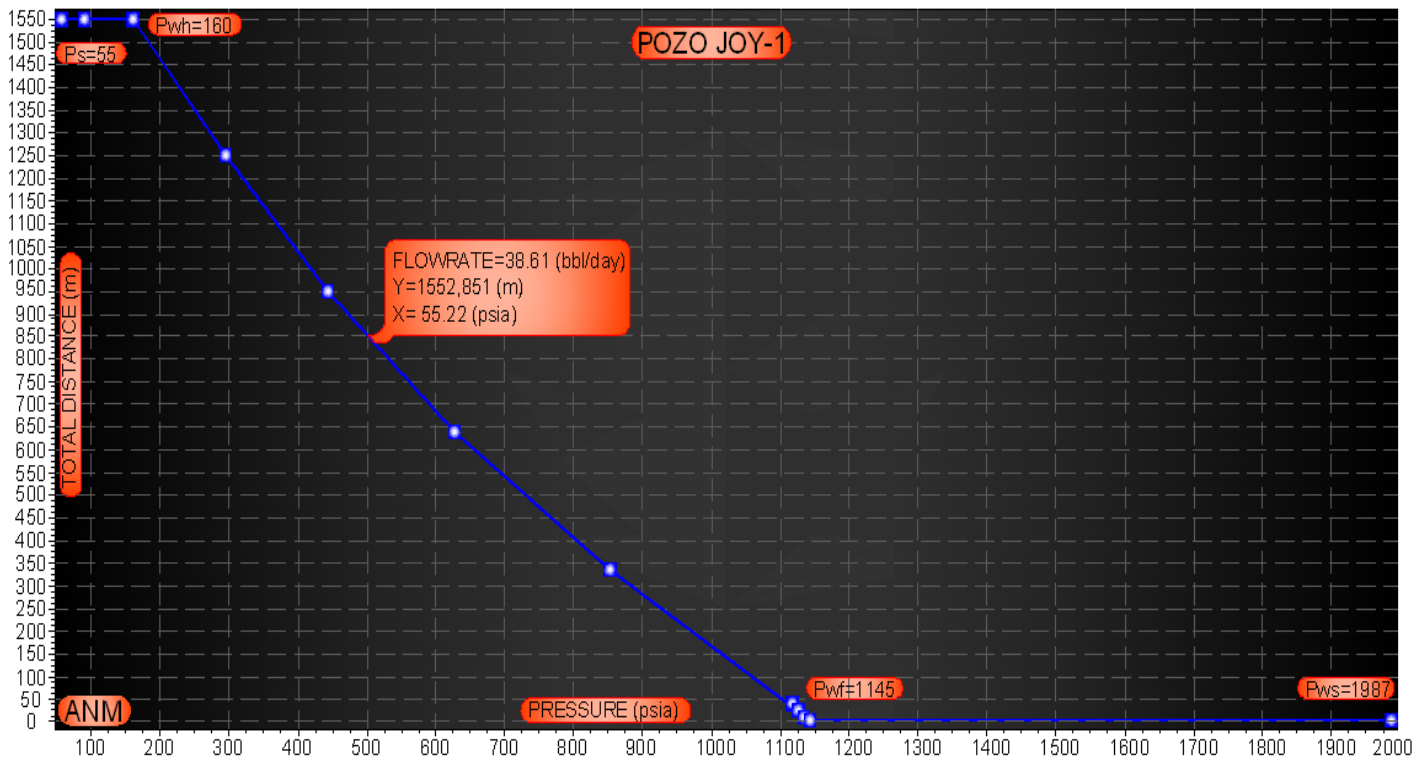


Figura 63. Ajuste del pozo con la correlación Hagedorn and Brown Revised

## 5.7. TIPO DE CORRELACIONES

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres grupos en base al criterio utilizado en su desarrollo.

**Grupo I.-** No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura.

Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo están incluidos los métodos de Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.

**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 pertenece el método de Hagedorn & Brown.

**Grupo III.-** Se considera 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 del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de este grupo son las de Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, y Beggs & Brill.

La correlación que mejor se ajusto al pozo Joy-1 fue Hagedorn & Brown, en general toma en cuenta un amplio rango de condiciones y dichos aspectos son:

- La ecuación de gradiente de presión incluyen el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera los patrones de flujo, sin embargo el software utiliza el modelo de B&B para el cálculo del patrón.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.

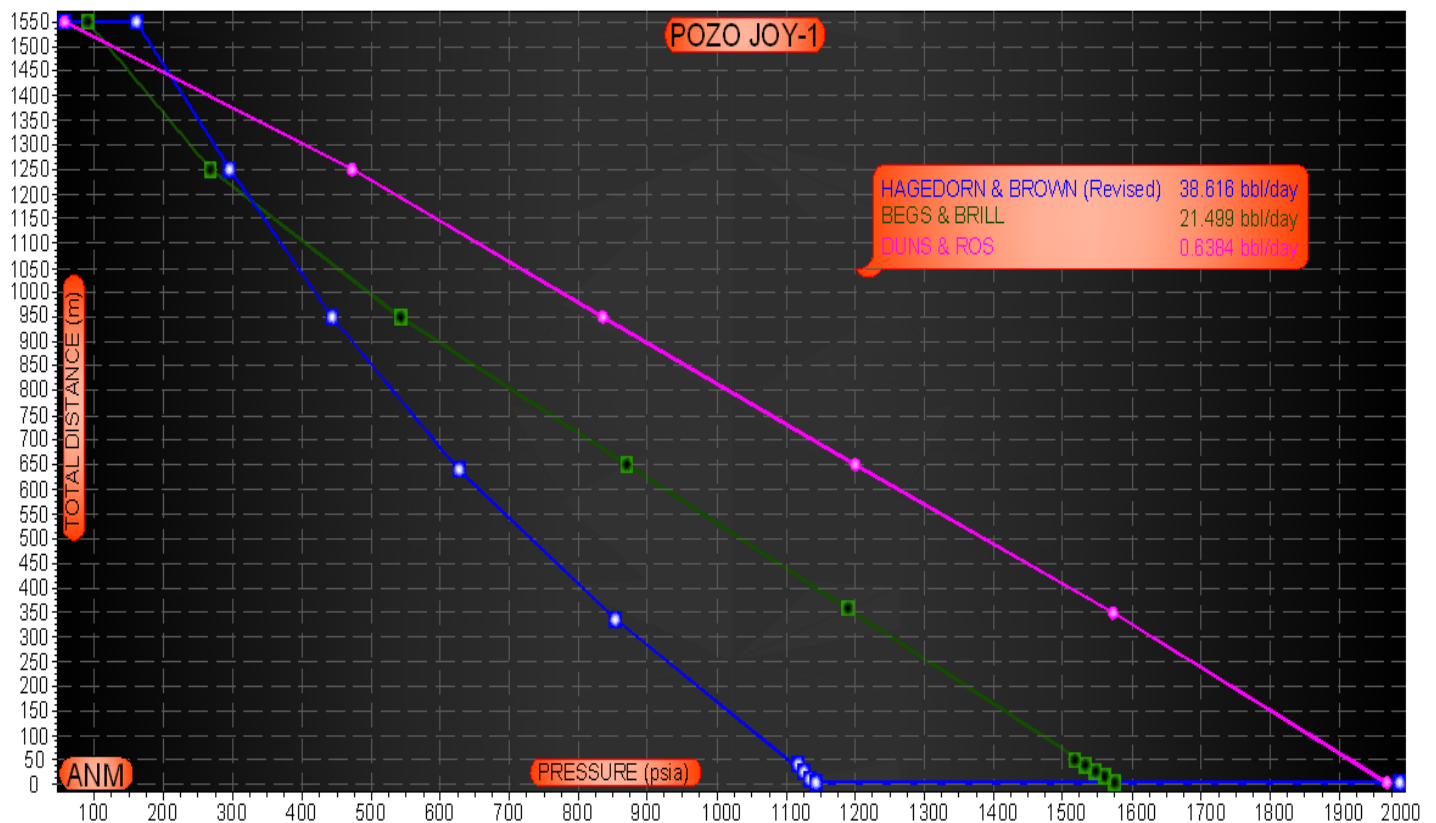


Figura 64. Ajustes con diferentes correlaciones



## 5.8. SENSIBILIDAD AL ESTRANGULADOR

Con la correlación ajustada, se continuó el análisis nodal haciendo el ajuste y sensibilizando el diámetro del estrangulador, activando el nodo en el fondo del pozo y desactivando el nodo después de la cabeza y viceversa y se obtuvieron los siguientes datos flujo subcrítico y patrón de flujo burbuja esto nos ayuda a tener una idea mas aproximada a la realidad de cómo se comporta nuestro fluido dentro del pozo.

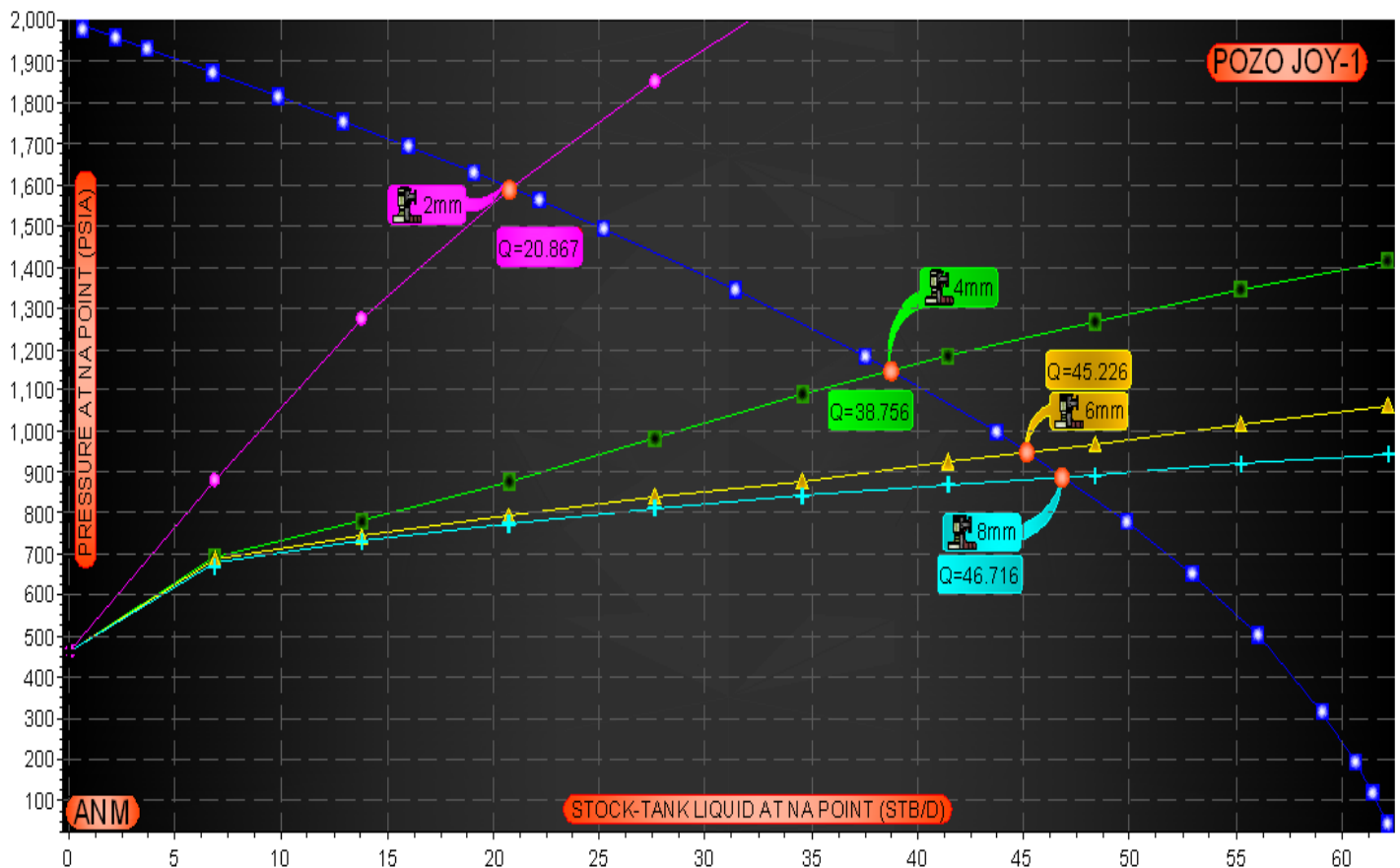


Figura 65. Sensibilidad al estrangulador con nodo solución en el fondo

Se realizó la sensibilidad con diferentes diámetros de estranguladores con el objeto de controlar el gasto del pozo en las cantidades deseadas y con esto:

- Ejercer la contrapresión suficiente para evitar la entrada de arena en el pozo o la conificación de agua.
- Administrar la energía del yacimiento, controlando la declinación de su presión.
- Proteger el equipo superficial y subsuperficial.

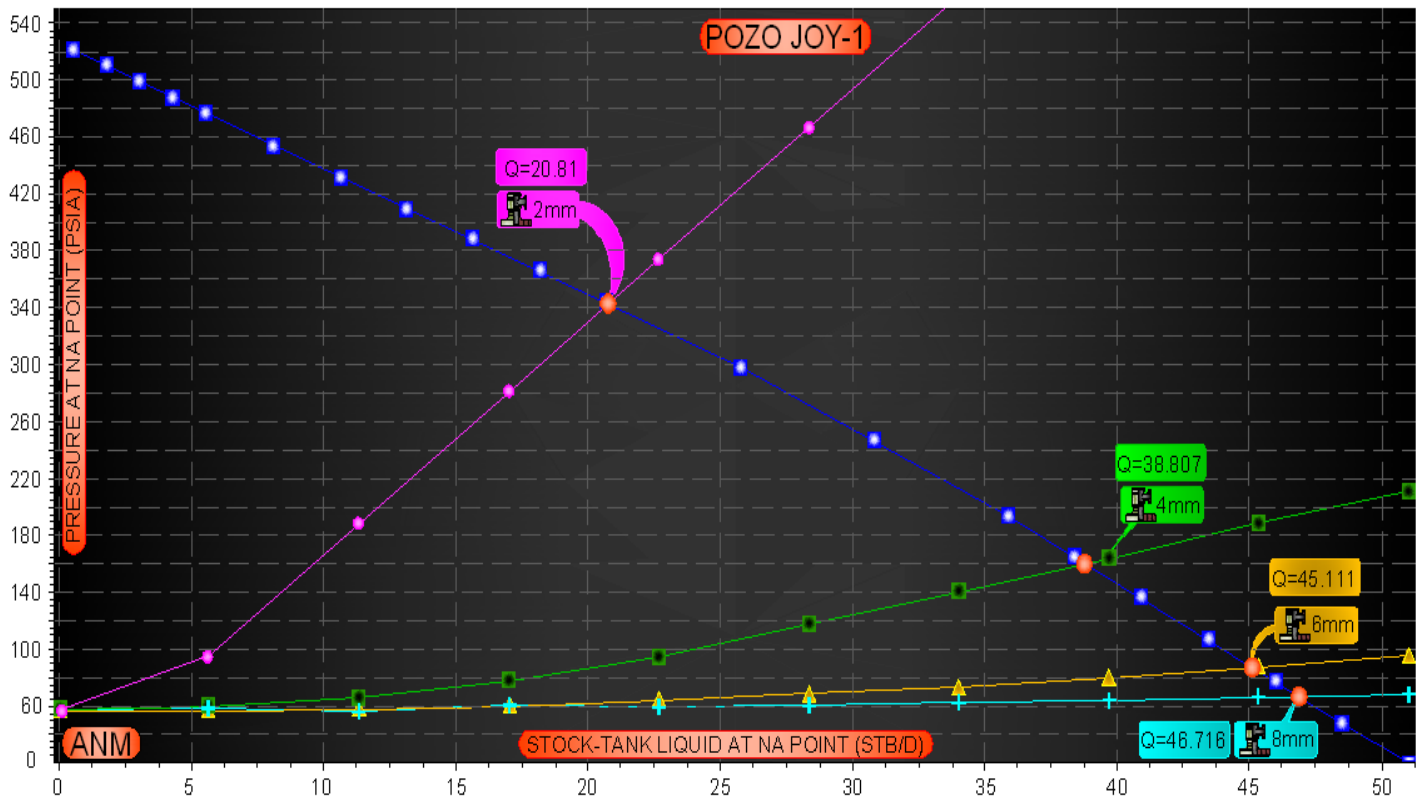


Figura 66. Sensibilidad al estrangulador con nodo solución en la cabeza

El flujo multifásico a través de restricciones, puede ser evaluado bajo condiciones de flujo crítico y subcrítico. El comportamiento de flujo en la cabeza del pozo es evaluado bajo condiciones de flujo crítico mientras que el comportamiento de flujo a través de estranguladores y válvulas de seguridad es registrado en flujo subcrítico.

Para el pozo Joy-1 el tipo de flujo que arrojó la sensibilidad fue subcrítico, este se presenta cuando los cambios en la presión corriente abajo afectan la presión corriente arriba, este comportamiento es caracterizado como flujo subcrítico.

Se puede apreciar una mejora en la producción del pozo colocando un estrangulador de 6mm.



## 5.9. SENSIBILIDAD AL DAÑO

Se calculó el daño con Pipe-Sim, obteniéndose un  $s=2$ , el cual fue muy parecido al calculado con la Prueba de Presión obtenida con Pan-System.

Para este análisis utilizamos datos de las pruebas de presión como lo son:

- Permeabilidad del yacimiento 5.1 mD
- Espesor del yacimiento 27m
- Diámetro del pozo 6 pg
- Radio de drene 2000 ft
- Daño mecánico 1.28

Y se utilizó un modelo Pseudoestacionario ya que este toma en cuenta la ecuación de Darcy que supone que el fluido esta en una sola fase, que es flujo laminar y el líquido es incompresible, además de que se utilizo Vogel por debajo del punto de burbuja y el corte de agua igual a cero. Suponemos un yacimiento circular.

Se sensibilizaron 3 valores de daño

- $S = 2$  Pozo Dañado
- $S = 0$  Pozo sin Daño
- $S = -2$  Pozo estimulado

Dando como resultado la gráfica 67, la cual nos indica que si se hace una buena estimulación el pozo puede producir 56 barriles por día.

Si se hace sensibilidad al daño figura 68 se puede apreciar, que la mejor opción es mantener un estrangulador de 4mm y realizarle una buena estimulación al pozo  $s = -2$  ya que se podría obtener un gasto de 56 barriles por día, incrementándose la producción en 20 barriles por día, y con este estrangulador tendríamos un mejor control de la presión y del agua.

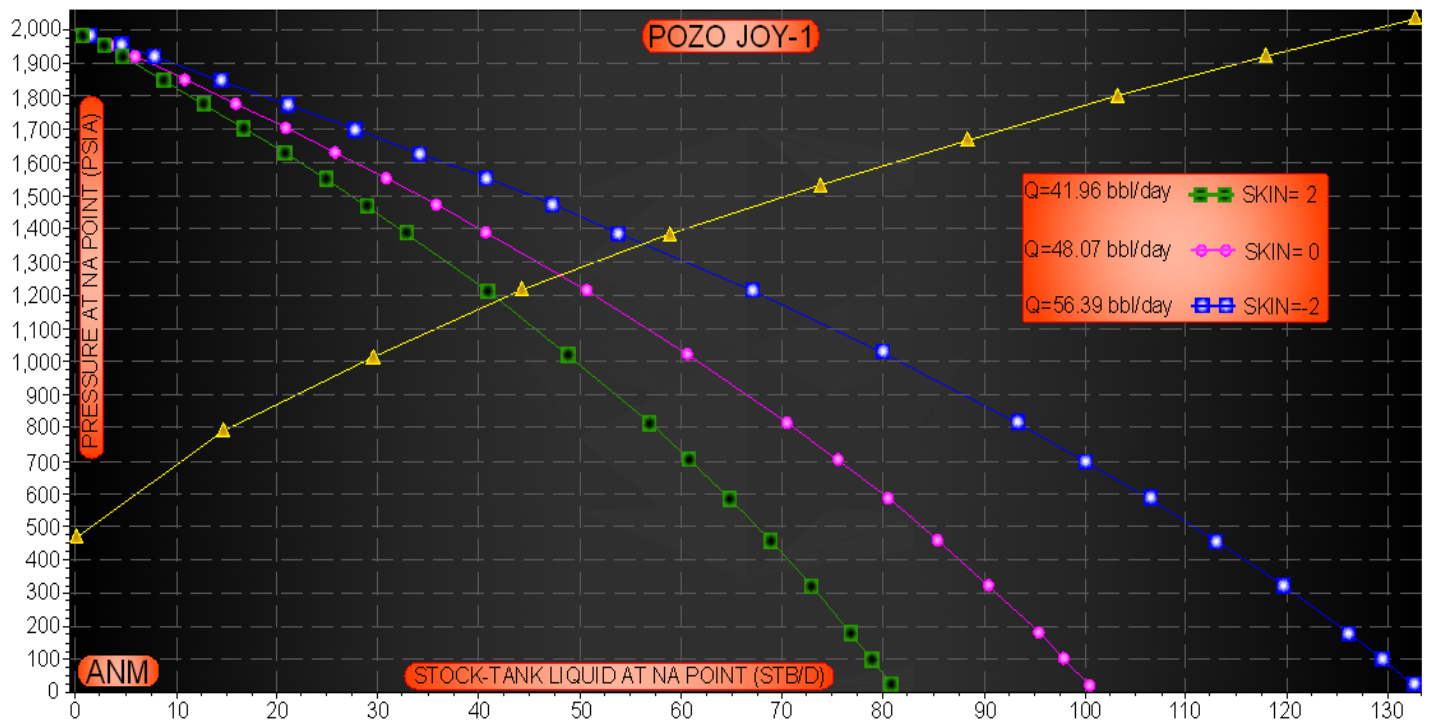
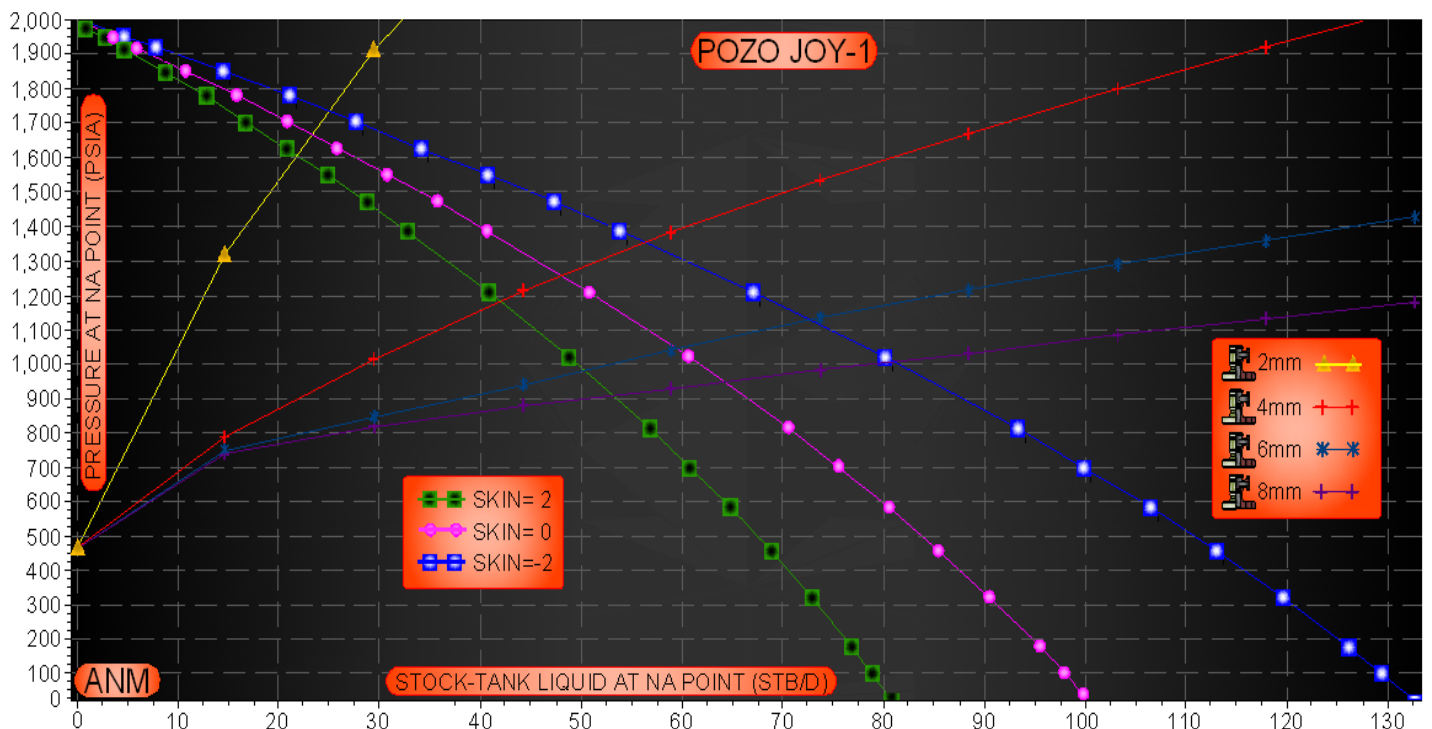

 Figura 67. Sensibilidad al daño con  $\phi$  de estrangulador 4mm


Figura 68. Sensibilidad al daño con diferentes estranguladores



La razón fundamental de someter el sistema de producción del pozo Joy-1 a la técnica de análisis nodal, es porque involucra en los cálculos todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de variación en la capacidad de transporte, y tener una imagen del conjunto de comportamiento del pozo, el análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros o productores que operen fluyentes o con un equipo artificial de producción, ya que aplicando esta método se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del pozo.

Se puede apreciar 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, de las características del sistema roca-fluidos y de la eficiencia de la terminación.



## 5.10. CONCLUSIONES

- En la prueba de presión no se alcanzó a observar el límite del yacimiento por lo que se recomendaría una prueba más larga o tomar datos en intervalos de tiempo para tratar de encontrar el volumen de roca
- El comportamiento que muestra el yacimiento es infinito
- Se obtuvo una permeabilidad de 9.8 mD, valor que se ha ajustado bastante bien a la prueba
- El potencial del pozo Joy-1 que se obtuvo con los datos disponibles fue de 62.62 barriles por día.
- Al hacer las diferentes sensibilidades con diámetros alternos de estranguladores se llegó a la conclusión de dejar el estrangulador de 4mm ya que se obtiene una buena producción sin dejar que el yacimiento pierda rápidamente la presión y de alguna forma se pueda evitar la conificación de agua.
- La prueba de presión arrojó datos muy importantes para entender al yacimiento y así poder aplicar métodos alternativos para una mejora en la explotación de dicho pozo, como puede ser una acidificación, el implemento de un sistema artificial o un fracturamiento, como fue el caso.
- Las sensibilidades al daño que se aplicaron al pozo Joy-1 fueron de suma importancia ya que permitieron hacer una evaluación más completa para la toma de decisiones arrojando como resultado, el fracturamiento como una alternativa con un diámetro entre 4mm y 6mm para obtener un mayor gasto sin afectar de forma temprana al yacimiento.
- El pozo Joy-1 presentó un patrón Burbuja y régimen subcrítico
- Pan-System proporcionó datos importantes para el análisis del pozo como lo fue la permeabilidad en la vecindad del pozo, tamaño del intervalo productor, la presión del yacimiento, la permeabilidad vertical así como el pronóstico de producción.



- El análisis nodal nos permitió optimizar el sistema para producir lo más económicamente posible y determinar la contribución de cada componente del sistema y así evitar restricciones inconvenientes al flujo y permitir evaluar el efecto de los cambios de cualquier componente para incrementar los ritmos de producción.
- Debido a que la permeabilidad en el pozo Joy-1 fue baja  $< 10\text{mD}$ , la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la estimulación por fracturamiento.
- Para la simulación de flujo en el yacimiento se utilizó la ecuación de Vogel
- Para la simulación de flujo monofásico en el aparejo de producción se utilizó la correlación de Hagedorn & Brown
- Para la simulación de flujo monofásico a través de estrangulador se utilizó la correlación de Ashford y un modelo mecánico.
- Con el fracturamiento, las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo radial circular a lineal, hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento.
- Con las gráficas de las curvas Inflow y Outflow se pueden observar las zonas de flujo inestable, en las cuales existe colgamiento que es uno de los principales problemas que tienen que evitar los ingenieros de producción ya que este fenómeno conlleva al pozo a dejar de fluir con su propia energía.



## 5.11. RECOMENDACIONES

- Toma continua de información
- Considerar las predicciones bajo el criterio de yacimiento homogéneo
- Poner en producción el pozo para evaluarlo cotidianamente
- Toma de registros de producción con el fin de evaluar correctamente aquellas zonas productoras
- Realizar sensibilidades con mayor número de estranguladores y diferentes valores de daño para asegurar el resultado
- Utilizar otros software para corroborar los resultados obtenidos, en este caso, por el Pipe-Sim y Pan-System
- Aplicar fracturamiento o estimulaciones dependiendo de los resultados arrojados por los diferentes análisis aplicados
- Los procedimientos, resultados y planteamientos expresados en este trabajo serán de gran beneficio para ilustrar cómo obtener la producción óptima no solo en pozos de aceite si no de gas y multipozos.





---

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Robert E. Barba.: “Post-Frac Evaluation of Multiple Zone Fracture Treatments Using the Completion Efficiency Concept. Paper SPE 90483 Integrated Energy Services Inc, and Ronald A. Shook, Cimarex Corporation.
- 2.- John Gottschling, BJ Services Company, U.S.A., Roger Myers, BJ Services Company, U.S.A.: Pre-frac Treatment Pressure Analysis in the Huntersville Chert and Oriskany Sandstone. Paper SPE 91419.
- 3.- R. D. Barree, SPE, Marathon Oil Company.: Applications of Pre-Frac Injection/Falloff Test in Fissured Reservoirs-Field Examples. Paper SPE 39932.
- 4.- Byung Lee, Ming Mao.: Post Frac Pressure Analysis Tells A Story. Paper SPE 12412.
- 5.- Douglas Alvarado.: Análisis de pruebas de presión, ESP OIL Engineering
- 6.- Messer P. H., R. Raghavan and H. J. Ramey Jr. “Calculation of Bottom-Hole Pressure for Deep, Hot, Sour Gas Wells. JPT January 1974
- 7.- Sánchez Arredondo Francisco, Apuntes “Flujo Multifásico en Tuberías” División de Estudios de Posgrado Facultad de Ingeniería., U.N.A.M. 1989.
- 8.- Nájera Moreno César E., Gómez Cabrera José A., Noguez Lugo Mario, Tesis “Aplicaciones Practicas en la Producción de Pozos Petroleros” Facultad de Ingeniería. U.N.A.M. 1989.
- 9.- Garaicochea Petirena Fco. “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.
- 10.- Garaicochea Petirena Fco. “Comportamiento de los Yacimientos” Facultad de Ingeniería. U.N.A.M. 1984
- 11.- Tesis: Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Pozos Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM 2004
- 12.- Israel Castro Herrera. Material de la Asignatura: Caracterización Dinámica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2008.
- 13.- A. F. Van Everdingen, Shell Oil CO., Houston, Texas, Member AIME “The Skin Effect And Its Influence On The Productive Capacity Of A Well”. Paper SPE 203-G.
- 14.- Michael J. Economides. “Reservoir Stimulation” Second Edition, Englewood Cliffs, New Jersey 07632
- 15.- Heriot-Watt University Department Of Petroleum Engineering, “Production Technology 1<sup>st</sup>”
- 16.- Ricardo Maggiolo, “Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal”
- 17.- Hazim N Dmour, Eissa M. Shokir., “Pre-post Frac Test Data Analysis For Hydraulically Fractured Vertical Tight Gas Well-Field Case Study”.
- 18.- H. Dale Beggs, “Production Optimization, Using Nodal Analysis”
- 19.- RFT Essentials of Pressure Test Interpretation, Schlumberger.
- 20.- Robert Hawkes, Pre-Frac Reservoir Characterization From Perforation Inflow Diagnostic (PID) Testing “Measure Twice-Frac Once”
- 21.- Garaicochea P. Francisco y Benítez H. Miguel A “Apuntes de Terminación de Pozos”, Facultad de Ingeniería UNAM.