



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Certificación de reservas  
mediante curvas de  
declinación, balance de  
materia y Monte Carlo**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniera Petrolera**

**P R E S E N T A**

Lesly Johana Cadena González

**DIRECTOR DE TESIS**

M.I. Israel Castro Herrera



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026**



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y  
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL  
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado CERTIFICACION DE RESERVAS MEDIANTE CURVAS DE DECLINACION, BALANCE DE MATERIA Y MONTE CARLO que presenté para obtener el título de INGENIERA PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

---

**LESLY JOHANA CADENA GONZALEZ**  
Número de cuenta: 421116647

# AGRADECIMIENTOS

**A Dios**, gracias.

Gracias por regalarme la familia que tengo y rodearme de personas maravillosas que han sido parte esencial de este logro.

**Papá y Mamá**,

No existen las palabras suficientes para agradecerles todo lo que han hecho por mí. Gracias por enseñarme que nada en la vida se consigue sin esfuerzo, que el carácter se forma en las caídas y que la disciplina es el camino hacia los sueños.

Gracias por cada sacrificio silencioso, gracias por educarme y ser mi fortaleza en todo, sin ustedes no sería la persona que soy hoy en día. Gracias por cada consejo, por cada regaño lleno de amor y por nunca dejarme rendirme.

Hoy llevo su ejemplo en cada paso que doy. Con su sangre en mis venas y sus enseñanzas en mi corazón, salgo al mundo con valentía y orgullo. Todo lo que soy, se lo debo a ustedes. Estoy tan orgullosa de ser su hija ¡Los amo con toda mi alma! ❤️

**Luis**, mi hermanito, hijito, te quiero muchísimo, gracias por siempre apoyarme y estar conmigo en los momentos más importantes de mi vida. Gracias por siempre motivarme y ser mi inspiración. Eres el mejor el hermano que me pudo dar Dios. Gracias por siempre estar conmigo y por todos esos consejos que me has dado y siempre hacerme feliz.

**Ivana**, mi hermanita, patito, te quiero muchísimo, gracias por siempre hacerme sonreír, por ser la hermana más divertida y sonriente, eres la lucecita que me guía en mi vida, gracias por tus consejos y apoyo en los momentos cuantos más te necesito.

A mis amigos, **Yolo, Cape, Rodrigo, Brandon**, con ustedes compartí gran parte de la universidad, y les agradezco las veces que estuvieron conmigo y compartimos estrés en las materias jajajaja.

**Yolo**, te conocí desde esa clase de termodinámica y quien diría que te convertirías en mi mejor amiga. Te agradezco por apoyarme en los momentos buenos y malos, fue muy divertido compartir contigo toda la carrera. Gracias por tus consejos y demostrarme lo que realmente es tener una mejor amiga, te quiero amiga 😊.

**Brandon**, gracias por demostrarme lo que realmente es tener un amigo, gracias por tus consejos y momentos de chisme jaja. Tu apoyo fue un pilar importante en este proceso, tqm c:

**Cape, Rodrigo** gracias por su gran amistad y compañerismo, ustedes estuvieron presentes en toda la carrera, siempre estuvimos juntos apoyándonos. Crecimos juntos en esta etapa y eso siempre tendrá un lugar especial en mi corazón. Los tqm c:

A quienes guiaron mi formación académica:

**Ing. Chavez Garduño**, gracias por sus sabios consejos y confiar en mí desde un inicio, le agradezco por ser un gran apoyo en la carrera. Le doy las gracias por transmitirme gran parte de su conocimiento y darme la oportunidad de crecer académica y profesionalmente. Gracias por creer en mí y motivarme

para ser una gran ingeniera ¡Usted es lo máximo y sin duda es uno de los mejores profesores de la carrera! ¡Le agradezco infinitamente por todo, lo quiero mucho!

*M.I. Israel Castro*, gracias por creer en mí y ser un gran apoyo en la carrera, le agradezco por confiar en mí y darme la oportunidad de crecer dentro de esta hermosa facultad. Gracias por sus sabios consejos y motivarme a escribir esta tesis. Por usted, estoy logrando este gran sueño ¡Le agradezco infinitamente por todo, lo quiero mucho!

*Ing. Ucha*, gracias por sus consejos y acompañamiento durante este proceso. Su apoyo fue clave para culminar esta etapa. Usted es super buena onda y sin duda usted es parte importante, es uno de los mejores profesores de la facultad ¡Agradezco profundamente su apoyo!

*Ing. Fidel*, le agradezco sinceramente por formar parte de este jurado como sinodal. Valoro profundamente el tiempo, la disposición y las valiosas observaciones que brindó durante la revisión de este trabajo, las cuales contribuyeron significativamente a su fortalecimiento.

*Dra. Irma*, le expreso mi más sincero agradecimiento por su tiempo, dedicación y apoyo en la revisión de esta tesis. Sus comentarios y aportaciones fueron fundamentales para enriquecer y consolidar este trabajo.

Por ustedes, hoy veo un sueño hecho realidad ¡Espero algún día ser como ustedes, los quiero!

Hermosa **FI UNAM**, gracias por ser el lugar donde crecí, donde lloré de estrés, donde reí con mis amigos y donde descubrí la ingeniera que quería ser. Fuiste reto, presión y aprendizaje constante. Me formaste en carácter y conocimiento. Siempre llevaré con orgullo haber pertenecido a esta gran institución.

Y al final de todo, solo puedo decir: **Gracias Dios.**

Gracias por no soltarme en los momentos en lo que yo misma dudé de mi fuerza. Gracias por sostenerme cuando el cansancio pesaba más que la motivación y por recordarme que cada prueba tenía un propósito. Hoy entiendo que incluso en los días que me sentí derrotada, estaba construyendo la versión más fuerte de mí.

Cerrar esta etapa no es solo terminar una carrera, es la confirmación de que los sueños sí se alcanzan cuando el corazón no se rinde. Hoy me invade una felicidad profunda, de esas que nacen después de haber luchado con toda el alma.

***ESTE SOLO ES EL INICIO*** ❤️

# CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>12</b>
<b>CAPÍTULO I. RESERVAS.....</b>	<b>14</b>
RESERVAS .....	14
MARCO DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS DE PETRÓLEO .....	16
COMPAÑÍAS CERTIFICADORAS DE RESERVAS.....	17
Ryder Scott.....	18
DeGolyer and MacNaughton.....	19
Sproule ERCE .....	19
Netherland, Sewell & Associates .....	20
<b>CAPÍTULO II. METODOLOGÍA PRMS.....</b>	<b>21</b>
APLICACIONES SÍSMICAS .....	21
EVALUACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS UTILIZANDO PROCEDIMIENTOS DETERMINÍSTICOS .....	23
ESTIMACIÓN PROBABILÍSTICA DE LOS RECURSOS .....	25
AGREGACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS .....	26
EVALUACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE HIDROCARBUROS.....	27
ESTIMACIÓN DE RECURSOS NO-CONVENCIONALES.....	29
MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN Y ASUNTOS DE OPERACIÓN.....	30
DERECHO Y RECONOCIMIENTO DE RECURSOS.....	30
<b>CAPÍTULO III. RÉGIMEN DE FLUJO.....</b>	<b>32</b>
FLUJO TRANSITORIO .....	32
FLUJO PSEUDO-ESTACIONARIO .....	33
FLUJO ESTACIONARIO.....	34
<b>CAPÍTULO IV. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS ....</b>	<b>35</b>
MÉTODOS DETERMINÍSTICOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS .....	35
Curvas de declinación .....	35
ARPS.....	35
Curvas tipo .....	37

Fetkovich.....	37
Blasingame .....	39
Agarwal-Gardner.....	48
Balance de materia .....	51
MÉTODO PROBABILÍSTICO DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	53
Monte Carlo.....	53
<b>CAPÍTULO V. APLICACIÓN: CASO PRÁCTICO .....</b>	<b>55</b>
INFORMACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	55
IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	59
Curvas de declinación .....	59
Estimación de reservas 3P.....	59
Estimación de reservas 1P.....	65
Estimación de reservas 2P.....	67
Curvas tipo para el análisis de la declinación.....	70
Fetkovich-Arps.....	70
Blasingame y Agarwal .....	81
Balance de materia .....	81
Monte Carlo.....	83
<b>CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>88</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>90</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>91</b>
SOLUCIÓN DE CURVA TIPO DE THEIS .....	91
DESARROLLO Y CONSTRUCCIÓN DE CURVAS TIPO .....	98
<i>Fetkovich</i> .....	98
Flujo dominado por fronteras (ARPS) .....	98
Flujo transitorio (FETKOVICH).....	101
<i>Blasingame</i> .....	107
Gasto normalizado.....	107
Integral Normalizada.....	107

Integral Derivada Normalizado.....	111
<i>Agarwal</i> .....	114
Gasto Normalizado.....	114
Derivada de Presión Normalizada.....	116
Integral de Presión Normalizada.....	118
.....	120

## **BIBLIOGRAFÍA..... 122**

### **FIGURAS**

FIGURA 1. CLASIFICACIÓN DE RESERVAS. ELABORACIÓN PROPIA (MCMICHAEL, 1999). .....	14
FIGURA 2. MARCO DE CLASIFICACIÓN DE RECURSOS. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), 2018). .....	16
FIGURA 3. METODOLOGÍA PRMS. ELABORACIÓN PROPIA (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	21
.....	21
FIGURA 4. TÉCNICAS AVANZADAS. ELABORACIÓN PROPIA (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	23
.....	23
FIGURA 5. ENFOQUE DETERMINISTA. ELABORACIÓN PROPIA (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	23
.....	23
FIGURA 6. MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS QUE APLICA A CADA NIVEL. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	27
.....	27
FIGURA 7. DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	28
.....	28
FIGURA 8. FLUJO DE TRABAJO PARA CLASIFICAR RESERVAS. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	29
.....	29
FIGURA 9. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	30
.....	30
FIGURA 10. DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN EN UN POZO, YACIMIENTO CIRCULAR ACOTADO, CASO DE GASTO CONSTANTE. ELABORACIÓN PROPIA (MATTHEWS, 1986) .....	32
.....	32
FIGURA 11. CURVA DE THEIS. ELABORACIÓN PROPIA. ....	33
.....	33
FIGURA 12. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN UN YACIMIENTO LÍMITES DE FLUJO. ELABORACIÓN PROPIA (RESERVOIR DELIVERABILITY, 2020).....	34

FIGURA 13. ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE ARPS. ELABORACIÓN PROPIA. ....	37
FIGURA 14. CURVA TIPO FETKOVICH-ARPS. ELABORACIÓN PROPIA (FEKKANE & TIAB, 2001) (FETKOVICH, DECLINE-CURVE ANALYSIS USING TYPE CURVES- CASE HISTORIES, 1987) .....	39
FIGURA 15. DISTRIBUCIÓN DE PRESIÓN EN UN YACIMIENTO CIRCULAR CERRADO CON PRODUCCIÓN CONSTANTE. ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015).....	40
FIGURA 16. COMPARACIÓN ENTRE CURVAS DE GASTO Y PRESIÓN CONSTANTES. ELABORACIÓN PROPIA (SUN, 2015) .....	40
FIGURA 17. CURVA TIPO BLASINGAME - $Q_{DDID}$ . ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015) .....	46
FIGURA 18. CURVA TIPO BLASINGAME - $Q_D$ . ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015).....	46
FIGURA 19. CURVA TIPO BLASINGAME. ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015) .....	47
FIGURA 20. CURVA TIPO BLASINGAME - $Q_{DDID}$ . ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015) .....	47
FIGURA 21. CURVA TIPO AGARWAL $Q_D$ . ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015) .....	49
FIGURA 22. CURVA TIPO AGARWAL- $1/DERI$ . ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015).....	50
FIGURA 23. CURVA TIPO AGARWAL- $1/DER$ . ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015).....	50
FIGURA 24. CURVA TIPO AGARWAL. ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015) .....	51
FIGURA 25. CONFIGURACIÓN DE CAMPO Y, POZO YG-33, REGIÓN SUR .....	55
FIGURA 26. HISTORIA DE PRODUCCIÓN POZO YG-33 CON PRODUCCIÓN ACUMULADA CON RESPECTO AL TIEMPO EN MESES. ELABORACIÓN PROPIA.....	58
FIGURA 27. HISTORIA DE PRODUCCIÓN POZO YG-33 CON DATOS DE PRESIÓN CON RESPECTO AL TIEMPO EN MESES. ELABORACIÓN PROPIA .....	58
FIGURA 28. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE POZO Y-33 CON RESPECTO AL TIEMPO EN MESES. ELABORACIÓN PROPIA. ....	58
FIGURA 29. GASTO VS TIEMPO DEL POZO Y-33. RESERVAS 3P. ELABORACIÓN PROPIA. ....	60
FIGURA 30. GASTO VS GASTO ACUMULADO DEL POZO Y-33. RESERVAS 3P. ELABORACIÓN PROPIA. ....	60
FIGURA 31. LÍNEA RECTA EN LA GRÁFICA DE GASTO VS TIEMPO Y-33. RESERVAS 3P. ELABORACIÓN PROPIA .....	61
FIGURA 32. LÍNEA RECTA EN LA GRÁFICA DE GASTO VS GASTO ACUMULADO Y-33. RESERVAS 3P. ELABORACIÓN PROPIA .....	61
FIGURA 33. INTERSECCIÓN CON LOS EJES DE LA GRÁFICA DE GASTO VS GASTO ACUMULADO DEL POZO Y-33. RESERVAS 3P. ELABORACIÓN PROPIA .....	62
FIGURA 34. TENDENCIA DE LA GRÁFICA DE GASTO VS GASTO ACUMULADO DEL POZO Y-33. RESERVAS 3P. ELABORACIÓN PROPIA .....	62



FIGURA 35. INTERSECCIÓN CON LOS EJES DE LA GRÁFICA DE GASTO VS TIEMPO DEL POZO Y-33. RESERVAS 3P. ELABORACIÓN PROPIA .....	63
FIGURA36. TENDENCIA DE LA GRÁFICA DE GASTO VS GASTO ACUMULADO DEL POZO Y-33. RESERVAS 1P. ELABORACIÓN PROPIA .....	65
FIGURA 37. INTERSECCIÓN CON LOS EJES DE LA GRÁFICA DE GASTO VS GASTO ACUMULADO DEL POZO Y-33. RESERVAS 1P. ELABORACIÓN PROPIA .....	65
FIGURA 38. INTERSECCIÓN CON LOS EJES DE LA GRÁFICA DE GASTO VS TIEMPO DEL POZO Y-33. RESERVAS 1P. ELABORACIÓN PROPIA .....	66
FIGURA 39. TENDENCIA DE LA GRÁFICA DE GASTO VS TIEMPO DEL POZO Y-33. RESERVAS 1P. ELABORACIÓN PROPIA .....	66
FIGURA 40. TENDENCIA DE LA GRÁFICA DE GASTO VS GASTO ACUMULADO DEL POZO Y-33. RESERVAS 2P. ELABORACIÓN PROPIA. ....	67
FIGURA 41. TENDENCIA DE LA GRÁFICA DE GASTO VS TIEMPO DEL POZO Y-33. RESERVAS 2P. ELABORACIÓN PROPIA. ....	68
FIGURA 42. INTERSECCIÓN CON LOS EJES DE LA GRÁFICA DE GASTO VS GASTO ACUMULADO DEL POZO Y-33. RESERVAS 2P. ELABORACIÓN PROPIA.....	68
FIGURA 43. INTERSECCIÓN CON LOS EJES DE LA GRÁFICA DE GASTO VS TIEMPO DEL POZO Y-33. RESERVAS 2P. ELABORACIÓN PROPIA.....	69
FIGURA 44. GRÁFICA DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO Y-33 EN ESCALA LOG-LOG. ....	70
FIGURA 45. CURVA TIPO FETKOVICH-ARPS.....	71
FIGURA 46. GRAFICA CON DATOS DE PRODUCCIÓN SOBREPUESTOS EN CURVA TIPO FETKOVICH- ARPS. ....	71
FIGURA 47. GRÁFICA CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN AJUSTADOS SOBRE LA CURVA TIPO FETKOVICH-ARPS.....	72
FIGURA 48. GRÁFICA CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN SEMI-IDENTIFICADOS EN UNA CURVA. ....	72
FIGURA 49. GRÁFICA CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN IDENTIFICADOS EN UNA CURVA. ....	73
FIGURA 50. DATOS DE PRODUCCIÓN REALES Y DATOS DE PRODUCCIÓN SUAVIZADOS CON RESPECTO AL TIEMPO EN HORAS. ....	73
FIGURA 51. GRÁFICA DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN SUAVIZADOS DEL POZO Y-33 EN ESCALA LOG-LOG. ....	74
FIGURA 52. GRAFICA CON DATOS DE PRODUCCIÓN SUAVIZADOS SOBREPUESTOS EN CURVA TIPO FETKOVICH- ARPS.....	74

FIGURA 53. GRÁFICA CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN SUAVIZADOS AJUSTADOS SOBRE LA CURVA TIPO FETKOVICH-ARPS. ....	75
FIGURA 54. GRÁFICA CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN SUAVIZADOS SEMI-IDENTIFICADOS EN UNA CURVA.....	75
FIGURA 55. GRÁFICA CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN SUAVIZADOS IDENTIFICADOS EN UNA CURVA.	76
FIGURA 56. GRÁFICA CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN SUAVIZADOS IDENTIFICADOS EN UNA CURVA Y PUNTO DE APOYO. ....	77
FIGURA 57. GENERACIÓN DE DATOS “ÁREA”- MÉTODO MONTE CARLO. ELABORACIÓN PROPIA.....	83
FIGURA 58. GENERACIÓN DE DATOS “POROSIDAD”- MÉTODO MONTE CARLO. ELABORACIÓN PROPIA. ....	84
FIGURA 59. GENERACIÓN DE DATOS “FACTOR DE RECUPERACIÓN”- MÉTODO MONTE CARLO. ELABORACIÓN PROPIA. ....	84
FIGURA 60. PROBABILIDAD ACUMULADA- MÉTODO MONTE CARLO. ELABORACIÓN PROPIA.....	87
FIGURA 61. PROBABILIDAD DESACUMULADA- MÉTODO MONTE CARLO. ELABORACIÓN PROPIA .....	87
FIGURA 62. CURVA TIPO THEIS. ELABORACIÓN PROPIA. ....	97
FIGURA 63. CURVAS ARPS. ELABORACIÓN PROPIA. ....	101
FIGURA 64. CURVAS FETKOVICH. ELABORACIÓN PROPIA. ....	105
FIGURA 65. CURVA TIPO FETKOVICH- ARPS. ELABORACIÓN PROPIA (FEKKANE & TIAB, 2001) (FETKOVICH, DECLINE-CURVE ANALYSIS USING TYPE CURVES- CASE HISTORIES, 1987) .....	106
FIGURA 66. CURVA TIPO BLASINGAME – GASTO NORMALIZADO. ELABORACIÓN PROPIA. ....	107
FIGURA 67. CURVA TIPO BLASINGAME – INTEGRAL NORMALIZADO. ELABORACIÓN PROPIA.....	111
FIGURA 68. CURVA TIPO BLASINGAME – INTEGRAL DERIVADA NORMALIZADO. ELABORACIÓN PROPIA. ....	112
FIGURA 69. CURVA TIPO BLASINGAME. ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015).....	113
FIGURA 70. CURVA TIPO AGARWAL – GASTO NORMALIZADO. ELABORACIÓN PROPIA. ....	116
FIGURA 71. CURVA TIPO AGARWAL – DERIVADA DE PRESIÓN NORMALIZADO. ELABORACIÓN PROPIA. ....	117
FIGURA 72. CURVA TIPO AGARWAL – INTEGRAL DE PRESIÓN NORMALIZADO. ELABORACIÓN PROPIA. ....	119
FIGURA 73. CURVA TIPO AGARWAL. ELABORACIÓN PROPIA. (SUN, 2015) .....	120
FIGURA 74. QR PARA VISUALIZAR LOS DATOS COMPLETOS DE LAS CURVAS TIPO DE FETKOVICH, BLASINGAME Y AGARWAL. ELABORACIÓN PROPIA.....	121

## TABLAS

TABLA 1. CLASIFICACIÓN DE RESERVAS. ELABORACIÓN PROPIA (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	15
TABLA 2. COMPAÑÍAS CERTIFICADORAS DE RESERVAS A NIVEL MUNDIAL. ELABORACIÓN PROPIA. ....	18
TABLA 3. MÉTODOS DE ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO SÍSMICO. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	22
TABLA 4. INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	22
TABLA 5. DIFERENCIAS ENTRE ENFOQUE INCREMENTAL DETERMINÍSTICO VS ESCENARIO DETERMINÍSTICO. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011).....	24
TABLA 6. MÉTODOS DETERMINÍSTICOS MÁS EMPLEADOS EN LA PRÁCTICA. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	25
TABLA 7. MÉTODO PROBABILÍSTICO. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	26
TABLA 8. MÉTODOS DE AGREGACIÓN DE RESERVAS. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	27
TABLA 9. DESCRIPCIÓN DE RECURSOS NO CONVENCIONALES. ELABORACIÓN PROPIA. (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2011) .....	29
TABLA 10. FÓRMULAS DE CURVAS DE DECLINACIÓN: EXPONENCIAL, HIPERBÓLICO, ARMÓNICA. ELABORACIÓN PROPIA. ....	36
TABLA 11. FÓRMULAS PARA LAS CURVAS DE FETKOVICH. ELABORACIÓN PROPIA. ....	38
TABLA 12. TIEMPO DE BALANCE DE MATERIA PARA POZOS DE ACEITE- BLASINGAME. ELABORACIÓN PROPIA. ....	41
TABLA 13. TIEMPO DE BALANCE DE MATERIA PARA POZOS DE GAS- BLASINGAME. ELABORACIÓN PROPIA .....	43
TABLA 14. CURVA DE DECLINACIÓN ADIMENSIONAL- BLASINGAME. ELABORACIÓN PROPIA.....	45
TABLA 15. ECUACIONES UTILIZADAS PARA EL MÉTODO DE AGARWAL-GARDER. ELABORACIÓN PROPIA .....	48
TABLA 16. INTERPRETACIÓN DE LAS CURVAS TIPO: INTEGRAL, DERIVADA E INTEGRAL-DERIVADA. ELABORACIÓN PROPIA (FASTRTA, 2016).....	51
TABLA 17. ECUACIÓN PARA CÁLCULO DE RESERVAS-MÉTODO MONTE CARLO. ELABORACIÓN PROPIA .....	54

TABLA 18. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO Y POZO. ELABORACIÓN PROPIA.....	56
TABLA 19. PRODUCCIÓN Y PRESIONES DEL POZO YG-33.....	57
TABLA 20. PUNTOS DE APOYO SOBRE LA CURVA.....	77
TABLA 21. DATOS Y-33 PARA EL CÁLCULO DE PARÁMETROS. ....	77
TABLA 22. UNIDADES DE DATOS Y-33 EN SISTEMA INTERNACIONAL .....	78
TABLA 23. CÁLCULOS DE PARÁMETROS Y-33 .....	78
TABLA 24. RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS Y-33 .....	81
TABLA 25. CÁLCULO DE RESERVA- MÉTODO MONTE CARLO .....	84
TABLA 26. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA- MÉTODO MONTE CARLO.....	85
TABLA 27. RESULTADOS DE RESERVAS .....	88

# INTRODUCCIÓN

La estimación aproximada de las reservas de hidrocarburos es clave para la planeación estratégica y la gestión eficiente de los recursos energéticos. Para ello, es indispensable conocer los volúmenes de fluidos que se encuentran debajo de la tierra, lo cual permite evaluar el potencial del yacimiento y tomar decisiones para optimizar la extracción de este fluido.

Con el objetivo de caracterizar el yacimiento y determinar dichos volúmenes se puede implementar una combinación de técnicas como estudios sísmicos, registros geofísicos, interpretación de datos geológicos, análisis de laboratorio de núcleos extraídos del yacimiento, e incluso diferentes técnicas de simulación numérica.

El uso integral de estas técnicas proporciona una visión más clara del sistema del yacimiento, permitiendo no solo identificar los mecanismos de empuje dominantes, sino también se puede determinar el factor de recuperación y con ello, las reservas recuperables con mayor grado de certeza.

Cabe mencionar que, de acuerdo con los lineamientos internacionales para la clasificación de reservas, además del análisis técnico del yacimiento, es necesario considerar criterios económicos que permitan determinar la viabilidad comercial de la explotación de los hidrocarburos. No obstante, el presente trabajo se enfoca principalmente en la estimación técnica de reservas, mediante la aplicación de métodos de ingeniería de yacimientos que permiten evaluar el potencial recuperable del pozo a partir de la información disponible de producción, presión y propiedades petrofísicas del yacimiento.

Entre las diversas herramientas disponibles para la evaluación de reservas, se encuentran los métodos determinísticos y probabilísticos, entre los que destacan: volumetría, analogía, curvas de declinación, curvas tipo, balance de materia, simulación numérica y el método Monte Carlo.

- Curvas de declinación: siendo un método determinístico, permiten la evaluación de reservas y proyectar la producción futura a partir del análisis de datos históricos de producción, sin requerir necesariamente información detallada del yacimiento. Arps ha sido una de los más utilizados en la industria, debido a su versatilidad y aplicabilidad en condiciones de flujo estabilizado o pseudoestacionario. Además del modelo de Arps, existen otras metodologías que complementan su aplicación como los modelos de Blasingame y Agarwal-Gardner.

- Balance de materia: siendo un método determinístico, que se fundamenta en la ley conservación de materia y energía, nos permite evaluar analíticamente mecanismos de empuje dominantes (empuje por gas en solución, empuje por expansión de la capa de gas, empuje por agua, segregación gravitacional, entre otros) y estimar los volúmenes originales.
- Método Montecarlo: siendo un método probabilístico, brinda una estimación probabilística con incertidumbre generando distribuciones que nos dirigen a la clasificación de reservas 1P, 2P y 3P (conforme a los estándares del PRMS Petroleum Resources Management System).

Por ello, el presente trabajo tiene como objetivo principal presentar el proceso de cuantificación de reservas mediante la aplicación de las curvas de declinación, curvas tipo, balance de materia y el método Montecarlo, utilizando fórmulas provenientes de la bibliografía. Asimismo, se expone de manera detallada la metodología PRMS (Petroleum Resources Management System), como marco de referencia para la clasificación y certificación de reservas. Además, se abordarán los conceptos de regímenes de flujo con el fin de entender el comportamiento de declinación. Finalmente, se incluirá el análisis de un estudio de campo, con el fin de mostrar la aplicación práctica de los conceptos abordados y validar los resultados obtenidos.

# CAPÍTULO I. RESERVAS

## Reservas

*“Las reservas son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha efectiva de evaluación) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s)”. (Society of Petroleum Engineers (SPE), 2018).*

Las reservas se categorizan de acuerdo con el grado de incertidumbre, en probadas y no probadas. Las no probadas son aquellas que tiene menos certeza de ser recuperadas, es decir: reservas probables y posibles, como se muestra en la figura 1.

Se pueden estimar de dos formas: métodos determinísticos y métodos probabilísticos.

En el método determinístico se utilizan datos geológicos, económicos y de ingeniería conocidos, mientras que el método probabilístico se utilizan datos geológicos, económicos y de ingeniería conocidos para generar un rango de valores y probabilidades.

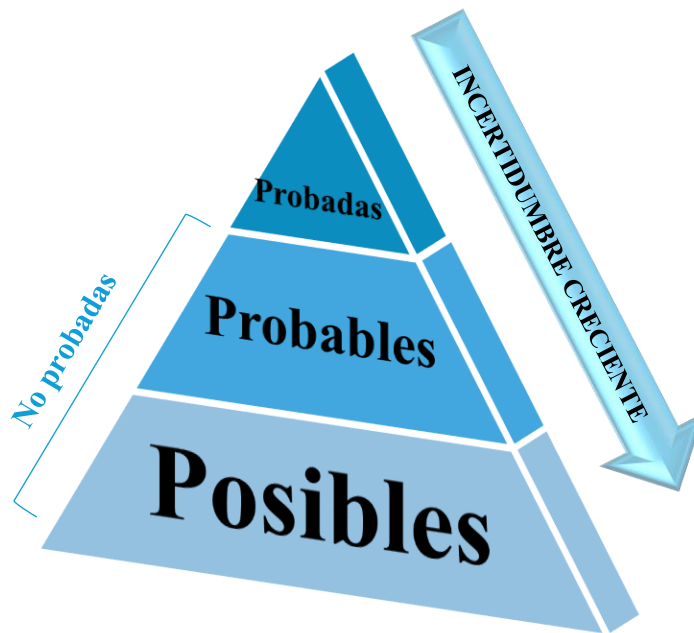


Figura 1. Clasificación de reservas. Elaboración propia (McMichael, 1999).

En la tabla 1, se describe más a detalle la clasificación de reservas:

Tabla 1. Clasificación de reservas. Elaboración propia (Society of Petroleum Engineers, 2011)

<i>Reservas</i>	<b>Probadas</b>	<b>No probables</b>	
		<b>Probables</b>	<b>Posibles</b>
<i>Definición</i>	Son aquellas cantidades de petróleo que, mediante el análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden estimarse con razonable certeza como comercialmente recuperables, a partir de una fecha determinada. Pueden clasificarse como desarrolladas o no desarrolladas.	Son aquellas reservas no probadas cuya recuperación comercial, según el análisis de datos geológicos y de ingeniería, es más probable que no.	Son aquellas reservas no probadas cuya recuperación comercial, según datos geológicos y de ingeniería, es menos probable que las reservas probables.
<i>Método probabilístico</i>	Debe haber al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades reales superen la estimación,	Debe haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recuperadas igualen o superen las reservas probadas más las reservas probables posibles.	Debe haber al menos un 10% de probabilidad de que las cantidades reales recuperadas igualen o superen las reservas probadas estimadas más las reservas probables más las reservas posibles.
<i>Método determinista</i>	El termino de “certeza razonable” pretende expresar un alto grado	-	-



	de confianza en que las cantidades se recuperarán		
--	---	--	--

## Marco de clasificación de recursos de petróleo

En la figura 2, se muestra el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Management System), desde ahora PRMS.

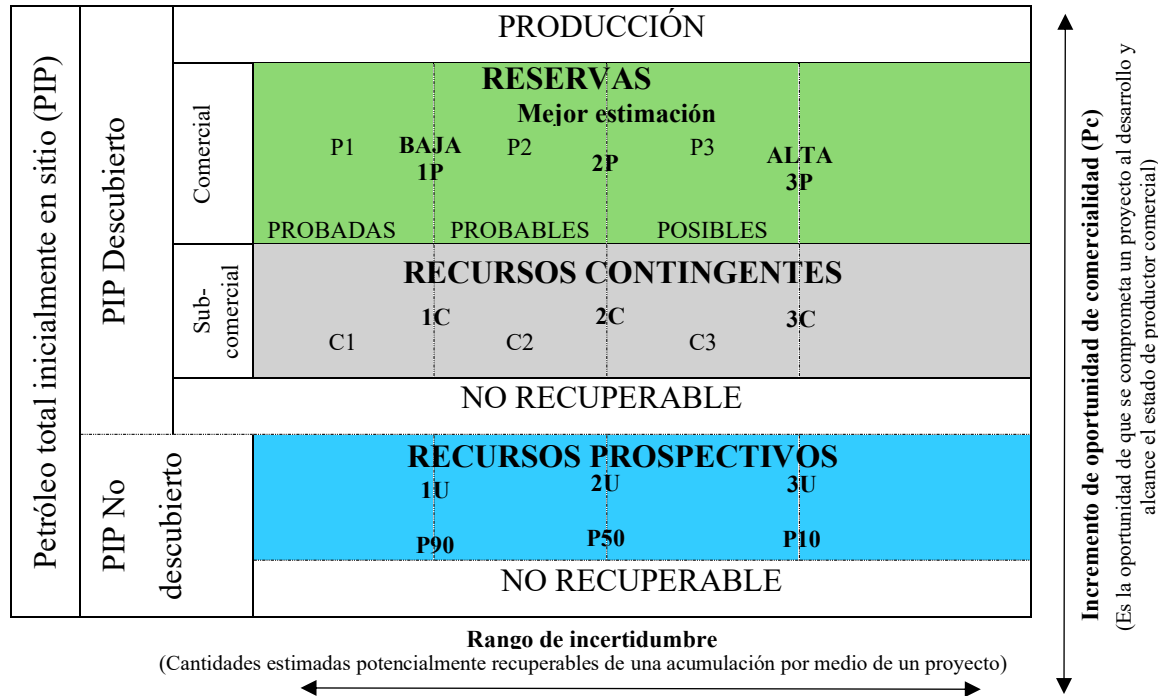


Figura 2. Marco de clasificación de recursos. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers (SPE), 2018).

En la figura 2 se observan varios términos, que, a continuación, se definen y explican para un mayor entendimiento de la misma:

<b>Petróleo total inicialmente en sitio (PIIP, por sus siglas en inglés)</b>	<b>Petróleo descubierto inicialmente en sitio (PIIP Descubierta, por sus siglas en inglés)</b>	<b>Producción (Np, Gp)</b>
<p>Es aquella cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en acumulaciones naturales, descubiertas y no descubiertas, antes de la producción.</p>	<p>Es la cantidad de petróleo que se estima a una fecha dada y que esta contenida en acumulaciones conocida antes de la producción.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es la cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperado a una fecha dada.</li> </ul>

Cada acumulación de hidrocarburos sea conocida o aún no identificada, puede estar sujeta a múltiples proyectos de desarrollo, por lo que se espera que se pueda recuperar una cantidad estimada de los volúmenes originales en sitio.

En el marco de la PRMS, cuando se realizan proyectos petroleros, deben clasificarse según su grado de madurez en: comerciales, sub-comerciales y no descubiertos. De acuerdo con la clasificación mencionada, las cantidades recuperables se categorizan como reservas, recursos contingentes o recursos prospectivos respectivamente.

Reservas	Recursos contingentes	Recursos prospectivos
<p>Cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas.</p>	<p>Cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.</li> </ul>

## Compañías certificadoras de reservas

En la tabla 2, se puede observar que las compañías suelen utilizar diferentes estándares para certificar reservas, como:

- Petroleum Resources Management System (PRMS)
- Securities and Exchange Commission (SEC)
- Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH)
- United Nations Framework of Classification (UNFC)

Estas no son las únicas que existen, pero para el presente trabajo, se enfatizará en la PRMS. Es importante destacar que estas certificadoras son usadas en diferentes países y al igual cada una tiene diferentes metodologías.

A continuación, se dará una breve descripción de cada una de estas consultoras para tener un mejor panorama.

Tabla 2. Compañías certificadoras de reservas a nivel mundial. Elaboración propia.

<b>Compañías</b>	<b>Estándar utilizado para certificar reservas</b>
<b>Ryder Scott</b> <b>DeGolyer and MacNaughton</b>	PRMS Y SEC
<b>Sproule ERCE</b>	PRMS, SEC Y COGEH
<b>Netherland, Sewell &amp; Associates</b>	SEC

## Ryder Scott

En 1937 en Bradford, Pensilvania (Estados Unidos), Harry M. Ryder y David Scott Jr crearon la compañía “Ryder Scott”. Desde entonces se ha consolidado como una consultora líder a nivel mundial gracias a su experiencia y confiabilidad en la evaluación precisa de yacimientos de petróleo y gas.

Esta consultora ofrece una gama de servicios que incluyen:

- ✓ Evaluación de reservas
- ✓ Estudios geológicos
- ✓ Simulación de yacimientos
- ✓ Optimización del desarrollo integrado de campos
- ✓ Análisis económico
- ✓ Consultoría de gestión
- ✓ Testimonio de testigo experto

Además, esta consultora ha ampliado su alcance hacia energías renovables como geotermia, hidrógeno, litio, biocombustibles, captura-utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

*“Cuenta con una oficina en Houston, la cual es líder en la estimación y certificación de reservas, ofreciendo evaluaciones independientes de reservas probadas, probables y posibles, así como de recursos contingentes y prospectivos. Estas evaluaciones cumplen con los estándares establecidos por la Comisión de Bolsa de Valores de la bolsa de valores de los Estados Unidos (SEC), el sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS) y otras directrices” ( Company Overview, 2025).*

## DeGolyer and MacNaughton

En 1936 se fundó la compañía DeGolyer and MacNaughton, la cual fue creada por Everette Lee DeGolyer y Lewis MacNaughton, siendo unos de los profesionales de la industria petrolera más reconocidos a nivel mundial por su brillantes, confianza y experiencia laboral. Hoy en día es una de las asesoras más solicitadas de la industria petrolera. (DeGolyer and MacNaughton, 2025)

Esta consultora ofrece una gama de servicios que incluyen:

- ✓ Evaluación de reservas y análisis económico
- ✓ Evaluación de recursos prospectos
- ✓ Evaluación de recursos No convencionales
- ✓ Almacenamiento de CO2
- ✓ Evaluación de recursos contingentes
- ✓ Simulación de yacimientos
- ✓ Estudios de geofísica, geología
- ✓ Modelado económico
- ✓ Entre otros.

## Sproule ERCE

En 1951 se fundó JC Sproule and Associates en Calgary por el Dr. John Campbell como una empresa dedicada a la consultoría geológica. En 1970, se creó ERC (Energy Resource Consultants), con David Wilson como accionista y presidente. Ambas consultorías evolucionaron y en 2010 se fusionaron ERC (Energy Resouce Consultants) y Equipoise Solutions para formar ERC Equipoise (ERCE). Fue asi hasta 2025 que Sproule y ERCE se unieron para formar Sproule ERCE, creando una empresa líder mundial en consultoría energética. (Shaping the Future of Energy, 2025)

Esta consultora ofrece una gama de servicios que incluyen:

- ✓ Certificación de reservas
- ✓ Análisis técnico-comercial
- ✓ Gestión de riesgos para la industria de petróleo y gas
- ✓ Soluciones de geotermia
- ✓ Soluciones de captura-utilización y almacenamiento de carbono (CCUS)
- ✓ Entre otros

## Netherland, Sewell & Associates

Netherland, Sewell & Associates (NASAI) fue fundada en 1961 en Estados Unidos y se ha posicionado como una de las consultoras líderes en el análisis de propiedades del petróleo, ofrece soluciones integrales de ingeniería, geológicas, geofísica, petrofísicas y económicas para organizaciones industriales, financieras y gubernamentales. (NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC., 2025)

Esta consultora ofrece una gama de servicios que incluyen:

- ✓ Informes de reservas de la SEC
- ✓ Evaluación de propiedades de petróleo y gas
- ✓ Datos de precios de la SEC
- ✓ Entre otros

## CAPÍTULO II. METODOLOGÍA PRMS

El sistema de gestión de recursos petroleros (PRMS), es una herramienta que ayuda a mantener coherencia al estimar las cantidades de hidrocarburos, evaluar proyectos de extracción y analizar la comercialización de sus productos. El PRMS representa la actualización más reciente de los lineamientos internacionales desarrollados desde 1930 para unificar las definiciones y métodos usados para la estimación de recursos petroleros. (Lorenzen, 2012)

A continuación, se describe cada punto de la metodología PRMS.

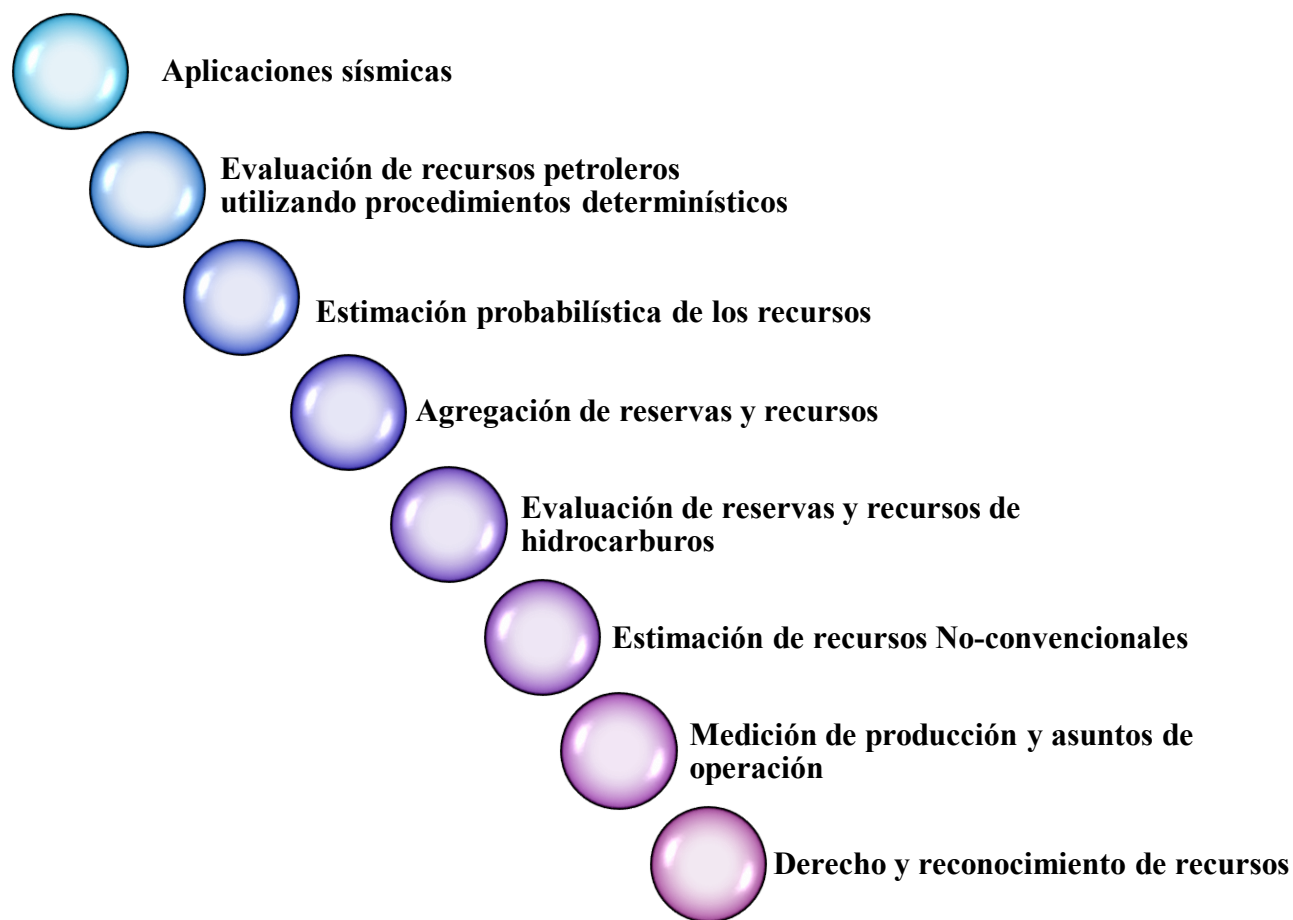


Figura 3. Metodología PRMS. Elaboración propia (Society of Petroleum Engineers, 2011)

### Aplicaciones sísmicas

La sísmica es una herramienta clave para evaluar el potencial de un yacimiento que, en la etapa de exploración y extracción de petróleo, es decir conocer la cantidad de petróleo y gas hay en el mismo mediante imágenes indirectas del subsuelo. Es sumamente importante ya que nos permite analizar si una acumulación conocida es comercial y en caso de ser exitoso, crear un plan de desarrollo. A su vez, la sísmica impacta en la estimación de reservas.

Tabla 3. Métodos de adquisición y procesamiento sísmico. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

<b>SÍSMICA</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>APLICACIÓN</b>
<b>2D</b>	Líneas bidimensionales, rápida adquisición	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exploración inicial, mapeo de estructuras.</li> <li>• Pueden estimar recursos prospectivos</li> </ul>
<b>3D</b>	Volumen tridimensional, cobertura espacial completa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Etapa de desarrollo, delimitación de yacimientos y estructuras (trampas).</li> <li>• Pueden estimar recursos contingentes y/o reservas.</li> <li>• Predicción de propiedades roca-fluido intersticial del yacimiento y en ocasiones, régimen de presión. (porosidad, litología, saturación de gas/petróleo).</li> </ul>
<b>4D</b>	Estudios sísmicos de lapso de tiempo, repetición de encuestas 3D en el tiempo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoreo del movimiento de fluidos y propiedades roca-fluido.</li> <li>• Optimización de producción.</li> </ul>

Tabla 4. Interpretación geológica y caracterización del yacimiento. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

<b>PROPIEDADES</b>	<b>TÉCNICAS</b>	<b>USO</b>
<b>ESTRUCTURAS Y FALLAS</b>	Mapeo de horizontes, realización de secciones transversales, mapas y visualizaciones 3D.	Cálculo del volumen total del yacimiento.
<b>LITOLOGÍA, RELACIÓN NETA-BRUTA Y POROSIDAD</b>	Modelo deposicional del yacimiento basado en datos de pozos, análisis de facies de sísmica 3D y campos análogos.	Un equipo multidisciplinario, estima las propiedades y su capacidad de almacenamiento.
<b>SATURACIÓN</b>	Inversión sísmica	Estimar distribución neta de hidrocarburos.

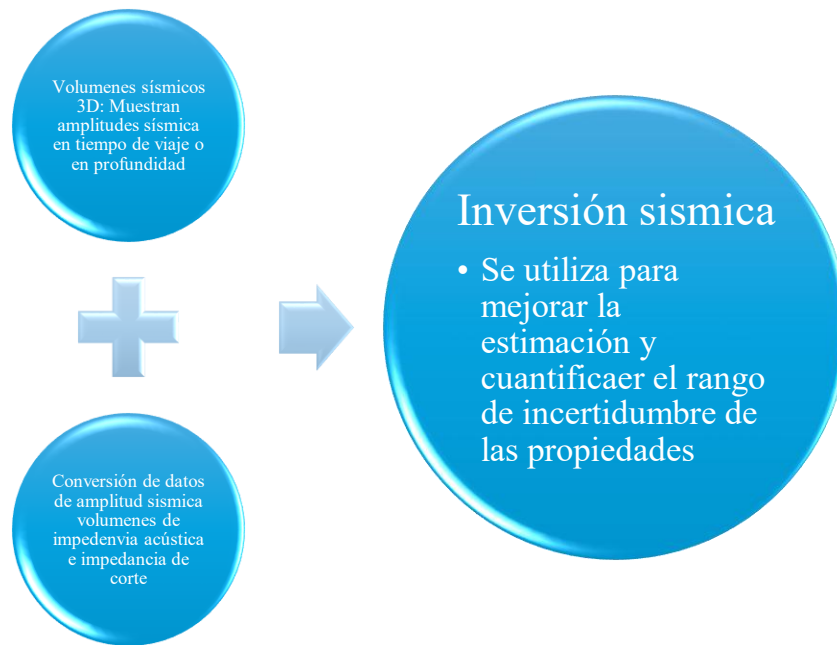


Figura 4. Técnicas avanzadas. Elaboración propia (Society of Petroleum Engineers, 2011)

Las interpretaciones derivadas de la sísmica realizada por el equipo multidisciplinario, contendrán incertidumbres asociadas a la calidad y la resolución de los datos. Por ello, es necesario realizar calibraciones continuas con datos reales de pozos (propiedades petrofísicas) y producción, lo que permite validar y ajustar los modelos estáticos y dinámicos del campo, llevando finalmente a la actualización más precisa de las estimaciones de reservas y recursos.

## Evaluación de recursos petroleros utilizando procedimientos determinísticos

La PRMS abarca 2 enfoques deterministas para la estimación de reservas:

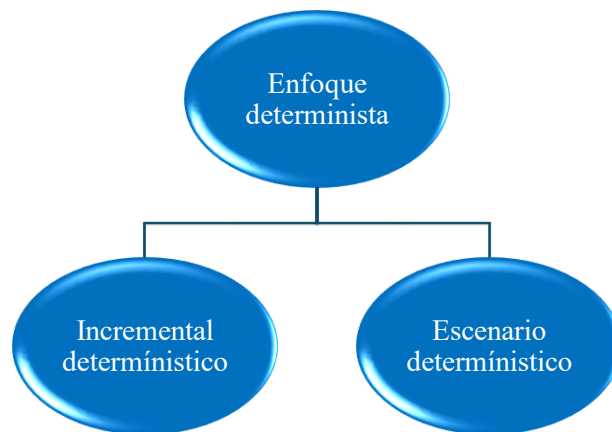


Figura 5. Enfoque determinista. Elaboración propia (Society of Petroleum Engineers, 2011)



La selección del método apropiado para estimar las reservas y los recursos y la precisión de las estimaciones depende de:

- Principalmente de la habilidad, integridad y el juicio de los profesionales.
- Datos geocientíficos, de ingeniería, económicos requeridos para análisis técnicos
- Complejidad geológica específica del yacimiento, mecanismo de empuje, etapa de desarrollo, madurez o grado de agotamiento.

*Tabla 5. Diferencias entre Enfoque incremental determinístico vs Escenario determinístico. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)*

<b>Enfoque</b>	<b>Características</b>	<b>Aplicación</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b><i>Incremental determinístico</i></b>	Se utiliza el criterio del profesional para estimar las cantidades de reservas para cada categoría (Probadas, probables y posibles)	Campos maduros (onshore) con regulación de espaciamiento	Simple, práctico y aplicable a desarrollo progresivo	Puede subestimar, incertidumbre, depende de la interpretación.
<b><i>Escenario determinístico</i></b>	Se construyen tres escenarios (bajo, medio, alto) basados en parámetros	Evaluación inicial de proyectos y descubrimientos nuevos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Describe un caso específico donde se pueden detectar y eliminar combinaciones físicamente inconsistentes de valores de parámetros</li> <li>• Es directo, fácil de explicar y eficiente en términos de mano de obra</li> <li>• Tiene un largo historial de uso con</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se cuantifica la probabilidad de las estimaciones mínimas, óptimas y máximas.</li> <li>• Se requiere un análisis de sensibilidad para evaluar las estimaciones tanto positivas (máximas) como negativas (mínimas) utilizando respectivamente.</li> </ul>

estimaciones  
fiables y  
reproducibles

Tabla 6. Métodos determinísticos más empleados en la práctica. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

<b>Método</b>	<b>Descripción</b>	<b>Aplicación</b>	<b>Ventaja</b>	<b>Desventaja</b>
<b><i>Volumétrico (Isopacas)</i></b>	Estima OOIP/OGIP usando área, espesor neto, porosidad, saturación y factor de recuperación	Descubrimientos de pozos en evaluación temprana.	Permite estimar volúmenes iniciales sin historia de producción.	Alta incertidumbre si los parámetros no están bien definidos.
<b><i>Curvas de declinación (DCA)</i></b>	Extrapolación de producción futura a partir de gastos históricos ajustando modelos (EXPONENCIAL, HIPERBÓLICO, ARMÓNICO)	Campos de producción con historial suficiente.	Simple, directo y ampliamente usado.	Requiere de datos de producción confiables
<b><i>Balance de materia</i></b>	Relaciona cambios de presión con volúmenes producidos/inyectados, basado en conservación de masa.	Yacimientos con buena información tanto de petrofísica como de fluidos, presiones y acumulados	Permite evaluar el mecanismo de empuje y el factor de recuperación	Depende de la calidad de los datos
<b><i>Simulación de yacimientos</i></b>	Construcción de modelo numérico calibrado con historial de producción y presión.	Proyectos maduros y complejos, y se puede aplicar para planear métodos de recuperación secundaria y mejorada	Se integran múltiples fuentes de información, permite crear escenarios.	Alto costo y complejidad; Los datos deben ser detallados.

## Estimación probabilística de los recursos

Como se analizó en el subtema anterior, el método determinístico se basa en escenarios puntuales, mientras que el método probabilístico permite cuantificar de manera explícita la incertidumbre en los parámetros de entrada y en las cantidades de hidrocarburos recuperables.

El método probabilístico es una herramienta poderosa que se basa en las distribuciones de probabilidad para propiedades petrofísicas como: espesor, área, porosidad, saturación, permeabilidad

y factor de recuperación. Pero estos valores no solo son tratados como únicos, sino como rangos de valores con probabilidades asociadas. Y como resultado será una distribución de resultados posibles.

Tabla 7. Método probabilístico. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

<i>Técnicas</i>	<i>Terminología</i>	<i>Aplicaciones</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
<p><i>Método probabilístico: Análisis Monte Carlo para generar miles de posibles combinaciones de parámetros</i></p>	*P90 (casi bajo): 90% de probabilidad de que el volumen real sea mayor o igual.	*Facilita expresar de forma clara y explícita la incertidumbre asociada a los volúmenes estimados.	*Captura explícitamente la incertidumbre.  *Genera distribuciones complejas.  *Permite integrar múltiples fuentes de incertidumbre.	*Requiere de una gran cantidad de datos estadísticos de entrada.  *Puede ser complejo de aplicar y comunicar a sesiones no técnicas.  *Los resultados dependen de la calidad de las distribuciones de entrada.
	*P50 (Casi medio o más probable): 50% de probabilidad de superar el valor.	*Es útil en campos nuevos o con poca información.		
	*P10 (Alto): 10% de probabilidad de que el volumen real lo supere.	*Favorece la toma de decisiones de inversión al mostrar escenarios de riesgo y probabilidad.		
	Corresponden a:			
	1P (Probadas)			
	2P (Probadas+Probables)			
	3P (Probadas+Probables+Posibles)			

## Agregación de reservas y recursos

La agregación de reservas es un proceso de combinar las estimaciones tanto determinísticas (directos) como probabilísticas (más complejo y realista frente a la incertidumbre) de reservas individuales (pozos, yacimiento o campos) en volúmenes totales reportables. Su aplicación depende de la manera en la que se integren. Suma aritmética es apropiada para reservas probadas, y el análisis probabilístico es más recomendable para reservas probables y posibles, ya que refleja con mayor certeza la incertidumbre.

De acuerdo con la PRMS, los métodos de agregación que se pueden aplicar para cada escala son:

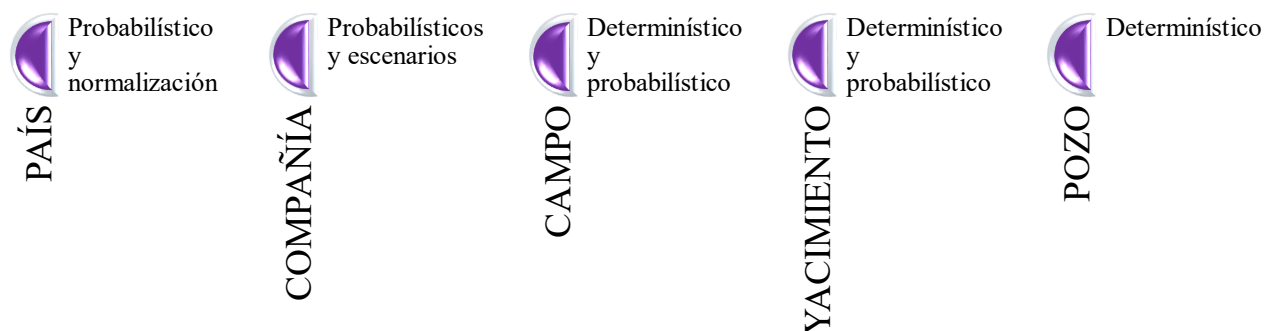


Figura 6. Método de estimación de reservas que aplica a cada nivel. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

Tabla 8. Métodos de agregación de reservas. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

Método	Características	Aplicación	Ventajas	Desventajas
<i>Determinístico (suma aritmética)</i>	Suma directa de volúmenes puntuales (1P, 2P, 3P)	Agregación de reservas probadas (1P) a nivel de campo o compañía	Simple, transparente y fácil de auditar	Puede subestimar o sobreestimar la incertidumbre global
<i>Probabilístico (Monte Carlo)</i>	Combina distribuciones de probabilidad	Agregación de reservas 2P y 3P; integración de portafolios corporativos o nacionales	Refleja mejor la incertidumbre total; incorpora correlaciones	Más complejo; requiere datos estadísticos detallados y software especializado
<i>Escenarios (Bajo, medio, alto)</i>	Construcción de casos globales de agregación de los proyectos individuales	Reportes corporativos y regulatorios; comunicación de rangos de incertidumbre	Fácil de comunicar, muestra rango claro de posibles resultados	No captura la variabilidad; depende de supuestos simplificados
<i>Normalización y estandarización</i>	Ajuste de volúmenes y criterios para homogeneizar datos de distintas fuentes.	Reportes multinivel: Compañías subsidiarias, reportes nacionales o internacionales	Garantiza consistencia en volúmenes reportados; facilita comparaciones	Riesgos de introducir sesgos si no se documentan criterios de ajuste.

## Evaluación de reservas y recursos de hidrocarburos

El PRMS menciona que la evaluación de reservas no solo debe existir el aspecto técnico, sino también el aspecto económico. La estimación de las reservas está ligadas a la viabilidad económica de un

proyecto petrolero y por ello, se recomienda construir modelos de flujo de caja descontado, que contenga datos como:

- Costos de capital (CAPEX) y costos de operación (OPEX)
- Producción
- Ingresos esperados por producción
- Impuestos
- Regalías
- Indicadores económicos: TIR, VPN, e índice de rentabilidad.

El flujo de caja descontado debe presentar escenarios de producción, como los mencionados anteriormente (Curvas de declinación, estimaciones baja, media y alta, etc). Al igual la variación de precios y costos en el tiempo y para ello, los métodos determinísticos y probabilísticos son de suma importancia. A continuación, se muestra un esquema donde se muestran los métodos:

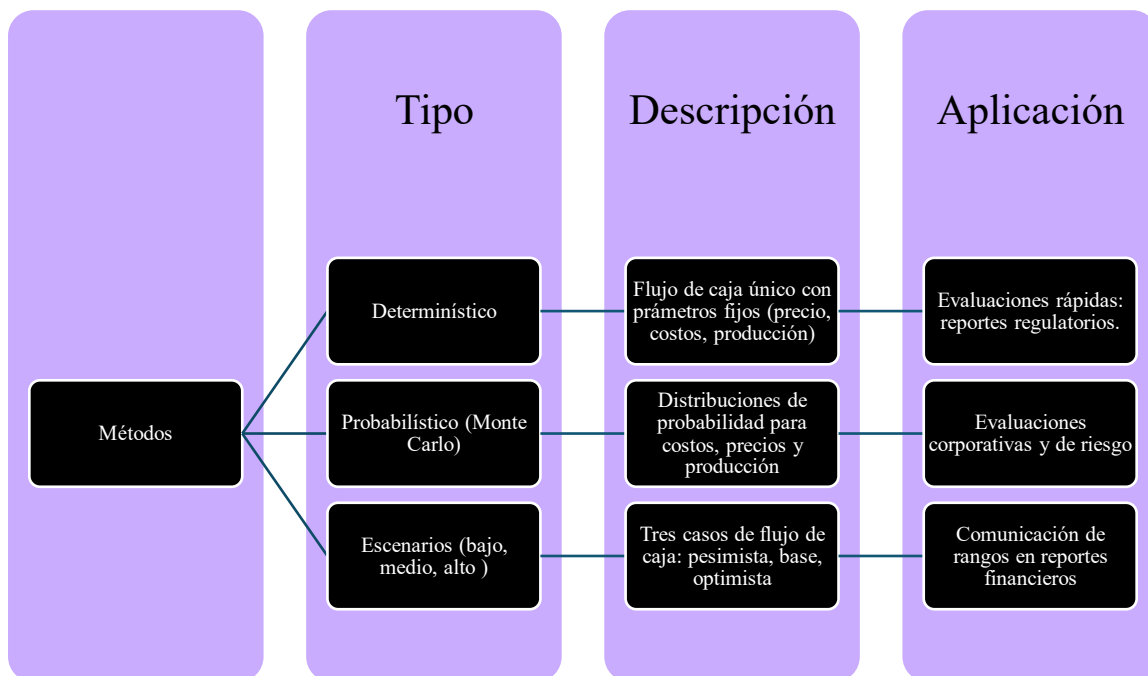


Figura 7. Descripción de los métodos de estimación de reservas. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

De acuerdo con la PRMS, podemos llegar a un flujo de trabajo:

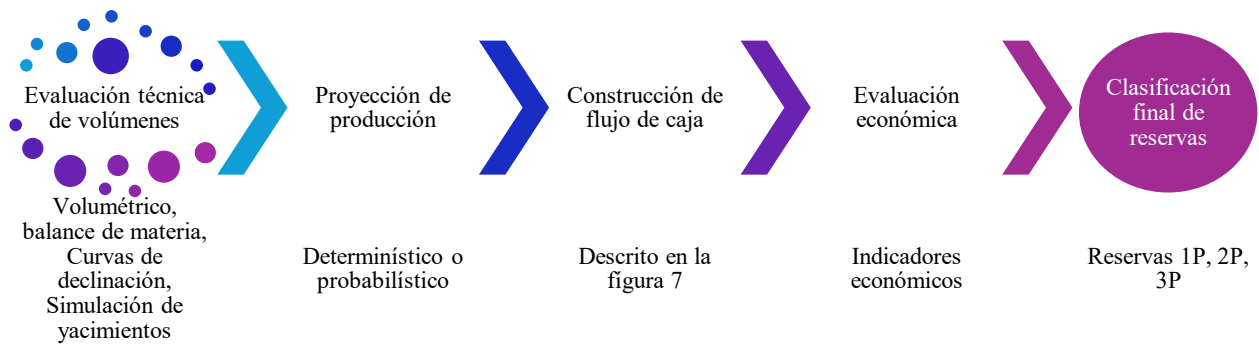


Figura 8. Flujo de trabajo para clasificar reservas. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

## Estimación de recursos No-convencionales

La extracción de recursos no convencionales implica un alto grado de complejidad, principalmente su baja permeabilidad y, en ciertos casos, fluidos de altas viscosidades. Esto lo convierte en casos de gran importancia en la industria actual. La estimación de reservas requiere la aplicación de metodologías determinísticas y probabilísticas, las cuales deben ser adaptados y calibrados de acuerdo con las características de cada tipo de recurso.

A continuación, se mostrará una tabla a donde se muestren los diferentes tipos de recurso, con sus respectivas características:

Tabla 9. Descripción de recursos no convencionales. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

Recurso	Características	Método de producción	Método de estimación
Aceite extrapesado	Crudo API<10°, alta viscosidad	Inyección de vapor, combustión in situ	Volumétrico, simulación térmica
Bitumen	Arenas bituminosas, muy viscoso	Minería, SAGD	Volumétrico con factores de minería/SAGD
Gas de baja permeabilidad (Tight Gas)	Permeabilidad <0.1 mD	Fracturamiento hidráulico, acidificación	Volumétrico, curvas de declinación, simulación de fracturas
Gas metano de carbón (Coalbed Methane)	Gas absorbido en carbón	Desadsorción por abatimiento de presión	Volumétrico, pruebas de desadsorción, curvas de declinación
Gas de lutita (Shale Gas)	Gas en lutitas nanoporosas	Fracturamiento y perforación horizontal	Volumétrico, probabilístico, curvas de declinación, simulación

<i>Aceite de lutita (Shale Oil)</i>	Querógeno sólido en lutita	Procesos térmicos de conversión	Volumétrico con factor de conversión
<i>Hidrato de gas (Gas Hydrates)</i>	Gas en cristales de agua	En caso de estudio	Volumétrico

## Medición de producción y asuntos de operación

La medición correcta de la producción de cualquier pozo es esencial para poder clasificar las reservas y los recursos, por ellos es importante tener definidos los puntos donde se realizarán las mediciones para asegurar los volúmenes de producción y exista transparencia de este.

A continuación, se muestra un diagrama para entender el proceso:

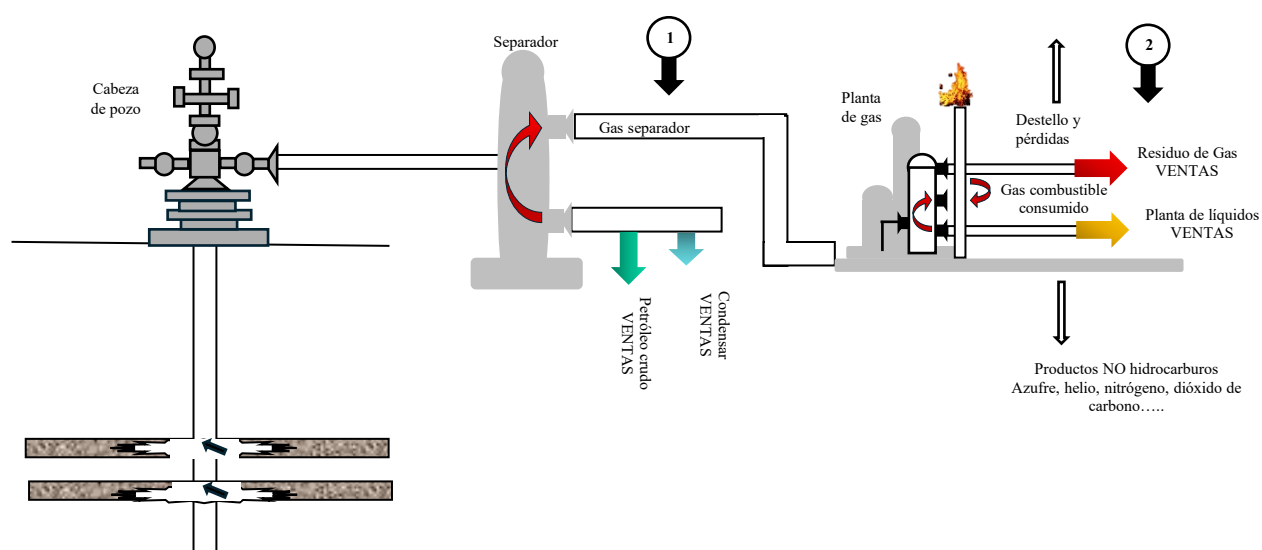


Figura 9. Medición de hidrocarburos. Elaboración propia. (Society of Petroleum Engineers, 2011)

Finalmente, es importante destacar que el reconocimiento de reservas no solo depende de aspectos técnicos y económicos, sino también de las leyes, regulaciones gubernamentales y contractuales que existen en un país, ya que cada país tiene distintos requisitos.

Al llegar a este punto, se puede decir que, para reconocer las reservas, se deben cumplir 3 criterios (en caso de que falte alguno, podría clasificarse como recursos contingentes o prospectivos):

- Técnicos (Acumulación de hidrocarburos mediante los métodos determinísticos/probabilísticos)
- Económicos (Proyecto comercialmente rentable)
- Legales/contractuales (Derecho vigente para producir un campo)

Existen diferentes tipos de acuerdos:

1. **Concesiones, arrendamientos minerales y permisos:** El gobierno o el propietario de los minerales otorga a la compañía el derecho a explorar, desarrollar, producir, transportar y comercializar hidrocarburos o minerales dentro de un área determinada durante un periodo específico.
2. **Contratos de producción compartida:** El estado mantiene la propiedad de los hidrocarburos, y la empresa recupera sus costos y comparte la producción.
3. **Contratos de participación en los ingresos/ servicios con riesgo:** Son muy similares a los contratos de producción compartida, con la excepción de la remuneración del contratista.
4. **Contrato de servicios puros:** Es un acuerdo entre un contratista y un gobierno anfitrión que generalmente cubre un servicio técnico definido que se prestará o completará durante un periodo específico.
5. **Contratos de préstamos:** Un banco, otro inversor financiero o socio suele utilizar un contrato de préstamos para financiar total o parcialmente un proyecto de petróleo y gas,
6. **Préstamos de producción, ventas a plazo y acuerdos similares:** El titular casi siempre tiene una obligación de ejecución futura, cuyo resultado es incierto en cierta medida. La determinación de si la transacción constituye una venta o una financiación depende de las circunstancias particulares de cada caso.
7. **Participación en el capital:** Es un acuerdo en virtud del cual una parte (apostador) se compromete a pagar una parte o la totalidad de los costos de preproducción de la otra parte (transportadora) en una licencia en la que ambas poseen una parte de la participación.
8. **Contratos de compra:** Un contrato de compra de petróleo y gas otorga el derecho a adquirir un volumen específico a un precio acordado por un plazo definido.
9. **Pagos y cesiones de producción:** De los contratos y acuerdos mencionados anteriormente, existe una amplia gama de acuerdos con características de intercambio de propiedades, préstamos y contratos de compraventa a cambio del derecho a comparar volúmenes. En algunos casos, el comprador del pago de producción puede reconocer reservas y recursos.

Con base a todo lo anterior descrito, podemos concluir que la PRMS asegura que las reservas reportadas representen una visión integral del recurso, al conjugar el análisis técnico y económico con la verificación de los marcos legales y contractuales aplicables. De este modo, la metodología no solo cuantifica los volúmenes recuperables, sino que, también valida su reconocimiento en función de condiciones reales de mercado y derecho, aportando confianza y transparencia a la gestión de recursos petroleros.



# CAPÍTULO III. RÉGIMEN DE FLUJO

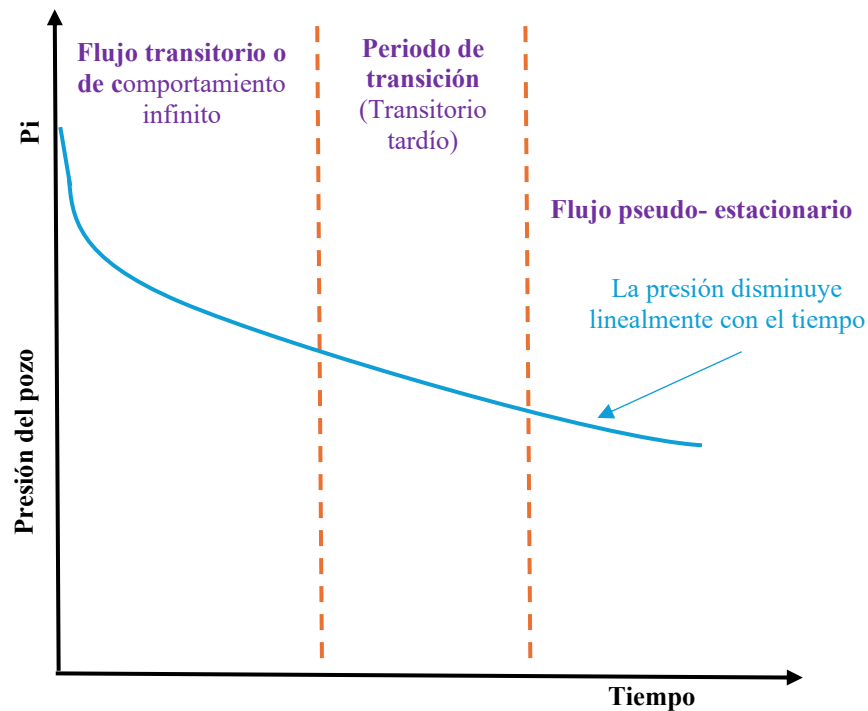


Figura 10. Disminución de la presión en un pozo, yacimiento circular acotado, caso de gasto constante. Elaboración propia (Matthews, 1986)

## Flujo transitorio

En la figura 10, se observan los diferentes regímenes de flujo que podrían estar presentes durante los distintos tiempos de producción. El régimen de flujo transitorio se presenta cuando la presión declina como una función del tiempo, es decir, se dice que el yacimiento se comporta como infinito (no se observan efectos de frontera), al iniciar la producción la presión disminuirá rápidamente y después la presión irá disminuyendo poco a poco.

La variación de presión con respecto al tiempo será variable debido a las condiciones del yacimiento y los límites del yacimiento no tienen efectos en el comportamiento de la presión del pozo.

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = \text{Variable}$$

La figura 11 (Curva de Theis) representa el comportamiento de presión en régimen de flujo transitorio. En cuanto la difusión de la presión llegue a todos límites de yacimiento entonces finaliza el régimen de flujo transitorio. Cuando se tiene régimen de flujo radial transitorio, se puede calcular la permeabilidad, el factor de daño y el radio de drenaje, entre otros. La siguiente ecuación representa flujo radial de un yacimiento de acción infinita;

$$\Delta p = \frac{70.6q_o B_o \mu_o}{kh} E_1\left(\frac{948\phi\mu_o c_t r^2}{kt}\right)$$

### Curva tipo de Theis

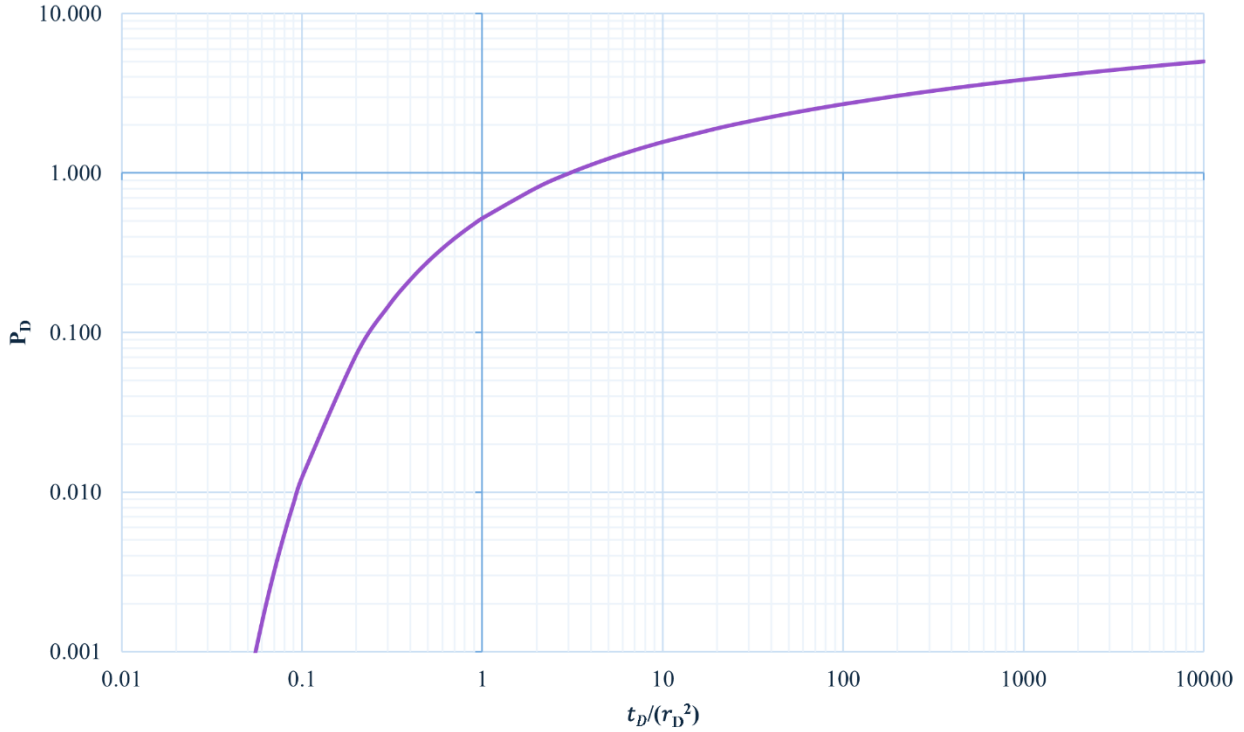


Figura 11. Curva de Theis. Elaboración propia.

### Flujo pseudo-estacionario

Por otro lado, el régimen de flujo pseudo-estacionario también llamado flujo dominado por las fronteras, se observa cuando la variación de presión con respecto al tiempo es constante, es decir, se detectan todos los límites, una característica de este tipo de régimen es que, la caída de presión disminuirá al mismo ritmo. En este caso, no existe flujo en la frontera exterior por la existencia de límites impermeables.

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = Constante$$

En la figura 12 el comportamiento de la presión en función del tiempo es constante en la frontera  $r_e$ .

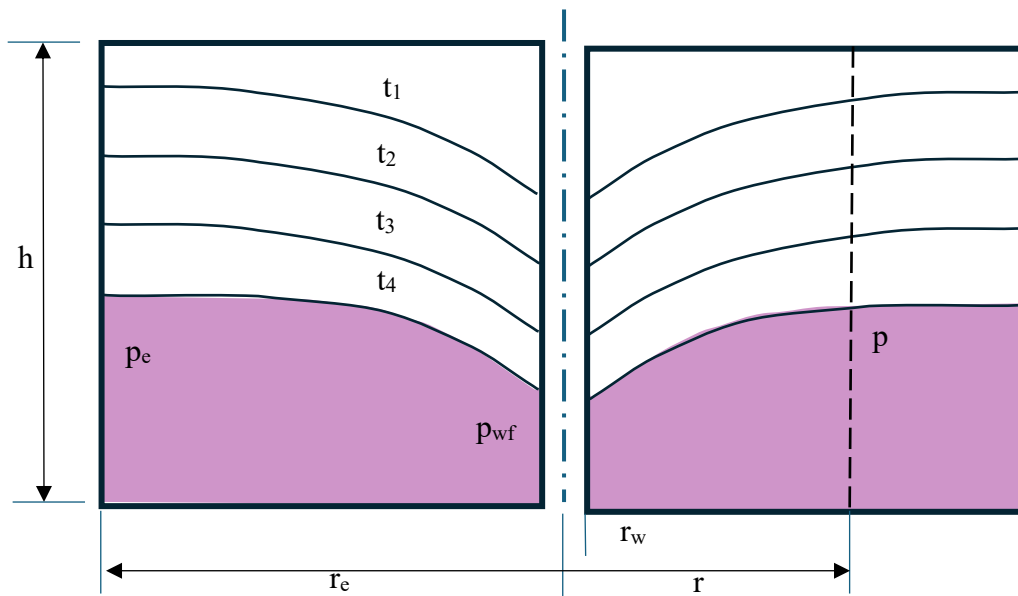


Figura 12. Comportamiento de la presión un yacimiento límites de flujo. Elaboración propia (Reservoir deliverability, 2020)

En este caso, es importante definir las condiciones de frontera en la ecuación de difusividad.

$$\nabla^2 P = \frac{\phi \mu C_t}{K} \frac{\partial p}{\partial t}$$

En este régimen, su gran fortaleza es que es posible calcular el volumen total de hidrocarburos del yacimiento.

## Flujo estacionario

Finalmente, para el régimen de flujo estacionario el volumen de drenaje no cambia con el tiempo ni con la producción y la presión en cualquier punto del yacimiento no cambia con el tiempo, por lo que:

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = 0$$

Esto puede ocurrir cuando el fluido producido es completamente sustituido por otro. Por ejemplo, cuando el yacimiento se encuentra conectado a un acuífero de acción infinita o un yacimiento con casquete de gas.

# CAPÍTULO IV. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS

## Métodos determinísticos para la estimación de reservas

### Curvas de declinación

#### ARPS

En 1945 ARPS derivó tres tipos de curvas de declinación en el que se ve la relación de la producción acumulada con respecto al tiempo, incluyendo la declinación exponencial, hiperbólica y armónica.

Este método puede ser aplicado para diferentes tipos de yacimientos, pero está limitado a 3 aspectos.

- Las reservas recuperables finales deben estimarse suponiendo que las condiciones de producción futuras se mantendrían sin cambios.
- Yacimientos no volumétricos con dos o más fases móviles.
- Presión de fondo de flujo constante.
- La curva de declinación representa la ley en un **estado de flujo dominado por fronteras**; por lo tanto, no puede utilizarse para analizar los datos en un estado de flujo transitorio.

$$D_i t = t_{Dd}$$

Teniendo en cuenta los diversos mecanismos de empuje en el yacimiento, el tipo de declinación “b” podría representar:

*“b=0 (exponencial), si el yacimiento es bajosaturoado, Producción de líquido monofásico.*

*b=0 (exponencial), drenaje por gravedad sin superficie libre.*

*b=5 (hiperbólico), drenaje por gravedad con una superficie libre.*

*b=0.667 (hiperbólico), yacimiento con empuje por gas en solución, (n=1.0) si  $\bar{p}_R$  vs  $N_p$  es lineal.*

*b=0.333 (hiperbólico), yacimiento con empuje por gas en solución, (n=1.0) si  $\bar{p}_R^2$  vs  $N_p$  es aproximadamente lineal. “ (Fetkovich, Decline Curve Analysis Using Type Curve, 1973)*

En la tabla 10, se detallan las fórmulas para cada tipo de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica.

Tabla 10. Fórmulas de curvas de declinación: Exponencial, hiperbólico, armónica. Elaboración propia.

Tipo de declinación	Exponencial	Hiperbólico	Armónica
<b>Características</b>	b = 0	0 < b < 1	b = 1
<b>Gasto-Tiempo</b>	$q = q_i e^{-D_i t}$	$q = q_i (1 + b D_i t)^{-\frac{1}{b}}$	$q = q_i (1 + b D_i t)^{-1}$
<b>Producción-Gasto acumulado</b>	$Q = \frac{(q_i - q)}{D_i}$	$Q = \frac{q_i}{(1-b)D_i} \left[ 1 - \left( \frac{q}{q_i} \right)^{1-b} \right]$	$Q = \frac{q_i \ln \left( \frac{q}{q_i} \right)}{D_i}$
<b>Considerando gasto inicial y gasto en la etapa de abandono</b>	$q_f = q_i e^{-D t_f}$	$q_f = q_i (1 + b D_i t_f)^{-\frac{1}{b}}$ $q_{ab} = q_i (1 + b D_i t_{ab})^{-\frac{1}{b}}$	$q_f = q_i (1 + b D_i t_f)^{-1}$ $q_{ab} = q_i (1 + b D_i t_{ab})^{-1}$
<b>Recuperación Final Esperada (EUR)</b>	$EUR = N_p + Q_f = N_p + \frac{q_f - q_{ab}}{D}$	$EUR = N_p + Q_f = N_p + \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_f^{1-b} - q_{ab}^{1-b})$	$EUR = N_p + Q_f = N_p + \frac{q_i}{D_i} \ln \left( \frac{q_f}{q_{ab}} \right)$
<b>Tiempo de producción hasta abandono</b>	$\Delta t = t_{ab} - t_f = \frac{1}{D} \ln \left( \frac{q_f}{q_{ab}} \right)$	$\Delta t = t_{ab} - t_f = \frac{\left( \frac{q_i}{q_{ab}} \right)^b - \left( \frac{q_i}{q_f} \right)^b}{b D_i}$	$\Delta t = t_{ab} - t_f = \frac{q_i}{D_i} \left( \frac{1}{q_{ab}} - \frac{1}{q_f} \right)$
<b><math>D_i t = t_{Dd}</math></b>	$D_i t = \ln \left( \frac{q}{q_i} \right)$	$D_i t = \frac{\left( \frac{q_i}{q} \right)^b - 1}{b}$	$D_i t = \frac{q_i}{q} - 1$
<b>Con datos de campo</b>		$q_{Dd} = \frac{q(t)}{kh(p_i - p_{wf})} = \frac{0.00634kt}{\phi \mu c_r r_w^2} \frac{1}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$	
<b>Variables adimensionales</b>	$q_{Dd} = \frac{q}{q_i} = e^{-t_{Dd}}$	$q_{Dd} = \frac{1}{(1 + b * t_{Dd})^{\frac{1}{b}}}$	$q_{Dd} = \frac{1}{(1 + t_{Dd})}$
<b>Producción acumulada</b>	$N_{pDd} = \frac{1}{b-1} [q_{Dd}^{1-b} - 1]$	$N_{pDd} = 1 - q_{Dd}$	$N_{pDd} = \ln(1 + t_{Dd}) = -\ln(q_{Dd})$
<b>Integral Curva tipo</b>	$q_{Ddi} = \frac{1 - q_{Dd}}{t_{Dd}}$	$q_{Ddi} = \frac{1}{(b-1)t_{Dd}} [q_{Dd}^{1-b} - 1]$	$q_{Ddi} = \frac{-\ln(q_{Dd})}{t_{Dd}}$
<b>Integral-Derivada Curva tipo</b>	$q_{Ddaid} = \frac{1 - q_{Dd}}{t_{Dd}} - q_{Dd}$	$q_{Ddaid} = \frac{1}{(b-1)t_{Dd}} [q_{Dd}^{1-b} - 1] - q_{Dd}$	$q_{Ddaid} = \frac{-\ln(q_{Dd})}{t_{Dd}} - q_{Dd}$

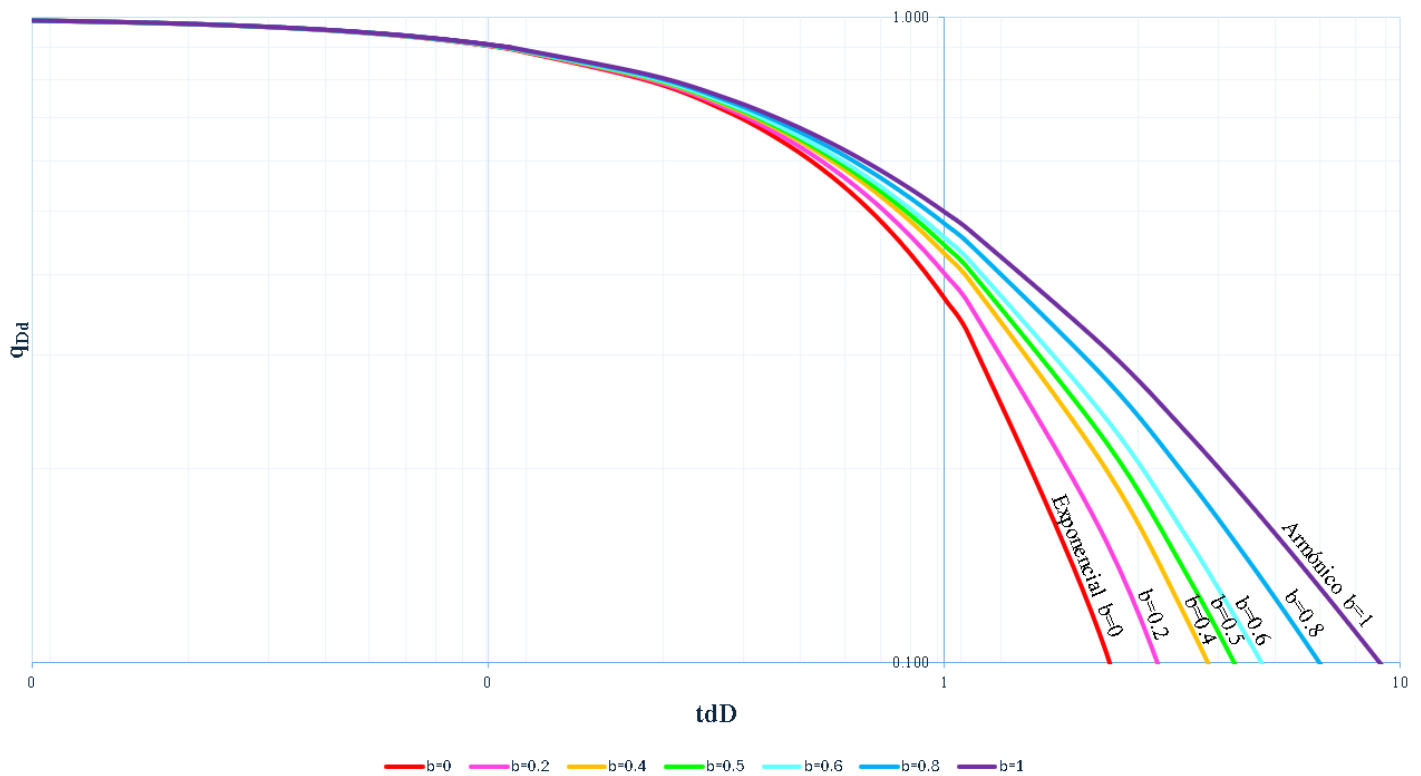


Figura 13. Análisis de declinación de Arps. Elaboración propia.

## Curvas tipo

### Fetkovich

Fetkovich propuso una metodología que no solo se limita al análisis de curvas logarítmicas durante el periodo de flujo dominado por fronteras, sino que también puede aplicarse en el periodo de flujo transitorio. Esto permite caracterizar la dinámica del yacimiento en distintas etapas de producción.

Las curvas de Fetkovich son particularmente utilizadas en:

- Yacimientos de geometría circular cerrada, donde las fronteras se asumen impermeables.
- Yacimientos monofásicos y volumétricos
- Presión de fondo de flujo constante.
- Pronosticar el comportamiento futuro, junto con las estimaciones de OOIP (OGIP) y recuperación final, bajo supuesto de comportamiento históricos y límites de presión.

En 1980, tomando en cuenta el principio de superposición de Van Everdingen y Hurst, Fetkovich reemplazó  $\frac{3}{4}$  por  $\frac{1}{2}$ , lo que permitió formalizar la definición del **tiempo de declinación adimensional** utilizado en las curvas tipo, logrando así una mayor precisión en los resultados.

Tabla 11. Fórmulas para las curvas de Fetkovich. Elaboración propia.

<b>PARÁMETROS</b>	<b>FÓRMULAS</b>
<b>VARIABLES ADIMENSIONALES</b>	$t_{dD} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$ $= \frac{\frac{0.00634k}{\phi \mu_o c_t r w^2}}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$ $= \frac{2t_D}{\left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$ $q_{dD} = e^{-t_{dD}} = e^{-\frac{2t_D}{\left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}} = q_D \left( \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right)$ $= \frac{141.2 q \mu B_o}{kh(p_i - p_{wf})} \left( \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right)$
<b>CON DATOS DE CAMPO</b>	$t_D = \frac{Kt}{\phi \mu c_T r_w^2}$
	$q_i = \frac{q(\text{match})}{q_{Dd}(\text{match})}$ $D_i = \frac{t_{Dd}(\text{match})}{t(\text{match})}$
<b>PERMEABILIDAD</b>	$k = \frac{141.2 B_o \mu}{h(p_i - p_{wf})} \left[ \text{Ln} \left( \frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right] \left( \frac{q}{q_{Dd}} \right)_{\text{match}}$
<b>RADIOS</b>	$r_{wa} = \sqrt{\frac{0.00634k}{\phi \mu_o c_t (0.5) [r_{eD}^2 - 1] [\text{Ln}(r_{eD}) - 0.5]} \left( \frac{t}{t_{Dd}} \right)_{\text{match}}}$ $r_e = \sqrt{2 \frac{141.2 B_o}{h(p_i - p_{wf})} \frac{0.00634}{\phi c_t} \left( \frac{q}{q_{Dd}} \right)_{\text{match}} \left( \frac{t}{t_{Dd}} \right)_{\text{match}}}$
<b>DAÑO</b>	$S = \text{Ln} \left( \frac{r_w}{r_{wa}} \right)$
<b>VOLUMEN DE PORO</b>	$V_p = \pi r_e^2 h \phi = \frac{B}{C_t(p_i - p_{wf})} \left( \frac{q}{q_{Dd}} \right)_{\text{match}} \left( \frac{t}{t_{Dd}} \right)_{\text{match}}$
<b>ÁREA DE DRENE</b>	$A = \frac{V_p}{h \phi}$
<b>RESERVAS</b>	$N = \frac{V_p(1 - S_w)}{B_i}$

## FETKOVICH-ARPS TYPE CURVE

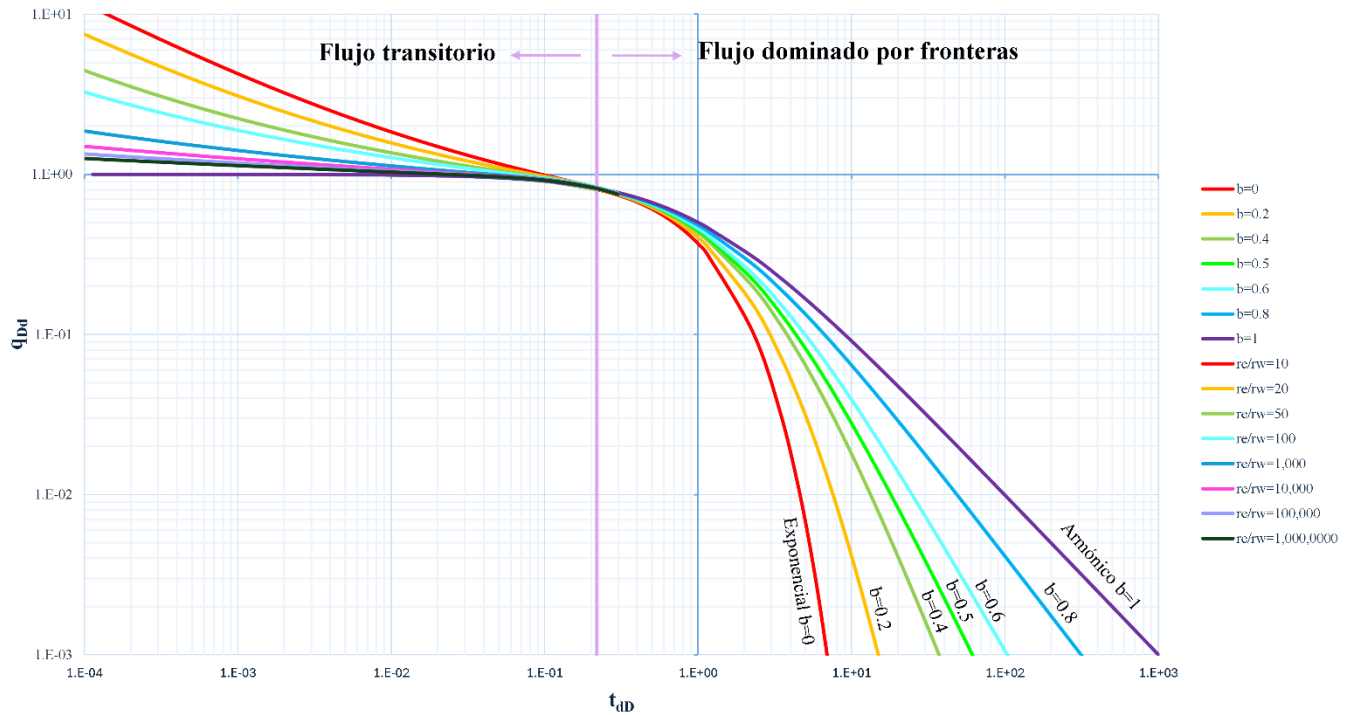


Figura 14. Curva tipo Fetkovich-Arps. Elaboración propia (Fekkané & Tiab, 2001) (Fetkovich, Decline-Curve Analysis Using Type curves- Case Histories, 1987)

### Blasingame

Este método tiene en cuenta la condición presión variables y de fondo constante (BHFP) y las propiedades PVT del gas, que cambian con la presión del yacimiento. Las principales características de este método son:

- Incorporación de datos de presión de fondo fluyendo junto con los gastos de producción.
- Conceptos de gastos normalizados, tiempo de balance de materia y pseudo-tiempo. Los datos de gastos normalizados ( $q/\Delta p_p$ ) y tiempos de balance de materia ( $t_{CD}$ ) permiten analizar al yacimiento independientemente de las restricciones de producción (gasto variable/perfiles de presión).
- Normalización de gastos utilizando la caída de presión de fondo fluyendo. Trazar los gastos normalizados ( $q/p$ ), permite tener en cuenta los efectos de los cambios de contrapresión en el análisis del yacimiento.
- Manejo de la compresibilidad variable del gas con la presión.
- Se pueden asumir yacimientos no volumétricos
- Yacimientos volumétricos de una sola fase
- Aplicable para yacimientos con una buena calidad de datos de producción y presión.
- Régimen de flujo dominado por fronteras (pseudo-estacionario)



A continuación, se describirá brevemente el principio de Blasingame para entender el método.

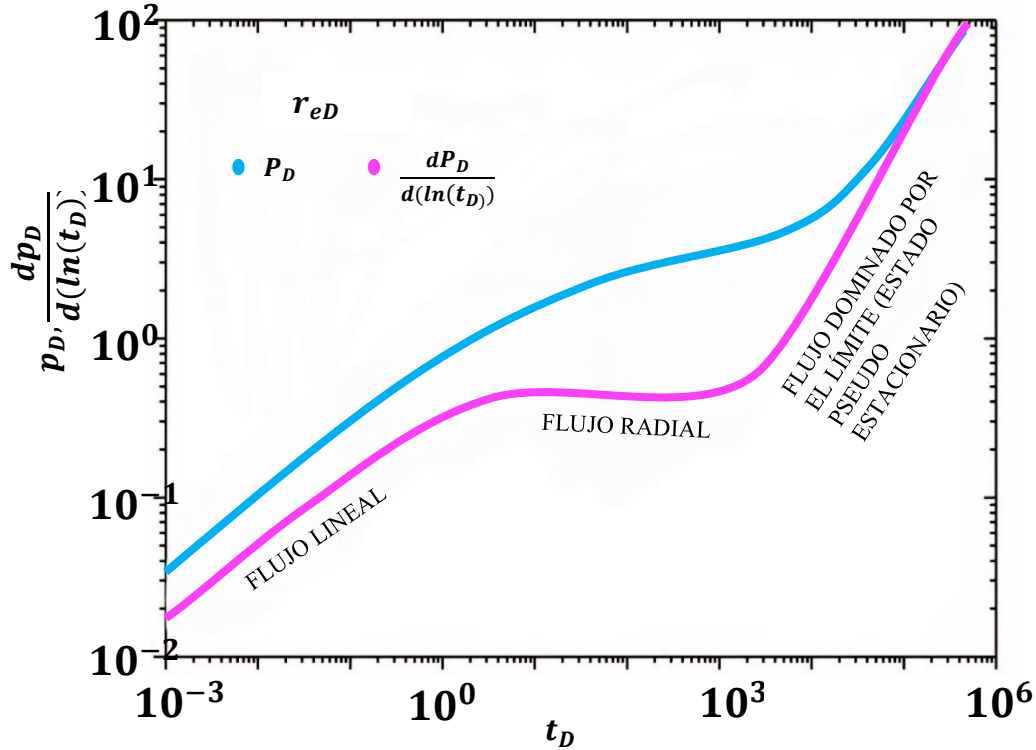


Figura 15. Distribución de presión en un yacimiento circular cerrado con producción constante. Elaboración propia. (Sun, 2015)

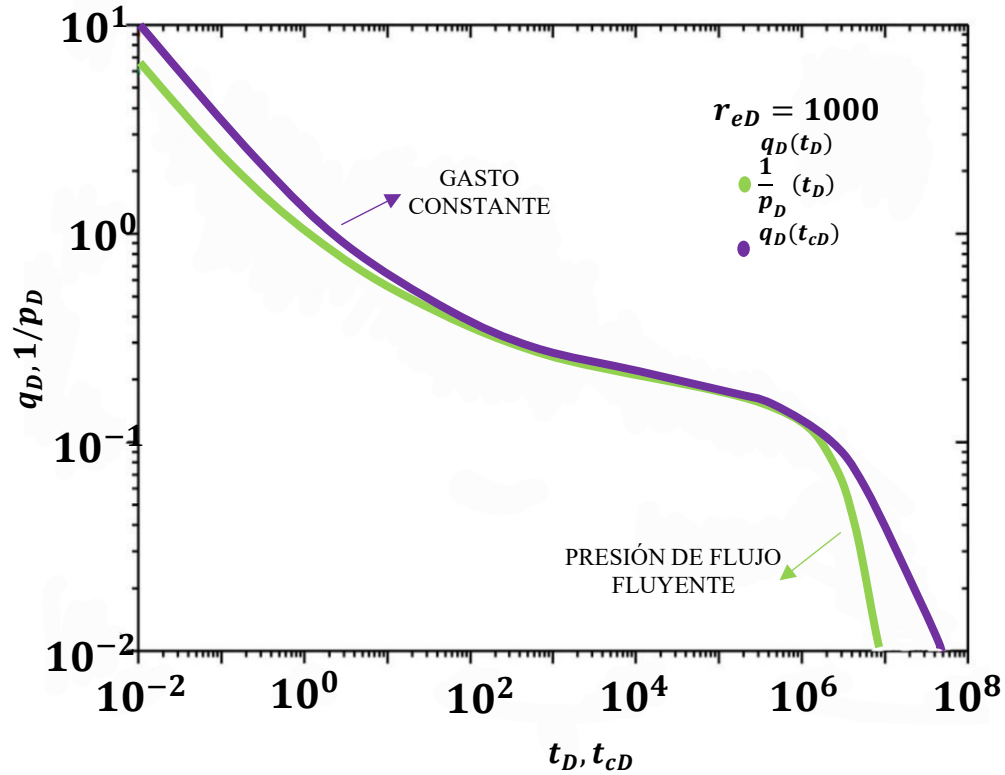


Figura 16. Comparación entre curvas de gasto y presión constantes. Elaboración propia (Sun, 2015)

En la figura 15, al representar gráficamente  $p_D$ , para un pozo vertical centrado en un yacimiento circular cerrado con producción constante. La curva de presión color rosa, muestra la presión a través del tiempo, en el que al inicio se tiene flujo lineal, flujo radial y finalmente flujo dominado por fronteras.

Por otro lado, en la figura 16, se representa gráficamente  $q_D$  y  $1/p_D$ , el cual representa la solución de producción con presión de flujo fluyente (BHFP) y la solución de presión a un gasto constante respectivamente. Al igual se observa que la curva color verde ( $q_D$  vs  $t_D$ ), tiene una tendencia de declinación exponencial, a diferencia de la curva color morada ( $1/p_D$  vs  $t_D$ ) su tendencia es una declinación armónica. Al analizar que en el periodo de flujo transitorio las curvas se unen mientras que, en el flujo dominado por el límite, éstas se separan. En 1993 Palacio y Blasingame, desarrollo el tiempo de balance de materia ( $t_{CD}$ ) para reemplazar el tiempo adimensional ( $t_D$ ), es decir, se utilizará el tiempo de balance de materia para que la solución de producción con presión de flujo fluyendo (BHFP) sea equivalente a la solución de presión a un gasto constante, de modo que el método de Blasingame puede ser aplicable para los 2 casos mencionados. (Lingang Lv, 2025)

En esencia, el método se basa en la solución de la ecuación de difusividad con flujo radial en yacimiento volumétrico cerrado.

Con las curvas tipo de Blasingame se generan tres curvas con respecto al tiempo de balance de materia ( $t_{CD}$ ): gastos normalizados ( $q/\Delta p_p$ ), integral de gastos normalizados y derivada de gastos normalizados. A continuación, se expresan las ecuaciones de dicho método.

*Tabla 12. Tiempo de balance de materia para pozos de aceite- Blasingame. Elaboración propia.*

<b>Parámetros</b>	<b>Pozos de aceite</b>
<b>Tiempo de balance de materia (aplicable para condiciones presión de flujo fluyente BHFP, gasto constante o variable).</b>	$t_{cD} = \frac{Kh(p_i - \bar{p})}{q\mu B}$
<b>Para yacimiento circular cerrado homogéneo</b>	$q = \frac{2\pi Kh(\bar{p} - p_{wf})}{\mu B \left[ \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right]}$

<p><i>Para yacimiento acotado con presión de flujo fluyente BHFP bajo flujo dominado por frontera</i></p>	$\bar{p} - p_{wf} = \frac{q\mu B}{2\pi Kh} \left( \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right) = \frac{q\mu B}{4\pi Kh} \ln \left( \frac{4A}{C_A e^\gamma r_w^2} \right)$ <p>Donde</p> <p>A: Area de drene</p> <p><math>C_A</math>: Factor de forma de Dietz (1965), para yacimeinto cerrado <math>\approx 31.62</math></p> <p><math>\gamma</math>: Constante de Euler</p>
<p><i>Asumiendo que de flujo transitorio entra a flujo pseudo-estacionario</i></p>	$\bar{p} - p_{wf} = (p_i - p_{wf}) - (p_i - \bar{p})$ $\frac{2\pi Kh(p_i - p_{wf})}{q\mu B} = 2\pi t_{cD} + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4A}{C_A e^\gamma r_w^2} \right)$ $\frac{(p_i - p_{wf})}{q} = \frac{\mu B}{Kh} t_{cD} + \frac{\mu B}{4\pi Kh} \ln \left( \frac{4A}{C_A e^\gamma r_w^2} \right)$ $\frac{(p_i - p_{wf})}{q} = m t_c + b_{pss}$ <p>Donde:</p> $m = \frac{\mu B}{Kh} * \frac{K}{\phi \mu c_T A} = \frac{B}{\phi A h c_t} = \frac{1}{N c_t}$ $b_{pss} = \ln \left( \frac{4A}{C_A e^\gamma r_w^2} \right)$ <p>Reacomodando:</p> $\frac{q}{p_i - p_{wf}} b_{pss} = \frac{1}{1 + \frac{m}{b_{pss}} t_c}$
<p><i>Yacimiento circular cerrado</i></p>	$q_{Dd} = \frac{q}{p_i - p_{wf}} b_{pss} = \frac{q}{p_i - p_{wf}} \frac{\mu B}{2\pi Kh} \left( \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right) = \frac{q}{q_i}$

$$\begin{aligned}
t_{cDd} &= \frac{m}{b_{pss}} t_c = \frac{B}{\phi Ahc_t} * \frac{1}{\frac{\mu B}{2\pi Kh} \left( \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right)} t_c \\
&= \frac{2k}{\phi r_e^2 c_t \mu \left( \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right)} t_c \\
&= t_c \frac{1}{\frac{\left( \frac{re}{rw} \right)^2}{2} \left( \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right)} \\
&\approx t_{cD} \frac{1}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}
\end{aligned}$$

Donde:

$$C_A = 4\pi e^{\frac{3}{2}-\gamma}$$

$$b_{pss} = \frac{\mu B}{2\pi Kh} \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right]$$

Tabla 13. Tiempo de balance de materia para pozos de gas- Blasingame. Elaboración propia

<b>Parámetros</b>	<b>Pozos de gas</b>
<b>Pseudo-presión normalizada</b>	$p_p = \left( \frac{\mu Z}{p} \right)_i \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp \dots (1)$
<b>Pseudo-tiempo de balance de materia</b>	$t_{ca} = \left( \frac{\mu C_t}{q} \right)_i \int_0^p \frac{q}{\mu C_t} dt \dots (2)$
<b>Compresibilidad del gas</b>	$C_g = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} = \frac{ZRT}{pM_g} \frac{d}{dp} \left( \frac{PM_g}{ZRT} \right) = \frac{Z}{p} \frac{d}{dp} \left( \frac{p}{Z} \right) \dots (3)$
<b>Pozo de gas con base en el balance de materia</b>	$\frac{p}{Z} = \left( \frac{p}{Z} \right)_i \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right)$ <p>Diferenciando la ecuación</p> $q = - \frac{Z_i G}{p_i} \frac{d}{dt} \left( \frac{p}{Z} \right) = - \frac{Z_i G}{p_i} \frac{d}{dp} \left( \frac{p}{Z} \right) \frac{dp}{dt}$ <p>Sustituyendo la ecuación de compresibilidad del gas (ec3):</p> $q = - \frac{Z_i G C_g p}{Z p_i} \frac{dp}{dt}$

Agregando la ecuación de pseudo-tiempo de balance de materia

(ec2):

$$t_{ca} = -\frac{G}{q} \left( \frac{\mu Z C_t}{p} \right)_i \int_{p_i}^p \frac{p}{Z \mu} dp = \frac{G C_{ti}}{q} (p_{pi} - p_p)$$

Reacomodando

$$\frac{p_{pi} - p_p}{q} = \frac{t_{ca}}{G C_{ti}} \dots ec(4)$$

Al-Hussainy and Ramey (1966) señalaron que cuando el flujo de gas monofásico entra al estado pseudo-estacionario, se tiene:

$$\frac{p_p - p_{pwf}}{q} = \frac{(\mu B)_i}{2\pi K h} \left[ \frac{1}{2} \text{Ln} \left( \frac{4A}{C_A e^{\gamma} r_w^2} \right) \right]$$

Sustituyendo (ec4):

$$\frac{p_{pi} - p_{pwf}}{q} = \frac{t_{ca}}{G C_{ti}} + \frac{(\mu B)_i}{2\pi K h} \left[ \frac{1}{2} \text{Ln} \left( \frac{4A}{C_A e^{\gamma} r_w^2} \right) \right]$$

Reacomodando:

$$\frac{\Delta p_p}{q} = m_a t_{ca} + b_{a.pss} \dots (ec5)$$

Donde:

$$\Delta p_p = p_{pi} - p_{pwf}$$

$$m_a = \frac{1}{G C_{ti}}$$

$$b_{a.pss} = \frac{(\mu B)_i}{2\pi K h} \left[ \frac{1}{2} \text{Ln} \left( \frac{4A}{C_A e^{\gamma} r_w^2} \right) \right]$$

Reordenando(ec5):

$$\frac{\Delta p_p}{q} b_{a.pss} = \frac{1}{1 + \frac{m_a}{b_{a.pss}} t_{ca}} \dots (ec6)$$

Por lo tanto, se obtendrá:

$$q_{Dd} = \frac{1}{1 + t_{caDd}}$$

Donde:

$$q_{Dd} = \frac{b_{a.pss}}{\Delta p_p}$$

$$t_{caDd} = \frac{m_a}{b_{a.pss}} t_{ca}$$

***Cuando el gas entra a flujo dominado por el límite (pseudo-estacionario)***

**Para un yacimiento circular cerrado:**

$$t_{caDd} = \frac{m_a}{b_{a.pss}} t_{ca} = \frac{k}{r_{eD}^2 r_w^2 \phi C_{ti} (\mu B) \frac{1}{2} \left( \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right)} t_{ca}$$

$$= \frac{t_{caD}}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$$

$$q_{Dd} = \frac{b_{a.pss}}{\Delta p_p} = \frac{(\mu B)_i}{2\pi K h \Delta p_p} \left[ \frac{1}{2} \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right]$$

$$\approx q_{dD} \left( \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right)$$

Tabla 14. Curva de declinación adimensional- Blasingame. Elaboración propia

**Parámetros**

<b>Gasto normalizado</b>	<b>Tiempo de balance de materia</b>	$t_{cD} = \frac{N_{pD}}{q_D} = \frac{1}{q_D} \int_0^{t_D} q_D(\tau) d\tau$
	<b>Gasto de declinación</b>	$q_{Dd} = \frac{b_{a.pss}}{\Delta p_p} = \frac{(\mu B)_i}{2\pi K h \Delta p_p} \left[ \frac{1}{2} \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right]$ $\approx q_{dD} \left( \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right)$
	<b>Tiempo de balance de materia</b>	$t_{cDd} = \frac{m}{b_{pss}} t_c = \frac{t_{cD}}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$
	<b>Tiempo de balance de materia</b>	$t_{caDd} = \frac{m_a}{b_{a.pss}} t_{ca} = \frac{t_{caD}}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \text{Ln} \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$
<b>Integral normalizada</b>	<b>Producción acumulada</b>	$N_{pDd} = \frac{1}{q_D} \int_0^{t_{Dd}} q_D(\tau) d\tau$
	<b>Gasto de declinación</b>	$q_{Ddi} = \frac{N_{pDd}}{t_{Dd}} = \frac{1}{t_{Dd}} \int_0^{t_{Dd}} q_{Dd}(\tau) d\tau$
<b>Integral derivada normalizado</b>	<b>Gasto de declinación</b>	$q_{Ddid} = \frac{dq_{Ddi}}{d \text{Ln} t_{Dd}} = -t_{Dd} \frac{dq_{Ddi}}{d t_{Dd}} = -t_{Dd} \frac{d \left( \frac{N_{pDd}}{t_{Dd}} \right)}{d t_{Dd}}$ En flujo dominado por el límite $q_{Ddid} = q_{Ddi} - q_{Dd}$

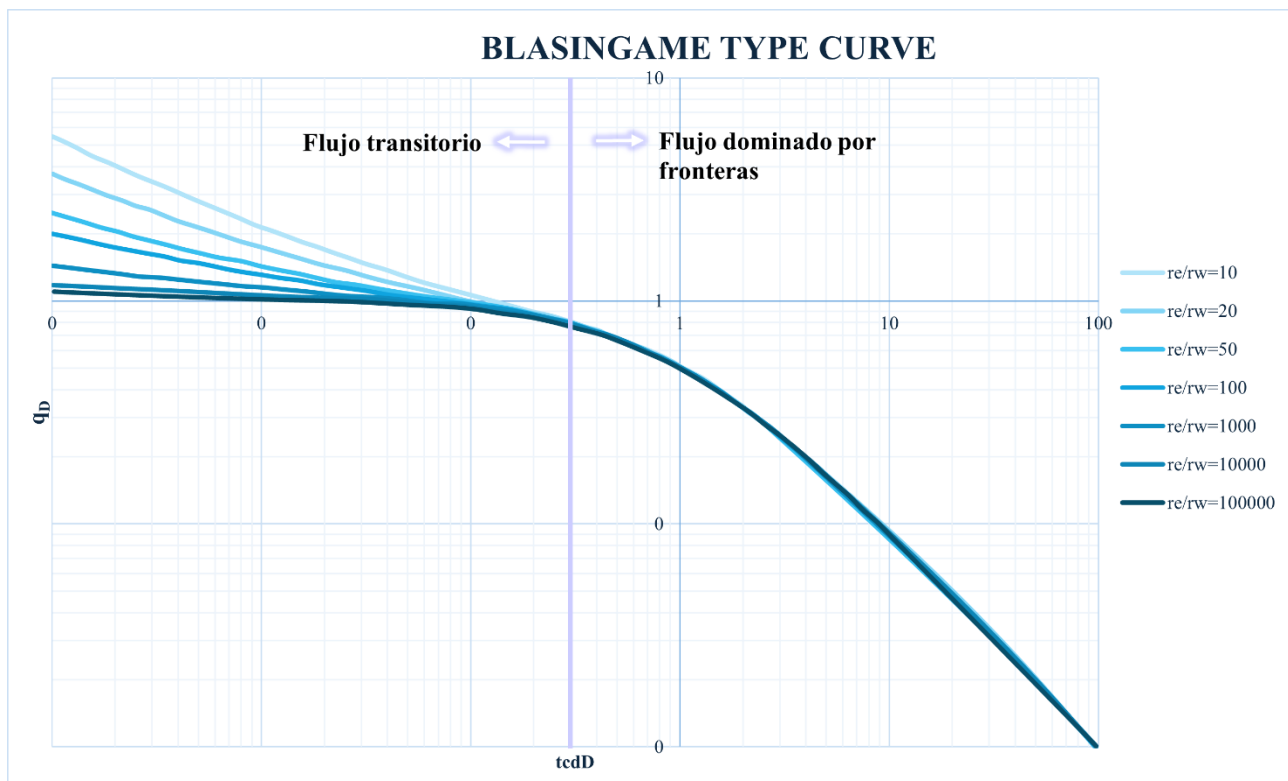


Figura 18. Curva tipo Blasingame  $-q_D$ . Elaboración propia. (Sun, 2015)

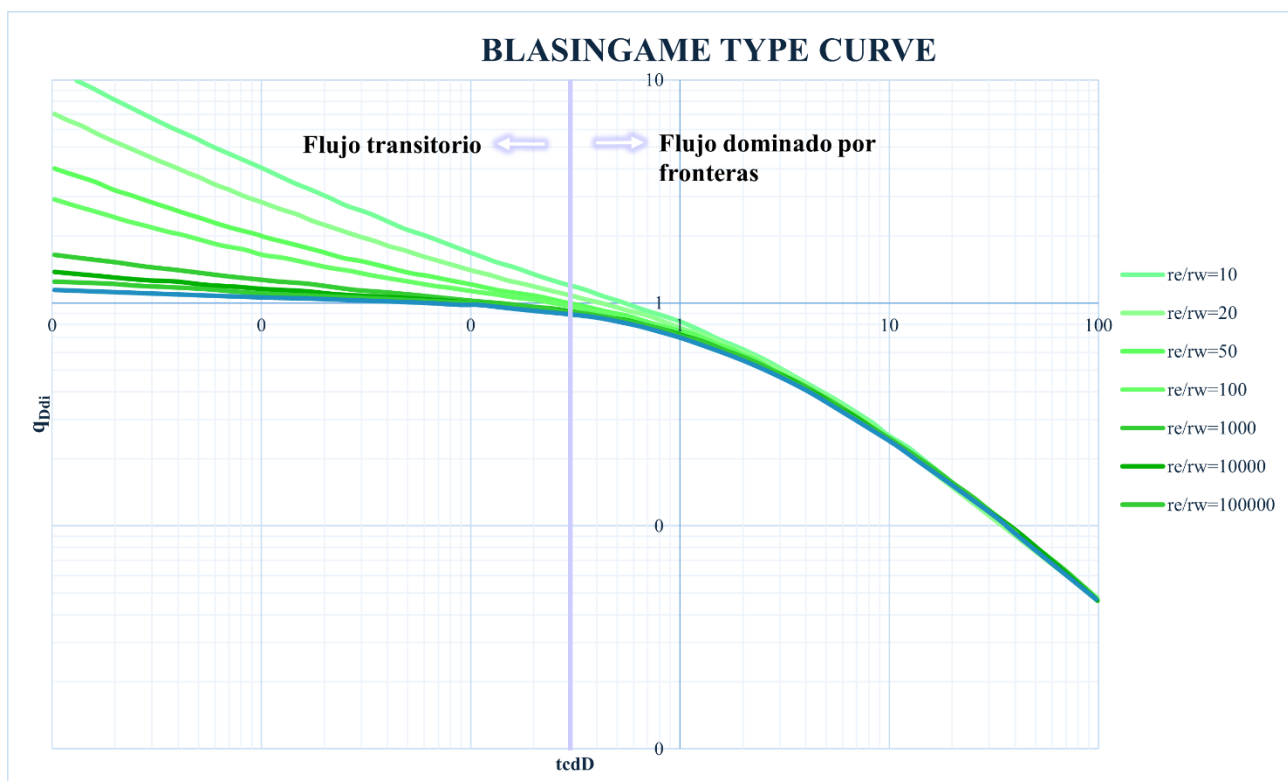


Figura 17. Curva tipo Blasingame  $-q_{Ddia}$ . Elaboración propia. (Sun, 2015)

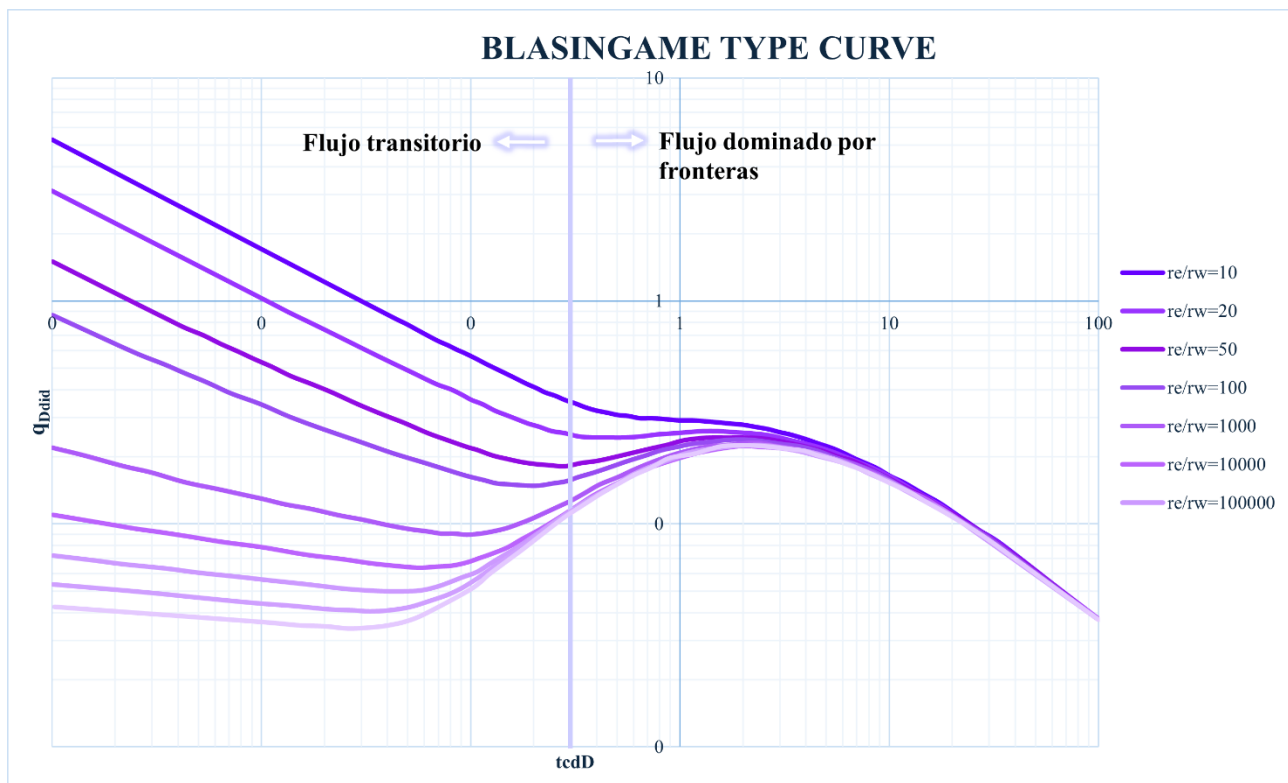


Figura 20. Curva tipo Blasingame  $-q_{Ddid}$ . Elaboración propia. (Sun, 2015)

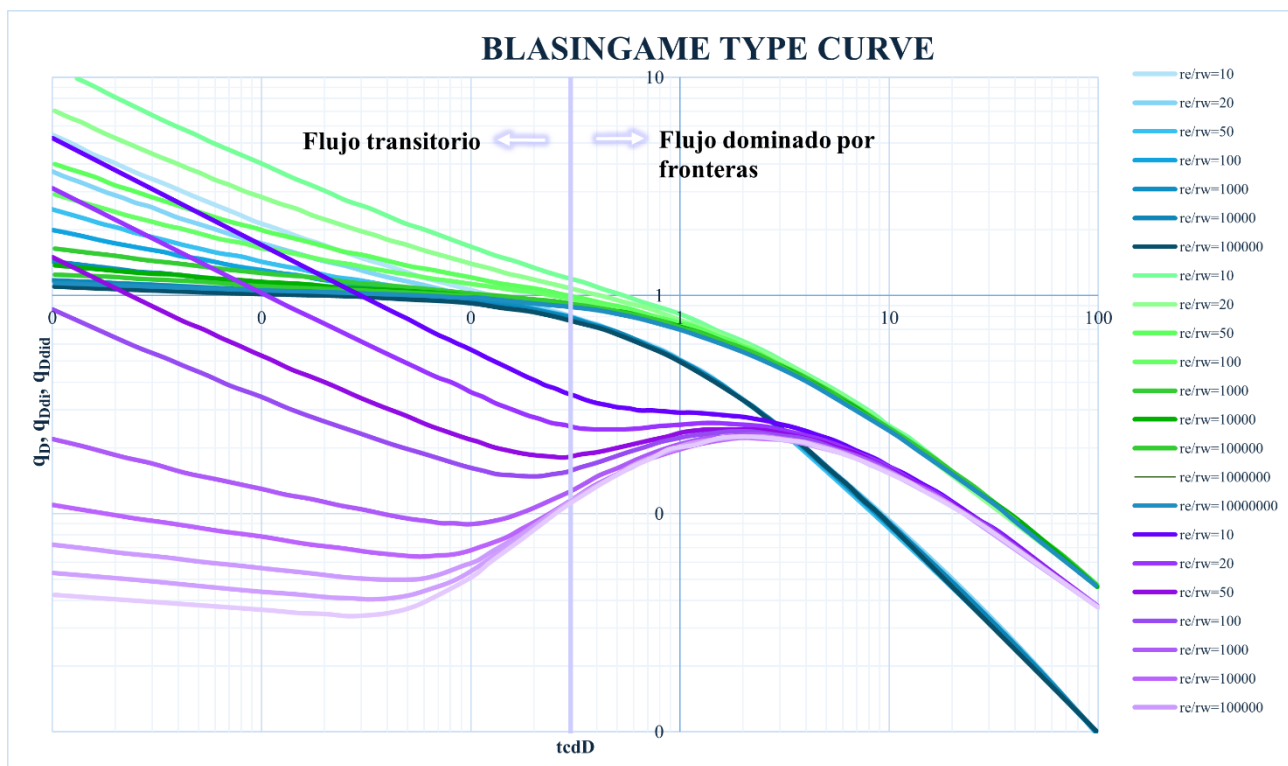


Figura 19. Curva tipo Blasingame. Elaboración propia. (Sun, 2015)



*Agarwal-Gardner*

El método de Agarwal-Gardner (1998) representa una evolución del método de Blasingame, con el objetivo de mejorar la precisión de los resultados mediante modificaciones en las variables adimensionales y la incorporación de curvas derivadas adicionales.

Este método se basa en los mismos principios fundamentales que el de Blasingame, tales como:

- El uso de gastos normalizados ( $q/\Delta p_p$ ) y tiempos de balance de materia ( $t_{CD}$ ), los cuales permiten analizar al yacimiento independientemente de las restricciones de producción (gasto variable/perfiles de presión) integrando además la variación de presión y la compresibilidad del gas en el análisis.

No obstante, Agarwal-Garden complementa estos conceptos mediante la introducción de parámetros adimensionales basados en el área de drene y deriva nuevas curvas tipo, para mejorar la dispersión de las curvas en la región de flujo transitorio. Al igual que Blasingame, este método emplea soluciones de declinación a presión constante y a gastos constante (similar a las de Fetkovich) pero construye sus curvas tipo a partir de la inversa de la solución de presión para un diagnóstico más claro.

A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas para la construcción de las curvas tipo del método de Agarwal-Garden.

*Tabla 15. Ecuaciones utilizadas para el método de Agarwal-Gardner. Elaboración propia*

<b>Parámetros</b>	<b>Ecuaciones</b>
<b>Variables adimensionales</b>	$p_D = \frac{2\pi Kh(p_i - p_{wf})}{q\mu B}$ $t_D = \frac{Kt}{\phi\mu c_T r_w^2}$ $r_D = \frac{r}{r_w}$ $r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}$
<b>Tiempo y gasto adimensional introducido por Agarwal, basado en el área de drene</b>	$t_{DA} = \frac{Kt}{\phi\mu c_T r_w^2} \frac{r_w^2}{A} = t_D \frac{1}{\pi(r_{eD}^2 - 1)} = \beta t_D$ $q_D = \frac{1}{p_D} = \frac{q\mu B}{2\pi Kh(p_i - p_{wf})}$
<b>Curvas de gasto adimensional</b>	$p_D = 2\pi t_{DA} + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4}$ $q_D = \frac{1}{p_D} = \frac{1}{2\pi t_{DA} + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4}}$

*Curva derivada de presión normalizada inversa adimensional, introducido por Agarwal*

$$\frac{1}{DER} = \frac{1}{\frac{\partial p_D}{\partial \ln t_{DA}}} = \frac{1}{t_{DA} \frac{\partial p_D}{\partial \ln t_{DA}}} = \frac{1}{t_{DA} p'_D}$$

*Curva derivada-integral de presión normalizada inversa adimensional, introducido por Agarwal*

$$\frac{1}{DERI} = \frac{1}{\frac{\partial p_{Di}}{\partial \ln t_{DA}}} = \frac{1}{t_{DA} \frac{\partial p_{Di}}{\partial \ln t_{DA}}} = \frac{1}{p_D - p_{Di}}$$

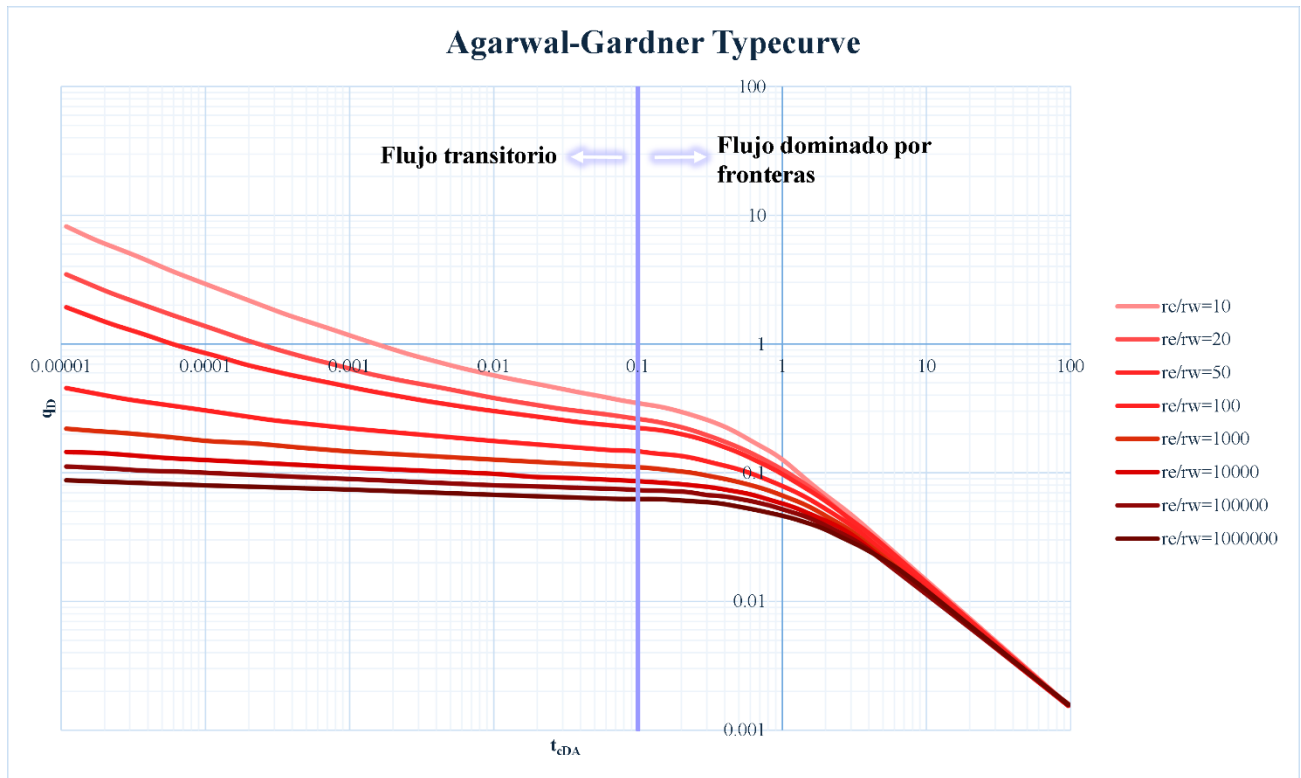


Figura 21. Curva tipo Agarwal  $q_D$ . Elaboración propia. (Sun, 2015)

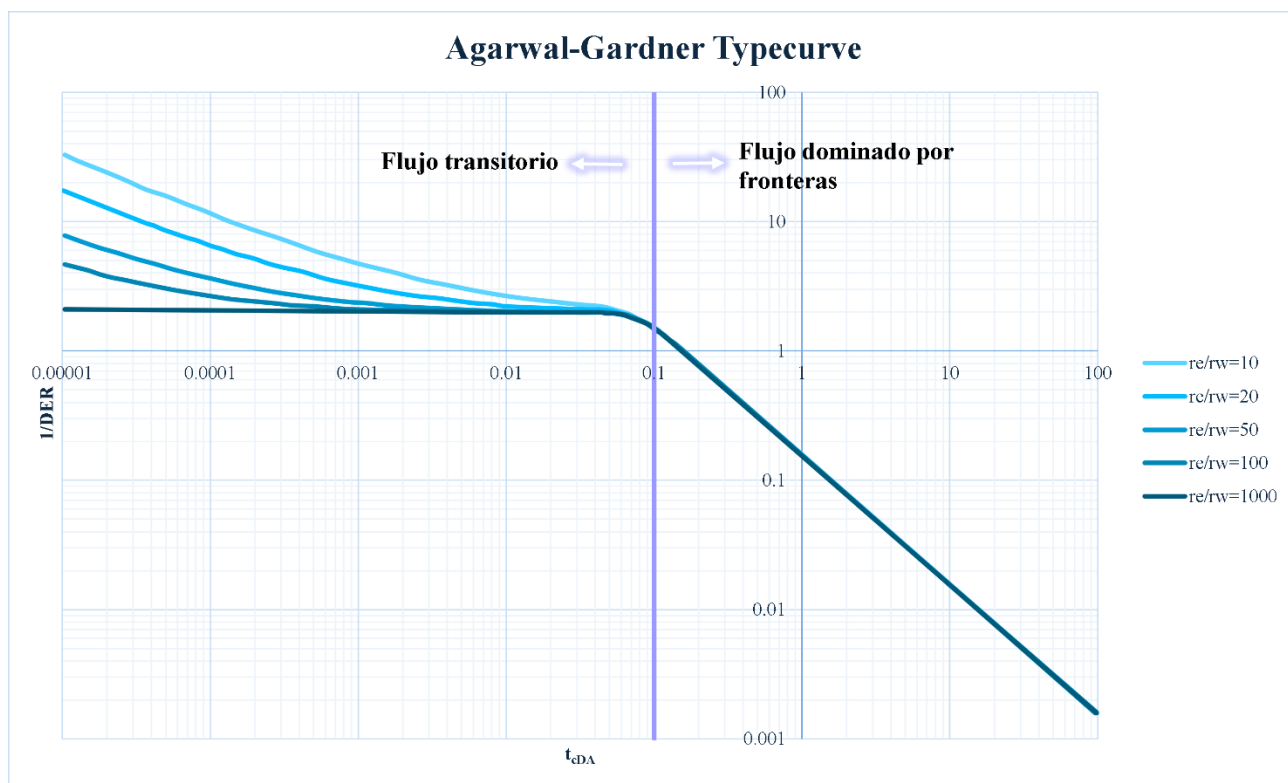


Figura 23. Curva tipo Agarwal-  $1/DER$ . Elaboración propia. (Sun, 2015)

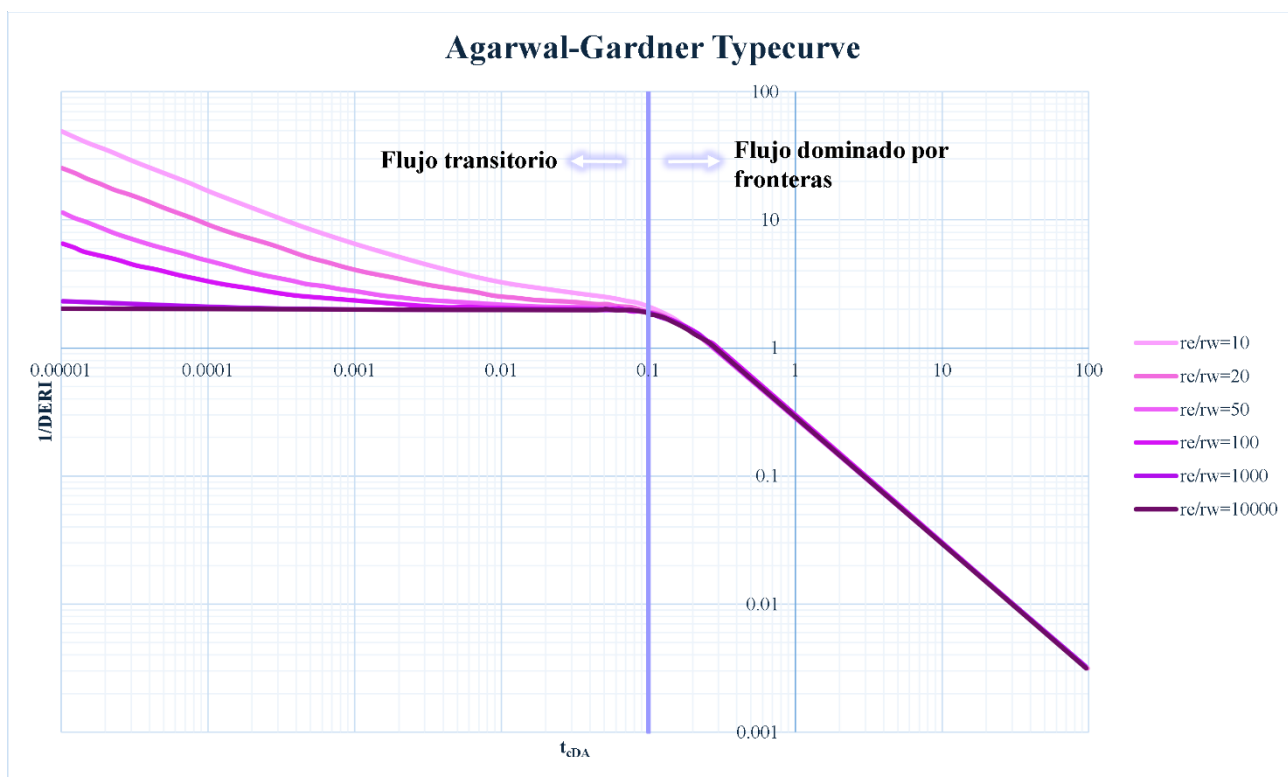


Figura 22. Curva tipo Agarwal-  $1/DERI$ . Elaboración propia. (Sun, 2015)

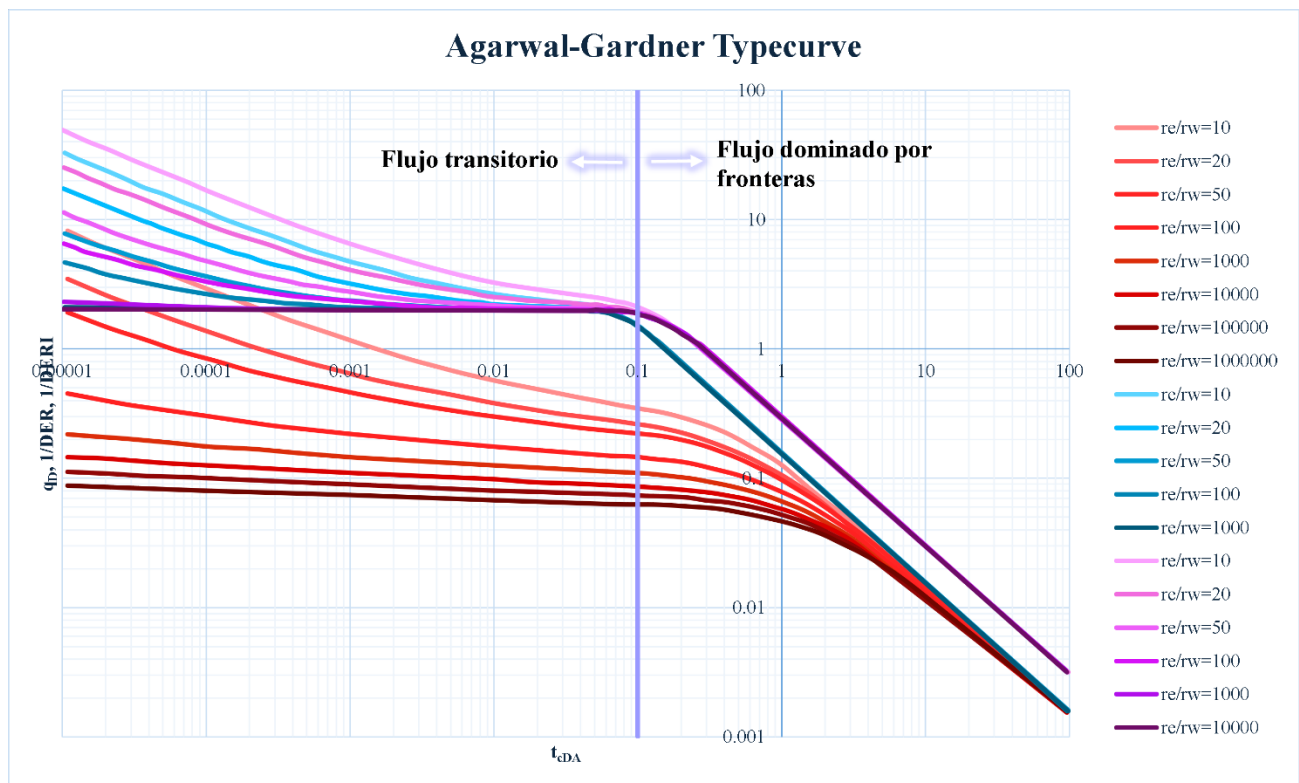


Figura 24. Curva tipo Agarwal. Elaboración propia. (Sun, 2015)

Tabla 16. Interpretación de las curvas tipo: Integral, derivada e integral-derivada. Elaboración propia (Fastrta, 2016)

<i>Curva tipo</i>	<i>Mas útil para</i>	<i>Desventajas</i>	<i>Usado en análisis</i>
<b><i>Integral</i></b>	Eliminar la dispersión de conjuntos de datos ruidosos	Disminuye la señal del yacimiento	Fetkovich, Blasingame
<b><i>Derivada</i></b>	Amplifica la señal del yacimiento incrustada en los datos de producción	Amplifica el ruido a menudo inutilizable	Agarwal-Gardner
<b><i>Integral-derivada</i></b>	Maximiza las fortalezas de la integral y la derivada	Aún puede ser ruidoso	Blasingame

### Balance de materia

Este método es uno de los métodos más utilizados para estimar reservas, el volumen original de aceite (N). Se fundamenta en la conservación de la masa, en otras palabras:

$$\text{Hidrocarburos producidos} = \text{Hidrocarburos iniciales} - \text{Hidrocarburos remanentes}$$

Basado en la teoría, a medida que se producen fluidos de un yacimiento, los restantes se expandirán para llenar el espacio dejado por los fluidos producidos o, alternativamente, otros fluidos pueden invadir el yacimiento.

Las siguientes son las suposiciones que se deben tener en cuenta para utilizar el método:

- Modelo tanque a volumen constante (dimensión cero)
- Propiedades PVT representativas, se deben considerar uniformes
- Presiones y saturaciones se distribuyen de forma constante
- Datos confiables
- Para yacimientos con presión inicial normal, pueden despreciarse: Cambios de volumen del agua intersticial con la presión, de la porosidad con la presión, y la evolución del gas disuelto en el agua intersticial con el decremento de presión (Martínez García Bernando, 2017).

A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas para el método de balance de materia

***Ecuación general de balance de materia***

$$N(B_o - B_{oi}) + N(R_s - R_{si})B_g + mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 - m)NB_{oi} \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p + (w_e - w_p)B_w = N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g]$$

***En términos de  $B_t$  (Factor de total de formación):***

$$N(B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)NB_{ti} \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p + (w_e - w_p)B_w = N_p[B_t + (R_p - R_s)B_g]$$

<b><i>Factor de recuperación</i></b>	$F = \frac{N_p}{N}$
<b><i>Producción</i></b>	$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g]$
<b><i>Expansión de aceite más gas disuelto</i></b>	$N(B_o - B_{oi}) + N(R_s - R_{si})B_g$
<b><i>Expansión de la capa de Gas</i></b>	$mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$
<b><i>Expansión de fluidos a través de medios porosos</i></b>	$(1 - m)NB_{oi} \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p$
<b><i>Entrada de agua</i></b>	$(w_e - w_p)B_w$
<b><i>Tamaño de la capa de gas</i></b>	$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$
<b><i>Relación de gas-aceite</i></b>	$R_p = \frac{G_p}{N_p}$

**Volumen original de  
aceite (reservas)**

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] - (w_e - w_p) B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_s - R_{si}) B_g + m B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 - m) B_{oi} \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p}$$

La confiabilidad de las reservas estimadas por balance de materia depende de la calidad de los datos PVT, petrofísicos, registros de presión y producción y de la correcta aplicación del modelo.

*“En general, la mejor precisión con la que se puede contar a partir de los cálculos de balance de materiales es de  $\pm 10\%$  después de la producción de al menos el 10% de petróleo in situ” (DeSorcy, 1979).*

En general las estimaciones de balance de materia muestran baja sensibilidad a pequeños errores de entrada; sin embargo, esta robustez se degrada cerca del punto de burbuja, donde pequeñas incertidumbres en los factores de volumen de formación de petróleo o gas, la solubilidad del gas y la presión pueden ser muy grandes.

Si existe un casquete de gas de magnitud apreciable, las estimaciones del petróleo in situ puede verse fuertemente afectada a menos que se determine con alta exactitud las presiones promedio del yacimiento, debido al impacto desproporcionado de los errores de presión sobre la expansión calculada del casquete.

Cuando un yacimiento opera por encima de punto de burbuja las estimaciones suelen ser menos precisas que para otras condiciones y los errores pueden llegar al 100%, y esto se debe a que el método de cálculo se supone que en todo momento existe un equilibrio de presión dentro del yacimiento. Por otro lado, cuando un yacimiento se encuentra en condiciones de subsaturado, la presión en cualquier región del yacimiento estará sujeta al volumen de hidrocarburos y al gasto de producción.

*Si un yacimiento de gas tiene buena transmisibilidad y es de volumen constante y sin condensación retrógrada, el método de balance de materia, pueden tener una precisión del  $\pm 10\%$  después de que se hayan producido aproximadamente el 10% de las reservas. (DeSorcy, 1979)*

## Método probabilístico de estimación de reservas

### Monte Carlo

El análisis de riesgo comprende los métodos orientados a identificar y, cuantificar la incertidumbre asociada a las decisiones de inversión. Por riesgo se entiende, en sentido estricto, la posibilidad de pérdida y, en un sentido más amplio, la variabilidad de pérdidas o ganancias derivada de eventos aleatorios. Por análisis, nos referimos a la estimación cuantitativa de ese riesgo.

Por ello, la técnica específica de análisis de riesgo denominada simulación de Monte Carlo es una herramienta estadística que genera distribuciones de probabilidad para variables clave, entre ellas, las reservas de petróleo y gas, la exposición del capital y varios criterios económicos, como el valor presente neto (VPN) y el retorno de capital (TIR). Este enfoque sustituye los valores puntuales por rangos (distribuciones) y exige familiaridad con conceptos de probabilidad y variables aleatorias.

En términos simples, *“una variable aleatoria es una variable o parámetro que puede describirse mediante una distribución de probabilidad, que a su vez es un gráfico que relaciona la probabilidad con el valor”* (Murtha, 1997)

El procedimiento inicia con la formulación del modelo (conjunto de ecuaciones, supuestos y la lógica que relaciona los parámetros). En este caso, se empleará el modelo volumétrico para estimar las reservas (N), donde:

*Tabla 17. Ecuación para cálculo de reservas-método Monte Carlo. Elaboración propia*

<i>Parámetros de salida</i>	<i>Parámetros de entrada</i>
<p><b>Reserva</b></p> $N = R = \frac{Ah\phi(1 - S_w)F_r}{B_o}$	<p><i>A: Area</i></p> <p><i>h: Espesor</i></p> <p><i>ϕ: Porosidad</i></p> <p><i>S<sub>w</sub>: Saturación de agua</i></p> <p><i>F<sub>r</sub>: Factor de recuperación</i></p> <p><i>B<sub>o</sub>: Factor volumétrico de aceite</i></p>

Es fundamental precisar lo que este método no hace:

- No toma decisiones, únicamente prepara la información para respaldar la toma de decisiones.
- No realiza análisis de datos; ese trabajo corresponde a herramientas y procesos complementarios.
- No resuelve problemas de optimización; las distribuciones de salida sirven como ingredientes para la optimización
- No ofrece modelos prediseñados; cada caso requiere construir su propio modelo conforme a sus supuestos y datos.

# CAPÍTULO V. APLICACIÓN: CASO PRÁCTICO

En este capítulo se presenta la aplicación práctica del trabajo utilizando datos del complejo petrolero Bellota-Chinchorro, desarrollando de manera ordenada el procedimiento para estimar y certificar reservas mediante curvas de declinación, curvas tipo, balance de materia y Monte Carlo, demostrando que estos métodos permiten sustentar técnicamente la certificación de reservas a partir del análisis e integración de la información disponible.

## Información del área de estudio

Para comenzar, el siguiente caso se basa en datos del Campo Y, ubicado en Tabasco en la región Sur de las Cuencas del Sureste, formando parte del complejo petrolero Bellota-Chinchorro, México. Se trata de un yacimiento de edad Cretácico Inferior y Cretácico Medio. La figura 25, se muestra la ubicación del yacimiento y del pozo.

El fluido producido corresponde a un aceite volátil. El análisis de centrará en el pozo YG-33, seleccionado por tener un historial de producción representativo y datos confiables de presión.

La tabla 18 se colocan las características del yacimiento, los cuales se obtuvieron mediante pruebas PVT, registro de prueba de producción y estado mecánico del pozo YG-33.

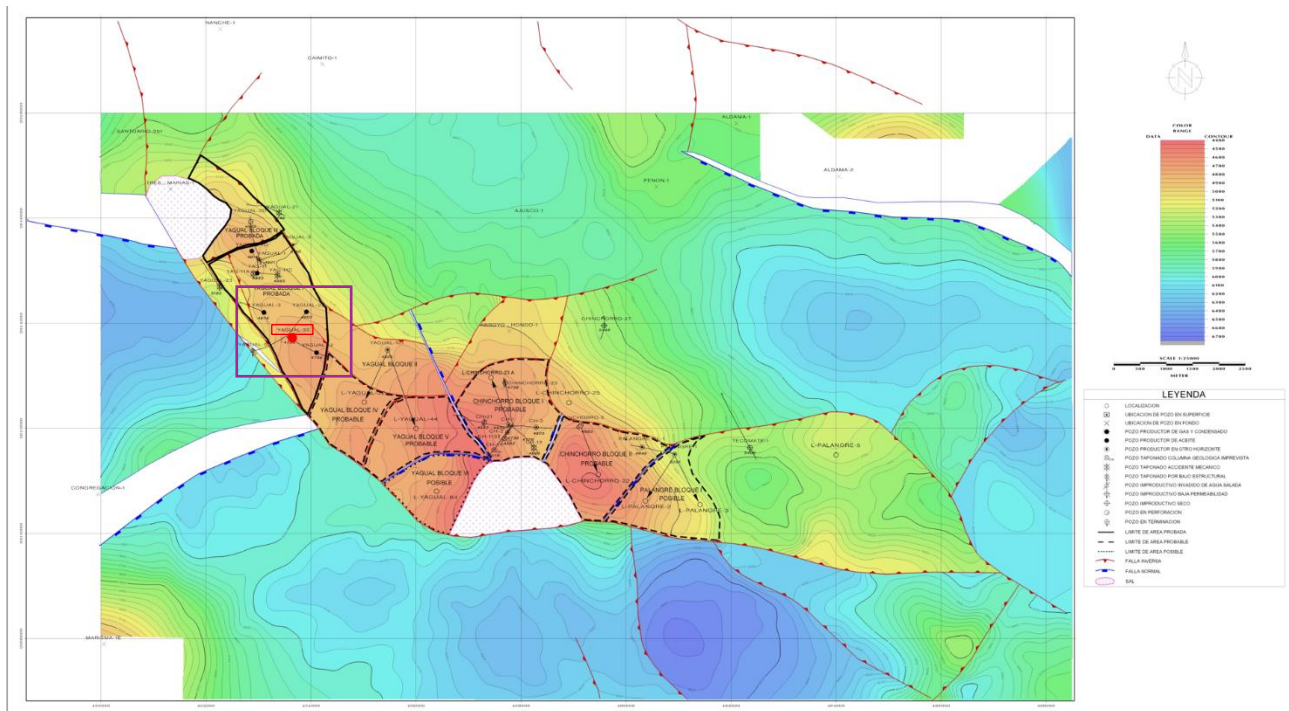


Figura 25. Configuración de Campo Y, Pozo YG-33, región Sur



Tabla 18. Características generales del yacimiento y pozo. Elaboración propia

	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b>Características</b>	Nombre del pozo	YG-33	
	Campo	Y	
	Región	Sur	
	Litología/Edad	Calizas dolomitizadas /Cretácico Inferior y Cretácico Medio	
	Tipo de Yacimiento	Cuenca del Sureste	
	Tipo de Fluido	Aceite volátil	
<b>Propiedades petrofísicas</b>	Porosidad	8.1	%
	Espesor neto productor	242 / 793.963	mv/ft
	Saturación de agua Sw		%
<b>Propiedades de los fluidos</b>	Viscosidad @CY	0.56	cP
	Gravedad API	36	
	Densidad @CY	0.7131	g/cc
	Compresibilidad @CY Co	6.05 x10 <sup>-6</sup>	1/psi
	Factor volumétrico del aceite Bo	1.44	m3/m3
	Relación de gas-aceite (separación flash)	162/909.562	m3/m3, scf/stb0
	Presión punto de burbuja	3043.8	psi
<b>Propiedades del yacimiento</b>	Presión inicial	13626	psi
	Temperatura	269.78	°F

Al analizar los valores de presiones, se observa que la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbujeo (13626 psi > 3043.8 psi), lo que significa que el yacimiento es bajosaturado, es decir, existe solamente aceite en el yacimiento. El gas producido es liberado mientras el aceite fluye por el pozo o la línea de descarga.

Continuando con el análisis, la producción del pozo YG-33 inicio desde el año 2004 hasta 2007, la cual se mostrará en la tabla 19, en la figura 27 se observa el histórico de producción con su respectiva

producción acumulada y en la figura 28 el histórico de producción con las presiones obtenidas de un registro de presión de fondo fluyente (RPF).

*Tabla 19. Producción y presiones del pozo YG-33*

<b>Fecha (DD/MM/YYYY)</b>	<b>Tiempo (Meses)</b>	<b>Tiempo (Horas)</b>	<b>Producción diaria mensual (MBS/DÍA)</b>	<b>Acumulada (MMBS)</b>	<b>Presión de fondo fluyendo (psi)</b>
31/08/2004	1	0	283	0.009	13626
30/09/2004	2	720	3757	0.121	5482
31/10/2004	3	1464	4602	0.264	5405
30/11/2004	4	2184	5700	0.435	
31/12/2004	5	2928	5774	0.614	
31/01/2005	6	3672	5626	0.789	5407
28/02/2005	7	4344	5322	0.938	
31/03/2005	8	5088	5374	1.104	5405
30/04/2005	9	5808	5493	1.269	
31/05/2005	10	6552	5628	1.443	
30/06/2005	11	7272	6076	1.626	5369
31/07/2005	12	8016	5869	1.808	
31/08/2005	13	8760	5864	1.989	5366
30/09/2005	14	9480	5574	2.157	
31/10/2005	15	10224	5192	2.318	3473
30/11/2005	16	10944	4989	2.467	
31/12/2005	17	11688	4914	2.620	3470
31/01/2006	18	12432	5003	2.775	
28/02/2006	19	13104	5000	2.915	
31/03/2006	20	13848	5000	3.070	
30/04/2006	21	14568	4346	3.200	
31/05/2006	22	15312	4346	3.335	3458
30/06/2006	23	16032	4346	3.465	
31/07/2006	24	16776	4347	3.600	
31/08/2006	25	17520	4270	3.732	3458
30/09/2006	26	18240	4346	3.863	
31/10/2006	27	18984	4352	3.998	
30/11/2006	28	19704	4346	4.128	
31/12/2006	29	20448	4346	4.263	3458
31/01/2007	30	21192	4346	4.397	
28/02/2007	31	21864	4346	4.519	
31/03/2007	32	22608	3658	4.633	
30/04/2007	33	23328	1746	4.685	
31/05/2007	34	24072	2379	4.759	
30/06/2007	35	24792	2289	4.827	3447

### Histórico de producción Y-33

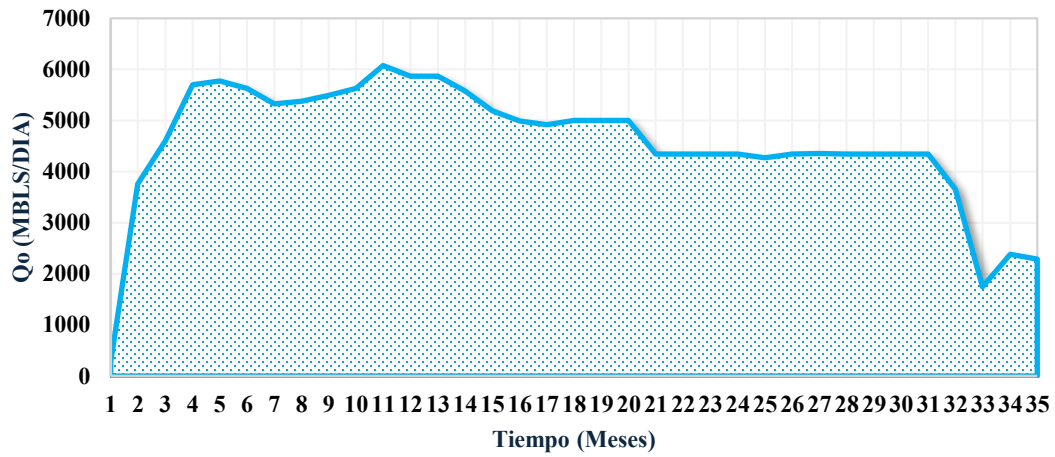


Figura 28. Histórico de producción de pozo Y-33 con respecto al tiempo en meses. Elaboración propia.

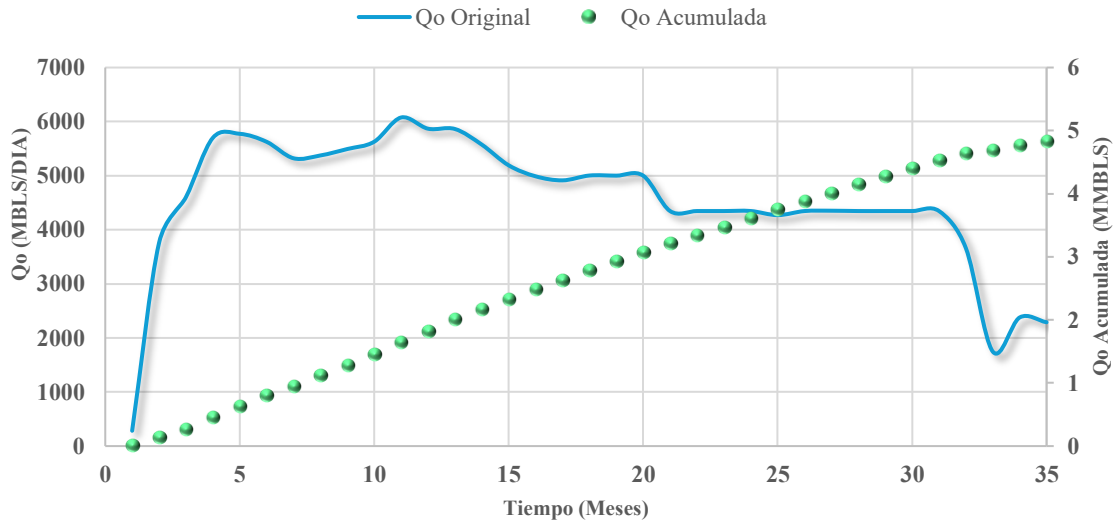


Figura 27. Historia de producción pozo YG-33 con datos de presión con respecto al tiempo en meses. Elaboración propia

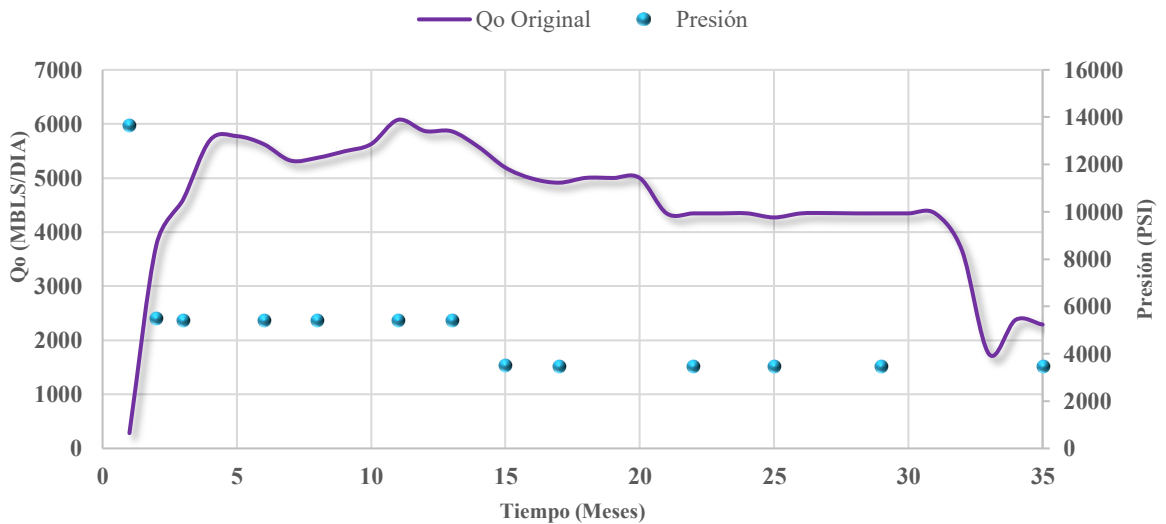


Figura 26. Historia de producción pozo YG-33 con producción acumulada con respecto al tiempo en meses. Elaboración propia

Teniendo en cuenta los datos del campo a continuación se aplicarán los métodos para determinar las reservas.

## Implementación de metodologías para la estimación de reservas

### Curvas de declinación

En este apartado se estimarán las reservas 1P, 2P y 3P a partir del análisis mediante curvas de declinación. De acuerdo con la clasificación de la PRMS, estas categorías representan distintos niveles de incertidumbre en el volumen recuperable del yacimiento: 1P corresponde al escenario más conservador, 2P a la mejor estimación del volumen recuperable y 3P a un escenario optimista.

El desarrollo de este método se realizará utilizando la herramienta de Excel. Posteriormente, se seguirá el siguiente procedimiento:

#### *Estimación de reservas 3P*

1. Teniendo los datos de la tabla 19, se organizarán los datos y se pasará el tiempo a meses.

<b>TIEMPO</b>	<b>Qo</b>	<b>Qo</b>
<b>(MES)</b>	<b>MENSUAL</b>	<b>ACUMULADA</b>
	<b>(MBLS/DIA)</b>	<b>(MMBLS)</b>
1	0.2828	0.009
2	3.7569	0.121
3	4.6023	0.264
4	5.6998	0.435
5	5.7740	0.614
6	5.6263	0.789
7	5.3219	0.938
8	5.3743	1.104
9	5.4932	1.269
10	5.6282	1.443
11	6.0760	1.626
12	5.8688	1.808
13	5.8636	1.989
14	5.5744	2.157
15	5.1915	2.318
16	4.9885	2.467
17	4.9138	2.620
18	5.0027	2.775
19	5.0004	2.915
20	5.0004	3.070
21	4.3463	3.200
22	4.3463	3.335
23	4.3463	3.465

24	4.3465	3.600
25	4.2705	3.732
26	4.3463	3.863
27	4.3521	3.998
28	4.3463	4.128
29	4.3463	4.263
30	4.3463	4.397
31	4.3463	4.519
32	3.6575	4.633
33	1.7465	4.685
34	2.3785	4.759
35	2.2892	4.827

2. En escala cartesiana, se graficará  $Q_o$  vs  $Q_{oAcumulada}$  y en escala semilogarítmica, se graficará  $Q_o$  vs  $t$

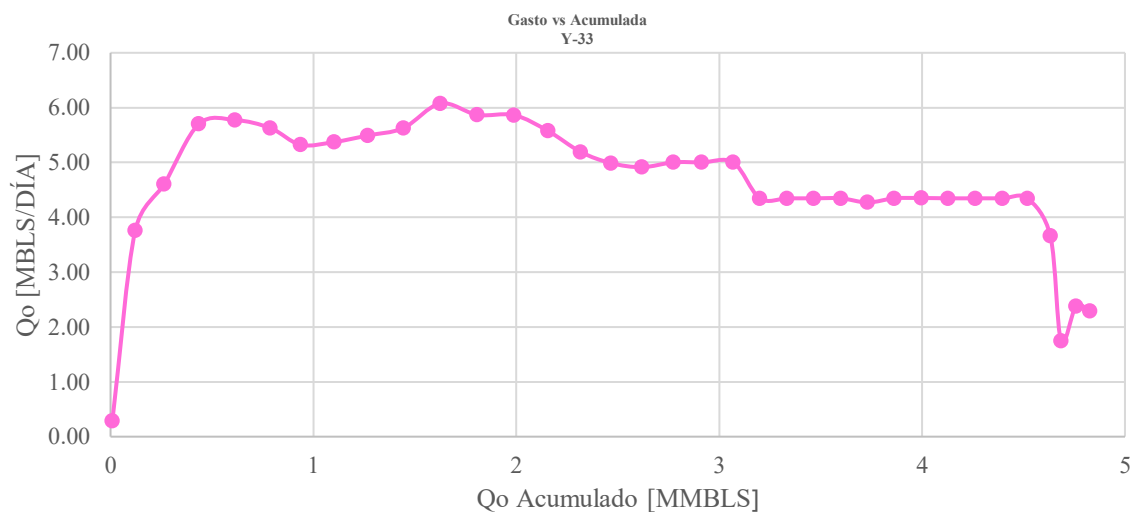


Figura 30. Gasto vs Gasto acumulado del pozo Y-33. Reservas 3P. Elaboración propia.

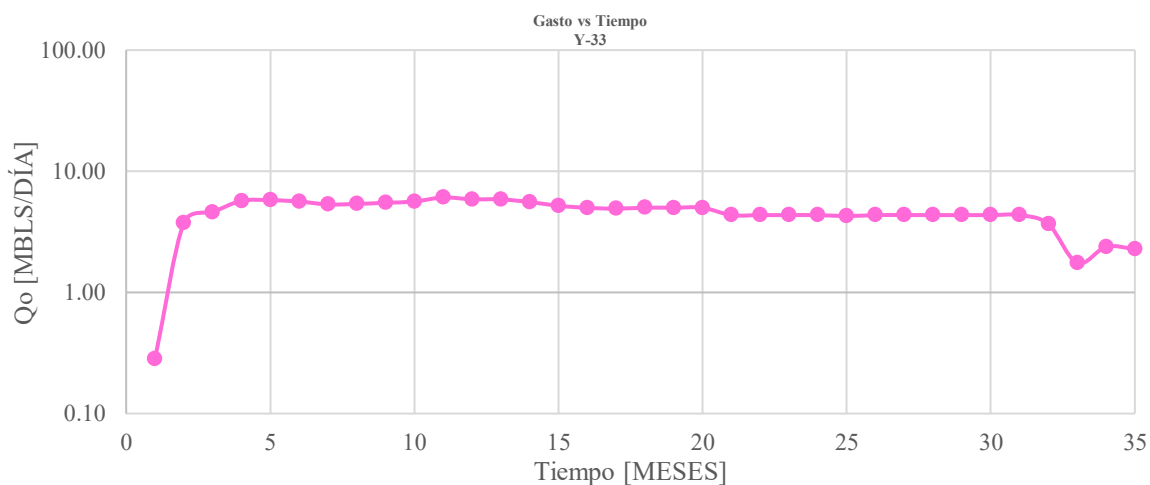


Figura 29. Gasto vs Tiempo del pozo Y-33. Reservas 3P. Elaboración propia.

- Se trazará la línea de tendencia que mejor se ajuste a los puntos más representativos del comportamiento de producción en ambos gráficos.

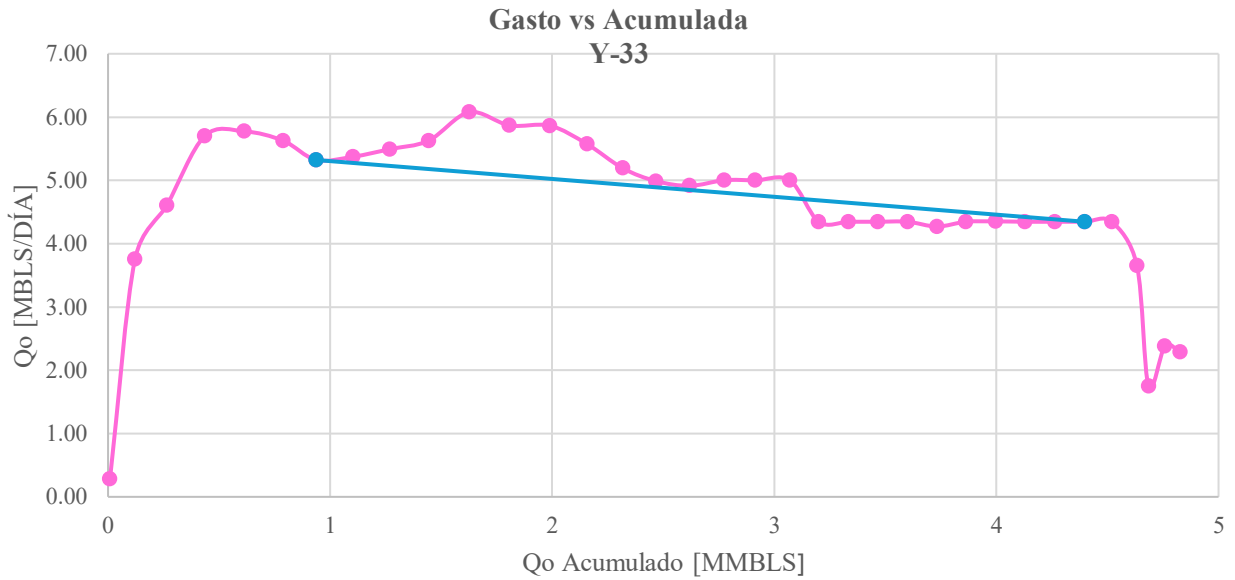


Figura 32. Línea recta en la gráfica de Gasto vs Gasto acumulado Y-33. Reservas 3P. Elaboración propia

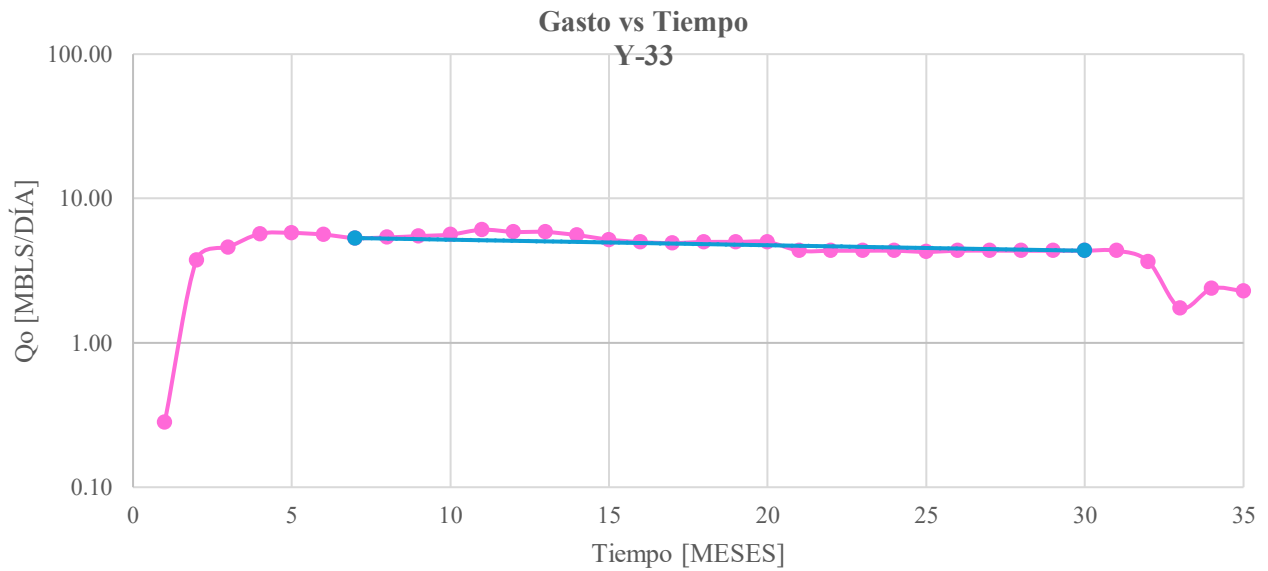


Figura 31. Línea recta en la gráfica de Gasto vs Tiempo Y-33. Reservas 3P. Elaboración propia

- Mediante el uso de Excel, la línea de tendencia se extrapolará hacia los ejes de ambos gráficos. La intersección con el eje Y permitirá estimar el gasto inicial de la producción  $q_i$ , mientras que la ecuación de la recta será obtenida directamente a partir del ajuste realizado.

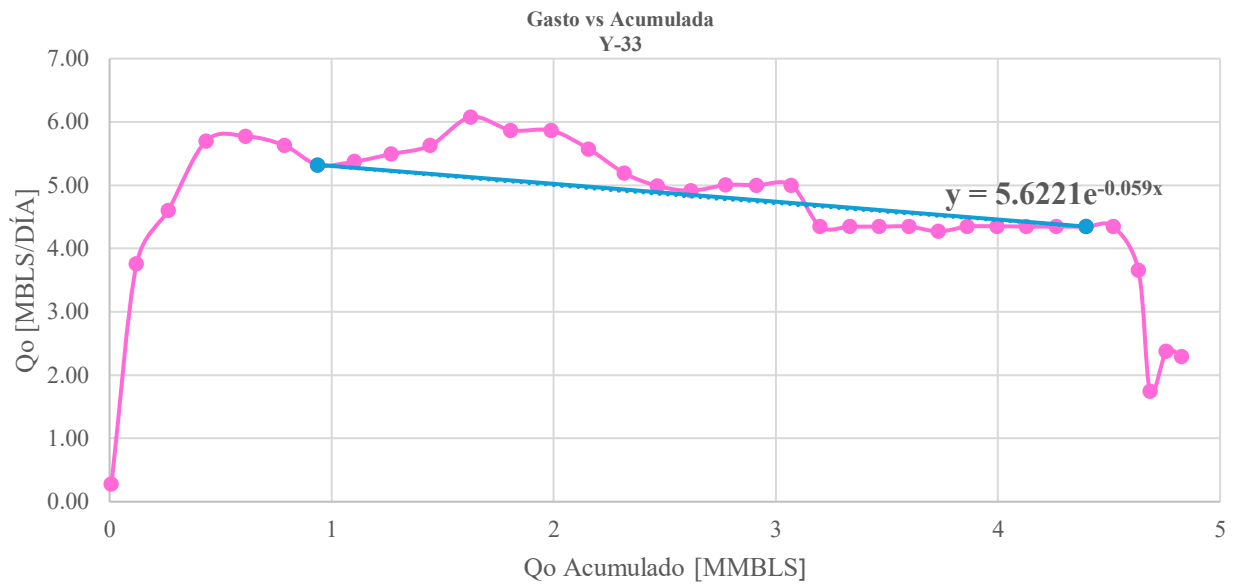


Figura 34. Tendencia de la gráfica de Gasto vs Gasto acumulado del pozo Y-33. Reservas 3P. Elaboración propia

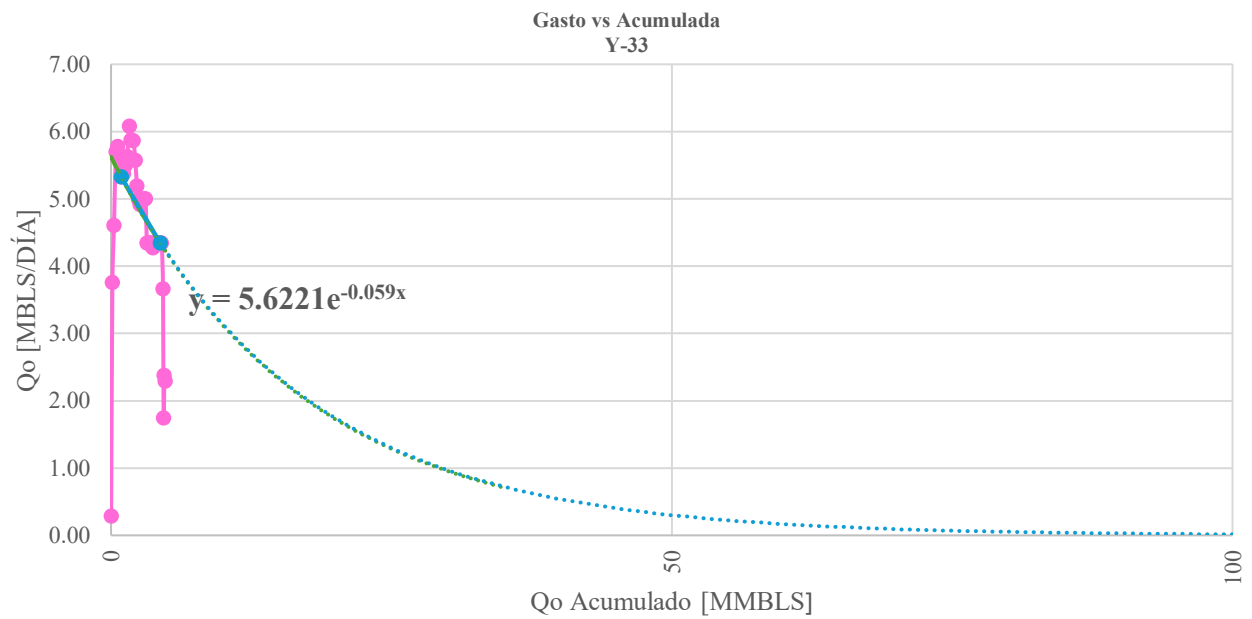


Figura 33. Intersección con los ejes de la gráfica de Gasto vs Gasto acumulado del pozo Y-33. Reservas 3P. Elaboración propia

En la gráfica de  $Q_o$  vs  $Q_{oAcumulada}$ , los valores de  $q_i$  y  $D_i$ , se determinarán a partir de la ecuación obtenida del ajuste.

$$y = 5.6221e^{-0.059x}$$

Esta ecuación se compara con la expresión general del modelo de declinación exponencial.

$$q = q_i e^{D_i t}$$

$$q = 5.6221 e^{-0.059 t}$$

Se identifican los siguientes parámetros:  $q_i = 5.6221$  y  $D_i = -0.059$

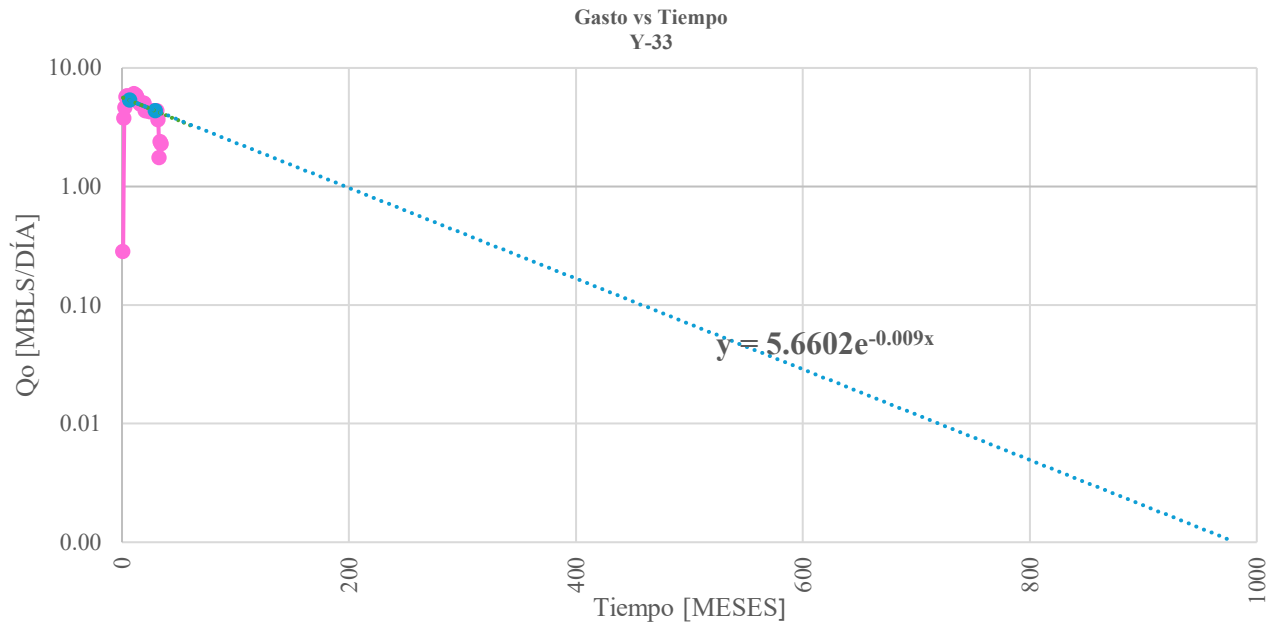


Figura 35. Intersección con los ejes de la gráfica de Gasto vs Tiempo del pozo Y-33. Reservas 3P. Elaboración propia

En el caso de la gráfica de  $Q_o$  vs  $t$ , la extrapolación de la línea de tendencia permite estimar el tiempo de abandono  $t_a$ , el cual corresponde al momento en que el gasto de producción tiende a cero.

5. Teniendo en cuenta las fórmulas, calcular  $N_p$ ,  $N$ ,  $Fr$  y finalmente las reservas.

$$N = \frac{EUR}{C_t(P_i - P_{wf})}$$

$$N_p = \frac{q_i - q}{D_i}$$

$$EUR = N_p + Q_f$$



6. Finalmente se obtienen los siguientes resultados

$Q_o$ vs $Q_{oAcumulado}$ vs $t$		
$D_i$	-0.009	MESES <sup>-1</sup>
$q_i$	5.6602	(MBLS/DIA)
$t_a$	448	MESES
$Q_f$	0.1	(MBLS/DIA)
$N_p$	4.827	MMBLS
<b>EUR</b>	<b>18.53</b>	<b>MMBLS</b>
$N$	69.55	MMBLS
$FR$	26.65	%
<b>RESERVA</b>	<b>13.71</b>	<b>MMBLS</b>

Posteriormente, el mismo procedimiento se aplicará para la estimación de las reservas 2P y 1P, con el fin de obtener los distintos escenarios de reservas. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada escenario de reservas.

Estimación de reservas 1P

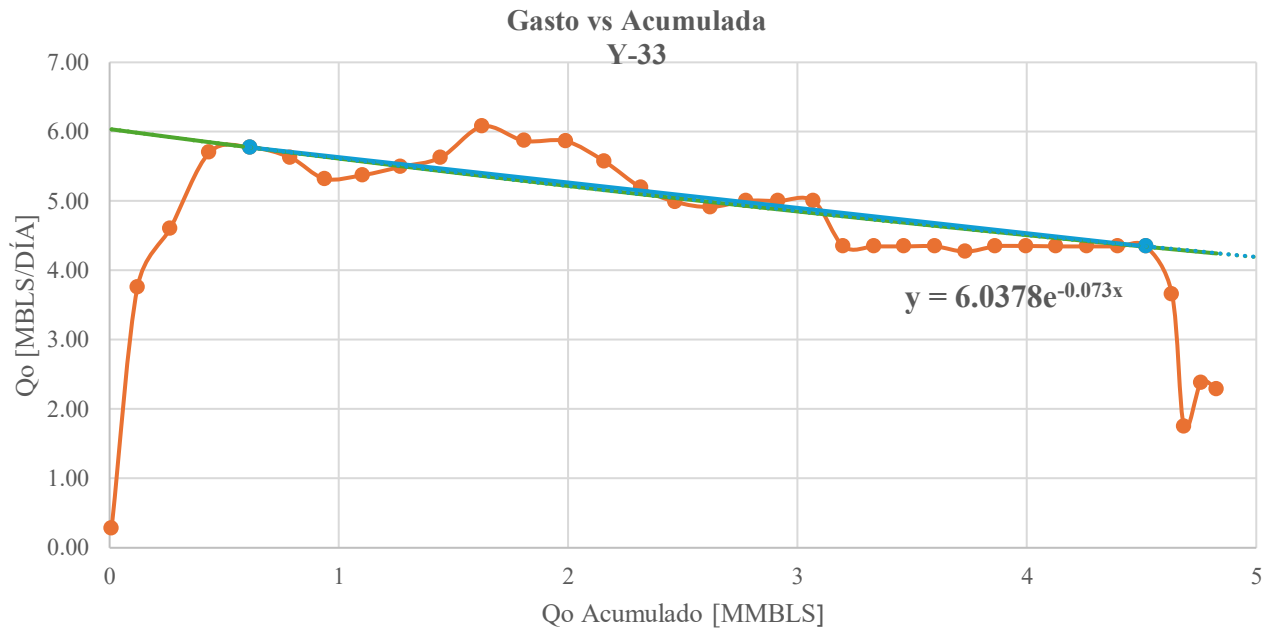


Figura36. Tendencia de la gráfica de Gasto vs Gasto acumulado del pozo Y-33. Reservas 1P. Elaboración propia

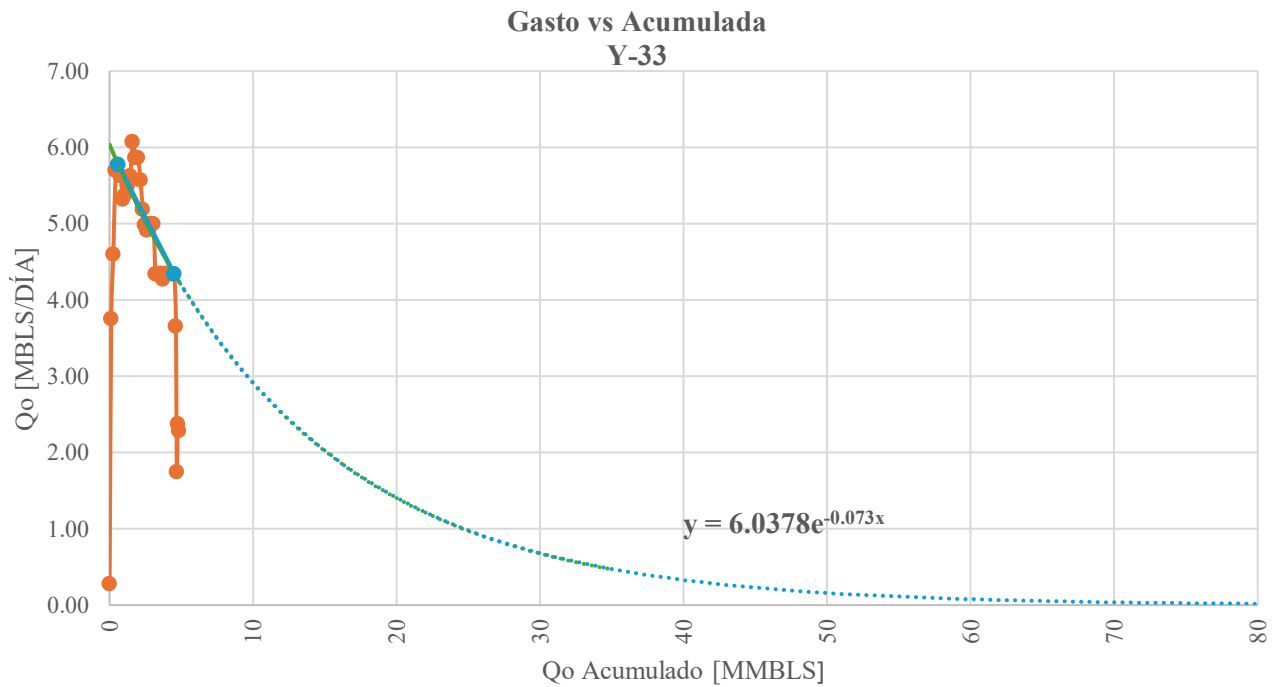


Figura 37. Intersección con los ejes de la gráfica de Gasto vs Gasto acumulado del pozo Y-33. Reservas 1P. Elaboración propia

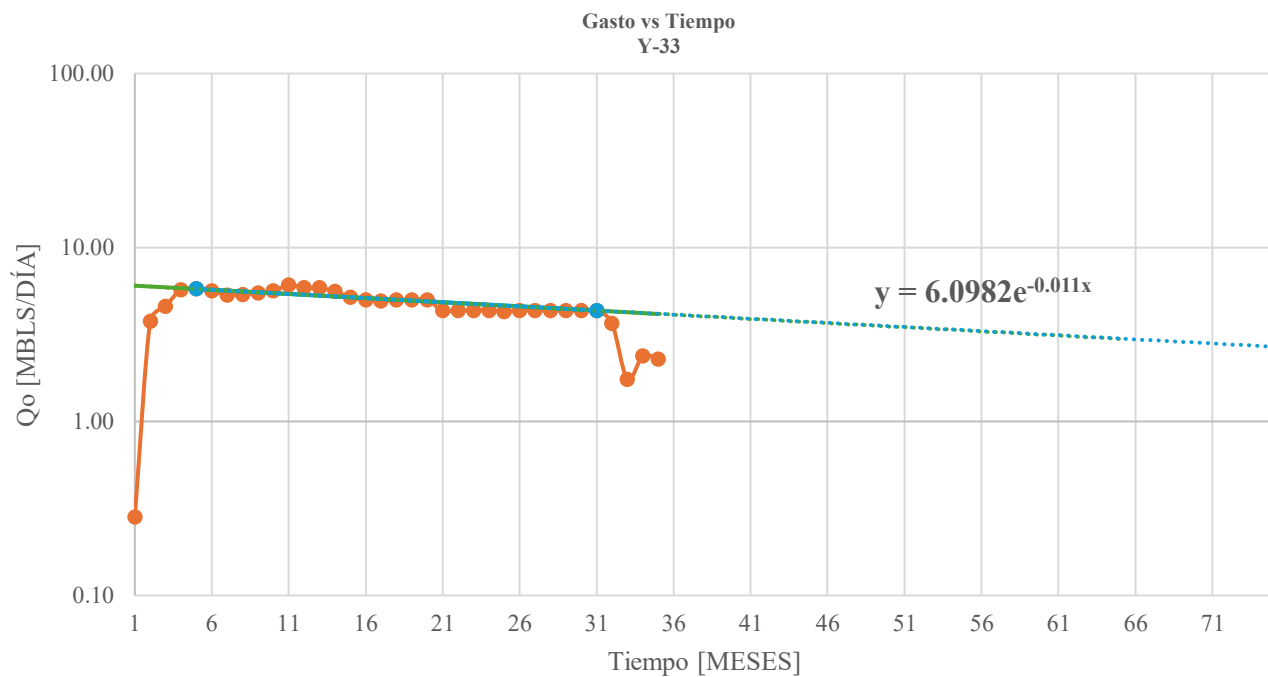


Figura 39. Tendencia de la gráfica de Gasto vs Tiempo del pozo Y-33. Reservas IP. Elaboración propia

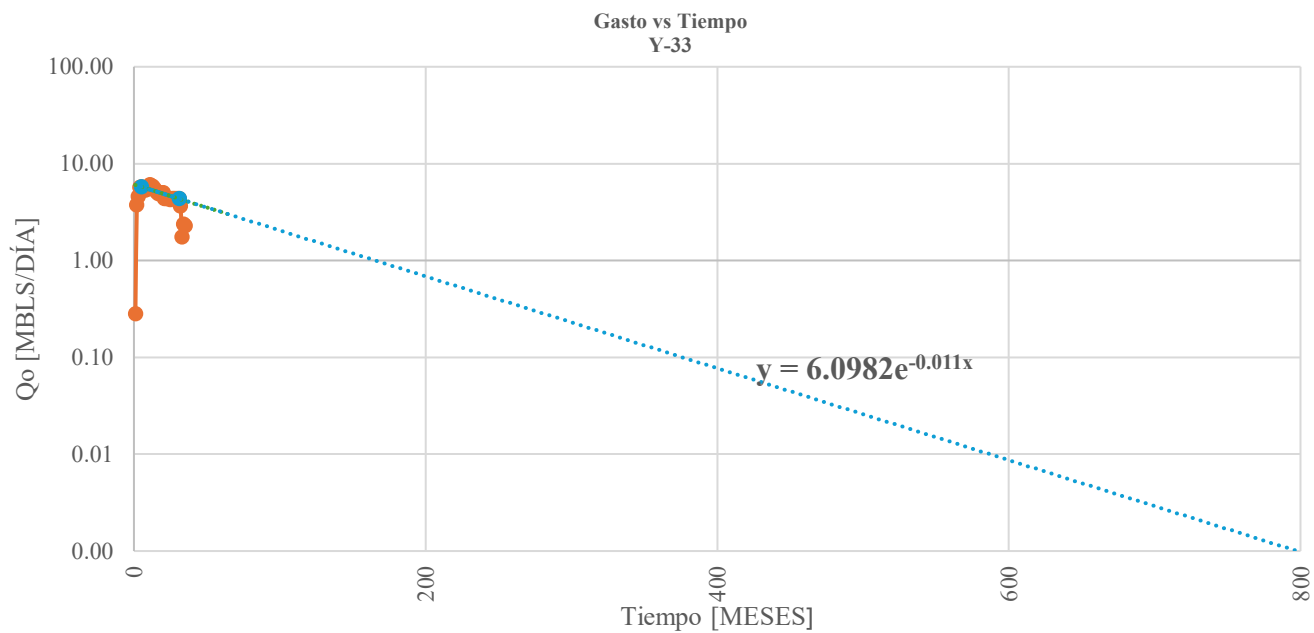


Figura 38. Intersección con los ejes de la gráfica de Gasto vs Tiempo del pozo Y-33. Reservas IP. Elaboración propia

Resultados:

$Q_o$  vs  $Q_o$ Acumulado vs  $t$

$D_i$	-0.011	MESES <sup>-1</sup>
$q_i$	6.0982	(MBLS/DIA)
$t_a$	373.69	MESES
$Q_f$	0.1	(MBLS/DIA)
$N_P$	4.827	MMBLS
<b>EUR</b>	16.36	MMBLS
$N$	61.38	MMBLS
$FR$	26.65	%
<b>RESERVA</b>	11.53	MMBLS

Estimación de reservas 2P

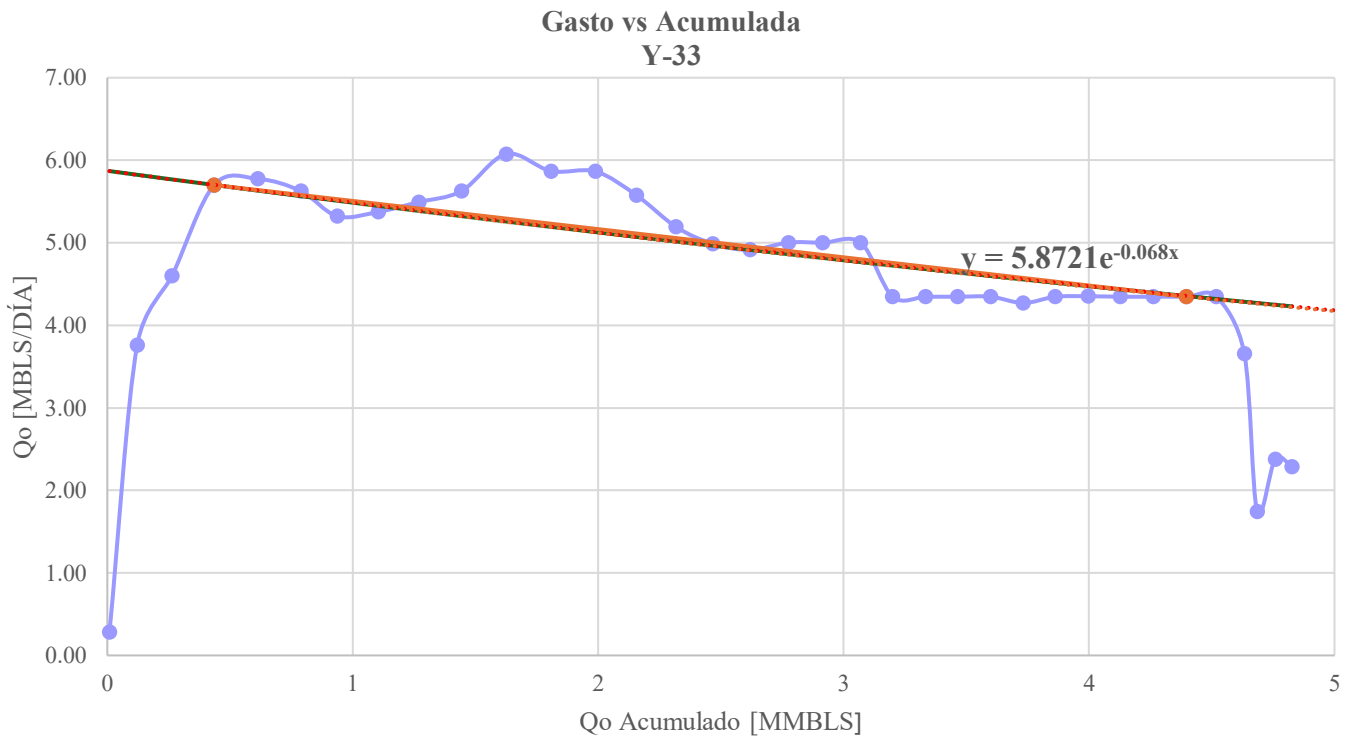


Figura 40. Tendencia de la gráfica de Gasto vs Gasto acumulado del pozo Y-33. Reservas 2P. Elaboración propia.

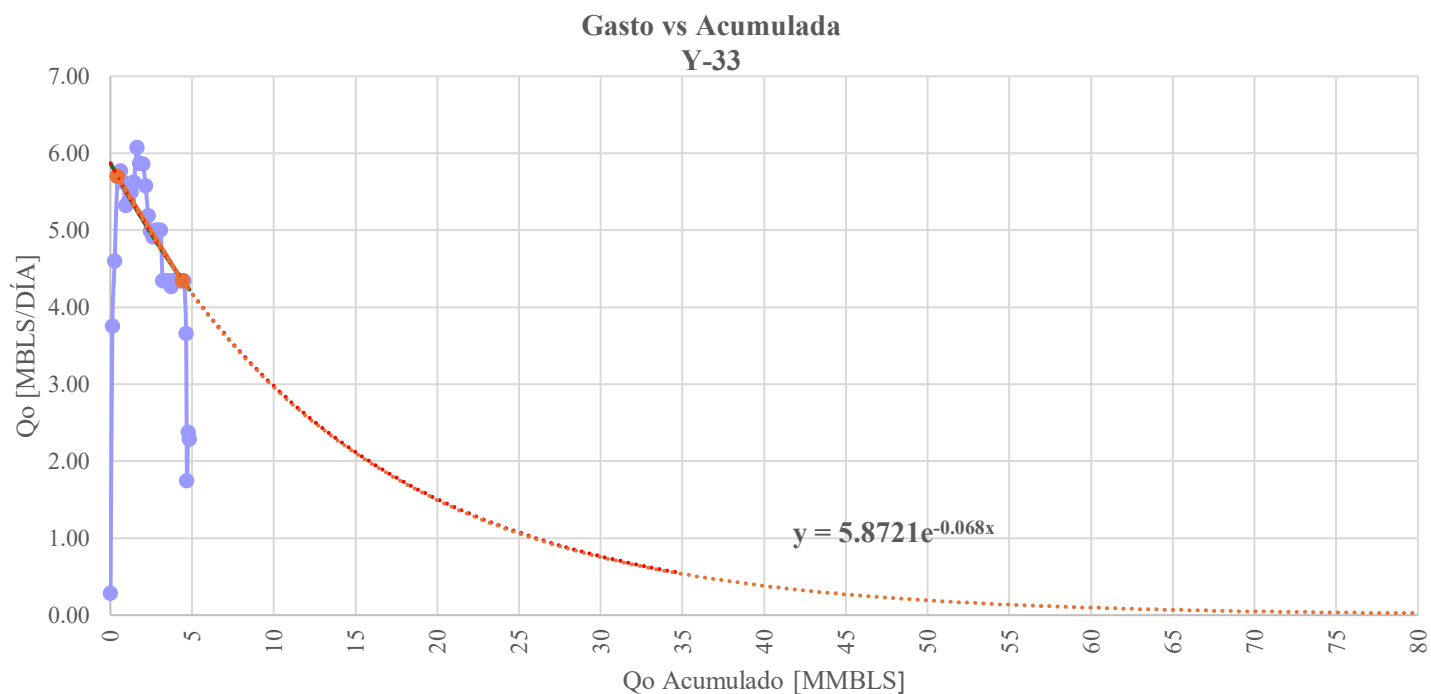


Figura 42. Intersección con los ejes de la gráfica de Gasto vs Gasto acumulado del pozo Y-33. Reservas 2P. Elaboración propia.

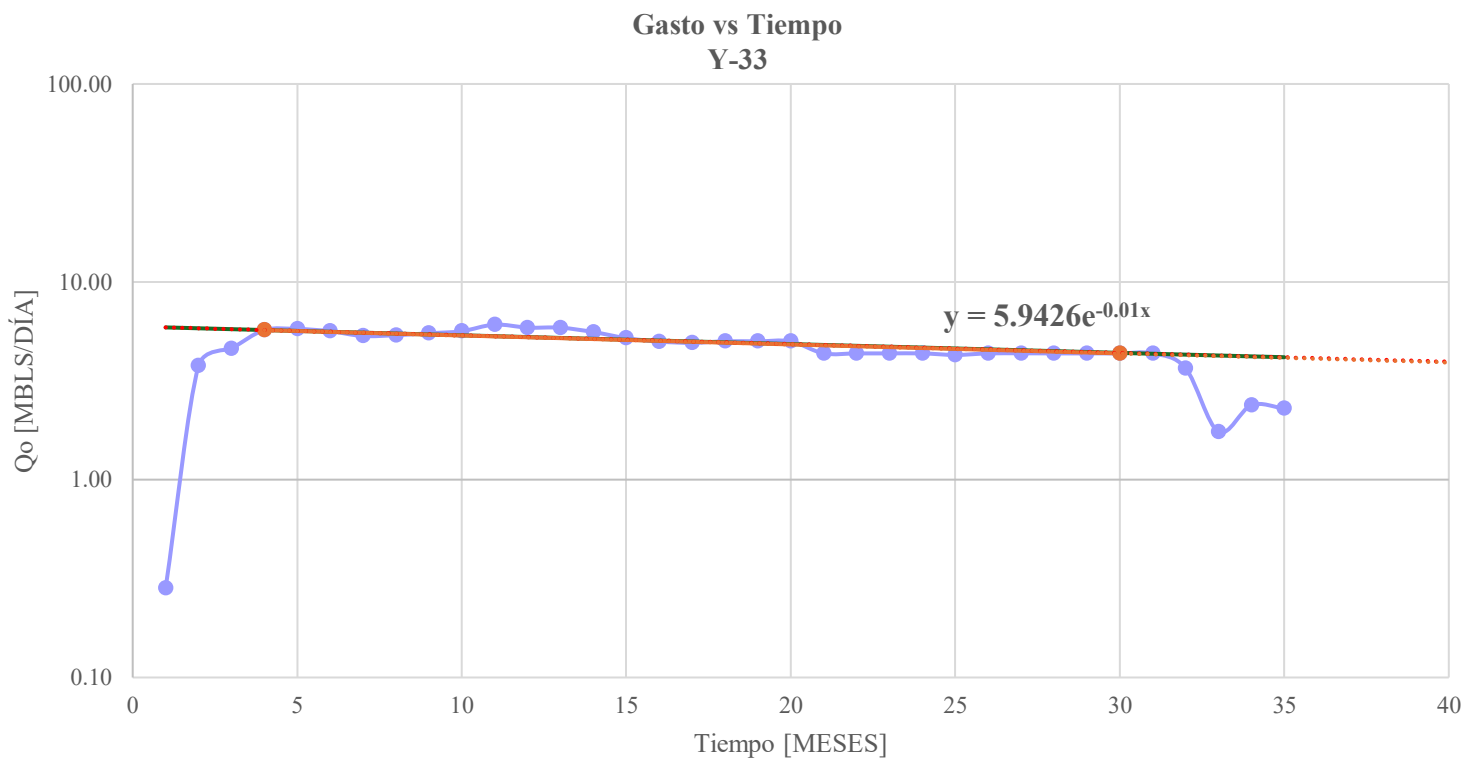


Figura 41. Tendencia de la gráfica de Gasto vs Tiempo del pozo Y-33. Reservas 2P. Elaboración propia.

**Gasto vs Tiempo  
Y-33**

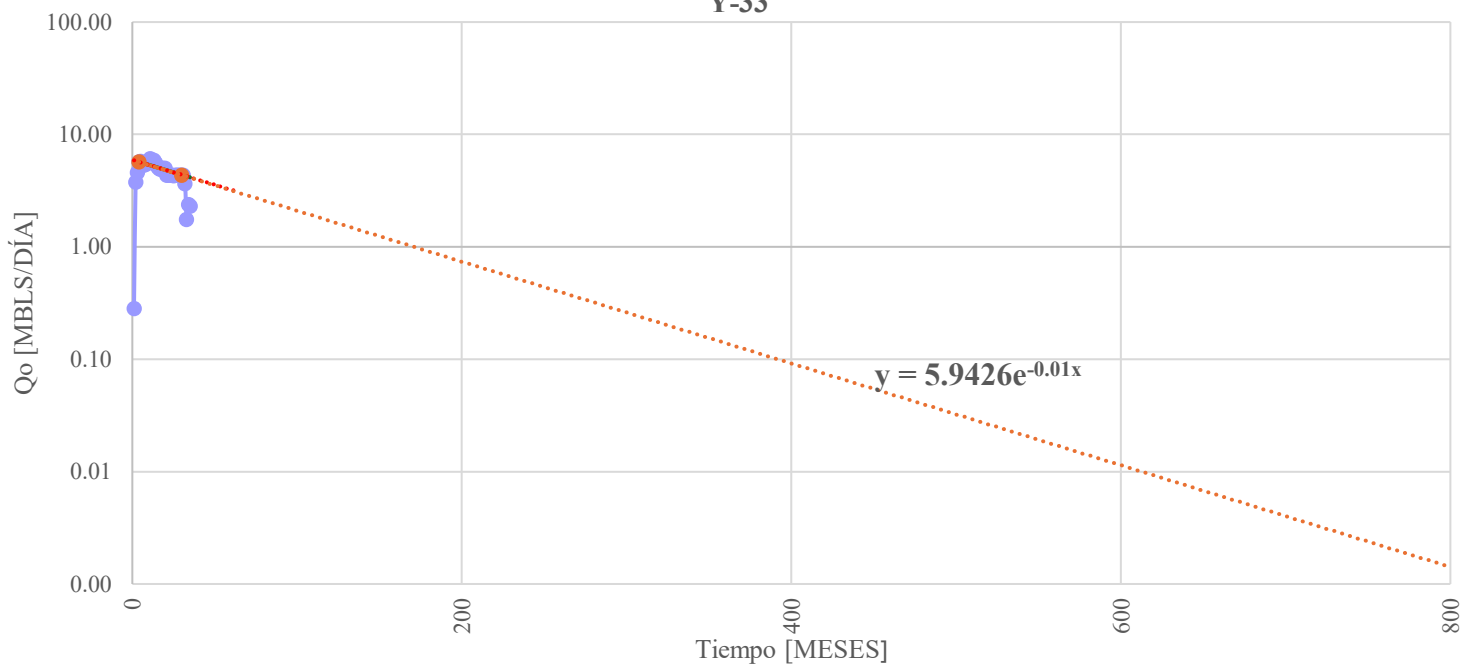


Figura 43. Intersección con los ejes de la gráfica de Gasto vs Tiempo del pozo Y-33. Reservas 2P. Elaboración propia.

**Resultados**

$Q_o$ vs $Q_{oAcumulado}$ vs $t$		
$D_i$	-0.010	MESES <sup>-1</sup>
$q_i$	5.942	(MBLS/DIA)
$t_a$	408.46	MESES
$Q_f$	0.1	(MBLS/DIA)
$N_P$	4.827	MMBLS
<b>EUR</b>	<b>17.53</b>	<b>MMBLS</b>
$N$	65.76	MMBLS
$FR$	26.65	%
<b>RESERVA</b>	<b>12.70</b>	<b>MMBLS</b>

De esta manera, se cumple la relación  $1P < 2P < 3P$ , donde las reservas probadas (1P) representan el límite inferior de recuperación y las reservas posibles (3P) el escenario de mayor volumen recuperable.

## Curvas tipo para el análisis de la declinación

Para iniciar con la aplicación del método, el procedimiento se expondrá por pasos.

Se graficarán los datos de producción de la tabla 19 en escala log-log, como se muestra a continuación:

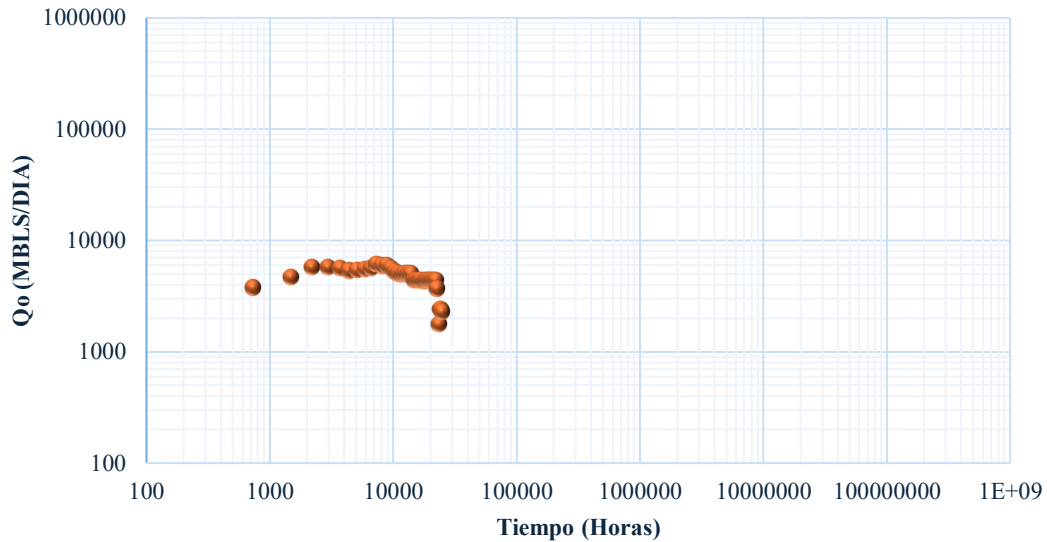


Figura 44. Gráfica de los datos de producción del pozo Y-33 en escala LOG-LOG.

Esta gráfica será utilizada para el análisis de las tres curvas consideradas en este estudio (Arps-Fetkovich, Blasingame, Agarwal). Es importante señalar que los datos correspondientes al inicio y al final del periodo de producción no serán considerados, debido a que suelen representar mucho margen de error y comportamientos inconsistentes. Por tanto, el análisis se centrará únicamente en los datos intermedios, que reflejan con mayor certeza la tendencia representativa del comportamiento del yacimiento.

### *Fetkovich-Arps*

1. La primera gráfica que se utilizará será la curva tipo de Fetkovich-Arps

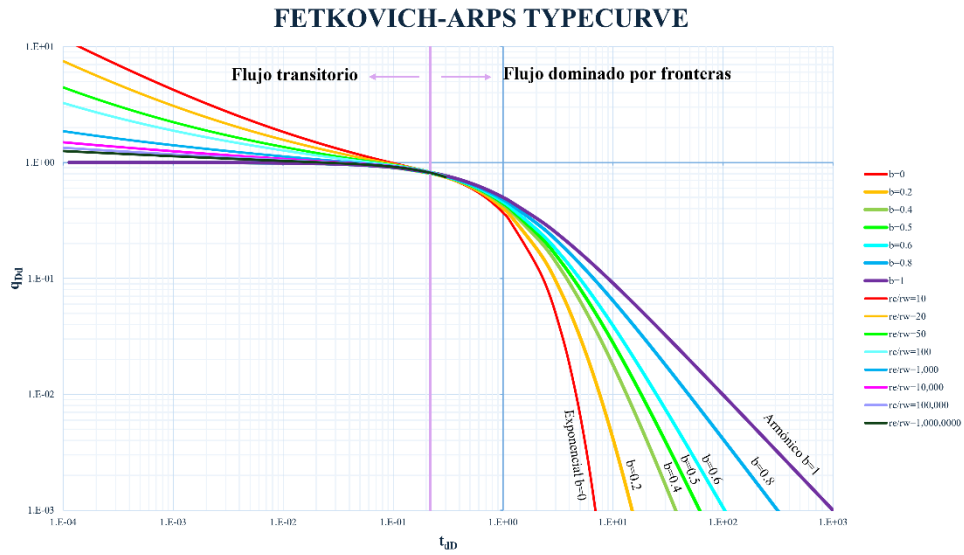


Figura 45. Curva tipo Fetkovich-Arps.

2. Una vez que se tienen los datos de producción representados en escala log-log, estos deben ser sobrepuestos sobre la curva tipo de Fetkovich-Arps. Para asegurar una comparación adecuada, es necesario mantener la misma escala y dimensiones gráficas que las utilizadas en el método de referencia, tal como se muestra a continuación:

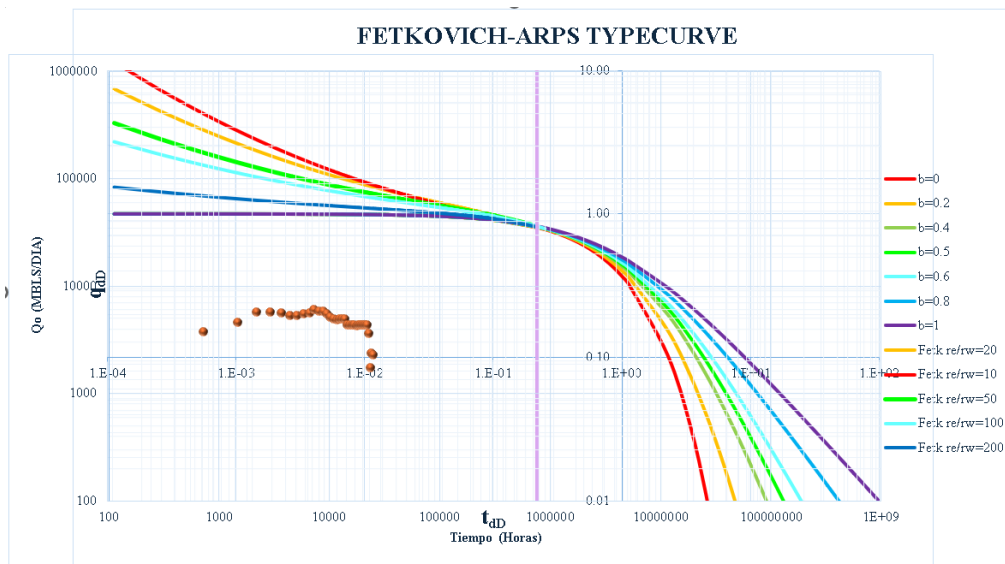


Figura 46. Grafica con datos de producción sobrepuestos en curva tipo Fetkovich- Arps.



- Posterior al paso anterior, se debe desplazar los datos de producción sobre la gráfica hasta lograr un ajuste visual adecuado.

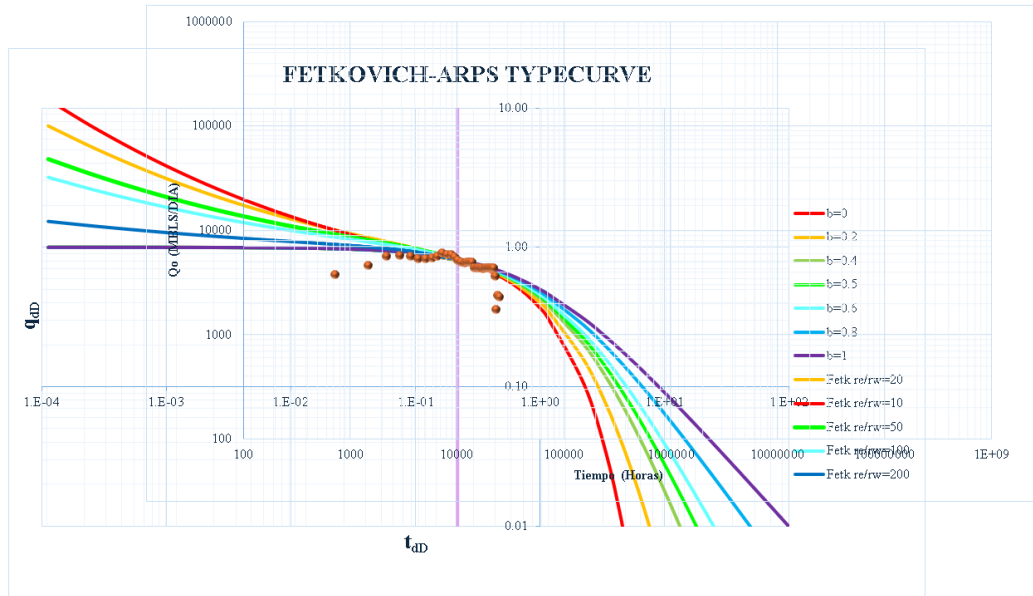


Figura 47. Gráfica con los datos de producción ajustados sobre la curva tipo Fetkovich-Arps.

Al analizar la gráfica, se puede observar que el ajuste directo de los datos a una curva no es tan preciso, debido a la precisión y variabilidad presentes en los datos de producción. No obstante, es posible identificar una tendencia, la cual muestra a continuación.

- Identificación de la curva representativa

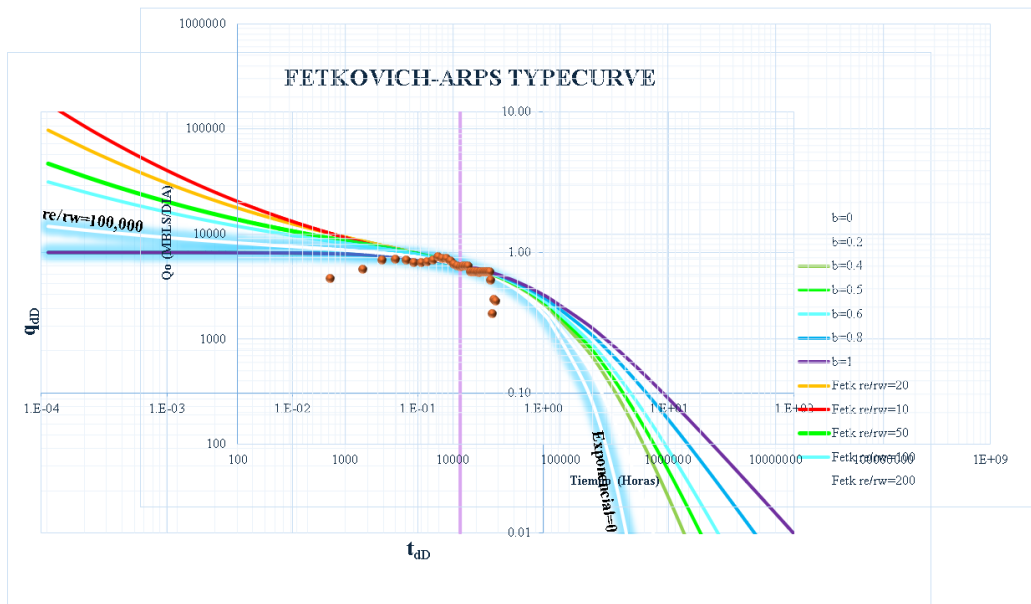


Figura 48. Gráfica con los datos de producción semi-identificados en una curva.

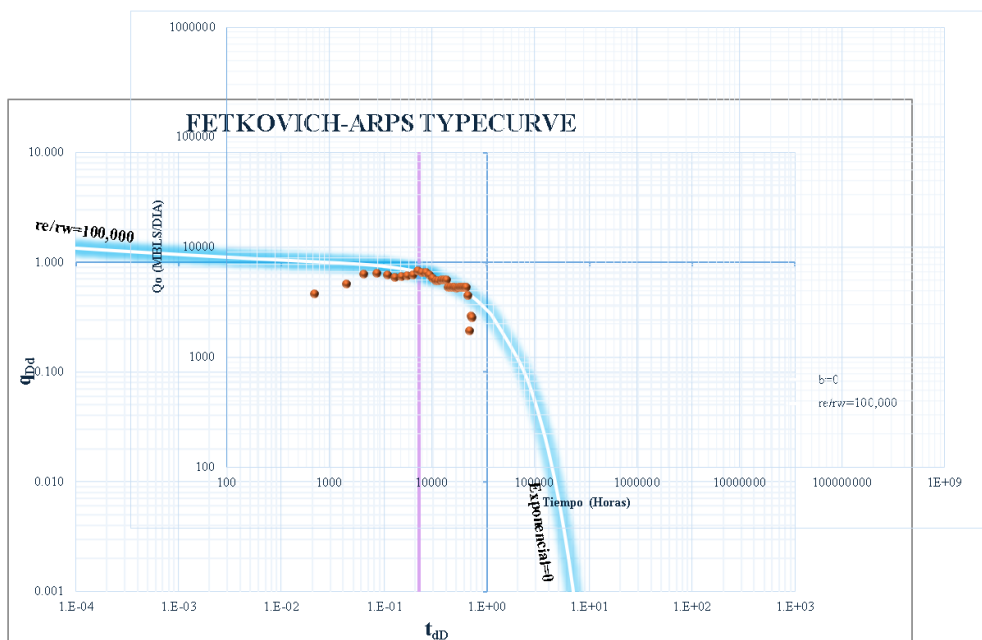


Figura 49. Gráfica con los datos de producción identificados en una curva.

Por tal motivo, se realizó una suavización de los datos de producción, con el objetivo de facilitar una selección más precisa y representativa de la curva que mejor describe el comportamiento del yacimiento.

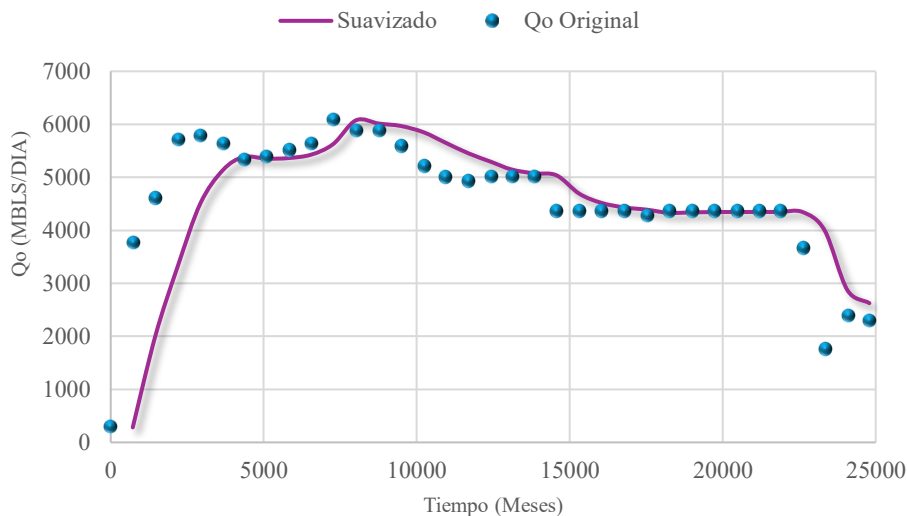


Figura 50. Datos de producción reales y datos de producción suavizados con respecto al tiempo en horas.

Se aplicó una suavización exponencial a los datos de producción utilizando la herramienta de análisis de datos del programa Excel. Se empleó un factor de suavización de 0.5, lo cual permitió conservar la tendencia del yacimiento, reduciendo al mismo tiempo la variabilidad de los datos como se observa en la figura 50.

A continuación, se repetirán los pasos del procedimiento (del 1 al 5), utilizando los datos de producción previamente suavizado.

1. Los datos de producción suavizados en escala log-log

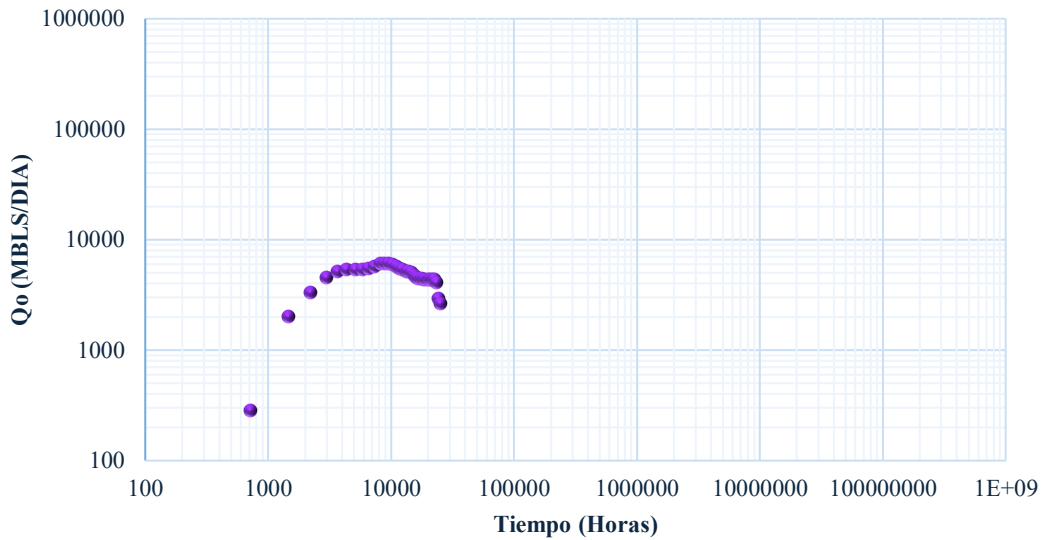


Figura 51. Gráfica de los datos de producción suavizados del pozo Y-33 en escala LOG-LOG.

2. Sobreponer los datos de producción en la gráfica considerando misma escala y dimensiones

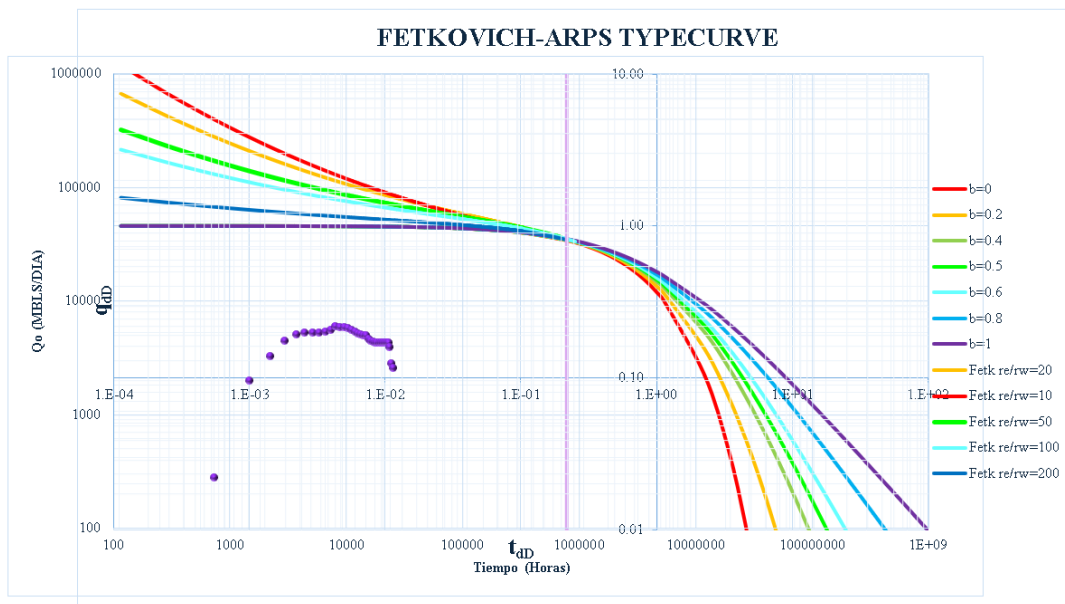


Figura 52. Gráfica con datos de producción suavizados sobrepuestos en curva tipo Fetkovich- Arps.

### 3. Ajuste de datos de producción sobre las curvas

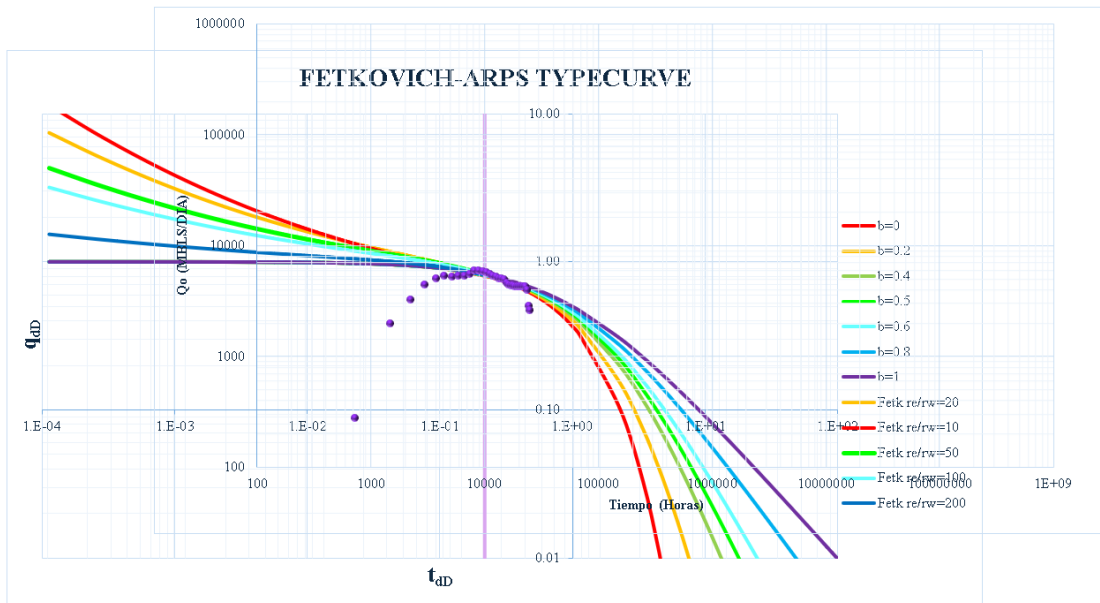


Figura 53. Gráfica con los datos de producción suavizados ajustados sobre la curva tipo Fetkovich-Arps.

### 4 y 5. Identificación de la curva adecuada.

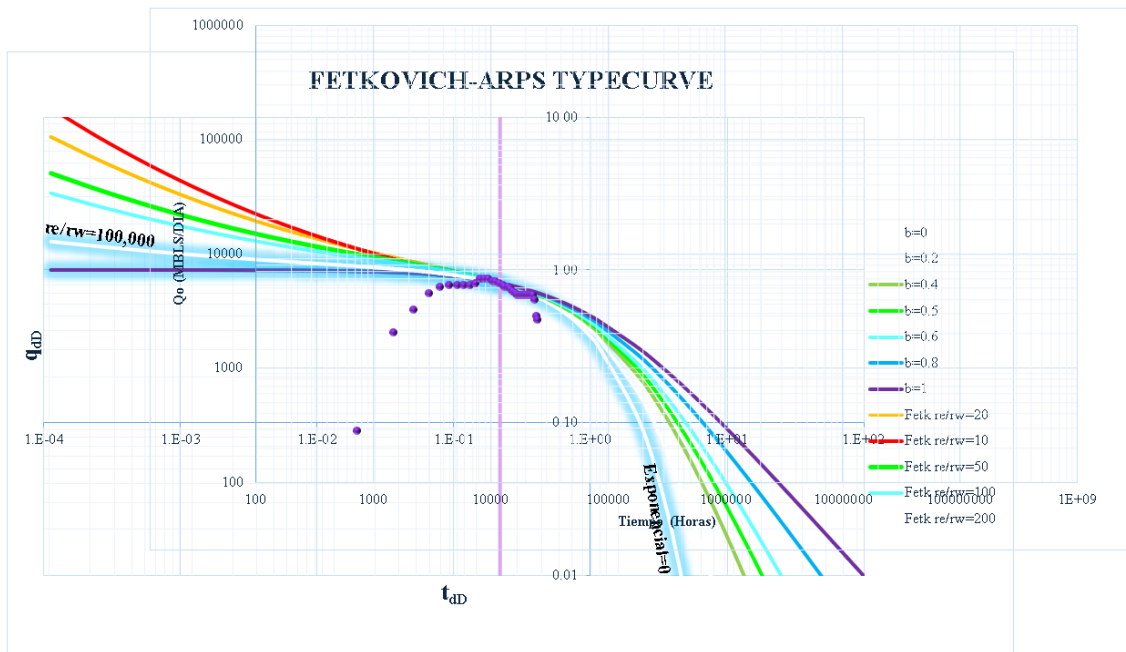


Figura 54. Gráfica con los datos de producción suavizados semi-identificados en una curva.

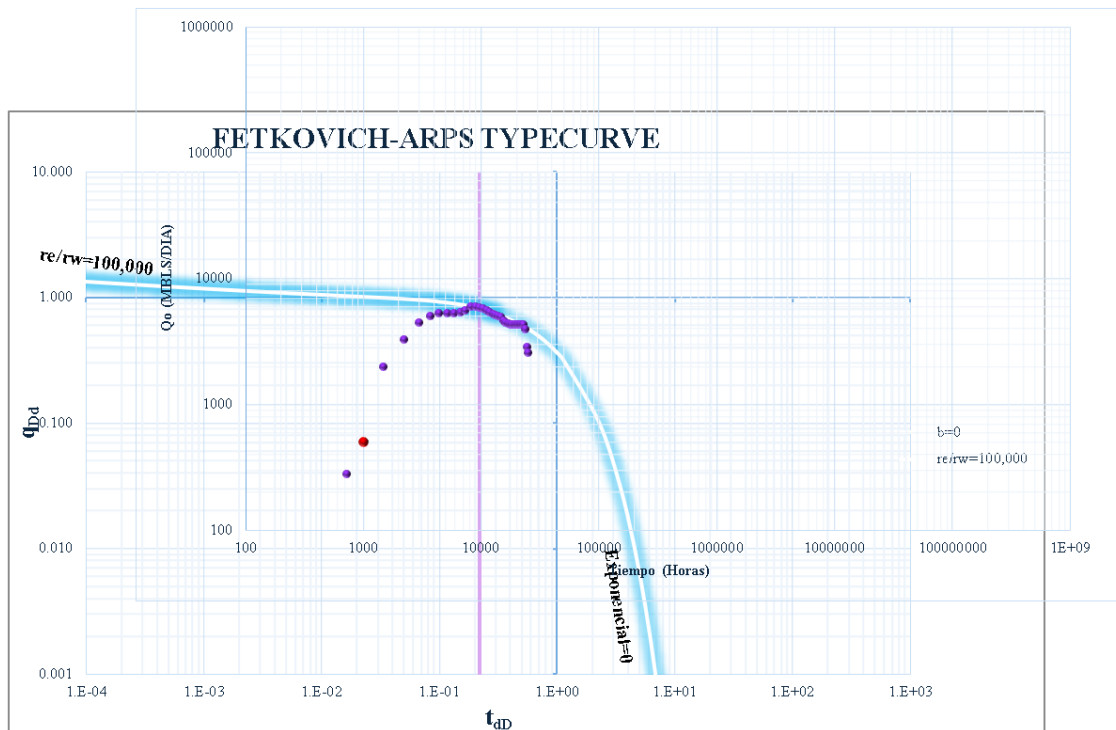


Figura 55. Gráfica con los datos de producción suavizados identificados en una curva.

Al comparar la figura 49 y 55, se observa que la aplicación de la suavización a los datos de producción facilitó significativamente a la identificación de la curva tipo que mejor ajusta al comportamiento observado. Este procedimiento permitió determinar con mayor precisión los parámetros característicos del sistema, obteniéndose:

- ✓ **re/rw=10,000**
- ✓ **Declinación tipo exponencial.**

De acuerdo con Fetkovich (1973),  $b=0$  (exponencial), se asocia a un yacimiento con flujo monofásico que presenta un drenaje por gravedad sin superficie libre. Al revisar la información del campo, se destacó que es un yacimiento bajo saturado debido a que la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbuja. Esta condición respalda la validez del procedimiento aplicado, al confirmar que el comportamiento observado se encuentra alineado con los criterios teóricos establecidos.

Ahora continuando con los pasos:

5. Una vez identificada la curva, buscar un punto dentro de la curva para calcular parámetros

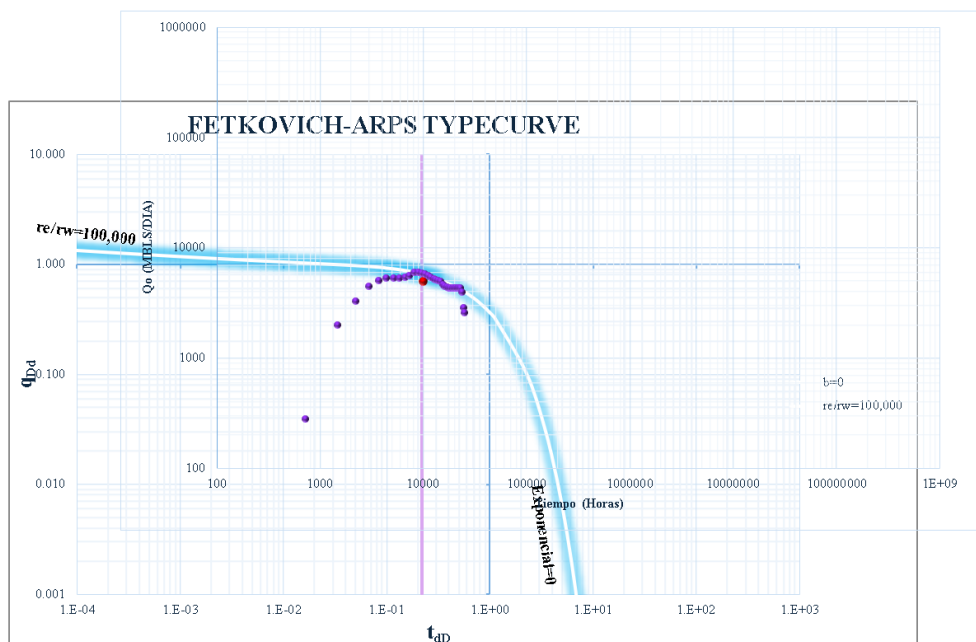


Figura 56. Gráfica con los datos de producción suavizados identificados en una curva y punto de apoyo.

En este caso, los puntos son:

Tabla 20. Puntos de apoyo sobre la curva

Match Point	Data	Curve
$qDd$	500	0.7
$tDd$	1,000	0.21

Para realizar los siguientes cálculos, es necesario tener preparada una tabla de datos, recordando que los datos son recopilados de la información del campo Y.

Tabla 21. Datos Y-33 para el cálculo de parámetros.

Datos		
$p_{wf}$	3447	psia
$h$	793.963	ft
$\phi$	0.08	fraction
$B_o$	1.44	$m^3/m^3$
$p_i$	13626	psia
$c_t$	0.00000605	$psi^{-1}$
$rw$	0.29167	ft
$\mu$	0.56	cp
$S_{wi}$	0.1	fraction

## 6. Cálculo de parámetros

### 6.1 Cambiar las unidades al Sistema Internacional

Tabla 22. Unidades de datos Y-33 en Sistema Internacional

<b>Datos</b>		
$p_{wf}$	23766185.41	Pa
$h$	700	m
$\phi$	0.08	fraction
$B_o$	1.44	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
$p_i$	93947792.99	Mpa
$c_t$	8.7748E-10	Pa <sup>-1</sup>
$r_w$	0.0889	m
$\mu$	0.00056	Pa*s
$S_{wi}$	0.1	fraction

6.2 Calcular parámetros

Tabla 23. Cálculos de parámetros Y-33

<p><b>Teniendo en cuenta los datos de la tabla 21</b> <b>Recordar que reD=10,000</b></p>
$q_i = \frac{q(\text{match})}{q_{Dd}(\text{match})} = \frac{500}{0.7} = 714.3$
$D_i = \frac{t_{Dd}(\text{match})}{t(\text{match})} = \frac{0.21}{1,000} = 2.10 \times 10^{-4}$
<p><b>Permeabilidad</b></p>
$k = \frac{\left(1.44 \frac{m^3}{m^3}\right) (8.7748 \times 10^{-10} Pa^{-1})}{2\pi(700m)(93947792.99Pa - 23766185.41Pa)} [\ln(1,000) - 0.5] \left(\frac{7142.9}{86400}\right)$
$k = 2.38 \times 10^{-16} m^2$
<p><b>Considerando que</b> <math>1 \times 10^{-12} m^2 = 1.0133 \times 10^3 mD</math></p>
$k = 2.38 \times 10^{-16} m^2 \left(\frac{1.0133 \times 10^3 mD}{1 \times 10^{-12} m^2}\right)$
$k = 0.24 mD$
<p><b>Radios</b></p>

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{2k}{\phi \mu_o c_t [r_{eD}^2 - 1] [\ln(r_{eD}) - 0.5]} \left(\frac{t}{t_{Dd}}\right)_{match}}$$

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{2(1.88 \times 10^{-15} \text{ m}^2) \left(\frac{1,000}{86400}\right)}{(0.08)(0.00056 \text{ Pa} \cdot \text{s})((8.7748 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1})[(10,000^2) - 1][\ln(1,000) - 0.5])(0.21)}}$$

$$r_{wa} = 0.006724 \text{ m}$$

*Considerando que*

$$1 \text{ m} = 3.28084 \text{ ft}$$

$$r_{wa} = 0.006724 \text{ m} \left(\frac{3.28084 \text{ ft}}{1 \text{ m}}\right)$$

$$r_{wa} = 0.02206 \text{ ft}$$

**Daño**

$$S = \ln\left(\frac{r_w}{r_{wa}}\right)$$

$$S = \ln\left(\frac{0.0889 \text{ m}}{0.6724 \text{ m}}\right)$$

$$S = 2.58$$

**Volumen de poro**

$$V_p = \pi r_e^2 h \phi = \frac{B}{C_t (p_i - p_{wf})} \left(\frac{q}{q_{Dd}}\right)_{match} \left(\frac{t}{t_{Dd}}\right)_{match}$$

$$V_p = \frac{(1.44 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3})}{(8.7748 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1})(93947792.99 \text{ Pa} - 23766185.41 \text{ Pa})} \left(\frac{1,000}{0.21}\right) \left(\frac{500}{0.7}\right)$$

$$V_p = 7.95 \times 10^7 \text{ m}^3$$

**Área de drene**

$$A = \frac{V_p}{h \phi}$$

$$A = \frac{7.95 \times 10^7 \text{ m}^3}{(700 \text{ m})(0.08)}$$

$$A = 1.42 \times 10^6 \text{ m}^2$$

*Considerando que*

$$4046.86 \text{ m}^2 = 1 \text{ acres}$$

$$A = 1.42 \times 10^6 \text{ m}^2 \left(\frac{1 \text{ acres}}{4046.86 \text{ m}^2}\right)$$



$$A = 3.51 \times 10^2 \text{ acres}$$

**Radio de drene**

$$r_e = \sqrt{\frac{V_p}{\pi h \phi}}$$
$$r_e = \sqrt{\frac{7.95 \times 10^9 \text{ m}^3}{\pi (700 \text{ m}) (0.08)}}$$

$$r_e = 6,723.7 \text{ m}$$

*Considerando que*

$$1 \text{ m} = 3.28084 \text{ ft}$$

$$r_e = 672.37 \text{ m} \left( \frac{3.28084 \text{ ft}}{1 \text{ m}} \right)$$

$$r_e = 2205.93611 \text{ ft}$$

**Volumen Original**

$$N = \frac{V_p (1 - S_w)}{B_i}$$
$$N = \frac{(7.95 \times 10^7 \text{ m}^3) (1 - 0.1)}{\left(1.44 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3}\right)}$$

$$N = 4.97 \times 10^7 \text{ m}^3$$

$$N = 49.71 \text{ MMm}^3$$

*Considerando que*

$$1 \text{ m}^3 = 6.2898 \text{ bbl}$$

$$N = 49.71 \text{ MMm}^3 \left( \frac{6.2898 \text{ bbl}}{1 \text{ m}^3} \right)$$

$$N = 312.66 \text{ MMbbls}$$

**EUR**

$$N = \frac{EUR}{C_t (P_i - P_{wf})}$$
$$EUR = N * C_t (P_i - P_{wf})$$

$$EUR = (312.66 \text{ MMBLS}) * (8.7748 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}) * (8.7748 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}) (93947792.99 \text{ Pa} - 23766185.41 \text{ Pa})$$

$$EUR = 3.061 \text{ MMm}^3 = 19.26 \text{ MMBLS}$$

**RESERVAS**

$$RESERVAS = EUR - N_p$$

$$RESERVAS = 19.26 \text{ MMBLS} - 4.827 \text{ MMBLS}$$

$$**RESERVAS = 14.43 MMBLS**$$

## 7. Resultados

Tabla 24. Resultados de los parámetros Y-33

<b>PARÁMETROS CALCULADOS</b>			
<i>qi</i>	714.3		m3/d
<i>Di</i>	2.10E-04		1/d
<i>reD</i>	10,000		
<i>k</i>	2.38E-16	m <sup>2</sup>	0.24 mD
<i>rwa</i>	0.006724	m	0.02206 ft
<i>s</i>	2.58		
<i>Vp</i>	7.95E+07		m <sup>3</sup>
<i>A</i>	1.42E+06	m <sup>2</sup>	350.95 Acres
<i>re</i>	672.37	M	2,205.93 ft
<i>N</i>	49.71	MMm <sup>3</sup>	312.66 MMbbls
<i>EUR</i>	<b>3.061</b>	MMm <sup>3</sup>	19.26 MMbbls
<b>RESERVAS</b>	<b>2.29</b>	<b>MMm<sup>3</sup></b>	<b>14.43 MMbbls</b>

### Blasingame y Agarwal

Las curvas de Blasingame y Agarwal fueron principalmente desarrolladas y aplicadas para la caracterización dinámica de yacimientos de gas, donde el flujo monofásico, el uso de pseudopresión permiten una interpretación confiable. Por lo tanto, se decidió no emplear las curvas, optando por el enfoque más adecuado al comportamiento dinámico, en este caso, Fetkovich-Arps.

### Balance de materia

A partir de la ecuación general de balance de materia, se calculará el valor de “N”

$$N(B_o - B_{oi}) + N(R_s - R_{si})B_g + mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 - m)NB_{oi} \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p + (w_e - w_p)B_w = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g]$$

1. Considerando que es un yacimiento bajo saturado (1 sola fase), se eliminaran:

- $N(R_s - R_{si})B_g \rightarrow$  Gas liberado
- $mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \rightarrow$  Expansion de la capa de gas
- $(1 - m)NB_{oi} \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - s_{wc}} \right) \Delta p \rightarrow$  Expansión de medios porosos y del fluido
- $(w_e - w_p)B_w \rightarrow$  Entrada de agua
- $N_p(R_p - R_s)B_g \rightarrow$  Gas remanente producido

$$N(B_o - B_{oi}) + N(R_s - R_{si})B_g + mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 - m)NB_{oi} \left( \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - s_{wc}} \right) \Delta p + (w_e - w_p)B_w = N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g]$$

Simplificando:

$$N(B_o - B_{oi}) = N_p[B_o]$$

2. Despejar N

$$N = \frac{N_p(B_o)}{(B_o - B_{oi})}$$

3. Calcular N:

Teniendo en cuenta los valores de

$$N_p @ 3447.35 \text{psi} = 4.827 \text{ [MMbbl]}$$

$$B_o = 1.44 \frac{\text{bbl}}{\text{bbl}}$$

$$B_{oi} = 1.665 \frac{\text{bbl}}{\text{bbl}}$$

$$N = \frac{(4.827 \text{ [MMBLS]}) \left( 1.44 \frac{\text{bbl}}{\text{bbl}} \right)}{\left( 1.44 \frac{\text{bbl}}{\text{bbl}} - 1.665 \frac{\text{bbl}}{\text{bbl}} \right)}$$

$$N = 30.8928 \text{ [MMbbls]}$$

4. Teniendo en cuenta el factor de recuperación en el caso de Curvas de declinación (26.65%), obtener EUR

$$EUR = N * FR$$

$$EUR = (30.8928 \text{ [MMBLS]}) * \left( \frac{26.65}{100} \right) = 8.2329 \text{ [MMBLS]}$$

5. Calcular las reservas

$$RESERVAS = EUR - N_p$$

$$RESERVAS = 8.2329 \text{ MMBLS} - 4.827 \text{ MMBLS} = 3.41 \text{ [MMBLS]}$$

## Monte Carlo

1. Realizaremos una tabla con nuestra información del pozo

$$R = (A * h * \phi * (1 - S_w) * Fr) / B_o$$

<i>Información</i>		<i>Semilla</i>
<i>Área (ft)</i>	700-750	1
<i>Espesor (ft)</i>	794	1
<i>Porosidad (fracción)</i>	0.05-0.1	1
<i>Sw</i>	0.1	1
<i>Fr</i>	.192 - .341	1
<i>Bo</i>	1.4	1

1. Con ayuda del programa Excel, generar 5000 datos de cada parámetro, en este caso, solo para el área, porosidad y factor de recuperación, y al igual utilizar una distribución uniforme

Figura 57. Generación de datos "Área"- Método Monte Carlo. Elaboración propia.

Generación de números aleatorios

Número de variables: 1 Aceptar

Cantidad de números aleatorios: 5000 Cancelar

Distribución: Uniforme Ayuda

Parámetros

Entre 0.05 y 0.1

Iniciar con: 1

Opciones de salida

Rango de salida: \$K\$3 ↑

En una hoja nueva:

En un libro nuevo

Figura 58. Generación de datos "Porosidad"- Método Monte Carlo. Elaboración propia.

Generación de números aleatorios

Número de variables: 1 Aceptar

Cantidad de números aleatorios: 5000 Cancelar

Distribución: Uniforme Ayuda

Parámetros

Entre 0.192 y 0.341

Iniciar con: 1

Opciones de salida

Rango de salida: \$M\$3 ↑

En una hoja nueva:

En un libro nuevo

Figura 59. Generación de datos "Factor de recuperación"- Método Monte Carlo. Elaboración propia.

## 2. Colocar los datos en una tabla y calcular N

Tabla 25. Cálculo de reserva- Método Monte Carlo

	<i>Área</i>	<i>Espesor</i>	<i>Porosidad</i>	<i>Sw</i>	<i>Fr</i>	<i>Bo</i>	<i>Reserva</i>
1	700	794	0.050	0.10	0.192	1.44	<b>3343</b>
2	728	794	0.078	0.10	0.276	1.44	<b>7796</b>
3	710	794	0.060	0.10	0.221	1.44	<b>4640</b>
4	740	794	0.090	0.10	0.313	1.44	<b>10385</b>
5	729	794	0.079	0.10	0.279	1.44	<b>8006</b>

6	724	794	0.074	0.10	0.264	1.44	<b>7005</b>
7	718	794	0.068	0.10	0.244	1.44	<b>5870</b>
8	745	794	0.095	0.10	0.325	1.44	<b>11405</b>
9	741	794	0.091	0.10	0.315	1.44	<b>10546</b>
10	737	794	0.087	0.10	0.303	1.44	<b>9690</b>
11	709	794	0.059	0.10	0.218	1.44	<b>4500</b>
12	743	794	0.093	0.10	0.320	1.44	<b>10965</b>
13	736	794	0.086	0.10	0.298	1.44	<b>9298</b>
14	726	794	0.076	0.10	0.269	1.44	<b>7318</b>
15	715	794	0.065	0.10	0.237	1.44	<b>5491</b>
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
4981	730	794	0.080	0.10	0.281	1.44	<b>8095</b>
4982	732	794	0.082	0.10	0.287	1.44	<b>8544</b>
4983	728	794	0.078	0.10	0.276	1.44	<b>7767</b>
4984	724	794	0.074	0.10	0.264	1.44	<b>7015</b>
4985	730	794	0.080	0.10	0.282	1.44	<b>8163</b>
4986	714	794	0.064	0.10	0.233	1.44	<b>5264</b>
4987	731	794	0.081	0.10	0.284	1.44	<b>8329</b>
4988	729	794	0.079	0.10	0.280	1.44	<b>8045</b>
4989	745	794	0.095	0.10	0.325	1.44	<b>11404</b>
4990	708	794	0.058	0.10	0.217	1.44	<b>4448</b>
4991	735	794	0.085	0.10	0.297	1.44	<b>9264</b>
4992	737	794	0.087	0.10	0.302	1.44	<b>9600</b>
4993	703	794	0.053	0.10	0.200	1.44	<b>3659</b>
4994	715	794	0.065	0.10	0.237	1.44	<b>5498</b>
4995	712	794	0.062	0.10	0.227	1.44	<b>4932</b>
4996	704	794	0.054	0.10	0.205	1.44	<b>3913</b>
4997	749	794	0.099	0.10	0.338	1.44	<b>12468</b>
4998	713	794	0.063	0.10	0.230	1.44	<b>5086</b>
4999	704	794	0.054	0.10	0.203	1.44	<b>3816</b>
5000	739	794	0.089	0.10	0.308	1.44	<b>10047</b>

3. Seleccionar toda la columna de reservas y realizar estadística descriptiva

Tabla 26. Estadística descriptiva- Método Monte Carlo

<i>Estadística Descriptiva</i>	
Media	7503.5
Error típico	38.2
<b>Mediana</b>	<b>7320.5</b>
Moda	10939.9
Desviación estándar	2700.2
Varianza de la muestra	7290866.1

Curtosis	-1.2
Coefficiente de asimetría	0.2
Rango	9354.5
Mínimo	3336.3
Máximo	12690.8
Suma	37517342.7
Cuenta	5000

0

4. Para tener una buena estimación, en el paso 3 se generaron 5000 datos, por lo que, en la ecuación  $2^k$  ( $k$ =número), se debe encontrar una  $k$  que de mayor a 5000. En este caso el valor de  $k$  será 13.

$2^k > 5000$	
$k =$	13
$2^k =$	8192

5. Al realizar la estadística descriptiva en el paso 4, se utiliza el valor máximo, valor mínimo y el valor de  $k$  obtenido del paso 5 para obtener el valor de la densidad.

Densidad=	(max-min)/k
Densidad=	(12690.8-3336.3)/13
Densidad=	720

6. Finalmente se crea la tabla siguiente:

	RANGO			PROMEDIO	FRECUENCIA	PROBABILIDAD	VE	PROB. ACUM	PROB. DESACM
								≤	≥
<b>1</b>	<b>3336</b>	a	4056	3696	564	11.3%	<b>417</b>	11.3%	88.7%
<b>2</b>	4056	a	4775	4416	480	9.6%	<b>424</b>	20.9%	79.1%
<b>3</b>	4775	a	5495	5135	440	8.8%	<b>452</b>	29.7%	70.3%
<b>4</b>	5495	a	6215	5855	430	8.6%	<b>504</b>	38.3%	61.7%
<b>5</b>	6215	a	6934	6574	395	7.9%	<b>519</b>	46.2%	53.8%
<b>6</b>	6934	a	7654	7294	370	7.4%	<b>540</b>	53.6%	46.4%
<b>7</b>	7654	a	8373	8014	401	8.0%	<b>643</b>	61.6%	38.4%
<b>8</b>	8373	a	9093	8733	348	7.0%	<b>608</b>	68.6%	31.4%
<b>9</b>	9093	a	9813	9453	358	7.2%	<b>677</b>	75.7%	24.3%
<b>10</b>	9813	a	10532	10172	322	6.4%	<b>655</b>	82.2%	17.8%
<b>11</b>	10532	a	11252	10892	320	6.4%	<b>697</b>	88.6%	11.4%
<b>12</b>	11252	a	11971	11611	284	5.7%	<b>660</b>	94.2%	5.8%
<b>13</b>	11971	a	<b>12691</b>	12331	288	5.8%	<b>710</b>	100.0%	0.0%
					5000	100.0%	<b>7505</b>	<b>Reserva</b>	

7. Graficar los valores de probabilidad acumulada y probabilidad desacumulada.

" $\geq$ "

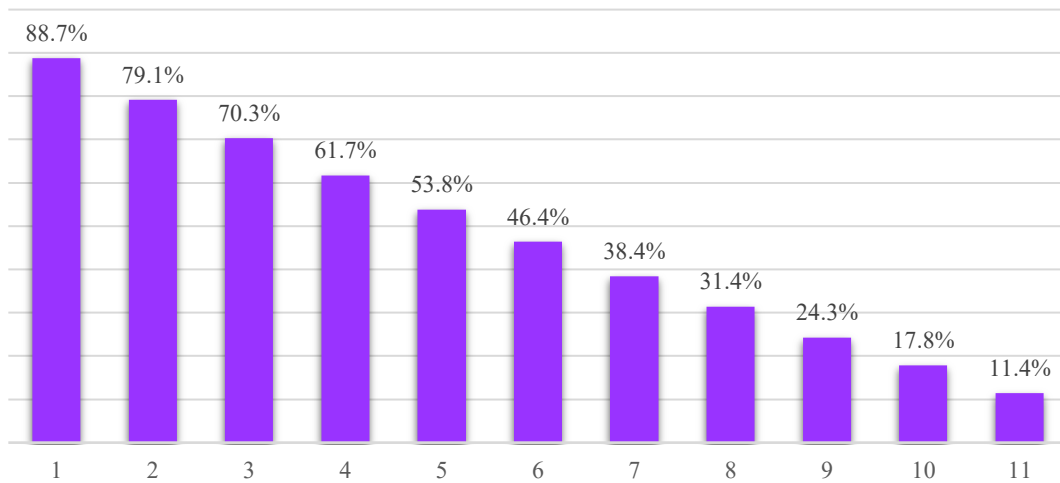


Figura 61. Probabilidad desacumulada- Método Monte Carlo. Elaboración propia

" $\leq$ "

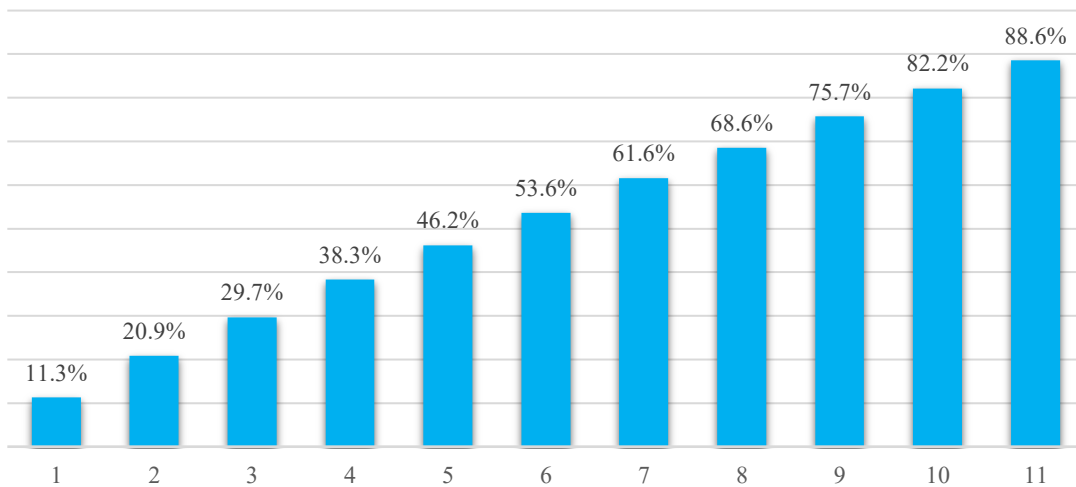


Figura 60. Probabilidad acumulada- Método Monte Carlo. Elaboración propia

8. Teniendo en cuenta el factor de recuperación en el caso de Curvas de declinación (26.65%), obtener EUR

$$EUR = N * FR$$

$$EUR = (7,505 [MMBLS]) * \left(\frac{26.65}{100}\right) = 2000.08 [MMBLS]$$

9. Calcular las reservas

$$RESERVAS = EUR - N_p$$

$$RESERVAS = 2000.08 MMBLS - 4.827 MMBLS = 1995.25 [MMBLS]$$



## CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este caso práctico se aplicaron cuatro métodos de estimación de reservas: análisis de curvas de declinación, curvas tipo, balance de materia y método Monte Carlo. Cada uno permitió estimar el volumen recuperable de crudo del Pozo Y-33 bajo distintas técnicas. Los resultados obtenidos se encuentran en la tabla 27.

Tabla 27. Resultados de reservas

<b>Reservas estimada [MMBLS]</b>		
<b>Curvas de declinación</b>		
<b>1P</b>	<b>2P</b>	<b>3P</b>
<b>11.53</b>	<b>12.7</b>	<b>13.71</b>
<b>Curvas tipo</b>		<b>Balance de materia</b>
<b>14.43</b>		<b>3.41</b>

El análisis realizado permitió estimar las reservas asociadas al pozo mediante diferentes metodologías de ingeniería de yacimientos. A partir del análisis de curvas de declinación, se obtuvieron reservas estimadas de 11.51 MMBLS para el caso de 1P, 12.7 MMBLS para 2P y 13.71 MMBLS para 3P. De manera complementaria, mediante el uso de curvas tipo se estimaron reservas del orden de 14.43 MMBLS, mientras que el método de balance de materia arrojó un valor de 3.41 MMBLS. Por otro lado, el análisis probabilístico mediante Monte Carlo estimó reservas aproximadas de 1995 MMBLS.

El análisis de curvas de declinación permitió estimar el volumen remanente recuperable del pozo y junto con la producción acumulada, determinar el volumen total recuperable de su área de drene. A partir de esta relación se obtuvo un factor de recuperación aproximado de 26.65%.

Este valor se encuentra dentro del rango reportado para yacimientos carbonatados de tipo calizas dolomitizados con mecanismos de empuje por gas disuelto, cuyos factores de recuperación se encuentran entre el 5% y 35%, dependiendo de las características petrofísicas del yacimiento, la heterogeneidad del medio poroso y la eficiencia del sistema de producción (Ahmed, 2019).

En cuanto a la comparación de las metodologías, los resultados obtenidos mediante curvas de declinación (reservas 2P) y curvas tipo se consideran los más representativos, ya que estos métodos

se fundamentan principalmente en datos históricos de producción, presión y propiedades petrofísicas del yacimiento, lo cual permite obtener estimaciones más confiables del comportamiento del yacimiento. Por el contrario, el método de **Monte Carlo se descarta por completo** como estimación principal debido a que este tipo de análisis probabilísticos suele utilizarse a nivel de campo o en etapas exploratorias, donde la información disponible es limitada y se requiere trabajar con distribuciones de incertidumbre. De forma similar, el resultado obtenido mediante balance de materia presenta una desviación significativa respecto a los otros métodos, además de que para este método no se toman en cuenta varios valores como propiedades petrofísicas ni datos de presión, por lo que se considera menos representativo para la estimación final de reservas.

En consecuencia, se concluye que las reservas estimadas mediante **curvas de declinación y curvas tipo** representan la aproximación más confiable al potencial recuperable del pozo, al estar sustentadas en la información dinámica del comportamiento del yacimiento. Finalmente, los resultados obtenidos demuestran que la aplicación integrada de métodos de ingeniería de yacimientos constituye una herramienta sólida para estimación y certificación de reservas, permitiendo reducir la incertidumbre y mejorar la toma de decisiones en el desarrollo y manejo de los recursos petroleros.

# CONCLUSIONES

1. La estimación de reserva representa un elemento fundamental para la planeación de desarrollos de campos, evaluaciones económicas de proyectos petroleros, toma de decisiones de inversión y cumplimiento de los requerimientos regulatorios, en este caso, la aplicación de la metodología del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Management System), PRMS, resulta indispensable para garantizar las estimaciones confiables y técnicamente sustentadas.
2. La aplicación de diferentes métodos permitió evaluar la consistencia de las estimaciones obtenidas de acuerdo con la información disponible. En particular, los métodos de curvas de declinación y las curvas tipo, mostraron mayor coherencia para la estimación de reservas en este caso.
3. Los métodos de balance de materia y Monte Carlo, en este caso presentó menor representatividad para el análisis a nivel de pozo. Monte Carlo se utilizó únicamente como herramienta complementaria para el análisis de incertidumbre, considerando que este tipo de metodologías suele aplicarse a nivel de campo en etapa exploratoria.
4. El factor de recuperación obtenido 26.65% se encuentra dentro del rango para yacimientos de calizas dolomitizados con mecanismo de empuje de gas disuelto en el aceite, cuyos factores son del 5% al 35%.

En conclusión, las reservas estimadas mediante los métodos determinísticos constituyen una base fuerte, consistente y alineada con las buenas prácticas de la industria petrolera y con el marco regulatorio del PRMS. El enfoque adoptado en esta tesis demuestra que la correcta integración de métodos acordes al nivel de análisis y a la calidad de la información disponible permite obtener estimaciones robustas, reducir la incertidumbre y aportar valor tanto en el ámbito académico como en aplicaciones profesionales relacionadas con la certificación de reservas.

# ANEXOS

## Solución de curva tipo de Theis

De acuerdo con la ecuación Solución de Theis:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} E_1 \left( \frac{r_D^2}{4t_D} \right)$$

1. Suponer valores de la relación del tiempo adimensional con respecto al radio adimensional al cuadrado, es decir,  $\frac{t_D}{r_D^2}$ :

$\frac{t_D}{r_D^2}$
0.01
0.02
0.03
0.04
0.05
0.06
0.07
0.08
0.09
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
20
30
40
50

<b>60</b>
<b>70</b>
<b>80</b>
<b>90</b>
<b>100</b>
<b>200</b>
<b>300</b>
<b>400</b>
<b>500</b>
<b>600</b>
<b>700</b>
<b>800</b>
<b>900</b>
<b>1000</b>
<b>2000</b>
<b>3000</b>
<b>4000</b>
<b>5000</b>
<b>6000</b>
<b>7000</b>
<b>8000</b>
<b>9000</b>
<b>10000</b>

2. De la ecuación de la solución de Theis,  $\frac{t_D}{r_D^2}$  multiplicarlo por 4 y posteriormente obtener el inverso.

$$\frac{1}{4 * \frac{t_D}{r_D^2}} = \frac{r_D^2}{4t_D}$$

$\frac{t_D}{r_D^2}$	$\frac{r_D^2}{4 * t_D}$
<b>0.01</b>	25
<b>0.02</b>	12.5
<b>0.03</b>	8.333
<b>0.04</b>	6.25
<b>0.05</b>	5
<b>0.06</b>	4.1666
<b>0.07</b>	3.5714
<b>0.08</b>	3.125
<b>0.09</b>	2.777
<b>0.1</b>	2.5
<b>0.2</b>	1.25
<b>0.3</b>	0.8333

<b>0.4</b>	0.625
<b>0.5</b>	0.5
<b>0.6</b>	0.41666
<b>0.7</b>	0.35714
<b>0.8</b>	0.3125
<b>0.9</b>	0.2777
<b>1</b>	0.25
<b>2</b>	0.125
<b>3</b>	0.08333
<b>4</b>	0.0625
<b>5</b>	0.05
<b>6</b>	0.04166
<b>7</b>	0.03571
<b>8</b>	0.03125
<b>9</b>	0.0277
<b>10</b>	0.025
<b>20</b>	0.0125
<b>30</b>	0.00833
<b>40</b>	0.00625
<b>50</b>	0.005
<b>60</b>	0.00416
<b>70</b>	0.003571
<b>80</b>	0.003125
<b>90</b>	0.002777
<b>100</b>	0.0025
<b>200</b>	0.00125
<b>300</b>	0.0008333
<b>400</b>	0.000625
<b>500</b>	0.0005
<b>600</b>	0.00041667
<b>700</b>	0.00035714
<b>800</b>	0.0003125
<b>900</b>	0.00027778
<b>1000</b>	0.00025
<b>2000</b>	0.000125
<b>3000</b>	8.3333E-05
<b>4000</b>	0.0000625
<b>5000</b>	0.00005
<b>6000</b>	4.1667E-05
<b>7000</b>	3.5714E-05
<b>8000</b>	0.00003125
<b>9000</b>	2.7778E-05
<b>10000</b>	0.000025

3. Calcular la integral exponencial de los resultados obtenidos en el paso 2

$$E_1\left(\frac{r_D^2}{4t_D}\right)$$

$\frac{t_D}{r_D^2}$	$\frac{r_D^2}{4 * t_D}$	$E_1\left(\frac{r_D^2}{4 * t_D}\right)$
<b>0.01</b>	25	5.35E-13
<b>0.02</b>	12.5	2.77E-07
<b>0.03</b>	8.333	2.60E-05
<b>0.04</b>	6.25	2.70E-04
<b>0.05</b>	5	1.15E-03
<b>0.06</b>	4.1666	3.09E-03
<b>0.07</b>	3.5714	6.38E-03
<b>0.08</b>	3.125	0.011137
<b>0.09</b>	2.777	0.017345
<b>0.1</b>	2.5	0.024915
<b>0.2</b>	1.25	0.1464
<b>0.3</b>	0.8333	0.2926
<b>0.4</b>	0.625	0.4323
<b>0.5</b>	0.5	0.5598
<b>0.6</b>	0.41666	0.6752
<b>0.7</b>	0.35714	0.78
<b>0.8</b>	0.3125	0.8756
<b>0.9</b>	0.2777	0.9633
<b>1</b>	0.25	1.0443
<b>2</b>	0.125	1.6234
<b>3</b>	0.08333	1.9893
<b>4</b>	0.0625	2.2569
<b>5</b>	0.05	2.4679
<b>6</b>	0.04166	2.6421
<b>7</b>	0.03571	2.7904
<b>8</b>	0.03125	2.9195
<b>9</b>	0.0277	3.0339
<b>10</b>	0.025	3.1365
<b>20</b>	0.0125	3.8173
<b>30</b>	0.00833	4.2186
<b>40</b>	0.00625	4.5042
<b>50</b>	0.005	4.7261
<b>60</b>	0.00416	4.9076
<b>70</b>	0.003571	5.0611
<b>80</b>	0.003125	5.1942
<b>90</b>	0.002777	5.3117
<b>100</b>	0.0025	5.4167

<b>200</b>	0.00125	6.1086
<b>300</b>	0.0008333	6.5137
<b>400</b>	0.000625	6.8012
<b>500</b>	0.0005	7.0242
<b>600</b>	0.00041667	7.2064
<b>700</b>	0.00035714	7.3605
<b>800</b>	0.0003125	7.494
<b>900</b>	0.00027778	7.6118
<b>1000</b>	0.00025	7.7171
<b>2000</b>	0.000125	8.4101
<b>3000</b>	8.3333E-05	8.8155
<b>4000</b>	0.0000625	9.1032
<b>5000</b>	0.00005	9.3263
<b>6000</b>	4.1667E-05	9.5086
<b>7000</b>	3.5714E-05	9.6628
<b>8000</b>	0.00003125	9.7963
<b>9000</b>	2.7778E-05	9.9141
<b>10000</b>	0.000025	10.019

4. Finalmente, calcular  $P_D$  con los datos obtenidos:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} E_1 \left( \frac{r_D^2}{4t_D} \right)$$

$\frac{t_D}{r_D^2}$	$\frac{r_D^2}{4 * t_D}$	$E_1 \left( \frac{r_D^2}{4 * t_D} \right)$	$P_D$
<b>0.01</b>	25	5.35E-13	2.6745E-13
<b>0.02</b>	12.5	2.77E-07	1.387E-07
<b>0.03</b>	8.333	2.60E-05	1.3004E-05
<b>0.04</b>	6.25	2.70E-04	0.00013524
<b>0.05</b>	5	1.15E-03	0.00057415
<b>0.06</b>	4.1666	3.09E-03	0.00154505
<b>0.07</b>	3.5714	6.38E-03	0.00319065
<b>0.08</b>	3.125	0.011137	0.0055685
<b>0.09</b>	2.777	0.017345	0.0086725
<b>0.1</b>	2.5	0.024915	0.0124575
<b>0.2</b>	1.25	0.1464	0.0732
<b>0.3</b>	0.8333	0.2926	0.1463
<b>0.4</b>	0.625	0.4323	0.21615
<b>0.5</b>	0.5	0.5598	0.2799
<b>0.6</b>	0.41666	0.6752	0.3376
<b>0.7</b>	0.35714	0.78	0.39
<b>0.8</b>	0.3125	0.8756	0.4378
<b>0.9</b>	0.2777	0.9633	0.48165
<b>1</b>	0.25	1.0443	0.52215



<b>2</b>	0.125	1.6234	0.8117
<b>3</b>	0.08333	1.9893	0.99465
<b>4</b>	0.0625	2.2569	1.12845
<b>5</b>	0.05	2.4679	1.23395
<b>6</b>	0.04166	2.6421	1.32105
<b>7</b>	0.03571	2.7904	1.3952
<b>8</b>	0.03125	2.9195	1.45975
<b>9</b>	0.0277	3.0339	1.51695
<b>10</b>	0.025	3.1365	1.56825
<b>20</b>	0.0125	3.8173	1.90865
<b>30</b>	0.00833	4.2186	2.1093
<b>40</b>	0.00625	4.5042	2.2521
<b>50</b>	0.005	4.7261	2.36305
<b>60</b>	0.00416	4.9076	2.4538
<b>70</b>	0.003571	5.0611	2.53055
<b>80</b>	0.003125	5.1942	2.5971
<b>90</b>	0.002777	5.3117	2.65585
<b>100</b>	0.0025	5.4167	2.70835
<b>200</b>	0.00125	6.1086	3.0543
<b>300</b>	0.0008333	6.5137	3.25685
<b>400</b>	0.000625	6.8012	3.4006
<b>500</b>	0.0005	7.0242	3.5121
<b>600</b>	0.00041667	7.2064	3.6032
<b>700</b>	0.00035714	7.3605	3.68025
<b>800</b>	0.0003125	7.494	3.747
<b>900</b>	0.00027778	7.6118	3.8059
<b>1000</b>	0.00025	7.7171	3.85855
<b>2000</b>	0.000125	8.4101	4.20505
<b>3000</b>	8.3333E-05	8.8155	4.40775
<b>4000</b>	0.0000625	9.1032	4.5516
<b>5000</b>	0.00005	9.3263	4.66315
<b>6000</b>	4.1667E-05	9.5086	4.7543
<b>7000</b>	3.5714E-05	9.6628	4.8314
<b>8000</b>	0.00003125	9.7963	4.89815
<b>9000</b>	2.7778E-05	9.9141	4.95705
<b>10000</b>	0.000025	10.019	5.0095

# Curva tipo de Theis

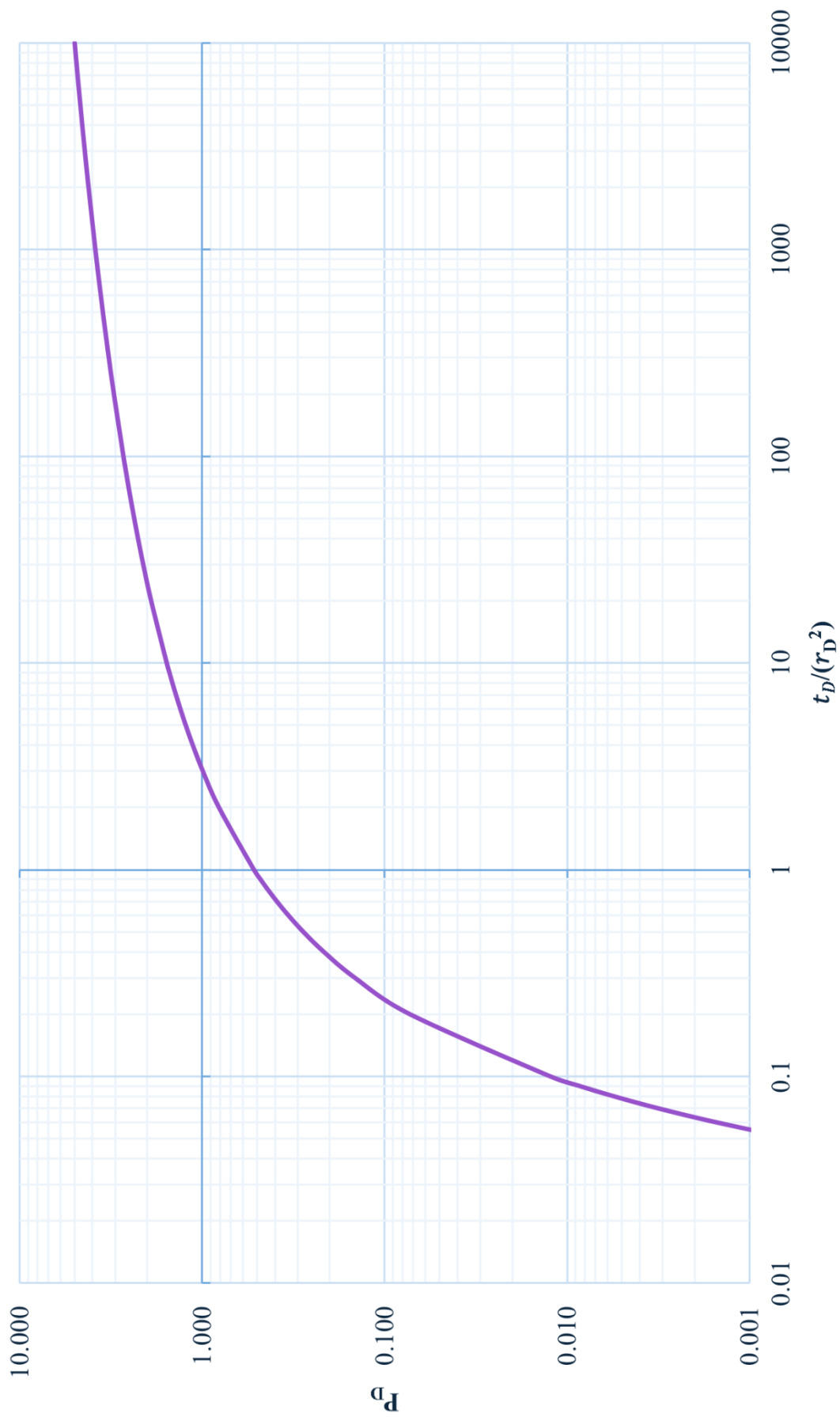


Figura 62. Curva tipo Theis. Elaboración propia.

## Desarrollo y construcción de curvas tipo

### Fetkovich

Teniendo como referencia el artículo “Application of Decline-Curve Analysis Technique in Oil Reservoir Using A Universal” y “Decline-Curve Analysis Using Type Curves-Case Histories”.

La construcción de la curva tipo de Fetkovich se dividirá en 2 partes, Flujo dominado por fronteras y flujo transitorio.

#### *Flujo dominado por fronteras (ARPS)*

En esta parte se utilizará el artículo: Fetkovich, M. J., Vienot, M. E., Bradley, M. D., & Kiesow, U. G. (1987). Decline-Curve Analysis Using type Curves—Case Histories. SPE Formation Evaluation, 2(04), 637–656. <https://doi.org/10.2118/13169-pa>

1. Usando la ecuación

$$t_{dB} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$$

Suponer valores de  $t_D$  y calcular  $t_{dB}$ , como se muestra a continuación:

$t_D$	$t_{dB}$
0.01	0.000113
0.02	0.000226
0.03	0.000340
0.04	0.000453
0.05	0.000566
0.06	0.000679
0.07	0.000793
0.08	0.000906
0.09	0.001019
0.1	0.001132
0.2	0.002264
0.3	0.003396
0.4	0.004529
0.5	0.005661
0.6	0.006793
0.7	0.007925
0.8	0.009057
0.9	0.010189
1	0.011322

<b>2</b>	0.022643
<b>3</b>	0.033965
<b>4</b>	0.045286
<b>5</b>	0.056608
<b>6</b>	0.067930
<b>7</b>	0.079251
<b>8</b>	0.090573
<b>9</b>	0.101894
<b>10</b>	0.113216
<b>20</b>	0.226432
<b>30</b>	0.339648
<b>40</b>	0.452864
<b>50</b>	0.566080
<b>60</b>	0.679297
<b>70</b>	0.792513
<b>80</b>	0.905729
<b>90</b>	1.018945
<b>100</b>	1.132161
<b>200</b>	2.264322
<b>300</b>	3.396483
<b>400</b>	4.528644
<b>500</b>	5.660804
<b>600</b>	6.792965
<b>700</b>	7.925126
<b>800</b>	9.057287
<b>900</b>	10.189448
<b>1000</b>	11.321609
<b>10000</b>	113.216088
<b>100000</b>	1132.160881
<b>200000</b>	2264.321762
<b>300000</b>	3396.482642

2. Calcular  $q_{dD}$

- ✓ Para  $b=0$ , representa una declinación exponencial, se utiliza la siguiente ecuación:

$$q_{dD} = e^{-t_{dD}}$$

- ✓ Para  $b$  entre 0 y 1, representa una declinación hiperbólica, se utiliza la siguiente ecuación:

$$q_{dD} = \frac{1}{(1 + b * t_{dD})^{\frac{1}{b}}}$$

- ✓ Para  $b=1$ , representa una declinación armónica, se utiliza la siguiente ecuación:

$$q_{dD} = \frac{1}{(1 + t_{dD})}$$

td	tad	qDa						
		b						
		0	0.2	0.4	0.5	0.6	0.8	1
0.01	0.000113	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
0.02	0.000226	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998
0.03	0.000340	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997
0.04	0.000453	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995
0.05	0.000566	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994
0.06	0.000679	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993
0.07	0.000793	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992
0.08	0.000906	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991
0.09	0.001019	0.9990	0.9990	0.9990	0.9990	0.9990	0.9990	0.9990
0.1	0.001132	0.9989	0.9989	0.9989	0.9989	0.9989	0.9989	0.9989
0.2	0.002264	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977
0.3	0.003396	0.9966	0.9966	0.9966	0.9966	0.9966	0.9966	0.9966
0.4	0.004529	0.9955	0.9955	0.9955	0.9955	0.9955	0.9955	0.9955
0.5	0.005661	0.9944	0.9944	0.9944	0.9944	0.9944	0.9944	0.9944
0.6	0.006793	0.9932	0.9932	0.9932	0.9932	0.9932	0.9932	0.9932
0.7	0.007925	0.9921	0.9921	0.9921	0.9921	0.9921	0.9921	0.9921
0.8	0.009057	0.9910	0.9910	0.9910	0.9910	0.9910	0.9910	0.9910
0.9	0.010189	0.9899	0.9899	0.9899	0.9899	0.9899	0.9899	0.9899
1	0.011322	0.9887	0.9888	0.9888	0.9888	0.9888	0.9888	0.9888
2	0.022643	0.9776	0.9777	0.9777	0.9777	0.9778	0.9778	0.9779
3	0.033965	0.9666	0.9667	0.9668	0.9669	0.9669	0.9670	0.9672
4	0.045286	0.9557	0.9559	0.9561	0.9562	0.9563	0.9565	0.9567
5	0.056608	0.9450	0.9453	0.9456	0.9457	0.9459	0.9461	0.9464
6	0.067930	0.9343	0.9348	0.9352	0.9354	0.9356	0.9360	0.9364
7	0.079251	0.9238	0.9244	0.9249	0.9252	0.9255	0.9260	0.9266
8	0.090573	0.9134	0.9141	0.9149	0.9152	0.9156	0.9163	0.9169
9	0.101894	0.9031	0.9041	0.9050	0.9054	0.9058	0.9067	0.9075
10	0.113216	0.8930	0.8941	0.8952	0.8957	0.8962	0.8973	0.8983
20	0.226432	0.7974	0.8014	0.8051	0.8069	0.8087	0.8121	0.8154
30	0.339648	0.7120	0.7199	0.7273	0.7307	0.7341	0.7405	0.7465
40	0.452864	0.6358	0.6482	0.6595	0.6648	0.6699	0.6795	0.6883
50	0.566080	0.5677	0.5849	0.6003	0.6075	0.6143	0.6269	0.6385
60	0.679297	0.5070	0.5289	0.5483	0.5572	0.5656	0.5813	0.5955
70	0.792513	0.4527	0.4792	0.5024	0.5129	0.5229	0.5413	0.5579
80	0.905729	0.4042	0.4350	0.4617	0.4738	0.4851	0.5060	0.5247
90	1.018945	0.3610	0.3956	0.4254	0.4389	0.4515	0.4746	0.4953
100	1.132161	0.3223	0.3604	0.3930	0.4077	0.4215	0.4466	0.4690
200	2.264322	0.1039	0.1545	0.1995	0.2200	0.2393	0.2747	0.3063
300	3.396483	0.0335	0.0749	0.1170	0.1374	0.1569	0.1937	0.2275
400	4.528644	0.0108	0.0398	0.0755	0.0938	0.1121	0.1475	0.1809
500	5.660804	0.0035	0.0227	0.0519	0.0682	0.0848	0.1180	0.1501

<b>600</b>	6.792965	0.0011	0.0137	0.0375	0.0517	0.0667	0.0976	0.1283
<b>700</b>	7.925126	0.0004	0.0087	0.0282	0.0406	0.0541	0.0828	0.1120
<b>800</b>	9.057287	0.0001	0.0057	0.0218	0.0327	0.0449	0.0716	0.0994
<b>900</b>	10.189448	0.0000	0.0039	0.0172	0.0269	0.0380	0.0628	0.0894
<b>1000</b>	11.321609	0.0000	0.0027	0.0139	0.0225	0.0326	0.0558	0.0812
<b>10000</b>	113.216088	0.0000	0.0000	0.0001	0.0003	0.0009	0.0035	0.0088
<b>100000</b>	1132.160881	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0009
<b>200000</b>	2264.321762	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0004
<b>300000</b>	3396.482642	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0003

3. Las curvas quedan de la siguiente manera:

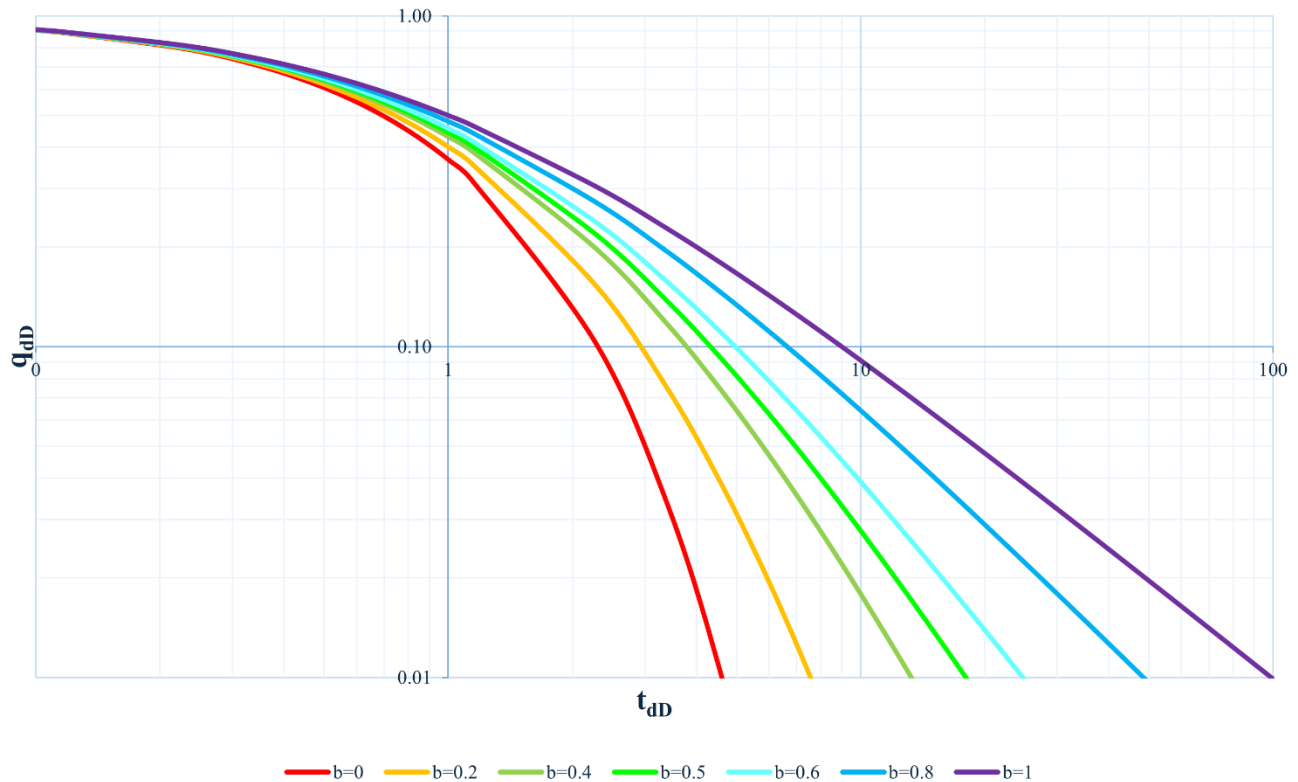


Figura 63. Curvas Arps. Elaboración propia.

#### Flujo transitorio (FETKOVICH)

En esta parte, se utilizará el artículo:

Fekkane, A., & Tiab, D. (2001, May 15). Application of Decline-Curve Analysis Technique in Oil Reservoir Using A Universal Fitting Equation. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference.

<https://doi.org/10.2118/70036-ms>

1. De acuerdo con el artículo se utilizará las siguientes ecuaciones:

$$b = 1 * 10^{-8}$$

$$q_{dD} = (1 + b * t_{dD})^{(-\frac{1}{b})} * e^{(A1 * \ln(t_{dD})^2 - A0)}$$

$$A0 = \left( a + b' / (1 + c * \left( \frac{(\ln(\frac{re}{rw}) - 0.5) - d}{e} \right)^2)^f \right)$$

$$A1 = \left( g + h / (1 + i * \left( \frac{(\ln(\frac{re}{rw}) - 0.5) - j}{k} \right)^2)^l \right)$$

donde:

<b>a</b>	-0.00159	<b>g</b>	0.000448
<b>b'</b>	0.06517	<b>h</b>	0.03622
<b>c</b>	7.2239	<b>i</b>	6.072758
<b>d</b>	1.81387	<b>j</b>	0.788941
<b>e</b>	4.89275	<b>k</b>	5.209117
<b>f</b>	0.71374	<b>l</b>	0.783041

2. Calcular  $q_{dD}$  para los diferentes  $re/rw$ :

<b>A0</b>		<b>0.143</b>	<b>0.049</b>	<b>0.020</b>	<b>0.011</b>
<b>A1</b>		0.031	0.025	0.018	0.014
<b>re/rw</b>		<b>10</b>	<b>20</b>	<b>50</b>	<b>100</b>
<b>t<sub>D</sub></b>	<b>t<sub>dD</sub></b>	<b>q<sub>dD</sub></b>			
<b>0.01</b>	1.00E-04	1.16E+01	7.49E+00	4.45E+00	3.26E+00
<b>0.02</b>	1.08E-04	1.12E+01	7.24E+00	4.32E+00	3.19E+00
<b>0.03</b>	1.18E-04	1.08E+01	7.00E+00	4.21E+00	3.12E+00
<b>0.04</b>	1.27E-04	1.04E+01	6.76E+00	4.09E+00	3.05E+00
<b>0.05</b>	1.38E-04	1.00E+01	6.54E+00	3.98E+00	2.98E+00
<b>0.06</b>	1.50E-04	9.67E+00	6.32E+00	3.88E+00	2.92E+00
<b>0.07</b>	1.62E-04	9.32E+00	6.12E+00	3.77E+00	2.86E+00
<b>0.08</b>	1.76E-04	8.98E+00	5.92E+00	3.68E+00	2.80E+00
<b>0.09</b>	1.91E-04	8.66E+00	5.73E+00	3.58E+00	2.74E+00
<b>0.1</b>	2.07E-04	8.35E+00	5.54E+00	3.49E+00	2.69E+00
<b>0.11</b>	2.25E-04	8.05E+00	5.37E+00	3.40E+00	2.63E+00
<b>0.12</b>	2.43E-04	7.77E+00	5.20E+00	3.32E+00	2.58E+00
<b>0.13</b>	2.64E-04	7.49E+00	5.03E+00	3.24E+00	2.53E+00
<b>0.14</b>	2.86E-04	7.23E+00	4.88E+00	3.16E+00	2.48E+00
<b>0.15</b>	3.10E-04	6.98E+00	4.73E+00	3.08E+00	2.43E+00
<b>0.16</b>	3.36E-04	6.73E+00	4.58E+00	3.01E+00	2.39E+00
<b>0.17</b>	3.65E-04	6.50E+00	4.44E+00	2.94E+00	2.34E+00
<b>0.18</b>	3.95E-04	6.27E+00	4.31E+00	2.87E+00	2.30E+00
<b>0.19</b>	4.29E-04	6.06E+00	4.18E+00	2.80E+00	2.26E+00

<b>0.2</b>	4.65E-04	5.85E+00	4.05E+00	2.74E+00	2.21E+00
<b>0.21</b>	5.04E-04	5.65E+00	3.93E+00	2.68E+00	2.18E+00
<b>0.22</b>	5.46E-04	5.46E+00	3.82E+00	2.62E+00	2.14E+00
<b>0.23</b>	5.93E-04	5.28E+00	3.71E+00	2.56E+00	2.10E+00
<b>0.24</b>	6.42E-04	5.10E+00	3.60E+00	2.50E+00	2.06E+00
<b>0.25</b>	6.97E-04	4.93E+00	3.50E+00	2.45E+00	2.03E+00
<b>0.26</b>	7.55E-04	4.76E+00	3.40E+00	2.40E+00	1.99E+00
<b>0.27</b>	8.19E-04	4.61E+00	3.30E+00	2.35E+00	1.96E+00
<b>0.28</b>	8.88E-04	4.46E+00	3.21E+00	2.30E+00	1.93E+00
<b>0.29</b>	9.63E-04	4.31E+00	3.12E+00	2.25E+00	1.90E+00
<b>0.3</b>	1.04E-03	4.17E+00	3.04E+00	2.21E+00	1.87E+00
<b>0.31</b>	1.13E-03	4.04E+00	2.96E+00	2.16E+00	1.84E+00
<b>0.32</b>	1.23E-03	3.91E+00	2.88E+00	2.12E+00	1.81E+00
<b>0.33</b>	1.33E-03	3.78E+00	2.80E+00	2.08E+00	1.78E+00
<b>0.34</b>	1.44E-03	3.67E+00	2.73E+00	2.04E+00	1.75E+00
<b>0.35</b>	1.56E-03	3.55E+00	2.66E+00	2.00E+00	1.73E+00
<b>0.36</b>	1.70E-03	3.44E+00	2.59E+00	1.96E+00	1.70E+00
<b>0.37</b>	1.84E-03	3.33E+00	2.52E+00	1.93E+00	1.68E+00
<b>0.38</b>	1.99E-03	3.23E+00	2.46E+00	1.89E+00	1.65E+00
<b>0.39</b>	2.16E-03	3.13E+00	2.40E+00	1.86E+00	1.63E+00
<b>0.4</b>	2.34E-03	3.04E+00	2.34E+00	1.82E+00	1.60E+00
<b>0.41</b>	2.54E-03	2.95E+00	2.28E+00	1.79E+00	1.58E+00
<b>0.42</b>	2.75E-03	2.86E+00	2.23E+00	1.76E+00	1.56E+00
<b>0.43</b>	2.99E-03	2.78E+00	2.18E+00	1.73E+00	1.54E+00
<b>0.44</b>	3.24E-03	2.70E+00	2.13E+00	1.70E+00	1.52E+00
<b>0.45</b>	3.51E-03	2.62E+00	2.08E+00	1.67E+00	1.50E+00
<b>0.46</b>	3.81E-03	2.54E+00	2.03E+00	1.64E+00	1.48E+00
<b>0.47</b>	4.13E-03	2.47E+00	1.98E+00	1.61E+00	1.46E+00
<b>0.48</b>	4.47E-03	2.40E+00	1.94E+00	1.59E+00	1.44E+00
<b>0.49</b>	4.85E-03	2.34E+00	1.90E+00	1.56E+00	1.42E+00
<b>0.5</b>	5.26E-03	2.27E+00	1.85E+00	1.54E+00	1.40E+00
<b>0.51</b>	5.70E-03	2.21E+00	1.81E+00	1.51E+00	1.38E+00
<b>0.52</b>	6.18E-03	2.15E+00	1.78E+00	1.49E+00	1.37E+00
<b>0.53</b>	6.70E-03	2.09E+00	1.74E+00	1.47E+00	1.35E+00
<b>0.54</b>	7.27E-03	2.04E+00	1.70E+00	1.44E+00	1.33E+00
<b>0.55</b>	7.88E-03	1.98E+00	1.67E+00	1.42E+00	1.32E+00
<b>0.56</b>	8.55E-03	1.93E+00	1.63E+00	1.40E+00	1.30E+00
<b>0.57</b>	9.27E-03	1.88E+00	1.60E+00	1.38E+00	1.29E+00
<b>0.58</b>	1.00E-02	1.84E+00	1.57E+00	1.36E+00	1.27E+00
<b>0.59</b>	1.09E-02	1.79E+00	1.54E+00	1.34E+00	1.26E+00
<b>0.6</b>	1.18E-02	1.74E+00	1.51E+00	1.32E+00	1.24E+00
<b>0.61</b>	1.28E-02	1.70E+00	1.48E+00	1.30E+00	1.23E+00
<b>0.62</b>	1.39E-02	1.66E+00	1.45E+00	1.29E+00	1.21E+00
<b>0.63</b>	1.51E-02	1.62E+00	1.42E+00	1.27E+00	1.20E+00



<b>0.64</b>	1.63E-02	1.58E+00	1.40E+00	1.25E+00	1.19E+00
<b>0.65</b>	1.77E-02	1.54E+00	1.37E+00	1.23E+00	1.17E+00
<b>0.66</b>	1.92E-02	1.51E+00	1.35E+00	1.22E+00	1.16E+00
<b>0.67</b>	2.08E-02	1.47E+00	1.32E+00	1.20E+00	1.15E+00
<b>0.68</b>	2.26E-02	1.44E+00	1.30E+00	1.19E+00	1.14E+00
<b>0.69</b>	2.45E-02	1.41E+00	1.28E+00	1.17E+00	1.12E+00
<b>0.7</b>	2.65E-02	1.38E+00	1.25E+00	1.16E+00	1.11E+00
<b>0.71</b>	2.87E-02	1.35E+00	1.23E+00	1.14E+00	1.10E+00
<b>0.72</b>	3.12E-02	1.32E+00	1.21E+00	1.13E+00	1.09E+00
<b>0.73</b>	3.38E-02	1.29E+00	1.19E+00	1.11E+00	1.08E+00
<b>0.74</b>	3.66E-02	1.26E+00	1.17E+00	1.10E+00	1.07E+00
<b>0.75</b>	3.97E-02	1.24E+00	1.15E+00	1.09E+00	1.06E+00
<b>0.76</b>	4.31E-02	1.21E+00	1.13E+00	1.07E+00	1.05E+00
<b>0.77</b>	4.67E-02	1.19E+00	1.12E+00	1.06E+00	1.04E+00
<b>0.78</b>	5.06E-02	1.16E+00	1.10E+00	1.05E+00	1.03E+00
<b>0.79</b>	5.49E-02	1.14E+00	1.08E+00	1.04E+00	1.02E+00
<b>0.8</b>	5.95E-02	1.12E+00	1.07E+00	1.02E+00	1.01E+00
<b>0.81</b>	6.45E-02	1.09E+00	1.05E+00	1.01E+00	9.96E-01
<b>0.82</b>	7.00E-02	1.07E+00	1.03E+00	1.00E+00	9.87E-01
<b>0.83</b>	7.59E-02	1.05E+00	1.02E+00	9.90E-01	9.77E-01
<b>0.84</b>	8.23E-02	1.03E+00	1.00E+00	9.79E-01	9.68E-01
<b>0.85</b>	8.92E-02	1.01E+00	9.89E-01	9.68E-01	9.58E-01
<b>0.86</b>	9.67E-02	9.95E-01	9.75E-01	9.57E-01	9.49E-01
<b>0.87</b>	1.05E-01	9.77E-01	9.61E-01	9.46E-01	9.39E-01
<b>0.88</b>	1.14E-01	9.59E-01	9.47E-01	9.35E-01	9.29E-01
<b>0.89</b>	1.23E-01	9.42E-01	9.33E-01	9.24E-01	9.19E-01
<b>0.9</b>	1.34E-01	9.25E-01	9.20E-01	9.12E-01	9.08E-01
<b>0.91</b>	1.45E-01	9.09E-01	9.06E-01	9.00E-01	8.97E-01
<b>0.92</b>	1.57E-01	8.92E-01	8.92E-01	8.88E-01	8.85E-01
<b>0.93</b>	1.70E-01	8.76E-01	8.78E-01	8.75E-01	8.72E-01
<b>0.94</b>	1.85E-01	8.59E-01	8.63E-01	8.61E-01	8.59E-01
<b>0.95</b>	2.00E-01	8.43E-01	8.48E-01	8.47E-01	8.45E-01
<b>0.96</b>	2.17E-01	8.26E-01	8.32E-01	8.32E-01	8.30E-01
<b>0.97</b>	2.35E-01	8.08E-01	8.15E-01	8.16E-01	8.14E-01
<b>0.98</b>	2.55E-01	7.90E-01	7.97E-01	7.99E-01	7.97E-01
<b>0.99</b>	2.77E-01	7.71E-01	7.79E-01	7.81E-01	7.80E-01
<b>1</b>	3.00E-01	7.51E-01	7.60E-01	7.61E-01	7.61E-01

3. Las curvas quedan de la siguiente manera:

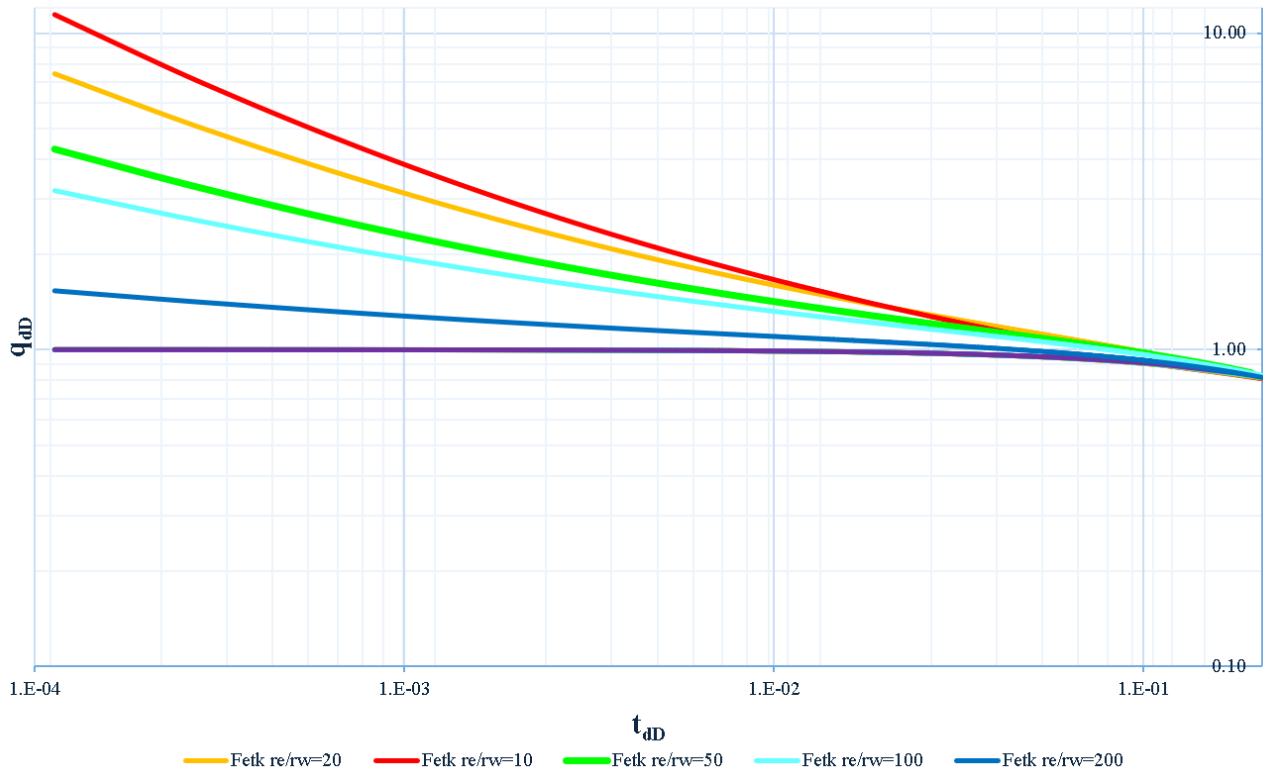


Figura 64. Curvas Fetkovich. Elaboración propia.

NOTA: Es importante destacar que mientras haya mayor número de datos, las curvas se verán más uniformes.

# FETKOVICH-ARPS TYPE CURVE

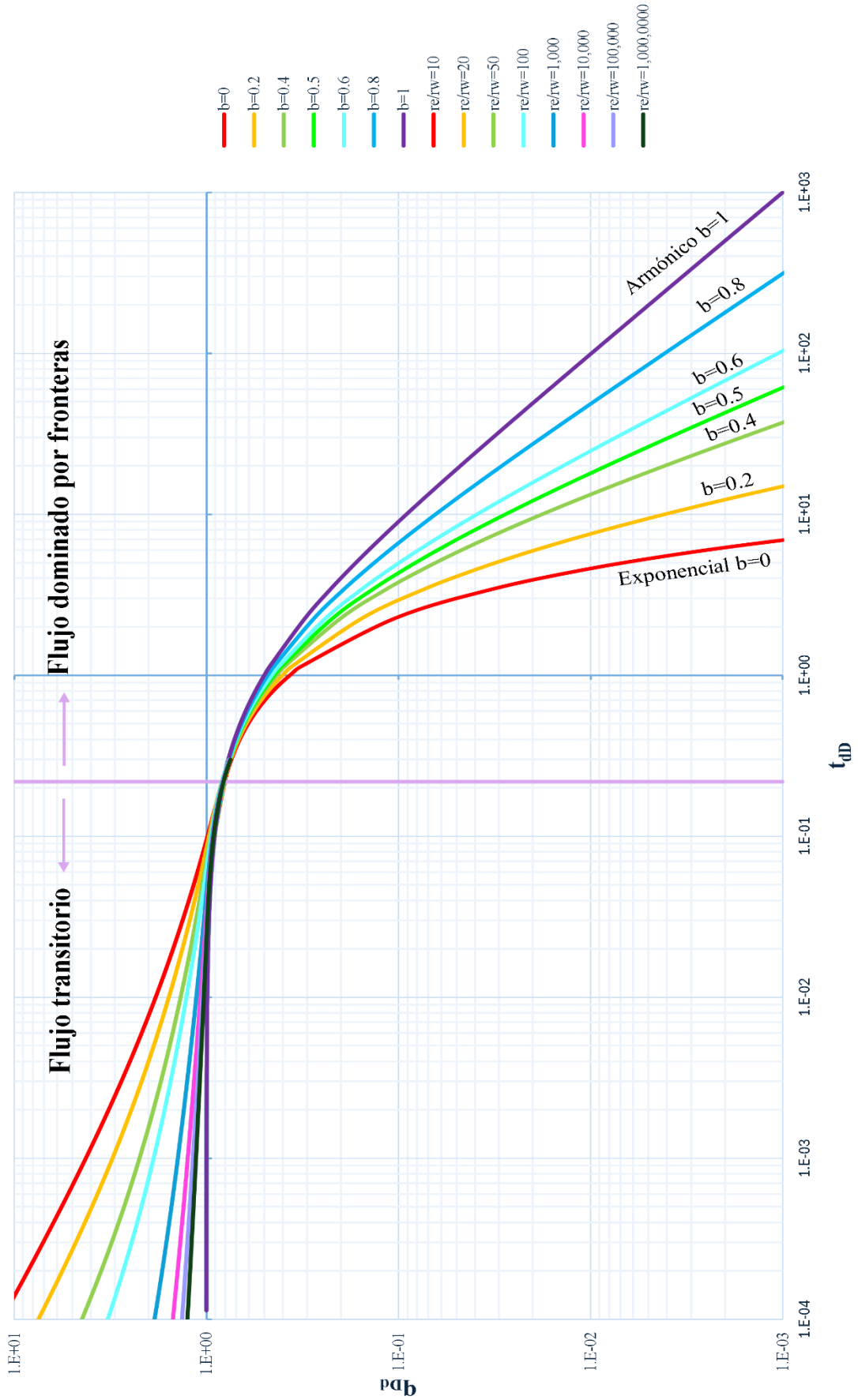


Figura 65. Curva tipo Fetkovich- Arps. Elaboración propia (Fekkané & Tiab, 2001) (Fetkovich, Decline-Curve Analysis Using Type curves- Case Histories, 1987)

## Blasingame

Teniendo como referencia el libro “Advanced Production Decline Analysis and Application” by Hedong Sun.

La construcción de la curva tipo de Blasingame se dividirá en 3 partes: Gasto Normalizado, Integral Normalizado y Integral Derivada Normalizado.

### Gasto normalizado

En esta parte es necesario usar las mismas curvas de Fetkovich (Flujo transitorio), pero en vez de usar de  $t_D$  se deberá calcular  $t_{cD}$

$$t_{cDd} = \frac{t_{cD}}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rw} \right)^2 - 1 \right] \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right]}$$

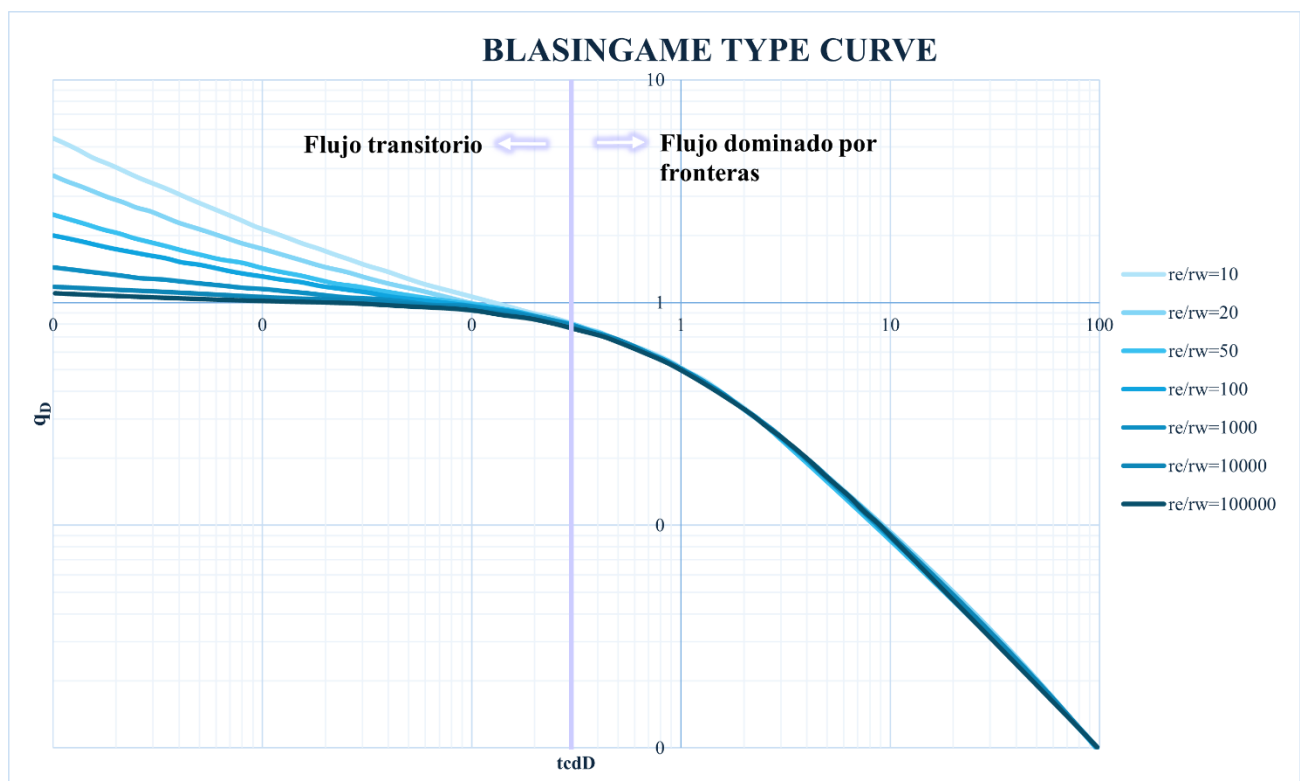


Figura 66. Curva tipo Blasingame – Gasto normalizado. Elaboración propia.

### Integral Normalizada

1. Utilizando la ecuación:

$$q_{Di}(t_D) = \frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} q_D(\tau) d\tau$$

Si se observa la ecuación, los parámetros que se deben de obtener son  $t_D$  y  $q_D(\tau)$ , por lo que se obtendrán a continuación:

Asumiendo la ecuación

$$q_D(t_D) = \frac{1}{1 + t_D}$$

Para  $q_D(\tau)$ , quedaría:

$$q_D(\tau) = \frac{1}{1 + \tau}$$

Para  $t_D$ , quedaría:

$$q_D = \frac{1}{1 + t_D}$$

Despejar  $t_D$ :

$$1 + t_D = \frac{1}{q_D}$$

Entonces:

$$t_D = \frac{1}{q_D} - 1 = \frac{1}{q_D} - \frac{q_D}{q_D} = \frac{1 - q_D}{q_D}$$

2. Sustituyendo  $q_D$  y  $t_D$  en  $q_{Di}$ :

$$q_{Di}(t_D) = \frac{1 - q_D}{q_D} \int_0^{t_D} \frac{1}{1 + \tau} d\tau$$

3. Dividiendo la ecuación en dos partes:

Primera parte:

$$\frac{1}{\frac{1 - q_D}{q_D}} = \frac{q_D}{1 - q_D}$$

Segunda parte:

$$\int_0^{t_D} \frac{1}{1 + \tau} d\tau = [\ln(1 + \tau)]_0^{t_D} = \ln(1 + t_D) + \ln(1) = \ln(1 + t_D) + 0 = \ln(1 + t_D)$$

4. Uniendo las dos partes de la ecuación queda:

$$q_{Di}(t_D) = \frac{q_D}{1 - q_D} * (\ln(1 + t_D))$$

5. Reduciendo la ecuación queda:

$$q_{Di}(t_D) = \frac{q_D * \ln(1 + t_D)}{1 - q_D}$$

En la curva tipo de Blasingame no se ocupa  $t_D$ , por lo que, se sustituirá por el parámetro  $q_D$ .

$$q_{Di}(t_D) = \frac{q_D * \ln(1 + t_D)}{1 - q_D}$$

$$q_D = \frac{1}{1 + t_D}$$

Considerando que

$$t_D = \frac{1}{q_D} - 1 = \frac{1}{q_D} - \frac{q_D}{q_D} = \frac{1 - q_D}{q_D}$$

Entonces:

$$\ln(1 + t_D) =$$

$$\ln\left(1 + \frac{1 - q_D}{q_D}\right) = \ln\left(\frac{q_D}{q_D} + \frac{1 - q_D}{q_D}\right) = \ln\left(\frac{q_D + 1 - q_D}{q_D}\right) = \ln\left(\frac{q_D + 1 - q_D}{q_D}\right) = \ln\left(\frac{1}{q_D}\right)$$

6. Por lo tanto, la ecuación de  $q_{Di}$  para poder realizar las curvas de la integral normalizada quedaría:

$$q_{Di}(t_D) = \frac{q_D * \ln\left(\frac{1}{q_D}\right)}{1 - q_D}$$

7. Calcular  $q_{Di}$

t <sub>D</sub>	t <sub>ad</sub>	q <sub>Di</sub>						
		re						
		10	20	50	100	1000	10000	100000
<b>0.01</b>	0.000113	2.5855	2.9532	1.7298	2.6699	2.3181	1.9002	1.6876
<b>0.02</b>	0.000226	2.3028	2.5968	1.6010	2.3590	2.0835	1.7457	1.5723
<b>0.03</b>	0.000340	2.1535	2.4085	1.5327	2.1952	1.9596	1.6637	1.5110
<b>0.04</b>	0.000453	2.0546	2.2838	1.4872	2.0867	1.8775	1.6092	1.4701
<b>0.05</b>	0.000566	1.9817	2.1920	1.4535	2.0069	1.8169	1.5690	1.4398
<b>0.06</b>	0.000679	1.9246	2.1201	1.4270	1.9445	1.7695	1.5373	1.4159
<b>0.07</b>	0.000793	1.8781	2.0616	1.4054	1.8936	1.7308	1.5114	1.3964
<b>0.08</b>	0.000906	1.8390	2.0124	1.3871	1.8509	1.6982	1.4896	1.3799
<b>0.09</b>	0.001019	1.8054	1.9703	1.3714	1.8143	1.6703	1.4709	1.3657
<b>0.1</b>	0.001132	1.7761	1.9335	1.3576	1.7824	1.6459	1.4545	1.3532
<b>0.2</b>	0.002264	1.5999	1.7132	1.2740	1.5909	1.4988	1.3550	1.2775
<b>0.3</b>	0.003396	1.5094	1.6005	1.2303	1.4929	1.4229	1.3032	1.2377

<b>0.4</b>	0.004529	1.4503	1.5274	1.2014	1.4292	1.3732	1.2690	1.2114
<b>0.5</b>	0.005661	1.4073	1.4743	1.1801	1.3829	1.3370	1.2439	1.1920
<b>0.6</b>	0.006793	1.3738	1.4332	1.1635	1.3470	1.3088	1.2243	1.1767
<b>0.7</b>	0.007925	1.3467	1.3999	1.1498	1.3179	1.2858	1.2083	1.1642
<b>0.8</b>	0.009057	1.3241	1.3722	1.1384	1.2936	1.2667	1.1948	1.1537
<b>0.9</b>	0.010189	1.3047	1.3486	1.1285	1.2729	1.2502	1.1832	1.1446
<b>1</b>	0.011322	1.2879	1.3281	1.1198	1.2550	1.2359	1.1731	1.1366
<b>2</b>	0.022643	1.1871	1.2064	1.0664	1.1479	1.1497	1.1110	1.0872
<b>3</b>	0.033965	1.1351	1.1445	1.0373	1.0930	1.1046	1.0776	1.0599
<b>4</b>	0.045286	1.1004	1.1038	1.0169	1.0568	1.0743	1.0545	1.0406
<b>5</b>	0.056608	1.0745	1.0737	1.0010	1.0298	1.0514	1.0366	1.0255
<b>6</b>	0.067930	1.0537	1.0499	0.9878	1.0083	1.0329	1.0219	1.0128
<b>7</b>	0.079251	1.0363	1.0302	0.9763	0.9904	1.0173	1.0093	1.0017
<b>8</b>	0.090573	1.0213	1.0132	0.9661	0.9751	1.0038	0.9981	0.9918
<b>9</b>	0.101894	1.0080	0.9984	0.9569	0.9615	0.9917	0.9880	0.9828
<b>10</b>	0.113216	0.9961	0.9852	0.9484	0.9494	0.9808	0.9788	0.9745
<b>20</b>	0.226432	0.9111	0.8937	0.8821	0.8643	0.9015	0.9082	0.9087
<b>30</b>	0.339648	0.8598	0.8365	0.8348	0.8102	0.8487	0.8586	0.8609
<b>40</b>	0.452864	0.8239	0.7919	0.7954	0.7676	0.8062	0.8177	0.8209
<b>50</b>	0.566080	0.7916	0.7546	0.7613	0.7318	0.7701	0.7824	0.7861
<b>60</b>	0.679297	0.7623	0.7223	0.7312	0.7008	0.7385	0.7513	0.7553
<b>70</b>	0.792513	0.7357	0.6937	0.7041	0.6734	0.7103	0.7233	0.7275
<b>80</b>	0.905729	0.7113	0.6681	0.6796	0.6487	0.6849	0.6981	0.7023
<b>90</b>	1.018945	0.6889	0.6449	0.6572	0.6264	0.6617	0.6750	0.6792
<b>100</b>	1.132161	0.6682	0.6238	0.6367	0.6060	0.6406	0.6538	0.6581
<b>200</b>	2.264322	0.5222	0.4793	0.4943	0.4670	0.4949	0.5071	0.5107

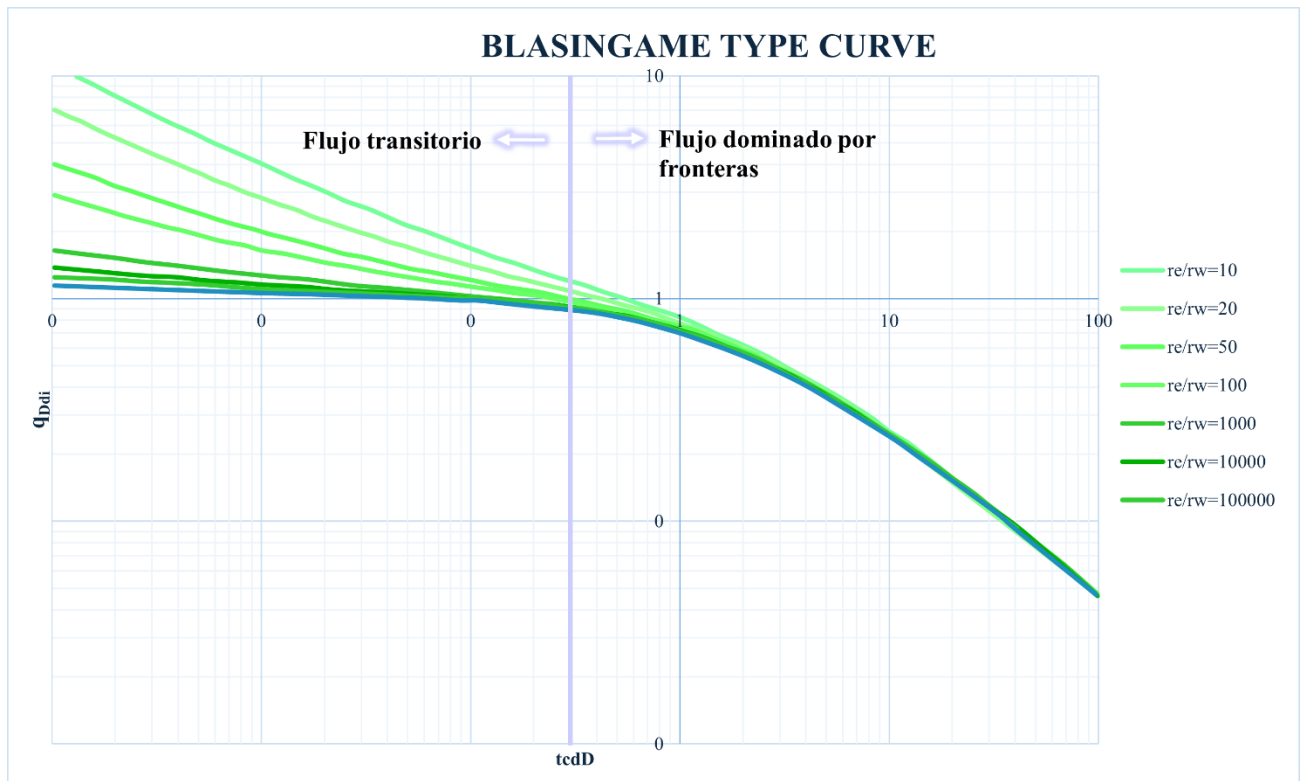


Figura 67. Curva tipo Blasingame – Integral Normalizado. Elaboración propia.

*Integral Derivada Normalizado*

En esta última parte, se usará esta fórmula:  $q_{Ddid} = q_{Ddi} - q_{Da}$

1. Calcular  $q_{Ddid}$

$t_D$	$t_{aD}$	$q_{Ddid}$						
		re						
		10	20	50	100	1000	10000	100000
<b>0.01</b>	0.000113	1.5756	1.9683	0.7299	1.7200	1.3192	0.8958	0.6857
<b>0.02</b>	0.000226	1.2930	1.6120	0.6013	1.4093	1.0847	0.7414	0.5706
<b>0.03</b>	0.000340	1.1439	1.4238	0.5330	1.2455	0.9609	0.6596	0.5093
<b>0.04</b>	0.000453	1.0450	1.2992	0.4876	1.1372	0.8789	0.6052	0.4685
<b>0.05</b>	0.000566	0.9723	1.2075	0.4541	1.0575	0.8185	0.5650	0.4383
<b>0.06</b>	0.000679	0.9153	1.1358	0.4277	0.9952	0.7712	0.5335	0.4146
<b>0.07</b>	0.000793	0.8689	1.0774	0.4062	0.9444	0.7326	0.5077	0.3952
<b>0.08</b>	0.000906	0.8299	1.0283	0.3880	0.9019	0.7001	0.4861	0.3788
<b>0.09</b>	0.001019	0.7964	0.9863	0.3724	0.8654	0.6723	0.4674	0.3647
<b>0.1</b>	0.001132	0.7673	0.9497	0.3588	0.8335	0.6480	0.4511	0.3524
<b>0.2</b>	0.002264	0.5922	0.7304	0.2763	0.6432	0.5020	0.3528	0.2777
<b>0.3</b>	0.003396	0.5028	0.6189	0.2337	0.5463	0.4273	0.3021	0.2391
<b>0.4</b>	0.004529	0.4448	0.5469	0.2059	0.4837	0.3787	0.2690	0.2139
<b>0.5</b>	0.005661	0.4029	0.4949	0.1858	0.4385	0.3436	0.2450	0.1956
<b>0.6</b>	0.006793	0.3706	0.4549	0.1702	0.4037	0.3165	0.2265	0.1815
<b>0.7</b>	0.007925	0.3446	0.4228	0.1577	0.3758	0.2947	0.2116	0.1701



<b>0.8</b>	0.009057	0.3231	0.3962	0.1473	0.3526	0.2766	0.1993	0.1607
<b>0.9</b>	0.010189	0.3048	0.3737	0.1386	0.3330	0.2613	0.1888	0.1527
<b>1</b>	0.011322	0.2891	0.3542	0.1310	0.3162	0.2481	0.1798	0.1458
<b>2</b>	0.022643	0.1993	0.2435	0.0886	0.2201	0.1729	0.1287	0.1073
<b>3</b>	0.033965	0.1579	0.1923	0.0701	0.1759	0.1385	0.1059	0.0907
<b>4</b>	0.045286	0.1337	0.1621	0.0602	0.1501	0.1186	0.0933	0.0819
<b>5</b>	0.056608	0.1180	0.1423	0.0546	0.1334	0.1060	0.0857	0.0770
<b>6</b>	0.067930	0.1073	0.1285	0.0514	0.1219	0.0975	0.0810	0.0744
<b>7</b>	0.079251	0.0997	0.1186	0.0498	0.1139	0.0918	0.0782	0.0732
<b>8</b>	0.090573	0.0943	0.1113	0.0492	0.1081	0.0878	0.0767	0.0729
<b>9</b>	0.101894	0.0905	0.1059	0.0494	0.1040	0.0852	0.0760	0.0733
<b>10</b>	0.113216	0.0878	0.1019	0.0501	0.1011	0.0835	0.0760	0.0742
<b>20</b>	0.226432	0.0878	0.0955	0.0689	0.1010	0.0892	0.0904	0.0935
<b>30</b>	0.339648	0.1051	0.1068	0.0901	0.1155	0.1050	0.1094	0.1142
<b>40</b>	0.452864	0.1271	0.1201	0.1086	0.1308	0.1204	0.1264	0.1321
<b>50</b>	0.566080	0.1443	0.1323	0.1241	0.1446	0.1338	0.1407	0.1469
<b>60</b>	0.679297	0.1580	0.1429	0.1368	0.1565	0.1451	0.1524	0.1589
<b>70</b>	0.792513	0.1688	0.1518	0.1472	0.1665	0.1544	0.1620	0.1686
<b>80</b>	0.905729	0.1775	0.1592	0.1557	0.1749	0.1620	0.1697	0.1764
<b>90</b>	1.018945	0.1844	0.1654	0.1627	0.1819	0.1682	0.1760	0.1827
<b>100</b>	1.132161	0.1899	0.1704	0.1684	0.1877	0.1733	0.1810	0.1878
<b>200</b>	2.264322	0.2061	0.1883	0.1882	0.2109	0.1899	0.1966	0.2027

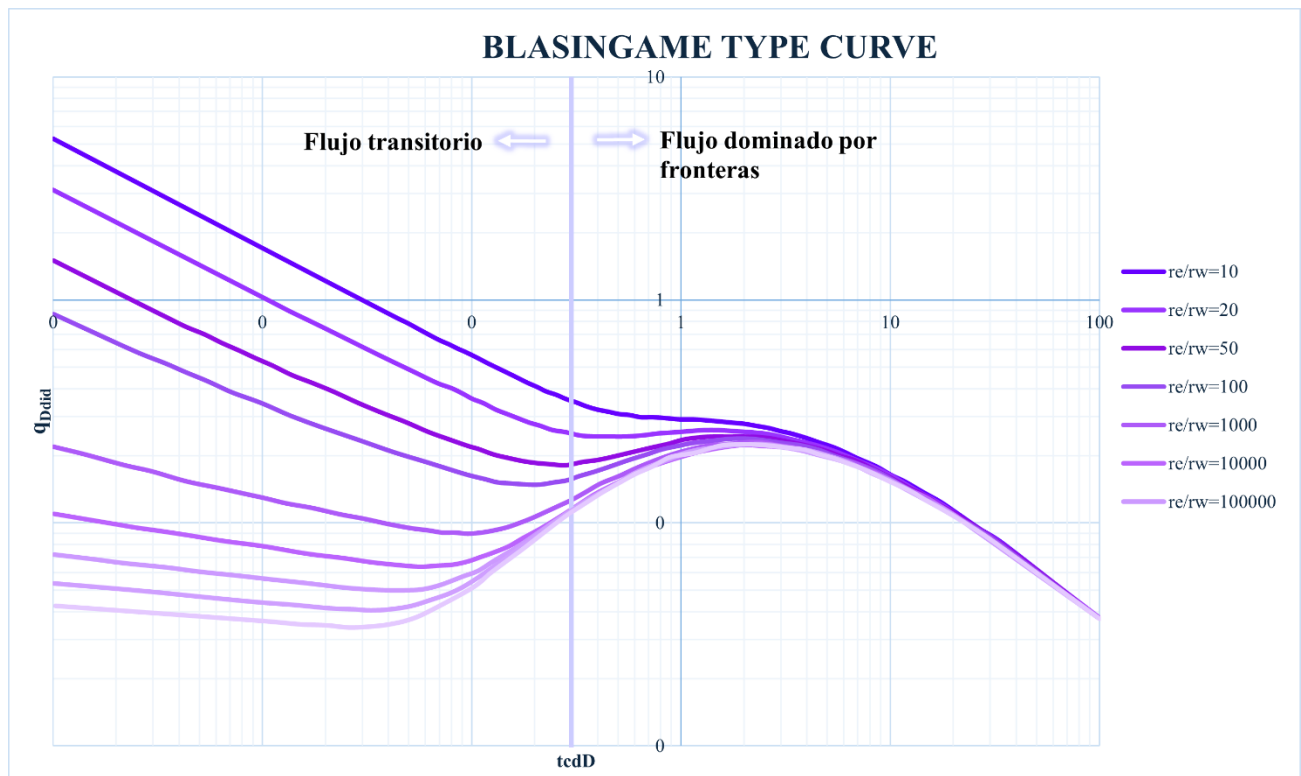


Figura 68. Curva tipo Blasingame – Integral Derivada Normalizado. Elaboración propia.

# BLASINGAME TYPE CURVE

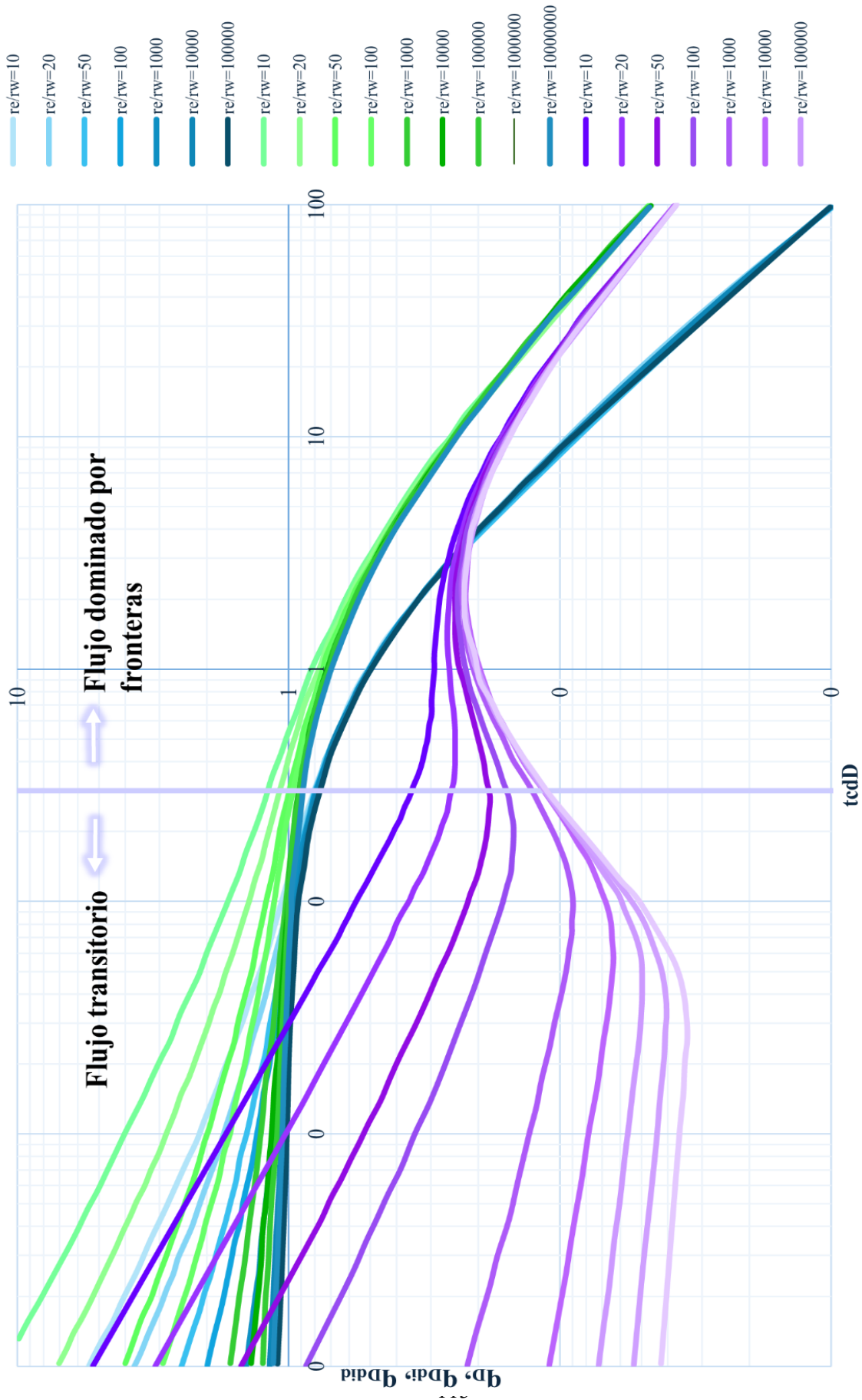


Figura 69. Curva tipo Blasingame. Elaboración propia. (Sun, 2015)

## Agarwal

Teniendo como referencia el libro “Advanced Production Decline Analysis and Application” by Hedong Sun.

La construcción de la curva tipo de Agarwal se dividirá en 3 partes: Gasto Normalizado, Integral Normalizado y Integral Derivada Normalizado.

### Gasto Normalizado

1. Suponer valores de  $t_{cD}$

$$t_{cDd} = \frac{t_{cD}}{\frac{1}{2} \left[ \left( \frac{re}{rW} \right)^2 - 1 \right] \left[ \ln \left( \frac{re}{rW} \right) - \frac{1}{2} \right]}$$

2. Calcular  $q_D$ , teniendo las siguientes ecuaciones:

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4}$$

$$q_D = \frac{1}{p_D} = \frac{1}{2\pi t_{DA} + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4}}$$

$q_D$					
$t_{cDA}$	$r_e$				
	10	20	50	100	1,000
<b>1.08E-05</b>	8.19E+00	3.47E+00	1.92E+00	4.53E-01	2.19E-01
<b>2.07E-05</b>	5.94E+00	2.56E+00	1.47E+00	3.96E-01	2.08E-01
<b>3.10E-05</b>	4.98E+00	2.16E+00	1.27E+00	3.66E-01	2.01E-01
<b>4.11E-05</b>	4.37E+00	1.93E+00	1.14E+00	3.50E-01	1.95E-01
<b>5.03E-05</b>	3.96E+00	1.78E+00	1.06E+00	3.39E-01	1.91E-01
<b>6.16E-05</b>	3.61E+00	1.65E+00	9.82E-01	3.28E-01	1.87E-01
<b>7.24E-05</b>	3.36E+00	1.55E+00	9.32E-01	3.20E-01	1.83E-01
<b>8.17E-05</b>	3.19E+00	1.48E+00	8.98E-01	3.14E-01	1.81E-01
<b>9.22E-05</b>	3.03E+00	1.41E+00	8.67E-01	3.08E-01	1.78E-01
<b>1.00E-04</b>	2.93E+00	1.37E+00	8.46E-01	3.04E-01	1.77E-01
<b>2.07E-04</b>	2.15E+00	1.04E+00	6.73E-01	2.70E-01	1.69E-01
<b>3.10E-04</b>	1.81E+00	9.09E-01	6.06E-01	2.53E-01	1.63E-01
<b>4.11E-04</b>	1.62E+00	8.31E-01	5.65E-01	2.45E-01	1.58E-01
<b>5.03E-04</b>	1.50E+00	7.81E-01	5.40E-01	2.39E-01	1.55E-01
<b>6.16E-04</b>	1.40E+00	7.37E-01	5.16E-01	2.33E-01	1.52E-01
<b>7.24E-04</b>	1.32E+00	7.05E-01	4.98E-01	2.29E-01	1.50E-01
<b>8.17E-04</b>	1.26E+00	6.82E-01	4.84E-01	2.26E-01	1.48E-01
<b>9.22E-04</b>	1.20E+00	6.58E-01	4.71E-01	2.22E-01	1.47E-01
<b>1.00E-03</b>	1.17E+00	6.42E-01	4.62E-01	2.20E-01	1.46E-01

<b>2.07E-03</b>	8.98E-01	5.31E-01	3.96E-01	2.05E-01	1.39E-01
<b>3.10E-03</b>	7.87E-01	4.88E-01	3.65E-01	1.97E-01	1.36E-01
<b>4.11E-03</b>	7.24E-01	4.61E-01	3.47E-01	1.92E-01	1.33E-01
<b>5.03E-03</b>	6.82E-01	4.41E-01	3.35E-01	1.88E-01	1.32E-01
<b>6.16E-03</b>	6.45E-01	4.22E-01	3.24E-01	1.84E-01	1.30E-01
<b>7.24E-03</b>	6.19E-01	4.07E-01	3.15E-01	1.81E-01	1.29E-01
<b>8.17E-03</b>	6.00E-01	3.96E-01	3.09E-01	1.79E-01	1.28E-01
<b>1.00E-02</b>	5.71E-01	3.80E-01	3.00E-01	1.76E-01	1.26E-01
<b>2.07E-02</b>	4.85E-01	3.32E-01	2.70E-01	1.65E-01	1.21E-01
<b>3.10E-02</b>	4.43E-01	3.10E-01	2.54E-01	1.59E-01	1.18E-01
<b>4.11E-02</b>	4.17E-01	2.98E-01	2.44E-01	1.55E-01	1.16E-01
<b>5.03E-02</b>	4.00E-01	2.90E-01	2.39E-01	1.52E-01	1.14E-01
<b>6.16E-02</b>	3.83E-01	2.82E-01	2.34E-01	1.50E-01	1.13E-01
<b>7.24E-02</b>	3.69E-01	2.75E-01	2.30E-01	1.49E-01	1.12E-01
<b>8.17E-02</b>	3.60E-01	2.70E-01	2.27E-01	1.48E-01	1.11E-01
<b>9.22E-02</b>	3.52E-01	2.64E-01	2.24E-01	1.47E-01	1.11E-01
<b>1.00E-01</b>	3.47E-01	2.61E-01	2.22E-01	1.46E-01	1.10E-01
<b>2.07E-01</b>	2.93E-01	2.23E-01	1.97E-01	1.34E-01	1.02E-01
<b>3.10E-01</b>	2.54E-01	1.93E-01	1.74E-01	1.21E-01	9.43E-02
<b>4.11E-01</b>	2.24E-01	1.71E-01	1.55E-01	1.12E-01	8.86E-02
<b>5.03E-01</b>	2.00E-01	1.56E-01	1.42E-01	1.05E-01	8.41E-02
<b>6.16E-01</b>	1.76E-01	1.41E-01	1.28E-01	9.78E-02	7.94E-02
<b>7.24E-01</b>	1.59E-01	1.29E-01	1.17E-01	9.12E-02	7.54E-02
<b>8.17E-01</b>	1.47E-01	1.20E-01	1.10E-01	8.64E-02	7.22E-02
<b>9.22E-01</b>	1.35E-01	1.11E-01	1.02E-01	8.16E-02	6.87E-02
<b>1.00E+00</b>	1.27E-01	1.06E-01	9.71E-02	7.85E-02	6.64E-02
<b>3.10E+00</b>	4.59E-02	4.09E-02	4.18E-02	3.78E-02	3.42E-02
<b>4.11E+00</b>	3.49E-02	3.13E-02	3.28E-02	2.93E-02	2.67E-02
<b>5.03E+00</b>	2.86E-02	2.58E-02	2.72E-02	2.43E-02	2.22E-02
<b>6.16E+00</b>	2.34E-02	2.13E-02	2.23E-02	2.01E-02	1.85E-02
<b>7.24E+00</b>	2.00E-02	1.83E-02	1.91E-02	1.73E-02	1.60E-02
<b>8.17E+00</b>	1.77E-02	1.63E-02	1.70E-02	1.54E-02	1.44E-02
<b>9.22E+00</b>	1.58E-02	1.45E-02	1.51E-02	1.38E-02	1.29E-02
<b>1.00E+01</b>	1.45E-02	1.35E-02	1.39E-02	1.28E-02	1.20E-02
<b>2.07E+01</b>	7.11E-03	6.75E-03	6.87E-03	6.47E-03	6.24E-03
<b>3.10E+01</b>	4.78E-03	4.60E-03	4.63E-03	4.44E-03	4.34E-03
<b>4.11E+01</b>	3.62E-03	3.51E-03	3.52E-03	3.41E-03	3.37E-03
<b>5.03E+01</b>	2.97E-03	2.90E-03	2.89E-03	2.82E-03	2.81E-03

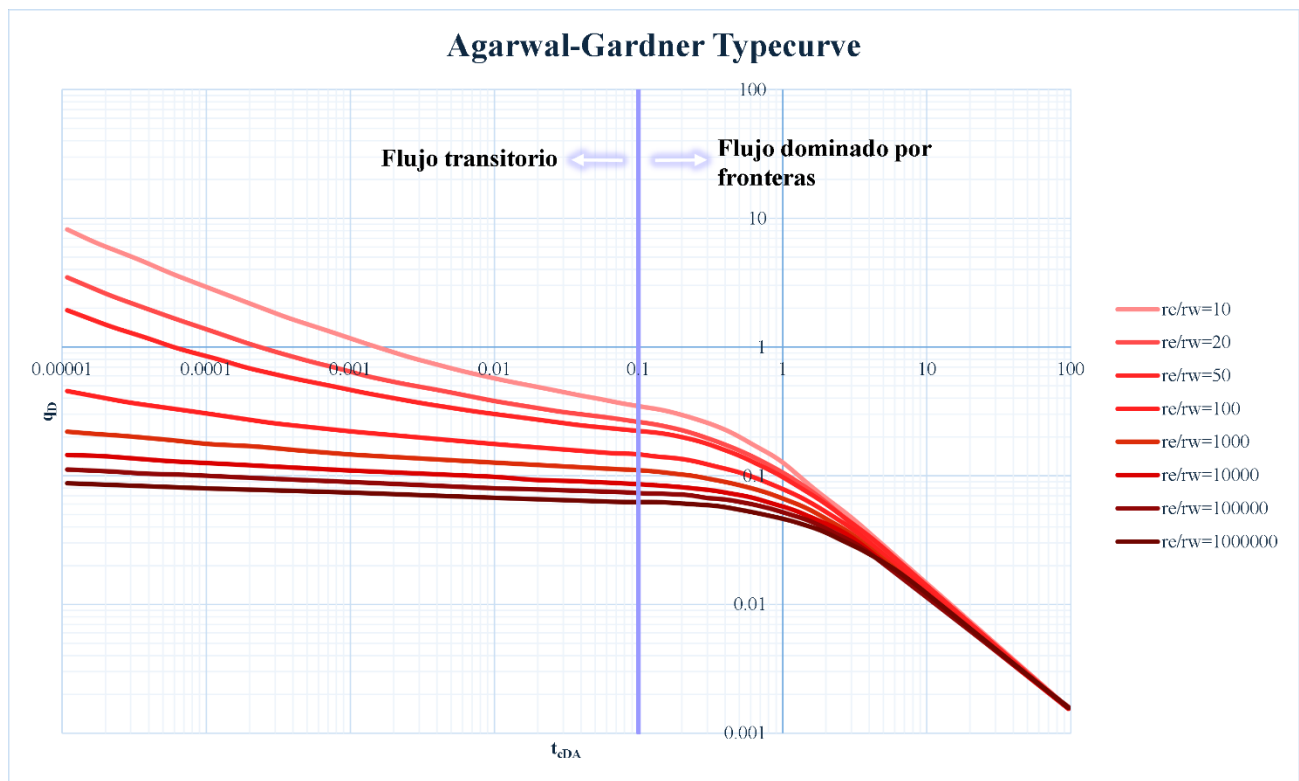


Figura 70. Curva tipo Agarwal – Gasto Normalizado. Elaboración propia.

#### Derivada de Presión Normalizada

1. Calcular 1/DER

$$\frac{1}{DER} = \frac{1}{\frac{\partial p_D}{\partial \ln t_{DA}}} = \frac{1}{t_{DA} \frac{\partial p_D}{\partial \ln t_{DA}}} = \frac{1}{t_{DA} p'_D}$$

$\frac{1}{DER}$					
$t_{cDA}$	$re=10$	$t_{cDA}$	$re=20$	$t_{cDA}$	$re=50$
<b>1.04E-05</b>	3.29E+01	1.02E-05	1.74E+01	1.04E-05	7.77E+00
<b>1.28E-05</b>	2.95E+01	3.57E-05	9.86E+00	1.35E-05	6.97E+00
<b>1.63E-05</b>	2.64E+01	4.14E-05	9.33E+00	1.79E-05	6.25E+00
<b>2.15E-05</b>	2.32E+01	4.81E-05	8.67E+00	2.36E-05	5.70E+00
<b>2.80E-05</b>	2.04E+01	5.80E-05	8.06E+00	3.19E-05	5.11E+00
<b>3.70E-05</b>	1.77E+01	6.99E-05	7.50E+00	4.30E-05	4.66E+00
<b>4.99E-05</b>	1.58E+01	8.27E-05	7.10E+00	5.59E-05	4.26E+00
<b>6.86E-05</b>	1.37E+01	1.02E-04	6.48E+00	7.68E-05	3.89E+00
<b>9.25E-05</b>	1.20E+01	1.20E-04	6.13E+00	1.02E-04	3.61E+00
<b>1.30E-04</b>	1.02E+01	1.50E-04	5.60E+00	1.42E-04	3.30E+00
<b>2.03E-04</b>	8.52E+00	1.96E-04	5.20E+00	1.96E-04	3.07E+00
<b>2.74E-04</b>	7.63E+00	2.45E-04	4.75E+00	2.69E-04	2.85E+00

3.76E-04	6.72E+00	3.12E-04	4.42E+00	3.69E-04	2.70E+00
5.37E-04	5.81E+00	4.21E-04	4.10E+00	5.07E-04	2.55E+00
7.95E-04	5.11E+00	6.00E-04	3.61E+00	6.59E-04	2.46E+00
1.05E-03	4.66E+00	8.73E-04	3.30E+00	8.89E-04	2.37E+00
1.78E-03	4.03E+00	1.11E-03	3.12E+00	1.16E-03	2.33E+00
2.63E-03	3.55E+00	1.68E-03	2.85E+00	1.88E-03	2.21E+00
3.97E-03	3.24E+00	2.53E-03	2.65E+00	1.01E-02	2.02E+00
5.88E-03	2.96E+00	3.48E-03	2.55E+00	4.19E-02	1.98E+00
8.38E-03	2.75E+00	4.87E-03	2.42E+00	4.86E-02	1.98E+00
1.29E-02	2.55E+00	6.33E-03	2.33E+00	5.54E-02	1.94E+00
1.98E-02	2.42E+00	8.23E-03	2.29E+00	6.44E-02	1.91E+00
3.05E-02	2.29E+00	1.01E-02	2.21E+00	7.34E-02	1.81E+00
4.43E-02	2.21E+00	3.54E-02	2.09E+00	8.21E-02	1.71E+00
5.65E-02	2.05E+00	4.27E-02	2.09E+00	9.35E-02	1.59E+00
6.68E-02	1.94E+00	5.05E-02	2.05E+00	1.05E-01	1.45E+00
7.76E-02	1.77E+00	5.75E-02	1.98E+00	1.15E-01	1.32E+00
9.18E-02	1.62E+00	6.68E-02	1.87E+00	9.81E+01	1.61E-03
1.09E-01	1.42E+00	7.91E-02	1.74E+00	0.00E+00	0.00E+00
1.24E-01	1.25E+00	9.53E-02	1.56E+00	0.00E+00	0.00E+00
1.41E-01	1.10E+00	1.09E-01	1.40E+00	0.00E+00	0.00E+00
1.64E-01	9.71E-01	1.22E-01	1.25E+00	0.00E+00	0.00E+00
9.81E+01	1.58E-03	1.41E-01	1.10E+00	0.00E+00	0.00E+00
0.00E+00	0.00E+00	9.63E+01	1.61E-03	0.00E+00	0.00E+00

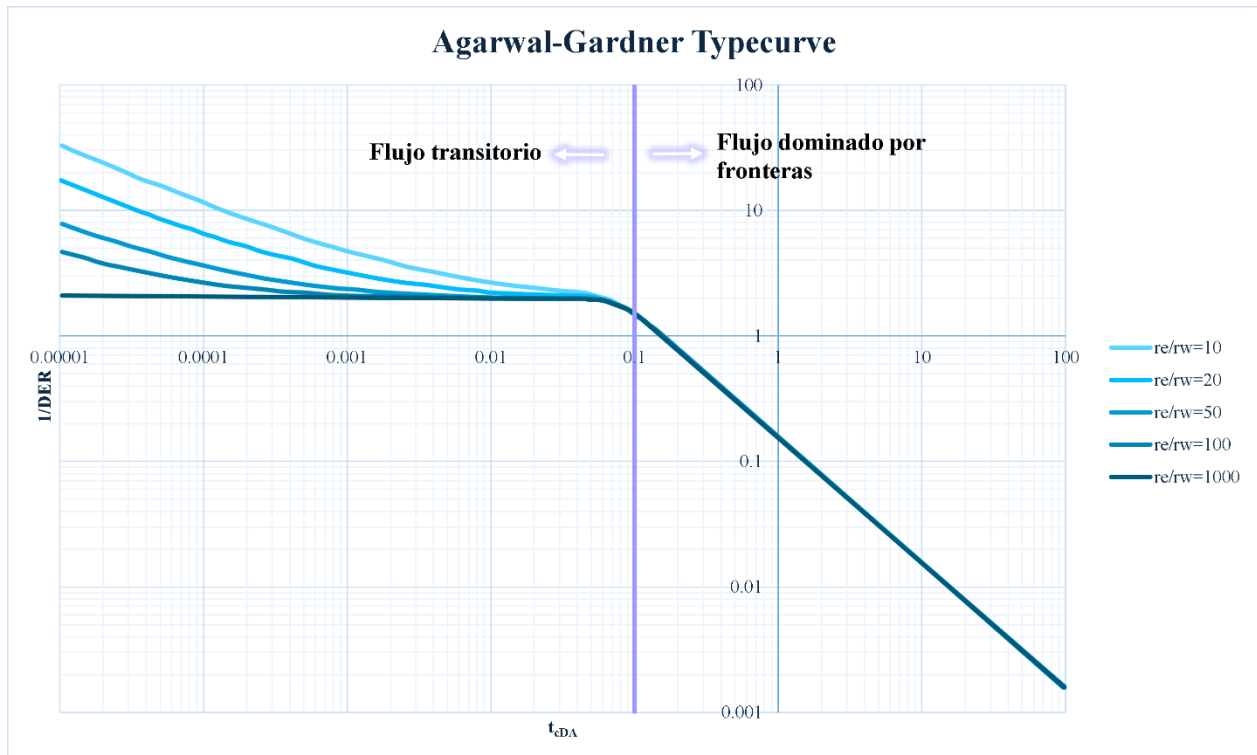


Figura 71. Curva tipo Agarwal – Derivada de Presión Normalizado. Elaboración propia.

*Integral de Presión Normalizada*

1. Calcular 1/DERI

$$\frac{1}{DERI} = \frac{1}{\frac{\partial p_{Di}}{\partial \ln t_{DA}}} = \frac{1}{t_{DA} \frac{\partial p_{Di}}{\partial \ln t_{DA}}} = \frac{1}{p_D - p_{Di}}$$

$\frac{1}{DERI}$					
$t_{cDA}$	<b>10</b>	$t_{cDA}$	<b>20</b>	$t_{cDA}$	<b>50</b>
<b>1.00E-05</b>	4.94E+01	1.02E-05	2.53E+01	1.02E-05	1.14E+01
<b>1.50E-05</b>	4.02E+01	1.26E-05	2.31E+01	1.22E-05	1.04E+01
<b>2.11E-05</b>	3.47E+01	1.50E-05	2.10E+01	1.47E-05	9.63E+00
<b>3.10E-05</b>	2.88E+01	1.85E-05	1.91E+01	1.89E-05	8.61E+00
<b>4.90E-05</b>	2.35E+01	2.33E-05	1.71E+01	2.42E-05	7.70E+00
<b>7.47E-05</b>	1.95E+01	2.87E-05	1.59E+01	3.83E-05	6.51E+00
<b>1.09E-04</b>	1.62E+01	3.75E-05	1.42E+01	5.10E-05	5.93E+00
<b>3.20E-04</b>	1.01E+01	5.20E-05	1.22E+01	6.93E-05	5.41E+00
<b>4.78E-04</b>	8.58E+00	7.76E-05	1.04E+01	8.55E-05	5.02E+00
<b>8.64E-04</b>	6.86E+00	1.07E-04	8.92E+00	1.04E-04	4.75E+00
<b>1.39E-03</b>	5.80E+00	1.58E-04	7.69E+00	1.33E-04	4.40E+00
<b>3.11E-03</b>	4.47E+00	2.74E-04	6.38E+00	1.77E-04	4.01E+00
<b>6.32E-03</b>	3.64E+00	4.60E-04	5.20E+00	2.31E-04	3.72E+00
<b>1.10E-02</b>	3.20E+00	6.62E-04	4.65E+00	2.97E-04	3.52E+00
<b>1.92E-02</b>	2.91E+00	8.82E-04	4.23E+00	3.80E-04	3.33E+00
<b>3.47E-02</b>	2.65E+00	1.24E-03	3.86E+00	4.69E-04	3.15E+00
<b>5.08E-02</b>	2.51E+00	1.76E-03	3.58E+00	6.13E-04	3.03E+00
<b>6.15E-02</b>	2.41E+00	2.38E-03	3.32E+00	8.02E-04	2.87E+00
<b>7.17E-02</b>	2.33E+00	3.30E-03	3.08E+00	1.03E-03	2.76E+00
<b>8.04E-02</b>	2.28E+00	4.57E-03	2.92E+00	1.54E-03	2.56E+00
<b>9.02E-02</b>	2.20E+00	6.44E-03	2.76E+00	2.09E-03	2.47E+00
<b>1.03E-01</b>	2.08E+00	8.92E-03	2.56E+00	2.78E-03	2.38E+00
<b>1.20E-01</b>	1.93E+00	1.26E-02	2.46E+00	3.70E-03	2.33E+00
<b>1.37E-01</b>	1.79E+00	1.68E-02	2.37E+00	1.44E-02	2.12E+00
<b>1.54E-01</b>	1.66E+00	2.28E-02	2.33E+00	2.81E-02	2.08E+00
<b>1.76E-01</b>	1.49E+00	3.15E-02	2.28E+00	4.12E-02	2.08E+00
<b>2.02E-01</b>	1.36E+00	4.45E-02	2.20E+00	4.89E-02	2.04E+00
<b>2.30E-01</b>	1.24E+00	5.28E-02	2.20E+00	5.59E-02	2.08E+00
<b>2.69E-01</b>	1.06E+00	6.16E-02	2.12E+00	6.40E-02	2.00E+00
<b>9.61E+01</b>	3.22E-03	7.74E-02	2.08E+00	7.31E-02	2.00E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	9.74E-02	1.93E+00	8.52E-02	1.93E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	1.14E-01	1.86E+00	9.56E-02	1.90E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	1.30E-01	1.76E+00	1.14E-01	1.83E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	1.51E-01	1.60E+00	1.25E-01	1.73E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	1.76E-01	1.49E+00	1.43E-01	1.66E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	1.98E-01	1.36E+00	1.57E-01	1.54E+00

<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	2.30E-01	1.21E+00	1.76E-01	1.46E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	9.79E+01	3.16E-03	1.98E-01	1.33E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	2.22E-01	1.24E+00
<b>0.00E+00</b>	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	9.61E+01	3.22E-03

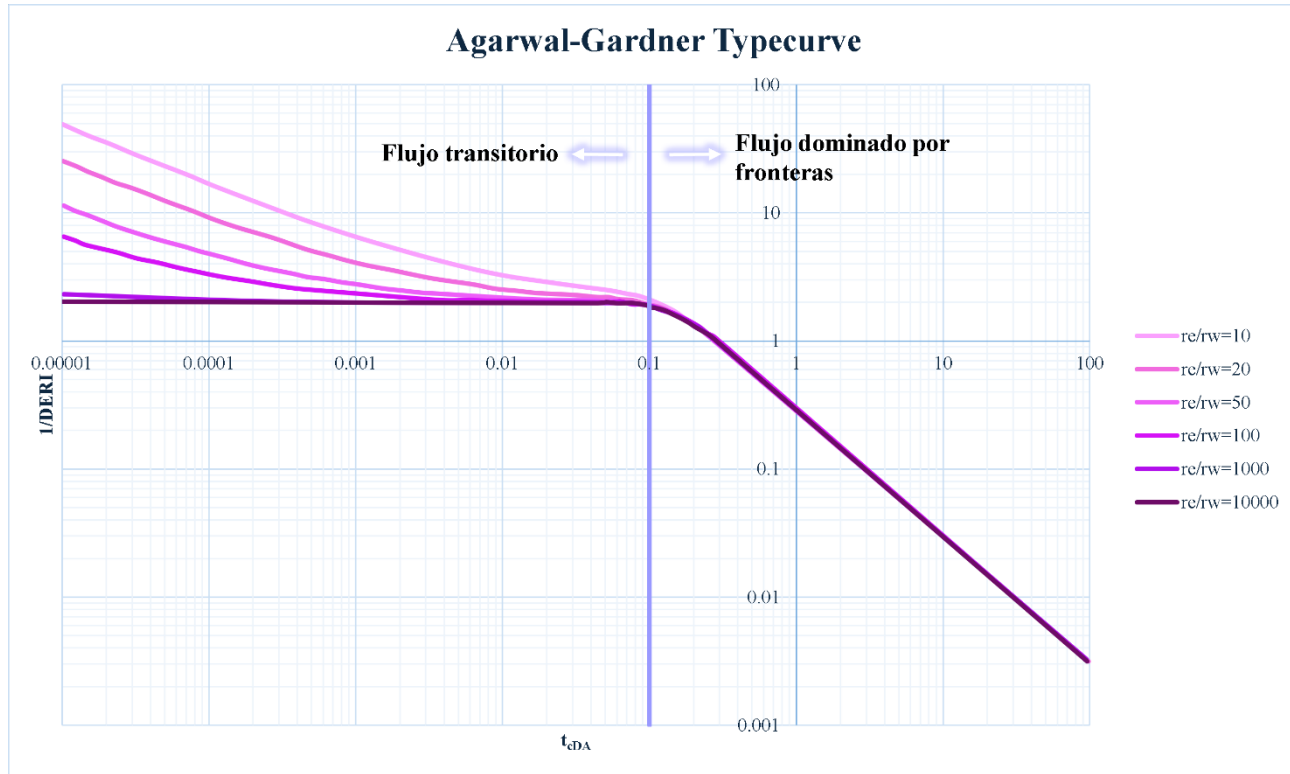


Figura 72. Curva tipo Agarwal – Integral de Presión Normalizado. Elaboración propia.



# Agarwal-Gardner Typecurve

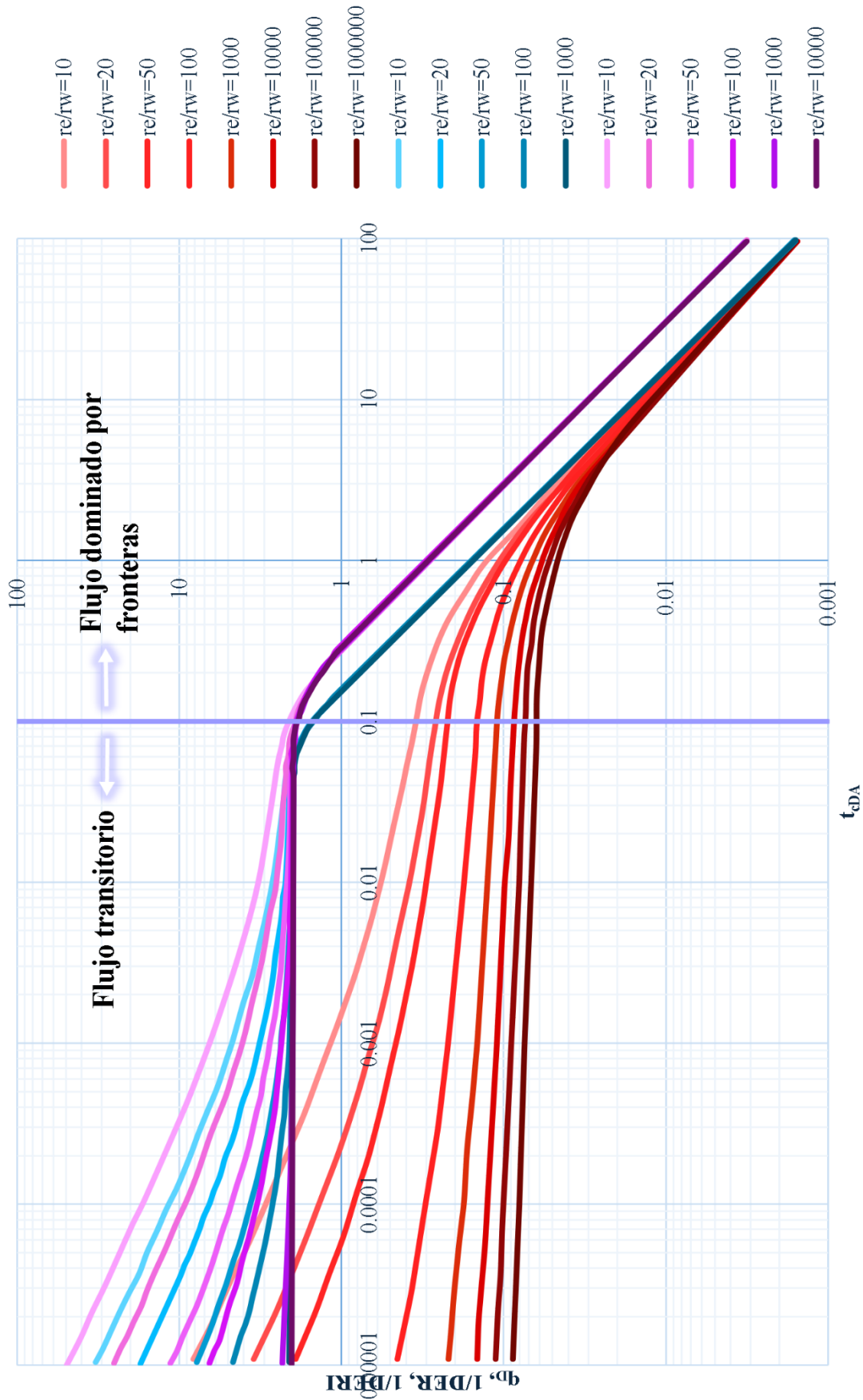


Figura 73. Curva tipo Agarwal. Elaboración propia. (Sun, 2015)

ESCANEA



*Figura 74. QR para visualizar los datos completos de las curvas tipo de Fetkovich, Blasingame y Agarwal. Elaboración propia.*

## Bibliografía

- Company Overview. (2025, 12 4). Retrieved from Ryder Scott: <https://ryderscott.com/company-overview/>
- Ahmed, T. (2019). Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing.
- Ampomah, W., Balch, R. S., Chen, H.-Y., Gunda, D., & Cather, M. (2016, Mayo). Probabilistic Reserves Assessment and Evaluation of Sandstone Reservoir in the Anadarko Basin. Retrieved from One Petro: <https://doi.org/10.2118/179953-MS>
- DeGolyer and MacNaughton. (2025, 12 04). Retrieved from Consultoría mundial de petróleo y gas : <https://www.demac.com/es/nosotros/historia/>
- DeSorcy, G. J. (1979, Septiembre). Estimation Methods for Proved Recoverable. Retrieved from OnePetro: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC10/WPC10/WPC-18132/201351>
- Fastrta. (2016, 05 13). IHS Markit Reservoir Engineering Software. Retrieved from RTA Theory Blasingame Type Curves: [www.youtube.com/@feketesoftware](http://www.youtube.com/@feketesoftware)
- Fekkane, A., & Tiab, D. (2001, Mayo). Application of Decline-Curve Analysis Technique in Oil Reservoir Using A Universal. Retrieved from OnePetro: <https://doi.org/10.2118/70036-MS>
- Fetkovich, M. J. (1973, Septiembre). Decline Curve Analysis Using Type Curve. Retrieved from OnePetro: <https://doi.org/10.2118/4629-MS>
- Fetkovich, M. J. (1987, Diciembre). Decline-Curve Analysis Using Type curves- Case Histories. Retrieved from OnePetro: <https://doi.org/10.2118/13169-PA>
- Lingang Lv, P. C. (2025). Application of Blasingame's Modern Production-Decline Analysis Method in Production Performance Analysis of Buried Hill Condensate Gas Reservoir. MDPI, 14.
- Lorenzen, R. P. (2012). Introduction to the Petroleum Resources Management System and the implications for the geophysical community. Retrieved from The Leading Edge,: <https://doi.org/10.1190/tle31091028.1>

- Martínez García Bernando, S. V. (2017). Aplicación de la ecuación de balance de materia a los yacimientos con alto. *Biblat*, 29.
- Mattar, L. (2003, Octubre). A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data. Retrieved from OnePetro: <https://doi.org/10.2118/84472-MS>
- Matthews, C. (1986, Abril). Transient, Semisteady-State and Steady-State Flow. Retrieved from OnePetro: <https://doi.org/10.2118/15278-PA>
- McMichael, A. R. (1999). Petroleum Reserves: New Definitions By The Society Of Petroleum Engineers And The World Petroleum Congress. *Journal Of Petroleum Geology*, 133-140.
- Mohammed, A. I., Abdurahman, H., Ibrahim, S. D., & Adamu, B. M. (2018, Agosto). Uncertainty Modelling in Multi-Layered Reserve Estimation Using Monte Carlo Simulation. Retrieved from OnePetro: <https://doi.org/10.2118/193454-MS>
- Murtha, J. (1997, Abril). Monte Carlo Simulation: Its Status and Future. Retrieved from OnePetro: <https://doi.org/10.2118/37932-JPT>
- NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC. (2025, 12 08). Retrieved from NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.: <https://netherlandsewell.com/>
- Reservoir deliverability. (2020). In M. R. Jamal H. Abou-Kassem, *Petroleum Reservoir Simulation. The Engineering Approach*.
- Shaping the Future of Energy. (2025, 12 8). Retrieved from Sproule ERCE : <https://sproule-erce.com/about/>
- Society of Petroleum Engineers (SPE). (2018). *Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo* . United State of America.
- Society of Petroleum Engineers. (2011). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*. United States of America .
- Sun, H. (2015). *Advanced Production Decline Analysis and Application* Advanced Production Decline Analysis and Application. Waltham, Massachusetts y Oxford, Inglaterra: Gulf Professional Publishing.

- West, S. L., & Cochrane, P. J. (1994, Septiembre). Reserves Determination Using Type Curve Matching and Extended Material Balance Methods in the Medicine Hat Shallow Gas Field. Retrieved from OnePetro: <https://doi.org/10.2118/28609-MS>