

INTEGRACIÓN DE LOS MODELOS DE FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO Y
TUBERÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD ÓPTIMA DE LA
SECCIÓN HORIZONTAL EN UN POZO HORIZONTAL DEL CAMPO SURIA

ANDRÉS FERNANDO BONILLA PATIÑO
CAROL ALEJANDRA MEDINA LEÓN

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTA D.C.
2018

INTEGRACIÓN DE LOS MODELOS DE FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO Y
TUBERÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD ÓPTIMA DE LA
SECCIÓN HORIZONTAL EN UN POZO HORIZONTAL DEL CAMPO SURIA

ANDRÉS FERNANDO BONILLA PATIÑO
CAROL ALEJANDRA MEDINA LEÓN

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
ANDRÉS EDUARDO ZARATE SANABRIA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTA D.C.
2018

Nota de Aceptación

Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno

Ing. Adriana Ruiz León

Ing. Claudia Angelica Rubio

Bogotá D.C., mayo de 2018

DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

Dedico este trabajo a mi familia por el apoyo incondicional, soporte constante y acompañamiento en todo momento, que si no fuera por ellos no habría llegado hasta aquí; a mis amigos más cercanos que me apoyaron en los momentos de más necesidad, y a todas aquellas personas que permitieron que culminara este proyecto.

Andrés Fernando Bonilla Patiño

*A mi mamá, por no dejarme rendir nunca
y seguir hasta hoy aun conmigo.*

A Blue.

Carol Medina.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Al ingeniero Leandro Uriel Gomez, Asesor del proyecto, por su acompañamiento, asesoramiento y apoyo incondicional durante todo el proceso que no hubiera sido posible sin su ayuda.

A William Palacios, Asesor financiero del proyecto, por su asesoramiento durante el desarrollo del capítulo financiero.

A la geóloga Rosa Parra, Asesora geológica del proyecto, por su asesoramiento durante el desarrollo del capítulo geológico.

Y en general a todos los aquellos que participaron o estuvieron involucrados, apoyando y motivando a los autores para la ejecución de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	37
OBJETIVOS	38
1. GENERALIDADES DEL CAMPO SURIA	39
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	39
1.2 LOCALIZACIÓN	40
1.3 MARCO GEOLÓGICO	41
1.3.1 Columna Estratigráfica	41
1.3.2 Estratigrafía	42
1.3.2.1 Basamento	42
1.3.2.2 Formación Une (Unidad K2)	42
1.3.2.3 Formación Chipaque (Unidad K1)	42
1.3.2.4 Formación San Fernando (Unidad T2)	43
1.3.2.5 Formación Carbonera	43
1.3.2.6 Formación León	45
1.3.2.7 Formación Guayabo	45
1.3.3 Geología Estructural	46
1.3.4 Geología del petróleo	48
1.3.4.1 Roca Generadora	48
1.3.4.2 Roca Reservorio	48
1.3.4.3 Migración	48
1.3.4.4 Roca Sello	48
1.3.4.5 Trampas	49
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	49
1.4.1 Mecanismo de producción	49
1.4.2 Tiempo de producción	49
1.4.3 Producción acumulada	51
1.4.4 Pozos del Campo Suria	52
1.4.5 Características de yacimiento	53
2. GENERALIDADES DE LOS POZOS HORIZONTALES	55
2.1 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN HORIZONTAL	55
2.1.1 Radio corto	55
2.1.2 Radio medio	56
2.1.3 Radio largo	56
2.1.4 Pozos multilaterales	56
2.2 TÉCNICAS DE COMPLETAMIENTO	56
2.2.1 Completamiento a hueco abierto	57
2.2.2 Completamiento en tubería ranurada	57
2.2.3 Completamiento de tubería ranurada con empaques externos al casing	57

2.2.4 Completamiento con tubería cementada y cañoneada	57
2.3 ASPECTOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE COMPLETAMIENTO	58
2.3.1 Tipo de roca y formación	58
2.3.2 Método de perforación	59
2.3.3 Fluido de perforación y limpieza del hoyo	59
2.3.4 Requerimientos de estimulación	60
2.3.5 Requerimientos de mecanismos de producción	60
2.3.6 Requerimientos de rehabilitación	61
2.4 APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	62
2.4.1 Problemas de conificación de agua y gas	62
2.4.2 Yacimientos de baja permeabilidad	62
2.4.3 Recuperación mejorada de petróleo	63
2.4.4 Yacimientos heterogéneos	63
2.4.5 Yacimientos fracturados	63
2.5 LIMITACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES	63
2.5.1 Costo	63
2.5.2 Espesor	64
2.5.3 Permeabilidad	64
2.5.4 Gravedad API	64
3. PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	65
3.1 PROPIEDADES DE LA ROCA	65
3.1.1 Porosidad	65
3.1.1.1 Porosidad Absoluta	65
3.1.1.2 Porosidad Efectiva	65
3.1.1.3 Porosidad Primaria o intergranular	66
3.1.1.4 Porosidad Secundaria o inducida	66
3.1.2 Saturación	67
3.1.2.1 Saturación de agua connata (Swc)	68
3.1.2.2 Saturación crítica de petróleo (Soc)	68
3.1.2.3 Saturación de petróleo remanente (So)	68
3.1.2.4 Saturación de petróleo movable (Som)	68
3.1.2.5 Saturación crítica de gas (Sgc)	69
3.1.2.6 Saturación crítica de agua (Swc)	69
3.1.3 Permeabilidad (k)	69
3.1.3.1 Permeabilidad absoluta	70
3.1.3.2 Permeabilidad efectiva	70
3.1.3.3 Permeabilidad relativa	70
3.1.4 Tensión superficial e interfacial	71
3.1.5 Humectabilidad	71
3.1.6 Presión capilar	71
3.1.6.1 Histéresis Capilar	72
3.1.7 Compresibilidad	73
3.1.7.1 Compresibilidad de la roca matriz	74

3.1.7.2 Compresibilidad del volumen total de la roca	74
3.1.7.3 Compresibilidad de los poros	74
3.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	74
3.2.1 Densidad	75
3.2.2 Densidad Relativa o Gravedad Específica	75
3.2.3 Gravedad API	75
3.2.4 Presión de Burbuja (Pb)	75
3.2.5 Factor de Compresibilidad del gas (Z)	76
3.2.6 Compresibilidad del Gas	76
3.2.7 Compresibilidad del Petróleo	77
3.2.8 Compresibilidad del Agua (Cw)	78
3.2.9 Razón Gas Disuelto-Petróleo (Rs)	78
3.2.10 Razón Gas Disuelto-Agua (Rsw)	79
3.2.11 Factor Volumétrico del Gas (Bg)	80
3.2.12 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)	80
3.2.13 Factor Volumétrico Total (Bt)	81
3.2.14 Factor Volumétrico del Agua (Bw)	82
3.2.15 Viscosidad del Gas (μ_g)	83
3.2.16 Viscosidad del Petróleo (μ_o)	85
3.2.17 Viscosidad del Agua (μ_w)	86
3.2.18 Tensión Interfacial Gas- Petróleo (σ_{go})	86
3.2.19 Tensión Interfacial Gas- Agua (σ_{gw})	86
4. MECANISMO DE FLUJO	87
4.1 FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO	87
4.1.1 Método de Borisov	87
4.1.2 Método de Giger, Reiss y Jourdan	88
4.1.3 Método de Joshi	88
4.1.4 Método de Renard & Dupuy	89
4.2 ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍA	90
4.2.1 Correlación de Beggs & Brill	91
5. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y COMPLETAMIENTO DEL POZO T2	93
5.1 DESCRIPCIÓN DE POZOS EXISTENTES	93
5.1.1 Pozo A	93
5.1.2 Pozo B	93
5.1.3 Pozo C	93
5.1.4 Pozo D	94
5.2 DESCRIPCIÓN DEL POZO T2	94
5.2.1 Estado mecánico del pozo tipo T2	94
5.2.2 Propiedades de yacimiento del Pozo T2	95
5.2.3 Propiedades de fluido del Pozo T2	96
5.2.4 Propiedades de pozo del Pozo T2	96

5.2.5 Propiedades de Bomba del Pozo T2	97
5.2.6 Permeabilidades relativas para el Pozo T2	97
6. DESARROLLO DE LA INTEGRACIÓN	99
6.1 MANUAL DE CARBOLL	102
6.2 DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO T2	114
6.2.1 Método de Joshi	114
6.3 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO T2	128
6.3.1 Método de Beggs and Brill	131
6.3.1.1 Presión de fondo fluyente requerida al inicio de la sección horizontal	131
6.4 DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD ÓPTIMA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL PARA EL POZO T2	145
6.4.1 Correlación de Corey para permeabilidades relativas	146
7. ANÁLISIS FINANCIERO	156
7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	157
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	158
7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	162
7.3.1 Precio de venta del crudo	162
7.3.2 Regalías	163
7.4 IMPUESTO DE RENTA	167
7.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	168
7.5.1 Valor presente neto (VPN)	168
7.5.2 Flujo de Caja	169
7.5.3 Evaluación con el indicador VPN	171
7.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	171
8. CONCLUSIONES	172
9. RECOMENDACIONES	174
BIBLIOGRAFÍA	175
ANEXOS	178

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de Localización del Campo Suria, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia	40
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales	41
Figura 3. Esquema transversal de la Cuenca Llanos	47
Figura 4. Mapa Estructural al Tope de la Unidad k2 Campos Suria – Suria Sur	48
Figura 5. Técnicas de perforación de pozos horizontales	55
Figura 6. Varios esquemas de completamiento	58
Figura 7. Trayectoria real de un pozo horizontal	61
Figura 8. Clasificación de la porosidad	66
Figura 9. Permeabilidades de diferentes tipos de rocas	70
Figura 10. Curva de presión capilar	72
Figura 11. Perfil de la distribución de saturación de agua en un yacimiento	73
Figura 12. Comportamiento típico de la compresibilidad del gas (C_g) contra la presión	77
Figura 13. Comportamiento típico de la compresibilidad del petróleo (C_o) contra la presión	78
Figura 14. comportamiento típico de la razón de gas disuelto en el petróleo (R_s) contra la presión	79
Figura 15. Comportamiento típico del factor volumétrico del gas (B_g) y el factor de expansión del gas (E_g) contra la presión	80
Figura 16. Comportamiento típico de del factor volumétrico del petróleo (B_o) contra la presión	81
Figura 17. Comportamiento típico del factor volumétrico del petróleo (B_o) y el factor volumétrico total (B_t) contra la presión	82
Figura 18. Comportamiento típico del factor volumétrico del agua (B_w) contra la presión a temperatura constante	83
Figura 19. Comportamiento típico de la viscosidad del gas contra la presión a diferentes temperaturas	84
Figura 20. Comportamiento típico de la viscosidad del petróleo contra la presión	85
Figura 21. Comportamiento típico de la viscosidad del agua contra la presión	86
Figura 22. Estado mecánico del pozo T2 del Campo Suria	95
Figura 23. Algoritmo de la integración de modelos de flujo de fluidos en tubería y yacimiento	101
Figura 24. Portada	102
Figura 25. Datos de entrada	103
Figura 26. Datos de entrada validados	104
Figura 27. Error 1 al cargar datos iniciales	104
Figura 28. Error 2 al cargar datos iniciales	105
Figura 29. Operación exitosa - Cargar datos iniciales	105

Figura 30. Evaluación Financiera	106
Figura 31. Datos cargados correctamente para evaluación financiera	107
Figura 32. Error datos cargados para evaluación financiera	107
Figura 33. Botón de ayuda	108
Figura 34. Modelos flujo de fluidos en yacimiento	109
Figura 35. Datos del modelo de Corey	109
Figura 36. Hoja de Resultados General	110
Figura 37. Hoja de Resultados Específicos	111
Figura 38. Hoja de resultados específicos para cada método	111
Figura 39. Hoja de error para resultados específicos para cada método	112
Figura 40. Resultados Financieros	112
Figura 41. No se cargan resultados financieros	113
Figura 42. Mensaje de salida	113
Figura 43. Sección horizontal de un pozo horizontal	114
Figura 44. Área de drenaje de la sección horizontal	115
Figura 45. Algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov	118
Figura 46. Algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov	119
Figura 47. Algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi	120
Figura 48. Algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi	121
Figura 49. Algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Giger, Reiss y Jourdan	122
Figura 50. Algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Giger, Reiss y Jourdan	123
Figura 51. Algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Renard y Dupuy	124
Figura 52. el algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Renard y Dupuy	125
Figura 53. Algoritmo para la determinación de las pérdidas de presión por fricción por el modelo de Beggs & Brill. Parte 1	129
Figura 54. Algoritmo para la determinación de las pérdidas de presión por fricción por el modelo de Beggs & Brill. Parte 2	130
Figura 55. Algoritmo resumen para el cálculo de las tasas de petróleo y agua para los diferentes modelos de flujo de fluidos en yacimiento	151
Figura 56. Estado mecánico de un pozo horizontal con caídas de presión	156

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Número de pozos activos en los Campos de estudio según reporte del año 2004	53
Tabla 2. Número de pozos activos en los Campos de estudio según reporte del año 2014	53
Tabla 3. Propiedades de la roca y el fluido según reporte del año 2014	54
Tabla 4. Resultados de las pruebas PVT según reporte del año 2014	54
Tabla 5. Propiedades de yacimiento para el Pozo T2	96
Tabla 6. Propiedades de fluido para el Pozo T2	96
Tabla 7. Propiedades de pozo del Pozo T2	97
Tabla 8. Propiedades de la bomba para el Pozo T2	97
Tabla 9. Permeabilidades relativas para el Pozo T2	98
Tabla 10. Coeficientes de patron de flujo	140
Tabla 11. Longitud óptima para cada método	155
Tabla 12. Validación de la integración	155
Tabla 13. Costos de perforación Joshi	157
Tabla 14. Costos de perforación Giger, Reiss & Jourdan	157
Tabla 15. Costos de perforación Renard & Dupuy	157
Tabla 16. Costos de perforación Borisov	158
Tabla 17. Costos de levantamiento, transporte y tratamiento	158
Tabla 18. Producción Joshi	159
Tabla 19. Costos de operación (OPEX) Joshi	159
Tabla 20. Producción Giger, Reiss & Jourdan	160
Tabla 21. Costos de operación (OPEX) Giger, Reiss & Jourdan	160
Tabla 22. Producción Renard & Dupuy	161
Tabla 23. Costos de operación (OPEX) Renard & Dupuy	161
Tabla 24. Producción Borisov	162
Tabla 25. Costos de operación (OPEX) Borisov	162
Tabla 26. Precio de venta	163
Tabla 27. Porcentaje de Regalías	163
Tabla 28. Producción neta para el método de Joshi	164
Tabla 29. Ingresos para el método de Joshi	164
Tabla 30. Producción neta para el método de Giger, Reiss & Jourdan	165
Tabla 31. Ingresos para el método de Giger, Reiss & Jourdan	165
Tabla 32. Producción neta para el método de Renard & Dupuy	166
Tabla 33. Ingresos para el método de Renard & Dupuy	166
Tabla 34. Producción neta para el método de Borisov	167
Tabla 35. Ingresos para el método de Borisov	167
Tabla 36. Impuesto de renta	168
Tabla 37. Flujo de caja para el método de Joshi	169
Tabla 38. Flujo de caja para el método de Giger, Reiss & Jourdan	170

Tabla 39. Flujo de caja para el método de Renard & Dupuy	170
Tabla 40. Flujo de caja para el método de Borisov	171
Tabla 41. Resultados Económicos	171

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Grafica 1. Curva de declinación del Campo Suria	51
Grafica 2. Producción acumulada del Campo Suria	52
Grafica 3. Índices de productividad de petróleo y agua contra longitud para el método de Borisov	126
Grafica 4. Índices de productividad de petróleo y agua contra longitud para el método de Giger, Reiss y Jourdan	126
Grafica 5. Índices de productividad de petróleo y agua contra longitud para el método de Joshi	127
Grafica 6. Índices de productividad de petróleo y agua contra longitud para el método de Renard-Dupuy	127
Grafica 7. Caídas de presión contra longitud de la sección horizontal para el método de Borisov	143
Grafica 8. Caídas de presión contra longitud de la sección horizontal para el método de Giger, Reiss y Jourdan	144
Grafica 9. Caídas de presión contra longitud de la sección horizontal para el método de Joshi	144
Grafica 10. Caídas de presión contra longitud de la sección horizontal para el método de Renard-Dupuy	145
Grafica 11. Curva de permeabilidades relativas por el método de Corey	150
Grafica 12. Caudales de petróleo contra longitud para el método de Borisov	152
Grafica 13. Caudales de petróleo contra longitud para el método de Giger, Reiss y Jourdan	153
Grafica 14. Caudales de petróleo contra longitud para el método de Joshi	153
Grafica 15. Caudales de petróleo contra longitud para el método de Renard-Dupuy	154

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porosidad absoluta	65
Ecuación 2. Porosidad efectiva	66
Ecuación 3. Saturación de petróleo	67
Ecuación 4. Saturación de agua	67
Ecuación 5. Saturación de gas	67
Ecuación 6. Suma de saturaciones	68
Ecuación 7. Saturación de petróleo movable	69
Ecuación 8. Gravedad Específica	75
Ecuación 9. Gravedad API	75
Ecuación 10. Factor de Compresibilidad	76
Ecuación 11. Ecuación de tasas de flujo para condiciones de estado estable	87
Ecuación 12. Índice de productividad Borisov	87
Ecuación 13. Índice de productividad Giger, Reiss y Jourdan	88
Ecuación 14. Índice de productividad Joshi	89
Ecuación 15. Índice de productividad Renard y Dupuy	90
Ecuación 16. Gradiente de presión Beggs & Brill	91
Ecuación 17. Radio efectivo de drenaje (rev)	115
Ecuación 18. Radio efectivo de drenaje corregido por daño (rwe)	115
Ecuación 19. Área de drenaje 1 (Ad1)	116
Ecuación 20. Área de drenaje 2 (Ad2)	116
Ecuación 21. Promedio de las áreas de drenaje (Adh)	116
Ecuación 22. Radio efectivo de la sección horizontal (rev')	116
Ecuación 23. Presión de fondo fluyente según condiciones operativas del pozo (Pwf)	131
Ecuación 24. Drawdown según condiciones operativas del Pozo (DDwon).	131
Ecuación 25. Presión de fondo fluyente según condiciones del yacimiento (Pwf)	132
Ecuación 26. Selección presión de fondo 1	132
Ecuación 27. Selección presión de fondo 2	132
Ecuación 28. Gravedad específica del petróleo	132
Ecuación 29. Densidad del petróleo	133
Ecuación 30. Densidad del agua	133
Ecuación 31. Densidad del gas (ρ_g)	133
Ecuación 32. Densidad del líquido (ρ_L)	134
Ecuación 33. Tasa de flujo de gas (q_g)	134
Ecuación 34. Tasa de flujo de líquido (q_L)	135
Ecuación 35. Velocidad superficial del líquido (V_{sl})	135
Ecuación 36. Velocidad superficial del gas (V_{sg})	135
Ecuación 37. Velocidad superficial de la mezcla (V_m)	136
Ecuación 38. Tasa de líquido (G_l)	136

Ecuación 39. Tasa de Gas (G_g)	136
Ecuación 40. Tasa de flujo de masa (G_m)	136
Ecuación 41. Hold up sin deslizamiento (λ)	137
Ecuación 42. Numero de Froude (N_{FR})	137
Ecuación 43. Viscosidad del líquido (μ_l)	137
Ecuación 44. Viscosidad de la mezcla (μ_m)	138
Ecuación 45. Número de Reynolds sin deslizamiento (N_{Rens})	138
Ecuación 46. Parámetros L1, L2, L3 y L4 para determinación del patrón de flujo	139
Ecuación 47. Flujo segregado	139
Ecuación 48. Flujo transición	139
Ecuación 49. Flujo intermitente	139
Ecuación 50. Flujo distribuido	140
Ecuación 51. Hold up horizontal ($HL(0^\circ)$)	140
Ecuación 52. Hold up de transición	140
Ecuación 53. Densidad bifásica (ρ_{tp})	141
Ecuación 54. Factor de fricción sin deslizamiento (f_{ns})	141
Ecuación 55. Factor de fricción bifásica (f_{tp})	142
Ecuación 56. Factor S para el cálculo de fricción bifásica	142
Ecuación 57. Delta de presión (ΔP)	142
Ecuación 58. Permeabilidad relativa del petróleo – Corey	146
Ecuación 59. Permeabilidad relativa del agua-Corey	147
Ecuación 60. Flujo fraccional de agua horizontal	147
Ecuación 61. Función planteada para obtener la Swa por métodos numéricos	148
Ecuación 62. Derivada de la función por el método de la secante	149
Ecuación 63. Método de la secante	149
Ecuación 64. Límites de saturación para el método numérico de la secante	149
Ecuación 65. Método de declinación exponencial	158
Ecuación 66. Método de cálculo BLEND Suria	163
Ecuación 67. Valor presente neto	168

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Opciones de completamiento según la técnica de perforación	57
Cuadro 2. Correlaciones flujo multifásico de fluidos en tubería	91
Cuadro 3. Características de cuatro pozos horizontales del Campo Suria	94

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Datos de caudales de petróleo obtenidos por los modelos de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov, Giger-Reiss-Jourdan, Joshi y Renard-Dupuy para diferentes longitudes de sección horizontal para el Pozo Tipo T2	179
Anexo B. Datos de caídas de presión obtenidas por el método de flujo de fluidos en tubería para diferentes longitudes de sección horizontal para el Pozo Tipo T2.	184
Anexo C. Estado mecánico de producción del Pozo A del Campo Suria	189
Anexo D. Estado mecánico de producción del Pozo B del Campo Suria	190
Anexo E. Estado mecánico de producción del Pozo C del Campo Suria	191
Anexo F. Estado mecánico de producción del Pozo D del Campo Suria	192
Anexo G. Cálculo de la sección horizontal del Pozo B	193

LISTA DE ABREVIATURAS

°F	Grados Fahrenheit.
a	Eje mayor de la elipse de drenaje.
Ad1	Área de drenaje 1.
Ad2	Área de drenaje 2.
Adh	Promedio de áreas de drenaje.
Adv	Área de drenaje vertical.
Ap	Área interna de la tubería.
API	American Petroleum Institute.
B	Anisotropía.
Bbl	Barril.
Bbl	Barriles.
Beggs&Brill	Coeficiente de Beggs & Brill caída de presión (DP/DX).
Bg	Factor Volumétrico del Gas.
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo.
BOPD	Barriles de petróleo por día.
BPD	Barriles de petróleo por día.
BSW	Porcentaje de sólidos y agua presente en el crudo.
Bt	Factor volumétrico total.
Bw	Factor volumétrico del agua.
CAPEX	Costos inversión.
Cg	Compresibilidad del gas.
Co	Compresibilidad del petróleo.
cP	Centipoise.
Cw	Compresibilidad del agua.
d	Densidad de una sustancia.
Ddown	Caída de presión según las condiciones operativas del pozo.
DrawDown	Caída de presión según las condiciones del yacimiento.
Dtub	Diámetro interno de la tubería.
Dw	Diámetro del pozo.
Eg	factor de expansión del gas.
FB	Factor de recobro.
f_{n-slip}	factor de fricción sin deslizamiento.
Fo	Flujo fraccional de petróleo.
ft3	Pie cubico.
ftp	Factor de fricción bifásico.
f_{tp}	Factor de fricción bifásico.

Fw	Flujo fraccional de agua.
g	Gravedad.
G.E.	Gravedad especifica.
Gal US	Galones americanos.
GI	Tasa de líquido.
Gm	Tasas de flujo de la masa.
GOR	Relación gas-petróleo.
H	Espesor.
HL(0°)	Hold up horizontal.
hz	Hercios.
Jh	Índice de productividad horizontal.
Josecc	Índice de productividad del petróleo por sección.
Jwsecc	Índice de productividad del agua por sección.
K	Permeabilidad.
Keffo	Permeabilidad efectiva del petróleo.
Keffw	Permeabilidad efectiva del agua.
Kh	Permeabilidad horizontal.
Km	Kilómetros.
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo.
Krowc	Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata.
Krw	Permeabilidad relativa al agua.
Krwsor	Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual.
Kv	Permeabilidad vertical.
lb	Libras.
LH	Longitud horizontal del pozo.
Lmaxh	Longitud máxima horizontal aplicable al pozo.
Lpca	Libras por pulgada cuadrada.
Ltub	Longitud de la tubería.
MBIs	Miles de barriles.
MBP	Millones de barriles de petróleo.
mD	Milidarcies.
MD	Profundidad medida.
mm	Milímetros.
MMBLS	Millones de barriles.
MSCF	Millones de pies cúbicos normales a condiciones normales.
N_{FR}	Numero de Froude.
no	Constantes adimensionales Corey.

N_{Re}	Numero de Reynolds.
Nsecc	Numero de secciones evaluadas.
nw	Constantes adimensionales Corey.
OPEX	Costos operativos.
Pb	Punto de Burbuja.
Pfondo	Presión de fondo fluyente según condiciones operativas del pozo.
Pg	Densidad del gas.
PIPmin	Presión de entrada mínima de la bomba.
PI	Densidad del líquido.
PLT	Production logging tool.
Pns	densidad sin deslizamiento.
Po	Densidad del petróleo.
Pprom	Presión promedio.
Pr	Presión de reservorio.
Psia	Unidad absoluta de presión.
Psig	Unidad manométrica de presión.
Ptp	Densidad bifásica.
PVT	(Presión, Volumen, Temperatura).
Pw	Densidad del agua.
Pwf	Presión de fondo fluyente.
Pwff	Presión de fondo fluyente esperada.
Py	Presión de yacimiento.
qg	Caudal de gas.
Qgmax	Caudal de gas máximo producido.
Qgt	Caudal de gas.
ql	Caudal de líquido.
Qo	Caudal de petróleo por día.
qo	Caudal de petróleo.
Qoh	Caudal de petróleo horizontal.
Qomax	Caudal de petróleo máximo producido.
Qop	Caudal optimo determinado.
Qwmax	Caudal de agua máxima producida.
R	Factor.
R	Constante de los Gases ideales.
RBIs	Barriles de reservorio.
reh	Radio efectivo de drenaje horizontal.
reh	Radio efectivo de drenaje de la sección horizontal.
rev	Radio efectivo de drenaje.

Rs	Razón Gas Disuelto-Petróleo.
Rsw	Razón Gas Disuelto-Agua.
rw	radio de pozo.
rw'	Radio efectivo de drenaje del pozo.
rwe	Radio efectivo de drenaje corregido por daño.
Sg	Saturación de gas.
Sgc	Saturación de gas crítica.
SI	Sistema Internacional.
Skin	Daño de formación.
So	Saturación de Petróleo.
Soc	Saturación de petróleo crítico.
Som	Saturación de petróleo movible.
Sor	Saturación de petróleo remanente.
STB	Barriles normales.
Sw	Saturación de Agua.
Swc	Saturación de agua critica.
Swirr	Saturación de agua irreducible.
TIO	Tasa Interna de Oportunidad.
TIR	Tasa interna retorno.
Tprom	Temperatura promedio.
TTE	Tratamiento térmico.
TTO	Tratamiento.
TVD	Profundidad vertical verdadera.
TVDhs	Profundidad de la sección horizontal.
TVDmaxp	Profundidad vertical total máxima permitida en la bomba.
Ty	Temperatura de Yacimiento.
Ug	Viscosidad del gas.
UI	Viscosidad del líquido.
Um	Viscosidad de la mezcla.
Uo	Viscosidad del petróleo.
USD	Dólar americano.
Uw	Viscosidad del agua.
V	Volumen.
Vm	Velocidad promedio del fluido.
Vmx	Velocidad superficial de la mezcla.
Vp	Volumen Poroso.
VPN	Valor Presente Neto.
Vsg	Velocidad superficial del gas.

Vsl	Velocidad superficial del líquido.
Vt	Volumen total.
WOR	Relación de agua producida.
Yg	Gravedad específica del gas.
Yl	Gravedad específica del líquido.
Yo	Gravedad específica del petróleo.
Yw	Gravedad específica del agua.
Z	Factor de Compresibilidad del gas.

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: entorno que permite la depositación de sedimentos y que por procesos posteriores dará como resultado una roca.

AMBIENTE DE SEDIMENTACIÓN: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales. Pueden ser continental, marina o de transición

ANTICLINAL: pliegue estructural cuyas capas son convexas hacia arriba. Trampa estructural donde se acumula el hidrocarburo. Su núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas.

ARCILLA: roca sedimentaria no cementada, formada por las partículas más pequeñas, menores de 0.010 mm (en otras clasificaciones, menores de 0.001 o 0.005 mm) de minerales arcillosos como montmorillonita, caolín, hidrómicas y otros, estos granos al compactarse forman capas impermeables, y por esto actúa como roca sello para los yacimientos de hidrocarburo.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria con tamaño de grano menor a 0.039 mm. La arcillolita posee una textura clástica compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio. Más del 50% de su composición es arcilla y sus granos se encuentran muy compactados.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica terrígena, compuesta mínimo de un 85% de materiales tamaño arena, generalmente de granos de cuarzos más o menos redondeados, con un tamaño entre 0.0625 y 2 mm. Aproximadamente.

BARRIL: es una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril es igual a 35 galones imperiales, 42 galones (US), o 159 litros.

BASAMENTO: base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

BUZAMIENTO: ángulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

CALIZA: roca sedimentaria, cuyo origen puede ser químico, biológico o mixto. Su textura puede ser clástica o no clástica, está compuesta por calcita y minerales como cuarzo, silicatos, dolomitas, piritita y siderita.

CAMPO: espacio geográfico determinado el cual se destina para la explotación de uno o más yacimientos de hidrocarburos, donde se encuentra un conjunto de pozos en explotación e instalaciones de superficie.

CASING: palabra en inglés la cual hace referencia a la tubería de revestimiento utilizada en los pozos de petróleos. Puede haber dos o más yacimientos en un campo que estén separados verticalmente por estratos herméticos intermedios, o lateralmente por barreras geológicas locales o por ambos.

CEMENTACIÓN REMEDIAL: la aplicación cuidadosa de un tratamiento químico para una zona específica del pozo que necesita cementación nueva.

CENOMANIANO: es una división de la escala temporal geológica, la primera edad o piso del Cretácico superior, segunda época del período Cretácico. Esta edad se extiende de 100,5 hasta 93,9 millones de años atrás, aproximadamente. La edad Cenomaniense sucede a la Albiense, del Cretácico inferior, y precede a la Turoniense.

CHERT: roca sedimentaria criptocristalina compuesta de dióxido de silicio, de textura no clástica que contiene minerales sedimentológicos de todo tipo de variedad.

CLUSTER: ubicación en un campo petrolero en el cual se encuentran más de un pozo de petróleos en la misma zona.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la representación gráfica de las unidades litológicas aflorantes en algún sector, una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de la secuencia geológica de determinada zona.

COMPACTACIÓN: es la fase por la cual los sedimentos pierden espacio poroso, al quedar bajo la presión de los materiales suprayacentes. Cuando las capas superiores presionan las inferiores consiguen expulsar el agua que contienen, y así, al perder espacio entre los poros, se produce un endurecimiento y compactación del sedimento.

COMPLETAMIENTO: es la operación en la cual se alista el pozo para dejarlo en producción, se considera en la industria que esta se realiza una vez el pozo es revestido y cementado. Esta operación varía según el método con el cual se vaya a completar el pozo para dejarlo en operación.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria detrítica formada por trozos de diversas rocas o minerales aglutinados de entre 4 y 64 mm (y aún mayores), englobados en una matriz de grano fino.

CUENCA SEDIMENTARIA: estructuras con límites definidos que registran diferentes formas de acumulación de sedimentos, lo cual condiciona sus características presentes. En el caso de Colombia el país se encuentra dividido en veinte tres cuencas sedimentarias diferentes.

DELTAICO: un depósito que es formado por riachuelos, el nombre es derivado del griego “delta” debido a que estos depósitos generalmente tienen forma triangular

DEPOSITACIÓN: es el proceso geológico por el cual el material se agrega a un accidente geográfico o masa de tierra. Fluidos tales como el viento y el agua, así como el sedimento que fluye a través de la gravedad, el transporte previo de sedimentos erosionados, que, en la pérdida de energía cinética suficiente en el fluido, se deposita, la acumulación de capas de sedimento.

DESVIACIÓN: es la diferencia algebraica entre el valor leído o transmitido por el elemento de medida y el valor real de la variable medida.

DIAGÉNESIS: proceso de formación de las rocas sedimentarias como respuesta a diferentes factores que incluyen: temperatura, presión, presencia de fluidos, entre otras.

DISCORDANCIA: contacto entre dos rocas en la cual hay una anomalía que puede ser de periodos de tiempo. Es una antigua superficie de erosión o de no-sedimentación enterrada bajo una columna de sedimentos.

DOMO: Un domo es un relieve anticlinal en el que el buzamiento de los estratos se dirige en todas las direcciones a partir de un punto central.

EMPAQUETAMIENTO: es un problema que ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación.

EMPUJE HIDROSTÁTICO LATERAL: empuje hidrostático debido a aguas que avanzan lateralmente hacia un pozo productor.

EMPUJE HIDROSTÁTICO O HIDRÁULICO: representa la energía ocasionada por un acuífero activo que contribuye a la extracción de petróleo. Esta energía se debe a la expansión (dilatación) del agua al disminuir la presión, desplazando el petróleo.

EMPUJE POR GAS: representa la energía para el recobro de petróleo proveniente de gas a presión que se halla en la unidad productora. El gas puede existir libre en el yacimiento y en este caso se denomina *empuje por capa de gas*; o puede estar en solución en el petróleo y al disminuir la presión y desprenderse el gas del petróleo, se crea energía para la expulsión del petróleo, en este caso se denomina *empuje por gas en solución*.

EOCENO: periodo de tiempo geológico que segunda época del período paleógeno de la era cenozoica, empezó hace 55 millones de años y terminó hace 34 millones de años.

ESTRATEGIA DE DESARROLLO: es el plan para el manejo y supervisión de la explotación de los yacimientos para extraer la mayor cantidad de hidrocarburos

ESTRATIGRAFÍA: es una rama de la geología que describe los cuerpos rocosos que componen la corteza terrestre.

ESTRATO: cada una de las capas en que se presentan divididos los sedimentos de las rocas sedimentarias.

FACTOR DE RECOBRO: fracción en volumen de aceite producido con respecto al aceite original.

FACTOR VOLUMÉTRICO: es la relación existente entre un fluido a condiciones del yacimiento y a condiciones de superficie.

FALLA INVERSA: movimiento del bloque colgante hacia abajo con respecto al bloque yacente. Generalmente son productos de los esfuerzos de compresión.

FALLA NORMAL: movimiento del bloque colgante hacia arriba con respecto al bloque yacente. Generalmente son productos de esfuerzos de tensionales.

FALLA: superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

FLUJO CRUZADO: este fenómeno se puede describir como la intrusión de fluidos de una unidad productora a otra, ocasionado por diferencia de presiones entre éstas.

FORMACIÓN GEOLÓGICA: conjunto de rocas que fueron depositadas en la misma época y que comparten características tales como el mismo ambiente de depósito.

FRACTURA: una grieta o superficie de rotura producida en la roca, a lo largo de la cual no ha habido ningún movimiento.

GAS EN SOLUCIÓN: son hidrocarburos gaseosos que se presentan en disueltos con hidrocarburos líquidos bajo condiciones iniciales, en un yacimiento.

GEOLOGÍA DE PETRÓLEO: parte de la geología que se encarga de estudiar los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de petróleo.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es aquel tipo de geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Por esto, analiza la relación entre diversas rocas que conforman la corteza terrestre.

GOR: traduce en inglés *gas oil ratio* y es el resultado de dividir una cantidad de gas producida por cierta cantidad de petróleo producida, a condiciones normales

HIATO: superficie de contacto donde existe ausencia de rocas ya sea por no depositación o porque se depositaron y se erosión.

INFRAYACENTE: indica que es una formación o unidad de roca que se encuentra cubierta por otra.

INTRAFORMACIONAL: Término aplicado a rocas o formas estructurales, que aparecen entre dos sistemas de estratos definidos. Implica un cambio temporal en las condiciones de sedimentación.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos orgánicos presentes en las rocas sedimentarias. Que se basa en el contenido de carbono orgánico total existente en la roca.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica con partículas de tamaño comprendido entre 0,06 y 0,004 mm, las limolitas poseen una composición predominante por filosilicatos del grupo de las micas (Ilita) y las partículas de cuarzo, calcedonia, y calcita.

LITOLOGÍA: parte de la geología que se encarga de estudiar la composición y las características principales de la roca.

LITOTIPO: parte de la columna estratigráfica que define una formación lito estratigráfica, es decir, define la sección tipo para una unidad lito estratigráfica, estas unidades no definen edad ya que solo se basan en características litológicas.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, constituida por partículas de tamaño menor a 0.06 mm, están constituidas mineralógicamente por cuarzo, feldespatos y micas en

su mayoría. Las lutitas pueden contener gran cantidad de materia orgánica y ser generadora de hidrocarburos.

MIEMBRO: unidad de raño inferior con respecto a la formación que está establecida en base a diferencias claras en zonas adyacentes en una formación.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la roca madre hasta las rocas almacén.

NEÓGENO: segundo de los tres períodos en que se divide la era cenozoica. Aproximadamente, la edad abarca entre los 23 y los 1.8 millones de años, antes de los tiempos actuales.

OLIGOCENO: tercera época del período paleógeno de la era cenozoica, abarca la edad entre 33.7 y los 23.5 millones de años.

PALEOCENO: primera época del período paleógeno de la era cenozoica, la edad abarcó un tiempo desde los 65 millones de años hasta los 58 millones de años.

PALEOZOICO: etapa de la historia de la tierra de más de 290 millones de años de duración, que se inició hace 542 millones de años y acabo hace unos 251 millones de años. Geológicamente, el paleozoico se inicia poco después de la desintegración del super-continente Pannotia y acaba con la formación del supercontinente Pangea.

PALINOLOGÍA: ciencia basada en la identificación y datación de los granos de polen contenidos en determinados sedimentos.

PERMEABILIDAD: facilidad con la que un fluido fluye a través de un medio poroso.

PLIEGUE: deformación resultante de la flexión o torsión de rocas.

POROSIDAD: capacidad de almacenamiento de la roca. Está definida por la relación entre el espacio poroso y el volumen total de la roca.

POZO: hueco o túnel realizado en el subsuelo para establecer una comunicación entre la superficie y uno o más cuerpos rocosos

PRESIÓN DE BURBUJA: la presión a la cual un sistema de petróleo crudo y gas se encuentra en estado de equilibrio, en el cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas debida a que en ese momento ocurre una liberación diferencial.

PRESIÓN DIFERENCIAL: es la diferencia entre la presión existente entre el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

PRODUCCIÓN: fase de la explotación de hidrocarburos que comprende el transporte de los fluidos del subsuelo a la superficie y su respectivo tratamiento para disposición o venta.

RECOBRO MEJORADO: incluyen todos los métodos que usan fuentes externas de energía para poder producir con mayor energía el hidrocarburo.

RESERVAS PROBADAS: son aquellas cantidades de petróleo las cuales, por análisis de información geológica y de ingeniería, pueden ser estimadas con una razonable certeza para ser comercialmente recuperadas, a partir de un momento dado, de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas actuales, los métodos de operación y las regulaciones gubernamentales vigentes.

RESERVAS: son aquellas cantidades de petróleo las cuales son anticipadas a ser comercialmente recuperadas a partir de acumulaciones conocidas desde una fecha futura.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, genera petróleo o gas. Normalmente son lutitas o calizas, que contienen un 1% de materia orgánica y al menos 0.5% de carbono orgánico total.

ROCA RESERVORIO: roca almacén, que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

SANTONIANO: es una división de la escala temporal geológica, es la cuarta edad del Cretácico superior, segunda época del período Cretácico. Esta edad se extiende desde los $86,3 \pm 0,5$ hasta los $83,6 \pm 0,2$ millones de años atrás, aproximadamente. El Santoniense sucede al Coniaciense y precede al Campaniense.

SATURACIÓN: es la relación del espacio poroso del yacimiento ocupado por un fluido.

SEDIMENTO: material sólido acumulado sobre la superficie terrestre (litosfera) derivado de los fenómenos y procesos que actúan en la atmósfera en la hidrosfera y en la biosfera (vientos, variaciones de temperatura, precipitaciones meteorológicas, circulación de aguas superficiales o subterráneas).

SENSIBILIDAD: se refiere a la respuesta que tiene el comportamiento de las propiedades de flujo de un pozo a diferentes valores de alguna de las características que conforman el modelo (propiedades de los fluidos, propiedades de las unidades productoras, configuración del estado mecánico, entre otras.)

SINCLINAL: es un tipo de plegamiento en el cual los estratos buzan en sentido convergente hacia el centro o plano axial; en su núcleo se encuentran los materiales más recientes.

SISTEMA PETROLÍFERO: es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

SUPRAYACENTE: material (estrato o roca) sobre el cual reposa otro material.

TRAMPA: Es una configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolero.

TRANSGRESIÓN: Es el avance del mar sobre el continente, causando posiblemente un aumento en el nivel de subsidencia.

TURONIANO: Es una división de la escala temporal geológica, es la segunda edad o piso del Cretácico superior, segunda época del período Cretácico. Esta edad se extiende de 93,9 hasta $89,8 \pm 0,3$ millones de años atrás, aproximadamente. El Turoniense sucede al Cenomaniense y precede al Coniaciense.

UNIDAD PRODUCTORA: unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.

WORKOVER: palabra en inglés la cual hace referencia a los trabajos realizados en un pozo petrolero, luego de su completamiento original.

YACIMIENTO VOLUMÉTRICO: es un yacimiento de petróleo cuyo volumen permanece constante.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso del subsuelo con características de porosidad y permeabilidad para almacenar y transportar los hidrocarburos, es sinónimo de roca reservorio.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES: son yacimientos que contienen hidrocarburos con propiedades que permiten el flujo de petróleo y gas con cierta facilidad hacia los pozos. Sus propiedades petrofísicas tienden a tener buenos valores y las reservas de estos pueden ser explotadas en pocos años.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: son yacimientos generalmente asociados a lutitas independientes a la presencia de trampas estructurales o

estratigráficas. Sus propiedades petrofísicas tienden a tener valores pobres y su explotación requiere el uso de nuevas tecnologías.

RESUMEN

En el presente trabajo, se realizó la integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov, Giger, Reiss and Jourdan y Renard y Dupuy junto al modelo de flujo de fluidos de tubería de Beggs and Brill para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en un pozo horizontal del Campo Suria.

Inicialmente se hizo una descripción de la geología del Campo Suria, seguido de un marco teórico sobre las generalidades de los pozos horizontales, las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento y las ecuaciones de flujo de yacimiento y tubería; después se describieron las características propias de yacimiento, de pozo, de fluidos y de bomba para el pozo T2 sobre el cual se realizaría el estudio.

Posteriormente se generó un modelo analítico a partir de los fundamentos teóricos, se programó la integración de los modelos de flujo de fluidos haciendo uso de Microsoft Excel mediante las ecuaciones correspondientes y se evaluó la relación entre el flujo de fluidos en yacimientos y las pérdidas de presión a lo largo de la tubería.

Finalmente se realizó un estudio financiero teniendo en cuenta los costos de perforación y los ingresos generados por la producción del pozo para diferentes longitudes, permitiendo realizar así una validación rápida de la longitud óptima de la sección horizontal de un pozo, en los diferentes modelos propuestos, por medio del indicador financiero del valor presente neto.

Palabras Clave: Índice productividad, pozos horizontales, flujo fluidos, pérdidas presión.

INTRODUCCIÓN

El continuo aumento de demanda energética y el progreso en las técnicas de perforación ha hecho que la perforación horizontal sea uno de los métodos más empleados en los diferentes campos petroleros debido a sus múltiples ventajas y facilidades para abarcar una mayor área del yacimiento con un menor número de pozos, así como un amplio alcance en lugares de difícil acceso. La perforación horizontal tuvo sus comienzos en el año 1929 en Texas. Actualmente la perforación horizontal representa el 15% de toda la actividad de perforación. Al inicio de la perforación horizontal se suponía que los pozos horizontales debían ser tan largos como fuese posible ya que se creía que a mayor área de contacto mayor productividad, sin embargo, con el paso del tiempo se fueron estableciendo criterios que determinaron un incremento en la pérdida de presión por fricción en el pozo directamente proporcional al aumento de la longitud de la sección horizontal, generando así una disminución en la productividad.

El cálculo de la longitud horizontal óptima es de gran importancia debido a que de esta depende en gran medida la productividad que el pozo tendrá y los costos en que se incurrirá, sin embargo, los métodos usados actualmente en la industria para el cálculo de la longitud óptima de la sección horizontal desprecian factores que influyen en el flujo de fluidos en yacimiento y tubería, como las pérdidas de presión por fricción a lo largo de la tubería, considerando la presión de fondo fluyente constante. Este fenómeno genera resultados poco precisos en la sección horizontal y no un perfil de presión generado por los deltas de presión debidos a la fricción de la tubería, generando problemas que impiden una óptima utilización de los recursos económicos y tecnológicos que se disponen.

Por lo cual, el objetivo de este trabajo es determinar la longitud óptima para un pozo horizontal por medio de la cual se obtenga la máxima productividad posible, para ello se realizó una integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov, Giger, Reiss and Jourdan y Renard y Dupuy junto al modelo de flujo de fluidos de tubería de Beggs and Brill, de modo que se incluyeran las pérdidas de presión por fricción en los cálculos de producción, posteriormente se generó un programa de la integración de los modelos en el aplicativo Visual Basic de Excel que permitiera de una forma más sencilla su uso para cualquiera que lo requiera, obteniendo finalmente como resultado una evaluación financiera de costos de perforación e ingresos de producción para diferentes longitudes, permitiendo determinar así la longitud óptima del pozo T2 del Campo Suria.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Integrar los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en un pozo horizontal del Campo Suria.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir generalidades y geología del Campo Suria.
2. Describir las generalidades de los pozos horizontales y las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento.
3. Describir los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería.
4. Describir las características y completamiento del Pozo T2.
5. Determinar el índice de productividad del pozo T2 mediante las ecuaciones de flujo de fluidos en yacimiento.
6. Determinar las pérdidas de presión por fricción en la sección horizontal por tramos de tubería mediante las ecuaciones de flujo de fluidos en tubería.
7. Determinar la longitud óptima de la sección horizontal para el Pozo T2 del Campo Suria, por medio de la integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería.
8. Realizar la evaluación financiera de la longitud óptima para el Pozo T2 del Campo Suria mediante el Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO SURIA

En este capítulo se describirán las generalidades del Campo Suria como la historia, localización, marco geológico e historia de producción del campo. Dentro del marco geológico se incluye la columna estratigráfica, descripción de las formaciones, geología estructural y geología del petróleo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La historia del Campo Suria inicia entre enero y abril del año 1972, cuando es perforado el primer pozo en el área por la Compañía *Phillips Petroleum Company*, este fue el pozo Quenane 1127-1X, probado inicialmente acuífero en la Unidad K-2 y petrolífero - acuífero en la Unidad K-1. En una de estas pruebas produjo aproximadamente 600 BOPD de 26 a 29 °API, cantidades no comerciales en esa época. Las pruebas se terminaron el 1º de mayo del mismo año, día en que se taponó y abandonó el pozo.

Posteriormente, Ecopetrol inició los programas sísmicos de Quenane y Chaviva, los cuales mostraron varias estructuras. La primera de ellas probada petrolífera, fue la del Campo Apiay el 12 de agosto de 1981. La segunda, fue la del Campo Suria descubierta en octubre de 1984 con la perforación del Pozo Suria 1 el cual probó producción de hidrocarburos en las Unidades K-1 y K-2 mostrando petróleo de 32 °API. En la Unidad T2 hay producción de petróleo que varía de 9 hasta 16 °API, en el área del bloque caído de Suria Sur la Unidad T2 produce un gas húmedo con un aceite condensado de 48°API.

Durante los siguientes años se continuaron las operaciones en el campo y se fueron probando varias estructuras, tanto al Norte como al Sur del pozo Suria 1, estas estructuras fueron Suria Sur, Austral, Pompeya y Tanané que inicialmente se creía que eran diferentes yacimientos, pero con el nuevo modelo geológico a partir de la sísmica 3D, se determinó que pertenecen a la misma estructura gobernada por un mismo acuífero.

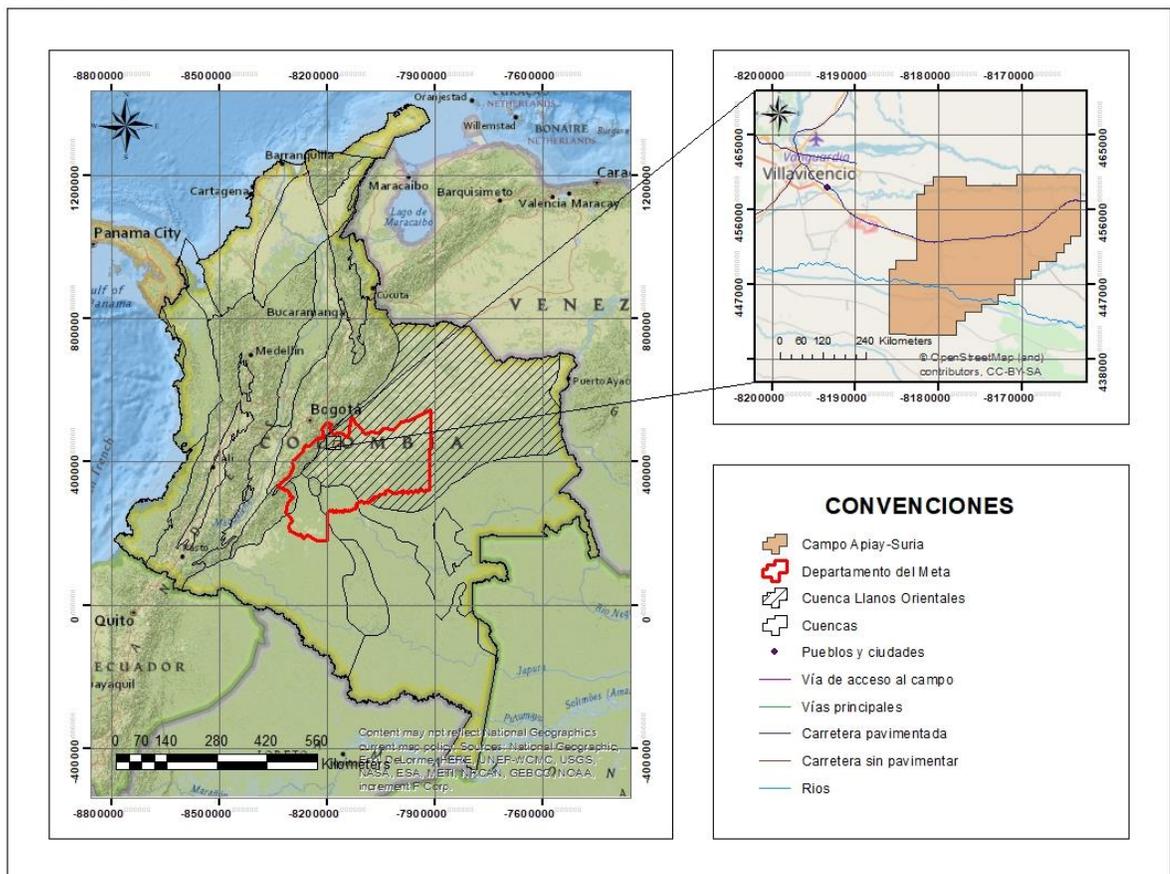
Para junio de 2017, el Campo Suria es administrado por la Superintendencia de Operaciones Apiay “SOA” de Ecopetrol S.A. Este Campo cuenta con más de 41 pozos distribuidos en los sectores de Suria, Pompeya, Guayuriba, Austral, Tanané y Ocoa, y una producción diaria de 2.625 BPD.¹

¹ ANH. Estadísticas de Producción. Producción Fiscalizada Crudo 2017 [en línea] < <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> > [citado en 19 de octubre de 2017]

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Suria se localiza al Suroccidente de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, al Oriente del departamento del Meta aproximadamente a 100 km al Sureste de la ciudad de Bogotá D.C. y 32 km al Sureste de la ciudad de Villavicencio. Para acceder al Campo Suria desde la ciudad de Bogotá D.C. se puede hacer por vía terrestre o aérea; por vía aérea se toma un vuelo a la ciudad de Villavicencio, y desde allí se desplaza por vía terrestre 32 km aproximadamente hasta el campo. Por vía terrestre la principal vía de acceso es la carretera Villavicencio-Puerto López, por la que se recorren 117 km hasta llegar a la ciudad de Villavicencio, posteriormente se desplaza 32 km hasta el campo, contando con un total de 149 km de recorrido. Ver **Figura 1**.

Figura 1. Mapa de Localización del Campo Suria, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.



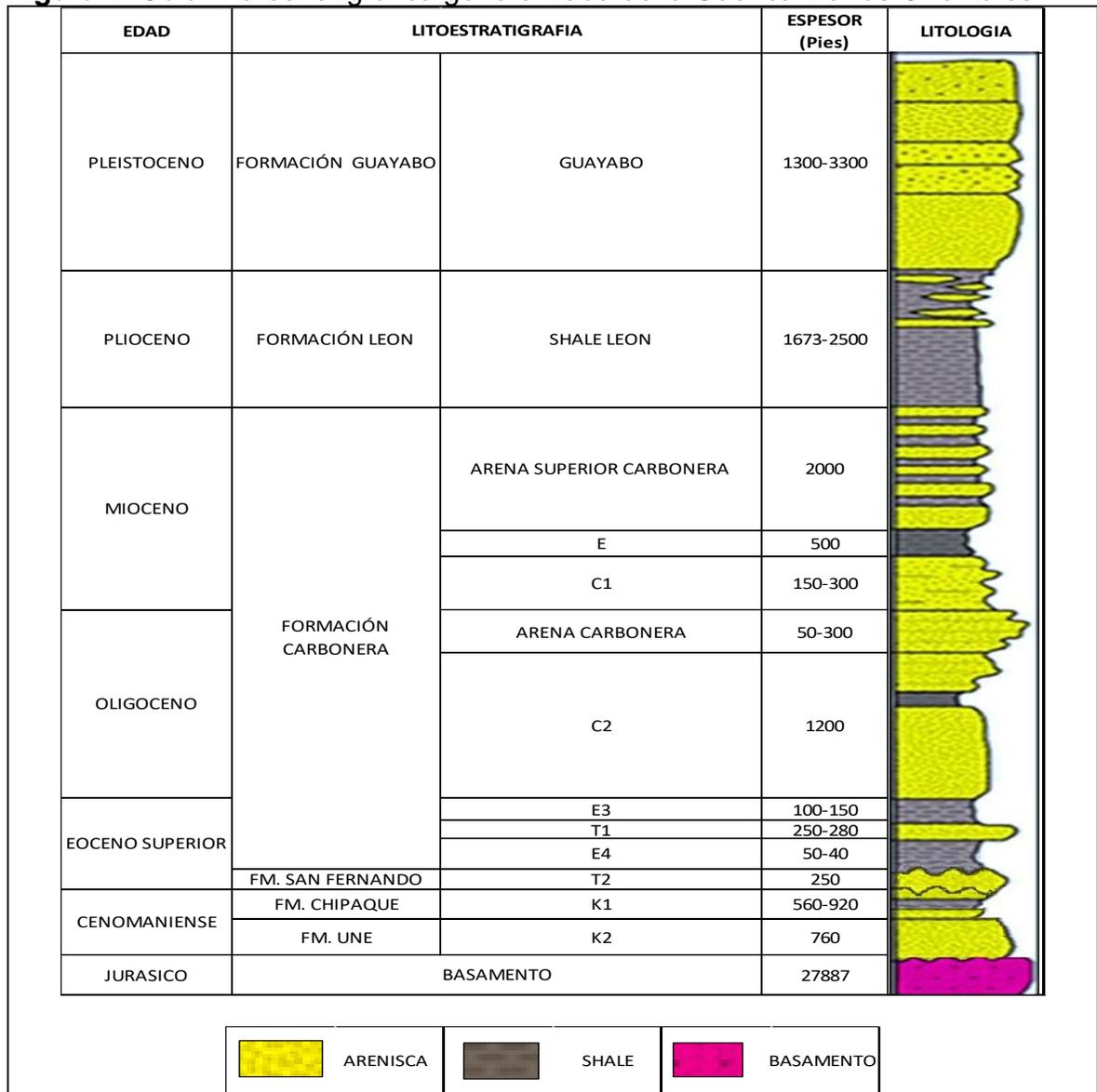
Fuente: ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en: <http://www.esri.com/>. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Esta sección muestra la columna estratigráfica del Campo Suria, además describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la **Figura 2** se puede observar la columna estratigráfica del Campo Suria que posee rocas que van desde el Precámbrico (basamento) hasta el Pleistoceno.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: ECOPEPETROL S. A. Plan desarrollo del yacimiento Bloque Apiay-Ariri. 2015. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se realiza una descripción desde la base hasta el tope de las formaciones geológicas encontradas en el Campo Suria. Para la estratigrafía de la Cuenca Apiay-Ariari se tiene una nomenclatura estratigráfica basada en criterios litológicos, en la cual se definen de base a tope la Unidad K2 (Formación Une), la Unidad K1 (Formación Chipaque) y la Unidad T2 (Formación San Fernando), Formación Carbonera, Formación León y Formación Guayabo. Las formaciones de interés petrolífero que se encuentran en esta subcuenca son la Formación Chipaque, Formación Une, Formación Mirador y Formación Carbonera.

1.3.2.1 Basamento. El Paleozoico de los Llanos Orientales está conformado de rocas ubicadas en un posible rango de edad desde el Cámbrico hasta el Carbonífero, esta unidad se caracteriza por facies de areniscas claras, blancas de grano fino con glauconita, lutitas oscuras y carbonatos; interpretados con relación a un ambiente de sedimentación de plataforma se localizan regionalmente en el sector de Arauca y en el Centro Norte del sector del Casanare. El Paleozoico presenta un alto grado de compactación regional que contrasta con las rocas de menor edad que le suprayacen.

1.3.2.2 Formación Une (Unidad K2). Denominada por HUBACH en JULIVERT², se define una edad Cenomaniano para la base y Turoniano - Santoniano para el tope. Litológicamente consiste de areniscas cuarzosas y cuarzo-feldespáticas de grano medio a grueso, localmente conglomeráticas, con cemento silíceo y matriz arcillosa con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. El espesor aumenta, en general, hacia el Noroeste y presenta un valor promedio de 760 pies. Es productora de aceite en el sector de los campos Apiay - Suria. El contacto superior de esta formación es transicional con la Unidad operacional K1, y el contacto inferior con los sedimentos paleozoicos es discordante. Esta formación presenta un ambiente de depositación de relleno de valle fluvial deltaico y localmente se distinguen depósitos de canales abandonados, de llanuras de inundación y de canales con alguna influencia mareal.

1.3.2.3 Formación Chipaque (Unidad K1). La Unidad K1 es clasificada como perteneciente al período Cretáceo y según la ANH³, edad Coniaciano a Santoniano. En el sector del Meta, algunos autores incluyen dentro de la Unidad K1, las Formaciones Gachetá y Guadalupe. Otros dividen la Unidad K1 en tres partes: K1 inferior y K1 medio (que serían equivalentes a la Formación Gachetá), y K1 superior (Formación Guadalupe).

² JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V, Fascicule 4a. 1968. p. 456.

³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Dic 2012. p. 48. [Citado noviembre 16, 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

- **Formación Gachetá (Unidad K1 Inferior).** Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. El espesor aumenta hacia el Noroccidente y tiene un valor promedio de 560 pies. El ambiente de depositación es marino somero. Tiene un contacto concordante tanto con la Formación Une que la infrayace, como con la Formación Guadalupe que la suprayace.
- **Formación Guadalupe (Unidad K1 Medio - Superior).** La edad de depositación de esta formación es Cretácea, Santoniano – Campaniano, según HETTNER (1892) en M. JULIVERT⁴. Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte con un valor promedio de 920 pies. Esta formación presenta un ambiente de depositación continental. El contacto con la Formación Gachetá que la infrayace es concordante y se encuentra en contacto discordante con la Formación San Fernando que la suprayace.

1.3.2.4 Formación San Fernando (Unidad T2). Según GARNER (1926)⁵ se le ha asignado una edad Eoceno Medio a Superior. Correlacionable con la Formación Mirador, se compone de arenisca conglomerática y shale en menor proporción. Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Siendo un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. El límite basal coincide con una de las principales discordancias, así como el contacto superior con la Formación Carbonera es. El espesor de la Formación San Fernando tiene un promedio 250 pies. El ambiente de depósito se interpreta como fluvial de corrientes entrelazadas.

1.3.2.5 Formación Carbonera. Según NOTESTEIN, HUBMAN Y BOWLER (1994)⁶ representa la sedimentación ocurrida entre el Eoceno Superior y el Mioceno Inferior. Esta formación está limitada en la base por una posible discordancia (base de la Formación Mirador), y en el tope por la principal superficie de transgresión (base de la Formación León).

Para la Formación Carbonera se tienen dos nomenclaturas estratigráficas basadas en criterios litológicos, una propia de los campos de producción del área de Apiay,

⁴ JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V, Fascicule 4a. 1968. p. 266.

⁵ DE PORTA, J., Op. Cit., p. 364.

⁶ DE PORTA, J., Op. Cit., p.1110

en la que de base a tope se definen la Lutita E4, Arenisca T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E y Areniscas Superiores. La otra nomenclatura es propia de los Campo Chichimene y Castilla, esta es heredada de la nomenclatura del área de Casanare y divide a la Formación en los Miembros C8 a C1 donde los miembros pares son predominantemente lodosos y los impares predominantemente arenosos.

- **Lutita E4 (Unidad C8).** Esta Unidad, se presenta como lutitas grises a gris verdoso, con esporádicos restos de material carbonoso tamaño arena muy fina, con trazas de mica y piritita. Parcialmente presenta delgadas intercalaciones de arenisca lodosa y limolita arcillosa; presenta un espesor variable, de 50 a 400 pies. El carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera
- **Unidad T1 (Unidad C7).** Se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor.
- **Lutita E3 (Unidad C6).** Son lutitas arcillosas y lutitas limosas, grises verdosas y grises paradas, de fractura astillosa, silíceas y micromicáceas. Tiene un espesor promedio de 100 a 150 pies.
- **Conjunto C2: (Unidad C6 y C5).** Presenta un intervalo lutítico con intercalaciones de arenisca. La lutita es silíceas, de color gris verdoso y pardo oscuro, limosa, moderadamente firme. La arenisca es cuarzosa de cemento calcáreo y matriz arcillosa, grano muy fino a grueso, subredondeado, buena selección y poco consolidada. Posee un promedio de 1.200 pies de espesor.

En el nivel superior esta unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas, las primeras predominan hacia la base y las segundas predominan hacia el tope de la unidad. El ambiente se interpreta como continental, en donde las lodolitas representan ambientes lacustres o de llanura de inundación y las areniscas depósitos de relleno de lagos; en el extremo Occidental del área de estudio presenta al tope depósitos de canales fluviales.

- **Areniscas de Carbonera (Unidad C5).** Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. El espesor varía desde 50 hasta 300 pies. En el extremo Occidental del área de estudio se encuentran areniscas masivas hacia la base del intervalo, interpretadas como depósitos de canales. Sobreyaciendo estos depósitos se encuentran intercalaciones de areniscas y lodolitas.

- **Conjunto C1 (Unidad C4 y Unidad C3).** La Unidad C4 está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas, el espesor promedio es entre 150 y 300 pies. La Unidad C3 presenta un espesor promedio de 150 pies, está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca.
- **Lutita E (Unidad C2).** Después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el Este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor promedio de 500 pies. En los límites Norte y Noreste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta, relacionado probablemente con ambiente deltaico en este sector.
- **Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1).** Es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. El espesor promedio es de 2.000 pies El ambiente de depositación ha sido interpretado como deltaico, costero y marino costa afuera.

1.3.2.6 Formación León. La Formación león se ubica en el Mioceno Medio según NOTESTEIN, HUBMAN y BOWLER (1944)⁷, es una secuencia arcillo - lutítica con intercalaciones de capas delgadas de areniscas carbonáceas. Son comunes minerales tales como glauconitas sideritas, piratas y rocas del tipo limolitas. Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte, en contacto concordante con la Formación Carbonera. El espesor de la formación varía de 1.673 a 2.500 pies. El ambiente de sedimentación es marino somero. La formación León está en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace y en contacto discordante con la Formación Carbonera que la infrayace.

1.3.2.7 Formación Guayabo. Representa la última sedimentación de la cuenca correspondiente al Plioceno-Pleistoceno según NOTESTEIN, HUBACH & BOWLER⁸. Es una secuencia espesa de más de 13.000 pies, en el piedemonte de la cordillera. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente, hacia el tope presentan niveles carbonosos. Hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental. El espesor de esta formación se encuentra entre los 1.300 y los 3.300 pies. El ambiente de sedimentación es deltaico. La Formación Guayabo está en contacto discordante con la Formación Necesidad que la suprayace, aunque en algunos sectores de la cuenca como en el caso del Campo Suria se encuentra expuesta a

⁷ DE PORTA, J., Op. Cit., p. 322.

⁸ DE PORTA, J., Op. Cit., p. 258.

superficie, y en contacto concordante con la Formación León que la infrayace.

1.3.2.8 Formación Necesidad. Se le asigna una edad del Plioceno según J. DE PORTA⁹. Consta de una serie de alternancias de arenas y conglomerados con arcillas compactas. El espesor medio es de 200 pies. El ambiente de sedimentación es continental. La Formación Necesidad está en contacto discordante con la Formación Guayabo que la infrayace. Aun cuando esta formación no se encuentra en la columna estratigráfica del Campo Suria, es importante mencionarla porque si se encuentra en otros sectores de la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales es una depresión estructural asimétrica con tendencia al Noreste, que ha tenido un desarrollo a través de diferentes etapas, producto de la superposición de varios eventos, logrando su configuración actual durante la orogenia andina del Mio - Plioceno y posterior a ésta.

El sector del Meta es la parte Suroeste de la cuenca, en el cual las mayores profundidades de la Formación Gachetá son del orden de 10.500 pies. El estilo estructural que caracteriza esta parte de la cuenca (Campos Castilla, Chichimene, Suria, Apiay, Gaván y Guatiquía) corresponde a sistemas transpresionales (sistema de Fallas Castilla - Apiay) que dieron lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son los responsables de los entrampamientos de los campos enumerados. Estos sistemas estructurales tienen relación de origen con el frente de deformación andina. Otros tipos de entrampamiento tienen ocurrencia por acuñamiento de las Formaciones Guadalupe y Mirador contra paleoaltos de rocas del Paleozoico.¹⁰

Los Campos Apiay y Suria presentan estructuras semidómicas, dómicas y anticlinales asociadas a un fallamiento inverso y normal (ver **Figura 3**). La estructura que forma la Cuenca de los Llanos es el resultado de los procesos tectónicos que han afectado el Noroccidente suramericano. En la interpretación estructural de la zona se propone un estilo tectónico dominado por fallas con desplazamiento de rumbo, con sus elementos principales, zona de cizallamiento, fallas normales, fallas inversas y pliegues bien definidos. Las zonas de falla en el área, presentan una tendencia N50°E (50° Noreste). Generalmente, se componen de numerosas fracturas de poco desplazamiento vertical. Los ejes principales de los pliegues son paralelos a la dirección de las fallas inversas y están alineados en dirección N30°E (30° Noreste) aproximadamente. Estas fallas inversas limitan los Campos Apiay y Suria.

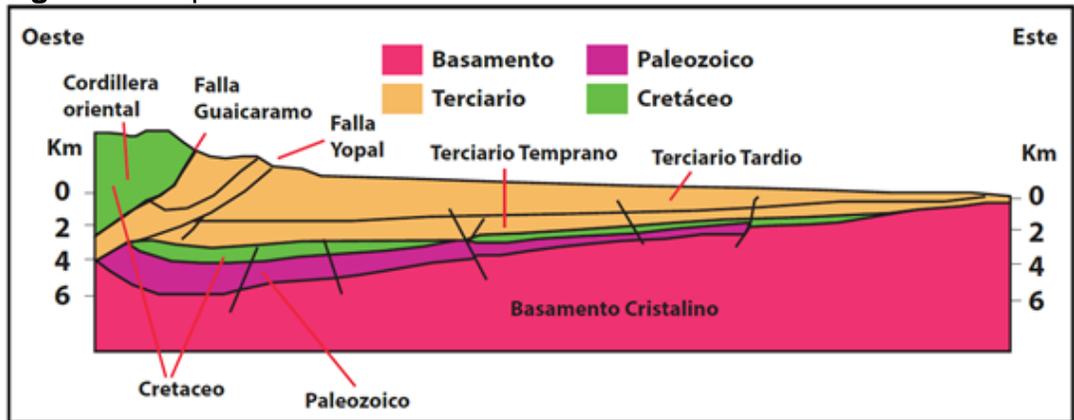
El Campo Suria está conformado por los campos denominados Suria, Suria Sur, Pompeya, Austral, Saurio, Tanané, Quenane y Guayuriba. La estructura de Suria,

⁹ DE PORTA, J., Op. Cit., p. 380.

¹⁰ Halliburton, 2007; Beicip-Franlab, 1995

está constituida por un anticlinal asimétrico fallado en su flanco Sureste, y con algunas fallas normales cortándola transversalmente, la dirección del eje del anticlinal es N40°E (40° Noreste), el límite Oriental lo constituye la Falla de Suria, de carácter inverso con vergencia noreste, de alto ángulo y en general con características similares a la de Apiay, por cuanto están relacionadas genéticamente. Las fallas normales que cortan casi perpendicularmente la estructura principal, son de menor desplazamiento vertical (10-40 Pies).¹¹ Ver **Figura 4.**

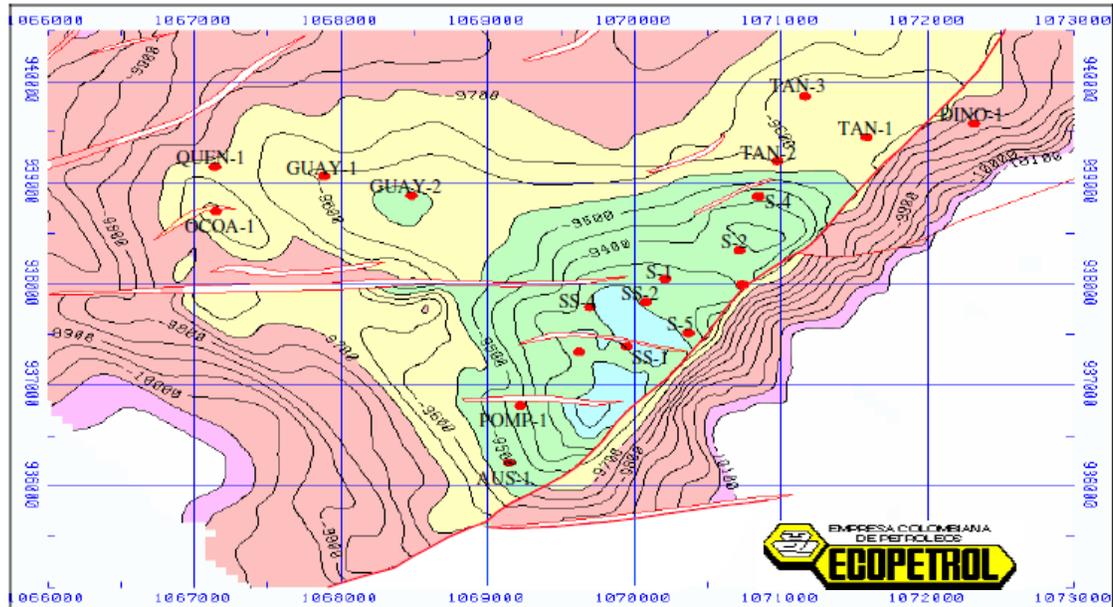
Figura 3. Esquema transversal de la Cuenca Llanos.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Desarrollo de Campos Gerencia de estrategia de yacimientos. 2014. Modificado por los autores.

¹¹ GONZÁLEZ, Katherine y GONZÁLEZ, Lesly. Diseño conceptual del proceso de inyección de agua para los Campos Apiay y Suria en el Yacimiento K-1. Bogotá, 2005. Trabajo de grado (Ingenieras de petróleos). Universidad de América. Facultad de Ingeniería.

Figura 4. Mapa Estructural al Tpo de la Unidad k2 Campos Suria – Suria Sur.



Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos. Software Oil Field Manager (OFM). 2004.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se describe la geología del petróleo para la Cuenca de los Llanos Orientales y por tanto la asociada al Campo Suria. Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124.000 MBLs. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco Oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 164 a 328 pies.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las arenitas de la Formación Carbonera (C3, C5 y C7) y Mirador, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Con un rango de porosidad varía entre el 10 al 30%.

1.3.4.3 Migración. Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

1.3.4.4 Roca Sello. El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

1.3.4.5 Trampas. Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio.¹²

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En esta sección se hace una descripción del método y tiempo de producción del Campo Suria, además se habla de los pozos del campo y las características generales del yacimiento.

1.4.1 Mecanismo de producción. Para el Campo Suria existen dos tipos de mecanismos primarios de producción; el primero es para la Unidad K2 (Formación Une) un acuífero activo y el segundo para las Unidad K1 (Formación Gacheta) y T2 (Formación San Fernando) es una combinación de gas en solución y acuífero activo.

El mecanismo de acuífero consiste en un yacimiento que tiene una conexión hidráulica con una roca porosa saturada con agua denominada acuífero, el agua del acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero, aumentando así la energía del yacimiento por la compresibilidad de la roca en el acuífero, tiene una eficiencia entre el 35 y el 80%, durante la producción la presión del yacimiento permanece alta y la producción de agua aumenta.

El mecanismo de gas en solución ocurre cuando el petróleo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura puede contener grandes cantidades de gas disuelto, cuando la presión disminuye debido a la extracción de los fluidos el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo del yacimiento hacia los pozos productores, Este tiene una eficiencia del 5 al 35%, la cual aumenta dependiendo de la cantidad de gas en solución. Durante la producción, la presión del yacimiento declina rápidamente y continuamente, la relación gas petróleo primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente, no genera ninguna producción de agua, excepto en yacimientos con alta saturación de agua y requiere bombeo al comienzo de la producción.¹³

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Suria fue descubierto en 1981 por Ecopetrol S.A. en octubre de 1984 con la perforación del pozo Suria 1, el cual se probó producción de hidrocarburos en las Unidades K1 y K2. Desde el año de 1989

¹² ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales. 2012. p. 52.

¹³ PARIS DE FERRER, MAGDALENA. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, ISBN 980-296-702-0

a marzo del 2004 el campo ha producido un total de 105 MBLS acumulados. El yacimiento K1 ha sido drenado principalmente con 8 pozos.

Actualmente, el campo produce 4.400 BOPD de petróleo de la Unidad K1 y 8.500 BOPD de petróleo de la Unidad K2. La mayoría de los pozos están produciendo de la Unidad K2. Para el Campo Suria en las Unidades K1 y K2 de acuerdo con el análisis de las curvas de declinación se estima que quedan reservas por producir de 32 MBLS. Ver **Grafica 1**.

En el Campo Suria se han perforado 36 pozos a diciembre de 2004, de los cuales se encuentra abandonado el pozo Austral 1 e inactivos los pozos Tanané 2 y Quenane 1. Los pozos Suria 1R, Suria Sur 3R y Austral 1R fueron perforados horizontalmente.

En el área quince pozos produjeron la Unidad K1 (Austral 1R, Ocoa 1, Pompeya 1, Suria 4, Suria 5, Suria 8, Suria 9, Suria 10, Suria Sur 1, Suria Sur 4, Suria Sur 8, Suria Sur 9, Suria Sur 10, Tanané 1 y Tanané 3). Once pozos produjeron simultáneamente de las Unidades K1 y K2 (Guayuriba 2, Suria 1, Suria 2, Suria 3, Suria 4, Suria Sur 1, Suria Sur 3, Suria Sur 4, Suria Sur 6, Suria Sur 8, Pompeya 1). Y diez pozos produjeron de K-1 y están cerrados en este Yacimiento (Guayuriba 1, Guayuriba 2, Quenane 1, Suria 1, Suria 2, Suria 3, Suria Sur 2, Suria Sur 3, Suria Sur 6, Tanané 2).

Para comienzos del año 2012 el Campo Suria estaba produciendo un promedio de 12.000 BOPD y el corte de agua ha aumentado progresivamente con el tiempo hasta alcanzar un valor aproximado del 85% debido al proceso de depletamiento del yacimiento y al acuífero activo presente. Para mediados del año 2017, el Campo Suria disminuyó su producción diaria a 2.625 BPD.¹⁴

¹⁴ ECOPETROL S. A. Plan desarrollo del yacimiento Bloque Apiay-Ariri. 2015.

Grafica 1. Curva de declinación del Campo Suria.



Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos. Software Oil Field Manager (OFM). 2004.

1.4.3 Producción acumulada. A continuación, se muestra la evolución de la producción en el tiempo para el Campo Suria en la **Grafica 6**.

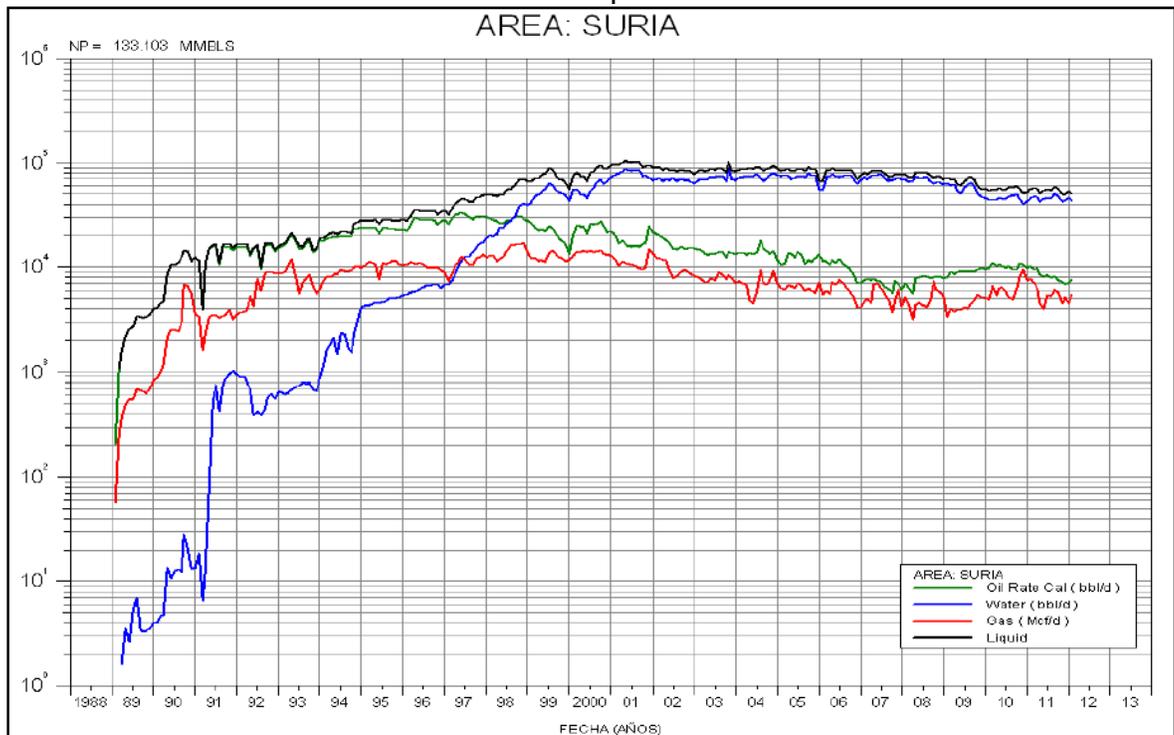
Para la producción de agua pueden observarse tres etapas principales, la primera ocurre desde el año 1989 hasta el año 1991 donde se presenta un crecimiento moderado de la producción aumentando hasta 10^1 MMBLS aproximadamente, desde este año y hasta mediados del mismo aumenta drásticamente la producción de agua hasta alcanzar un valor de 10^3 MMBLS, valor que sigue aumentando pero de forma más moderada hasta el año 2000 alcanzando una producción de 10^4 MMBLS, finalmente en la última etapa que va desde el año 2000 hasta el 2012 aproximadamente la producción de agua se estabiliza alrededor de los 10^5 MMBLS presentando pocos rangos de variación.

Para la producción de gas y petróleo se observa un comportamiento más constante, manteniendo la producción de gas por encima de los 10^4 MMBLS y el petróleo por debajo de los 10^4 MMBLS, presentando un incremento moderado entre el año 1989 hasta 1991, periodo tras el cual su aumento fue menos drástico y el comportamiento más constante.

Adicionalmente se observa la curva de producción de líquido que muestra el comportamiento de la producción del agua y el petróleo, presenta un alto incremento en el año 1999, indicando un aumento en la producción de agua.

Esta descripción de la producción acumulada de las tres fases, (petróleo, agua y gas) del Campo Suria se hace hasta el año 2011 como puede verse en la imagen, debido a que no se han encontrado una descripción detallada para años posteriores, sin embargo, según informes de la ANH, se sabe que la producción de petróleo durante el último semestre del 2017 ha disminuido hasta alcanzar un valor de 2.625 BPD.

Grafica 2. Producción acumulada del Campo Suria.



Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos. Software OFM, 2012.

1.4.4 Pozos del Campo Suria. En la **Tabla 1** se muestra la distribución de los pozos activos del Campo Suria en los diferentes sectores, especificando la cantidad de ellos que se encuentra en la Unidad K1, teniendo en cuenta que el Campo Suria tiene tres Unidades productoras principales los cuales son K1, K2 y T2 y diferentes sectores como lo son Suria, Pompeya, Guayuriba, Austral, Tanané y Ocoa.

Tabla 1. Número de pozos activos en los Campos de estudio según reporte del año 2004.

Número de pozos activos		
Campos	Nº de pozos en cualquier yacimiento	Nº de pozos en el Yacimiento K-1
SURIA	Suria	18
	Pompeya	1
	Guayuriba	1
	Austral	2
	Tanané	2
	Ocoa	1
TOTAL	25	14

Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos. Software OFM. 2004.

En la **Tabla 2** se muestra el número de pozos actualmente terminados, abandonados activos e inactivos en el Campo Suria.

Tabla 2. Número de pozos activos en los Campos de estudio según reporte del año 2014.

Número de pozos en el Campo Suria	
Pozos Terminados	74
Pozos Abandonados	10
Pozos Activos	39
Pozos Inactivos	25
Total pozos	148

Fuente: ECOPETROL S. A. 2014. Presentacion GDA. 2014. Modificado por los autores.

1.4.5 Características de yacimiento. La caracterización de yacimiento del Campo Suria se puede dividir en dos partes: La primera se basa en propiedades petrofísicas y del fluido obtenidas a través de registros eléctricos y pruebas de producción (ver **Tabla 3**) y la segunda representa los datos obtenidos de las pruebas PVT, relacionando las condiciones de presión, volumen y temperatura simulando las condiciones del yacimiento obteniendo un comportamiento aproximado que es utilizado en los diseños del completamiento y de las facilidades de producción (ver **Tabla 4**).

Tabla 3. Propiedades de la roca y el fluido según reporte del año 2014.

Formación productora	Unidad K2 y Unidad K1
Profundidad promedio de las formaciones	12.500 pies (TVD)
Porosidad promedio	0,17
Permeabilidad promedio	300 mD
Espesor neto petrolífero	60 pies
Gravedad API	11,6° API
Viscosidad @ T yacimiento	68 cP
Temperatura del yacimiento	215°F
BSW	0,4
Swirr	0,33

Fuente: ECOPETROL, S.A. Desarrollo de Campos Gerencia de estrategia de yacimientos. 2014. Modificado por los autores.

Tabla 4. Resultados de las pruebas PVT según reporte del año 2014.

Parámetro	Resultado
Gravedad API	11,6° API
Presión de yacimiento (Py)	2.214,7 psia
Temperatura de yacimiento (Ty)	215°F
Densidad del fluido @ Py y Ty	61,7 lb/ft ³
BSW	0,4
Relación gas-petróleo (GOR)	12,5 SCF/BN
Viscosidad del petróleo @ Py y Ty	68 cP
Factor volumétrico del petróleo	1,0245 (BY / BN)
Viscosidad del agua	0,35 cP
Viscosidad del gas @ 20 psig y Ty	0,0086 cP

Fuente: ECOPETROL, S.A. Desarrollo de Campos Gerencia de estrategia de yacimientos. 2014. Modificado por los autores.

2. GENERALIDADES DE LOS POZOS HORIZONTALES

Debido a la creciente necesidad de extraer mayores volúmenes de crudo por parte de las empresas petroleras lo que provoca un auge en la utilización de esta tecnología. respecto a la trayectoria vertical de la perforación, generalmente diseñada para lograr más contacto con la formación productora o cruzar fracturas naturales del yacimiento.

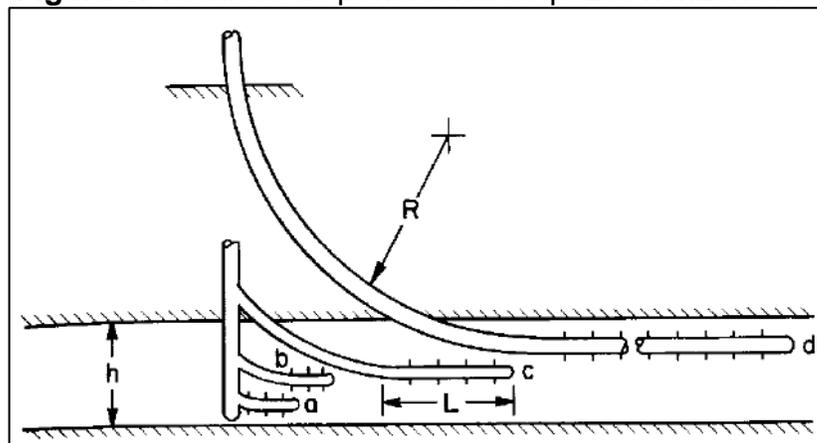
El principal propósito de los pozos horizontales es la de incrementar el área de contacto con el reservorio, mejorar la productividad, así como la reducción de costos si se compara el volumen producido por un pozo vertical y uno horizontal en la misma área.

En el capítulo a continuación se presentará desarrollado la tecnología, las técnicas generalmente utilizadas, tipos de completamientos comunes aplicados en la industria, beneficios aplicaciones y limitaciones para la ejecución de un pozo horizontal.

2.1 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN HORIZONTAL

Las técnicas de perforación horizontal se pueden clasificar en cuatro categorías, dependiendo el radio de curvatura en la **figura 5**.¹⁵

Figura 5. Técnicas de perforación de pozos horizontales.



Fuente: Horizontal well Technology. 1991, p.19.

2.1.1 Radio corto. que tiene radios de curvatura de 20 a 40 pies; ángulo de ascenso de 2 a 5°/pie. La máxima longitud de perforación usando esta técnica es de 889 pies.

¹⁵ JOSHI, Sada. Overview of Horizontal Well Tecnology. En: Horizontal Well Technology. Tulsa: Penn Well Publication, 1991. p. 1-29.

2.1.2 Radio medio. tienen radios de curvatura de 300 a 800 pies; ángulo de ascenso de 6 a 20°/100 pie. Debido al radio de curvatura, es posible usar la mayoría de herramientas convencionales en el pozo.

2.1.3 Radio largo. tiene radios de curvatura de 1000 a 3000 pies; ángulo de ascenso entre 2 y 6°/100 pie. Son perforados con tecnología de perforación direccional convencional empleando tanto motores de fondo guiados como ensamblajes rotatorios.

2.1.4 Pozos multilaterales. se pueden definir como aquellos que a partir de un mismo pozo vertical accede a uno o varios horizontes productivos, ya sea a diferentes profundidades o no, para drenar varios estratos, o para drenar un mismo estrato en varias direcciones. Esta estrategia, tiene como función:

- Mejorar la productividad de yacimientos de espesor delgado.
- Mejorar el recobro en yacimientos de espesor grueso, y de baja permeabilidad donde el gradiente de fractura vertical es mayor que el horizontal (gran anisotropía vertical). Drenar múltiples unidades de flujo, reduciendo el costo.

2.2 TÉCNICAS DE COMPLETAMIENTO

El tipo de completamiento implementado tiene una influencia directa en la vida y producción del pozo a través del tiempo, teniendo en cuenta todas las posibles tecnologías disponibles para completamiento de un pozo horizontal para así poder tener el mayor rendimiento posible.

Los aspectos más importantes para implementar cierto tipo de completamiento son: el tipo de roca y formación; teniendo un pozo hueco abierto ya que tiene que asegurarse que la roca presenta un comportamiento estable, que sean formaciones consolidadas, el método de perforación que nos muestra el radio curvatura ver **Cuadro 1**, y así poder escoger el completamiento debido, el fluido de perforación a la que fue expuesta la formación, de esta manera el daño que se genera es mayor al que puede generarse en un pozo vertical. Por lo tanto, se debe diseñar un método para la limpieza del hoyo, es fundamental tener en cuenta los sistemas de fracturas ya que en los pozos horizontales aumentan enormemente la posibilidad de encontrar un sistema de fracturas y drenar el reservorio de manera más efectiva.¹⁶

¹⁶ *Ibíd.*, p. 24.

Cuadro 1. Opciones de completamiento según la técnica de perforación.

Método de perforación	Tipo de completamiento	Posibilidad de toma de registros
Radio Ultracorto	Tubería Cañoneada o empaque con grava.	No
Radio Corto	Hueco abierto o tubería ranurada.	No
Radio Medio	Hueco abierto, tubería ranurada o cementada y tubería cañoneada.	Si
Radio Largo	Tubería ranurada, o completamiento selectivo usando cementación y cañoneo.	Si

Fuente: Horizontal Well Technology. 1991, p.18.

A continuación, se describen los completamientos convencionales para pozos horizontales los cuales pueden ser en hueco abierto, con un tubo ranurado, un tubo con empaques para aislar zonas, o hueco revestido y cañoneado, dependiendo de la necesidad, ver **Figura 6**.

2.2.1 Completamiento a hueco abierto. Es el de menor costo, es la que menos daño en formación genera y su aplicación se da para yacimientos naturalmente fracturados con arenas consolidadas, no permite selectividad y no hay control de flujo cruzado.¹⁷

2.2.2 Completamiento en tubería ranurada. se da en hueco abierto para yacimientos con producción de arena, no permite selectividad y no se tiene control de flujo cruzado, permite el control de arenas, además que la utilización de este método nos provee una trayectoria conveniente para insertar herramientas.¹⁸

2.2.3 Completamiento de tubería ranurada con empaques externos al casing. Se realiza para aislar zonas hidráulicamente y así poder controlar producción de estratos, permite realizar estimulaciones o inyecciones a futuro, lo cual puede ser usado para estimular o controlar la producción de arena a lo largo de la longitud del pozo.¹⁹

2.2.4 Completamiento con tubería cementada y cañoneada. Es el completamiento de mayor costo utilizado especialmente en yacimientos que se prevé la necesidad de trabajos de estimulación, es la que más daño de formación

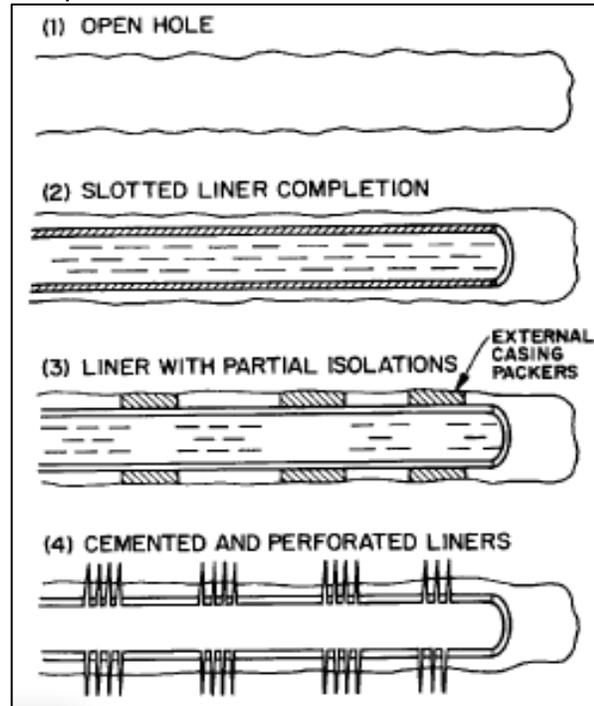
¹⁷ *Ibíd.*, p. 24.

¹⁸ *Ibíd.*, p. 24.

¹⁹ *Ibíd.*, p. 24.

genera por la cementación y el cañoneo, permite la selectividad de los intervalos cañoneados y el control del flujo cruzado.²⁰

Figura 6. Varios esquemas de completamiento.



Fuente: Horizontal Well Technology. 1991, p.23

2.3 ASPECTOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE COMPLETAMIENTO

Los aspectos más importantes para implementar cierto tipo de completamiento son: el tipo de roca y formación; teniendo un pozo hueco abierto ya que tiene que asegurarse que la roca presenta un comportamiento estable, que sean formaciones consolidadas, el método de perforación que nos muestra el radio curvatura y así poder escoger el completamiento debido, el fluido de perforación a la que fue expuesta la formación, de esta manera el daño que se genera es mayor al que puede generarse en un pozo vertical. Por lo tanto, se debe diseñar un método para la limpieza del hoyo, es fundamental tener en cuenta los sistemas de fracturas ya que en los pozos horizontales aumentan enormemente la posibilidad de encontrar un sistema de fracturas y drenar el reservorio de manera más efectiva.

2.3.1 Tipo de roca y formación. En los completamientos a hueco abierto, es importante asegurar que la roca tenga todas las características necesarias para

²⁰ *Ibíd.*, p. 24.

hacerla competente y que el hueco sea estable. Varios de los primeros pozos horizontales perforados fueron completados a hueco abierto.²¹

2.3.2 Método de perforación. Dependiendo de la técnica de perforación horizontal empleada, así mismo varía la forma en que será completado el pozo. Si se utiliza el método de perforación de radio corto el hoyo puede ser completado a hueco abierto o con forro ranurado. Con radio medio y radio largo se puede completar a hueco abierto, forro ranurado o forro ciego cementado y cañoneado, esto se debe a las limitaciones impuestas por el radio de curvatura de permitir el paso de herramientas que se usan en la perforación de pozos direccionales.²²

2.3.3 Fluido de perforación y limpieza del hoyo. El daño que se causa a la formación como producto de la perforación es un problema en los pozos especialmente perforados en yacimientos de baja permeabilidad. Esto es porque los yacimientos de baja permeabilidad poseen gargantas de poros de menor tamaño, así cuando los fluidos de perforación y sólidos invaden estas zonas las bloquean, reduciendo significativamente la permeabilidad en comparación con los yacimientos de alta permeabilidad donde las gargantas de poro existen en más cantidad y menor tamaño.

Cuando se perfora un pozo horizontal se emplea más tiempo que el utilizado para perforar un pozo vertical, por eso la formación está más tiempo expuesta al lodo, de esta manera el daño que se genera en un pozo horizontal es mayor al que puede generarse en uno vertical. Por lo tanto, se debe diseñar un método para la limpieza del hoyo. Para la limpieza de un pozo horizontal completado a hueco abierto o ranurado, es necesario tener en cuenta el radio del pozo, debido a que, si el pozo tiene un radio de giro grande, las herramientas de perforación pueden alcanzar al menos el final de la curva, pero para radios de giro pequeños estas herramientas pueden que no alcancen más allá de la sección vertical.

Para minimizar el daño en la perforación de un pozo horizontal, se puede perforar bajo balance, la presión hidrostática del lodo es menor que la presión del poro de la formación, también se puede utilizar un lodo especialmente diseñado para perforación horizontal, lodo polimérico con un contenido mínimo de sólidos o sin sólidos. Sin embargo, se debe tener cuidado en mantener la capacidad de transportar los ripios ya que si se acumulan en la sección horizontal puede causar pegas de la tubería.

Otra alternativa para tratar con el daño a la formación es completar el pozo horizontal con forro ciego cementado luego cañoneado, ya que las longitudes de las perforaciones de los hoyos cañoneados pueden alcanzar más allá de la zona dañada por el fluido de perforación. Luego se puede llevar a cabo un fracturamiento

²¹ *Ibíd.*, p. 25.

²² *Ibíd.*, p. 25.

para ganar la productividad perdida debido a la perforación y cementación. También es importante tener en cuenta que las altas tasas de producción luego de completados los pozos horizontales, facilitan la auto limpieza del pozo, tal y como sucedió en pozos horizontales completados usando forro ranurado en costa afuera de Asia y Europa.²³

2.3.4 Requerimientos de estimulación. Si el pozo será fracturado en el futuro es preferible completarlo con forro ciego cementado y cañoneado. El pozo puede ser aislado parcialmente usando empaaduras externas y cada zona puede ser fracturada independientemente. Se deben emplear criterios de ingeniería de yacimiento como evaluación, cuantificación del tipo de daño y ubicación del mismo.²⁴

2.3.5 Requerimientos de mecanismos de producción. En algunos pozos, especialmente en aquellos perforados en yacimientos fracturados con empuje hidráulico, el agua puede irrumpir en ciertas secciones a lo largo de la sección horizontal del pozo. Igualmente, en aplicaciones de recuperación mejorada, el fluido inyectado, tal como el agua puede mostrar una irrupción prematura a lo largo de una pequeña porción de la sección horizontal, en tales casos estas áreas pueden ser taponadas aplicando cementación forzada.

En yacimientos con capa de gas, es importante tener un buen asilamiento del pozo de la capa de gas, para esto se puede utilizar empaaduras o forro ciego cementado y cañonearlo fuera de la zona de gas para aislar el tubo de producción de la capa del mismo.²⁵

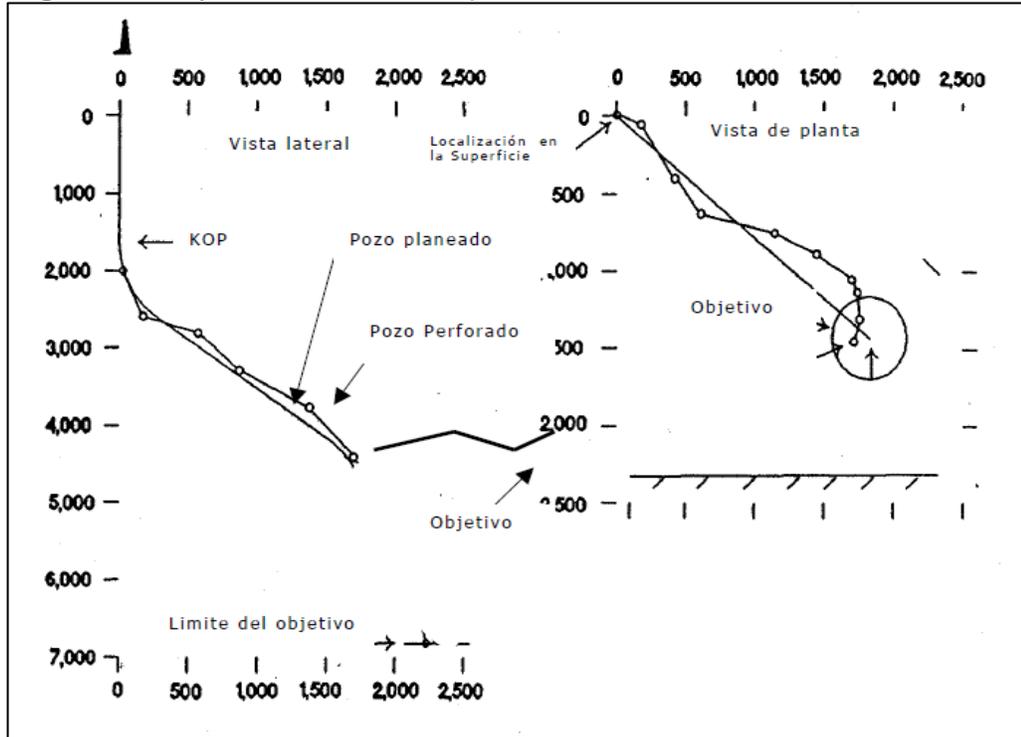
En pocas ocasiones un pozo horizontal es totalmente horizontal, en realidad, durante la perforación la broca se mueve hacia arriba y hacia abajo en un plano vertical y lateralmente, ver **Figura 7**.

²³ *Ibíd.*, p. 25.

²⁴ *Ibíd.*, p. 26.

²⁵ *Ibíd.*, p. 26.

Figura 7. Trayectoria real de un pozo horizontal.



Fuente: JOSHI, S.D., Horizontal Well Technology; Penn Well Publication, Tulsa OK, 1991.

En pozos horizontales de baja tasa y producción, la forma del pozo en el estrato puede tener un impacto significativo en la productividad de este, especialmente cuando se involucra flujo multifásico, por ejemplo, el agua puede depositarse en la parte baja del pozo y puede ser muy difícil desplazarla. Igualmente existe la posibilidad de que ocurra un sello de gas cerca de las zonas en forma de cresta del pozo. La mejor manera de manejar este problema de completamiento es diseñar la ruta del pozo ligeramente desplazada buzamiento abajo o buzamiento arriba dependiendo del mecanismo de producción del yacimiento. Esto facilitará la segregación de fluidos a lo largo de la sección horizontal del pozo y reduce los problemas debido al bloqueo por gas en pozos de petróleo y cargamento de líquido en pozos de gas y condensado.²⁶

2.3.6 Requerimientos de rehabilitación. Antes de seleccionar una opción de completamiento, los requerimientos de rehabilitación deben ser considerados, pero estos son difíciles de anticipar. Por ejemplo, se considera completar un pozo horizontal de radio medio en un yacimiento de roca caliza fracturada con empuje hidráulico de fondo. Se puede anticipar la irrupción de agua a lo largo de una pequeña porción del pozo durante la vida del pozo: los escenarios de completamiento posibles son los siguientes:

²⁶ *Ibíd.*, p. 26.

Se puede insertar un forro ranurado y se reemplaza cuando el corte de agua sea alto, después completar con un forro ciego y cementarlo. Esto detendrá la producción de agua, sin embargo, es importante tener en cuenta el riesgo de sacar un forro ranurado fuera del hoyo horizontal.

Se puede completar el pozo con un forro ciego, cementarlo y cañonearlo, una vez que se alcance un alto corte de agua, se utiliza una herramienta de perfil (Production logging tool, PLT) para localizar las zonas de producción de agua, luego se aplica cementación forzada para aislar la zona productora de agua.

El pozo puede ser completado a hoyo desnudo y esperar a que la irrupción ocurra para luego diseñar las acciones a tomar.

Todas y cada una de estas opciones tiene su costo y riesgo asociado, la elección de completamiento debería estar basada en experiencias de operación local y de la experticia del operador para asumir el grado de riesgo adecuado.²⁷

2.4 APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

Las aplicaciones más frecuentes para los pozos horizontales son cuando se presentan zonas delgadas, yacimientos naturalmente fracturados, yacimientos con problemas de conificación de agua o gas, yacimientos con baja permeabilidad, yacimientos de crudo pesado o de gas y para aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo por métodos térmico o miscibles, e inyección de agua.²⁸

2.4.1 Problemas de conificación de agua y gas. Uno de los factores más limitantes en la perforación de pozos verticales, es la presencia de un acuífero o de capa de gas asociada, debido a la tendencia de estos fluidos es de desplazarse por el medio más fácil provocando así la conificación, lo que disminuye la productividad el pozo. Y por medio de esta estrategia, de perforación horizontal, el pozo tiene un mayor contacto con la formación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en el caso de un pozo vertical. Esta disminución de la caída de presión, minimiza los problemas de conificación y mejora la producción de aceite.²⁹

2.4.2 Yacimientos de baja permeabilidad. En yacimientos de producción de gas con baja permeabilidad, los pozos horizontales pueden incrementar el área de drenaje por pozo, y así, reducir el número de pozos a perforar para drenar el yacimiento. En yacimientos de alta permeabilidad los pozos horizontales permiten

²⁷ *Ibíd.*, p. 26.

²⁸ SADA JOSHI. Cost/Benefits of Horizontal Wells. SPE 83621. 2003

²⁹ JOSHI, Sada. Overview of Horizontal Well Technology. En: Horizontal Well Technology. Tulsa: Penn Well Publication, 1991. p. 7.

reducir las velocidades de gas en las cercanías del hueco, así mismo reducir la turbulencia a sus alrededores y mejorar la distribución de flujo en el pozo.³⁰

2.4.3 Recuperación mejorada de petróleo. Los pozos horizontales han sido de gran utilidad en métodos de recuperación mejorada de petróleo principalmente en métodos térmicos de recuperación, así como en proyectos de pozos de inyección gracias al mejoramiento en la inyectividad debido a la amplia área de contacto con el reservorio que provee un pozo horizontal, esto siendo especialmente beneficioso cuando se presentan problemas de inyectividad.³¹

2.4.4 Yacimientos heterogéneos. El entendimiento del carácter heterogéneo de los yacimientos y la dirección de la permeabilidad del yacimiento (anisotropía) es la clave para tener completamientos exitosos de pozos horizontales. Ejemplos de yacimientos heterogéneos incluyen sistemas de carbonatos, canales, sistemas de corriente y yacimientos fracturados.³²

2.4.5 Yacimientos fracturados. Un sistema de fracturas naturales en el yacimiento mejorara notablemente la producción de petróleo y gas suministrando canales naturales de flujo a fluidos del yacimiento. Algunos yacimientos dependen exclusivamente de este sistema para producir petróleo y gas. Los pozos horizontales aumentan la posibilidad de encontrar un sistema de fracturas, de allí, la importancia del entendimiento de la naturaleza heterogénea del yacimiento. En un sistema de fracturas el pozo debe ser perforado perpendicular a la dirección de la fractura para encontrar nuevos sistemas de fracturas y nuevas reservas.³³

2.5 LIMITACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES

A continuación, se presentan las desventajas o limitaciones más destacables de los pozos horizontales.

2.5.1 Costo. Una de las limitaciones de los pozos horizontales es su costo, el cual se ubica en típicamente entre el 1,4 a 3 veces el costo de uno vertical, por tanto, para que el proyecto sea viable, las reservas producibles de un pozo horizontal no solamente deben ser más grandes, sino que deben ser producidas en más corto tiempo que las de un pozo convencional.

Por otra parte, el costo también está relacionado con la experiencia de perforación direccional en la zona, es decir, cuando se perfora el primer pozo horizontal en un área el costo asociado a éste es mayor que para los posteriores.³⁴

³⁰ *Ibíd.*, p. 7.

³¹ *Ibíd.*, p. 7.

³² *Ibíd.*, p. 7.

³³ *Ibíd.*, p. 7.

³⁴ *Ibíd.*, p. 5.

2.5.2 Espesor. Los pozos horizontales presentan mayor eficiencia en yacimientos de poco espesor que en yacimiento de espesor basto, ya que estos se comportan como una fractura de conductividad infinita en su sección horizontal y la mayor desventaja de un pozo horizontal es que sólo se puede drenar una zona productora por pozo, sin embargo, pozos horizontales han sido usados para drenar múltiples capas.³⁵ Esto puede ser llevado a cabo a través de dos métodos:

- Perforar un pozo en forma de escalera, donde las porciones de longitud horizontal son perforadas en más de una capa.
- Se puede cementar el pozo y estimularlo usando fracturas. Las fracturas perpendiculares a la sección horizontal podrían interceptar más de una zona productora y así drenar múltiples zonas.

2.5.3 Permeabilidad. Para un proyecto de perforación horizontal es muy importante saber lo que se tiene en fondo para poder realizar una planificación adecuada, ya que el daño de formación provocado por el fluido de perforación al momento de la realización del proyecto especialmente en yacimientos de baja permeabilidad nos determina el fracaso o el éxito del proyecto³⁶.

2.5.4 Gravedad API. Las bajas gravedades API, se relacionan a crudos con altas viscosidades lo que se traduce en baja producción, además, de que generalmente se relacionan a un bajo precio de venta en el mercado lo que implica una disminución de la tasa interna de retorno (TIR) y un aumento de los costos al momento de su tratamiento.

³⁵ *Ibíd.*, p. 4.

³⁶ *Ibíd.*, p. 4.

3. PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

En este capítulo se describirán las principales propiedades de la roca y su relación con los fluidos del yacimiento que contienen. Se hará énfasis en las propiedades que afectan directamente la recuperación primaria y por lo tanto son parámetros importantes a tener en cuenta en la perforación de un pozo horizontal.

3.1 PROPIEDADES DE LA ROCA

3.1.1 Porosidad. La porosidad describe el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de fluidos.

Los factores que afectan la porosidad son: tipo de empaque, material cementante, geometría y distribución de granos, presencia de partículas finas de arcilla y presión de las capas suprayacentes y confinantes. La proporción de espacios porosos en la roca depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que la forma, por lo tanto, la porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados (arena, grava) que en los que han sido sometidos a litificación (areniscas, conglomerados).

La porosidad de una roca yacimiento puede clasificarse de dos formas: según la comunicación de los poros y según el origen de la porosidad; la clasificación según la comunicación de los poros se basa en el aislamiento que experimentan algunos poros cuando se forma la roca, proceso conocido como litificación. Dentro de esta clasificación se encuentran dos tipos de porosidad, la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.³⁷

3.1.1.1 Porosidad Absoluta. Es la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto. Se expresa mediante la **Ecuación 1**:

Ecuación 1. Porosidad absoluta.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{\text{Volumen poroso total}}{\text{Volumen total}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 222.

3.1.1.2 Porosidad Efectiva. Es la razón del espacio poroso que se encuentra interconectado y el volumen total de la roca. Se expresa mediante la **Ecuación 2**:

³⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 221.

Ecuación 2. Porosidad efectiva.

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen total}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 223.

Esta porosidad es la que se necesita para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, ya que sólo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento. Esta porosidad normalmente representa un 90 a 95% de la porosidad total. En la mayoría de yacimientos la porosidad varía lateral y verticalmente y se encuentra en un rango de 5 a 20%, un yacimiento que posea una porosidad menor del 5% no se considera comercial, a menos que posea otros factores que la compensen como fracturas, fisuras o grandes espacios vacíos.³⁸ La porosidad puede clasificarse como se muestra en la **Figura 8**.

Figura 8. Clasificación de la porosidad.

Calidad	Porosidad, %
Muy buena	> 20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	< 5

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 221.

La clasificación según el origen de la porosidad depende del origen y tiempo en que se depositaron los estratos, la porosidad puede clasificarse como porosidad primaria y porosidad secundaria.

3.1.1.3 Porosidad Primaria o intergranular. Es la porosidad que se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos se depositaron, y está conformada por los espacios vacíos que quedan entre granos y los fragmentos minerales después que se acumulan como sedimentos.³⁹

3.1.1.4 Porosidad Secundaria o inducida. Es la porosidad que se formó por un proceso geológico posterior a cuando se depositó el material. La porosidad secundaria o inducida puede clasificarse a su vez dependiendo el tipo de proceso el cual la origino como el arrastre por el agua de lluvia de las materias solubles

³⁸ *Ibíd.*, p. 223.

³⁹ *Ibíd.*, p. 223.

desde los horizontes superiores de un suelo a horizontes más profundos, las fracturas y la dolomitización, proceso en el cual ocurre la sustitución molecular de calcio por magnesio en las calizas, transformándose estas en dolomías que son más porosas.

Para determinar la porosidad normalmente se usan registros de pozos, como el registro absorción de rayos gamma, comúnmente conocido como gamma ray, registros sínicos y neutrón, aun cuando estos solo determinan la porosidad total. También se usan otras herramientas como la resonancia magnética nuclear y la propagación electromagnética.⁴⁰

3.1.2 Saturación. Es la fracción de volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento (agua, gas, petróleo). Matemáticamente, esta propiedad se expresa como la razón entre el volumen total del fluido y el volumen poroso.⁴¹

La saturación del petróleo se expresa mediante la **Ecuación 3:**

Ecuación 3. Saturación de petróleo.

$$S_o = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen poroso}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 237

La saturación del agua se expresa mediante la **Ecuación 4:**

Ecuación 4. Saturación de agua.

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 238.

La saturación del gas se expresa mediante la **Ecuación 5:**

Ecuación 5. Saturación de gas.

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 238.

El rango de saturación de cada fase individual oscila entre 0 y 100%. Por definición, la suma de las saturaciones es 100%. Se expresa mediante la **Ecuación 6:**

⁴⁰ *Ibíd.*, p. 224.

⁴¹ *Ibíd.*, p. 237

Ecuación 6. Suma de saturaciones.

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 2.38.

Donde:

S_o : Saturación de petróleo, (adimensional).

S_g : Saturación de gas, (adimensional).

S_w : Saturación de agua, (adimensional).

Debido a la fuerte influencia de la saturación en las demás propiedades tanto de la roca como de los fluidos, en la industria petrolera es de gran importancia tener claro y poder diferenciar los diferentes tipos de saturación que se pueden encontrar en un yacimiento y serán explicados a continuación.

3.1.2.1 Saturación de agua connata (S_{wc}). También es llamada saturación de agua intersticial, es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que, debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando estos migraron al yacimiento.⁴²

3.1.2.2 Saturación crítica de petróleo (S_{oc}). También es conocida como la saturación de petróleo residual (S_{or}), es aquella en la cual el petróleo permanece en los poros y no se mueve, para que se mueva, la saturación debe ser mayor que S_{oc} .⁴³

3.1.2.3 Saturación de petróleo remanente (S_o). Durante el proceso de desplazamiento del petróleo, ya sea por agua o por gas, existirá cierta cantidad de él que va quedando detrás de la zona de petróleo caracterizada por un valor de saturación mayor que la S_{oc} . Este término está asociado generalmente con la fase no mojante cuando es desplazada por una fase mojante.⁴⁴

3.1.2.4 Saturación de petróleo movable (S_{om}). Se define como la fracción del volumen poroso ocupado por el petróleo movable⁴⁵, y se expresa mediante la **Ecuación 7:**

⁴² *Ibíd.*, p. 238.

⁴³ *Ibíd.*, p. 238.

⁴⁴ *Ibíd.*, p. 238.

⁴⁵ *Ibíd.*, p. 238.

Ecuación 7. Saturación de petróleo movable.

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 228.

Donde:

S_{om}: Saturación de petróleo movable, (adimensional).

S_{wc}: Saturación de agua connata, (adimensional).

S_{oc}: Saturación crítica de petróleo, (adimensional).

3.1.2.5 Saturación crítica de gas (S_{gc}). A medida que la presión del yacimiento declina por debajo de la presión de burbujeo, el gas se separa de la fase de petróleo y consecuentemente, aumenta su saturación. La fase de gas permanece inmóvil hasta que excede un valor de saturación conocido como saturación crítica de gas, por encima del cual comienza a moverse.⁴⁶

3.1.2.6 Saturación crítica de agua (S_{wc}). Se refiere a la máxima saturación de agua a la cual la fase de agua permanecerá inmóvil. Los términos saturación crítica de agua, saturación de agua irreducible y saturación de agua connata son intercambiables y expresan el mismo fenómeno.

Para determinar la saturación normalmente se usan registros de pozos, como el registro de inducción o el laterolog que mide la resistividad de la formación, una vez determinada la resistividad se aplica la ecuación de Archie para determinar la saturación. Otro método es a partir de la presión capilar la cual debe ser medida en varias muestras de roca y a partir de la correlación de la Función J de Leverett se determinan las saturaciones.⁴⁷

3.1.3 Permeabilidad (k). Es la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados, por esta razón su unidad son los milidarcy o Darcy. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos. Por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos.⁴⁸

Existen tres tipos de permeabilidad:

⁴⁶ *Ibíd.*, p. 238.

⁴⁷ *Ibíd.*, p. 238.

⁴⁸ *Ibíd.*, p. 241.

3.1.3.1 Permeabilidad absoluta. Es la medida de la permeabilidad cuando un solo fluido (agua, aceite o petróleo) satura al 100% el medio poroso.⁴⁹

3.1.3.2 Permeabilidad efectiva. Es la medida de la conductancia del medio poroso hacia un fluido cuando está saturado con más de uno. Esto implica que es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento (gas, agua y petróleo), cuyas permeabilidades efectivas se representan por:⁵⁰

K_g = Permeabilidad efectiva del gas.

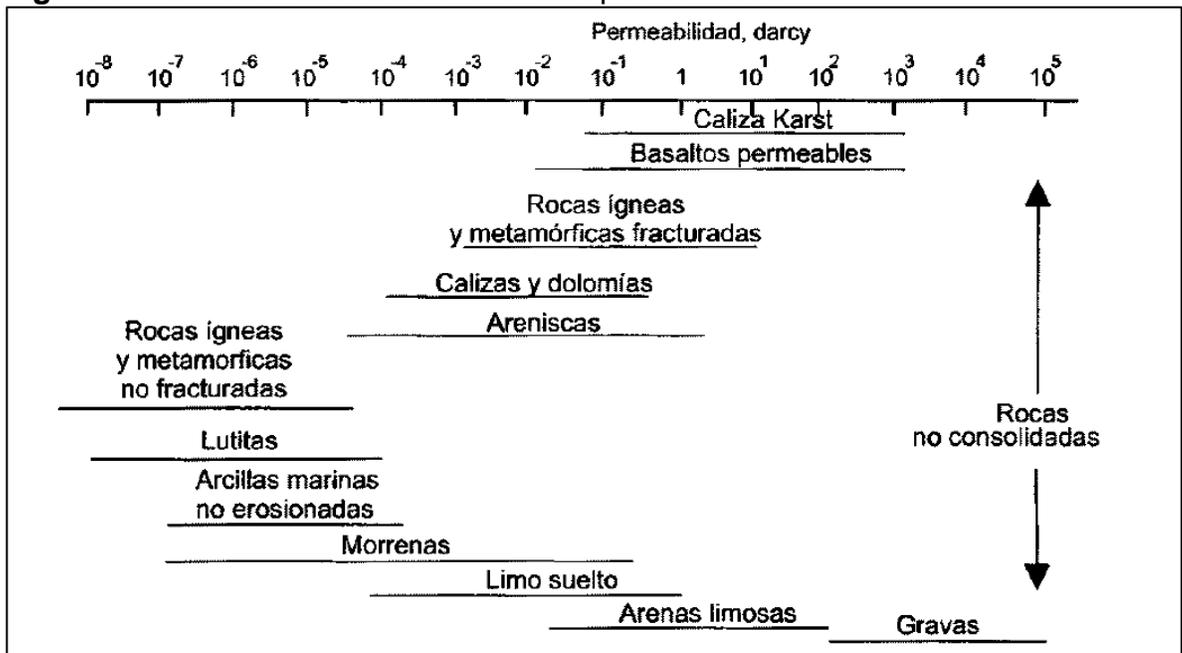
K_o = Permeabilidad efectiva del petróleo.

K_w = Permeabilidad efectiva del agua.

3.1.3.3 Permeabilidad relativa. Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido y siempre será menor o igual a la unidad.

En la **Figura 9** se muestran las permeabilidades de diferentes tipos de roca en unidades de Darcy.

Figura 9. Permeabilidades de diferentes tipos de rocas.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 263.

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 244.

⁵⁰ *Ibíd.*, p. 263.

Para determinar la permeabilidad se realizan análisis de laboratorio usando muestras de núcleos. Los análisis de núcleos se realizan con muestras tomadas en un plano paralelo al cuerpo de las arenas, es decir, paralelo a la dirección de flujo en el yacimiento, esto lleva a permeabilidades horizontales (K_h). Las medidas de permeabilidad en muestras perforadas perpendicularmente a los cuerpos de arenas se conocen como permeabilidades verticales (K_v). Así mismo la permeabilidad absoluta se puede calcular por medio de correlaciones que relacionan la porosidad del yacimiento con la saturación de agua irreducible (S_{wi}), las principales correlaciones son la de Timur y la de Morris y Biggs. También hay que tener en cuenta que la permeabilidad se reduce por la presión de sobrecarga y este factor debe tenerse en cuenta al estimar la permeabilidad en yacimientos profundos.⁵¹

3.1.4 Tensión superficial e interfacial. En las regiones limítrofes entre dos fluidos inmiscibles siempre existirá un desbalance de fuerzas moleculares en la interfase, cuyo resultado neto es una tendencia a reducir el área de contacto. Cuando estos dos fluidos son líquido y gas, se utiliza el término **tensión superficial** para definir estas fuerzas; y, cuando son dos líquidos, se denomina **tensión interfacial**. La tensión superficial e interfacial tienen las unidades de fuerza por unidad de longitud, esto es, dina/cm, ambas tensiones varían fuertemente con la temperatura.⁵²

3.1.5 Humectabilidad. Es la tendencia de un fluido, a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible. Esta tendencia se puede expresar más convenientemente midiendo el ángulo de contacto entre la superficie líquido-sólido y es una medida de sus características humectantes hacia el sólido, si el ángulo de contacto es 180° es un indicio de que no existe mojabilidad, si el ángulo de contacto es menor a 90° la roca está mojada por agua, si el ángulo de contacto es mayor a 90° , la roca tiende a humectarse con petróleo, y para los valores cercanos a 90° la roca presenta igual preferencia de mojabilidad con los dos fluidos.⁵³

3.1.6 Presión capilar. Las fuerzas capilares presentes en un yacimiento de petróleo son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales que se originan entre la roca y los fluidos que coexisten en dicho medio poroso. Dependen, además, de la geometría y tamaño de los poros y de las características humectantes del sistema, y son realmente las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del yacimiento. El desplazamiento de un fluido por otro dentro de los poros de un medio poroso depende de las fuerzas de superficie de la presión capilar. En consecuencia, para mantener un medio poroso parcialmente saturado con un fluido no humectante y mientras el medio es también expuesto a un fluido

⁵¹ *Ibíd.*, p. 263.

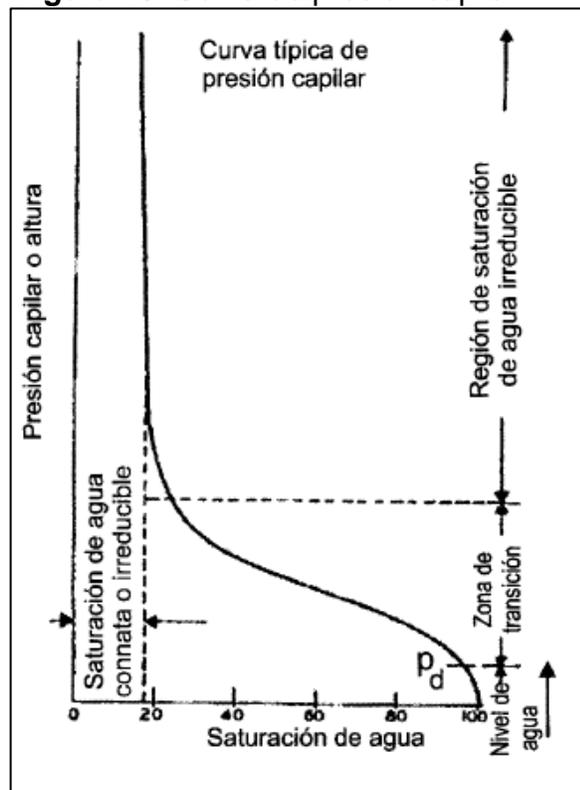
⁵² *Ibíd.*, p. 264.

⁵³ *Ibíd.*, p. 268.

humectante, es necesario mantener la presión de la fase no humectante en un valor mayor que la fase humectante.⁵⁴

La curva de presión capilar es la relación que describe la presión capilar requerida para obtener una saturación dada de fase no mojante en una roca. Las rocas poseen una distribución de tamaños de gargantas de poros, de modo que a medida que se aplica más presión a la fase no mojante, se invaden aperturas de poros cada vez más pequeñas. En la **Figura 10** se muestra la curva de presión capilar, esta curva es importante para comprender la distribución de la saturación en el yacimiento y afecta la imbibición y el flujo de fluido multifásico a través de la roca.⁵⁵

Figura 10. Curva de presión capilar.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 271.

3.1.6.1 Histéresis Capilar. Es el proceso de saturar y des saturar un núcleo con una fase no mojante. El proceso en el cual se genera un desplazamiento de la fase mojante (agua) por la fase no mojante (petróleo o gas) se denomina proceso de drenaje, este proceso establece las saturaciones de los fluidos que se encuentran

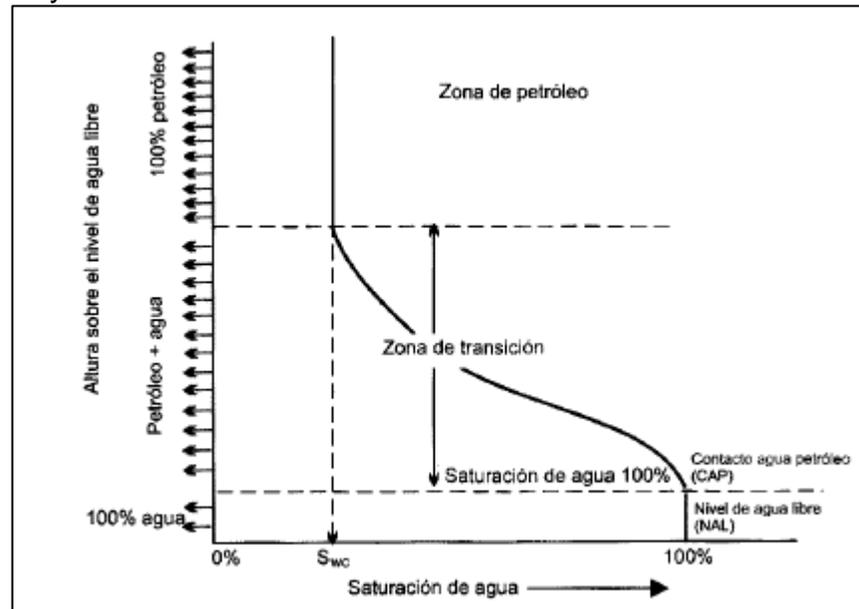
⁵⁴ *Ibíd.*, p. 271.

⁵⁵ Schlumberger - Oilfield Glossary. Evaluación de formaciones.

cuando se descubre el yacimiento. El proceso de desplazamiento de la fase no mojante (la cual puede ser petróleo) por la fase mojante (agua) se denomina imbibición.⁵⁶

Una aplicación importante del concepto de presión capilar es la distribución de fluidos en el yacimiento antes de su explotación. Los datos de presión capilar en función de saturación pueden convertirse en datos de profundidad vs saturación, obteniendo así la **Figura 11**.

Figura 11. Perfil de la distribución de saturación de agua en un yacimiento.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 277.

3.1.7 Compresibilidad. La compresibilidad es la presión de sobrecarga a la cual está sometido un yacimiento con miles de pies de profundidad, esta sobrecarga es causada por el peso de los estratos superiores, los cuales varían de área según la profundidad. A medida que el yacimiento produce, la presión interna en los poros disminuye y por lo tanto, la presión de sobrecarga efectiva aumenta, ocasionando que el volumen bruto del yacimiento se reduzca y que los granos de arena dentro del espacio poroso se expandan, estos dos cambios tienden a reducir el espacio poroso y así mismo la porosidad de la roca.⁵⁷

Existen tres tipos de compresibilidad, estas son:

⁵⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 277.

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 295.

3.1.7.1 Compresibilidad de la roca matriz. es el cambio fraccional en volumen del material sólido de la roca (granos) por cambio en la unidad de presión.⁵⁸

3.1.7.2 Compresibilidad del volumen total de la roca. Se define como el cambio fraccional en volumen del volumen bruto de la roca ocasionado por cambio en la unidad de presión.⁵⁹

3.1.7.3 Compresibilidad de los poros. Se define como el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca debido al cambio en la unidad de presión.⁶⁰

3.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades físicas de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo diferencian de otro, de acuerdo a estas características se puede determinar su comportamiento bajo condiciones de presión y temperatura. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son el gas, el agua y el petróleo. Las propiedades de los fluidos pueden determinarse por medio de:⁶¹

Análisis de laboratorio (PVT). (Presión, volumen, temperatura), los cuales se efectúan en muestras de fluidos sometidos a condiciones de interés, sin embargo, no siempre se dispone de ellos, ya sea que no puedan obtenerse las muestras apropiadas o porque no se justifican económicamente.

Correlaciones empíricas. Se determinan a partir de información disponible como temperatura, presión y otros parámetros comúnmente en la superficie, como la relación gas-aceite producido, densidad relativa del gas, densidad relativa del agua, porcentaje de agua, entre otras. El uso de las correlaciones no siempre puede proporcionar resultados satisfactorios, ya que han sido desarrolladas en base a las propiedades de crudos provenientes de áreas geográficas definidas y rangos de valores específicos, por lo que el petróleo de otras regiones presenta diferentes características en su composición, sin embargo, se ha generalizado su uso debido a que se presenta un error aceptable al comparar con datos de un PVT.

Análisis composicional de los fluidos. Se pueden obtener las propiedades de los fluidos, mediante programas de cómputo existentes en el mercado, los cuales hacen uso de ecuaciones de estado y correlaciones empíricas, con la ventaja de poder simular diferentes comportamientos para distintas condiciones de interés, ya sea combinando éstas o seleccionando algunas en específico para obtener una

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 295.

⁵⁹ *Ibíd.*, p. 296.

⁶⁰ *Ibíd.*, p. 296.

⁶¹ BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 2.

mejor aproximación del parámetro deseado.

3.2.1 Densidad. Es la cantidad de masa contenida en un volumen específico. Matemáticamente es la razón de la masa entre en el volumen. La densidad de los fluidos depende fundamentalmente de su composición.⁶²

3.2.2 Densidad Relativa o Gravedad Específica. La densidad relativa o gravedad específica de una sustancia es el cociente de la densidad de ésta con la densidad de otra sustancia que se usa como patrón. El patrón debe de cumplir con las siguientes características, debe tener universalidad, debe ser abundante y barato. Para el caso de los líquidos la sustancia que se utilizara como patrón es el agua, a 4°C y 1 atmósfera de presión y para los gases se utilizará el aire a las mismas condiciones.⁶³ Se expresa mediante la **Ecuación 8:**

Ecuación 8. Gravedad Específica.

$$Gravedad\ Específica = \frac{\rho\ sustancia\ de\ interés}{\rho\ sustancia\ de\ referencia}$$

Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996.

3.2.3 Gravedad API. Es la escala utilizada por el “Instituto Americano del Petróleo” para expresar la gravedad específica de los aceites y Se expresa mediante la **Ecuación 9:**

Ecuación 9. Gravedad API.

$$Gravedad\ API = \frac{141.5}{G.E} - 131.5$$

Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996.

Donde:

GE: Gravedad específica del petróleo, (adimensional).

3.2.4 Presión de Burbuja (Pb). Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

⁶² PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009. p. 80.

⁶³ *Ibíd.*, p. 82.

A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por esto a estas presiones se les llama de saturación (P_s), comúnmente, la presión de saturación (P_s), se utiliza como sinónimo de presión burbujeo (P_b).⁶⁴

3.2.5 Factor de Compresibilidad del gas (Z). Es la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión. Es una propiedad termodinámica para conocer el grado de desviación del comportamiento de un gas, con respecto al comportamiento de un gas ideal. El factor Z, es función de propiedades pseudocríticas (Presión y Temperatura), por ello es necesario la determinación de estas variables. También es el factor de corrección de la ecuación de los gases ideales, pues esta ley solo se cumple cuando existen gases a presiones y temperaturas relativamente bajas.⁶⁵ Se expresa mediante la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Factor de Compresibilidad.

$$pV = nZRT$$

Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 13.

Donde:

n : Número de moles de la sustancia, (moles).

R : Constante de los gases ideales, (las unidades varían del valor usado).

T : Temperatura, (las unidades varían del valor usado).

P : Presión, (las unidades varían del valor usado).

V : Volumen, (las unidades varían del valor usado).

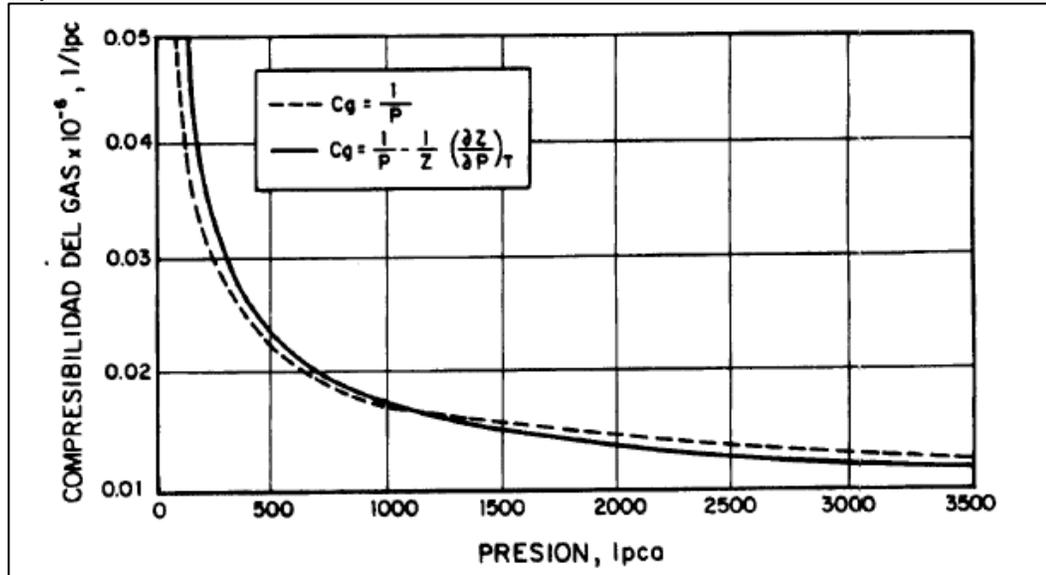
3.2.6 Compresibilidad del Gas. La compresibilidad isotérmica del gas se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión cambia a temperatura constante. Su unidad es en (lpc^{-1}).⁶⁶ La **Figura 12** muestra el comportamiento típico de la compresibilidad del gas contra la presión a temperatura constante.

⁶⁴ BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 48.

⁶⁵ *Ibíd.*, p. 13.

⁶⁶ *Ibíd.*, p. 31.

Figura 12. Comportamiento típico de la compresibilidad del gas (C_g) contra la presión.



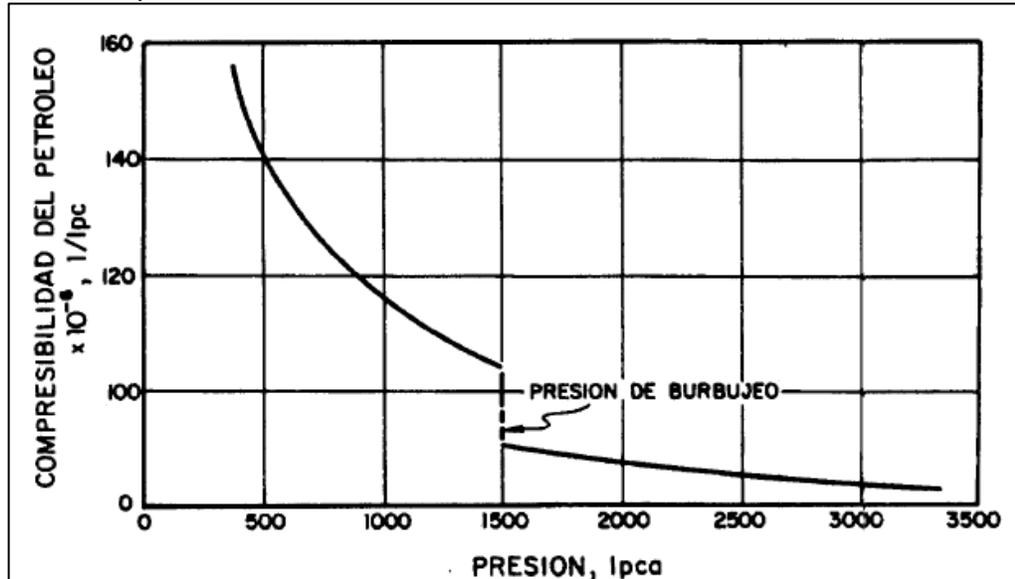
Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 31.

3.2.7 Compresibilidad del Petróleo. En general, la compresibilidad isotérmica de un fluido, se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante.

Como el volumen de un líquido subsaturado disminuye a medida que la presión aumenta, C_o es positiva, para algunos crudos C_o es constante por arriba del punto de burbuja, mientras para otros varía.⁶⁷ La **Figura 13.** muestra el comportamiento típico de la compresibilidad del petróleo contra la presión a temperatura constante.

⁶⁷ *Ibíd.*, p. 86.

Figura 13. Comportamiento típico de la compresibilidad del petróleo (C_o) contra la presión.



Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 87.

3.2.8 Compresibilidad del Agua (C_w). La compresibilidad isotérmica del agua tiene unidades de (lpc^{-1}), a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo se define de manera similar que la del petróleo.

Esta propiedad es afectada por presión, temperatura y solubilidad del gas en el agua. Por lo tanto, un aumento en presión genera una reducción en la compresibilidad, mientras que un aumento en temperatura genera un aumento en esta propiedad.

3.2.9 Razón Gas Disuelto-Petróleo (R_s). La razón gas disuelto (o gas en solución)-petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, (R_s) se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

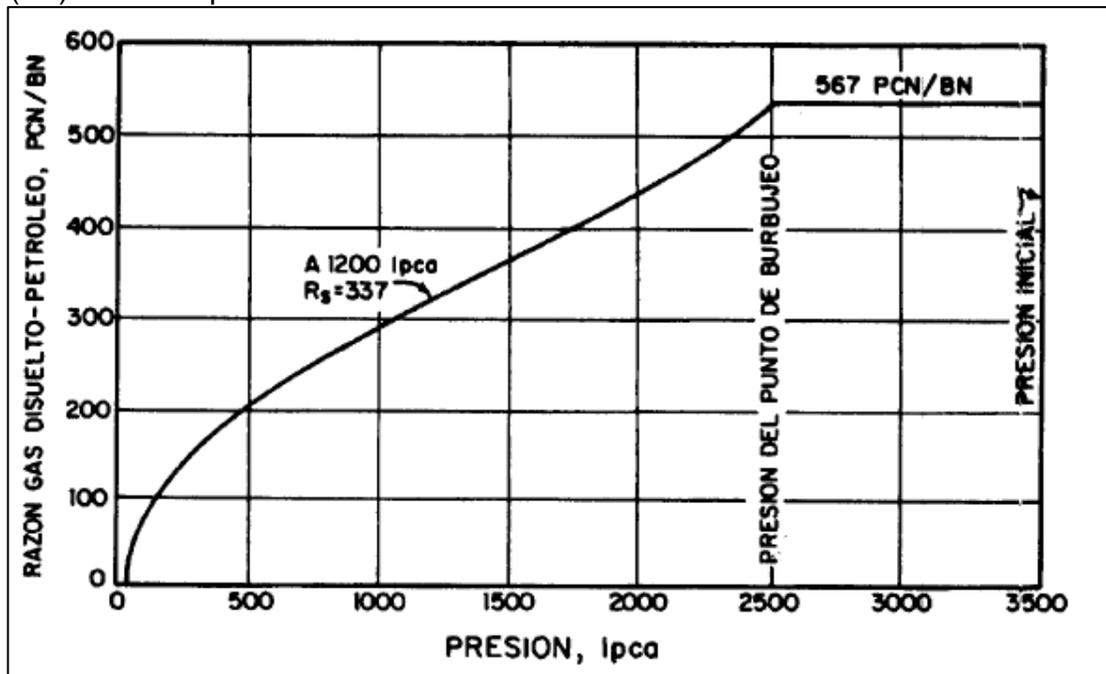
Se dice que un crudo está saturado con gas cuando tiene en solución la máxima cantidad de gas que el admite, en este caso, al reducir un poco la presión ocurre liberación de gas. Si el crudo tiene una cantidad de gas inferior a la que puede admitir a ciertas condiciones p y T , se dice que el crudo está subsaturado (no saturado), es decir, tiene una deficiencia de gas.

En un crudo, si se dispone de suficiente gas y se puede someter el petróleo a altas presiones y temperaturas, puede decirse que el gas es infinitamente soluble en el

petróleo. Lo que limita la solubilidad del gas en el petróleo en el yacimiento, son las condiciones de presión y temperatura que allí existan, así como la cantidad de gas disponible. Por esta razón, se encuentran yacimientos con capa de gas inicial (exceso de gas a las condiciones de p y T existentes) y yacimientos subsaturados.

Es necesario tener en cuenta algunos factores que afectan el comportamiento de R_s , al aumentar la presión, la gravedad del petróleo y la gravedad del gas, R_s aumenta, mientras que, al aumentar la temperatura, R_s disminuye. La **Figura 14.** muestra el comportamiento típico de la razón de gas disuelto en el petróleo (R_s) contra la presión a temperatura constante.⁶⁸

Figura 14. comportamiento típico de la razón de gas disuelto en el petróleo (R_s) contra la presión.



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 64.

3.2.10 Razón Gas Disuelto-Agua (R_{sw}). Se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de agua cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

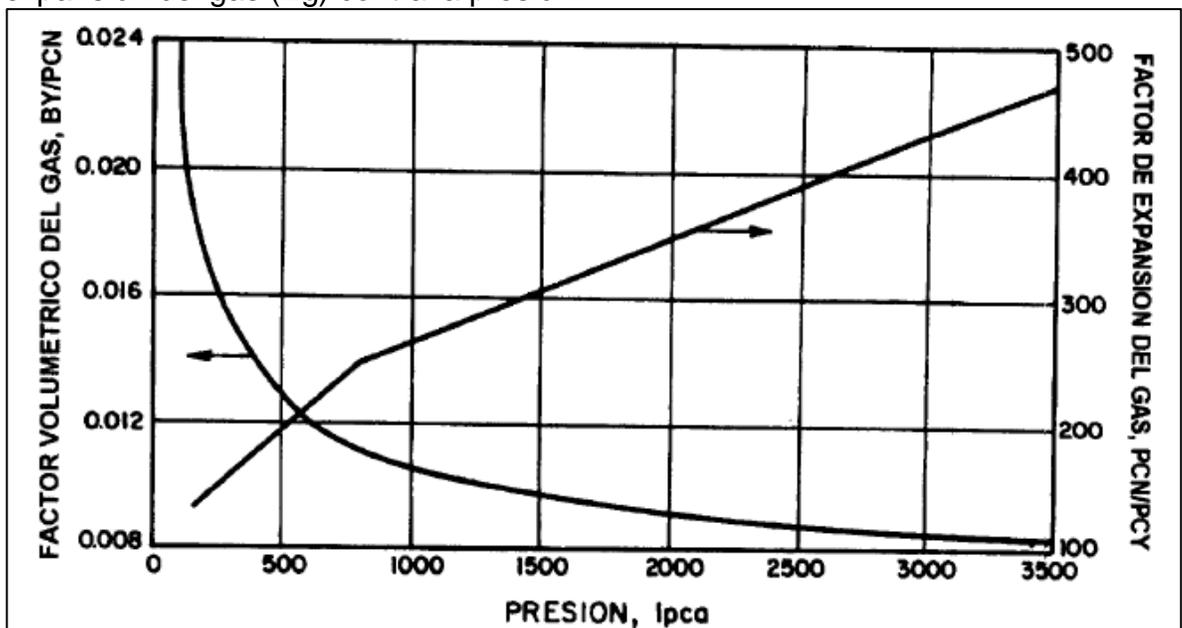
Por lo general, el agua de formación contiene gases disueltos, la mayoría de estos gases son hidrocarburos, sin embargo, otros gases como CO_2 , N_2 y H_2S también están presentes, la solubilidad de estos gases generalmente disminuye con un

⁶⁸ *Ibíd.*, p. 64.

aumento en la salinidad del agua y aumenta con la presión.⁶⁹

3.2.11 Factor Volumétrico del Gas (Bg). Se define como el volumen (generalmente en barriles o pies cúbicos) que ocupa a condiciones de yacimiento la unidad volumétrica (generalmente 1 barril o 1 pie cúbico) de gas a condiciones normales. En otras palabras, este factor relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales (14,7lpca y 60°F). La **Figura 15.** muestra el comportamiento típico del factor volumétrico del gas (Bg) y el factor de expansión del gas (Eg) contra la presión a temperatura constante.⁷⁰

Figura 15. Comportamiento típico del factor volumétrico del gas (Bg) y el factor de expansión del gas (Eg) contra la presión.



Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 30.

3.2.12 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo). Es el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución. También puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida o liberación del gas en solución

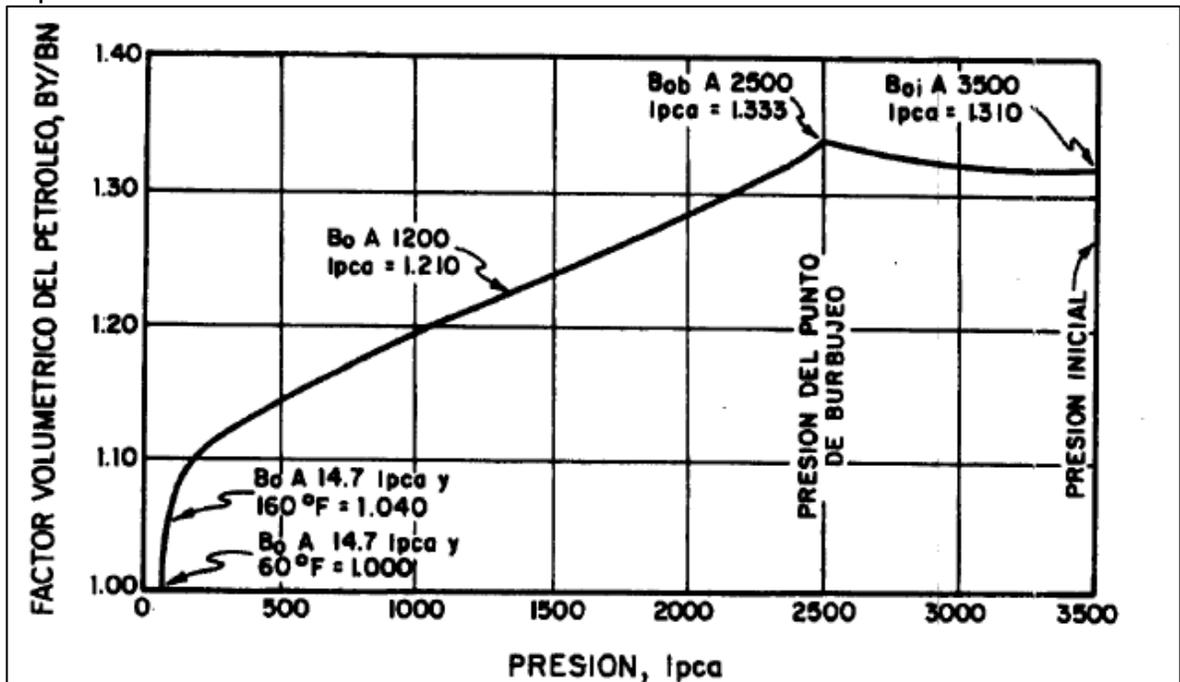
Debido a que no se libera gas de solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial hasta la presión del punto de burbuja, el fluido del yacimiento permanece

⁶⁹ *Ibíd.*, p. 114.

⁷⁰ *Ibíd.*, p. 29.

en estado monofásico (petróleo subsaturado), sin embargo, como los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen aumenta a la presión de burbujeo. Por debajo de la presión de burbujeo, la expansión líquida continúa, pero su efecto sobre el aumento de volumen es insignificante comparado con la reducción en el volumen de líquido debido a la liberación de gas en solución. La **Figura 16.** muestra el comportamiento típico del factor volumétrico del petróleo (B_o) contra la presión a temperatura constante.⁷¹

Figura 16. Comportamiento típico de del factor volumétrico del petróleo (B_o) contra la presión.



Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 72.

3.2.13 Factor Volumétrico Total (B_t). Es también llamado factor volumétrico bifásico, se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas originalmente en solución. Este factor incluye el volumen líquido, más el volumen de la diferencia entre la razón inicial gas disuelto-petróleo (R_{si}) y la razón gas disuelto- petróleo a las condiciones actuales del yacimiento (R_s).⁷²

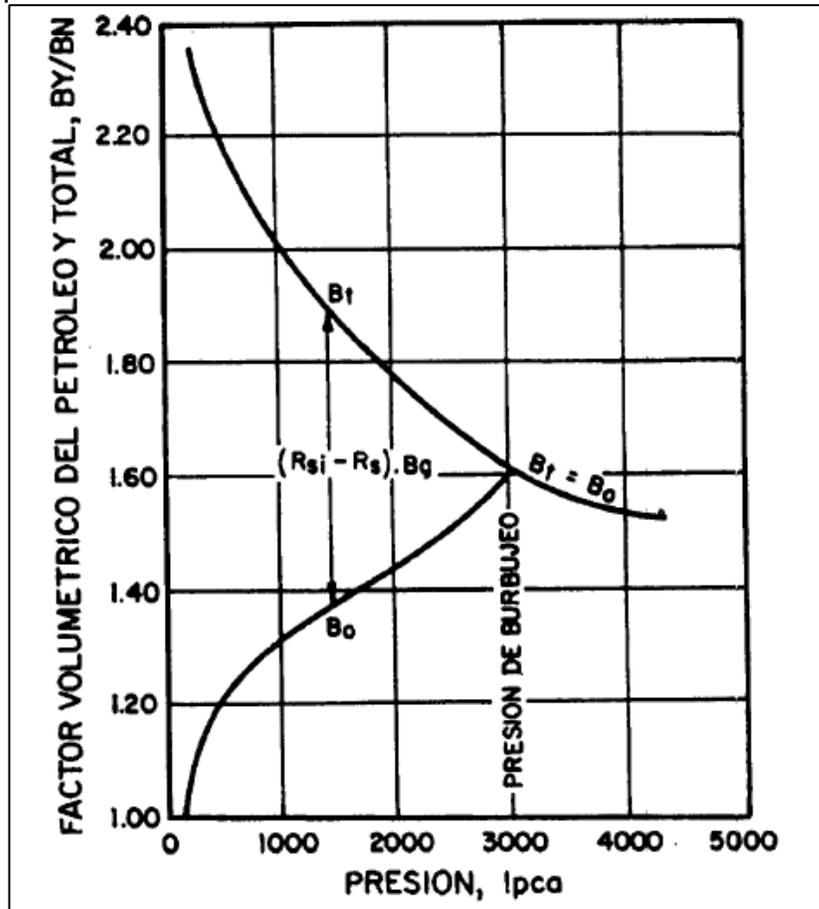
Por arriba de la presión de burbuja $R_{si}=R_s$ y el factor volumétrico total es igual al factor volumétrico del petróleo, $B_t=B_o$. Sin embargo, por debajo de la presión de burbuja a medida que la presión disminuye el B_o disminuye, pero B_t aumenta debido

⁷¹ *Ibíd.*, p. 72.

⁷² *Ibíd.*, p. 80.

a que el término $(R_{si}-R_s) \cdot B_g$ aumenta puesto que B_g aumenta y R_s disminuye mientras que R_{si} es un valor constante. La **Figura 17.** muestra el comportamiento típico del factor volumétrico del petróleo (B_o) y el factor volumétrico total (B_t) contra la presión a temperatura constante.⁷³

Figura 17. Comportamiento típico del factor volumétrico del petróleo (B_o) y el factor volumétrico total (B_t) contra la presión.



Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 81.

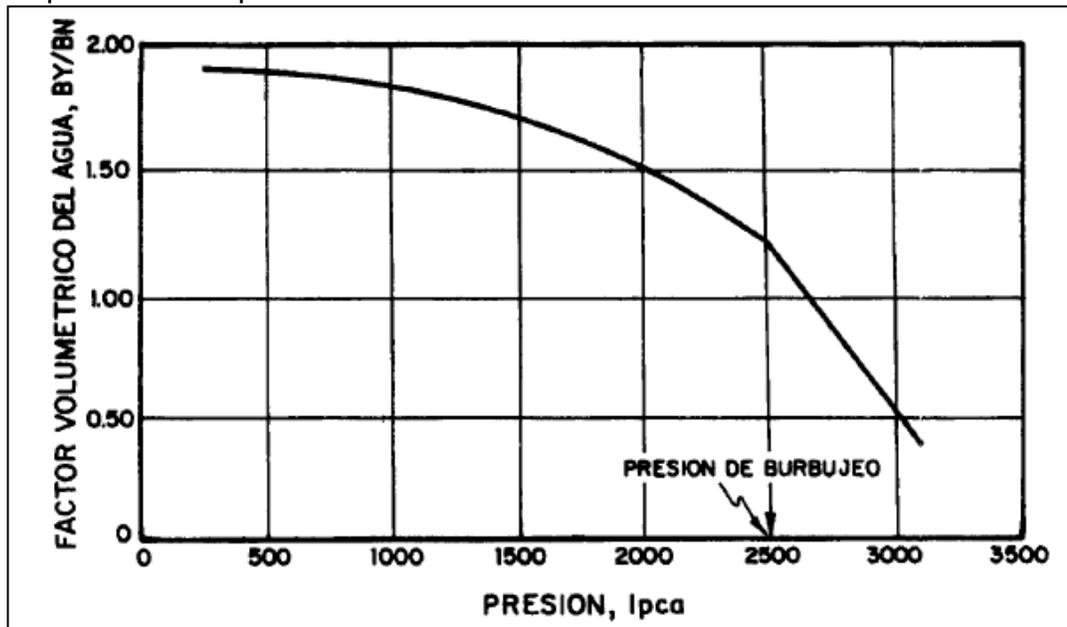
3.2.14 Factor Volumétrico del Agua (B_w). Es el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a condiciones normales más su gas en solución, las unidades son BY/BN. Este parámetro depende de presión, temperatura y salinidad del agua que afecta la solubilidad.

Cuando la presión del yacimiento es reducida desde la presión inicial a la presión

⁷³ *Ibíd.*, p. 81.

del punto de burbuja, el factor volumétrico del agua aumenta debido a la expansión del agua en el yacimiento. A presiones por debajo de la presión de burbuja, el gas es liberado, pero el factor volumétrico continúa aumentando debido a que la disminución en el volumen de agua, resultante de la liberación de gas, no es insuficiente para contrarrestar la expansión del líquido.⁷⁴ La **Figura 18.** muestra el comportamiento típico del factor volumétrico del agua (B_w) contra la presión a temperatura constante.

Figura 18. Comportamiento típico del factor volumétrico del agua (B_w) contra la presión a temperatura constante.



Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 117.

3.2.15 Viscosidad del Gas (μ_g). Es la medida de la resistencia del gas a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o de tracción. Es una propiedad física características de todos los fluidos, la cual surge de las colisiones entre partículas del fluido que se mueven a diferentes velocidades, provocando una resistencia a su movimiento. La viscosidad de un gas es, en general, considerablemente más baja que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Además, todos los gases tienen comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la ley de viscosidad de Newton.

A bajas presiones (<1000 -1500 Ipca) a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad del gas debido al incremento de la energía cinética de las

⁷⁴ *Ibíd.*, p. 117.

moléculas que producen gran número de choques intermoleculares.

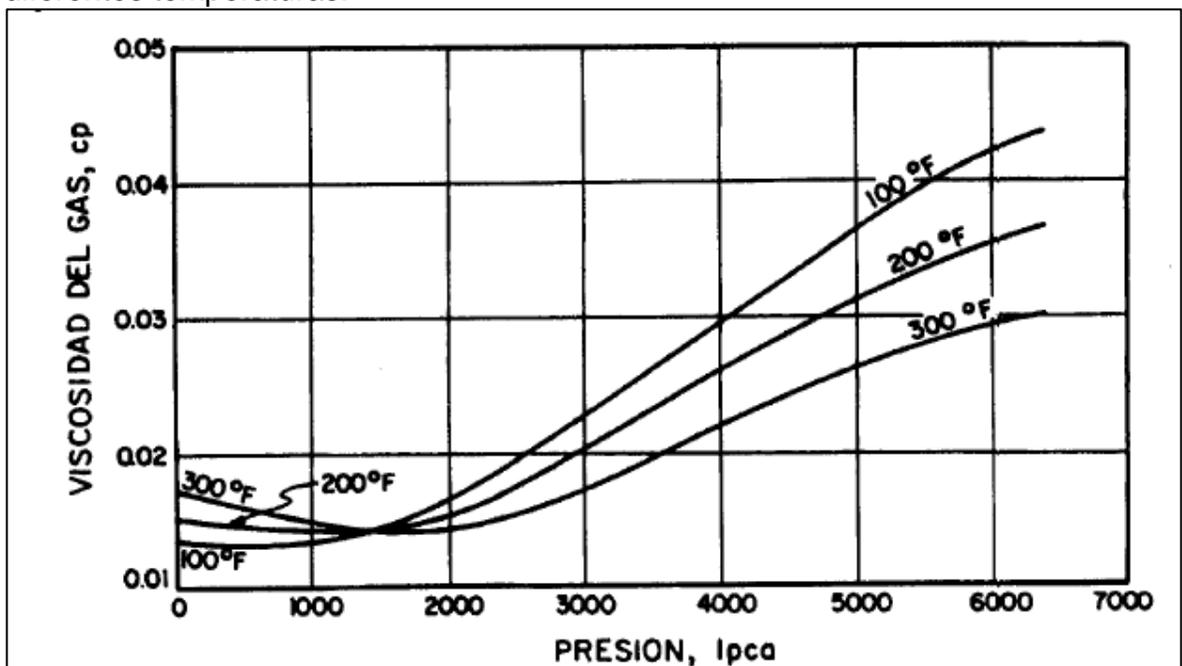
A elevadas presiones (>1000- 1500 lpc) a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del gas debido a la expansión térmica de las moléculas. A elevadas presiones las distancias intermoleculares de los gases son pequeñas y un gas tiende a comportarse como un líquido.

A cualquier temperatura, la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de presión debido a la disminución de las distancias intermoleculares.

A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por tanto su viscosidad será mayor.

La viscosidad de un gas natural puede ser determinada experimentalmente o por medio de ecuaciones, su determinación en el laboratorio es difícil debido a que su valor es muy pequeño (aproximadamente 0,2 cp) para ser medido con exactitud. Por esta razón se prefiere usar correlaciones gráficas o numéricas para su determinación.⁷⁵ La **Figura 19.** muestra el comportamiento típico de la viscosidad del gas contra la presión a diferentes temperaturas.

Figura 19. Comportamiento típico de la viscosidad del gas contra la presión a diferentes temperaturas.



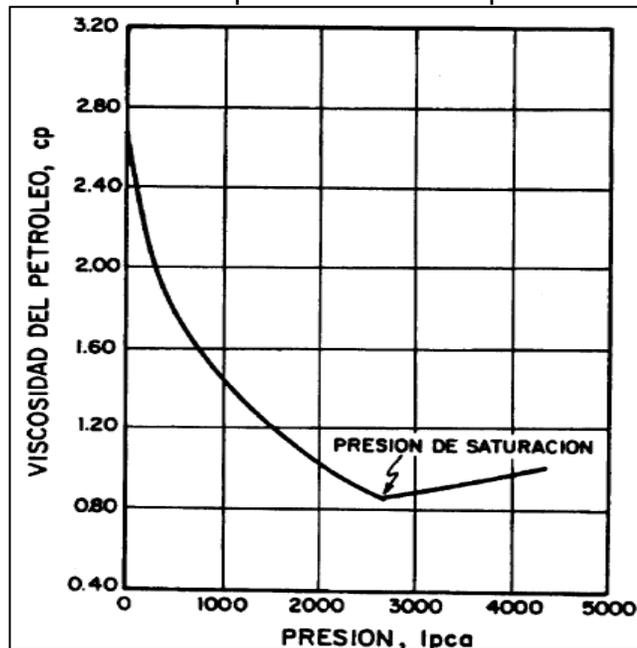
Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 39.

⁷⁵ *Ibíd.*, p. 39.

3.2.16 Viscosidad del Petróleo (μo). Es la medida de la resistencia del petróleo a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o de tracción. Es una propiedad física características de todos los fluidos, la cual surge de las colisiones entre partículas del fluido que se mueven a diferentes velocidades, provocando una resistencia a su movimiento.

En el caso del petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada p y T llevando consigo la cantidad de gas, R_s , que puede disolverse a esas condiciones. En ambos casos, el efecto de la temperatura al aumentar es disminuir la viscosidad, sin embargo, la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye. La unidad de medida de la viscosidad dinámica o absoluta es el centipoise o poise, la unidad de medida de la viscosidad cinemática de un fluido, la cual es la viscosidad absoluta dividida en la densidad es el stoke o centistoke. Por debajo de la presión de burbujeo la viscosidad disminuye con aumento en la presión debido al efecto del gas en solución que entra en solución, pero por arriba del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas y solo actúa la compresibilidad.⁷⁶ La **Figura 20.** muestra el comportamiento típico la viscosidad del petróleo contra la presión.

Figura 20. Comportamiento típico de la viscosidad del petróleo contra la presión.

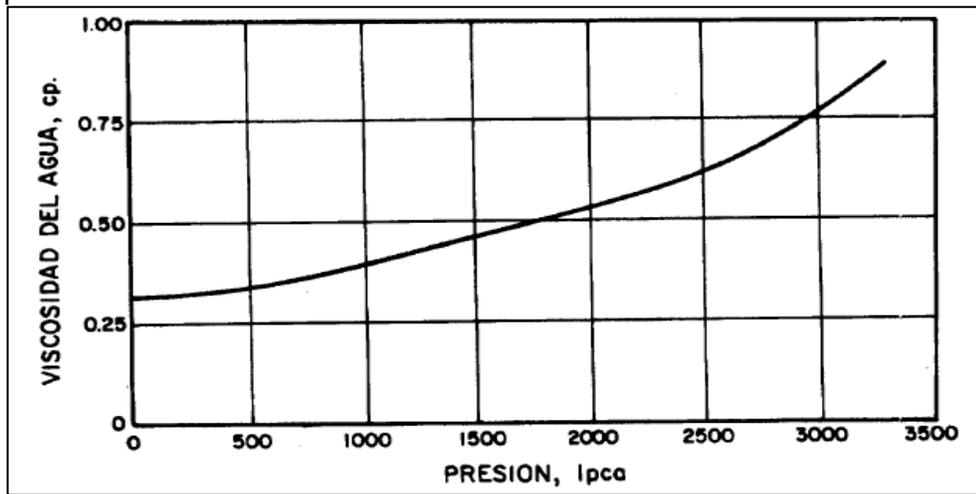


Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 93.

⁷⁶ *Ibíd.*, p. 93.

3.2.17 Viscosidad del Agua (μw). Es la medida de la resistencia del agua a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o de tracción. Es una propiedad física característica de todos los fluidos, la cual surge de las colisiones entre partículas del fluido que se mueven a diferentes velocidades, provocando una resistencia a su movimiento. La viscosidad del agua depende de la presión, temperatura y sólidos disueltos, por lo tanto, aumenta al incrementar la presión y la concentración de sólidos disueltos, mientras que disminuye a medida que la temperatura desciende.⁷⁷ La **Figura 21.** muestra el comportamiento típico la viscosidad del agua contra la presión.

Figura 21. Comportamiento típico de la viscosidad del agua contra la presión.



Fuente: BANZER. Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Venezuela, 1996. p. 126

3.2.18 Tensión Interfacial Gas- Petróleo (σ_{go}). Se define como la fuerza por unidad de longitud en la interfaz entre dos fluidos inmiscibles. Las unidades son dinas/cm. La tensión interfacial entre un gas y un hidrocarburo líquido varía aproximadamente entre 35 dinas/cm a bajas presiones y gravedades API, a 0 dinas/cm a la presión crítica cuando ocurre la solubilidad completa. Esta propiedad es requerida para estimar fuerzas de presión capilar, así como en el cálculo de flujo multifásico en tuberías.⁷⁸

3.2.19 Tensión Interfacial Gas- Agua (σ_{gw}). Se define como la fuerza por unidad de longitud en la interfase entre dos fluidos inmiscibles. Las unidades son dinas/cm.⁷⁹

⁷⁷ *Ibíd.*, p. 126.

⁷⁸ *Ibíd.*, p.110.

⁷⁹ *Ibíd.*, p. 133.

4. MECANISMO DE FLUJO

Este capítulo comprende el funcionamiento de los pozos horizontales enfocado en la productividad de los pozos, en los factores que la afectan tanto a nivel de yacimiento como a nivel de pozo y de los modelos desarrollados para evaluar la producción.

4.1 FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO

A continuación, se presenta la ecuación general para determinar el índice de productividad, ver **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Ecuación de tasas de flujo para condiciones de estado estable.

$$Q_{oh} = Jh * (Pr - P_{wf}) = Jh * \Delta P$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering. 2005, p.358

Donde:

Q_{oh} : Caudal de Petróleo, (STB/day).

Pr : Presión del reservorio, (Psig).

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, (Psig).

Jh : Índice de productividad, (STB/day/Psig).

4.1.1 Método de Borisov. Este método considera un yacimiento isotrópico en el cual la permeabilidad horizontal es igual a la permeabilidad vertical, en la **Ecuación 12** se puede observar la expresión propuesta para predecir el índice de productividad por el método de Borisov.⁸⁰

Ecuación 12. Índice de productividad Borisov.

$$Jh = \frac{0.00708 * h * kh}{\mu_o * Bo * \left[\ln \left(\frac{4 * reh}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) * \ln \left(\frac{h}{2 * \pi * rw} \right) \right]}$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering. 2005, p.358

Donde:

h : Espesor, (ft).

kh Permeabilidad horizontal, (md).

L : Longitud del pozo horizontal, (ft).

reh : Radio efectivo de drenaje horizontal, (ft).

⁸⁰ AHMED, Tarek., MCKINNEY P.D., Advanced Reservoir Engineering. Elsevier Inc. Burlington: 2005, p. 358.

r_w : Radio del pozo, (ft).
 Jh : Índice de productividad, (STB/day/psi).
 μ_o : Viscosidad del petróleo, (cp).
 Bo : Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

4.1.2 Método de Giger, Reiss y Jourdan. Este método considera un medio homogéneo, área drenada de forma elipsoidal, flujo estable y fluido Incompresible⁸¹, en la **Ecuación 13** se puede observar la expresión propuesta para predecir el índice de productividad por el método de Giger, Reiss y Jourdan.

Ecuación 13. Índice de productividad Giger, Reiss y Jourdan.

$$Jh = \frac{0.00708 * kh}{\mu_o * Bo * \left[\left(\frac{1}{h} \right) * \ln(X) + \left(\frac{\beta^2}{L} \right) * \ln \left(\frac{h}{2 * r_w} \right) \right]}$$

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left[\frac{L}{2 * reh} \right]^2}}{\frac{L}{2 * reh}}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{kh}{kv}}$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering. 2005, p.358

Donde:

h : Espesor, (ft).
 kh Permeabilidad horizontal, (md).
 kv : Permeabilidad vertical, (md).
 L : Longitud del pozo horizontal, (ft).
 reh : Radio efectivo de drenaje horizontal, (ft).
 r_w : Radio del pozo, (ft).
 Jh : Índice de productividad, (STB/day/psi).
 μ_o : Viscosidad del petróleo, (cp).
 Bo : Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).
 β : Anisotropía, (adimensional).

4.1.3 Método de Joshi. Este método considera flujo estable, presencia de daño, fluido monofásico e incompresible, pozo localizado en el centro del yacimiento y

⁸¹ *Ibíd.*, p. 358.

área drenada de forma elipsoidal⁸², en la **Ecuación 14** se puede observar la expresión propuesta para predecir el índice de productividad por el método de Joshi.

Ecuación 14. Índice de productividad Joshi.

$$Jh = \frac{0.00708 * h * kh}{\mu o * Bo * \left[\ln(R) + \left(\frac{\beta^2 * h}{L} \right) * \ln \left(\frac{h}{2 * rw} \right) \right]}$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - \left[\frac{L}{2} \right]^2}}{\frac{L}{2}}$$

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) * \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2 * reh}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{kh}{kv}}$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering. 2005, p. 359

Donde:

h: Espesor, (ft).

kh Permeabilidad horizontal, (md).

kv: Permeabilidad vertical, (md).

L: Longitud del pozo horizontal, (ft).

reh: Radio efectivo de drenaje horizontal, (ft).

rw: Radio del pozo, (ft).

Jh: Índice de productividad, (Bbl/day/psi).

a: Eje mayor de la elipse de drenaje, (ft).

β: Anisotropía (adimensional).

4.1.4 Método de Renard & Dupuy. Este método considera flujo estable, presencia de daño, fluido monofásico e incompresible, longitud del pozo mayor que la distancia entre el pozo y los límites laterales y un área drenada de forma rectangular⁸³, en la **Ecuación 15** se puede observar la expresión propuesta para predecir el índice de productividad por el método de Renard & Dupuy.

⁸² *Ibíd.*, p. 359.

⁸³ *Ibíd.*, p. 359.

Ecuación 15. Índice de productividad Renard y Dupuy.

$$Jh = \frac{0.00708 * h * kh}{\mu o * Bo * \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2 * a}{L} \right) + \left(\frac{\beta * h}{L} \right) * \ln \left(\frac{h}{2 * rw'} \right) \right]}$$
$$a = \left(\frac{L}{2} \right) * \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2 * reh}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$
$$rw' = \frac{(1 + \beta) * rw}{2 * \beta}$$
$$\beta = \sqrt{\frac{kh}{kv}}$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering. 2005, p.359

Donde:

h: Espesor, (ft).

kh: Permeabilidad horizontal, (md).

kv: Permeabilidad vertical, (md).

L: Longitud del pozo horizontal, (ft).

reh: Radio efectivo de drenaje horizontal, (ft).

rw: Radio del pozo, (ft).

rw': Radio efectivo de drenaje del pozo, (ft).

Jh: Índice de productividad, (Bbl/day/psi).

a: Eje mayor de la elipse de drenaje, (ft).

β: Anisotropía (adimensional).

4.2 ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍA

Entre los modelos que describen el flujo de fluidos en tubería para flujo multifásico esencialmente en flujo horizontal y vertical, se encuentran las correlaciones mostradas en el **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Correlaciones flujo multifásico de fluidos en tubería.

Fase Correlaciones	Multifásico			
	Gas		Líquido	
	Vertical	Horizontal	Vertical	Horizontal
Fanning-Gas				
Fanning-Liquid				*
Panhandle				
Modified Panhandle				
Weymouth				
Beggs & Brill	*	*	*	*
Gray	*			
Hagedorn & Brown			*	
Flanigan		*		
Modified-Flanigan		*		
Weymouth (Multiphase)		*		
Mechanistic Model	*	*	*	*

Fuente: FEKETE. Pressure Loss Correlations [En línea]. 2013. [1 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/virtuwell/webhelp/c-tepressdrop.htm>. Modificado por los autores.

A continuación, se muestra la correlación de Beggs & Brill seleccionada para la determinación de la pérdidas de presión por fricción, teniendo en cuenta como parámetros de selección un flujo multifásico en tubería horizontal.

4.2.1 Correlación de Beggs & Brill. Según Lyons⁸⁴, los parámetros estudiados en este método se encuentran en el siguiente rango de variaciones recomendadas:

- Tasas de flujo de gas (0 a 300 Mscf/Día).
- Tasas de flujo de líquido (0 a 30 gal/min).
- Presión promedio del sistema (35 a 95 psi).
- Diámetro de la tubería (1 y 1.5 pulgadas).
- Hold-up del líquido (0 a 0.87).
- Gradiente de presión (0 a 0.8 psi/ft).
- Angulo de inclinación (-90° a +90°).
- Patrón de flujo horizontal.

Ecuación 16. Gradiente de presión Beggs & Brill.

$$\Delta P_f = \frac{2 * f_{tp} * Vm^2 * \rho_{NS} * L}{144 * g_c * D}$$

Fuente: Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p.522

Donde:

⁸⁴ LYONS, W. C. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p. 522.

f_{tp} : factor de fricción bifásico, (adimensional).
 V_m : Velocidad promedio del fluido, (ft/seg).
 ρ_{NS} : densidad sin deslizamiento, (lb/ft³).
 L : longitud de la tubería, (ft).
 g_c : factor de conversión con un valor de 32.2, (lb_m ft/lb_f s²).
 D : diámetro interno, (ft).

5. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y COMPLETAMIENTO DEL POZO T2

En este capítulo se describe las principales características del estado mecánico de 4 pozos del Campo Suria. Posteriormente se hace una descripción del Pozo T2, el cual es un pozo tipo, para el cual se realizan los cálculos de la longitud horizontal óptima que genere la mayor productividad por medio de las diferentes correlaciones de flujo de fluidos en yacimiento y tuberías anteriormente mencionadas.

5.1 DESCRIPCIÓN DE POZOS EXISTENTES

A continuación, se hace una descripción de las principales características del estado mecánico de cuatro pozos horizontales ya perforados en el Campo Suria, para tener un referente sobre las características que tendrá el pozo tipo T2.

5.1.1 Pozo A. Este pozo tiene una profundidad perforada de 12385 pies (MD) y una profundidad actual de 12351 pies (MD). En su completamiento cuenta con un casing conductor de 20 pulgadas, un casing de superficie 13 3/8 pulgadas, un casing intermedio 9-5/8 pulgadas, un liner 7 pulgadas, un liner liso de 4-1/2 pulgadas y un liner ranurado 4-1/2 pulgadas. En la sección horizontal su completamiento es con liner ranurado en la sección horizontal. Este pozo atraviesa la formación Guayabo, León y Carbonera hasta la unidad T2. El método de levantamiento artificial que se usa en este pozo es bombeo electrosumergible. El pozo tiene una inclinación de 84.22°, un azimut de 286°, una profundidad total real vertical de 9935,21 pies (TVD) y una profundidad total medida de 12283 pies (MD).

5.1.2 Pozo B. Este pozo tiene una profundidad perforada de 12670 pies (MD) y una profundidad actual de 12635 pies (MD). En su completamiento cuenta con un casing conductor de 20 pulgadas, un casing de superficie 13 3/8 pulgadas, un casing intermedio 9-5/8 pulgadas, un liner 7 pulgadas, un liner liso de 4-1/2 pulgadas y un liner ranurado 4-1/2 pulgadas. En la sección horizontal su completamiento es liner ranurado combinado con liner liso. Este pozo atraviesa la formación Guayabo, León y Carbonera hasta la unidad T2-20. El método de levantamiento artificial que se usa en este pozo es bombeo hidráulico. El pozo tiene una inclinación de 82°, un azimut de 357,2912°, una profundidad total real vertical de 9938,31 pies (TVD) y una profundidad total medida de 12607 pies (MD).

5.1.3 Pozo C. Este pozo tiene una profundidad perforada de 12240 pies (MD) y una profundidad actual de 12128 pies (MD). En su completamiento cuenta con un casing conductor de 20 pulgadas, un casing de superficie 13 3/8 pulgadas, un casing intermedio 9-5/8 pulgadas, un liner 7 pulgadas, y otro liner de 4-1/2 pulgadas. En la sección horizontal su completamiento es liner ranurado. Este pozo atraviesa la formación Guayabo, León y Carbonera hasta la unidad T2-20. El método de levantamiento artificial que se usa en este pozo es bombeo electrosumergible. El

pozo tiene una inclinación de 86,69°, un azimut de 1,5° una profundidad total real vertical de 9878,12 pies (TVD) y una profundidad total medida de 12157 pies (MD).

5.1.4 Pozo D. Este pozo tiene una profundidad perforada de 12578 pies (MD) y una profundidad actual de 12260 pies (MD). conductor de 20 pulgadas, un casing de superficie 13 3/8 pulgadas. En su completamiento cuenta con un casing intermedio 9-5/8 pulgadas, un liner 7 pulgadas, un liner liso de 4-1/2 pulgadas y un liner ranurado de 4-1/2 pulgadas. En la sección horizontal su completamiento es liner ranurado. El método de levantamiento artificial que se usa en este pozo es bombeo electrosumergible. El pozo tiene una inclinación de 90,30°, un azimut de 299°, una profundidad total real vertical de 9874 pies (TVD) y una profundidad total medida de 12578 pies (MD).

En el **Cuadro 3.** Se muestra un resumen de las características de los cinco pozos anteriormente descritos.

Cuadro 3. Características de cuatro pozos horizontales del Campo Suria.

Pozo	Profundidad (TVD) ft	Profundidad (MD) ft	Inclinación	Azimuth	Tipo de completamiento	Tipo de levantamiento artificial
A	9935,21	12283	84.22	286°	Liner ranurado	bombeo electrosumergible
B	9938.31	12607	82	357,2912	Liner combinado (ranurado y liso)	bombeo hidráulico
C	9878.12	12157	86.69	1.5°	Liner ranurado	bombeo electrosumergible
D	9874	12578	90.30	299°	Liner ranurado	bombeo electrosumergible

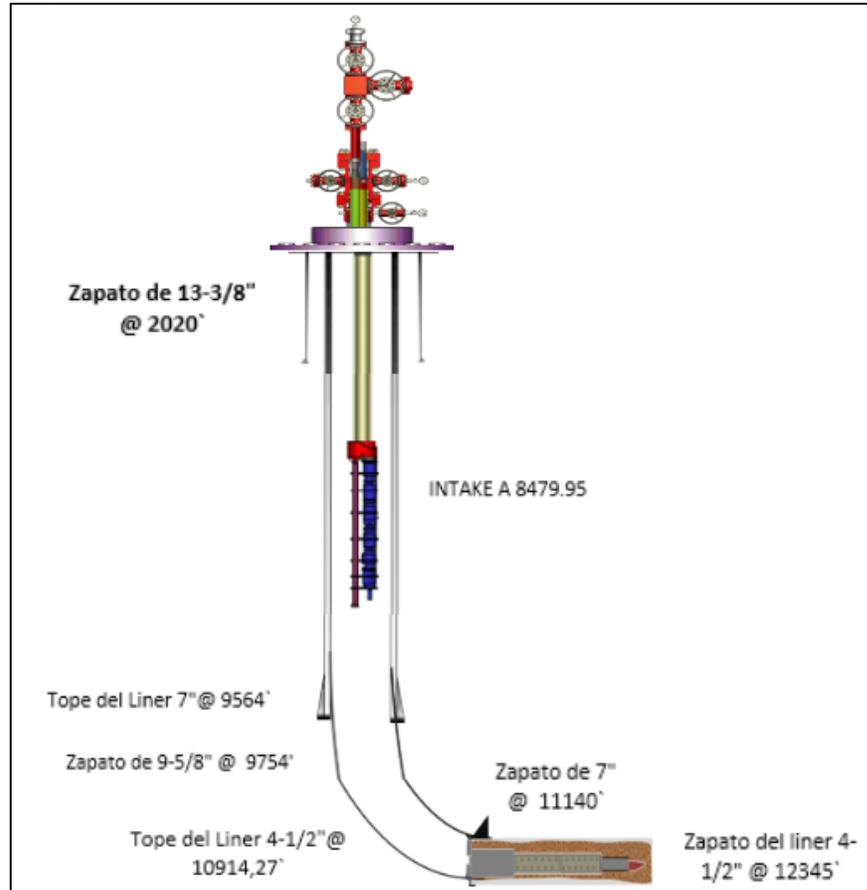
5.2 DESCRIPCIÓN DEL POZO T2

Debido a que el Pozo T2 es un pozo tipo, es decir, un pozo con características similares a los pozos ya existentes en el Campo Suria, se hace una descripción de su estado mecánico que coincida con los parámetros anteriormente mencionados en los cuatro pozos ya perforados, así mismo se describen propiedades de yacimiento, fluidos, pozo y bomba para el Pozo T2.

5.2.1 Estado mecánico del pozo tipo T2. se propone para el Pozo T2 unas características de completamiento similares a las de los pozos ya existentes, sin embargo, para este pozo T2 fueron dadas unas características específicas de yacimiento, fluidos, pozo y bomba que son descritas en el **numeral 5.2.2, numeral 5.2.3, numeral 5.2.4, numeral 5.2.5 y numeral 5.2.6.** Siendo así, se propone para el pozo T2 un completamiento de casing conductor de 20 pulgadas, un casing de superficie 13 3/8 pulgadas, un casing intermedio 9-5/8 pulgadas, un liner 7 pulgadas, un liner liso de 4-1/2 pulgadas, un liner ranurado de 4-1/2 pulgadas. y liner ranurado para la sección horizontal. El método de levantamiento artificial que se propone para el pozo T2 es bombeo electrosumergible. El pozo tiene una inclinación de 88.3°, un

azimut de 292°, una profundidad total real vertical de 9916,21 pies (TVD) y una profundidad total medida de 12342 pies (MD). A continuación, la **Figura 22** muestra el estado mecánico que se propone para el pozo T2 en el Campo Suria.

Figura 22. Estado mecánico del pozo T2 del Campo Suria.



Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores

5.2.2 Propiedades de yacimiento del Pozo T2. Los datos de propiedades de yacimiento fueron proporcionados por la empresa, algunos de estos como las permeabilidades relativas fueron calculados por el método de Corey que es explicado en el **numeral 6.3.1**. A continuación, se muestra en la **Tabla 5** las propiedades de yacimiento para el Pozo T2.

Tabla 5. Propiedades de yacimiento para el Pozo T2.

Propiedad	Valor	Unidades
Porosidad	0,15	Fracción
Permeabilidad Horizontal (Kh)	350	Milidarcy (mD)
Permeabilidad Vertical (Kv)	263	Milidarcy (mD)
Espesor capa productora (h)	60	Pies
Flujo fraccional de agua (Fw)	0,4	Adimensional
Área de drenaje vertical	40	Acres
Factor de Recobro	0,1	Adimensional
Presión actual yacimiento	3686	(Psig)
Temperatura actual yacimiento	215	(°F)

Fuente: ECOPETROL S.A. Laboratorio de Análisis PVT. ESTUDIO PVT SURIA 8 (SAN FERNANDO T2). 2008. Modificado por los autores.

5.2.3 Propiedades de fluido del Pozo T2. Los datos de propiedades de los fluidos son determinados por medio de pruebas PVT que se realizan en el laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas. A continuación, se muestra en la **Tabla 6** las propiedades de fluido para el Pozo T2.

Tabla 6. Propiedades de fluido para el Pozo T2.

Propiedad	Valor	Unidades
Viscosidad del Petróleo (Uo)	68	Centipoise (cp)
Viscosidad del Agua (Uw)	0,35	Centipoise (cp)
Viscosidad del gas (Ug)	0,0098	Centipoise (cp)
Gravedad API	11,6	(°API)
Gravedad Especifica del Agua (Yw)	0,99	Adimensional
Gravedad Especifica del Gas (Yg)	1,208	Adimensional
Factor de Compresibilidad (Z)	0,9493	Adimensional
Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)	1,024	(BY/BN)
Factor Volumétrico del Agua (Bw)	1	(BY/BN)
Relación Gas- Aceite (GOR)	12,5	(SCF/STB)
Relación Gas en solución (Rs)	14,21	(SCF/STB)

Fuente: ECOPETROL S.A. Laboratorio de Análisis PVT. ESTUDIO PVT SURIA 8 (SAN FERNANDO T2). 2008. Modificado por los autores.

5.2.4 Propiedades de pozo del Pozo T2. A continuación, se muestra en la **Tabla 7** las propiedades del Pozo T2.

Tabla 7. Propiedades de pozo del Pozo T2.

Propiedad	Valor	Unidades
Diámetro Pozo	0,58	Pies (ft)
Caída de Presión (Drawdown)	1000	(Psig)
Diámetro tubería	0,36	Pies (ft)
Daño a la formación (Skin)	5	Adimensional
Longitud máxima horizontal	10000	Pies (ft)

Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos. Software OFM, 2012. Modificado por los autores.

5.2.5 Propiedades de Bomba del Pozo T2. Los datos de las propiedades de la bomba son de gran importancia debido a que la mayoría de los pozos horizontales hacen uso de algún método de levantamiento artificial, siendo en este caso el bombeo electrosumergible, donde el principio fundamental es levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de una bomba electrosumergible. Estos datos fueron proporcionados por la empresa. A continuación, se muestra en la **Tabla 8** las propiedades de la bomba para el Pozo T2.

Tabla 8. Propiedades de la bomba para el Pozo T2.

Propiedad	Valor	Unidades
Profundidad vertical total máxima permitida en la bomba (TVDmaxp)	8500	Pies (ft)
Presión de entrada mínima de la bomba (PIPmin)	300	(Psig)
Altura máxima TVDhs	10000	Pies (ft)

Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos. Software OFM, 2012. Modificado por los autores.

5.2.6 Permeabilidades relativas para el Pozo T2. Los datos de las permeabilidades relativas y saturaciones fueron calculados por medio del método de Corey, (no) y (nw) son valores adimensionales usados para cálculos. En la **Tabla 9** se muestran las permeabilidades relativas para el Pozo T2.

Tabla 9. Permeabilidades relativas para el Pozo T2.

Propiedad	Valor	Unidades
Saturación de agua irreducible (Swirr)	0,2864	Adimensional
Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua irreducible (Kro @ Swirr)	0,75	Milidarcy (mD)
Saturación de petróleo residual (Sor)	0,4697	Adimensional
Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual (Krw @ Sor)	0,13	Milidarcy (mD)
no	1.7	Adimensional
nw	2.6	Adimensional
Permeabilidad absoluta (Kabsoluta)	135,367	Milidarcy (mD)
Permeabilidad efectiva del petróleo Keffo	120,73	Milidarcy (mD)
Permeabilidad efectiva del agua (Keffw)	130	Milidarcy (mD)

Fuente: ECOPETROL S.A. Laboratorio de Análisis PVT. ESTUDIO PVT SURIA 8 (SAN FERNANDO T2). 2008. Modificado por los autores.

Teniendo en cuenta los datos anteriormente mencionados se puede proseguir al desarrollo de la correlación utilizando estos valores como los datos de entrada.

6. DESARROLLO DE LA INTEGRACIÓN

En este capítulo se describen los pasos para la integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov, Giger-Reiss-Jourdan, Joshi y Renard-Dupuy junto al modelo de flujo de fluidos de tubería de Beggs and Brill para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal del Pozo T2 del Campo Suria.

La integración se desarrolla por medio de una macro llamada “CARBOLL” realizada por los autores en Microsoft Excel, sobre la cual se hablará en el **Numeral 6.1**. Esta macro calcula la productividad de un pozo horizontal, teniendo en cuenta los factores que la afectan tanto a nivel de yacimiento como a nivel de pozo a partir de los modelos desarrollados para evaluar la producción teniendo en cuenta como datos de entrada, los especificados en la **Tabla 5, Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8 y Tabla 9**. Primero se calcula el índice de productividad para los diferentes fluidos del yacimiento por medio de las ecuaciones para flujo de fluidos en yacimiento de Borisov, Giger-Reiss-Jourdan, Joshi y Renard-Dupuy que son respectivamente la **Ecuación 12, Ecuación 13, Ecuación 14, Ecuación 15**.

Posteriormente se calcula la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) y permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) por el método de Corey, luego se calculan las pérdidas de presión por fricción según el modelo de flujo de fluidos en tubería, que en este caso es el método de Beggs and Brill, el cual representa el desplazamiento de un fluido a través de una tubería de un punto a otro donde se aplica el concepto de factor de resistencia al flujo debido a la fricción de las paredes internas de la tubería de la sección horizontal. Donde se obtiene como resultado final una caída de presión entre la presión de fondo fluyente (P_{wf}) que sería la presión al final de la sección horizontal y una presión de fondo uno (P_{wf1}) que sería justo donde empieza la sección horizontal y termina la sección vertical, este delta de presiones es conocido como DrawDown. Todo este procedimiento se realiza para secciones de tubería definidas de 30 ft y se itera por medio de métodos numéricos, suponiendo inicialmente los valores de presión hasta encontrar un error menor a 0,00001 para un mayor rango de exactitud; teniendo en cuenta que para unidad como presión, cualquier desviación menor al 5% es despreciable.

Finalmente, aplicando la **Ecuación 11**, se realiza la integración de los modelos de fluidos de yacimientos y tubería, calculando los flujos volumétricos de cada fluido del yacimiento teniendo en cuenta las pérdidas de presión calculadas por Beggs and Brill y los índices de productividad determinados por los modelos de flujo de fluidos en yacimiento para Borisov, Giger-Reiss-Jourdan, Joshi y Renard-Dupuy.

La longitud óptima de drenaje para la sección horizontal se determina por medio de gráficas de tasas de petróleo contra diferentes longitudes posibles para la sección horizontal (Q_o Vs. L), así la longitud óptima será la longitud donde la gráfica

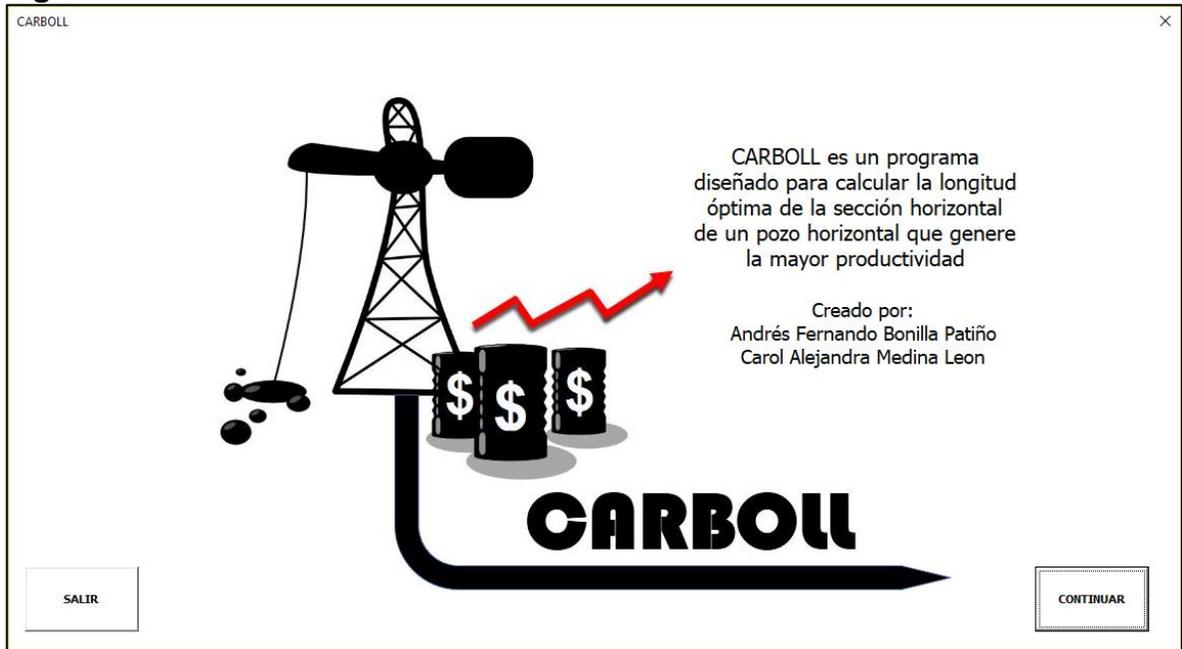
presenta su punto máximo de producción de petróleo. A continuación, se muestra en las **Figura 23** y **Figura 24** la parte 1 y la parte 2 respectivamente del algoritmo de la integración de modelos de flujo de fluidos en tubería y yacimiento, el cual es un conjunto de instrucciones que indican de forma resumida los pasos a seguir.

A continuación, se explican todos los pasos que realiza el software para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal del Pozo T2, teniendo en cuenta como datos de entrada los mostrados en las **Tabla 7**, **Tabla 8**, **Tabla 9**, **Tabla 10** y **Tabla 11** del capítulo 5.

6.1 MANUAL DE CARBOLL

En esta sección se muestran las diferentes interfaces del programa CARBOLL, el cual es una macro que permite el cálculo de la longitud óptima de la sección horizontal de un pozo horizontal con la cual se obtiene la máxima tasa de producción. A continuación, se muestra una secuencia de los pasos que facilitaran el manejo de dicho programa.

Figura 24. Portada.



En la **Figura 24** Se muestra la portada al programa, en la cual se debe presionar el botón **“CONTINUAR”** y aparecerá la **Figura 25** En esta hoja también se encuentra el botón **“SALIR”** para abandonar el programa y regresar a la hoja de cálculos de Excel.

Figura 25. Datos de entrada.

CARBOLL
×

YACIMIENTO	FLUIDO	POZO	PERMEABILIDADES RELATIVAS
POROSIDAD <input type="text"/> Fracción PERMEABILIDAD PLANO HORIZONTAL <input type="text"/> mldarcys PERMEABILIDAD PLANO VERTICAL <input type="text"/> mldarcys ESPESOR CAPA PRODUCTORA <input type="text"/> ft FLUJO FRACCIONAL DE AGUA <input type="text"/> Fracción AREA DE DRENAJE POZO VERTICAL <input type="text"/> Acres FACTOR DE RECUBRO ESPERADO <input type="text"/> Fracción PRESIÓN ACTUAL YACIMIENTO <input type="text"/> PSIG TEMPERATURA ACTUAL YACIMIENTO <input type="text"/> °F	VISCOSIDAD PETRÓLEO @Pyto @Tyto <input type="text"/> cP VISCOSIDAD AGUA @Pyto @Tyto <input type="text"/> cP VISCOSIDAD GAS @Pyto @Tyto <input type="text"/> cP GRAVEDAD API DEL ACEITE <input type="text"/> API GRAVEDAD ESPECIFICA DEL AGUA <input type="text"/> Adimensional GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS <input type="text"/> Adimensional FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z) <input type="text"/> Adimensional FACTOR VOLUMÉTRICO ACEITE (BO) <input type="text"/> BBL/STB FACTOR VOLUMÉTRICO AGUA (Bw) <input type="text"/> BBL/STB RELACIÓN GAS ACEITE (GOR) <input type="text"/> SCF/STB RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN (RS) <input type="text"/> SCF/BBL	DIAMETRO DE POZO <input type="text"/> Ft DRAWDOWN <input type="text"/> PSIG DIAMETRO DE TUBERIA <input type="text"/> Ft DAÑO DE FORMACIÓN (SKIN) <input type="text"/> Adimensional LONGITUD MÁXIMA HORIZONTAL <input type="text"/> Ft BOMBA TVDmaxp <input type="text"/> Ft PIPmin <input type="text"/> PSIG TVDhs <input type="text"/> Ft	SATURACION DE AGUA IRREDUCIBLE (Swir) <input type="text"/> Fracción Kro @ Swir <input type="text"/> mldarcys SATURACION DE ACEITE RESIDUAL (Sor) <input type="text"/> Fracción Krw @ Sor <input type="text"/> mldarcys no <input type="text"/> adimensional nw <input type="text"/> adimensional Kabsoluta <input type="text"/> mldarcys Kefto <input type="text"/> mldarcys Keftw <input type="text"/> mldarcys

EVALUACION FINANCIERA

Da clic en el botón de EVALUACIÓN FINANCIERA si desea generar un análisis económico.

AYUDA (?)

Da clic en el botón de ayuda si tienes dudas sobre algún parámetro, sus unidades o el rango numérico dentro del cual se debe encontrar

NOTA: El programa trabaja con (.) para decimales y (,) para miles

ATRÁS

CONTINUAR

Da clic en el botón IMPORTAR para cargar los datos de la hoja de excel o completa el formulario manualmente. IMPORTAR

Da clic en el botón VALIDAR para verificar que los datos del formulario sean correctos. Si algún dato aparece en rojo por favor cambialo hasta que aparezca en verde. VALIDAR

Da clic en el botón CARGAR cuando ya todos los datos validados estén en color verde.

En la **Figura 25** el programa muestra el formulario de datos de entrada que se debe diligenciar correctamente para el funcionamiento del programa, este formulario incluye datos de yacimiento, fluido, pozo, bomba y permeabilidades relativas.

Para diligenciar el formulario se pueden cargar los datos desde la hoja de cálculo de Excel dando clic sobre el botón rojo **“IMPORTAR”** o directamente escribirlos en la interfaz. Posteriormente se debe dar clic en el botón **“VALIDAR”** para verificar que los datos ingresados son correctos respecto a los rangos de valores dentro de los cuales se deben encontrar, para ello, el programa muestra en color rojo los datos que tienen algún error y en color verde los datos que están correctos. Después de presionar el botón **“VALIDAR”** aparecerá el botón **“CARGAR”** como se muestra en la **Figura 26**.

Figura 26. Datos de entrada validados.

YACIMIENTO

POROSIDAD: 0,15 Fracción

PERMEABILIDAD PLANO HORIZONTAL: 350 mDarcy

PERMEABILIDAD PLANO VERTICAL: 263 mDarcy

ESPESOR CAPA PRODUCTORA: 60 ft

FLUJO FRACCIONAL DE AGUA: 0,4 Fracción

AREA DE DRENAJE POZO VERTICAL: 40 Acres

FACTOR DE RECUBRO ESPERADO: 0,1 Fracción

PRESIÓN ACTUAL YACIMIENTO: 3686 PSIG

TEMPERATURA ACTUAL YACIMIENTO: 215 °F

FLUIDO

VISCOSIDAD PETRÓLEO @Pyto @Tyto: 68 cP

VISCOSIDAD AGUA @Pyto @Tyto: 0,35 cP

VISCOSIDAD GAS @Pyto @Tyto: 0,0098 cP

GRAVEDAD API DEL ACEITE: 11,6 API

GRAVEDAD DEL AGUA: 0,99 Adimensional

GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS: 1,208 Adimensional

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z): 0,9493 Adimensional

FACTOR VOLUMÉTRICO ACEITE (BO): 1,024 BBL/STB

FACTOR VOLUMÉTRICO AGUA (Bw): 1 BBL/STB

RELACIÓN GAS ACEITE (GOR): 12,5 SCF/STB

RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN (RS): 14,21 SCF/BBL

POZO

DIÁMETRO DE POZO: 0,58 Ft

DRAWDOWN: 1000 PSIG

DIÁMETRO DE TUBERÍA: 0,36 Ft

DAÑO DE FORMACIÓN (SKIN): 5 Adimensional

LONGITUD MÁXIMA HORIZONTAL: 10000 Ft

BOMBA

TVDmaxp: 8500 Ft

PIPmin: 300 PSIG

TVDhs: 10000 Ft

PERMEABILIDADES RELATIVAS

SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE (Swir): 0,2864 Fracción

Kro @ Swir: 0,75 mDarcy

SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL (Sor): 0,4697 Fracción

Krw @ Sor: 0,13 mDarcy

no: 1,7 adimensional

nw: 2,6 adimensional

Kabsoluta: 135,367 mDarcy

Kefto: 120,73 mDarcy

Keftw: 130 mDarcy

EVALUACION FINANCIERA

Da clic en el botón de EVALUACIÓN FINANCIERA si desea generar un análisis económico.

AYUDA (?) Da clic en el botón de ayuda si tienes dudas sobre algún parámetro, sus unidades o el rango numérico dentro del cual se debe encontrar

Da clic en el botón IMPORTAR para cargar los datos de la hoja de excel o completa el formulario manualmente.

Da clic en el botón VALIDAR para verificar que los datos del formulario sean correctos. Si algún dato aparece en rojo por favor cambialo hasta que aparezca en verde.

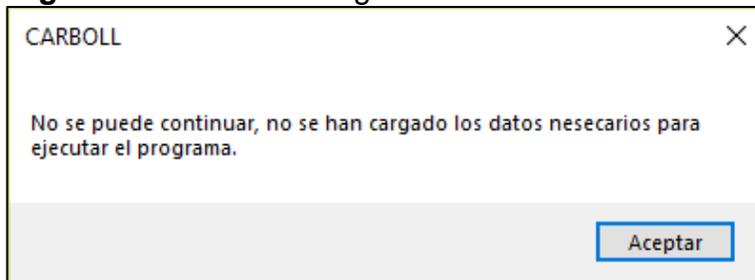
Da clic en el botón CARGAR cuando ya todos los datos validados estén en color verde.

ATRÁS **NOTA: El programa trabaja con (.) para decimales y (,) para miles** CONTINUAR

El botón “**CARGAR**” sirven para cargar a la macro los datos de entrada ya validados. Al dar clic sobre este botón pueden aparecer tres tipos de mensajes mostrados en a continuación en la **Figura 27**, **Figura 28**, y **Figura 29**.

Si se oprime el botón “**CARGAR**” de la **Figura 25** antes de haber validado los datos, o sin datos en el formulario, aparecerá el mensaje mostrado en la **Figura 27** donde se indica que no se han cargado los datos necesarios para ejecutar el programa, a este mensaje se debe dar clic en “Aceptar” y proseguir con la corrección de los datos que aparezcan en color rojo en el formulario de datos iniciales de la **Figura 25**.

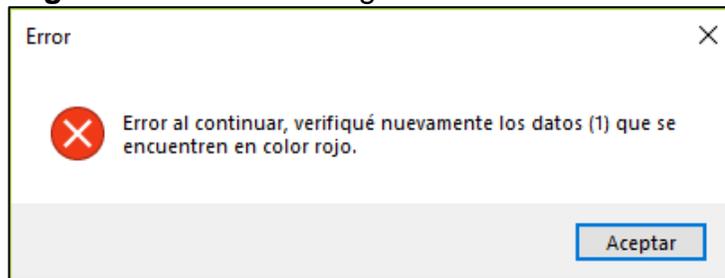
Figura 27. Error 1 al cargar datos iniciales.



Si los datos del formulario de la **Figura 26** no son correctos al oprimir el botón “**VALIDAR**” aparecerá entonces la **Figura 28** que es un mensaje de error, al cual se deberá dar clic en “Aceptar” y proseguir a la corrección de los datos que

aparezcan en color rojo en el formulario de datos iniciales de la **Figura 25**.

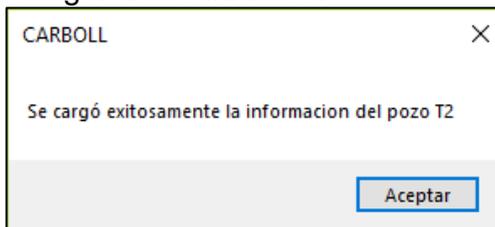
Figura 28. Error 2 al cargar datos iniciales.



Es importante para la validación de los datos tener en cuenta que el programa trabaja las cifras numéricas de miles y decimales usando punto (.) o coma (,) de acuerdo a la configuración del Excel y el equipo con el cual se esté trabajando.

Si los datos del formulario de la **Figura 25** son completados y validados correctamente, es decir, que todos aparecen en color verde, después de oprimir el botón "**CARGAR**", entonces aparecerá el mensaje de la **Figura 29**, el cual indica que la operación ha sido exitosa y que se puede continuar. A este mensaje se debe dar clic en "Aceptar" y posteriormente se debe dar clic en el botón "**CONTINUAR**" para seguir con la ejecución del software.

Figura 29. Operación exitosa - Cargar datos iniciales.



Después de haber cargado exitosamente los datos de entrada de la **Figura 25** se deben cargar los datos de información financiera, para eso se debe dirigir a la parte izquierda de la interface de la **Figura 25** donde aparece el botón "**EVALUACIÓN FINANCIERA**" el cual abre la interfaz que se muestra en la **Figura 30**.

Figura 30. Evaluación Financiera.

En la **Figura 30** se muestran los datos que son necesarios para el cálculo de la evaluación financiera. En esta interfaz hay tres botones, el botón **“IMPORTAR”** permite cargar los datos financieros desde la hoja de Excel para completar el formulario, el botón **“CARGAR”** permite que el macro almacene estos datos para los posteriores cálculos y el botón **“ATRÁS”** permite devolverse a la hoja de datos de entrada mostrada en la **Figura 25**.

Primero se deben importar los datos desde Excel dando clic sobre el botón **“IMPORTAR”** o se deben diligenciar manualmente desde la misma interfaz, después se da clic sobre el botón **“CARGAR”** y si los datos fueron completados correctamente entonces aparecerá el mensaje de la **Figura 31**, en este caso solo se debe dar clic en “aceptar” y el software automáticamente se devolverá a la interfaz de datos iniciales de la **Figura 25**.

Si los datos no fueron cargados, o fueron cargados incorrectamente aparecerá el mensaje de error mostrado en la **Figura 32**, este error se resuelve dando clic en “aceptar” y corrigiendo los datos correspondientes. Posteriormente se debe dar clic nuevamente en **“CARGAR”** para continuar con el proceso.

Figura 31. Datos cargados correctamente para evaluación financiera.

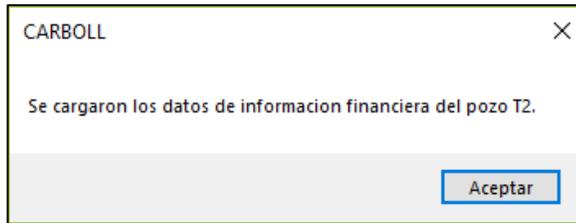
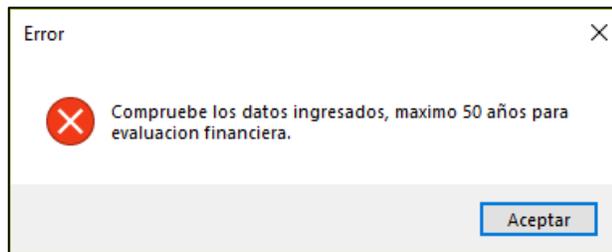


Figura 32. Error datos cargados para evaluación financiera.



Se debe tener en cuenta que si no se cargan los datos de evaluación financiera más adelante en el software no se mostraran resultados financieros.

Adicionalmente, en la parte inferior izquierda de la interfaz se encuentran dos botones, el botón "**AYUDA**" abre una segunda interfaz que se muestra en la **Figura 33**, y el botón "**ATRÁS**" que sirve para devolverse en el programa a la hoja de Portada de la **Figura 24**.

Figura 33. Botón de ayuda.

Da click sobre el parámetro del cual quieres obtener mayor información.

Porosidad	Gravedad API	Swirr
Permeabilidad horizontal	Gravedad específica del gas	Kro @ Swirr
Permeabilidad vertical	Factor de compresibilidad (Z)	Sor
Espesor capa productora	Factor Volumétrico aceite (Bo)	Krw @ Sor
Saturación de agua actual	Factor Volumétrico agua (Bw)	no
Área de drenaje pozo vertical	Relación gas-aceite (GOR)	nw
Factor de recobro esperado.	Relación Gas en solución (Rs)	Permeabilidad absoluta
Presión actual yacimiento	Radio de pozo	Keffo
Temperatura actual yacimiento	Drawdown	Keffw
Viscosidad aceite	Radio de tubería	TVDmaxp
Viscosidad agua	Daño de Formación (Skin)	PIPmin
Viscosidad gas	Longitud máxima horizontal	TVDhs

La porosidad es una propiedad de la roca y es definida como el porcentaje del volumen poroso de la roca referente al volumen total de la misma. Esta expresada en porcentaje y de acuerdo a que tanto por ciento tengamos de porosidad podremos saber que tanto fluido puede almacenar dicha roca.

Es adimensional. Su valor va de 0 a 1.

ATRÁS

El botón de “**AYUDA**” abre la interfaz de la **Figura 33**, donde se muestra el concepto de las diferentes variables cuyos datos se piden en el formulario de datos de entrada de la **Figura 25**, así mismo muestra sus unidades y el rango de valores dentro del cual deben ir. En caso de encontrar datos en color rojo al momento de validar, el botón de ayuda sirve para tener mayor claridad sobre los rangos de valores en los cuales debe encontrar determinada variable. No se incluye la elección de diferentes modelos de flujo de fluidos en tubería debido a que se utilizará un único modelo el cual es el de Beggs & Brill.

Después de haber diligenciado completamente la hoja de datos de la **Figura 25** se da clic en el botón “**CONTINUAR**” y se abre la interface mostrada en la **Figura 34**, en la cual se eligen los modelos de flujo de fluidos en yacimiento con los cuales se quiere determinar la longitud óptima, para ello solo se debe dar clic sobre los modelos que se quieran, puede ser uno, varios o todos.

Adicionalmente el botón de “**COREY**” permite visualizar los datos que se usaran para la aplicación de este método como son la saturación de agua actual del yacimiento (Swa), la permeabilidad relativa del petróleo (kro) y la permeabilidad relativa del agua (kro), como se muestra en la **Figura 35** Después de visualizar estos datos solo se debe dar clic en “aceptar” para regresar a la interfaz de la **Figura 34** de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento.

Figura 34. Modelos flujo de fluidos en yacimiento.

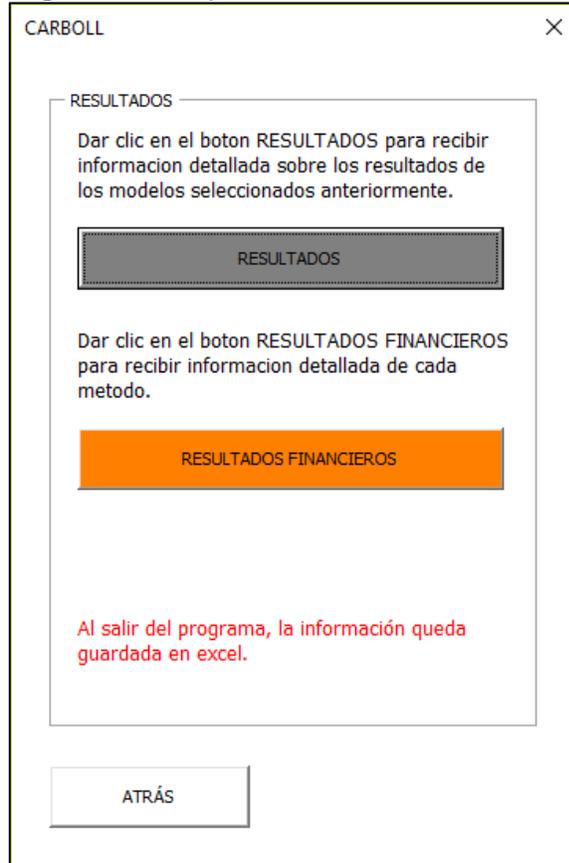
The screenshot shows a window titled 'CARBOLL' with a close button (X) in the top right corner. The window is divided into two main sections. The first section is titled 'MODELOS FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO' and contains the instruction: 'Selecciona los modelos de flujo de fluidos en yacimiento con los cuáles se determinará la longitud óptima dando clic sobre las casillas.' Below this instruction are four unchecked checkboxes: 'BORISOV', 'JOSHI', 'GIGER - REISS - JOURDAN', and 'RENARD - DUPLY'. The second section is titled 'SATURACIÓN DE AGUA' and contains the instruction: 'Dar clic en COREY para determinar la saturacion de agua aparente del yacimiento, segun Corey.' Below this instruction is a blue button labeled 'COREY'. At the bottom of the window are two buttons: 'ATRÁS' on the left and 'CONTINUAR' on the right.

Figura 35. Datos del modelo de Corey.

The screenshot shows a window titled 'CARBOLL - MODELO DE COREY' with a close button (X) in the top right corner. The window displays three lines of data: 'Saturación de agua actual del yacimiento (Swa) = 33,22%', 'Permeabilidad Relativa del Petróleo (Kro) = 0,4698', and 'Permeabilidad Relativa del Agua (Krw) = 0,0016'. At the bottom right of the window is a blue button labeled 'Aceptar'.

Después de haber seleccionado los modelos de flujo de fluidos en yacimiento con los cuales se quiere determinar la longitud óptima se debe dar clic sobre el botón "CONTINUAR" y en seguida aparecerá la interfaz de la **Figura 36**.

Figura 36. Hoja de Resultados General.



En esta hoja hay tres botones, el botón **“RESULTADOS”** muestra los resultados de caudales y longitudes óptimas para los modelos de flujo de fluidos en yacimiento elegidos anteriormente. El botón **“RESULTADOS FINANCIEROS”** sólo aparece si se cargaron los datos financieros desde la interfaz mostrada en la **Figura 25** y muestra los resultados obtenidos con el indicador financiero del VPN (Valor Presente Neto) para los métodos seleccionados. Finalmente, el botón **“ATRÁS”** permite devolverse a la interfaz de la **Figura 34**.

Si se da clic sobre el botón **“RESULTADOS”** se abre la interfaz mostrada en la **Figura 37** donde se muestra una gráfica general con los resultados de longitud óptima de la sección horizontal vs Caudales de petróleo producido para todos los métodos. Al lado izquierdo aparecen cuatro botones, uno para cada uno de los modelos de flujo de fluidos de yacimiento, sin embargo, solo estarán activados los botones para los métodos que fueron seleccionados previamente en la interfaz de la **Figura 36**. Si el método fue seleccionado previamente y se da clic sobre el mismo aparecerá la interfaz de la **Figura 40**, si no, aparecerá el mensaje de error de la **Figura 41**, el cual se cierra automáticamente al dar clic en “aceptar”.

Figura 37. Hoja de Resultados Específicos.

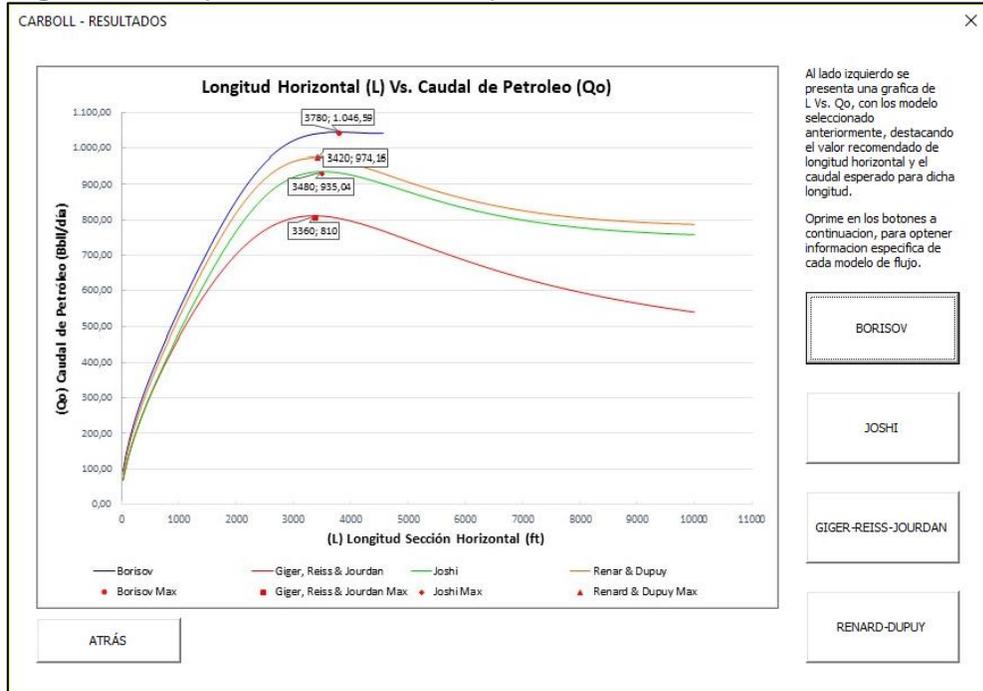
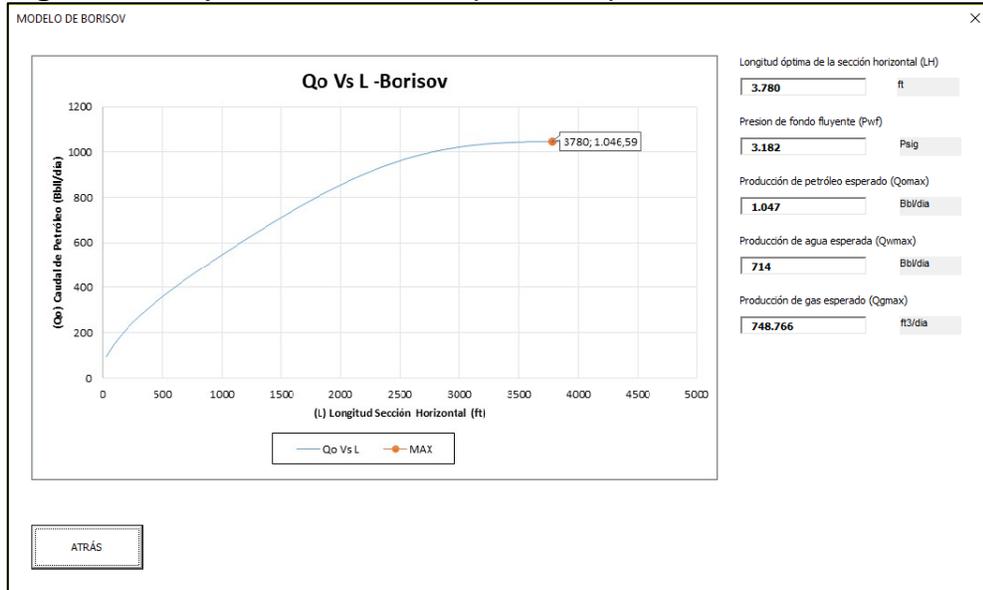


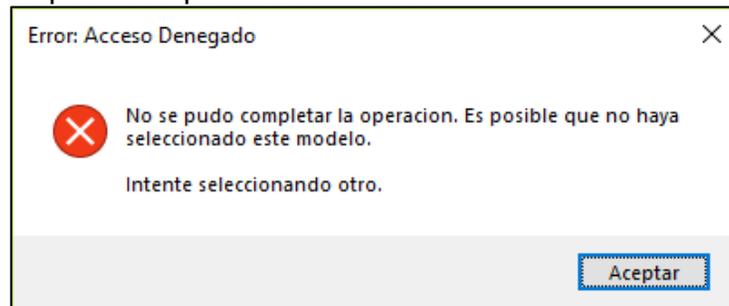
Figura 38. Hoja de resultados específicos para cada método.



En la **Figura 38** se puede observar al lado derecho los datos de longitud óptima de la sección horizontal, presión de fondo fluyente (Pwf) y producción esperada de los diferentes fluidos (Qomax, Qwmax, Qgmax) para cada uno de los métodos de flujo de fluidos en yacimiento seleccionados, adicionalmente se puede observar una gráfica del comportamiento de la producción de petróleo con

respecto a la longitud óptima de la sección horizontal. En la parte inferior izquierda se encuentra el botón “ATRÁS” que muestra nuevamente la interfase de la **Figura 37**.

Figura 39. Hoja de error para resultados específicos para cada método.



Al devolverse a la interfaz de la **Figura 36** y dar clic sobre el botón “**RESULTADOS FINANCIEROS**” aparecerá la gráfica mostrada en la **Figura 40**, donde se puede visualizar los resultados del flujo de caja acumulado mensualmente para todos los cuatro modelos de flujo de fluidos en yacimiento, así mismo, en la parte inferior aparece el dato exacto del valor presente neto para cada uno de los modelos seleccionados. En la esquina inferior izquierda el botón “**ATRÁS**” permite regresar a la interfase de la **Figura 38**.

Figura 40. Resultados Financieros.



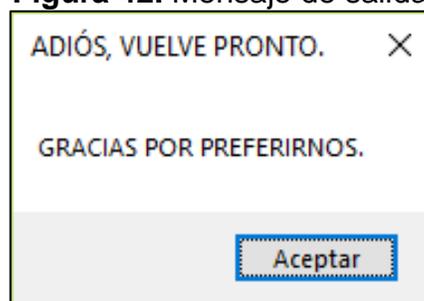
Si no se cargaron datos financieros en lugar de la interfaz mostrada en la **Figura 38**, aparecerá la interfaz mostrada en la **Figura 41**, donde no hay la opción de dar clic sobre el botón de “**RESULTADOS FINANCIEROS**” porque éste ya no aparece.

Figura 41. No se cargan resultados financieros.



Finalmente, después de haber determinado los datos correspondientes a longitudes óptimas, producción de fluidos y resultados financieros, al presionar el botón **“SALIR”** aparecerá el mensaje mostrado en la **Figura 42**, en el cual después de dar clic en “aceptar” automáticamente el software regresa a la hoja de cálculo en Excel, manteniendo guardados los datos previamente calculados.

Figura 42. Mensaje de salida.



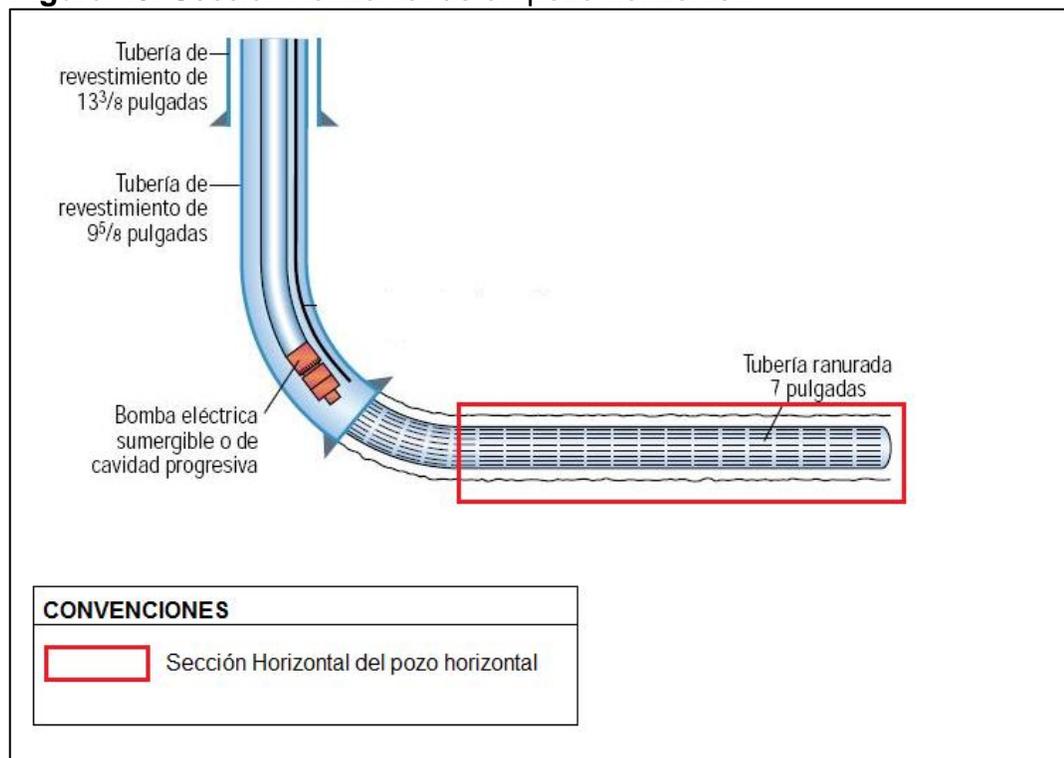
Todos los cálculos realizados por el programa son explicados en la **sección 6.2**, **sección 6.3** y **sección 6.4**, estos cálculos son hechos por medio de macros que funcionan de manera interna con el objetivo de facilitar al usuario su manejo.

6.2 DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO T2

Para calcular el índice de productividad para el Pozo T2 se utilizan las ecuaciones de flujo de fluidos de yacimiento de Borisov, Giger-Reiss-Jourdan, Joshi y Renard-Dupuy, explicadas respectivamente en la **Ecuación 12**, **Ecuación 13**, **Ecuación 14** y **Ecuación 15**. Estas ecuaciones están en función del índice de productividad, y sólo necesitan que se reemplacen los datos adecuados dependiendo si se quiere determinar el índice de productividad de petróleo (J_o) o el índice de productividad del agua (J_w); los cuales son necesarios para poder determinar los caudales de agua y petróleo y así poder hallar las pérdidas de presión por fricción ligadas a los caudales de los fluidos presentes.

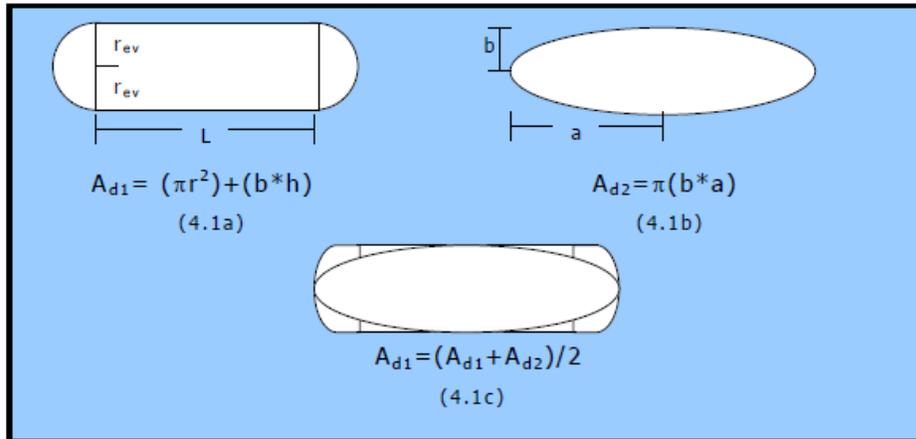
6.2.1 Método de Joshi. El primer paso para comenzar con los cálculos es determinar el área de drenaje sobre la cual se trabajará, sin importar cuál de los cuatro métodos se utilice, para todos los casos el área de drenaje se mantendrá constante y será la calcula por medio del método de Joshi. El área de drenaje corresponde al área de la sección horizontal del pozo horizontal, tal como se muestra en el recuadro rojo de la **Figura 43**.

Figura 43. Sección horizontal de un pozo horizontal.



Según el método de Joshi hay dos posibles áreas de drenaje que deben calcularse y posteriormente promediarse para encontrar la mejor área de drenaje de la sección horizontal. La **Figura 44** muestra estas dos áreas.

Figura 44. Área de drenaje de la sección horizontal.



Fuente: Advanced Reservoir Engineering. 2005, p. 357.

Para calcular el área de drenaje es necesario primero calcular el radio efectivo vertical mediante la **Ecuación 17**

Ecuación 17. Radio efectivo de drenaje (*rev*).

$$rev = \sqrt{\frac{Adv * 43560}{\pi}}$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering. 2005, p. 357.

Donde:

rev: Radio efectivo de drenaje, (ft²).

Adv: Área de drenaje vertical, (acres).

Ecuación 18. Radio efectivo de drenaje corregido por daño (*rwe*).

$$rwe = \frac{dw}{2} * e^{-skin}$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering. 2005, p. 357.

Donde:

rwe: Radio efectivo de drenaje corregido por daño, (ft²).

Skin: daño de formación, (adimensional).

dw: diámetro de pozo, (ft)

Ecuación 19. Área de drenaje 1 ($Ad1$).

$$Ad1 = (\pi * rev^2) + (LH * 2 * rev)$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering, 2005, p. 358.

Donde:

$Ad1$: Área de drenaje vertical 1, (acres).

rev : Radio efectivo de drenaje vertical, (ft).

LH : Longitud horizontal, (ft).

Ecuación 20. Área de drenaje 2 ($Ad2$).

$$Ad2 = \pi * \left(\frac{LH}{2} + rev \right) * rev$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering, 2005, p. 358.

Donde:

$Ad2$: Área de drenaje vertical 2, (acres).

rev : Radio efectivo de drenaje vertical, (ft).

LH : Longitud horizontal, (ft).

Ecuación 21. Promedio de las áreas de drenaje (Adh).

$$Adh = \frac{Ad1 + Ad2}{2}$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering, 2005, p. 358.

Donde:

Adh : Área de drenaje promedio, (ft²).

$Ad1$: Área de drenaje vertical 1, (acres).

$Ad2$: Área de drenaje vertical 2, (acres).

Ecuación 22. Radio efectivo de la sección horizontal (rev').

$$rev' = \sqrt{\frac{Adh}{\pi}}$$

Fuente: Advanced Reservoir Engineering, 2005, p. 358.

Donde:

rev' : Radio efectivo de la sección horizontal, (ft).

Adh: Área de drenaje promedio, (ft²).

Después de calcular el área de drenaje, sólo se reemplazan los datos necesarios en la **Ecuación 12**, **Ecuación 13**, **Ecuación 14** y **Ecuación 15** y de esta forma se calculan los índices de productividad por medio de las ecuaciones de flujo de fluidos de yacimiento de Borisov, Giger-Reiss-Jourdan, Joshi y Renard-Dupuy.

A continuación, se muestra detalladamente en la **Figura 45** el algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov, en la **Figura 46** el algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov. En la **Figura 47** el algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi, la **Figura 48** el algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi. En la **Figura 49** el algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Giger, Reiss y Jourdan, en la **Figura 50** el algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Giger, Reiss y Jourdan. En la **Figura 51** el algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Renard y Dupuy, en la **Figura 52** el algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Renard y Dupuy.

Figura 45. Algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov.

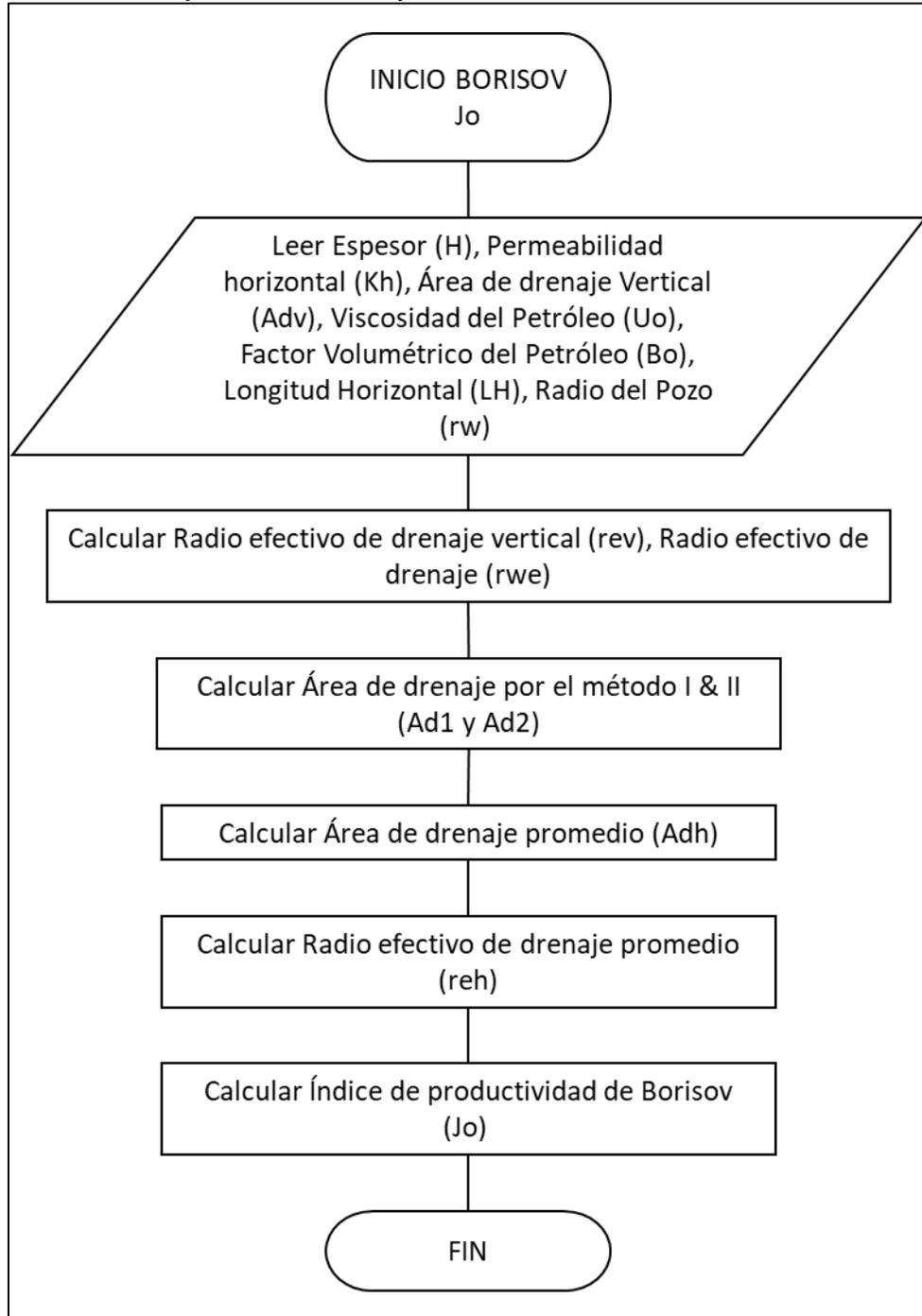


Figura 46. Algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov.

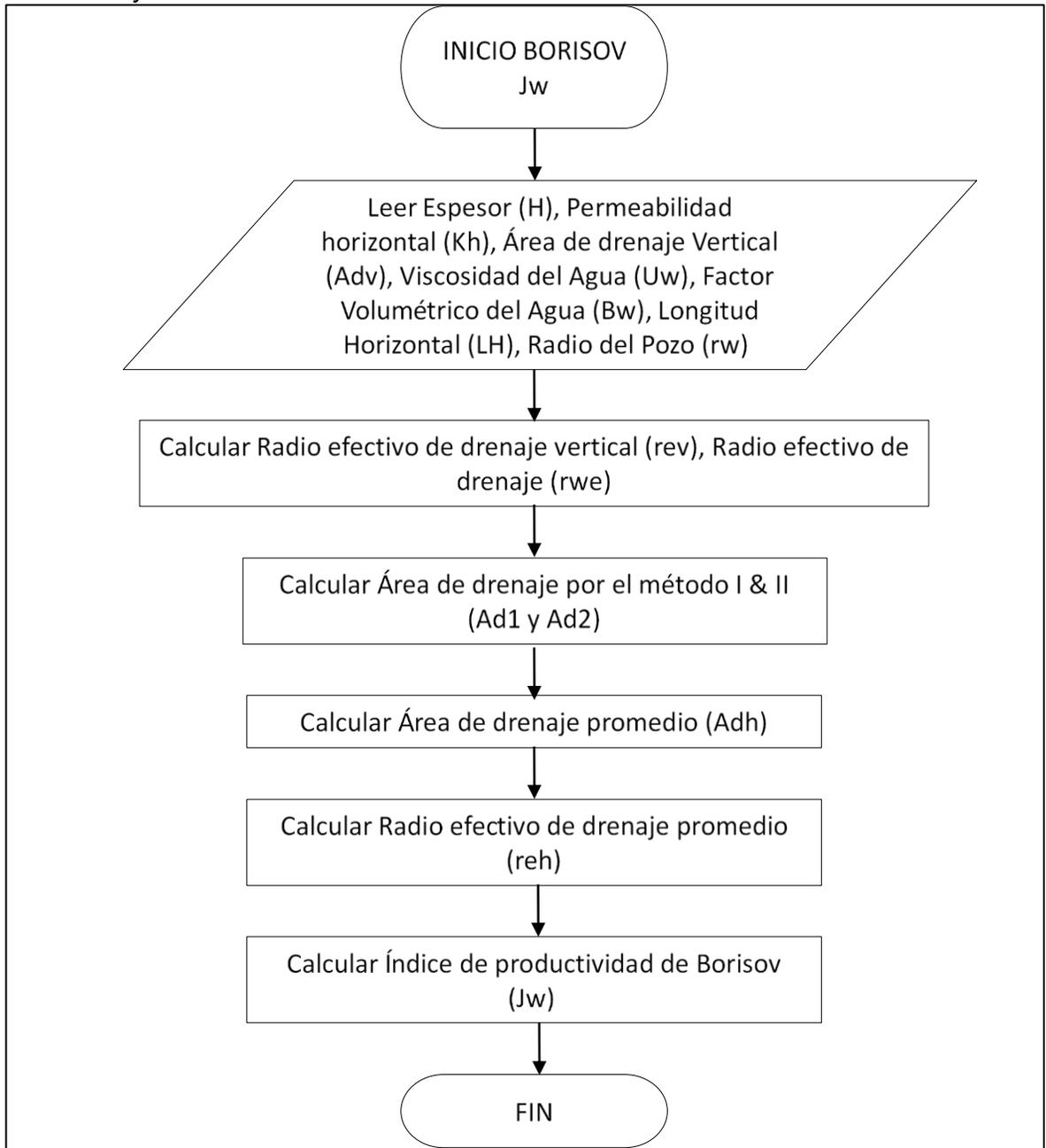


Figura 47. Algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi.

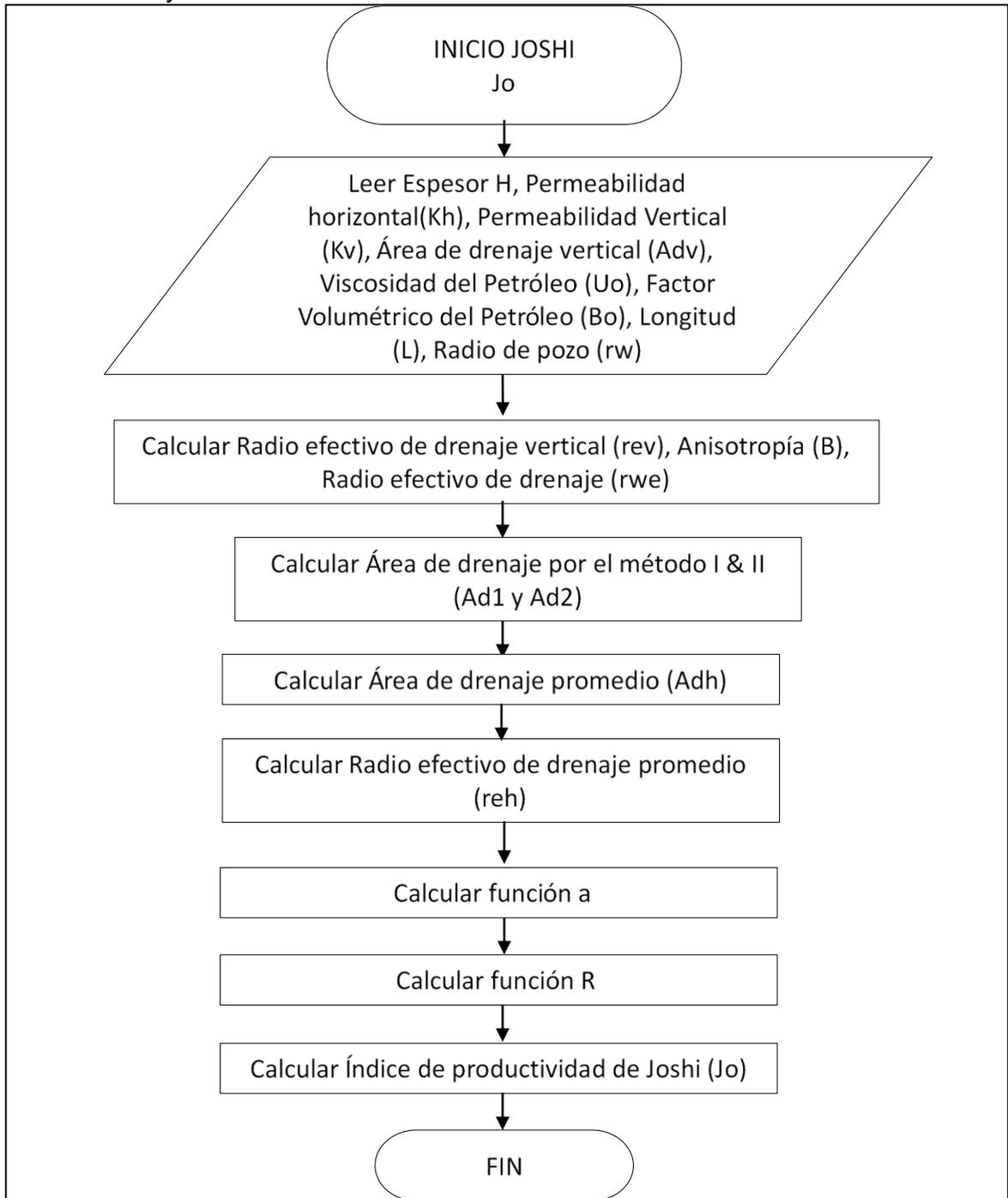


Figura 48. Algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi.

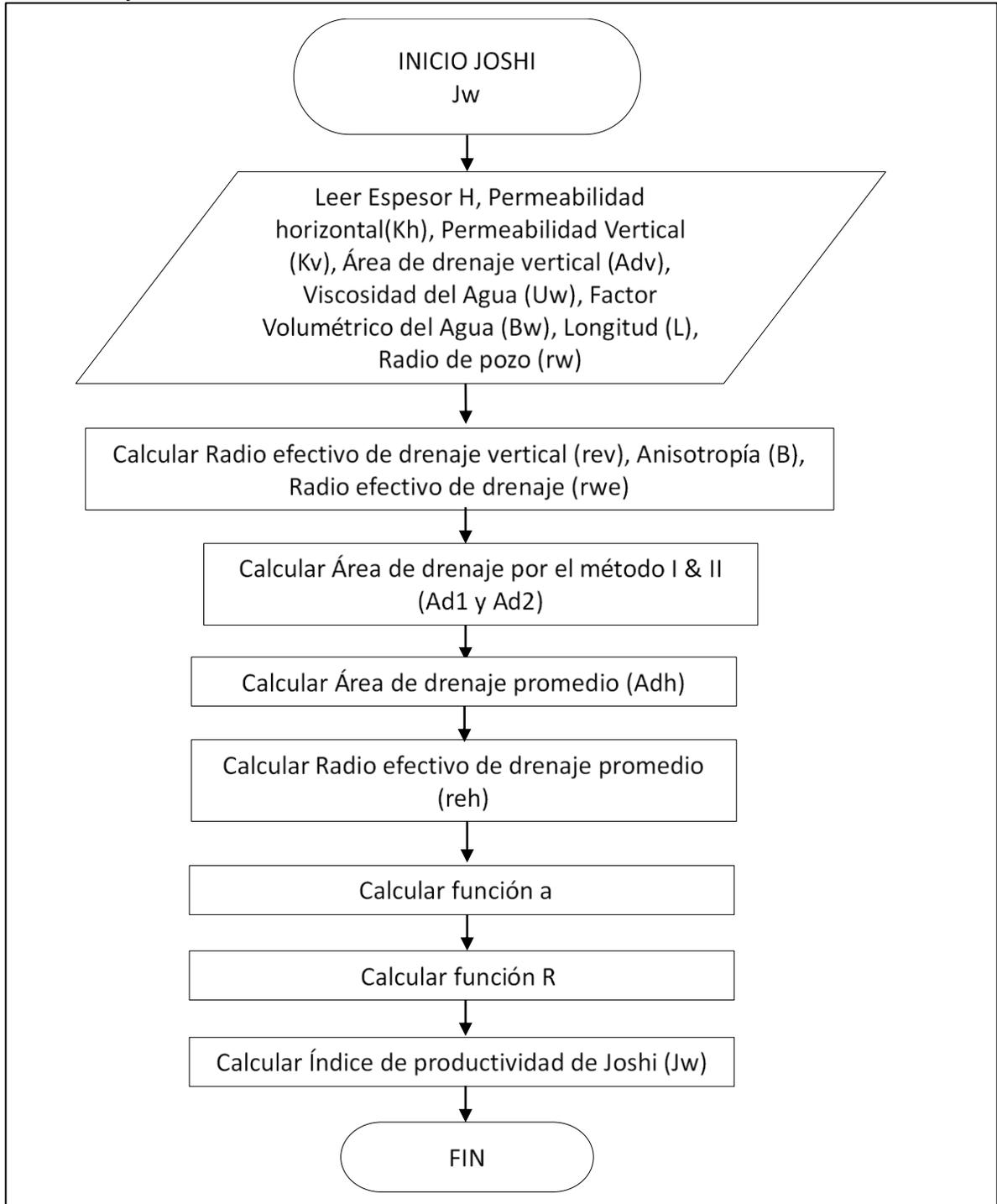


Figura 49. Algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Giger, Reiss y Jourdan.

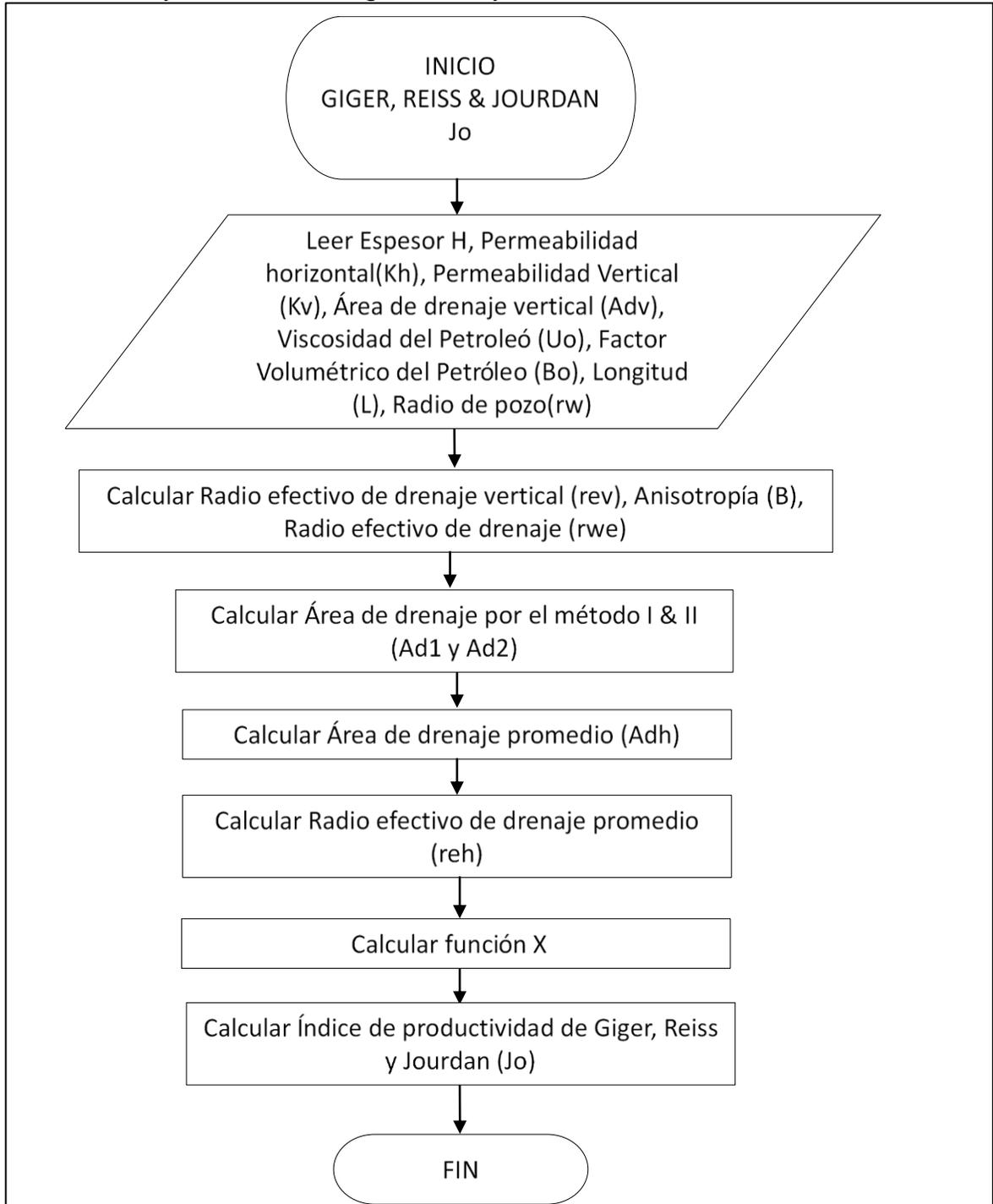


Figura 50. Algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Giger, Reiss y Jourdan.

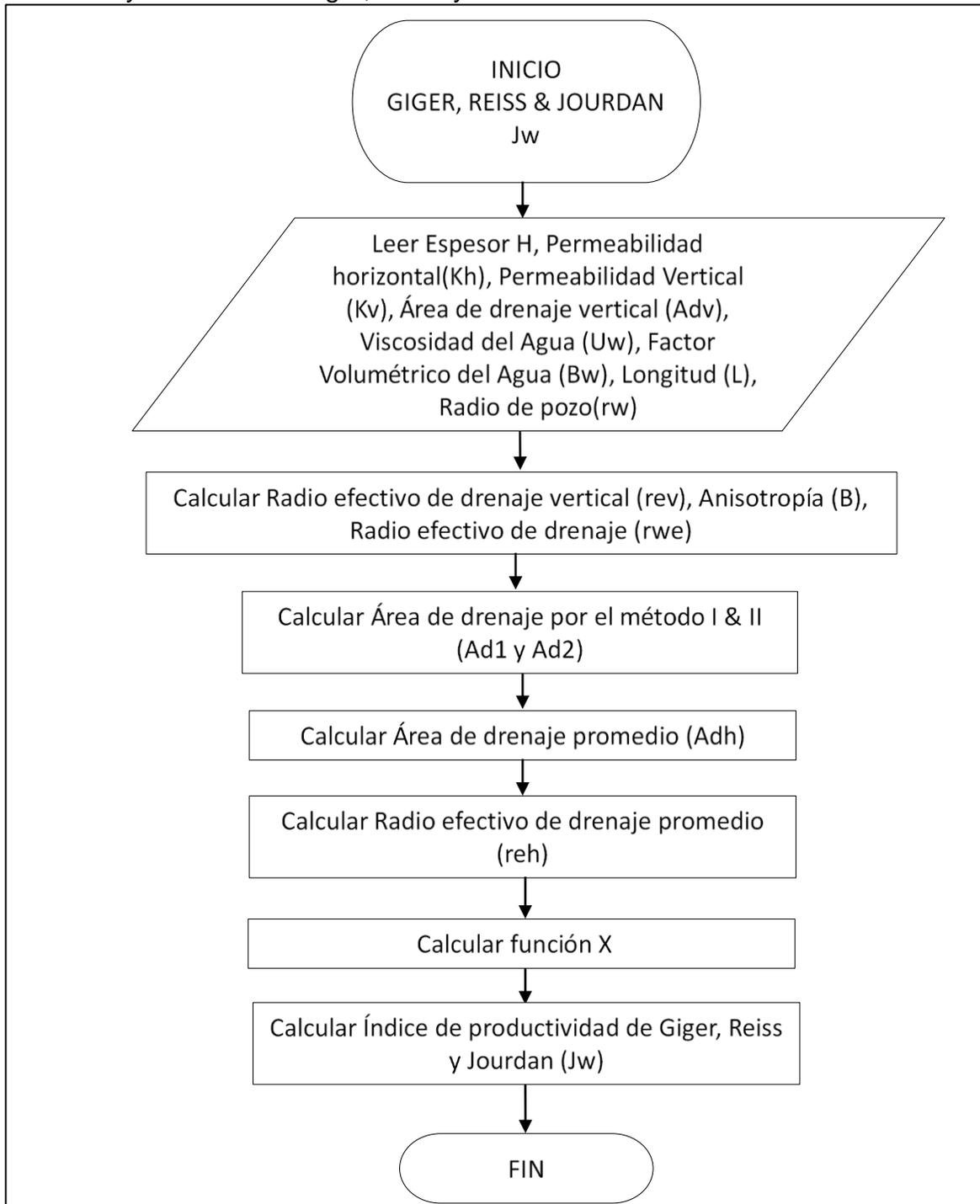


Figura 51. Algoritmo para el cálculo de la tasa de petróleo según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Renard y Dupuy.

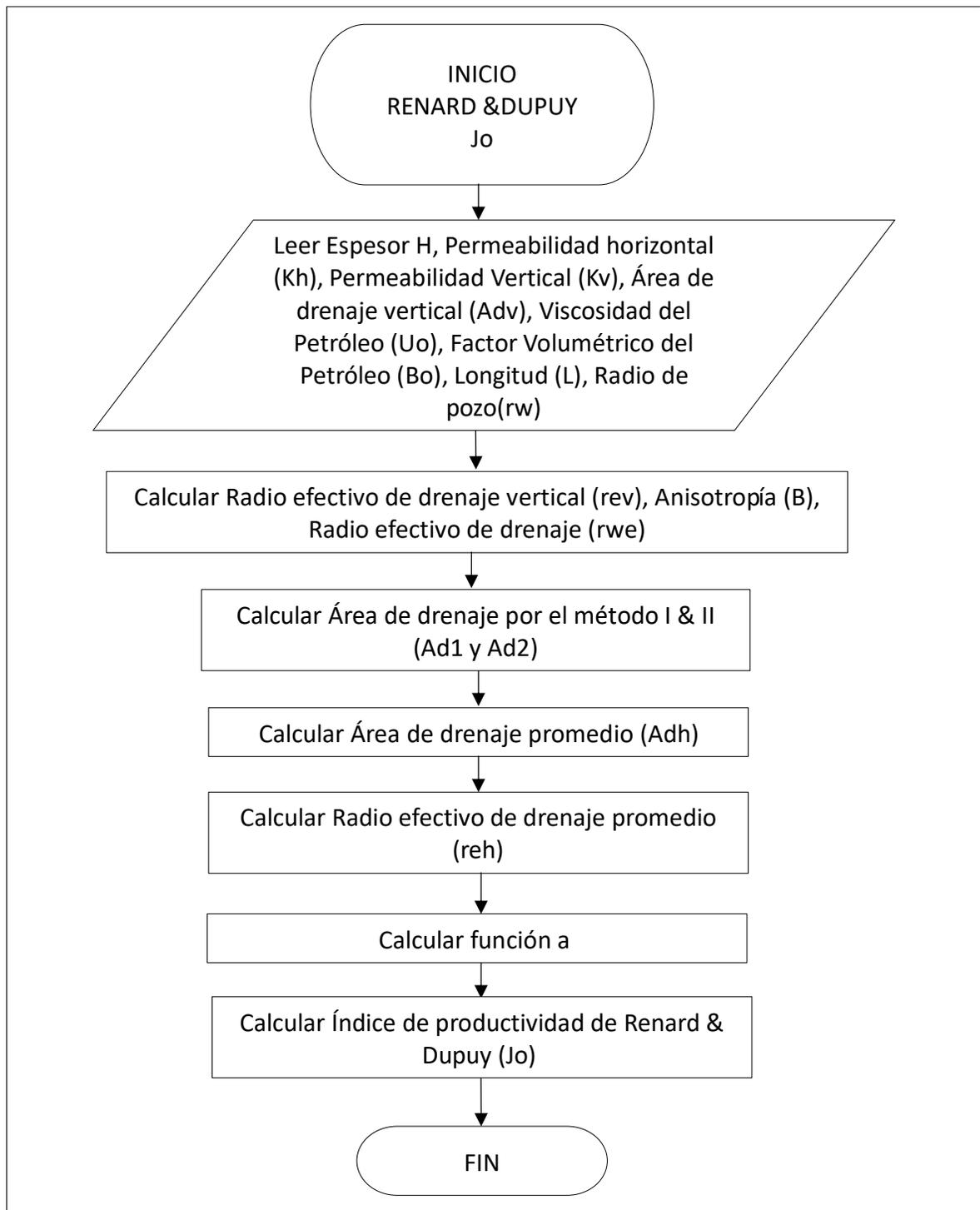
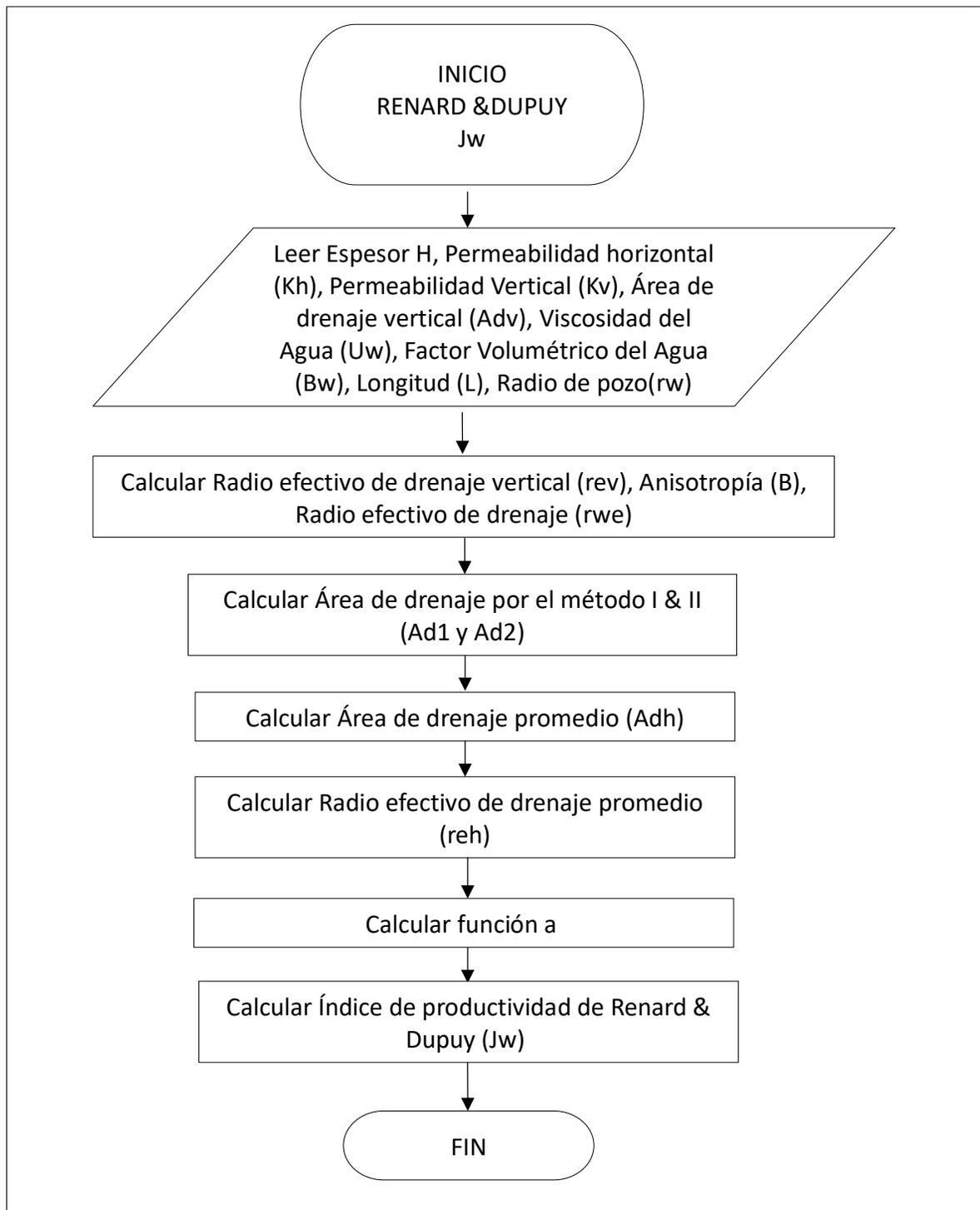
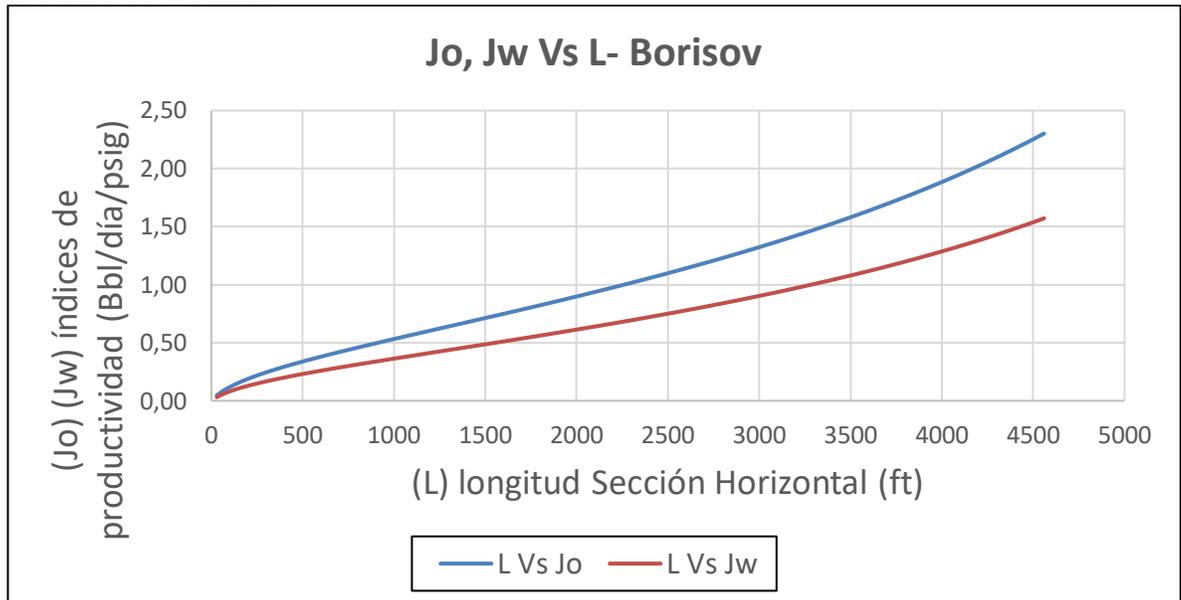


Figura 52. el algoritmo para el cálculo de la tasa de agua según el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Renard y Dupuy.



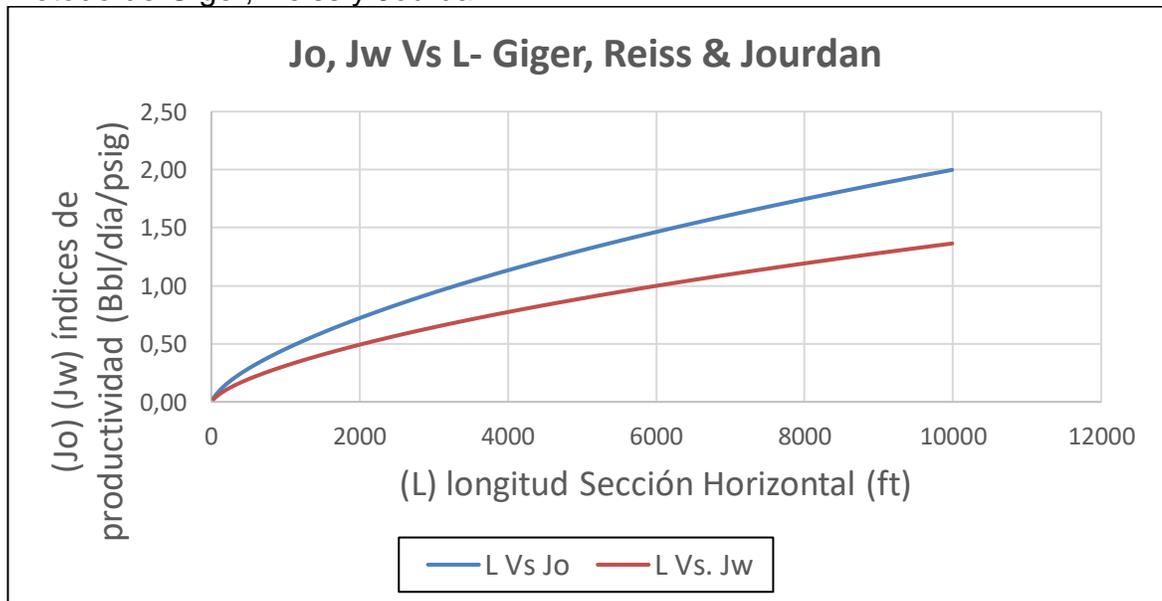
A continuación, se muestra en la **Gráfica 3** los índices de producción de petróleo (Jo) y agua (Jw) para diferentes longitudes para el método de Borisov.

Gráfica 3. Índices de productividad de petróleo y agua contra longitud para el método de Borisov.



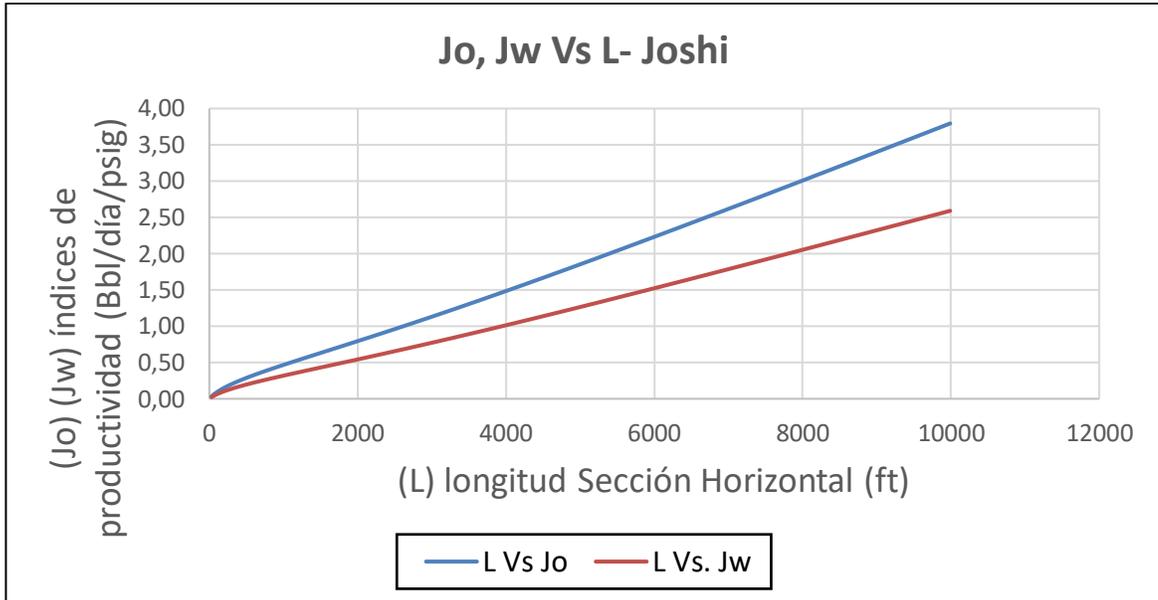
La **Gráfica 4** muestra los índices de productividad de petróleo (Jo) y agua (Jw) para diferentes longitudes para el método de Giger, Reiss y Jourdan.

Gráfica 4. Índices de productividad de petróleo y agua contra longitud para el método de Giger, Reiss y Jourdan.



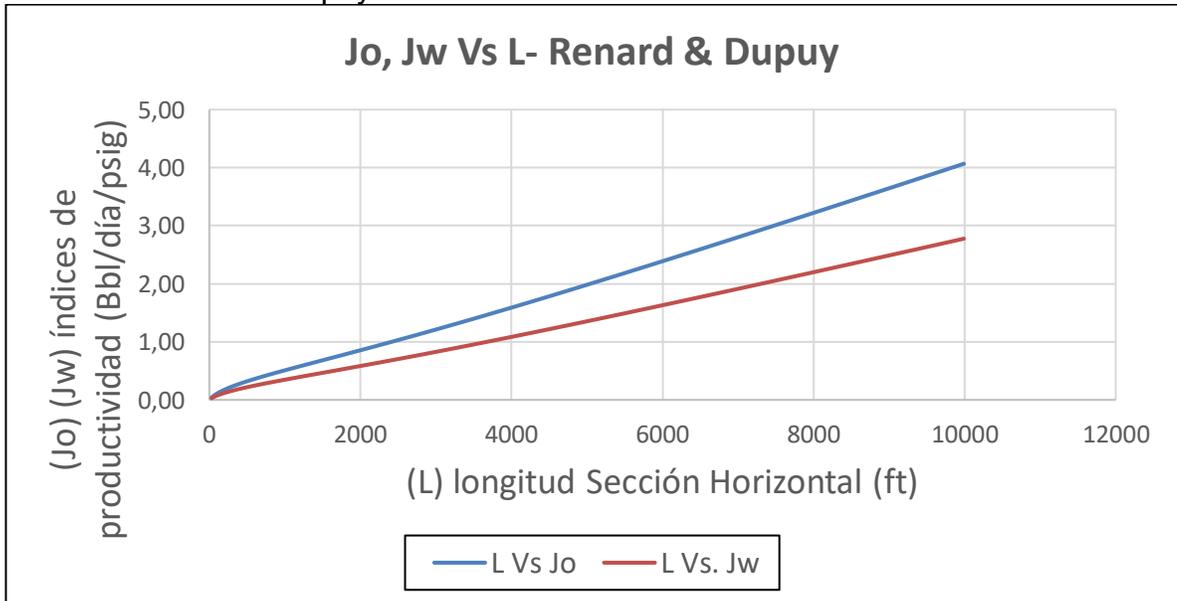
La **Gráfica 5** muestra los índices de productividad de productividad de petróleo (Jo) y agua (Jw) para diferentes longitudes para el método de Joshi.

Grafica 5. Índices de productividad de petróleo y agua contra longitud para el método de Joshi.



La **Gráfica 6** muestra los índices de productividad de productividad de petróleo (Jo) y agua (Jw) para diferentes longitudes para el método de Dupuy.

Grafica 6. Índices de productividad de petróleo y agua contra longitud para el método de Renard-Dupuy.



En la **Gráfica 3**, **Gráfica 4**, **Gráfica 5** y **Gráfica 6** puede verse un incremento del índice de productividad a medida que la longitud de la sección horizontal del pozo aumenta. Este índice de productividad tiene una pendiente positiva tanto para el petróleo como para el agua, sin embargo, la curva presenta un comportamiento más lineal para el método de Joshi y Borisov que para el método Giger el cual muestra una curva más pronunciada durante los primeros dos mil pies de longitud. La curva del método de Borisov presenta una tendencia lineal y después de los diez mil pies de longitud muestra un incremento en la curvatura con tendencia exponencial.

Estas gráficas presentan un constante incremento en los caudales producidos debido a que el cálculo de los índices de productividad con las ecuaciones de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento no tiene en cuenta las pérdidas de presión por fricción a lo largo de la tubería, lo cual generaría una disminución en la producción.

6.3 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO T2

Para determinar las pérdidas de presión por fricción en la tubería de la sección horizontal del pozo T2 se emplea el método de Beggs and Brill. A continuación, se muestra en la **Figura 53** y en el **Figura 54** la parte 1 y la parte 2 respectivamente del algoritmo que muestra los pasos y el procedimiento para la determinación de las pérdidas de presión por fricción. La **Figura 54** termina con el cálculo de la tasa de flujo de masa (Gm) y la **Figura 54** comienza con el mismo cálculo para indicar la continuidad en el proceso.

Figura 53. Algoritmo para la determinación de las pérdidas de presión por fricción por el modelo de Beggs & Brill. Parte 1.

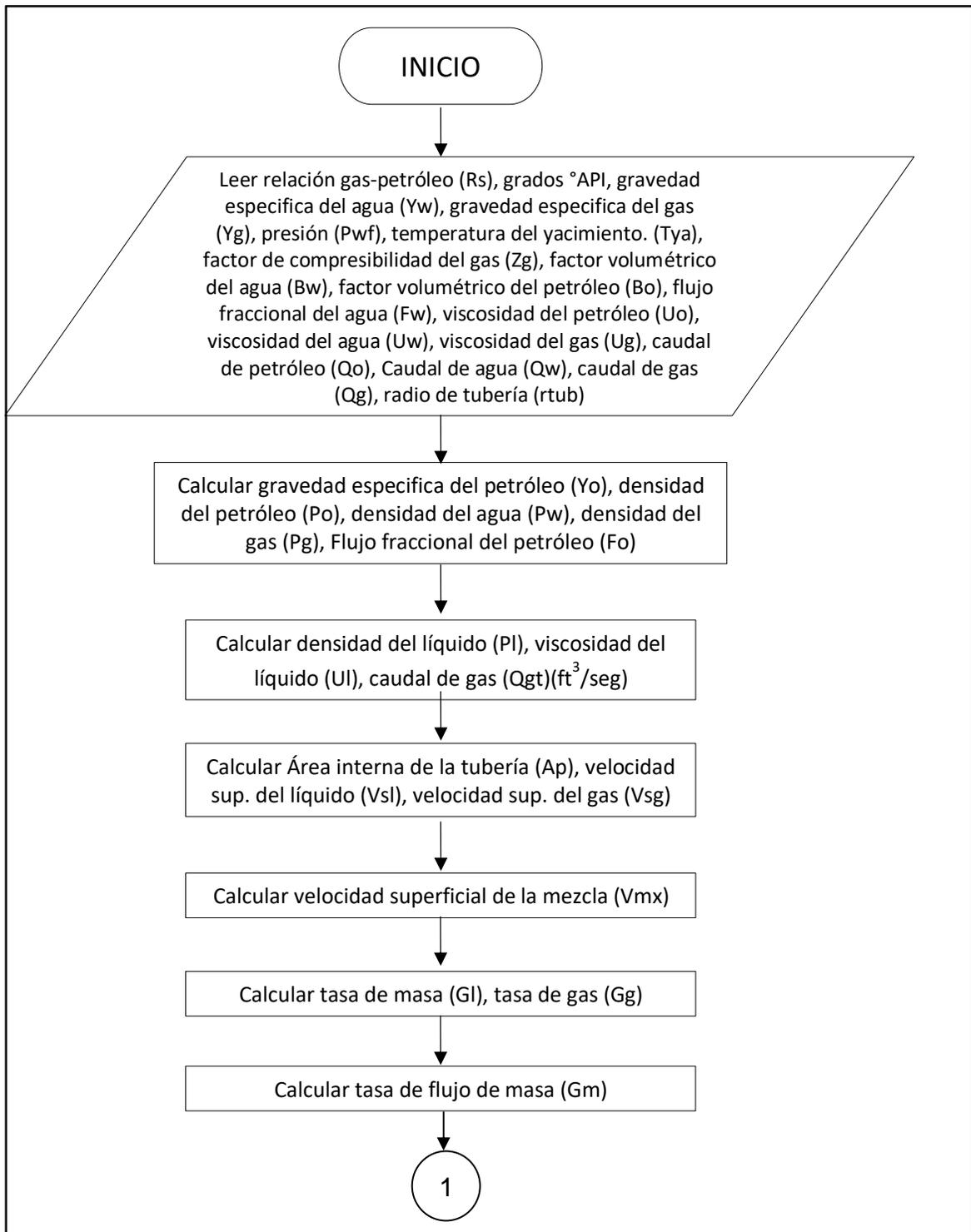
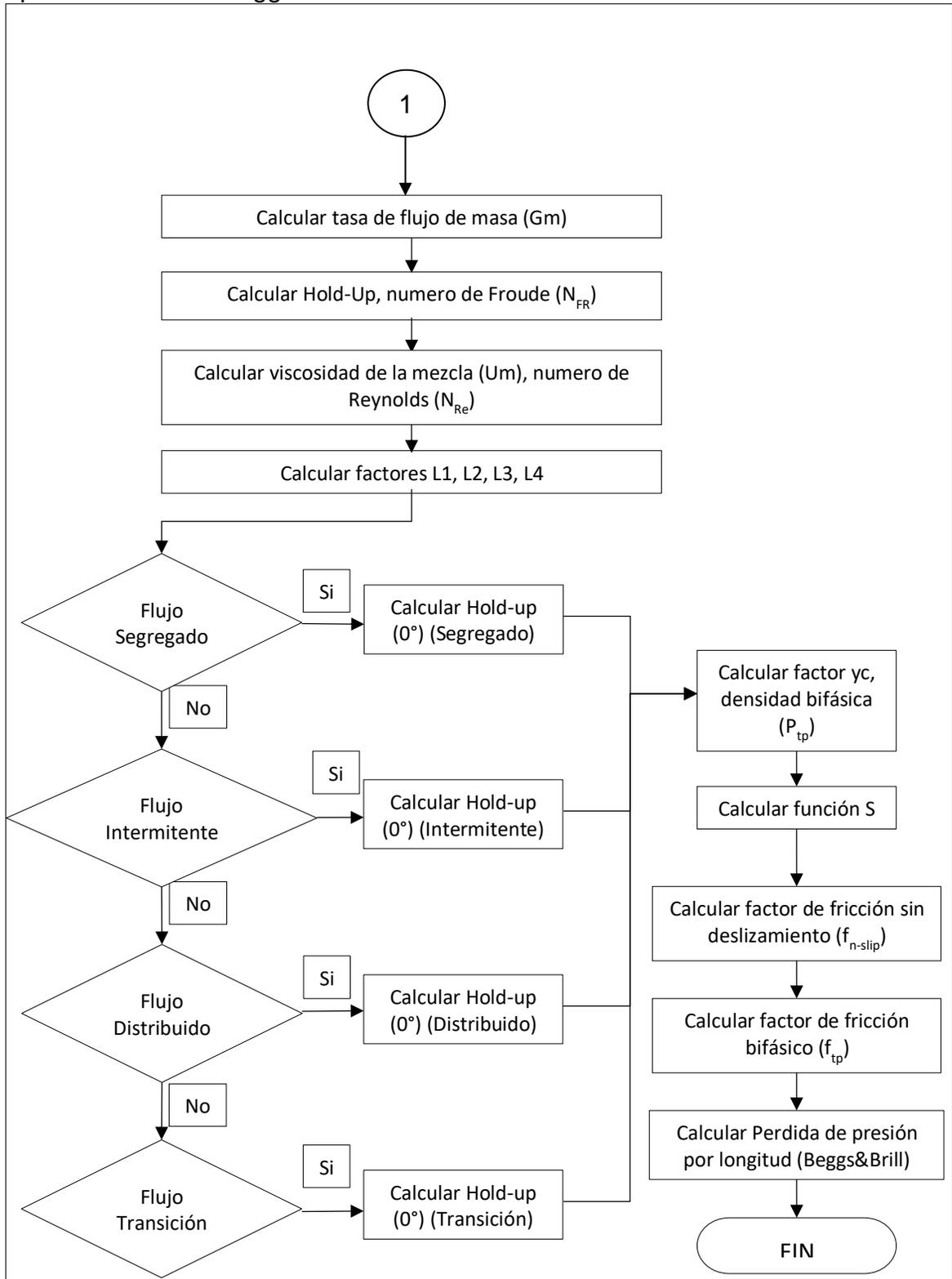


Figura 54. Algoritmo para la determinación de las pérdidas de presión por fricción por el modelo de Beggs & Brill. Parte 2.



6.3.1 Método de Beggs and Brill. Por medio de este método se calcula el gradiente de presión, es decir, las pérdidas de presión por fricción del fluido en la tubería a lo largo de la sección horizontal.

1. Se calcula la presión de fondo fluyente (Pwf) de la sección actual y se asume como la presión promedio en el intervalo.

6.3.1.1 Presión de fondo fluyente requerida al inicio de la sección horizontal.

Para poder determinar la presión de fondo fluyente más óptima necesaria para el correcto funcionamiento de la bomba, se tienen en cuenta dos estados, según las condiciones operativas del pozo y según las condiciones del yacimiento.

La **Ecuación 23** permite determinar la presión de fondo fluyente (Pwf) según condiciones operativas del Pozo.

Ecuación 23. Presión de fondo fluyente según condiciones operativas del pozo (Pwf).

$$PFondo_1 = PIPmin + 0.433 * (TVDhs - TVDmaxp) * Yl$$

$$Yo = \frac{141.5}{(131.5 + API)}$$

$$Fo = 1 - Fw$$

$$Yl = Yo * Fo + Yw * Fw$$

Fuente: Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p.513.

Donde:

PFondo₁: Presión de fondo fluyente según condiciones operativas del pozo, (Psig).

PIPmin: (Pressure intake pump) mínima en la que trabaja la bomba, (Psig).

TVDhs: Profundidad real de la sección horizontal, (ft).

TVDmaxp: profundidad real máxima para la ubicación de la bomba, (ft).

Yo: Gravedad específica del petróleo, (adimensional).

Yl: Gravedad específica del líquido, (adimensional).

Fw: flujo fraccional de agua, (adimensional).

Fo: flujo fraccional de petróleo, (adimensional).

API: Gravedad API del petróleo, (°API).

Ecuación 24. Drawdown según condiciones operativas del Pozo (DDwon).

$$DDown = Pya - PFondo_1$$

Fuente: Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p.513.

Donde:

DDown: Caída de presión según las condiciones operativas del pozo, (Psig).

P_{ya} : presión de yacimiento, (Psig).

P_{Fondo_1} : Presión de fondo fluente según condiciones del yacimiento, (Psig).

La **Ecuación 25** permite determinar la presión de fondo fluente (P_{wf}) según condiciones del yacimiento

Ecuación 25. Presión de fondo fluente según condiciones del yacimiento (P_{wf}).

$$P_{Fondo_2} = P_{ya} - DrawDown$$

Fuente: Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p.513.

Donde:

P_{Fondo_2} : Presión de fondo fluente según condiciones del yacimiento, (Psig).

P_{ya} : presión de yacimiento, (Psig).

$DrawDown$: Caída de presión según las condiciones del yacimiento, (Psig).

Para seleccionar la Presión de fondo fluente correcta (P_{wf}) se tienen en cuenta las condiciones expresadas en la **Ecuación 26** y en la **Ecuación 27**.

Ecuación 26. Selección presión de fondo 1.

Si $DDown < DrawDown$ la P_{wf} seleccionada viene dada por la ecuación P_{Fondo1} .

Fuente: Los autores.

Ecuación 27. Selección presión de fondo 2.

Si $DDown > DrawDown$ la P_{wf} seleccionada viene dada por la ecuación P_{Fondo2} .

Fuente: Los autores.

2. Cálculo de propiedades PVT con las correlaciones apropiadas que se pueden encontrar en el libro de Correlaciones Numéricas PVT de Carlos Bánzer.⁸⁵ Para este caso la empresa proporcionó los datos de (R_s , B_o , B_w y Z) determinados por medio de pruebas PVT. Estos datos se encuentran en la **Tabla 7** del capítulo 5.

3. Cálculo de gravedad específica por medio de la **Ecuación 28**.

Ecuación 28. Gravedad específica del petróleo.

$$\gamma_0 = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

⁸⁵ BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas PVT. Edición preliminar. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. Paginación.

Donde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (fracción).

API : Grados API del petróleo, ($^{\circ}API$).

4. Cálculo de densidad del petróleo por medio de la **Ecuación 29**, la densidad del agua por medio de la **Ecuación 30**, la densidad del gas por medio de la **Ecuación 31** y la densidad del líquido por medio de la **Ecuación 32** a las condiciones de presión promedio y temperatura promedio.

Ecuación 29. Densidad del petróleo.

$$\rho_o = \frac{(350*\gamma_o + 0.0764*Rs*\gamma_g)}{5.615*B_o}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

ρ_o : Densidad petróleo, (lb/ft³).

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (adimensional).

γ_g : Gravedad específica del gas, (adimensional).

R_s : Relación gas disuelto, (SCF/STB).

B_o : Factor volumétrico del agua, (BY/BN).

Ecuación 30. Densidad del agua.

$$\rho_w = \frac{350*\gamma_w}{5.615*B_w}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

ρ_w : Densidad agua, (lb/ft³).

γ_w : Gravedad específica del agua, (adimensional).

B_w : Factor volumétrico del agua, (BY/BN).

Ecuación 31. Densidad del gas (ρ_g).

$$\rho_g = \frac{0.0764*\gamma_g*P_{PROM}*(520)}{(14.7)*(T_{PROM}+460)*Z}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

ρ_g : Densidad gas, (lb/ft³).

γ_g : Gravedad específica del gas, (adimensional).

P_{PROM} : Presión promedio, (Psig).

T_{PROM} : Temperatura promedio, (°F).

Z : Factor de compresibilidad, (adimensional).

Ecuación 32. Densidad del líquido (ρ_L).

$$\rho_L = \rho_o * \left(\frac{1}{1+WOR} \right) + \rho_w * \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

ρ_L : Densidad del líquido, (lb/ft³).

ρ_o : Densidad del petróleo, (lb/ft³).

ρ_w : Densidad del agua, (lb/ft³).

WOR : Relación de agua producida, (adimensional).

F_o : flujo fraccional de petróleo, (adimensional).

F_w : Flujo fraccional de agua, (adimensional).

5. Cálculo de tasas de flujo de gas por medio de la **Ecuación 33** y la tasa de flujo de líquido por medio de la **Ecuación 34**.

Ecuación 33. Tasa de flujo de gas (q_g).

$$q_g = \frac{3.27*10^{-7} * Z * q_o * (R - R_S) * (T_{PROM} + 460)}{P_{PROM}}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

q_g : Caudal de gas, (ft³/día).

q_o : Caudal del petróleo, (Bbl/día).

R : Factor, (adimensional).

R_S : Relación gas disuelto, (SCF/STB).

P_{PROM} : Presión promedio, (Psig).

T_{PROM} : Temperatura promedio, (°F).

Z : Factor de compresibilidad, (adimensional).

Ecuación 34. Tasa de flujo de líquido (q_L).

$$q_L = 6,49 * 10^{-5} * (q_o * B_o + q_w * B_w)$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

q_L : Caudal de líquido, (Bbl/día).

q_o : Caudal de petróleo, (Bbl/día).

B_o : Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

q_w : Caudal de agua, (Bbl).

B_w : Factor volumétrico del agua, (BY/BN).

6. Cálculo de velocidad superficial del líquido (V_{sl}), mediante la **Ecuación 35**, que es la velocidad que tendría el líquido si éste ocupara toda la tubería. Mediante la **Ecuación 36** la velocidad superficial del gas (V_{sg}), que es la velocidad que tendría el gas si éste ocupara toda la tubería y mediante la **Ecuación 37** la velocidad superficial de la mezcla (V_m).

Ecuación 35. Velocidad superficial del líquido (V_{sl}).

$$V_{sl} = q_l / A_p$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

V_{sl} : Velocidad superficial del líquido, (ft/seg).

q_l : Caudal de líquido, (ft³/seg).

A_p : Área aparente, (ft²).

Ecuación 36. Velocidad superficial del gas (V_{sg}).

$$V_{sg} = q_g / A_p$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

V_{sg} : Velocidad superficial del gas, (ft/seg).

q_g : Caudal de gas, (ft³/seg).

A_p : Área aparente, (ft²).

Ecuación 37. Velocidad superficial de la mezcla (V_m).

$$V_m = V_{sl} + V_{sg}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

V_m : Velocidad superficial de la mezcla, (ft/seg).

V_{sl} : Velocidad superficial del líquido, (ft/seg).

V_{sg} : Velocidad superficial del gas, (ft/seg).

7. Cálculo de la tasa de líquido mediante la **Ecuación 38**, la tasa de gas mediante la **Ecuación 39** y la tasa de flujo de masa mediante la **Ecuación 40**.

Ecuación 38. Tasa de líquido (G_l).

$$G_l = \rho_l * V_{sl}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

G_l : Tasa de líquido, (lb/ft²/seg).

ρ_l : Densidad de líquido, (lb/ft³).

V_{sl} : Velocidad superficial del líquido, (ft/seg).

Ecuación 39. Tasa de Gas (G_g).

$$G_g = \rho_g * V_{sg}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

G_g : Tasa de gas, (lb/ft²/seg).

ρ_g : Densidad de gas, (lb/ft³).

V_{sg} : Velocidad superficial del gas, (ft/seg).

Ecuación 40. Tasa de flujo de masa (G_m).

$$G_m = G_l + G_g$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

G_m : Tasa de flujo de masa, (lb/ft²/seg).

G_l : Tasa de líquido, (lb/ft²/seg).

G_g : Tasa de gas, (lb/ft²/seg).

8. Cálculo del contenido de líquido de entrada (Hold up sin deslizamiento) (λ) mediante la **Ecuación 41**. Teniendo en cuenta que el Hold up es la fracción volumétrica de un fluido en particular presente en una sección específica de tubería.

Ecuación 41. Hold up sin deslizamiento (λ).

$$\lambda = \frac{q_l}{q_l + q_g}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

λ : Hold up sin deslizamiento, (adimensional).

q_l : Caudal de líquido, (ft³/seg).

q_g : Caudal de gas, (ft³/seg).

9. Cálculo de Número de Froude (N_{FR}) mediante la **Ecuación 42**, la viscosidad del líquido mediante la **Ecuación 43** y la viscosidad de la mezcla mediante la **Ecuación 44**. Teniendo en cuenta que el Número de Froude es un número adimensional que relaciona el efecto de las fuerzas de inercia y las fuerzas de gravedad que actúan sobre un fluido.

Ecuación 42. Numero de Froude (N_{FR}).

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

N_{FR} : Número de Froude, (adimensional).

V_m : Velocidad superficial de la mezcla, (ft/seg).

g : Gravedad con un valor de 32.2, (lb*ft/ seg²).

d : Diámetro del tubo, (ft).

Ecuación 43. Viscosidad del líquido (μ_l).

$$\mu_l = \mu_o * f_o + \mu_w * f_w$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

μ_l : Viscosidad del líquido, (cP).

μ_o : Viscosidad del petróleo, (cP).

f_o : Flujo fraccional del petróleo, (adimensional).

μ_w : Viscosidad del agua, (cP).

f_w : Flujo fraccional del agua, (adimensional).

Ecuación 44. Viscosidad de la mezcla (μ_m).

$$\mu_m = (\mu_l * \lambda + \mu_g * (1 - \lambda)) * (6.72 * 10^{-4})$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

μ_m : Viscosidad de la mezcla, (cP).

μ_l : Viscosidad del líquido, (cP).

μ_g : Viscosidad del gas, (cP).

λ : Hold up sin deslizamiento, (adimensional).

10. Cálculo del número de Reynolds sin deslizamiento (N_{ReNS}) mediante la **Ecuación 45**.

Ecuación 45. Número de Reynolds sin deslizamiento (N_{ReNS}).

$$N_{ReNS} = \frac{G_m * d}{\mu_m}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

N_{ReNS} : Número de Reynolds sin deslizamiento, (adimensional).

G_m : Tasa de la mezcla, (lb/ft²/seg).

d : Diámetro de la tubería, (ft).

μ_m : Viscosidad mezcla, (ft/seg).

11. Cálculo de los parámetros adimensionales (L1, L2, L3 y L4) por medio de la **Ecuación 46**. Estos parámetros son valores adimensionales que no tienen ninguna relación la longitud, sólo son utilizados para determinar el patrón de flujo que existe en tuberías horizontales y dependen únicamente del Hold up sin deslizamiento adimensional (λ) determinado en la **Ecuación 41**.

Ecuación 46. Parámetros L1, L2, L3 y L4 para determinación del patrón de flujo.

$$L1 = 316(\lambda)^{0.302}$$

$$L2 = 0.0009252(\lambda)^{-2.4684}$$

$$L3 = 0.10(\lambda)^{-1.4516}$$

$$L4 = 0.5(\lambda)^{-6.738}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

12. Determinación del patrón de flujo usando los límites presentados en la **Ecuación 47** para flujo segregado, **Ecuación 48** para flujo transición, **Ecuación 49** para flujo intermitente y en la **Ecuación 50** para flujo distribuido. Estas ecuaciones tienen como únicos parámetros de comparación el Hold Up sin deslizamiento y el Número de Froude previamente calculados.

Ecuación 47. Flujo segregado.

$$\lambda < 0.01 \text{ y } N_{FR} < L1 \text{ ó } \lambda \geq 0.01 \text{ y } N_{FR} < L2$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Ecuación 48. Flujo transición.

$$\lambda \geq 0.01 \text{ Y } L2 < N_{FR} \leq L3$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Ecuación 49. Flujo intermitente.

$$0.01 \leq \lambda < 0.4 \text{ y } L3 < N_{FR} \leq L1 \text{ ó } \lambda \geq 0.4 \text{ y } L3 < N_{FR} \leq L4$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Ecuación 50. Flujo distribuido.

$$\lambda < 0.4 \text{ y } N_{FR} \geq L1 \text{ ó } \lambda \geq 0.4 \text{ y } N_{FR} > L4$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

13. Cálculo de Hold up horizontal HL(0°) mediante la **Ecuación 52.**

Ecuación 51. Hold up horizontal (HL(0°)).

$$HL(0^\circ) = \frac{A * \lambda^B}{N_{FR}^C}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde A, B y C son valores adimensionales determinados para cada patrón de flujo en la **Tabla 10.**

Tabla 10. Coeficientes de patrón de flujo.

Patrón de flujo	A	B	C
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Debido a que la **Tabla 10** no incluye los valores de las constantes A, B y C para el cálculo del Hold up horizontal en un patrón de flujo de transición, si se tiene este patrón de flujo, es necesario calcular el Hold Up de Transición mediante la **Ecuación 52.**

Ecuación 52. Hold up de transición.

$$Hl_{transición} = A * Hl_{segregado} + B + Hl_{intermitente}$$

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

$$B = 1 - A$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

$H_{l_{transición}}$: Hold Up del patrón de flujo de transición, (adimensional).

$H_{l_{segregado}}$: Hold Up del patrón de flujo de segregado, (adimensional).

$H_{l_{intermitente}}$: Hold Up del patrón de flujo de intermitente, (adimensional).

A : Parámetro utilizado para el cálculo del Hold Up de transición, (adimensional).

B : Parámetro utilizado para el cálculo del Hold Up de transición, (adimensional).

14. Cálculo de la densidad bifásica mediante la **Ecuación 53**

Ecuación 53. Densidad bifásica (ρ_{tp}).

$$\rho_{tp} = \rho_L * H_L + \rho_g * (1 - H_L)$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

ρ_{tp} : Densidad bifásica, (lb/ft³).

ρ_L : Densidad del líquido, (lb/ft³).

H_L : Hold up, (adimensional).

ρ_g : Densidad del gas, (ft³/seg).

15. Cálculo del factor de fricción sin deslizamiento mediante la **Ecuación 54.**

Ecuación 54. Factor de fricción sin deslizamiento (f_{ns}).

$$f_{ns} = \frac{1}{\left[2 * \log * \left(\frac{N_{Rens}}{4.5223 * \log N_{Rens} - 3.8215} \right) \right]^2}$$

ó

$$f_{ns} = 0.0056 \frac{0.5}{(N_{Rens})^{0.32}}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

N_{Rens} : Número de Reynolds sin deslizamiento, (adimensional).

16. Cálculo del factor de fricción bifásico mediante la **Ecuación 55.**

Ecuación 55. Factor de fricción bifásica (f_{tp}).

$$f_{tp} = e^S * f_{ns}$$

$$S = \frac{\ln(y)}{-0.0523 + 3.182 * \ln(y) - 0.8725 * (\ln(y))^2 + 0.01853 * (\ln(y))^4}$$

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(0)]^2}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

f_{tp} : Factor de fricción bifásica, (adimensional).

f_{ns} : Factor de fricción sin deslizamiento, (adimensional).

λ : Hold up sin deslizamiento, (adimensional).

$H_L(0^\circ)$: Hold up horizontal, (adimensional).

S : Término adimensional utilizado para el cálculo del factor de fricción bifásico, el cual se convierte en ilimitado en un punto en el intervalo ($1 < y < 1.2$); entonces para “y” en este intervalo, la función S se calcula a partir de la **Ecuación 56**.

Ecuación 56. Factor S para el cálculo de fricción bifásica.

$$S = \ln(2.2y - 1.2)$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

17. Cálculo del delta de presión (ΔP) mediante la **Ecuación 57**.

Ecuación 57. Delta de presión (ΔP).

$$\Delta P = \frac{\Delta z * \left(\frac{f_{tp} * G_m * V_m}{2 * g * d} \right)}{1 - \frac{\rho_{tp} * V_m * V_{sg}}{g * P_{prom}}}$$

Fuente: BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

Donde:

ΔP : Delta de presión, (psig).

Δz : Delta de longitud, (ft).

f_{tp} : Factor de fricción bifásica, (adimensional).

G_m : Tasa de la mezcla, (lb/ft²*seg).

d : Diámetro tubería, (ft).

ρ_{tp} : Densidad bifásica, (lb*ft/seg²).

V_m : Velocidad mezcla, (ft/seg).

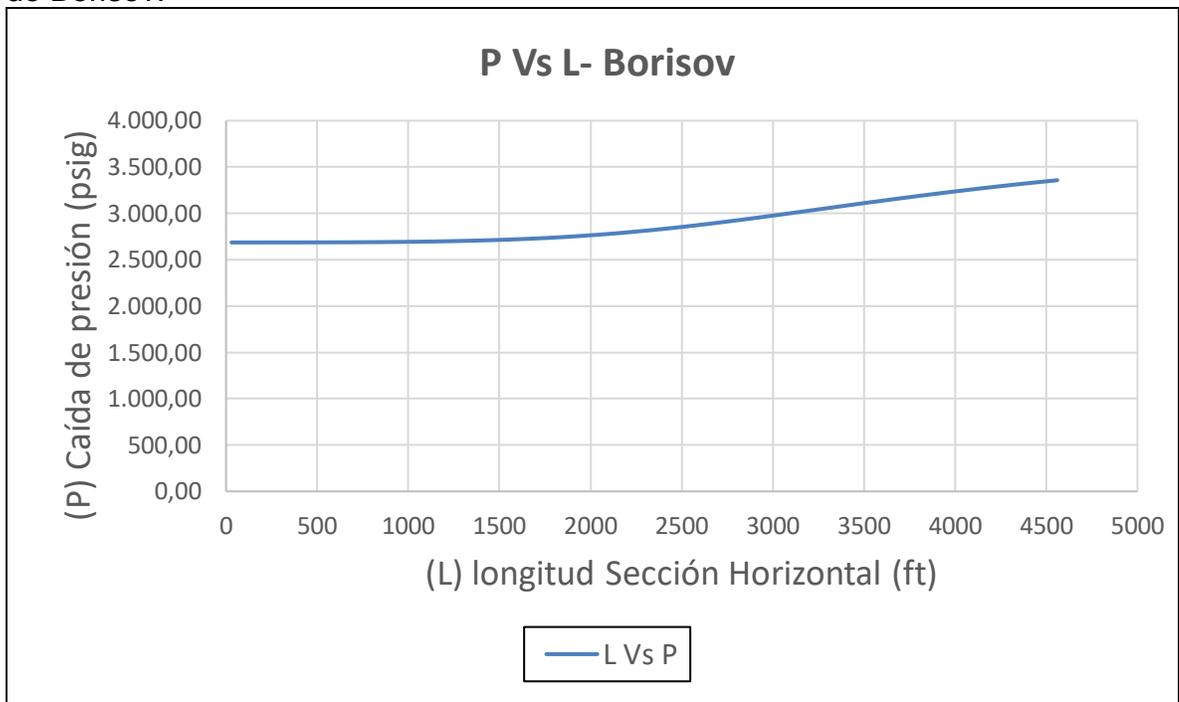
V_{sg} : Velocidad superficial del gas, (ft/seg).

g : Gravedad, con un valor constante de 32.2, (lb*ft/seg²).

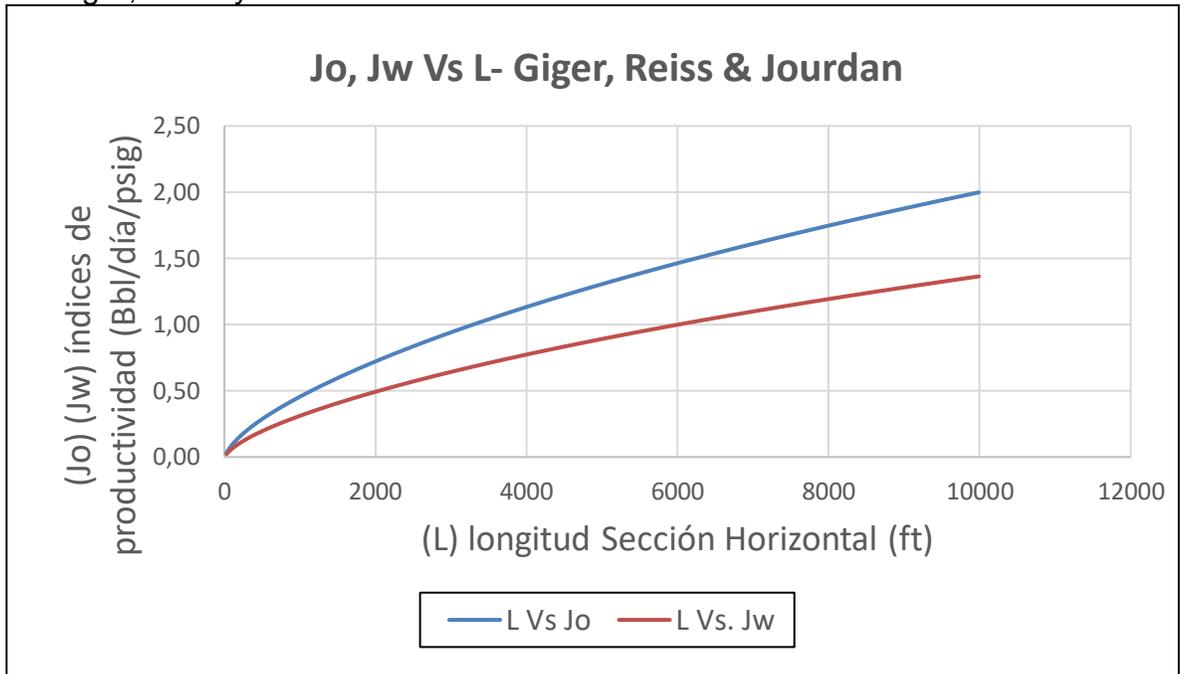
P_{prom} : Presión promedio, (psig).

La **Gráfica 7** muestra los resultados obtenidos de las caídas de presión contra la longitud de la sección horizontal para el método de Borisov, así mismo la **Gráfica 8**, **Gráfica 9** y **Gráfica 10** muestran los mismos resultados para los métodos de Giger, Joshi y Dupuy respectivamente.

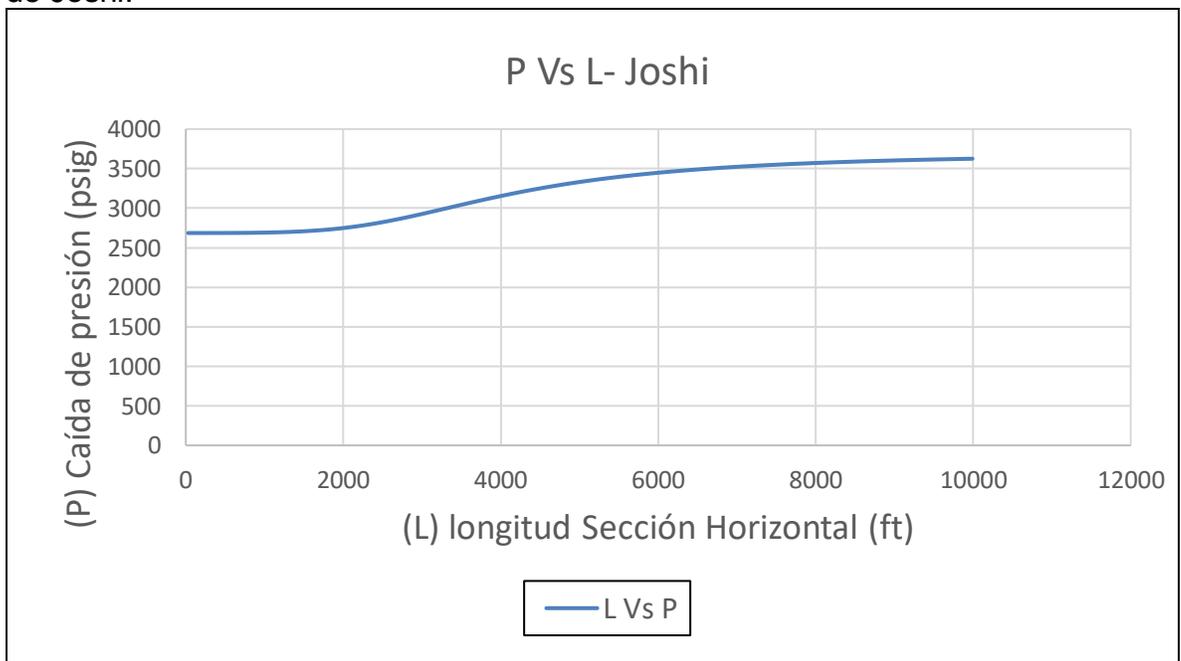
Grafica 7. Caídas de presión contra longitud de la sección horizontal para el método de Borisov.



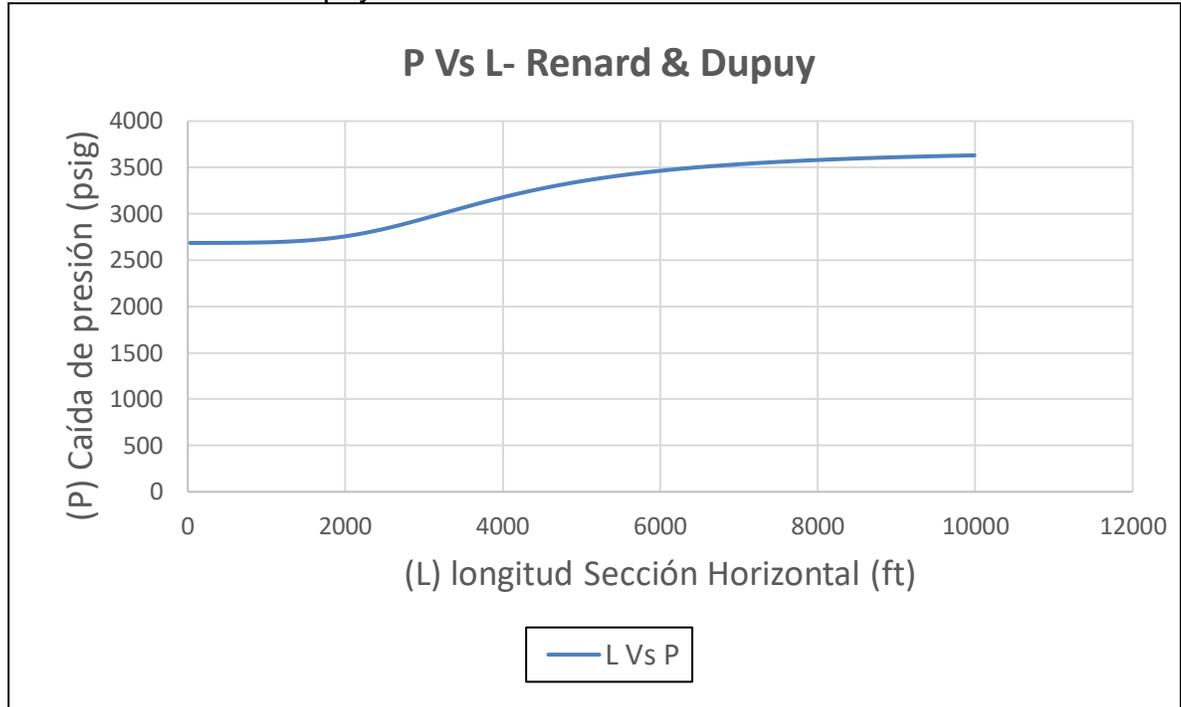
Grafica 8. Caídas de presión contra longitud de la sección horizontal para el método de Giger, Reiss y Jourdan.



Grafica 9. Caídas de presión contra longitud de la sección horizontal para el método de Joshi.



Grafica 10. Caídas de presión contra longitud de la sección horizontal para el método de Renard-Dupuy.



En la **Gráfica 7**, **Gráfica 8**, **Gráfica 9** y **Gráficas 10** puede verse un incremento de la caída de presión a medida que aumenta la longitud de la sección horizontal, este incremento tiende a tomar un comportamiento más lineal a partir de los 6000 ft de longitud para los cuatro modelos de flujo de fluidos en yacimiento, mientras que tiende a ser constante durante los primeros 2000 ft de longitud.

Este comportamiento se debe a que inicialmente el fluido ha recorrido un tramo de longitud corto con respecto a la longitud total, por lo cual las pérdidas de presión por fricción tienden a mantenerse constantes aun cuando existen, y a medida que la longitud va aumentando van aumentando las pérdidas de presión por fricción disminuyendo el flujo de fluidos a través de la sección horizontal de la tubería, lo cual contribuirá a una disminución en los caudales de producción.

6.4 DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD ÓPTIMA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL PARA EL POZO T2

Al momento de desarrollar el procedimiento de integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y en tubería, se necesita conocer algunas propiedades en el estado actual del yacimiento como la saturación de agua actual (S_{wa}) para poder posteriormente con esta calcular las permeabilidades relativas y saturaciones mostradas en **Tabla 9**. Para ello se obtiene como dato inicial el flujo fraccional de agua (F_w) por medio de datos de campo, y haciendo uso del modelo de Corey junto

al método de la secante como modelo iterativo se logra obtener la Swa. Primero se hacen variaciones en la saturación de agua con la cual se calcula su respectivo flujo fraccional (fw), y se repite el procedimiento hasta que el valor de flujo fraccional obtenido coincida con los datos de campo dados, con el procedimiento que se muestra a continuación.

6.4.1 Correlación de Corey para permeabilidades relativas. Las ecuaciones de Corey sirven a menudo para calcular la permeabilidad relativa de reservorios sujetos a procesos de drenaje o a una inyección externa de gas. Esta correlación requiere de limitados datos de entrada (desde que la saturación residual es el único parámetro para desarrollar un set de curvas de permeabilidad relativa) y esto es medianamente preciso para medios porosos consolidados con porosidad intergranular.

Este método de cálculo fue derivado de los conceptos de presión capilar y en realidad en ciertos casos, es aproximadamente una función lineal de la saturación efectiva sobre un rango considerable de saturaciones. Con base a esta observación y a la respectiva naturaleza de la función tortuosidad-saturación, se derivaron las siguientes ecuaciones. En la **Ecuación 58** se muestra el cálculo de la permeabilidad relativa del petróleo según Corey.

Ecuación 58. Permeabilidad relativa del petróleo – Corey.

$$K_{ro} = K_{roswc} * \left(\frac{1 - S_{wa} - S_{or}}{1 - s_{wirr} - s_{or}} \right)^{no} * \frac{K_{effo}}{K_{absoluta}}$$

Fuente: Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p.513.

Donde:

K_{ro}: Permeabilidad relativa al petróleo (milidarcies).

K_{roswc}: Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata (milidarcies) para este caso es un valor constante de 0.75 dado por la empresa.

S_{wa}: Saturación de agua actual (fracción).

S_{or}: Saturación de petróleo residual (fracción) para este caso es un valor constante de 0.4697 dado por la empresa.

S_{wirr}: Saturación de agua irreducible (milidarcies) para este caso es un valor constante de 0.2864 dado por la empresa.

K_{effo}: Permeabilidad efectiva del petróleo (milidarcies) para este caso es un valor constante de 120.73 dado por la empresa.

K_{absoluta}: Permeabilidad absoluta (milidarcies) para este caso es un valor constante de 135.367 dado por la empresa.

no: Número adimensional utilizado en el cálculo de la permeabilidad relativa al agua en el método de Corey. Para este caso se asume un valor constante de 1.7 dado por la empresa.

En la **Ecuación 59** se muestra el cálculo de la permeabilidad relativa del agua según Corey.

Ecuación 59. Permeabilidad relativa del agua-Corey.

$$K_{rw} = K_{rwsor} * \left(\frac{S_{wa} - S_{wirr}}{(1 - s_{wirr} - sor)} \right)^{nw} * \frac{K_{effw}}{K_{absoluta}}$$

Fuente: Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p.513.

Donde:

K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua (milidarcies)

K_{rwsor} : Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual (milidarcy) para este caso es un valor constante de 0.13 dado por la empresa.

S_{wa} : Saturación de agua actual (fracción)

S_{or} : Saturación de petróleo residual (fracción) para este caso es un valor constante de 0.4697 dado por la empresa.

S_{wirr} : Saturación de agua irreducible (milidarcy)

K_{effo} : Permeabilidad efectiva del petróleo (milidarcies) para este caso es un valor constante de 120.73 dado por la empresa.

$K_{absoluta}$: Permeabilidad absoluta (milidarcies) para este caso es un valor constante de 135.367 dado por la empresa.

nw : Número adimensional utilizado en el cálculo de la permeabilidad relativa al agua en el método de Corey. Para este caso se asume un valor constante de 2.6 dado por la empresa.

A continuación, en la **Ecuación 60** se muestra la ecuación de flujo fraccional de agua horizontal.

Ecuación 60. Flujo fraccional de agua horizontal.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} * \frac{k_{ro}}{k_{rw}}}$$

Fuente: Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p.513.

Donde:

μ_w : viscosidad del agua (cp) para este caso es un valor constante de 0.35 cp dado por la empresa

μ_o : viscosidad del petróleo (cp) para este caso es un valor constante de 68 cp dado por la empresa

k_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo (milidarcies)

k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua (milidarcies)

En la **Ecuación 61** se muestra la función planteada para obtener la Swa por métodos numéricos.

Ecuación 61. Función planteada para obtener la Swa por métodos numéricos.

$$F_{(Swa)} = Fw - \frac{1}{\left(1 + \frac{(\mu_w * KroSwa)}{(\mu_o * KrwSwa)}\right)} = 0$$

$$Kro@Swa = \left(Kros@wc * \left(\frac{(1 - Swa - Sor)}{(1 - Swirr - Sor)} \right)^{No} \right) * \left(\frac{Keffo}{Kabsoluta} \right)$$

$$Krw@Swa = \left(Krw@sor * \left(\frac{(Swa - Swirr)}{(1 - Swirr - Sor)} \right)^{Nw} \right) * \left(\frac{Keffw}{Kabsoluta} \right)$$

Donde:

μ_w : viscosidad del agua (cp) para este caso es un valor constante de 0.35 cp dado por la empresa

μ_o : viscosidad del petróleo (cp) para este caso es un valor constante de 68 cp dado por la empresa

Krwsor: Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual (milidarcies) para este caso es un valor constante de 0.13 dado por la empresa

Kros@wc: Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata (milidarcy) para este caso es un valor constante de 0.75 dado por la empresa

Swa: Saturación de agua actual (fracción)

Sor: Saturación de petróleo residual (fracción) para este caso es un valor constante de 0.4697 dado por la empresa

Swirr: Saturación de agua irreducible (milidarcies) para este caso es un valor constante de 0.28 dado por la empresa

Keffo: Permeabilidad efectiva del petróleo (milidarcies) para este caso es un valor constante de 120.73 dado por la empresa

Kabsoluta: Permeabilidad absoluta (milidarcy) para este caso es un valor constante de 135.367 dado por la empresa

nw: Número adimensional utilizado en el cálculo de la permeabilidad relativa al agua en el método de Corey. Para este caso se asume un valor constante de 2.6 dado por la empresa.

no: Número adimensional utilizado en el cálculo de la permeabilidad relativa al agua en el método de Corey. Para este caso se asume un valor constante de 1.7 dado por la empresa.

Para resolver la **Ecuación 61** por medio de métodos numéricos, se empleó el método de la secante, para el cual la derivada de la función que se quiere resolver está dada por la **Ecuación 62**, y el límite superior esta dado por la **Ecuación 63**.

Ecuación 62. Derivada de la función por el método de la secante.

$$f'(x_i) = \frac{f(x_{i-1}) - f(x_i)}{x_{i-1} - x_i}$$

Fuente: CHAPRA. Steven, CANALE, Raymond. Métodos numéricos para ingenieros p.154

Ecuación 63. Método de la secante.

$$x_{i+1} = \frac{f(x_i)(x_{i-1} - x_i)}{f(x_{i-1}) - f(x_i)}$$

Fuente: CHAPRA. Steven, CANALE, Raymond. Métodos numéricos para ingenieros p.155

Aplicando el método de la secante, se desarrollan las primeras dos filas manualmente como se muestra en la **Ecuación 64** donde, los límites Sw1 y Sw2 se obtienen al seleccionar unos valores cercanos a la raíz tomando en cuenta las condiciones del ejercicio, y la tolerancia se halla con respecto a la diferencia con respecto al Fw dado de campo.

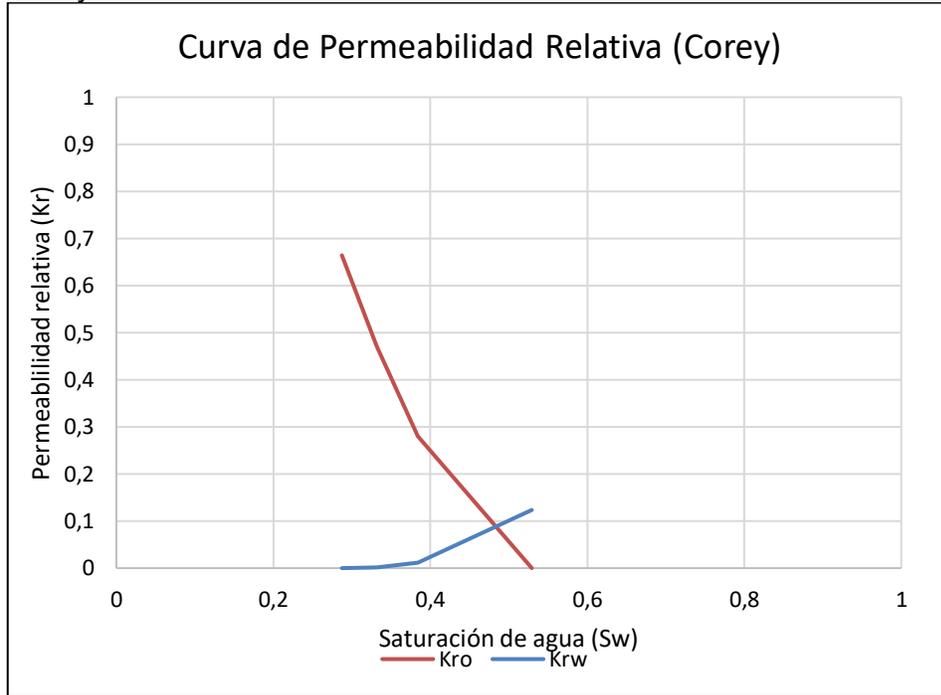
Ecuación 64. Límites de saturación para el método numérico de la secante.

$$\begin{aligned} Sw1 &= (1 - Sor) - 0.001 \\ Sw2 &= Swirr + 0.001 \end{aligned}$$

Fuente: Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 1996, p.513.

La **Gráfica 11** muestra los resultados obtenidos de permeabilidades relativas contra la saturación de agua actual.

Grafica 11. Curva de permeabilidades relativas por el método de Corey.

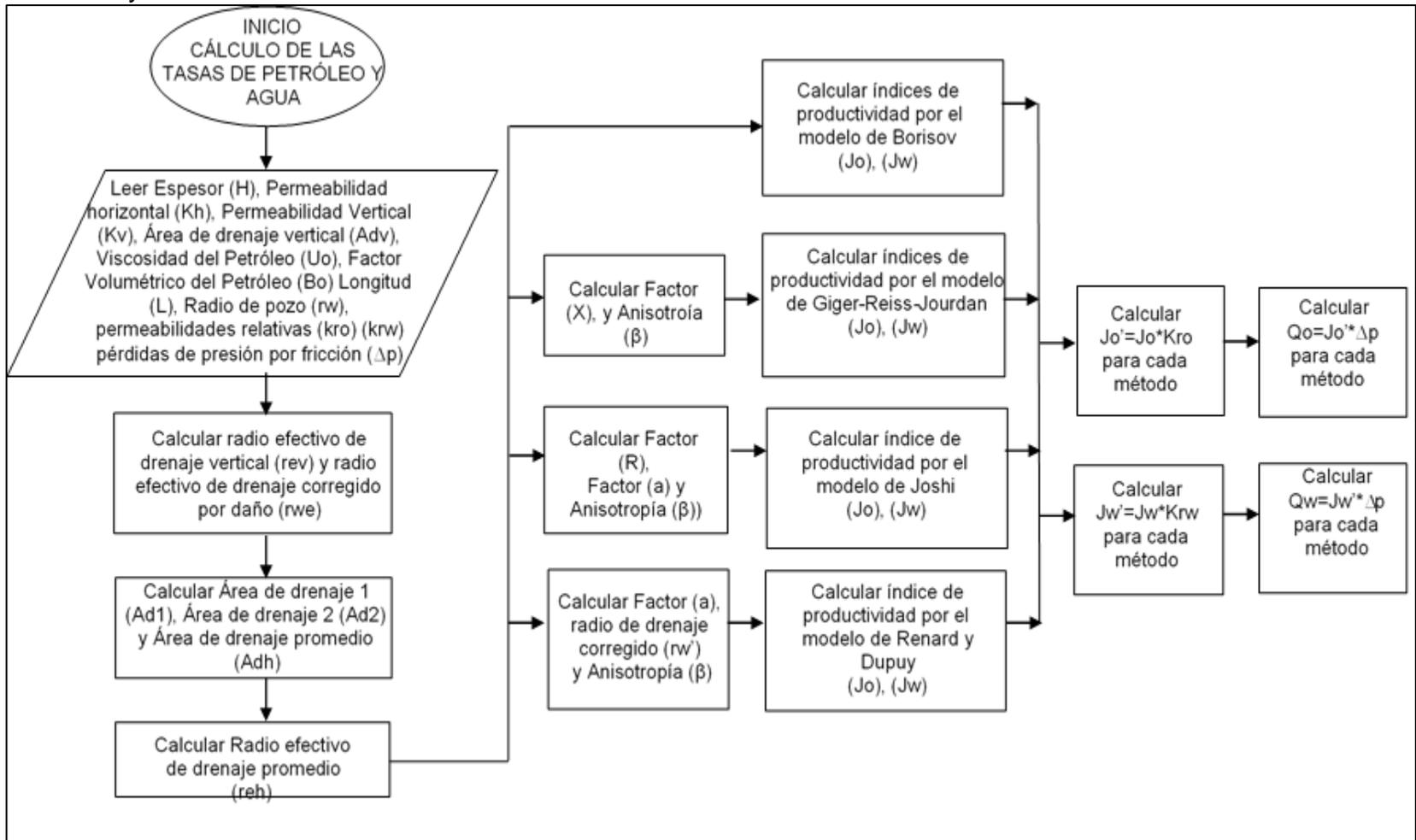


Una vez determinados los índices de productividad del petróleo (J_o) y del agua (J_w) siguiendo el procedimiento explicado en la **Sección 6.1**, y teniendo las permeabilidades relativas al petróleo (K_{ro}) y al agua (K_{rw}) calculadas por el método de Corey, se multiplican estos resultados para obtener un nuevo índice de productividad corregido para el petróleo (J_o') y para el agua (J_w').

Posteriormente, teniendo en cuenta la **Ecuación 11**, se determinan las tasas de flujo de petróleo (Q_o) y de agua (Q_w) para esto, se multiplican los índices de productividad corregidos para el petróleo (J_o') y para el agua (J_w') respectivamente por las pérdidas de presión generadas por fricción calculadas por el método de Beggs and Brill en la **Sección 6.2**. De esta manera, se tiene la integración tanto de los modelos de fluidos en yacimiento como en tubería.

A continuación, se muestra en la **Figura 55** el algoritmo que indica de forma resumida los pasos a seguir para determinar caudales de petróleo y agua para los diferentes modelos de flujo de fluidos en yacimiento a una longitud de la sección horizontal específica cualquiera.

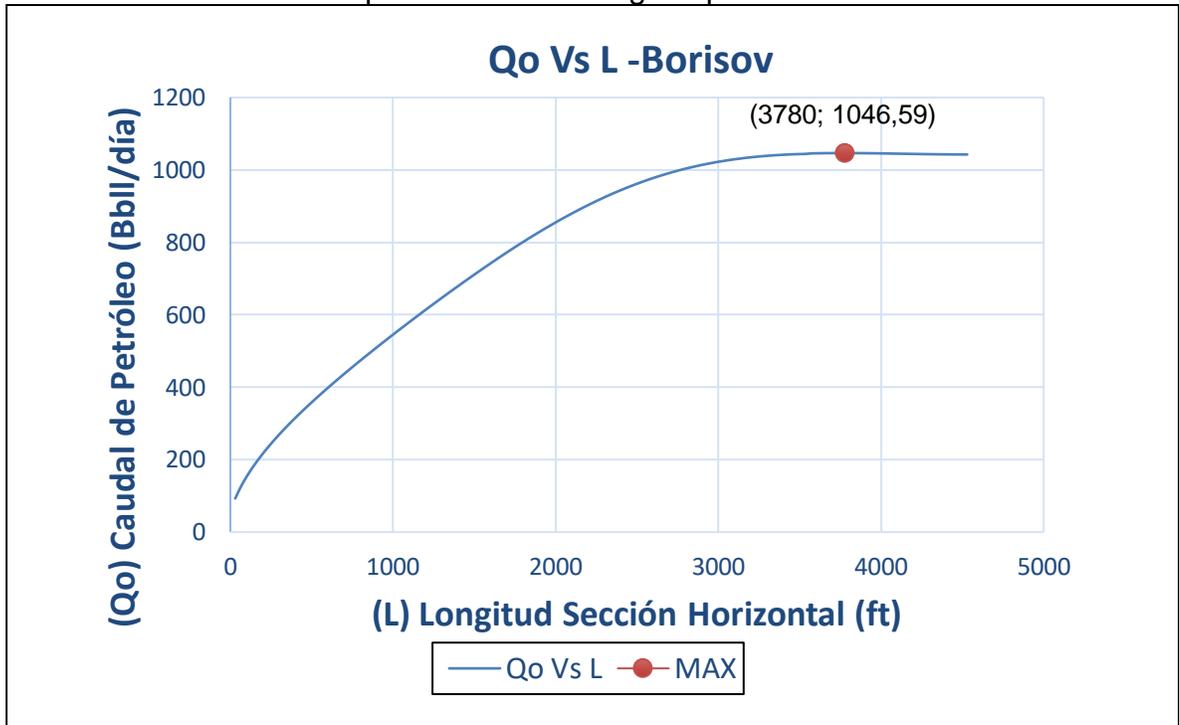
Figura 55. Algoritmo resumen para el cálculo de las tasas de petróleo y agua para los diferentes modelos de flujo de fluidos en yacimiento.



Finalmente se grafican los caudales de petróleo (Q_o) contra longitud de la sección horizontal del pozo para cada uno de los cuatro métodos, para diferentes longitudes. De este modo, el mayor punto de caudal de petróleo representa la longitud óptima.

La **Gráfica 12** muestra los caudales de petróleo (Q_o) para diferentes longitudes para el método de Borisov.

Grafica 12. Caudales de petróleo contra longitud para el método de Borisov.



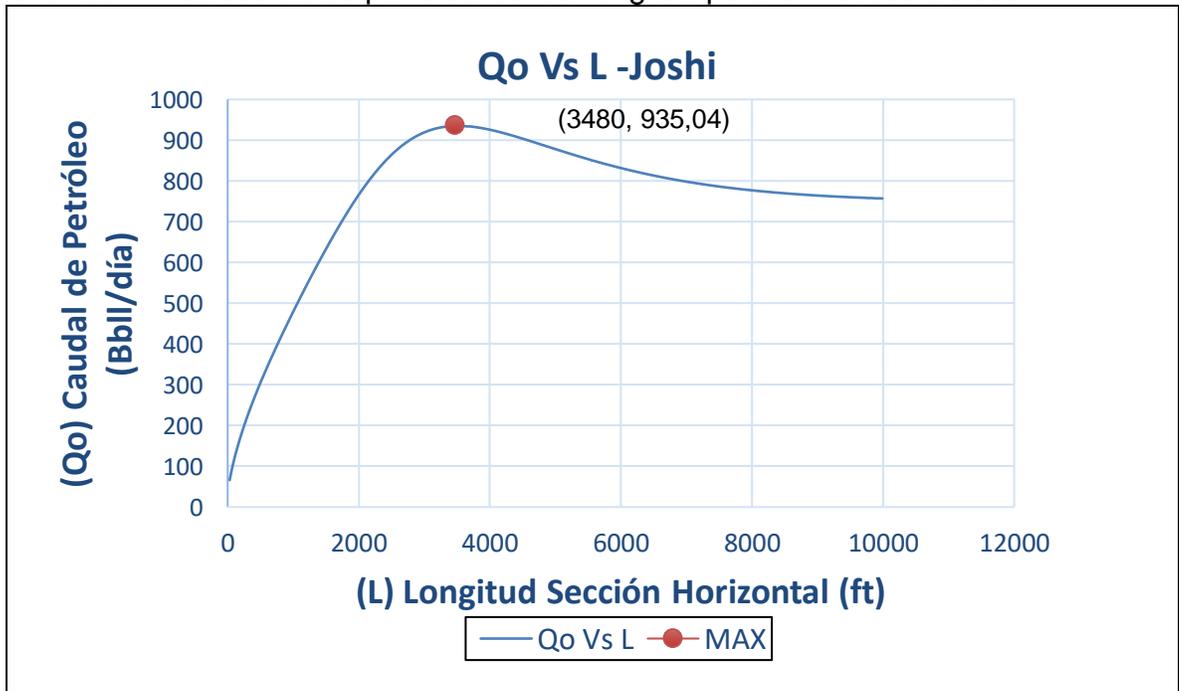
La **Gráfica 13** muestra los caudales de petróleo (Q_o) para diferentes longitudes para el método de Giger, Reiss y Jourdan.

Grafica 13. Caudales de petróleo contra longitud para el método de Giger, Reiss y Jourdan.



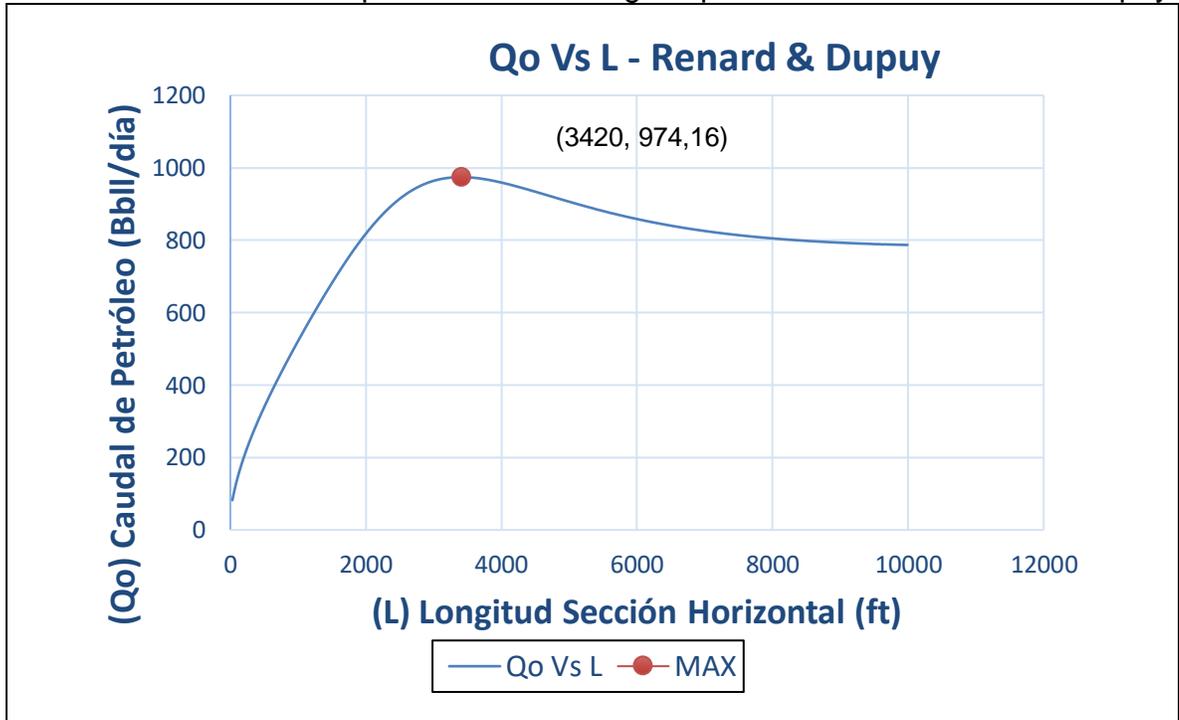
La **Gráfica 14** muestra los caudales de petróleo (Qo) para diferentes longitudes para el método de Joshi.

Grafica 14. Caudales de petróleo contra longitud para el método de Joshi.



La **Gráfica 15** muestra los caudales de petróleo (Q_o) para diferentes longitudes para el método de Renard-Dupuy.

Grafica 15. Caudales de petróleo contra longitud para el método de Renard-Dupuy.



En la **Gráfica 12**, **Gráfica 13**, **Gráfica 14** y **Gráfica 15** puede verse un incremento de los caudales de petróleo producido a medida que aumenta la longitud de la sección horizontal del pozo hasta alcanzar un máximo, y luego disminuir. Este punto máximo se considera la longitud óptima debido a que ahí se encuentra la mayor producción de petróleo. Las caídas en las curvas después del punto máximo se deben a que el caudal de petróleo calculado fue determinado por medio de la integración de las ecuaciones de flujo de fluidos en yacimiento y en tubería, teniendo en cuenta ya las pérdidas de presión por fricción que impiden el flujo de fluidos a lo largo de la tubería. Por lo tanto, después del punto máximo a medida que aumenta la longitud de la sección horizontal del pozo las pérdidas de presión por fricción son tan grandes que disminuyen el caudal de petróleo producido, razón por la cual no se recomienda perforar una sección horizontal del pozo mayor a la longitud óptima determinada.

En la **Tabla 11** se muestra la longitud óptima para cada método con base a las anteriores gráficas.

Tabla 11. Longitud óptima para cada método.

Modelos	Longitud óptima (ft)	Caudal Máximo (Bbl/día)
Borisov	3780	1046,59
Renard & Dupuy	3420	974,16
Joshi	3480	935,04
Giger, Reiss & Jourdan	3360	810,39

De acuerdo con los resultados obtenidos en la **Tabla 11** se puede concluir que la longitud óptima depende del método de flujo de fluidos de yacimiento que se elija debido a los diferentes factores que toma en cuenta cada uno de estos para el cálculo del índice de productividad. Así mismo los resultados dependen del modelo de flujo de fluidos en tubería que calcula las pérdidas de presión por fricción, pero como en este caso se empleó solo un modelo de flujo en tubería, las diferencias en la longitud obtenida dependen directamente de los modelos de flujo en yacimiento.

La mayor longitud óptima es la obtenida con el método de Borisov de 3780 ft, mientras que la menor fue la obtenida con el método de Giger, Reiss & Jourdan de 3360 ft. El mayor caudal de petróleo fue el obtenido por el método de Borisov de 1046,59 Bbl/día, mientras que el menor fue el obtenido por el método de Giger, Reiss & Jourdan de 810 Bbl/día. Los demás modelos generan resultados que oscilan dentro de los máximos y mínimos ya descritos. La decisión final del método a emplear queda a elección propia del usuario del programa y los criterios en los cuales se base, siendo necesario tener en cuenta el análisis financiero el cual se explica en el **Capítulo 7**.

A continuación, se muestra en la **Tabla 12** la validación del promedio de las longitudes de sección horizontal determinadas por los diferentes modelos de flujo de fluidos en yacimiento con respecto a la sección horizontal del pozo más largo existente actualmente que es el pozo B, ver **Anexo G**. Con lo cual se puede concluir que los datos obtenidos de diferencia de longitud se obtienen una diferencia en los costos de perforación de 722.723 USD.

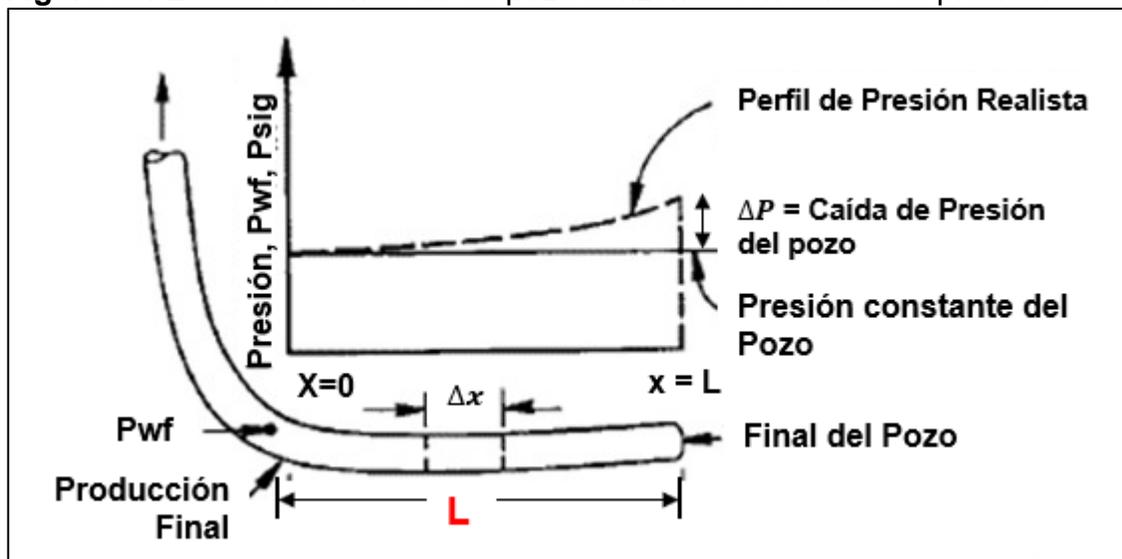
Tabla 12. Validación de la integración.

Longitud sección horizontal pozo existente (ft)	Longitud sección horizontal promedio pozos propuestos (ft)	Diferencia de longitud (ft)	Costo perforación horizontal (USD/ft)	Ahorro (USD)
4167	3510	657	1100	722.723

7. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente los métodos usados en la industria para el cálculo de la longitud óptima de la sección horizontal desprecian factores que influyen en el flujo de fluidos en yacimiento y tubería, considerando dentro de esos la presión de fondo fluuyente constante, la cual en realidad aumenta a medida que aumenta la longitud de la sección horizontal y genera una disminución en la productividad; bajo esta problemática se propone integrar los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en el Pozo tipo T2 del Campo Suria, la integración se desarrolla por medio de una macro creada en Microsoft Excel, la cual calcula la productividad de un pozo horizontal, teniendo en cuenta los factores que la afectan tanto a nivel de yacimiento como a nivel de pozo. Por lo tanto, el presente capítulo tiene como objetivo evaluar la viabilidad financiera de perforar la longitud óptima en este trabajo. La **Figura 56** muestra el estado mecánico general de un pozo horizontal donde se indica la caída de presión con respecto a la longitud de la sección horizontal. (L) que es el principal parámetro a considerar para el análisis financiero.

Figura 56. Estado mecánico de un pozo horizontal con caídas de presión.



Fuente: JOSHI, S.D., Horizontal Well Technology; Penn Well Publication, Tulsa OK, 1991. p. 380. Modificado por los autores.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se tiene en cuenta como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD), una Tasa Interna de Oportunidad (TIO) del 11.1% efectivo anual, que es comúnmente utilizada para los proyectos de inversión desarrollados por la empresa Ecopetrol S.A, el período de evaluación es de diez años con periodos anuales y el indicador financiero usado es el Valor Presente Neto (VPN).

7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

En el presente análisis se determinaron los costos de inversión (CAPEX) evaluado en el pozo horizontal tipo T2 del Campo Suria, se determinaron los costos de operación (OPEX), se establecieron los ingresos a generar con la producción de fluido estimada en el pozo determinado por el modelo y un análisis de impuesto de renta, con el fin de conocer el Valor Presente Neto de cada escenario propuesto.

A continuación, se muestran los costos de perforación para los cuatro modelos de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi, Giger, Reiss & Jourdan, Renard & Dupuy y Borisov en la **Tabla 13**, **Tabla 14**, **Tabla 15** y **Tabla 16** respectivamente.

Tabla 13. Costos de perforación Joshi.

Costos perforación método de Joshi					
Periodo (Año)	Costo de Perforación Fijo (USD)	Longitud Horizontal (ft)	Costo de Perforación Variable Horizontal (USD/ft)	Costo de Perforación Fijo Horizontal (USD)	Costo de Perforación Total (USD)
0	4.000.000	3480	1100	3.828.000	7.828.000

Tabla 14. Costos de perforación Giger, Reiss & Jourdan.

Costos perforación método de Giger, Reiss & Jourdan					
Periodo (Año)	Costo de Perforación Fijo (USD)	Longitud Horizontal (ft)	Costo de Perforación Variable Horizontal (USD/ft)	Costo de Perforación Fijo Horizontal (USD)	Costo de Perforación Total (USD)
0	4.000.000	3360	1100	3.696.000	7.696.000

Tabla 15. Costos de perforación Renard & Dupuy.

Costos perforación método de Renard & Dupuy					
Periodo (Año)	Costo de Perforación Fijo (USD)	Longitud Horizontal (ft)	Costo de Perforación Variable Horizontal (USD/ft)	Costo de Perforación Fijo Horizontal (USD)	Costo de Perforación Total (USD)
0	4.000.000	3420	1100	3.762.000	7.762.000

Tabla 16. Costos de perforación Borisov.

Costos perforación método de Borisov					
Periodo (Año)	Costo de Perforación Fijo (USD)	Longitud Horizontal (ft)	Costo de Perforación Variable Horizontal (USD/ft)	Costo de Perforación Fijo Horizontal (USD)	Costo de Perforación Total (USD)
0	4.000.000	3780	1.100	4.158.000	8.158.000

7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación corresponden a los desembolsos asociados con la ejecución de un proyecto, tales como lo son: el mantenimiento de equipos, costos de combustibles, remediación de trabajos, alquiler de equipos, energía y otros costos de funcionamiento indispensables para la operación del proyecto.

En la **Tabla 17** se muestran los costos de levantamiento, transporte y tratamiento para el pozo tipo T2 del Campo Suria

Tabla 17. Costos de levantamiento, transporte y tratamiento.

Costo	Valor
Costo de Levantamiento (USD/Bbl)	6
Costo Puesto en Puerto (USD/Bbl)	9,57
Costo de TTO y TTE (USD/Bbl)	15,57

Fuente: ECOPETROL S. A. Base de parámetros económicos de portafolio 2016-2020.

A continuación, en la **Tabla 17**, **Tabla 19**, **Tabla 21**, y **Tabla 23** se presenta la producción esperada y en las **Tabla 18**, **Tabla 20**, **Tabla 22**, y **Tabla 24** los costos de operación asociados para un periodo de 10 años de operación del Pozo Tipo T2 para cada uno de los cuatro métodos de flujo de fluidos en yacimiento.

Para determinar la producción esperada de petróleo para cada uno de los métodos durante los próximos diez años se utilizó el método de declinación exponencial el cual está dado por la **Ecuación 65**

Ecuación 65. Método de declinación exponencial.

$$Q = Q_0 * e^{-D*t}$$

Fuente: ESCOBAR, Freddy, Fundamentos de Ingeniería de yacimientos: Curvas de declinación.1 Ed. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2000. P. 176.

Donde:

Q: Caudal de petróleo en un periodo de tiempo t (Bbl/día)

Q_0 : Caudal de petróleo en un periodo de tiempo cero o inicial, en este caso se asume como el caudal inicial el mismo caudal máximo obtenido a la longitud óptima para cada método (Bbl/día).

D: Tasa de declinación exponencial de producción por año, se asume un valor constante de 2,31 (años⁻¹).

t: Periodo de tiempo para el cual se quiere calcular el caudal (años).

Tabla 18. Producción Joshi.

Produccion Joshi			
Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Bbl/Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Producción Año Bruto Acumulado (Bbl)
0	0	0	0
1	9.913	301.594	301.594
2	7.513	229.168	530.762
3	5.694	173.241	704.003
4	4.316	131.300	835.303
5	3.271	99.512	934.815
6	2.479	75.615	1.010.430
7	1.879	57.162	1.067.592
8	1.424	43.323	1.110.915
9	1.079	32.835	1.143.749
10	818	24.950	1.168.699

Tabla 19. Costos de operación (OPEX) Joshi.

OPEX método Joshi			
Periodo (Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Costo de Levantamiento (USD/Bbl)	Levantamiento (USD)
0	0	15,57	-
1	301.594	15,57	4.695.820
2	229.168	15,57	3.568.148
3	173.241	15,57	2.697.358
4	131.300	15,57	2.044.336
5	99.512	15,57	1.549.408
6	75.615	15,57	1.177.327
7	57.162	15,57	890.006
8	43.323	15,57	674.538
9	32.835	15,57	511.234
10	24.950	15,57	388.465

Tabla 20. Producción Giger, Reiss & Jourdan.**Produccion Giger, Reiss & Jourdan**

Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Bbl/Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Producción Año Bruto Acumulado (Bbl)
0	0	0	0
1	8.592	261.389	261.389
2	6.512	198.618	460.008
3	4.935	150.146	610.154
4	3.740	113.796	723.950
5	2.835	86.247	810.197
6	2.149	65.535	875.732
7	1.628	49.542	925.274
8	1.234	37.548	962.821
9	935	28.457	991.279
10	709	21.624	1.012.902

Tabla 21. Costos de operación (OPEX) Giger, Reiss & Jourdan.**OPEX método Giger, Reiss & Jourdan**

Periodo (Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Costo de Levantamiento (USD/Bbl)	Levantamiento (USD)
0	0	15,57	-
1	261.389	15,57	4.069.831
2	198.618	15,57	3.092.486
3	150.146	15,57	2.337.779
4	113.796	15,57	1.771.810
5	86.247	15,57	1.342.860
6	65.535	15,57	1.020.380
7	49.542	15,57	771.361
8	37.548	15,57	584.617
9	28.457	15,57	443.083
10	21.624	15,57	336.679

Tabla 22. Producción Renard & Dupuy.

Produccion Renard & Dupuy			
Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Bbl/Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Producción Año Bruto Acumulado (Bbl)
0	0	0	0
1	10.328	314.214	314.214
2	7.828	238.757	552.971
3	5.933	180.490	733.461
4	4.496	136.794	870.255
5	3.408	103.676	973.931
6	2.583	78.779	1.052.710
7	1.957	59.553	1.112.264
8	1.484	45.136	1.157.399
9	1.124	34.208	1.191.608
10	852	25.994	1.217.601

Tabla 23. Costos de operación (OPEX) Renard & Dupuy.

OPEX método Renard & Dupuy			
Periodo (Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Costo de Levantamiento (USD/Bbl)	Levantamiento (USD)
0	0	15,57	-
1	314.214	15,57	4.892.311
2	238.757	15,57	3.717.453
3	180.490	15,57	2.810.226
4	136.794	15,57	2.129.878
5	103.676	15,57	1.614.241
6	78.779	15,57	1.226.591
7	59.553	15,57	927.247
8	45.136	15,57	702.763
9	34.208	15,57	532.626
10	25.994	15,57	404.719

Tabla 24. Producción Borisov.

Produccion Borisov			
Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Bbl/Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Producción Año Bruto Acumulado (Bbl)
0	0	0	0
1	11.096	337.575	337.575
2	8.410	256.508	594.083
3	6.374	193.909	787.992
4	4.831	146.964	934.956
5	3.661	111.384	1.046.340
6	2.775	84.636	1.130.976
7	2.103	63.981	1.194.957
8	1.594	48.491	1.243.449
9	1.208	36.752	1.280.201
10	916	27.926	1.308.127

Tabla 25. Costos de operación (OPEX) Borisov.

OPEX método Borisov			
Periodo (Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Costo de Levantamiento (USD/Bbl)	Levantamiento (USD)
0	0	15,57	-
1	337.575	15,57	5.256.040
2	256.508	15,57	3.993.835
3	193.909	15,57	3.019.158
4	146.964	15,57	2.288.228
5	111.384	15,57	1.734.255
6	84.636	15,57	1.317.784
7	63.981	15,57	996.185
8	48.491	15,57	755.012
9	36.752	15,57	572.226
10	27.926	15,57	434.809

7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Dentro de esta sección se determinan los ingresos que puede percibir la compañía durante los diez períodos evaluados a partir de las ventas de los barriles de crudo producidos por la producción del Pozo Tipo T2 propuesto, con el objetivo de establecer de forma correcta los ingresos generados en cada sistema se hace necesario considerar el precio de venta del crudo.

7.3.1 Precio de venta del crudo. Debido a las diferencias en las gravedades API del crudo producido en el Campo Suria. El precio referencia que se tomo fue de 55.0

USD/Bbl (perteneiente al crudo Brent de 45° API a noviembre de 2017) aplicando un castigo sobre el precio de referencia. Ver **Tabla 26**.

A continuación, se muestra el método de cálculo BLEND para ajuste del campo Suria, ver **Ecuación 66**.

Ecuación 66. Método de cálculo BLEND Suria.

$$BLEND \left(\frac{USD}{Bbl} \right) = BRENDT \left(\frac{USD}{Bbl} \right) - 10 \left(\frac{USD}{Bbl} \right)$$

Fuente: ECOPETROL S. A. Base de parámetros económicos de portafolio 2016-2020.

Tabla 26. Precio de venta.

Descripción	Precio (USD/Bbl)
Precio de Referencia BRENDT (USD/Bbl)	55,00
Precio de Referencia BLEND SURIA (USD/Bbl)	45,00
Costo por Calidad (USD/Bbl)	0,63
Precio con Descuento por Calidad (USD/Bbl)	44,37

Fuente: ECOPETROL S. A. Base de parámetros económicos de portafolio 2016-2020.

7.3.2 Regalías. Para determinar la producción neta de petróleo de un campo en el país es primordial descontar las regalías que el Estado Colombiano recibe por el uso del subsuelo para la explotación de hidrocarburos, de acuerdo a la información suministrada por la compañía el porcentaje de regalías para este campo corresponde al mostrado en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Porcentaje de Regalías.

Regalías Incremental	8 %
-----------------------------	-----

Fuente: ECOPETROL S. A. Base de parámetros económicos de portafolio 2016-2020.

A continuación, en la **Tabla 28** se muestra la producción neta esperada para el método de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi, y en la **Tabla 29**, los ingresos esperados a partir de las ventas de barriles de crudo, para el mismo método.

Tabla 28. Producción neta para el método de Joshi.

Producción neta método Joshi				
Periodo (Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Regalías Incremental	Regalías (Bbl)	Producción Año Neto (Bbl)
0	0	8%	0	0
1	301.594	8%	24.128	277.467
2	229.168	8%	18.333	210.835
3	173.241	8%	13.859	159.381
4	131.300	8%	10.504	120.796
5	99.512	8%	7.961	91.551
6	75.615	8%	6.049	69.566
7	57.162	8%	4.573	52.589
8	43.323	8%	3.466	39.857
9	32.835	8%	2.627	30.208
10	24.950	8%	1.996	22.954

Tabla 29. Ingresos para el método de Joshi.

Ingresos método Joshi			
Periodo (Año)	Precio de referencia (USD/Bbl)	Producción Año Neto (Bbl)	Ingresos (USD)
0	44,37	0	-
1	44,37	277.467	12.311.192
2	44,37	210.835	9.354.736
3	44,37	159.381	7.071.756
4	44,37	120.796	5.359.704
5	44,37	91.551	4.062.135
6	44,37	69.566	3.086.639
7	44,37	52.589	2.333.359
8	44,37	39.857	1.768.459
9	44,37	30.208	1.340.321
10	44,37	22.954	1.018.451

A continuación, en la **Tabla 30** se muestra la producción neta esperada para el método de flujo de fluidos en yacimiento de Giger, Reiss & Jourdan, y en la **Tabla 31**, los ingresos esperados a partir de las ventas de barriles de crudo, para el mismo método.

Tabla 30. Producción neta para el método de Giger, Reiss & Jourdan.**Producción neta método Giger, Reiss & Jourdan**

Periodo (Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Regalías Incremental	Regalías (Bbl)	Producción Año Neto (Bbl)
0	0	8%	0	0
1	261.389	8%	20.911	240.478
2	198.618	8%	15.889	182.729
3	150.146	8%	12.012	138.135
4	113.796	8%	9.104	104.693
5	86.247	8%	6.900	79.347
6	65.535	8%	5.243	60.292
7	49.542	8%	3.963	45.578
8	37.548	8%	3.004	34.544
9	28.457	8%	2.277	26.181
10	21.624	8%	1.730	19.894

Tabla 31. Ingresos para el método de Giger, Reiss & Jourdan.**Ingresos método Giger, Reiss & Jourdan**

Periodo (Año)	Precio de referencia (USD/Bbl)	Producción Año Neto (Bbl)	Ingresos (USD)
0	44,37	0	-
1	44,37	240.478	10.670.015
2	44,37	182.729	8.107.677
3	44,37	138.135	6.129.036
4	44,37	104.693	4.645.214
5	44,37	79.347	3.520.621
6	44,37	60.292	2.675.166
7	44,37	45.578	2.022.304
8	44,37	34.544	1.532.710
9	44,37	26.181	1.161.645
10	44,37	19.894	882.683

A continuación, en la **Tabla 32** se muestra la producción neta esperada para el método de flujo de fluidos en yacimiento de Renard & Dupuy, y en la **Tabla 33**, los ingresos esperados a partir de las ventas de barriles de crudo, para el mismo método.

Tabla 32. Producción neta para el método de Renard & Dupuy.

Producción neta método Renard & Dupuy				
Periodo (Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Regalías Incremental	Regalías (Bbl)	Producción Año Neto (Bbl)
0	0	8%	0	0
1	314.214	8%	25.137	289.077
2	238.757	8%	19.101	219.657
3	180.490	8%	14.439	166.051
4	136.794	8%	10.943	125.850
5	103.676	8%	8.294	95.382
6	78.779	8%	6.302	72.477
7	59.553	8%	4.764	54.789
8	45.136	8%	3.611	41.525
9	34.208	8%	2.737	31.472
10	25.994	8%	2.079	23.914

Tabla 33. Ingresos para el método de Renard & Dupuy.

Ingresos método Renard & Dupuy			
Periodo (Año)	Precio de referencia (USD/Bbl)	Producción Año Neto (Bbl)	Ingresos (USD)
0	44,37	0	-
1	44,37	289.077	12.826.338
2	44,37	219.657	9.746.172
3	44,37	166.051	7.367.664
4	44,37	125.850	5.583.974
5	44,37	95.382	4.232.110
6	44,37	72.477	3.215.795
7	44,37	54.789	2.430.995
8	44,37	41.525	1.842.458
9	44,37	31.472	1.396.405
10	44,37	23.914	1.061.067

A continuación, en la **Tabla 34** se muestra la producción neta esperada para el método de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov, y en la **Tabla 35**, los ingresos esperados a partir de las ventas de barriles de crudo, para el mismo método.

Tabla 34. Producción neta para el método de Borisov.

Producción neta método Borisov				
Periodo (Año)	Producción Año Bruto (Bbl)	Regalías Incremental	Regalías (Bbl)	Producción Año Neto (Bbl)
0	0	8%	0	0
1	337.575	8%	27.006	310.569
2	256.508	8%	20.521	235.988
3	193.909	8%	15.513	178.396
4	146.964	8%	11.757	135.207
5	111.384	8%	8.911	102.474
6	84.636	8%	6.771	77.865
7	63.981	8%	5.118	58.863
8	48.491	8%	3.879	44.612
9	36.752	8%	2.940	33.812
10	27.926	8%	2.234	25.692

Tabla 35. Ingresos para el método de Borisov.

Ingresos método Borisov			
Periodo (Año)	Precio de referencia (USD/Bbl)	Producción Año Neto (Bbl)	Ingresos (USD)
0	44,37	0	-
1	44,37	310.569	13.779.940
2	44,37	235.988	10.470.772
3	44,37	178.396	7.915.429
4	44,37	135.207	5.999.127
5	44,37	102.474	4.546.755
6	44,37	77.865	3.454.880
7	44,37	58.863	2.611.733
8	44,37	44.612	1.979.440
9	44,37	33.812	1.500.223
10	44,37	25.692	1.139.954

7.4 IMPUESTO DE RENTA

El impuesto sobre la renta es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Es de orden nacional, porque tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación. **Tabla 36.**

Tabla 36. Impuesto de renta.

Regalías Incremental	33 %
-----------------------------	-------------

Fuente: ECOPEL S. A. Base de parámetros económicos de portafolio 2016-2020.

7.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera de este proyecto, se realiza teniendo en cuenta el Valor Presente Neto (VPN) como indicador financiero, con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11.1% efectivo anual y se hace para un solo pozo.

7.5.1 Valor presente neto (VPN). “Es el equivalente en valores actuales de todos los ingresos y egresos presentes y futuros que constituyen el proyecto”⁸⁶.

El VPN se determina por medio de la **Ecuación 67**, ilustrada a continuación.

Ecuación 67. Valor presente neto.

$$VPN = \sum \frac{F}{(1+i)^n} - A$$

Fuente: Osisanya, Samuel O. “Economic Analysis of Horizontal Wells”; p. 3.

Donde:

VPN: Valor presente neto.

F: Corresponde al valor de flujo de caja neto.

A: Costos de perforación y completamiento del pozo

i: Tasa de interés.

n: Número de periodo.

De acuerdo al resultado obtenido, el VPN se puede analizar bajo los siguientes criterios:

- Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y puede ser aceptado, implica que el proyecto arroja beneficios aun después de recuperar el dinero invertido.
- Si $VPN < 0$, el proyecto no es rentable, es decir, no necesariamente habrá ingresos netos positivos, además los ingresos que se generen no alcanzan a compensar los costos e inversiones realizadas.
- Si $VPN = 0$, la aplicación del proyecto es indiferente, puesto que arrojará beneficios que alcanzaran a compensar únicamente el capital invertido.⁸⁷

⁸⁶ VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión.1988. p.67.

⁸⁷ Osisanya, Samuel O. “Economic Analysis of Horizontal Wells”, SPE-37495-MS, presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 1997. DOI: 10.2118/37495-MS

Para calcular el Valor Presente Neto (VPN) de este proyecto se estableció una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11.1% efectivo anual, la cual es empleada en los proyectos de inversión de la compañía, como se mencionó al inicio del capítulo, se utiliza como unidad monetaria el dólar y un tiempo de validez de diez años por períodos anuales.

7.5.2 Flujo de Caja. Para determinar el valor presente neto (VPN) es necesario determinar los flujos de caja, los cuales son los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un periodo dado, en este caso para un periodo de 10 años.

A continuación, se muestran los flujos de caja para los cuatro métodos de flujo de fluidos en tubería de Joshi, Giger, Reiss & Jourdan, Renard & Dupuy y Borisov en la **Tabla 37**, **Tabla 38**, **Tabla 39**, y **Tabla 40** respectivamente.

Tabla 37. Flujo de caja para el método de Joshi.

Flujo de caja método Joshi									
Periodo (Año)	Ingresos (USD)	OPEX (USD)	Utilidad Operativa (USD)	CAPEX (USD)	Amortización (USD)	Utilidad Antes De Impuestos (USD)	Impuestos (USD) (33%)	Flujo De Caja (USD)	Flujo De Caja Acumulado (USD)
0	-	-	-	-7.828.000	-	-	-	-7.828.000	-7.828.000
1	12.311.192	-4.695.820	7.615.372	-	-2.020.092	5.595.280	-1.846.443	5.768.930	-2.059.070
2	9.354.736	-3.568.148	5.786.587	-	-1.534.979	4.251.608	-1.403.031	4.383.557	2.324.486
3	7.071.756	-2.697.358	4.374.398	-	-1.160.375	3.214.023	-1.060.628	3.313.770	5.638.256
4	5.359.704	-2.044.336	3.315.369	-	-879.451	2.435.917	-803.853	2.511.516	8.149.772
5	4.062.135	-1.549.408	2.512.728	-	-666.539	1.846.189	-609.242	1.903.485	10.053.258
6	3.086.639	-1.177.327	1.909.312	-	-506.474	1.402.838	-462.937	1.446.375	11.499.633
7	2.333.359	-890.006	1.443.353	-	-382.871	1.060.482	-349.959	1.093.394	12.593.026
8	1.768.459	-674.538	1.093.921	-	-290.179	803.742	-265.235	828.686	13.421.713
9	1.340.321	-511.234	829.086	-	-219.928	609.159	-201.022	628.064	14.049.777
10	1.018.451	-388.465	629.986	-	-167.113	462.873	-152.748	477.238	14.527.015

Tabla 38. Flujo de caja para el método de Giger, Reiss & Jourdan.**Flujo de caja método Giger, Reiss & Jourdan**

Periodo (Año)	Ingresos (USD)	OPEX (USD)	Utilidad Operativa (USD)	CAPEX (USD)	Amortización (USD)	Utilidad Antes de Impuestos (USD)	Impuestos (USD) (33%)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Acumulado (USD)
0	-	-	-	-7.696.000	-	-	-	-7.696.000	-7.696.000
1	10.670.015	-4.069.831	6.600.184	-	-1.986.028	4.614.156	-1.522.672	5.077.513	-2.618.487
2	8.107.677	-3.092.486	5.015.191	-	-1.509.096	3.506.095	-1.157.011	3.858.179	1.239.692
3	6.129.036	-2.337.779	3.791.257	-	-1.140.808	2.650.449	-874.648	2.916.609	4.156.300
4	4.645.214	-1.771.810	2.873.404	-	-864.622	2.008.783	-662.898	2.210.506	6.366.807
5	3.520.621	-1.342.860	2.177.762	-	-655.299	1.522.462	-502.413	1.675.349	8.042.155
6	2.675.166	-1.020.380	1.654.786	-	-497.933	1.156.852	-381.761	1.273.024	9.315.180
7	2.022.304	-771.361	1.250.943	-	-376.415	874.528	-288.594	962.349	10.277.528
8	1.532.710	-584.617	948.093	-	-285.286	662.807	-218.726	729.367	11.006.895
9	1.161.645	-443.083	718.563	-	-216.219	502.344	-165.773	552.789	11.559.684
10	882.683	-336.679	546.004	-	-164.295	381.709	-125.964	420.040	11.979.725

Tabla 39. Flujo de caja para el método de Renard & Dupuy.**Flujo de caja método Renard & Dupuy**

Periodo (Año)	Ingresos (USD)	OPEX (USD)	Utilidad Operativa (USD)	CAPEX (USD)	Amortización (USD)	Utilidad Antes de Impuestos (USD)	Impuestos (USD) (33%)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Acumulado (USD)
0	-	-	-	-7.762.000	-	-	-	-7.762.000	-7.762.000
1	12.826.338	-4.892.311	7.934.028	-	-2.003.060	5.930.968	-1.957.219	5.976.808	-1.785.192
2	9.746.172	-3.717.453	6.028.720	-	-1.522.037	4.506.682	-1.487.205	4.541.515	2.756.323
3	7.367.664	-2.810.226	4.557.439	-	-1.150.591	3.406.848	-1.124.260	3.433.179	6.189.502
4	5.583.974	-2.129.878	3.454.096	-	-872.036	2.582.060	-852.080	2.602.016	8.791.518
5	4.232.110	-1.614.241	2.617.869	-	-660.919	1.956.951	-645.794	1.972.076	10.763.594
6	3.215.795	-1.226.591	1.989.204	-	-502.203	1.487.001	-490.710	1.498.494	12.262.088
7	2.430.995	-927.247	1.503.748	-	-379.643	1.124.105	-370.955	1.132.793	13.394.881
8	1.842.458	-702.763	1.139.695	-	-287.732	851.963	-281.148	858.547	14.253.429
9	1.396.405	-532.626	863.778	-	-218.073	645.705	-213.083	650.696	14.904.124
10	1.061.067	-404.719	656.347	-	-165.704	490.643	-161.912	494.435	15.398.559

Tabla 40. Flujo de caja para el método de Borisov.

Flujo de caja método Borisov									
Periodo (Año)	Ingresos (USD)	OPEX (USD)	Utilidad Operativa (USD)	CAPEX (USD)	Amortización (USD)	Utilidad Antes de Impuestos (USD)	Impuestos (USD) (33%)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Acumulado (USD)
0	-	-	-	-8.158.000	-	-	-	-8.158.000	-8.158.000
1	13.779.940	-5.256.040	8.523.900	-	-2.105.251	6.418.648	-2.118.154	6.405.746	-1.752.254
2	10.470.772	-3.993.835	6.476.938	-	-1.599.688	4.877.249	-1.609.492	4.867.445	3.115.191
3	7.915.429	-3.019.158	4.896.271	-	-1.209.292	3.686.979	-1.216.703	3.679.568	6.794.759
4	5.999.127	-2.288.228	3.710.898	-	-916.526	2.794.372	-922.143	2.788.755	9.583.514
5	4.546.755	-1.734.255	2.812.500	-	-694.638	2.117.863	-698.895	2.113.606	11.697.120
6	3.454.880	-1.317.784	2.137.096	-	-527.825	1.609.271	-531.060	1.606.036	13.303.156
7	2.611.733	-996.185	1.615.548	-	-399.011	1.216.536	-401.457	1.214.091	14.517.247
8	1.979.440	-755.012	1.224.428	-	-302.412	922.016	-304.265	920.163	15.437.410
9	1.500.223	-572.226	927.998	-	-229.199	698.799	-230.604	697.394	16.134.804
10	1.139.954	-434.809	705.145	-	-174.158	530.987	-175.226	529.919	16.664.723

7.5.3 Evaluación con el indicador VPN. Después de calcular los flujos de efectivo para cada periodo de los 10 años de estudio, se procede a determinar el valor presente neto (VPN) por medio de la Ecuación 67. De esta forma se evalúa financieramente el proyecto para el Pozo Tipo T2 con cada uno de los métodos de flujo de fluidos en yacimiento para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal. Los resultados se muestran a continuación en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Resultados Económicos

Modelo	VPN (USD)
Metodo de Joshi	8.926.225
Metodo de Giger, Reiss & Jourdan	7.057.241
Metodo de Renard & Dupuy	9.592.910
Metodo de Borisov	10.441.013

7.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero el modelo de flujo de fluidos en yacimiento más rentable para la compañía es el modelo de Borisov porque generó el mayor beneficio en términos del indicador del valor presente neto (VPN), lo cual garantizará el mayor flujo de efectivo para la compañía tras un periodo de 10 años. Adicionalmente el proyecto se considera atractivo y viable, porque indiferentemente del modelo de flujo de fluidos en yacimiento que se elija, todos generan un valor presente neto mayor a cero, que facilita la decisión de elección de cualquiera de las alternativas.

8. CONCLUSIONES

- Las características petrofísicas del Campo Suria, lo hacen viable para su desarrollo y explotación mediante pozos horizontales, debido a factores como su mecanismo de producción primaria por acuífero activo, permeabilidades alrededor de 300 mD y un espesor de arenas netas petrolíferas de la unidad litoestratigráfica T2 de 60 pies.
- Actualmente la implementación de pozos horizontales en el desarrollo y explotación en campos petroleros ha generado múltiples ventajas y beneficios como lo son mayor área de drenaje con un número menor de pozos, acceso a unidades litoestratigráficas de difícil acceso por métodos tradicionales y mayores recobros cuando se combina con tecnologías de estimulación y levantamiento.
- El modelo de flujo de fluidos de Borisov al ser planteado para un yacimiento anisotrópico no tiene en cuenta la permeabilidad vertical del yacimiento por lo cual sobreestima un poco los valores de producción determinados por medio de su desarrollo.
- Es necesario una correcta caracterización de un pozo tipo por medio de una interpretación acertada de los parámetros de estudio de pozos similares en el mismo yacimiento para la obtención de resultados más exactos.
- El método de completamiento más utilizado en los pozos horizontales del Campo Suria es liner ranurado debido a sus ventajas en yacimientos con producción de arena, permitiendo su control, y facilitando la inserción de herramientas para trabajos posteriores.
- Teniendo en cuenta las propiedades de la sección horizontal y realizando una corrección del radio de pozo y el radio efectivo de drenaje horizontal, se logra obtener un valor más preciso y acertado en el cálculo de los índices de productividad necesarios para determinar los caudales de agua y petróleo.
- La correlación de Beggs and Brill es una de las pocas correlaciones que modela el flujo de fluidos en tubería para todos los patrones de flujo encontrados en las operaciones de petróleo y gas, para pozos tanto verticales como horizontales, incluyendo flujo de fluido de dos fases, siendo de gran aplicabilidad en los diferentes casos que se pueden encontrar en la perforación de un pozo.
- La integración de modelos de fluidos de yacimiento y tubería para la determinación de los caudales producidos en el Pozo Tipo T2 permitió obtener una predicción más adecuada de la longitud de la sección horizontal, debido a que se tuvo en cuenta las pérdidas de presión por fricción en la tubería.

- De acuerdo a los resultados obtenidos con el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Joshi, con una longitud óptima final de la sección horizontal de 3480 ft y un caudal máximo de petróleo producido de 935,04 Bbl/d, se demuestra que no siempre a mayor longitud de la sección horizontal se obtendrá una mayor producción de petróleo, ya que otros métodos como el de Renard & Dupuy que sugieren una menor longitud de la sección horizontal de 3420 ft generan una mayor producción de petróleo de 974,16 Bbl/día.
- El alto valor de caudal máximo producido (1046,59 Bbl/día) determinado por el modelo de flujo de fluidos en yacimiento de Borisov con respecto a los demás métodos, puede ser consecuencia a que este modelo a diferencia de los otros, no tiene en cuenta la anisotropía como un factor de influencia en el flujo de fluidos en yacimiento, ya que el modelo está dado para un yacimiento isotrópico, donde la permeabilidad horizontal (K_h) y la permeabilidad vertical (K_v) son iguales.
- Desde el punto de vista técnico, teniendo en cuenta los factores de influencia en el flujo de fluidos en yacimientos que tienen en cuenta los diferentes modelos se considera que el mejor modelo es el de Renard - Dupuy porque incluye los mismos parámetros físicos que los demás, genera el mayor valor de caudal máximo, y adicionalmente su valor presente neto es el segundo más alto después del modelo de Borisov.
- Desde el punto de vista financiero, el proyecto se considera atractivo para la compañía porque todos los cuatro modelos de flujo de fluidos en yacimiento integrados con el modelo de fluidos en tubería, generaron un valor presente neto (VPN) mayor a 1 lo cual significa que el proyecto arroja beneficios aun después de recuperar el dinero invertido.
- El modelo de Borisov es el modelo de flujo de fluidos en yacimiento que generó más rentabilidad desde el punto de vista financiero ya que genera un mayor valor presente neto con respecto a los otros modelos de flujo de fluidos en tubería, con una longitud óptima final de la sección horizontal de 3780 ft y un caudal máximo de petróleo producido de 1046,59 Bbl/día
- El modelo de Giger, Reiss & Jourdan es el modelo de flujo de fluidos en yacimiento que genero menos rentabilidad desde el punto de vista financiero ya que genera el menor valor presente neto con respecto a los otros modelos de flujo de fluidos en tubería, con una longitud óptima final de la sección horizontal de 3360 ft y un caudal máximo de petróleo producido de 810,39 bbl/día.
- Teniendo en cuenta el indicador financiero del valor presente neto (VPN), los modelos de flujo de fluidos en yacimiento que generan una mayor rentabilidad, de mayor a menor son respectivamente Borisov, Joshi, Renard-Dupuy y Giger.

9. RECOMENDACIONES

- Incluir otros modelos de flujo de fluidos en yacimiento que se adapten a las condiciones del yacimiento para integrarlos con el modelo de flujo de fluidos en tubería y poder comparar los resultados con los obtenidos por la integración de los modelos desarrollados en este trabajo.
- Realizar una simulación numérica para la determinación de los caudales de petróleo producidos a diferentes longitudes de sección horizontal, para determinar así una longitud de sección horizontal óptima a la cual se genere el mayor caudal y posteriormente compararla con las longitudes óptimas obtenidas en este trabajo.
- Realizar una prueba piloto de la perforación de la sección horizontal de un pozo horizontal con base en los resultados obtenidos con el desarrollo de la integración y la longitud de la sección horizontal óptima.
- Evaluar financieramente la implementación del uso del software desarrollado en Microsoft Excel con respecto a los costos de la perforación de pozos horizontales convencionales.
- Identificar otros factores que influyen en el flujo de fluidos en yacimiento y no fueron tenidos en cuenta en los modelos de flujo de fluidos en yacimiento, considerando las implicaciones directas con la producción del pozo.
- Determinar la influencia del método de levantamiento artificial en la productividad de un pozo horizontal perforado con una longitud de la sección horizontal igual a la longitud óptima determinada por medio del software desarrollado en Microsoft Excel.
- Determinar la influencia de los métodos de recuperación secundaria y mejorada sobre la productividad de un pozo horizontal perforado con una longitud de la sección horizontal igual a la longitud óptima determinada por medio del software desarrollado en Microsoft Excel.
- Incluir el diseño de las facilidades de producción en el análisis financiero para un pozo horizontal perforado con una longitud de su sección horizontal igual a la longitud óptima determinada por medio del software desarrollado en Microsoft Excel.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Llanos Orientales. 2012.

AHMED, Tarek., MCKINNEY P.D., Advanced Reservoir Engineering. Elsevier Inc. Burlington: 2005, p. 356-361. ISBN: 0-7506-7733-3

ANH. Estadísticas de Producción. Producción Fiscalizada Crudo 2017 [en línea] [19 de octubre de 2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales. 2012. p. 52

BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá: 2007.

BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Maracaibo: 1996.

BATES, Robert., JACKSON, Julia. Glossary of Geology. 5th edition: America Geological Institute, 2005.

BRILL, James P. BEGGS, Howard Dale. Two-phase flow in pipes. United State of América, 1991. p.189.

BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Method. Volumen1. 1980. p. 415. CRAFT, B. C., HAWKINS M. F. Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Madrid: Editorial TECNOS, S.A, 1977.

CHAPRA. Steven, CANALE, Raymond. Métodos numéricos para ingenieros p.154-155.

DE PORTA J. Amérique latine, Volume V, fascicule 4 b, Colombie (deuxième partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973.

ECOPETROL S. A. Base de datos. Software OFM. 2004.

ECOPETROL S. A. Base de parámetros económicos de portafolio 2016-2020.

ECOPETROL. Desarrollo petrolero departamento del Meta. [en línea]. [18 octubre de 2017] Disponible en: <https://es.slideshare.net/alexandergutierrez10/petroleos-ecopetrol>.

ECOPETROL S. A. Desarrollo de Campos Gerencia de estrategia de yacimientos. 2014.

ECOPETROL S. A. Plan desarrollo del yacimiento Bloque Apiay-Ariri.

ECOPETROL S. A. Presentacion GDA. 2014.

ECOPETROL S. A. Laboratorio de Análisis PVT. ESTUDIO PVT SURIA 8 (SAN FERNANDO T2). 2008.

EL TIEMPO. Campos Petrolero de Colombia [en línea]. [18 octubre de 2017] Disponible en: <http://www.eltiempo.com/economia/sectores/los-20-campos-petroleros-de-colombia-con-mayor-produccion-84750>.

ESCOBAR, Freddy, Fundamentos de Ingeniería de yacimientos: Curvas de declinación. 1 Ed. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2000. p.176.

FEKETE. Pressure Loss Correlations [En línea]. 2013. [1 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/virtuwell/webhelp/c-te-pressdrop.htm>.

GONZÁLEZ, Katherine y GONZÁLEZ, Lesly. Diseño conceptual del proceso de inyección de agua para los Campos Apiay y Suria en el Yacimiento K-1. Trabajo de grado (Ingenieras de petróleos). Bogotá D. C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2005.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajo de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 1998.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 1998.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998.

JOSHI, Sada. Cost/Benefits of Horizontal Wells. SPE 83621. 2003.

JOSHI, Sada. Horizontal Well Technology. Tulsa: Penn Well Publication, 1991.

JULIVERT M. Amérique latine, volume v, fascicule 4A, Colombie (première partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973.

LYONS W. C., Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. Butterworth-Heinemann. 1996, Vol. 2. p. 522-526. ISBN 0-88415-643-5.

OSISANYA, Samuel O. "Economic Analysis of Horizontal Wells", SPE-37495-MS, presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 1997; p. 1-5. DOI: 10.2118/37495-MS.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en español. Falla Inversa. [en línea]. [28 noviembre 2017.]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/capillary_pressure_curve.aspx

USOMETA. Análisis de la industria petrolera en el meta [en línea]. [18 octubre de 2017]. Disponible en: <http://www.usometa.com.co/index.php/58-analisis-de-la-industria-petrolera-en-el-meta>.

ANEXOS

ANEXO A.
DATOS DE CAUDALES DE PETRÓLEO OBTENIDOS POR LOS MODELOS DE FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO DE BORISOV, GIGER, JOSHI Y DUPUY PARA DIFERENTES LONGITUDES DE SECCIÓN HORIZONTAL PARA EL POZO TIPO T2.

Longitud de la sección horizontal del Pozo T2 (ft)	Qo (Bbl/día) BORISOV	Qo (Bbl/día) GIGER	Qo (Bbl/día) JOSHI	Qo (Bbl/día) DUPUY
30	94	67	67	83
60	122	91	91	110
90	147	112	112	134
120	169	131	131	155
150	189	149	149	174
180	207	165	166	192
210	225	181	181	209
240	241	196	196	225
270	257	210	211	240
300	272	224	225	255
330	287	238	238	269
360	301	251	251	283
390	315	263	264	296
420	328	275	276	309
450	341	287	288	322
480	354	299	300	335
510	366	310	312	347
540	379	321	324	359
570	391	332	335	371
600	403	343	346	383
630	415	354	357	394
660	426	364	368	406
690	438	374	379	417
720	449	384	389	428
750	461	394	400	439
780	472	404	410	450
810	483	414	421	461
840	494	423	431	472
870	505	433	441	482
900	516	442	451	493
930	526	451	461	503
960	537	460	471	514
990	548	469	481	524

Longitud de la sección horizontal del Pozo T2 (ft)	Qo (Bbl/día) BORISOV	Qo (Bbl/día) GIGER	Qo (Bbl/día) JOSHI	Qo (Bbl/día) DUPUY
1.020	558	478	491	534
1.050	569	487	501	545
1.080	579	495	510	555
1.110	590	504	520	565
1.140	600	512	530	575
1.170	610	520	539	585
1.200	620	529	549	595
1.230	630	537	558	604
1.260	640	545	567	614
1.290	650	553	577	624
1.320	660	560	586	633
1.350	670	568	595	643
1.380	680	576	604	652
1.410	690	583	613	662
1.440	700	590	622	671
1.470	709	598	631	680
1.500	719	605	640	689
1.530	728	612	649	698
1.560	738	619	657	707
1.590	747	626	666	716
1.620	756	632	674	725
1.650	765	639	683	734
1.680	774	646	691	742
1.710	783	652	699	751
1.740	792	658	708	759
1.770	801	665	716	768
1.800	810	671	724	776
1.830	818	677	732	784
1.860	826	682	739	792
1.890	835	688	747	799
1.920	843	694	755	807
1.950	851	699	762	814
1.980	859	705	769	822
2.010	866	710	776	829
2.040	874	715	783	836
2.070	882	720	790	843
2.100	889	725	797	849

Longitud de la sección horizontal del Pozo T2 (ft)	Qo (Bbl/día) BORISOV	Qo (Bbl/día) GIGER	Qo (Bbl/día) JOSHI	Qo (Bbl/día) DUPUY
2.130	896	730	803	856
2.160	903	734	810	862
2.190	910	739	816	869
2.220	917	743	822	875
2.250	923	747	828	881
2.280	929	751	834	886
2.310	936	755	840	892
2.340	942	759	846	897
2.370	948	763	851	903
2.400	953	766	856	908
2.430	959	770	861	913
2.460	964	773	866	917
2.490	969	776	871	922
2.520	974	779	876	926
2.550	979	782	880	930
2.580	984	785	884	934
2.610	988	787	888	938
2.640	993	790	892	942
2.670	997	792	896	945
2.700	1.001	795	900	949
2.730	1.004	797	903	952
2.760	1.008	799	907	955
2.790	1.011	801	910	957
2.820	1.015	803	913	960
2.850	1.018	804	915	963
2.880	1.021	806	918	965
2.910	1.024	808	921	967
2.940	1.026	809	923	969
2.970	1.029	810	925	971
3.000	1.031	811	927	972
3.030	1.033	812	929	974
3.060	1.035	813	931	975
3.090	1.037	814	933	977
3.120	1.039	815	934	978
3.150	1.041	815	935	979
3.180	1.042	816	937	979
3.210	1.044	816	938	980

Longitud de la sección horizontal del Pozo T2 (ft)	Qo (Bbl/día) BORISOV	Qo (Bbl/día) GIGER	Qo (Bbl/día) JOSHI	Qo (Bbl/día) DUPUY
3.240	1.045	817	939	981
3.270	1.046	817	940	981
3.300	1.047	817	940	982
3.330	1.048	817	941	982
3.360	1.049	817	942	982
3.390	1.050	817	942	982
3.420	1.051	817	942	982
3.450	1.051	817	942	982
3.480	1.052	817	942	981
3.510	1.052	816	942	981
3.540	1.053	816	942	981
3.570	1.053	815	942	980
3.600	1.054	815	942	980
3.630	1.054	814	942	979
3.660	1.054	813	941	978
3.690	1.054	813	941	978
3.720	1.054	812	940	977
3.750	1.054	811	940	976
3.780	1.054	810	939	975
3.810	1.054	809	938	974
3.840	1.054	808	938	973
3.870	1.054	807	937	972
3.900	1.054	806	936	970
3.930	1.054	805	935	969
3.960	1.053	803	934	968
3.990	1.053	802	933	967
4.020	1.053	801	932	965
4.050	1.053	800	931	964
4.080	1.052	798	929	962
4.110	1.052	797	928	961
4.140	1.052	795	927	960
4.170	1.052	794	926	958
4.200	1.051	793	924	956
4.230	1.051	791	923	955
4.260	1.051	790	922	953
4.290	1.051	788	920	952
4.320	1.050	787	919	950

Longitud de la sección horizontal del Pozo T2 (ft)	Qo (Bbl/día) BORISOV	Qo (Bbl/día) GIGER	Qo (Bbl/día) JOSHI	Qo (Bbl/día) DUPUY
4.350	1.050	785	917	949
4.380	1.050	783	916	947
4.410	1.050	782	915	945
4.440	1.050	780	913	944
4.470	1.050	778	912	942
4.500	1.050	777	910	940

ANEXO B.
DATOS DE CAIDAS DE PRESIÓN OBTENIDAS POR EL MÉTODO DE FLUJO
DE FLUIDOS EN TUBERÍA PARA DIFERENTES LONGITUDES DE SECCIÓN
HORIZONTAL PARA EL POZO TIPO T2.

Longitud de la sección horizontal de Pozo T2 (ft)	ΔP BORISOV (Psi)	ΔP GIGER (Psi)	ΔP JOSHI (Psi)	ΔP DUPUY (Psi)
30	2686	2686	2686	2686
60	2686	2686	2686	2686
90	2686	2686	2686	2686
120	2686	2686	2686	2686
150	2686	2686	2686	2686
180	2686	2686	2686	2686
210	2686	2686	2686	2686
240	2686	2686	2686	2686
270	2686	2686	2686	2686
300	2686	2686	2686	2686
330	2686	2686	2686	2686
360	2686	2686	2686	2686
390	2686	2686	2686	2686
420	2686	2686	2686	2686
450	2686	2686	2686	2686
480	2687	2686	2686	2686
510	2687	2686	2686	2687
540	2687	2687	2687	2687
570	2687	2687	2687	2687
600	2687	2687	2687	2687
630	2687	2687	2687	2687
660	2688	2687	2687	2687
690	2688	2687	2687	2688
720	2688	2688	2688	2688
750	2688	2688	2688	2688
780	2689	2688	2688	2689
810	2689	2688	2688	2689
840	2690	2689	2689	2689
870	2690	2689	2689	2690
900	2691	2689	2690	2690
930	2691	2690	2690	2691
960	2692	2690	2690	2691
990	2692	2691	2691	2692

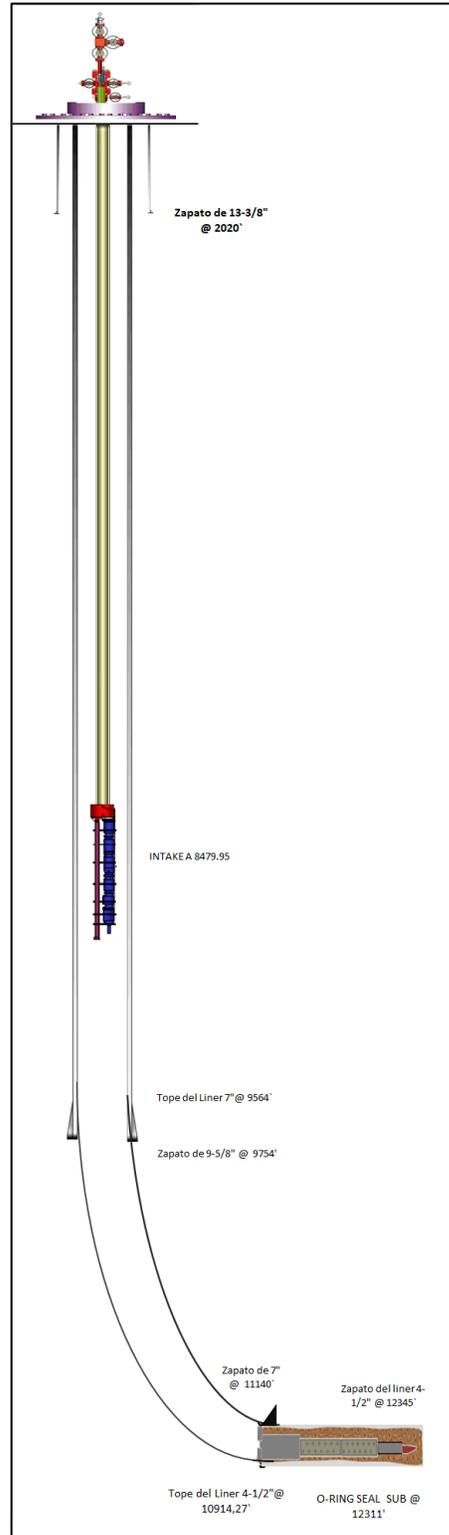
Longitud de la sección horizontal de Pozo T2 (ft)	ΔP BORISOV (Psi)	ΔP GIGER (Psi)	ΔP JOSHI (Psi)	ΔP DUPUY (Psi)
1020	2693	2691	2692	2692
1050	2694	2692	2692	2693
1080	2695	2692	2693	2694
1110	2695	2693	2694	2695
1140	2696	2694	2694	2696
1170	2697	2694	2695	2696
1200	2698	2695	2696	2697
1230	2700	2696	2697	2699
1260	2701	2697	2698	2700
1290	2702	2698	2699	2701
1320	2703	2699	2700	2702
1350	2705	2700	2701	2703
1380	2706	2701	2702	2705
1410	2708	2702	2704	2706
1440	2710	2703	2705	2708
1470	2711	2705	2707	2710
1500	2713	2706	2708	2711
1530	2715	2707	2710	2713
1560	2717	2709	2712	2715
1590	2720	2710	2713	2717
1620	2722	2712	2715	2719
1650	2724	2714	2717	2722
1680	2727	2716	2719	2724
1710	2730	2717	2722	2726
1740	2732	2719	2724	2729
1770	2735	2721	2726	2732
1800	2739	2723	2729	2735
1830	2742	2726	2732	2737
1860	2745	2728	2734	2741
1890	2749	2730	2737	2744
1920	2753	2732	2740	2747
1950	2756	2735	2743	2751
1980	2760	2738	2747	2755
2010	2765	2740	2750	2758
2040	2769	2743	2754	2762
2070	2773	2746	2757	2766
2100	2778	2749	2761	2770

Longitud de la sección horizontal de Pozo T2 (ft)	ΔP BORISOV (Psi)	ΔP GIGER (Psi)	ΔP JOSHI (Psi)	ΔP DUPUY (Psi)
2130	2783	2752	2765	2775
2160	2788	2755	2769	2779
2190	2793	2759	2773	2784
2220	2798	2762	2778	2789
2250	2803	2765	2782	2793
2280	2809	2769	2787	2798
2310	2814	2772	2791	2804
2340	2820	2776	2796	2809
2370	2826	2780	2801	2814
2400	2832	2784	2806	2819
2430	2838	2788	2811	2825
2460	2844	2792	2816	2831
2490	2851	2796	2822	2836
2520	2857	2800	2827	2842
2550	2864	2804	2833	2848
2580	2871	2809	2839	2854
2610	2878	2813	2844	2861
2640	2885	2818	2850	2867
2670	2892	2822	2856	2873
2700	2899	2827	2862	2880
2730	2906	2832	2868	2886
2760	2914	2836	2875	2893
2790	2921	2841	2881	2899
2820	2929	2846	2887	2906
2850	2936	2851	2894	2913
2880	2944	2856	2900	2920
2910	2952	2861	2907	2927
2940	2960	2866	2914	2934
2970	2967	2871	2920	2941
3000	2975	2876	2927	2948
3030	2983	2881	2934	2955
3060	2991	2887	2941	2962
3090	2999	2892	2947	2969
3120	3007	2897	2954	2976
3150	3015	2903	2961	2983
3180	3024	2908	2968	2990
3210	3032	2913	2975	2998

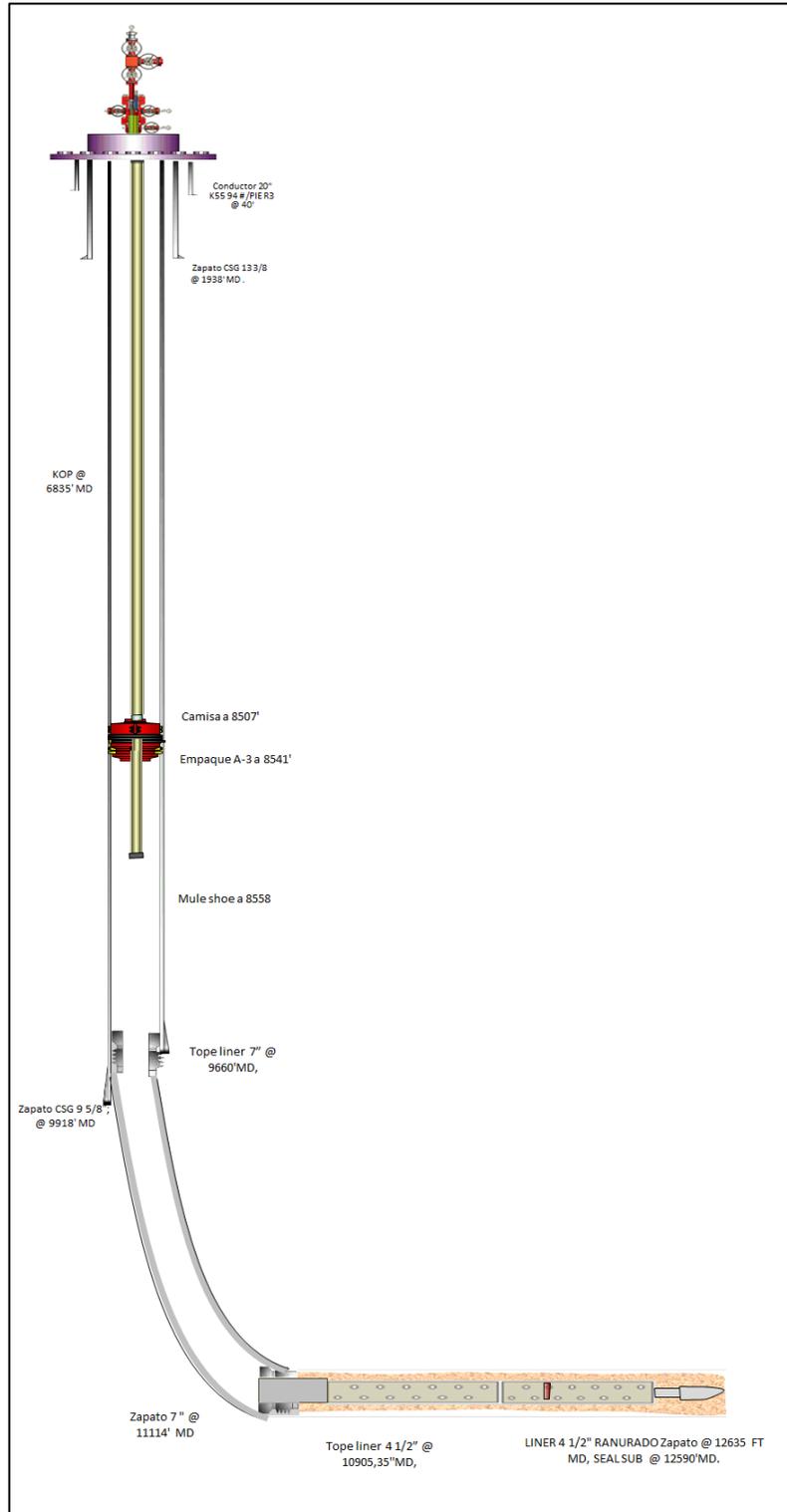
Longitud de la sección horizontal de Pozo T2 (ft)	ΔP BORISOV (Psi)	ΔP GIGER (Psi)	ΔP JOSHI (Psi)	ΔP DUPUY (Psi)
3240	3040	2919	2982	3005
3270	3048	2924	2989	3012
3300	3056	2930	2996	3019
3330	3064	2935	3003	3026
3360	3072	2941	3010	3033
3390	3080	2946	3017	3040
3420	3089	2952	3024	3048
3450	3097	2957	3031	3055
3480	3105	2963	3038	3062
3510	3113	2968	3045	3069
3540	3121	2974	3052	3076
3570	3128	2980	3059	3083
3600	3136	2985	3066	3090
3630	3144	2991	3073	3096
3660	3152	2996	3079	3103
3690	3160	3002	3086	3110
3720	3167	3007	3093	3117
3750	3175	3013	3099	3124
3780	3182	3018	3106	3130
3810	3190	3024	3113	3137
3840	3197	3029	3119	3143
3870	3205	3035	3126	3150
3900	3212	3040	3132	3156
3930	3220	3046	3139	3163
3960	3227	3051	3145	3169
3990	3234	3056	3152	3175
4020	3241	3062	3158	3182
4050	3248	3067	3164	3188
4080	3255	3072	3170	3194
4110	3262	3078	3176	3200
4140	3269	3083	3182	3206
4170	3276	3088	3188	3212
4200	3282	3093	3194	3218
4230	3289	3098	3200	3224
4260	3295	3103	3206	3229
4290	3302	3108	3212	3235
4320	3308	3113	3218	3241

Longitud de la sección horizontal de Pozo T2 (ft)	ΔP BORISOV (Psi)	ΔP GIGER (Psi)	ΔP JOSHI (Psi)	ΔP DUPUY (Psi)
4350	3315	3118	3223	3246
4380	3321	3123	3229	3252
4410	3327	3128	3235	3257
4440	3333	3133	3240	3263
4470	3339	3138	3245	3268
4500	3345	3143	3251	3273

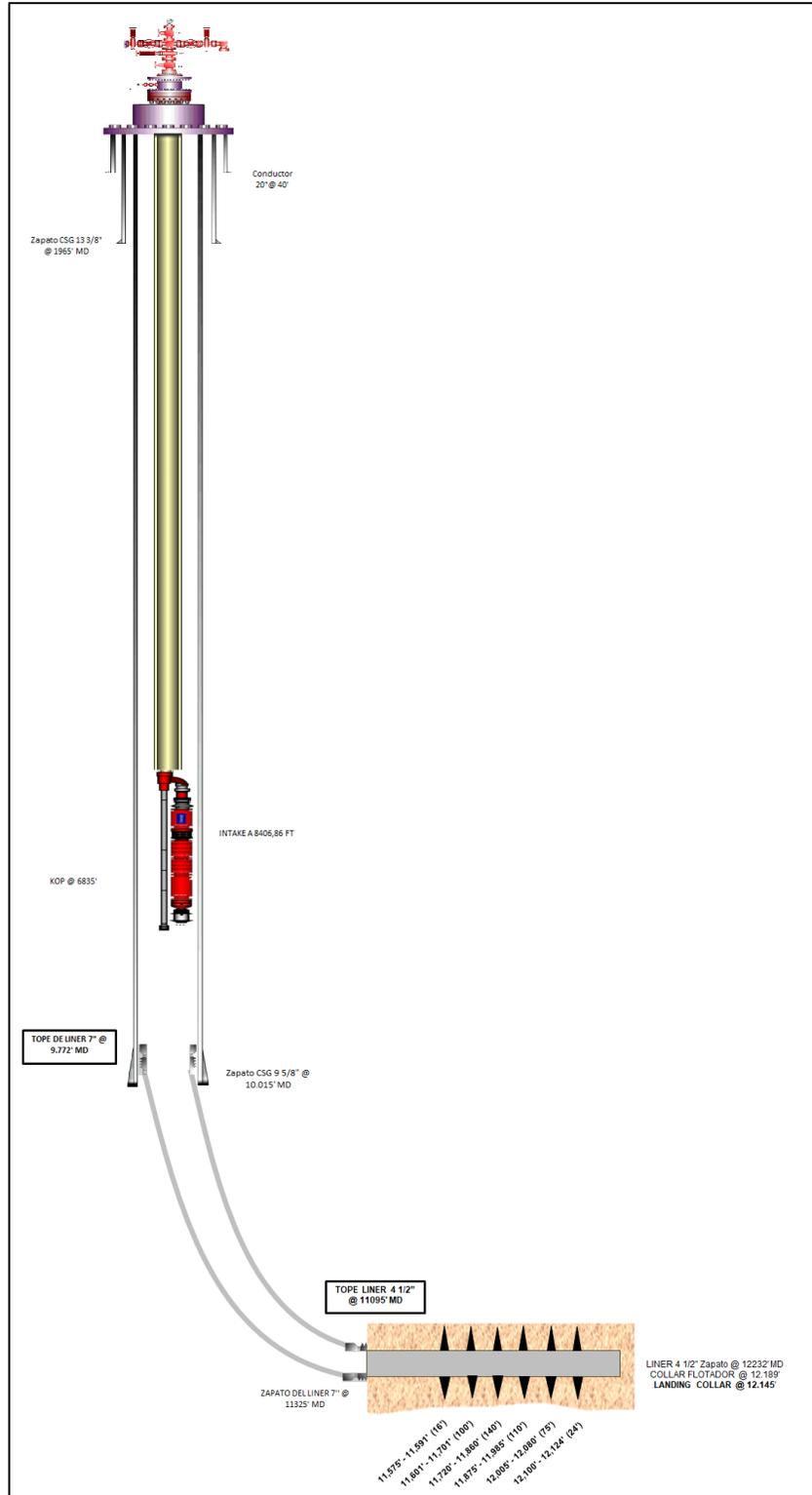
ANEXO C. ESTADO MECÁNICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO A DEL CAMPO SURIA.



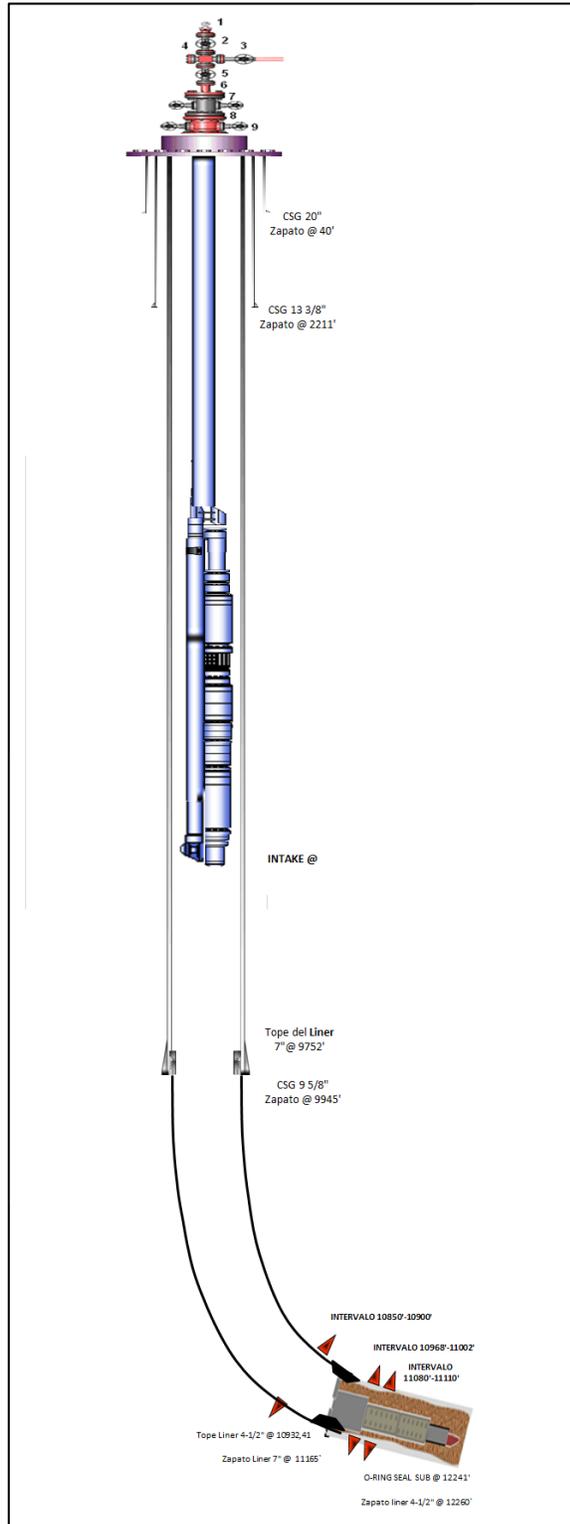
**ANEXO D.
ESTADO MECÁNICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO B DEL CAMPO SURIA.**



ANEXO E. ESTADO MECÁNICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO C DEL CAMPO SURIA.



ANEXO F. ESTADO MECÁNICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO D DEL CAMPO SURIA.



**ANEXO G.
CALCULO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO B.**

TVD (ft)	MD (ft)	TVD por sección (ft)	Desplazamiento horizontal por sección (ft)	Desplazamiento horizontal acumulado (ft)	Objetivo
0	0	0	0	0	
3788	3800	3788	302	302	
4259	4278	471	135	437	
5667	5685	1408	226	663	
6517	6534	850	171	834	
6922	6940	405	122	956	
8862	8989	1940	713	1669	
9228	9471	366	487	2156	
9485	9904	257	625	2781	
9705	10395	220	883	3664	
9858	11070	153	1356	5020	Unidad T2
9946	12670	88	2811	7831	

Longitud sección horizontal recorrida en la unidad objetivo (ft)	4167,02088
---	-------------------

