

DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE
AFLUENCIA PARA FLUJO MULTIFÁSICO QUE SE AJUSTE A LAS
CONDICIONES DE LAS ARENAS B – FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO
LLANITO

CHRISTIAAN JOHANNES PRADA CASTAÑO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017

DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE
AFLUENCIA PARA FLUJO MULTIFÁSICO QUE SE AJUSTE A LAS
CONDICIONES DE LAS ARENAS B – FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO
LLANITO

CHRISTIAAN JOHANNES PRADA CASTAÑO

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA
Ingeniero de petróleos

Codirector

JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES
Ingeniero de petróleos

Asesor

IVAN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO
Ingeniero de petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017

Nota de aceptación

Ing. Iván Peñaloza
Orientador

Ing. Alejandro Contreras
Jurado 1

Ing. Fredy Cárdenas
Jurado 2

Bogotá D.C., Agosto de 2017

DIRECTIVAS 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 General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos (E)

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.

DEDICATORIA

A Dios principalmente quien me ha conducido.

A mi padre Alvaro Prada Velásquez merecidos reconocimientos. Este estudio tiene marcado su nombre.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por brindarme el apoyo incondicional y constante. Mis logros siempre serán suyos.

Al Ingeniero Juan Eduardo Rivera por haber dirigido del proyecto y permitir el desarrollo de este.

Al Ingeniero José Carlos Cárdenas por ser el codirector del proyecto, aportando intelectualmente al estudio realizado.

Al Ingeniero Jorge Sáchica quien proporcionó su ayuda, colaborando con las necesidades del proyecto como la información requerida.

Al Ingeniero Emmanuel Robles le agradezco por la ayuda recibida incondicionalmente.

Al Ingeniero Iván Peñaloza por brindar sus conceptos para el mejor desarrollo del proyecto.

Al Ingeniero Juan Carlos Castro por orientar el proyecto en las fases iniciales.

A los Ingenieros y Geólogos de Ecopetrol S.A que ofrecieron su ayuda y disposición con la determinación de culminar el resultado del proyecto de grado.

“El éxito consiste en obtener lo que se desea. La felicidad, en disfrutar lo que se obtiene” – Emerson.

Christiaan J. Prada Castaño

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO	28
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	28
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna Estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	31
1.2.3.1 Formación Tablazo	31
1.2.3.2 Formación Simití	31
1.3.2.3 Formación Salto	31
1.3.2.4 Formación La Luna	31
1.3.2.5 Formación Umir	32
1.3.2.6 Formación Esmeraldas – La Paz (Zona D)	32
1.3.2.7 Formación Mugrosa (Zona B y C)	32
1.3.2.8 Formación Colorado (Zona A)	33
1.3.2.9 Formación Real	33
1.3.3 Geología Estructural	33
1.3.4 Geología del Petróleo	35
1.3.4.1 Roca Generadora	35
1.3.4.2 Roca Reservorio	35
1.3.4.3 Migración	35
1.3.4.4 Roca Sello	35
1.3.4.5 Trampas	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	35
1.4.1 Método de producción	36
1.4.2 Tiempo de producción	36
1.4.3 Número de pozos	36
1.4.6 Características del yacimiento	37
2. GENERALIDADES DE LAS CORRELACIONES DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR) PARA FLUJO VERTICAL	38
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE PETRÓLEO	38
2.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	41
2.2.1 Índice de productividad	44
2.2.2 Comportamiento de Afluencia (IPR) para pozos productores verticales	45
2.2.1.1 Comportamiento de Afluencia (IPR) para yacimientos subsaturados – Método de línea recta de Darcy	47

2.2.1.2 Comportamiento de Afluencia (IPR) para flujo bifásico – Modelo de Vogel – Yacimientos saturados	49
2.2.1.3 Comportamiento de Afluencia (IPR) para pozos con daño de formación – Método de Standing	53
2.2.1.4 Comportamiento de Afluencia (IPR) para flujo multifásico – Modelo de Wiggins – Yacimientos saturados	55
2.2.1.5 Método IPR de Fetkovich	57
2.2.1.6 Método IPR de Klins y Majcher	58
2.2.1.7 Método IPR de Sukarno y Wisnogroho	58
2.2.1.8 Método IPR de Elias - Fattah et al	59
2.2.3 DESEMPEÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN VERTICAL (TPR)	62
2.2.3.1 Flujo Monofásico	62
2.2.3.2 Flujo Multifásico	64
2.2.3.3 Sensibilidades en modelos TPR	66
3. DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR) PARA FLUJO MULTIFÁSICO	69
3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS A CORRER EN EL SIMULADOR ECLIPSE.	69
3.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL SECTOR MODELO DEL CAMPO LLANITO	71
3.2.1 Modelo estático	73
3.2.2 Modelo dinámico	77
3.2.3 Modelo de presión inicial y POES	80
3.3 METODOLOGÍA DE LA REALIZACIÓN DE LA CORRELACIÓN IPR	81
3.3.1 Resultados de las curvas IPR a diferentes presiones de yacimiento	83
3.3.2 Resultados de las curvas IPR en variables adimensionales	85
3.3.3. Correlación IPR generalizada para la Zona B – Campo Llanito	87
4. VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN IPR DESARROLLADA	90
4.1. COTEJO HISTÓRICO	90
4.2. ANÁLISIS DE ERROR	96
4.3. VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN IPR DESARROLLADA, MEDIANTE COTEJO DE PRUEBAS DE PRODUCCION EN OTROS POZOS DE ZONA B	106
4.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	110
5. ANÁLISIS FINANCIERO	111
5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	112
5.2 ANÁLISIS DE INGRESOS	113
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	114
5.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	118
6. CONCLUSIONES	119
7. RECOMENDACIONES	120

BIBLIOGRAFÍA	121
ANEXOS	123

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo Llanito	29
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada e información relevante del Campo Llanito	30
Figura 3. Corte estructural y fallamiento de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	34
Figura 4. Diagrama Presión – Temperatura típico para un sistema multicomponente	38
Figura 5. Localización de los nodos más usados en sistemas de producción	41
Figura 6. Pérdidas de presión generales en un sistema de producción	42
Figura 7. Determinación de la capacidad de flujo del sistema	43
Figura 8. Estructura típica de una gráfica IPR	45
Figura 9. Gráfica IPR para flujo líquido monofásico	47
Figura 10. Factores de Forma “X” de Odeh	48
Figura 11. Efecto de la depletación en la curva IPR de Vogel	50
Figura 12. IPR Vogel adimensional para diferentes estados de agotamiento	50
Figura 13. Cotejo de modelos IPR de Darcy, Vogel y Wiggins	56
Figura 14. Comportamiento de la movilidad en función de la presión para un yacimiento que produce por gas en solución	57
Figura 15. Modelos IPR para producción de petróleo	61
Figura 16. Flujo a través de una tubería de producción	62
Figura 17. Patrones de flujo multifásico vertical según Weisman (1983)	64
Figura 18. Efecto cualitativo del cambio de la presión de la cabeza del pozo sobre el Caudal de Equilibrio	67
Figura 19. Efecto cualitativo de la relación gas-líquido sobre el Caudal de Equilibrio	68
Figura 20. Efecto cualitativo del cambio del diámetro de la tubería de producción sobre el Caudal de Equilibrio	68
Figura 21. Efecto cualitativo del efecto de técnicas de bombeo sobre el Caudal de Equilibrio	68
Figura 22. Bloques del Campo Llanito.	70
Figura 23. Ubicación de los pozos seleccionados.	70
Figura 24. Propiedades del grid completo del Campo Llanito.	73
Figura 25. Propiedades de la malla del sector modelo.	74
Figura 26. Delimitación del Campo Llanito y el mapa de distribución de la porosidad efectiva, para el área de Galán-Gala-Llanito.	74
Figura 27. Porosidad efectiva en el Campo Llanito en vista areal.	75
Figura 28. Distribución de la porosidad efectiva en el sector modelo.	75
Figura 29. Distribución del Net to Gross del sector modelo.	76
Figura 30. Distribución de la permeabilidad horizontal en el sector modelo.	77
Figura 31. Distribución de la saturación inicial de agua en el sector modelo.	78
Figura 32. Distribución de presiones iniciales en el volumen del sector modelo	80
Figura 33. Ubicación del Pozo Llanito-9.	111

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del Campo Llanito.	37
Tabla 2. Propiedades del fluido del Campo Llanito.	37
Tabla 3. Clasificación de los yacimientos de petróleo según su presión inicial.	39
Tabla 4. Clasificación del petróleo crudo.	40
Tabla 5. Cálculo de la presión en el nodo de un sistema de producción general.	43
Tabla 6. Constantes adimensionales de Sukarno y Wisnogroho.	58
Tabla 7. Porcentajes de error de diferentes correlaciones IPR según Elias et al.	60
Tabla 8. Correlaciones TPR históricas.	65
Tabla 9. Pozos seleccionados del Campo Llanito.	70
Tabla 10. Ejemplo de archivo de salida de corrida de simulación para cada P_{wf} .	83
Tabla 11. Resumen del error promedio y desviación estándar.	105
Tabla 12. Pruebas de pozo Llanito 122.	106
Tabla 13. Pruebas de Pozo Llanito 125.	107
Tabla 14. Pruebas de Pozo Llanito 127.	108
Tabla 15. Pruebas de Pozo Llanito 129.	108
Tabla 16. Pruebas de Pozo Llanito 132.	109
Tabla 17. Lifting Cost.	113
Tabla 18. Costo de operación, Escenario 1.	113
Tabla 19. Costo de operación, Escenario 2.	113
Tabla 20. Porcentaje de regalías según Ley 756 de 2002.	114
Tabla 21. Ingresos, Escenario 1.	114
Tabla 22. Ingresos, Escenario 2.	114

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción de petróleo del Campo Llanito.	36
Gráfica 2. Historia de corte de agua y GOR histórico del Campo Llanito.	36
Gráfica 3. Relación entre caudal de petróleo y la caída de presión a diferentes GOR.	44
Gráfica 4. Curvilinealidad de la gráfica IPR al aumentar RGL.	46
Gráfica 5. IPR adimensional de Vogel.	51
Gráfica 6. IPR adimensional de Standing para pozos con daño	54
Gráfica 7. Comportamiento de la movilidad del petróleo en función de la presión.	57
Gráfica 8. Histograma de porosidad efectiva del sector modelo.	
Gráfica 9. Histograma de la permeabilidad horizontal del sector modelo.	76
Gráfica 10. PVT medido del fluido de las Arenas B – Formación Mugrosa.	79
Gráfica 11. Permeabilidades relativas de las Arenas B – Formación Mugrosa.	79
Gráfica 12. Petróleo en sitio del sector modelo.	80
Gráfica 13. Ejemplo de lectura para la construcción de la gráfica IPR.	82
Gráfica 14. IPR Pozo Llanito 9.	83
Gráfica 15. IPR Pozo Llanito 77.	83
Gráfica 16. IPR Pozo Llanito 84.	84
Gráfica 17. IPR Pozo Llanito 95.	84
Gráfica 18. IPR Pozo Llanito 99.	84
Gráfica 19. IPR Pozo Llanito 104.	84
Gráfica 20. IPR Pozo Llanito 102.	84
Gráfica 21. IPR Pozo Llanito 105.	84
Gráfica 22. IPR adimensional Pozo Llanito 9.	85
Gráfica 23. IPR adimensional Pozo Llanito 77.	85
Gráfica 24. IPR adimensional Pozo Llanito 84.	85
Gráfica 25. IPR adimensional Pozo Llanito 95.	85
Gráfica 26. IPR adimensional Llanito 99.	86
Gráfica 27. IPR adimensional Llanito 102.	86
Gráfica 28. IPR adimensional Llanito 104.	86
Gráfica 29. IPR adimensional Llanito 105.	86
Gráfica 30. Datos de IPR adimensionales para la zona B del campo Llanito.	87
Gráfica 31. Datos de IPR ajustados con Polinomios de grado tres para Pr=1300 psi y Pr=800 psi.	87
Gráfica 32. Curva IPR ajustada para la Zona B del campo Llanito.	89
Gráfica 33. IPR ajustada para la Zona B del campo Llanito, con los ejes invertidos.	89
Gráfica 34. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 9.	90
Gráfica 35. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 77.	91
Gráfica 36. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 84.	91
Gráfica 37. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 95.	92

Gráfica 38. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 99.	92
Gráfica 39. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 102.	93
Gráfica 40. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 104.	93
Gráfica 41. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 105.	94
Gráfica 42. Ajuste histórico pozo Llanito 84.	95
Gráfica 43. Ajuste histórico pozo Llanito 102.	95
Gráfica 44. Ajuste histórico pozo Llanito 104.	96
Gráfica 45. Ajuste histórico pozo Llanito 105.	96
Gráfica 46. Validación IPR Llanito 9 cuando Pr=1300 psi.	97
Gráfica 47. Validación IPR Llanito 9 cuando Pr=800 psi.	97
Gráfica 48. Validación IPR Llanito 77 cuando Pr=1300 psi.	98
Gráfica 49. Validación IPR Llanito 77 cuando Pr=800 psi.	98
Gráfica 50. Validación IPR Llanito 84 cuando Pr=1300 psi.	99
Gráfica 51. Validación IPR Llanito 84 cuando Pr=800 psi.	99
Gráfica 52. Validación IPR Llanito 95 cuando Pr=1300 psi.	100
Gráfica 53. Validación IPR Llanito 95 cuando Pr=800 psi.	100
Gráfica 54. Validación IPR Llanito 99 cuando Pr=1300 psi.	101
Gráfica 55. Validación IPR Llanito 99 cuando Pr=800 psi.	101
Gráfica 56. Validación IPR Llanito 102 cuando Pr=1000 psi.	102
Gráfica 57. Validación IPR Llanito 102 cuando Pr=800 psi.	102
Gráfica 58. Validación IPR Llanito 104 cuando Pr=1300 psi.	103
Gráfica 59. Validación IPR Llanito 104 cuando Pr=800 psi.	103
Gráfica 60. Validación IPR Llanito 105 cuando Pr=1300 psi.	104
Gráfica 61. Validación IPR Llanito 105 cuando Pr=800 psi.	104
Gráfica 62. Error promedio y desviación estándar de las correlaciones IPR usadas.	106
Gráfica 63. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 122.	107
Gráfica 64. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 125.	107
Gráfica 65. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 127.	108
Gráfica 66. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 129.	109
Gráfica 67. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 132.	109
Gráfica 68. Ejemplo del comportamiento de la fase agua pozo Llanito 102.	110
Gráfica 69. Escenarios de evaluación para el pozo Llanito 9.	112
Gráfica 70. Flujo de caja, Escenario 1.	116
Gráfica 71. Flujo de caja neto, Escenario 1.	116
Gráfica 72. Flujo de caja, Escenario 2.	117
Gráfica 73. Flujo de caja neto, Escenario 2.	117

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Presión en el nodo.	43
Ecuación 2. Índice de productividad.	44
Ecuación 3. Caída de presión entre el yacimiento y el pozo.	45
Ecuación 4. Ley de Darcy para flujo pseudoestable.	47
Ecuación 5. Correlación IPR de Vogel.	49
Ecuación 6. Cálculo del Índice de Productividad según la prueba de flujo disponible.	52
Ecuación 7. Cálculo de la gráfica IPR de Vogel para yacimientos subsaturados.	52
Ecuación 8. Correlación IPR de Standing para pozos con Factor de Daño.	53
Ecuación 9. IPR de Wiggins para flujo de petróleo, gas y agua.	55
Ecuación 10. Eficiencia de flujo y cálculo de IPR cuando FE=1 según Wiggins.	56
Ecuación 11. Correlación IPR de Fetkovich.	57
Ecuación 12. Correlación IPR de Klins y Majcher.	58
Ecuación 13. Correlación IPR de Sukarno y Wisnogroho.	59
Ecuación 14. Correlación IPR de Elias et al.	60
Ecuación 15. Caída de presión en tubería de producción para flujo monofásico.	63
Ecuación 16. Retención de Líquido (Liquid Holdup).	65
Ecuación 17. IPR para Pr=1300 psi.	88
Ecuación 18. IPR para Pr=800 psi.	88
Ecuación 19. IPR generalizada para el Campo Llanito Zona B.	89
Ecuación 20. Cálculo del porcentaje de error.	105
Ecuación 21. Valor Presente Neto (VPN).	115
Ecuación 22. Tasa de Interés de Oportunidad trimestral.	115
Ecuación 23. Valor Presente Neto, Escenario 1.	116
Ecuación 24. Valor Presente Neto, Escenario 2.	117

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados de las corridas de simulación.	124
Anexo B. Resultados de la validación mediante el cálculo del porcentaje de error.	128
Anexo C. Pruebas de producción y resultados de la gráfica IPR.	136
Anexo D. Porcentaje de error del cotejo histórico.	139

ABREVIATURAS

%	Tanto por ciento
°F	Grados Fahrenheit
μo	Viscosidad del petróleo
API	American Petroleum Institute
BBL	Barril
BFPD	Barriles de fluido por día
BN	Barriles de petróleo a condiciones normales
BOPD	Barriles de petróleo por día
BWPD	Barriles de agua por día
BY	Barriles de petróleo a condiciones de yacimiento
cP	Centipoise
E-W	Este-Oeste
FE	Eficiencia de flujo
Ft	Pies
Ft³	Pies cúbicos
GOR	Relación gas - petróleo
In	Pulgadas
IPR	Comportamiento de Afluencia
KBPD	Miles de barriles por día
Kh	Permeabilidad horizontal
Km	Kilómetros
Km²	Kilómetros cuadrados
Ko	Permeabilidad efectiva al petróleo
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo
Krw	Permeabilidad relativa al agua
Lb	Libras fuerza
LL	Llanito
Ln	Logaritmo natural
MCF	Miles de pies cúbicos
mD	miliDarcy
MMBLS	Millones de barriles
MSCFD	Millones de pies cúbicos normales
Np	Petróleo producido
Ohm-m	Ohmio-metro
OPEX	Costos operativos
Pb	Presión de burbuja
Pe	Presión estática
POES	Petróleo Original En Sitio
Pr	Presión media del yacimiento
Ps	Presión en el separador
Psi	Libras por pulgada cuadrada
PVT	Presión – Volumen - Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluuyente

Pwfs	Presión en la cara de los perforados
Pwh	Presión en la cabeza del pozo
Pyac	Presión del yacimiento
Qo	Caudal de petróleo
Qo máx.	Caudal de petróleo máximo
Qw	Caudal de agua
Qw máx.	Caudal de agua máximo
R²	Coefficiente de determinación
re	Radio de drenaje
Ro	Reflectancia a la vitrinita
rw	Radio del pozo
S	Daño de formación
SCF	Pies cúbicos en condiciones normales
STB	Barriles en condiciones normales
Sw	Saturación de agua
Swi	Saturación de agua inicial
SW-NE	Suroeste - Noreste
TIO	Tasa Interna de Oportunidad
TOC	Carbono orgánico total
TPR	Relación de desempeño de la tubería de producción
USD	Dólar de los Estados Unidos
VPN	Valor Presente Neto
WTI	West Texas Intermediate
X	Factor de forma
α	Parámetro IPR del petróleo
βo	Factor volumétrico del petróleo
Δ P	Diferencial de presión
J	Índice de productividad

GLOSARIO

ALUVIAL: que se ha formado a partir de materiales arrastrados y depositados por corrientes de agua, normalmente consistente en sedimentos clásticos detríticos.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: el área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

ANTICLINAL: pliegue en el que las capas situadas en el interior de la curvatura son las más antiguas, su estructura es convexa.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica producto de la diagénesis de la arcilla. El tamaño de partícula es menor o igual a 0,002 milímetros. Está compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio.

ARENISCA: es una roca sedimentaria de tipo detrítico que contiene clastos de tamaño arena. Tiene un tamaño de grano entre 0,2 – 2 milímetros. Está compuesta esencialmente de cuarzo y en pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales. El material cementador que mantiene unido a los granos de la arenisca suele estar compuesto de sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro.

BLOQUE: es una subdivisión en acres otorgada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a compañías operadoras para su exploración y producción.

CABECEO: ángulo barrido a lo largo de un plano inclinado entre una línea cualquiera contenida en el plano inclinado y una línea horizontal del mismo plano; varía de 0° a 90°.

CABEZAL DE POZO: la terminación de un pozo en la superficie provista de medios para la instalación de los colgadores de la tubería de revestimiento durante la fase de construcción del pozo. El cabezal del pozo también cuenta con un medio para colgar la tubería de producción e instalar el árbol de Navidad y las instalaciones de control de flujo de superficie como preparación para la fase de producción del pozo.

CALIZA: es una roca sedimentaria con textura micrítica a esparítica. Tiene un tamaño de grano variable y está compuesta predominantemente de calcita de origen orgánico, químico o detrítico. Existen cantidades secundarias de dolomía, ftanita y arcilla en las calizas.

CAMPO: área superficial que se encuentra encima de una acumulación de hidrocarburos subterránea. Puede estar circunscrito a límites políticos o legales.

CANALES TRENZADOS: sistema fluvial caracterizado por muchos canales separados por barras y pequeñas islas, y es muy común encontrarlos donde los sedimentos son abundantes, las descargas de agua son altas y esporádicas, y los ríos son sobrecargados con sedimentos; esto ocurre generalmente en las partes distantes de los abanicos aluviales. Los sistemas de ríos trenzados tienen una baja sinuosidad de 1.1 - 1.2.

CELDA: es una unidad discreta que permite la subdivisión del yacimiento, a la cual le son asignadas propiedades petrofísicas para el modelamiento y simulación numérica del mismo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

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

CONCRECIONES: depósito de partículas transportadas en disolución por el agua que se solidifican formando una masa en el seno de una roca.

CONGLOMERADOS: es una roca sedimentaria de tipo detrítico con tamaño de grava menor a 2 milímetros. Están compuestos principalmente por carbonato de calcio.

CORTE ESTRUCTURAL: es una representación gráfica de la intersección de los cuerpos geológicos en el subsuelo con un plano vertical de una orientación determinada. Es una sección del terreno donde se representan los diferentes tipos de rocas, su constitución y estructura interna y las relaciones geométricas entre ellas.

COTEJO HISTÓRICO: es un proceso de la simulación de yacimientos que se realiza con la finalidad de verificar si el simulador reproduce la información histórica de producción, de tal forma que el modelo pueda ser calibrado.

DESVIACIÓN ESTÁNDAR: la desviación estándar es un promedio de las desviaciones individuales de cada observación con respecto a la media de una distribución.

DISCORDANCIA: una superficie geológica que separa los estratos más modernos de los estratos más antiguos y que representa un período de ausencia de depositación, combinado posiblemente con un proceso de erosión.

ECHELON: del francés: en échelon. Estructura de fallas caracterizada por su repetición y saltos “en escalón”.

ESPESOR: es una medida longitudinal en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

ESTRATIGRAFÍA: el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para explicar la historia de la tierra.

FALLA: es una fractura, generalmente plana, en el terreno a lo largo de la cual se han deslizado los dos bloques el uno respecto al otro.

FALLAS DE RUMBO: ocurre cuando el desplazamiento es horizontal y paralelo al rumbo de la falla.

FALLAS NORMALES: ocurre cuando el bloque colgante o de techo se desplaza hacia abajo respecto al bloque yacente o de muro. El plano de falla es inclinado.

FORMACIÓN: es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas potenciales.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman.

GOR: relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene.

GRAVEDAD API: es una escala con valores entre 10° y 70° desarrollada por American Petroleum Institute para medir la densidad relativa del petróleo.

GUIJOS: corresponde a una clasificación de las rocas sedimentarias según los tamaños de partícula. En la escala Wentworth – Udden, el Guijo tiene un límite de tamaño de partícula de 4 – 64 milímetros.

HIDROCARBUROS: compuesto orgánico natural compuesto de carbono e hidrógeno, pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos; entre los más conocidos se encuentra el carbón, el petróleo y el gas natural.

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

KERÓGENO: es la cantidad de materia orgánica insoluble presente en las rocas sedimentarias, precursor del petróleo basado en el contenido de carbono orgánico total (TOC).

LÁMINAS LUTÍICAS: rocas sedimentarias detríticas o clástica de textura pelítica, variopinta. El tamaño de grano es menor a 0,002 milímetros. Las láminas son producto de la formación de capas delgadas de lutitas. Las partículas adoptan una alineación paralela reordenando los granos y reduciendo el tamaño de los espacios de los poros lo que no permite la circulación fácil de las soluciones cementantes.

LIMOLITAS: es una roca sedimentaria clástica que tiene un tamaño de grano en el rango de limo más fino que la arenisca y más grueso que arcillas. Está compuesta generalmente de 2/3 de limo y arcilla.

LUTITAS: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos con tamaño de grano menor a 0,002 milímetros. Está formada y constituida por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor.

MALLA: aproximación numérica que se realiza a los cuerpos de roca en el subsuelo mediante la subdivisión en unidades discretas o celdas, con la finalidad de representar la heterogeneidad del reservorio y su complejidad estructural.

MARCO GEOLÓGICO: es un resumen de la geología de un sector de estudio en cual se incluye la estratigrafía, el tipo de roca presente y demás datos geológicos que sirvan como preludeo al estudio principal.

MATRIZ: las partículas intersticiales de grano más fino, que se encuentran entre partículas más grandes, o en las cuales se encuentran encastradas las partículas más grandes en las rocas sedimentarias, tales como las areniscas y los conglomerados.

MEANDRIFORME: sedimentación fluvial cuando la sinuosidad es mayor de 1.5, entendiendo la sinuosidad (S) como la relación existente entre la longitud del cauce principal (L_r) y la del valle que drena (L_v) (Einsele, 1992); entonces: $S = L_r/L_v > 1.5$.

MÉTODOS DE PRODUCCIÓN: son aquellos que aportan la energía necesaria para que los fluidos que se encuentran en el yacimiento fluyan o se desplacen hacia donde se encuentra una presión menor a la presión del yacimiento

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento.

NERÍTICO: describe el ambiente y las condiciones de la zona marina existente entre la marea baja y el borde de la plataforma continental, una profundidad de aproximadamente de 656 pies.

NÓDULOS: masa globosa, decimétrica o centimétrica, que se diferencia por su composición y/o su estructura del resto de la roca que la contiene.

NÚCLEOS: Son muestras cilíndricas de la formación geológica extraídas durante o después de la perforación, permite un estudio más detallado de las propiedades de la roca y los fluidos que conforman el yacimiento.

OPERADORA: son compañías que se dedican a la perforación de pozos y extracción de hidrocarburos de los campos, en algunas ocasiones se emplean contratistas para la perforación.

PALEOBATIMETRÍAS: determinación de la batimetría del ambiente marino en el cual se produjo la sedimentación de una determinada unidad litológica, que caracteriza un momento de la historia geológica en la cual se produjo.

PARACONFORME: es la discontinuidad estratigráfica en la que se mantiene el paralelismo entre los materiales inferiores y superiores, y la superficie es como un plano de estratificación, sin que sea necesaria la existencia de señales de erosión. (Dunbar y Rodger, 1957).

PERMEABILIDAD: es una propiedad de la roca relacionada a su capacidad para transmitir fluidos, medida en Darcy. Las formaciones como las areniscas tienen altos valores, con poros grandes y bien conectados.

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

POES: petróleo original en sitio. Es el volumen inicial de petróleo acumulado en los yacimientos, de este volumen solo se puede recuperar un porcentaje dependiendo de las características del yacimiento.

POROSIDAD: es la relación entre el volumen poroso existente que puede contener fluidos respecto al volumen total de la roca; es una propiedad que determina la capacidad de almacenamiento de la misma.

POZO: agujero, excavación o túnel vertical que perfora la tierra, hasta una profundidad suficiente para alcanzar lo que se busca, sea la reserva de agua subterránea o fluidos como el petróleo.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS: son propiedades que se refieren al comportamiento de los fluidos en el medio poroso, tal como la porosidad, la permeabilidad, la presión capilar y la saturación.

REFLECTANCIA DE VITRINITA: una medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC).

ROCA RESERVORIO: roca almacén, que debe poseer condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella.

ROCA SELLO: roca impermeable que evita que el petróleo siga desplazándose o se escapé.

SINCLINAL: pliegue en el que las capas situadas en el interior de la curvatura son las más jóvenes, su estructura es cóncava.

TRAMPA: es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN: un tubular de pozo utilizado para producir los fluidos del yacimiento. La tubería de producción se ensambla generalmente con otros componentes de la terminación para conformar la sarta de producción. La sarta de producción seleccionada para cualquier terminación debe ser compatible con la geometría del pozo, las características de producción del yacimiento y los fluidos de yacimientos.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso con características de porosidad, permeabilidad, temperatura, presión, etc., donde se encuentra acumulado un volumen de hidrocarburo.

RESUMEN

Este proyecto de grado presenta el desarrollo de una correlación de Comportamiento de Afluencia (IPR) para el Campo Llanito - Zona B de Ecopetrol S.A.

Se evidencia, que el Comportamiento de Afluencia propuesto por Vogel en 1968 no puede ser generalizado para pozos produciendo bajo condiciones de flujo multifásico.

Para lograr una correlación generalizada del Campo Llanito, fue necesario realizar corridas de simulación numérica de yacimientos mediante el simulador de petróleo negro Eclipse 100. Las corridas se hicieron para ocho pozos representativos del campo de estudio, observándose un comportamiento diferenciado en los resultados de la tendencia de Vogel para presiones de yacimiento menores a 1300 psi.

Palabras clave: IPR, producción, mugrosa, campo llanito.

INTRODUCCIÓN

Una curva de Comportamiento de Afluencia (IPR) representa los potenciales de producción de un pozo productor en función de la caída de presión entre el yacimiento y el pozo. Se dice que la producción es directamente proporcional a esta caída de presión.

Antes de 1968, la metodología para realizar las curvas IPR se basaba en el uso de la ecuación de Darcy. Esta ecuación en una curva IPR muestra un comportamiento lineal. Este comportamiento se cumple cuando existe flujo líquido monofásico, el espesor de la capa productora es constante y las propiedades a lo largo de la formación son constantes. Estas condiciones son bastante ideales debido a que la naturaleza presenta diferentes variaciones de las propiedades en un mismo sector.

En 1968 Vogel descubre una correlación IPR empírica basado en las ecuaciones de Weller, las cuales describen el flujo de gas y petróleo a través de medios porosos. Esta correlación empieza a ser usada ampliamente en el mundo debido a su simplicidad y poco requerimiento de información. Cabe resaltar que esta correlación asume condiciones ideales. Una condición ideal que se asumió en dicha correlación fue la existencia de flujo bifásico (petróleo y gas). Normalmente los pozos petroleros producen agua. Este flujo multifásico no se modela en la correlación de Vogel.

En este estudio se desea descubrir que ocurre con la gráfica IPR al modelar un flujo multifásico. Para ello es necesario determinar curvas IPR mediante el uso de software de simulación numérica Eclipse 100. Para la correcta validación de la correlación desarrollada se escogió un campo petrolero en Colombia llamado Campo Llanito. La Formación Mugrosa – Arenas B es el sector de estudio. Se eligieron 10 pozos verticales en el campo de estudio, para realizar el procedimiento propuesto en esta investigación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Determinar una correlación de comportamiento de afluencia para flujo multifásico que se ajuste a las condiciones de las Arenas B – Formación Mugrosa del Campo Llanito.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Describir las generalidades geológicas del Campo Llanito.
- ✓ Describir la correlación de Vogel y las correlaciones relevantes existentes de Comportamiento de Afluencia para pozos verticales.
- ✓ Determinar una nueva correlación de Comportamiento de Afluencia (IPR) incorporando un modelamiento multifásico.
- ✓ Validar la correlación de Comportamiento de Afluencia (IPR) determinada cotejando los datos históricos de las pruebas de flujo de los pozos seleccionados.
- ✓ Determinar la viabilidad financiera en la producción por el uso de la nueva correlación mediante el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) con base a los nuevos potenciales de producción.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO

En este capítulo se presenta la historia, la ubicación, el marco geológico y la historia de producción del campo en estudio.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

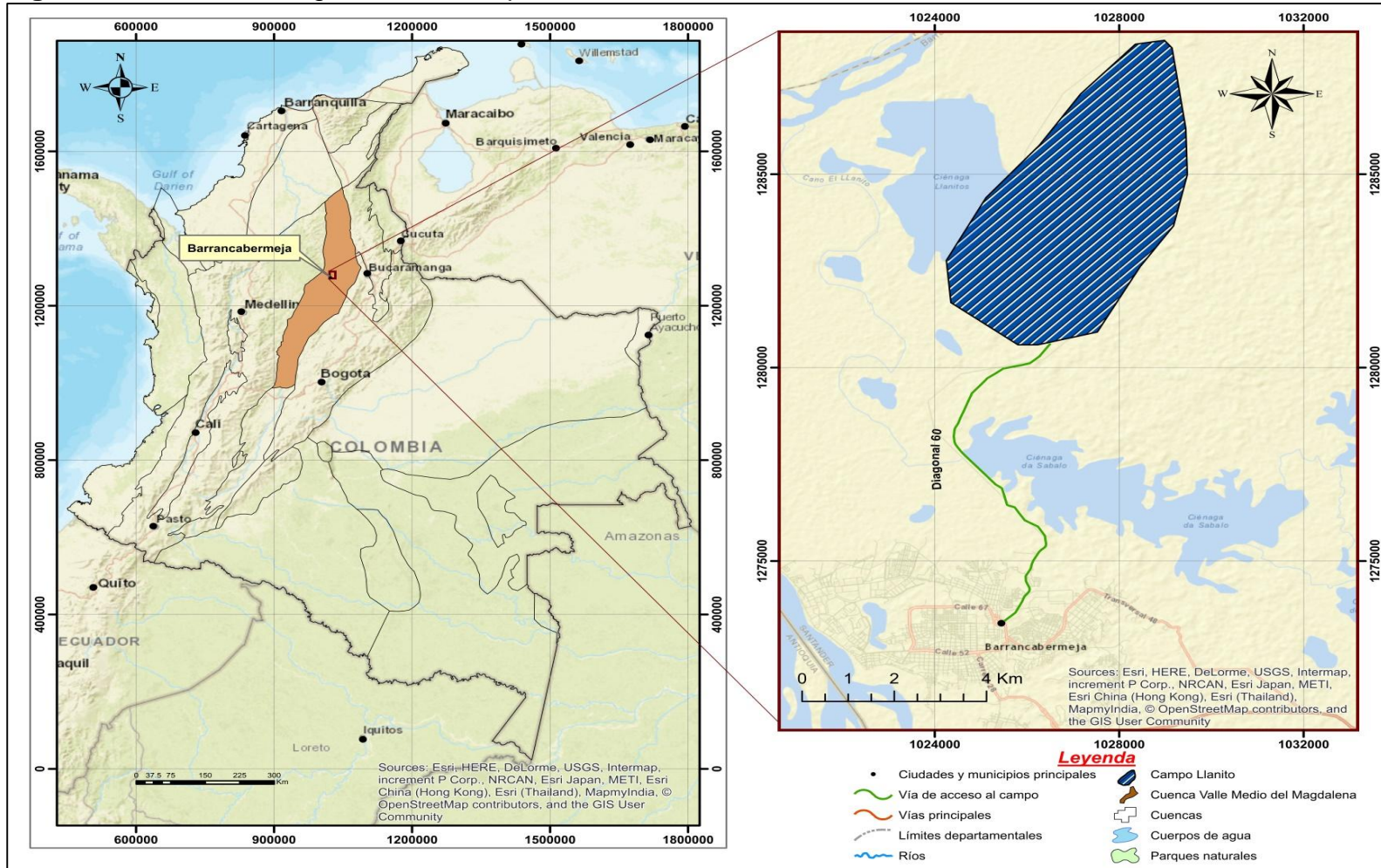
El área Llanito inicia su historia gracias a la firma del contrato de Concesión de Mares con duración de 30 años, celebrado el 25 de agosto de 1919, entre el Gobierno de Colombia, Tropical Oil Company y Roberto de Mares. En 1945 Tropical Oil Company descubre el Campo Galán, abandonado ese mismo año por su baja producción. El 25 de agosto de 1951 se celebra la reversión de la Concesión de Mares, dando paso al nacimiento de la única empresa operadora del Campo Llanito Ecopetrol S.A. El 19 de febrero de 1955 se inicia el programa exploratorio del Campo Llanito con la perforación del pozo Llanito - 1 a 13561 pies de profundidad alcanzando las formaciones del grupo Calcáreo Basal del cretáceo sin encontrar hidrocarburos. Hasta octubre de 1960 se perforaron 7 pozos adicionales no comerciales alcanzando las formaciones Mugrosa B y C como objetivo. El 27 de octubre de 1960 se inicia la perforación del primer pozo comercial Llanito – 9 a 7798 pies de profundidad. En 1981 inicia el segundo desarrollo del campo reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres perforando 31 pozos y resultando 28 productores. En 1985 se descubre el Campo Gala ubicado al sur del Campo Llanito. Al 30 de octubre de 2016 Ecopetrol S.A continúa operando el área Llanito (Llanito – Gala – Galán), realizando proyectos de Recobro Mejorado.

1.2 LOCALIZACIÓN

El área Llanito (Galán – Gala – Llanito) con una extensión de 70 km² se localiza en Colombia, en la parte Oriental, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander, en el municipio de Barrancabermeja al norte de la “Concesión de Mares”. Limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con Barrancabermeja, al Occidente con la Ciénaga el Llanito y al Oriente con la Ciénaga de San Silvestre.

El acceso al Campo Llanito por vía terrestre partiendo desde la ciudad de Barrancabermeja es como sigue: Saliendo por el norte de la ciudad tomando la Diagonal 60 (Vía Llanito) se recorren aproximadamente 9.6 km pasando por la Ciénaga de Sábalo hasta llegar al Campo Llanito. La localización puede observarse en la **Figura 1**.

Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo Llanito



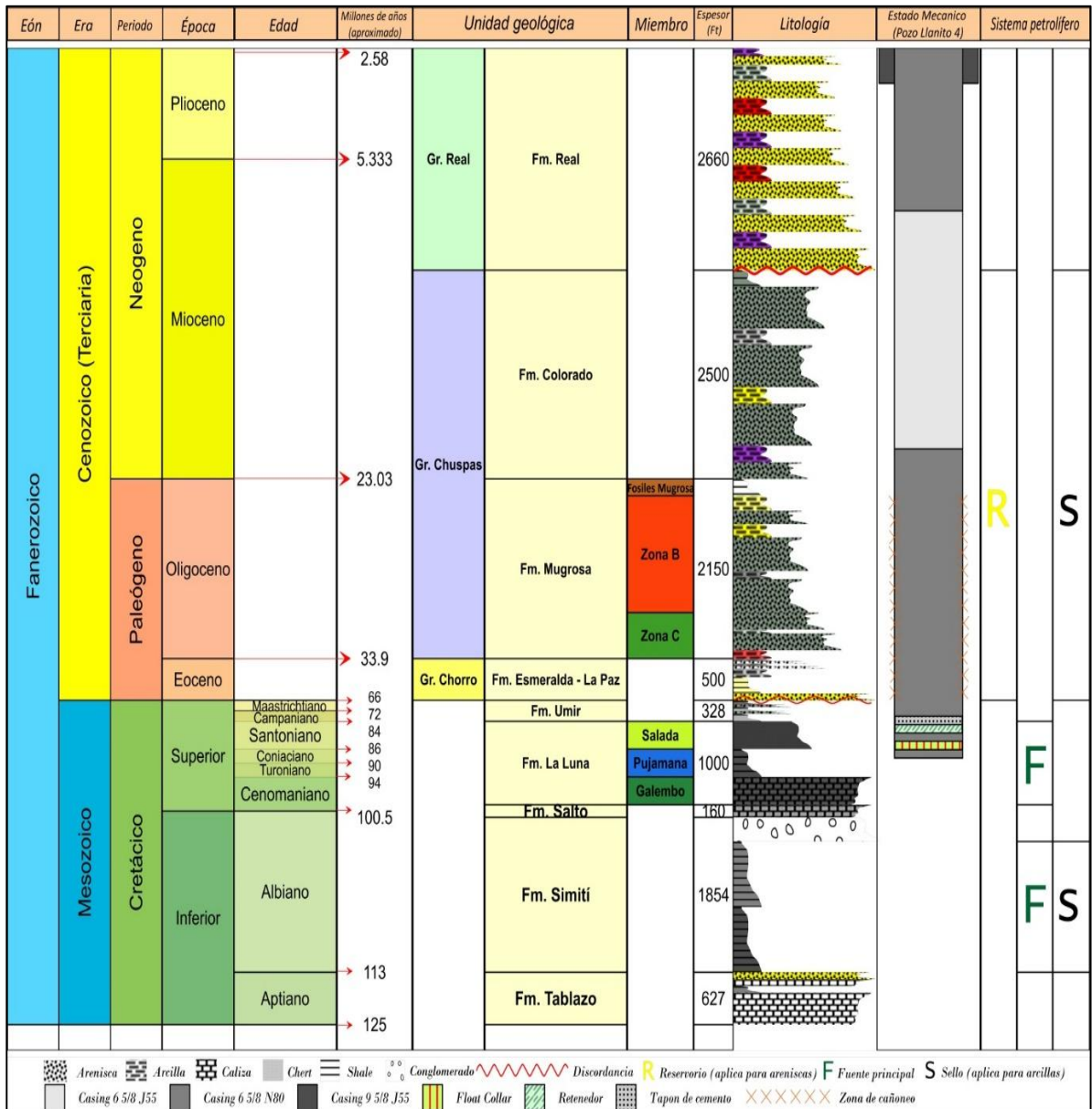
Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <http://www.esri.com/>

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe brevemente la estratigrafía, la geología estructural y del petróleo del campo en estudio.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2** presenta la columna estratigráfica generalizada del Campo Llanito.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada e información relevante del Campo Llanito.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Modificado por el autor.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen los aspectos relevantes de las formaciones geológicas perforadas por los pozos del Campo Llanito de la más antigua a la más reciente.

1.2.3.1 Formación Tablazo. ¹Se le asigna una edad de Cretáceo Aptiano Superior a Albiano Inferior. Se constituye principalmente de calizas de color gris a negro con intercalaciones de arcillolitas de color gris azulado las cuales se presentan en capas medianas a gruesas. Presenta también intercalaciones de areniscas de grano fino de color gris en capas delgadas. Tiene un espesor promedio de 627 pies con variaciones considerables de un punto a otro. El ambiente de depositación es nerítico poco profundo. La formación tablazo infrayace concordantemente y transicionalmente a la Formación Simití.

1.2.3.2 Formación Simití.² Se le asigna una edad de Cretáceo Albiano. Se compone de lutitas grises a negras, laminadas, localmente calcáreas y con nódulos fosilíferos. Cerca al tope se encuentran capas delgadas de conglomerados, con guijos pequeños y nódulos fosilíferos. Tiene espesores promedio de 919 a 2789 pies. El ambiente de depositación es nerítico bajo a medio. La Formación Simití infrayace a la Formación Salto con contacto paraconforme (Lorenzo, 2003).

1.3.2.3 Formación Salto. Se le asigna una edad del Albiano Superior – Cenomaniano con base en amonitas. Se compone principalmente de caliza gris oscura densa con intercalaciones de shale negro, semi blando, calcáreo y con ocasionales concreciones ovoides. Presenta un espesor de 150 pies. El ambiente de depositación es aluvial. Esta formación infrayace concordantemente a la Formación La Luna.

1.3.2.4 Formación La Luna.³ Se le asigna una edad de Turoniano a Santoniano. Esta formación presenta tres miembros: Salada, Pujamana y Galembó. Salada se compone principalmente de calizas de color marrón a negra con intercalaciones lutíticas a calcáreas con trazas de pirita. Pujamana se compone principalmente de lutitas color marrón claro a marrón a gris oscuro. Galembó se compone de calizas de color marrón claro a oscuro con intercalaciones de areniscas y cuerpos lutíticos. La Formación La Luna tiene un espesor promedio de 1000 pies. El ambiente de depositación son paleobatimetrías que variaron de nerítico externo a batial. Esta formación infrayace a la Formación Umir presentando contacto concordante.

¹ MORALES, L. G. et al, 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 445

² Ibíd. p. 437.

³ GARNER, A. H., 1926 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 30

1.3.2.5 Formación Umir.⁴ Se le asigna una edad de Campaniano a Maastrichtiano. Se compone de láminas de lutitas con coloración grisácea oscura a grisácea azulosa, con intercalaciones de areniscas y limolitas. Tiene un espesor promedio de 330 pies. El ambiente de depositación es marino. La Formación Umir infrayace a la Formación Esmeraldas – La Paz presentando contacto discordante (discordancia Eoceno – Paleoceno).

1.3.2.6 Formación Esmeraldas – La Paz (Zona D). Wheeler⁵ le asignó una edad Terciaria del Eoceno a la Formación Esmeraldas. Stutzer⁶ le asignó una edad de Eoceno Tardío a la Formación La Paz. La Zona D se constituye principalmente de sedimentos limo – arcillosos con coloraciones de gris a gris claro, con delgadas intercalaciones en el Tope de areniscas blancas de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. La base de esta formación corresponde a la sección Toro Shale de 280 pies de espesor. Esta sección está constituida de lutita de color crema, sílicea, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; en la parte inferior cuenta con un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con manifestaciones de hidrocarburos apreciables. La Formación Esmeraldas – La Paz cuenta con un espesor promedio de 500 pies. El ambiente de depositación de la Formación Esmeraldas y la Formación La Paz es ambiente fluvial meandriforme y corrientes trenzadas respectivamente. Infrayace a la Formación Mugrosa presentando contacto concordante.

1.3.2.7 Formación Mugrosa (Zona B y C).⁷ Se le asigna una edad Oligoceno. Tiene como miembro superior los Fósiles de Mugrosa de composición lutítica con 200 pies de espesor. Debajo de los Fósiles Mugrosa se presenta la Zona B y la Zona C.

- **Zona B.** Presenta una secuencia limo – arcillosa de coloraciones pardas – amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa de grano fino a medio. La fracción arenosa aumenta con la profundidad. Tiene un espesor promedio de 1400 pies. El ambiente de depositación es meandriforme.

- **Zona C.** Está compuesta por arenisca gris – verdosa de grano medio a grueso, subangular y subredondeada, con matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscuro, rojiza y blocosa. Esta zona cuenta con un espesor de 550 pies aproximadamente. El ambiente de

⁴ MORALES, L. G. et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 458.

⁵ WHEELER, O.C., 1935 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 198.

⁶ STUTZER O., 1923 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 305.

⁷ WHEELER, Op., cit., p. 373.

depositación es de canales trenzados. La Formación Mugrosa infrayace a la Formación Colorado presentando contacto concordante.

1.3.2.8 Formación Colorado (Zona A).⁸ Se le asigna una edad Mioceno temprano a medio. La Formación Colorado tiene una secuencia arenosa de grano medio a fino, de composición silíceo con color gris verdoso, con intercalaciones limo – arcillosas. Las arcillolitas son grises, claras, amarillas y violetas con inclusiones de cuarzo. El miembro superior de la formación Colorado se llama La Cira Shale y se compone de una secuencia de arcillolitas verdes ricas en fragmentos fósiles. La Formación Colorado tiene un espesor de 2500 pies aproximadamente. La Formación Colorado difiere de la Formación Mugrosa, en que los shales poseen más hierro y sus arenas son más gruesas y conglomeráticas. El ambiente de depositación es continental fluvial. La Formación Colorado infrayace a la Formación Real con contacto discordante.

1.3.2.9 Formación Real.⁹ Se le asigna una edad Mioceno Superior. Se constituye de arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeada con intercalaciones arcillosas colores gris verdoso, rojizo y violeta parcialmente limosas. Tiene un espesor promedio de 2660 pies aproximadamente. El ambiente de depositación es aluvial. Es la primera capa que se debe atravesar al realizar pozos en el Campo Llanito.

1.3.3 Geología Estructural. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (2006) propuso ciertos mecanismos principales de entrapamiento de hidrocarburos para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Estos mecanismos se encuentran asociados fundamentalmente a Fallas Normales, Anticlinales fallados y Trampas Estratigráficas asociadas a onlaps (Eoceno tardío Mioceno) de canales incisos sobre truncaciones de facies pre-Eocénicas.

El área Llanito está constituida por un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “échelon” y cabeceo preferencialmente al Norte.

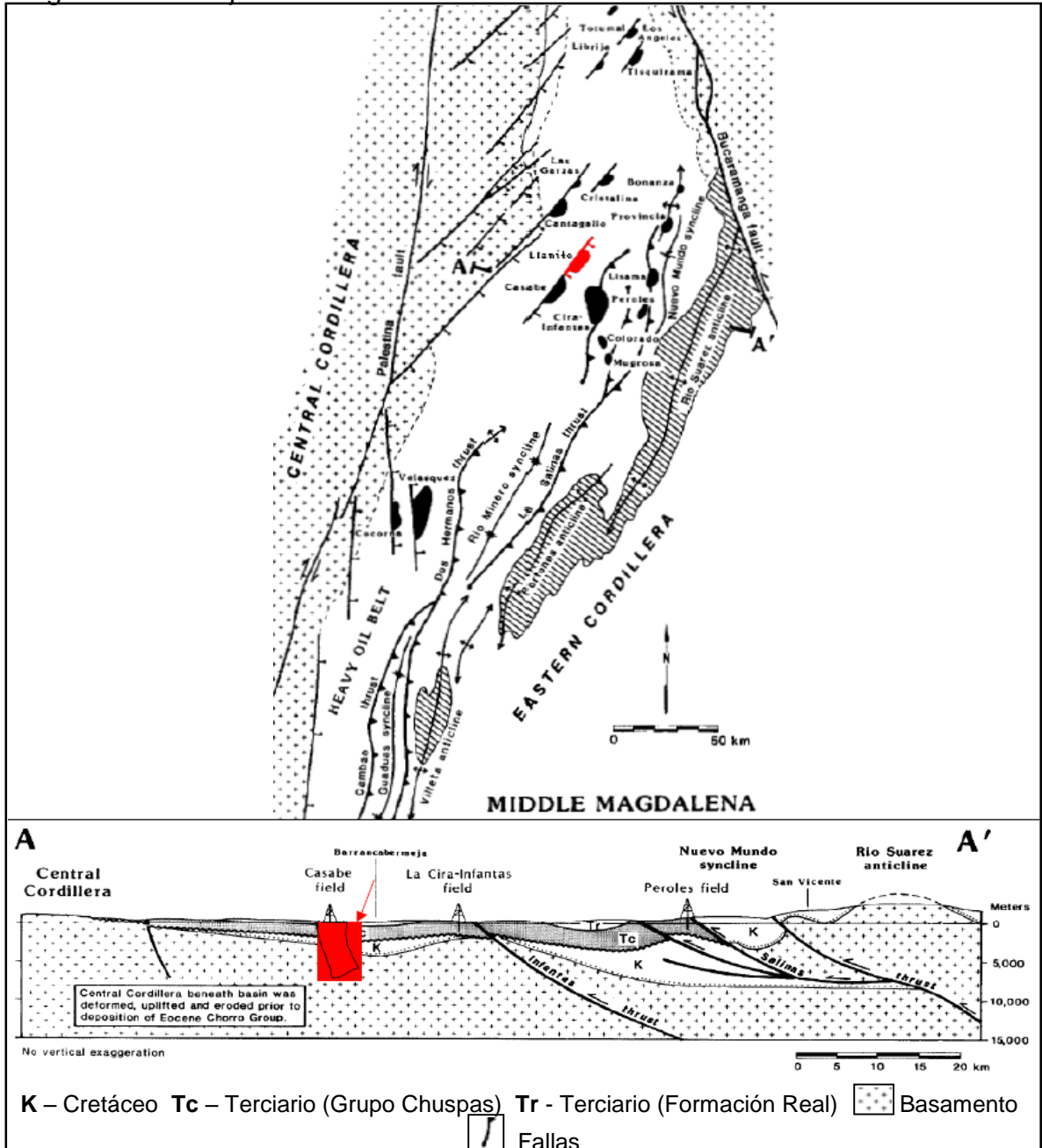
En el área Llanito existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (SW-NE) y un sistema transversal (E-W). El primero corresponde al fallamiento regional de Casabe – Galán – Llanito es un “Trend” estructural de tipo normal que buza al este. El segundo sistema de fallamiento se asocia a un “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso que disloca en gran parte las estructuras generadas por el fallamiento longitudinal, para el cual se le calculó un desplazamiento vertical de 150 pies para el área Llanito disminuyendo hacia el sur en el área de Gala. El intenso fallamiento transversal generó tectónica de bloques

⁸ WHEELER, O.C., 1935 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 142.

⁹ Ibid. p. 414.

escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales. La información obtenida de estos bloques escalonados sugiere que la acumulación de hidrocarburos en el área Llanito se localiza preferiblemente en el cierre de los bloques caídos con su respectiva falla normal.

Figura 3. Corte estructural y fallamiento de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. En rojo se resalta el área Llanito – Gala.



Fuente: Schamel, S., 1991, Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia, In: Active Margin Basins, AAPG Memoir 52, Modificado por Vanegas et al.

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección se describen los principales parámetros asociados al sistema petrolífero del Campo Llanito.

1.3.4.1 Roca Generadora. Las principales rocas generadoras de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena corresponden a calizas y lutitas de las Formaciones La Luna, Simití y Tablazo. La principal formación generadora en el Campo Llanito es la Formación La Luna. Los miembros Galembó y Pujamana tienen un TOC aproximado de 2,7%, Salada posee un TOC aproximado de 6,5%. La Formación La Luna posee kerógeno tipo II, y la reflectancia de vitrinita (R_o) es de 1,1% – 1,2%.

1.3.4.2 Roca Reservorio. El 97% del petróleo probado de la cuenca en estudio proviene de las areniscas continentales cenozoicas de las Formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa. En el Campo Llanito el 56% de la producción proviene de las secuencias limo – arcillosas con intercalaciones de areniscas de la Formación Mugrosa – Zona B, la cual posee una porosidad promedio de 21%, una permeabilidad promedio de 340 mD y un espesor neto petrolífero de 50 pies.

1.3.4.3 Migración. La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas favorables para la migración de hidrocarburos. Se han identificado tres tipos de migración: 1) Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno. 2) Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno. 3) Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

1.3.4.4 Roca Sello. Las lutitas correspondientes a la Formaciones Simití y Umir representan los sellos de los yacimientos cretácicos en la cuenca en estudio. Las arcillolitas de las Formaciones Esmeraldas y Colorado son los sellos de los reservorios cenozoicos. En el Campo Llanito, las lutitas de los Fósiles Mugrosa representan el sello de la Formación Mugrosa con un espesor de 200 pies.

1.3.4.5 Trampas. Cuatro tipos de trampas estructurales han sido identificadas en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena: 1) Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento. 2) Estructuras “dúplex” de cabalgamiento con cierre independiente. 3) Cierres dependientes de falla. 4) Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

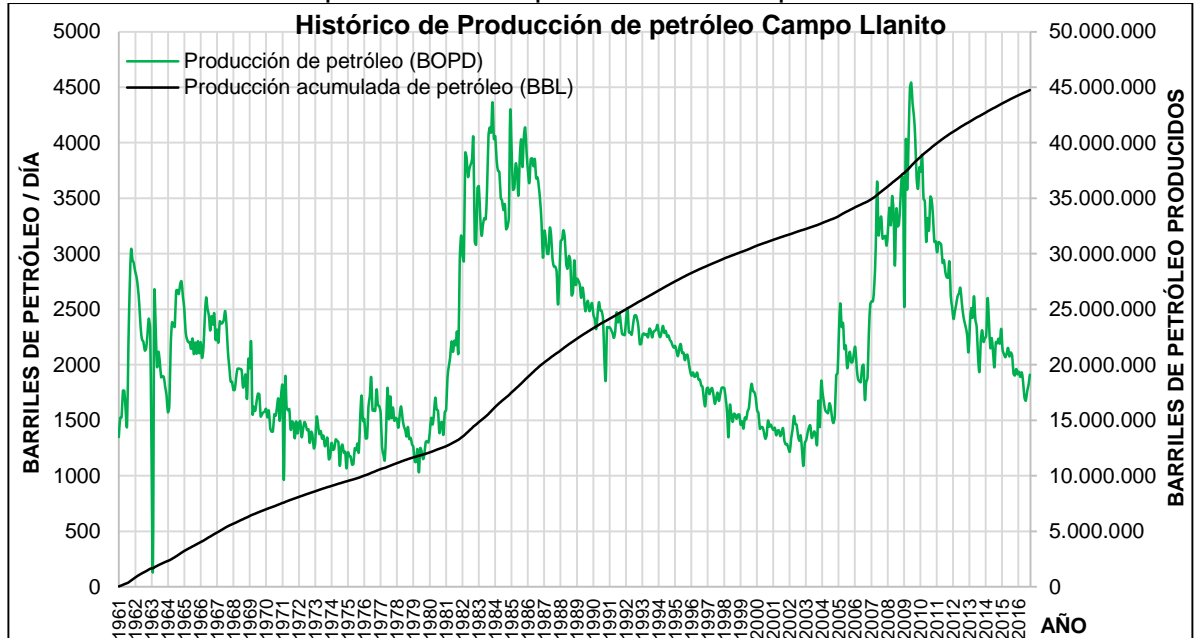
La historia de producción data del año 1960 con el descubrimiento del campo mediante el pozo comercial Llanito – 9 que empezó con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural. En 1964, 1981 y 2007 se realizan los desarrollos más importantes del campo, como se muestra en la **Gráfica 1**.

1.4.1 Método de producción. Los estudios del Campo Llanito indican que la Formación Mugrosa – Zona B produce por empuje de gas en solución y agua.

1.4.2 Tiempo de producción. El tiempo de producción al año 2017 es de 57 años.

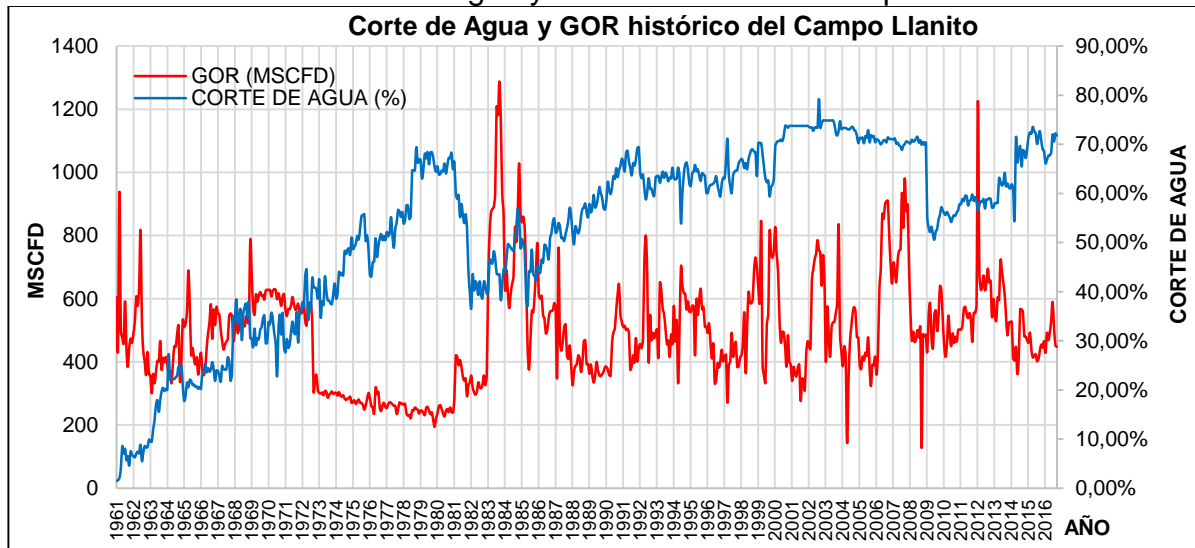
1.4.3 Número de pozos. El Campo Llanito a marzo de 2017 cuenta con 184 pozos: 45 pozos activos, 82 pozos inactivos y 57 pozos abandonados.

Gráfica 1. Historia de producción de petróleo del Campo Llanito.



Fuente: Formas 9 – Campo Llanito – 15/03/2017.

Gráfica 2. Historia de corte de agua y GOR histórico del Campo Llanito



Fuente: Formas 9 – Campo Llanito – 15/03/2017.

1.4.6 Características del yacimiento. El área Llanito es compleja debido al gran control estratigráfico observado en los registros eléctricos. Las zonas productoras poseen resistividades de 2 – 5 ohm-m y con saturaciones iniciales de agua de hasta 60%. Las bajas resistividades se atribuyen al contenido y tipo de arcillas presentes. La **Tabla 1** muestra las propiedades petrofísicas del Campo Llanito y la **Tabla 2** las propiedades del fluido del campo en estudio.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del Campo Llanito.

Parámetros	Campo Llanito			
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Prof. Promedio (ft)	4000	5200	6200	7000
Espesor Prom. (ft)	26	50	40	18
Porosidad Prom. (%)	24	21	20	18
Permeabilidad Prom. (mD)	480	340	240	160
Swi (%)	42	51	46	47
Mecanismo De Producción Tipo de Crudo	Empuje de Gas	Empuje de Gas+Empuje de agua Nafténico		

Fuente: Rivera, J.E.: "Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinera de Barrancabermeja como método de recobro en el Campo Llanito", Universidad Industrial de Santander, (2010).

Tabla 2. Propiedades del fluido del Campo Llanito.

Parámetros	Campo Llanito			
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad API	18.4	20	22	24
Viscosidad (cP)	50	19.4	12.1	5
Factor Volumétrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor Volumétrico @ Pb	1.061	1.094	1.09	1.206
GOR (SCF/STB)	150	500	400	600
Presión burbuja (psi)	1600	2175	2240	2900

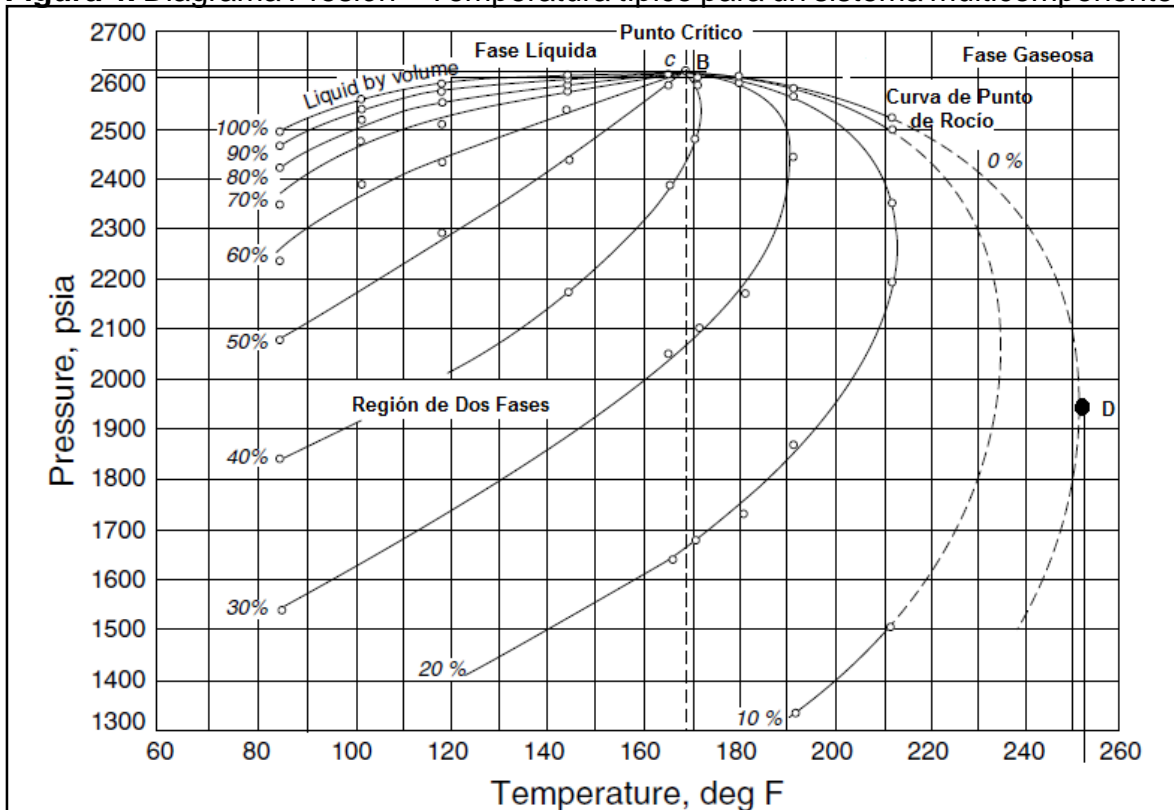
Fuente: Rivera, J.E.: "Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinera de Barrancabermeja como método de recobro en el Campo Llanito", Universidad Industrial de Santander, (2010).

2. GENERALIDADES DE LAS CORRELACIONES DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR) PARA FLUJO VERTICAL

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

Los yacimientos de hidrocarburos se clasifican generalmente en gasíferos o petrolíferos. Normalmente, ciertos yacimientos de hidrocarburos contienen fracciones líquidas y/o gaseosas dependiendo de las condiciones ambientales. Las determinaciones matemáticas o experimentales de estas condiciones se expresan en diferentes tipos de diagramas llamados “Diagramas de Fases”¹⁰. El Diagrama de Fases más usado es el “Diagrama Presión – Temperatura”. La **Figura 4** muestra un Diagrama Presión – Temperatura típico con composiciones de fases específicas.

Figura 4. Diagrama Presión – Temperatura típico para un sistema multicomponente.



Fuente: Ahmed, T.: “Reservoir Engineering Handbook”, p.2, (2010). Modificado por el autor.

El Diagrama Presión – Temperatura se usa para:

- ✓ Clasificar los yacimientos.
- ✓ Clasificar los sistemas naturales de hidrocarburos.
- ✓ Describir el comportamiento de las fases del fluido del yacimiento.

¹⁰ Ahmed, T.: “Reservoir Engineering Handbook”, p.2, (2010).

Los puntos clave del Diagrama Presión-Temperatura son los siguientes:

- ✓ **Cricodontérmico:** Es la máxima temperatura a la cual el líquido no puede ser formado independientemente de la presión (Punto D). La correspondiente presión es llamada la “Presión Cricodontérmica”.
- ✓ **Cricondenbárico:** Es la máxima presión a la cual el gas no puede ser formado independientemente de la temperatura (Punto B). La correspondiente temperatura se llama “Temperatura Cricondenbárica”.
- ✓ **Punto Crítico:** El punto crítico para una mezcla multicomponente es el estado de presión y temperatura a la cual las propiedades intensivas del gas y el líquido son iguales (Punto C). En el punto crítico, la correspondiente presión y temperatura son llamadas “Presión Crítica” y “Temperatura Crítica”.
- ✓ **Región de dos fases:** Comprende la región encerrada por la curva del punto de burbuja y la curva del punto de rocío (región contenida en la envolvente). El gas y el líquido coexisten en equilibrio. En los yacimientos de petróleo donde generalmente la temperatura es constante, el porcentaje de líquido es directamente proporcional a la presión del yacimiento.
- ✓ **Línea punteada:** En un diagrama de fases la línea recta punteada vertical representa la caída de presión de un yacimiento a una temperatura dada.
- ✓ **Curva del punto de burbuja:** Corresponde a la curva de 100% de líquido presente. Las condiciones de presión y temperatura son menores a las del punto crítico.
- ✓ **Curva del punto de rocío:** Corresponde a la curva de 0% de líquido presente. Las condiciones de presión y temperatura son mayores a las del punto crítico.

Se clasifica a un yacimiento como petrolífero si la temperatura del yacimiento es menor a la temperatura crítica de los hidrocarburos, En caso contrario, se clasifica como gasífero. Dependiendo de la presión inicial de los yacimientos petrolíferos, estos se pueden clasificar como lo muestra la **Tabla 3**.

Tabla 3. Clasificación de los yacimientos de petróleo según su presión inicial.

CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS		FASES PRESENTES
SUBSATURADOS	$\bar{P}_r > P_b$	Líquida
SATURADOS SIN CAPA DE GAS	$\bar{P}_r = P_b$	Líquida
SATURADOS CON CAPA DE GAS	$\bar{P}_r < P_b$	Líquida + Gaseosa

\bar{P}_r : Presión del yacimiento, psi.

P_b : Presión de burbuja, psi.

La clasificación del petróleo según sus propiedades físicas y químicas se muestra en la **Tabla 4**. Esta clasificación se basa en la composición, GOR, apariencia y Diagramas de Fases Presión – Temperatura.

Tabla 4. Clasificación del petróleo crudo.

CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO							
Petróleo Negro				Petróleo de Baja Volatilidad			
GOR (SCF/STB)	200-700	API	15-40 ^o	GOR (SCF/STB)	< 200	API	< 35 ^o
COLOR	Marrón a verde oscuro			COLOR	Negro	β_o (BBL/STB)	< 1.2
Petróleo Volátil				Petróleo cuasi-Crítico			
GOR (SCF/STB)	2000 - 3200	API	45-55 ^o	GOR (SCF/STB)	> 3000		
COLOR	Verde a Naranja	β_o (BBL/STB)	< 2	β_o (BBL/STB)	> 2		

Fuente: Ahmed, T.: “Reservoir Engineering Handbook”, p 5-9., (2010). Modificado por el autor.

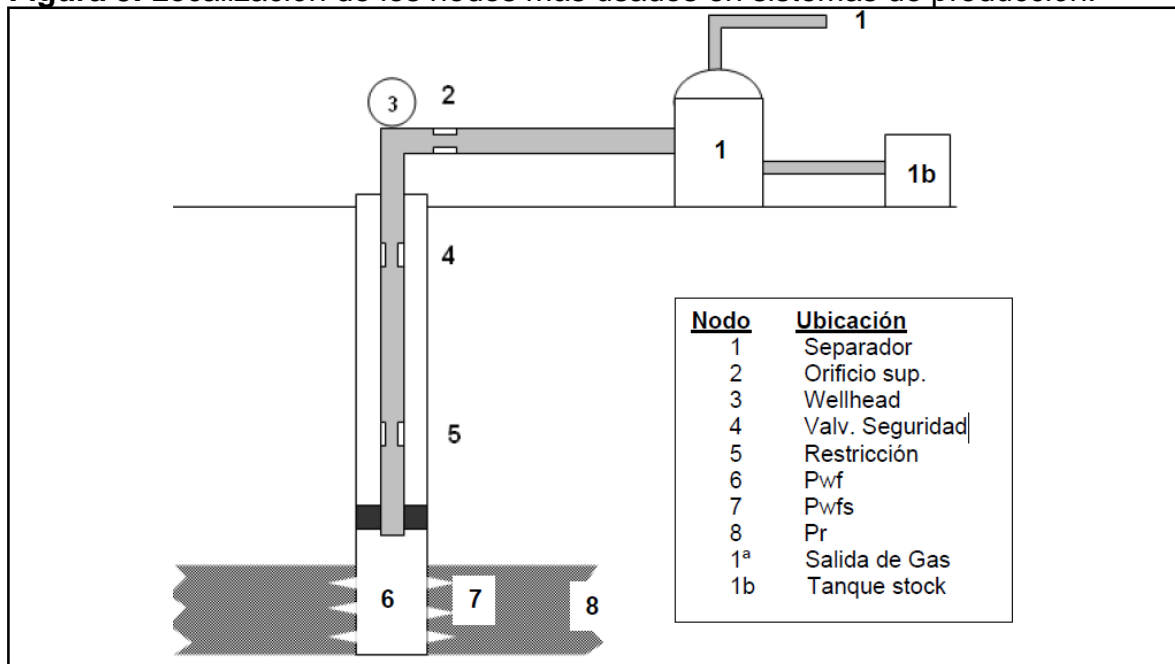
El petróleo crudo también se puede clasificar en dos grupos:

- ✓ **Petróleo Negro:** Conocido como “Blackoil”, se caracteriza por no existir transferencia de masa considerable entre la fase líquida y gaseosa.
- ✓ **Petróleo Composicional:** Se caracteriza por existir transferencia de masa considerable entre la fase líquida y gaseosa.

2.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

El Análisis del sistema de producción o Análisis Nodal TM, se ha aplicado por muchos años para analizar el desempeño de sistemas conformados por componentes interactuando. Gilbert en 1954 propuso aplicar esta metodología a sistemas de producción de hidrocarburos. Nind¹¹ lo discutió en 1964 y Brown¹² en 1978. El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el sistema de producción. Un nodo es una localización que divide la sección aguas arriba y aguas abajo en un punto de un sistema. Todos los componentes aguas arriba del nodo comprenden la sección de afluencia u oferta. Los componentes aguas abajo comprenden la sección de salida o demanda. Los nodos seleccionados más comunes para el análisis del sistema de producción se muestran en la **Figura 5**.

Figura 5. Localización de los nodos más usados en sistemas de producción.



Fuente: Beggs, H.D: "Production Optimization Using NODAL TM Analysis", Tulsa, Oklahoma (2003). p. 3. Modificado por el autor.

La evaluación del desempeño del sistema de producción se realiza calculando las pérdidas de presión esperadas en el sistema. Las pérdidas de presión ocurren principalmente por reducciones del diámetro en la línea de flujo y la fricción entre el fluido y las paredes de la tubería de producción. Pérdidas de presión inesperadas indican una falla en el proceso. Las pérdidas de presión generales en un sistema de producción se muestran en la **Figura 6**.

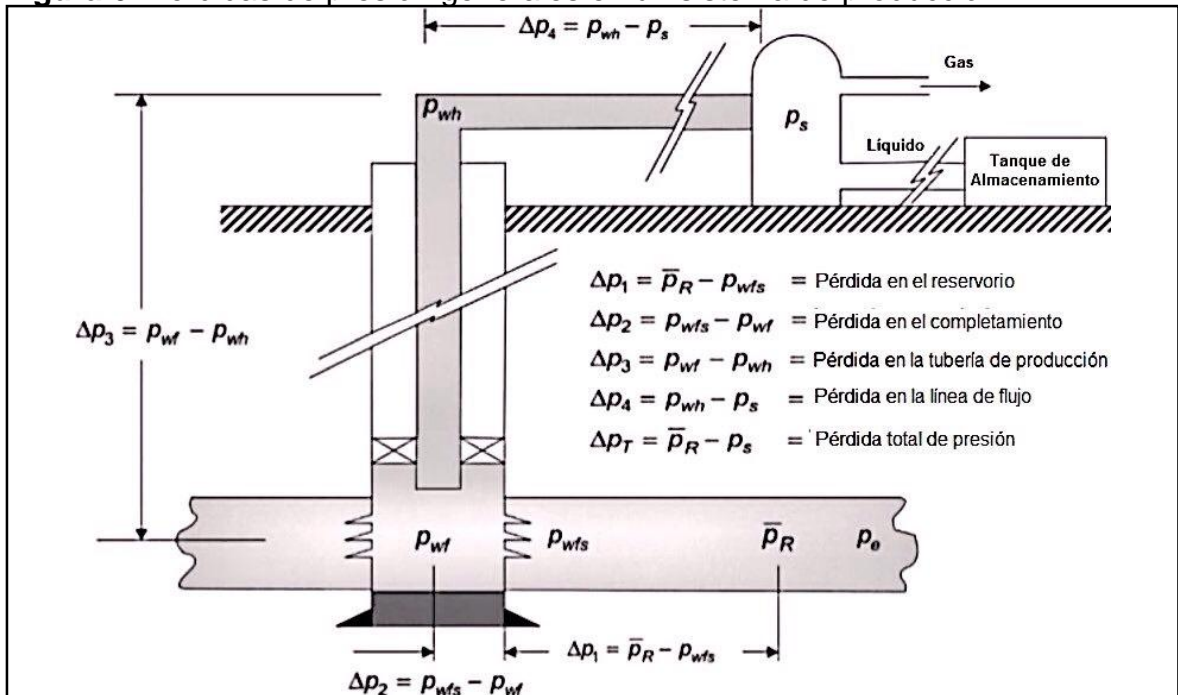
¹¹ Nind T.E.W.: "Principles of Oil Well Production". McGraw-Hill. 1964.

¹² Brown, K.E., Beggs H.D.: "The Technology of Artificial Lift Methods". Vol 1, Penn Well Publ. Co. Tulsa. Oklahoma. 1978.

El análisis del sistema de producción sirve para analizar el desempeño de los pozos productores e inyectores de petróleo, gas y agua. El procedimiento se puede realizar a pozos en flujo natural o produciendo bajo un sistema de levantamiento artificial. Las aplicaciones del Análisis Nodal son:

- ✓ Seleccionar el tamaño de la tubería de producción.
- ✓ Seleccionar el tamaño de la línea de flujo.
- ✓ Diseño de empaque con grava.
- ✓ Selección del tamaño del choke de superficie.
- ✓ Selección de la válvula de seguridad de subsuelo.
- ✓ Analizar un sistema existente por restricciones de flujo anormales.
- ✓ Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
- ✓ Evaluación de la estimulación al pozo.
- ✓ Análisis del efecto de la densidad de los perforados.
- ✓ Predecir el efecto de la depletación de presión en la capacidad de producción.
- ✓ Asignar inyección de gas a pozos productores por Gas Lift.
- ✓ Analizar un sistema de varios pozos productores.
- ✓ Determinar el efecto de compresión en el análisis del desempeño de pozos de gas.

Figura 6. Pérdidas de presión generales en un sistema de producción.



Fuente: Beggs, H.D: "Production Optimization Using NODAL™ Analysis", Tulsa, Oklahoma (2003). p. 5. Modificado por el autor.

Una vez que el nodo es seleccionado, se calcula la presión del nodo en ambas direcciones como se muestra en **la Ecuación 1**.

Ecuación 1. Presión en el nodo.

INFLOW: $Pr - \Delta P$ (Componentes aguas arriba) = P_{nodo}
OUTFLOW: $Pr + \Delta P$ (Componentes aguas abajo) = P_{nodo}

Fuente: Beggs, H.D: "Production Optimization Using NODAL™ Analysis", Tulsa, Oklahoma (2003). p. 2

Pr: Presión del yacimiento, psi.

ΔP: Caída de presión, psi.

Tabla 5. Cálculo de la presión en el nodo de un sistema de producción general.

NODO	INFLOW	OUTFLOW
Pwfs	$Pr - \Delta P_1$	$Ps + \Delta P_4 + \Delta P_3 + \Delta P_2 + \Delta P_1$
Pwf	$Pr - \Delta P_1 - \Delta P_2$	$Ps + \Delta P_4 + \Delta P_3$
Pwh	$Pr - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3$	$Ps + \Delta P_4$
Ps	$Pr - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3 - \Delta P_4$	Ps

Pr: Presión del yacimiento, psi.

Pwh: Presión en la cabeza del pozo, psi.

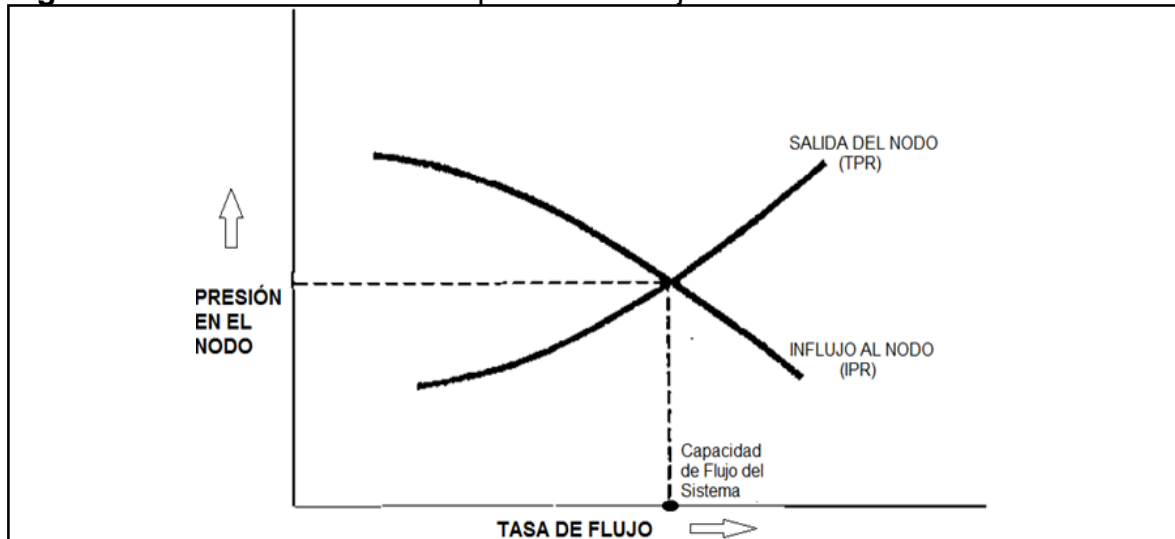
Pwfs: Presión en la cara de los perforados, psi.

Psep: Presión en el separador, psi.

La caída de presión es función del caudal de fluido. La capacidad de flujo del sistema se puede definir si estos dos criterios se cumplen: 1) El flujo que entra al nodo es igual al flujo que sale de este. 2) Solo una presión puede existir en el nodo.

Para determinar la capacidad de flujo de un sistema, generalmente se selecciona como nodo la presión de fondo fluvente (Pwf). La intersección entre las curvas IPR y TPR determinará la capacidad del sistema y una determinada presión de operación, cumpliendo los criterios anteriores como se muestra en la **Figura 7**.

Figura 7. Determinación de la capacidad de flujo del sistema.



Fuente: Beggs, H.D: "Production Optimization Using NODAL™ Analysis", Tulsa, Oklahoma (2003). p. 7. Modificado por el autor.

2.2.1 Índice de productividad. En 1930 Moore¹³ desarrolló el concepto de índice de productividad para medir la habilidad de un pozo para producir fluidos. Se define como los barriles de petróleo que se producen por cada psi de caída de presión en un pozo productor particular.

El índice de productividad (J) se expresa como la razón entre el caudal de petróleo y la correspondiente caída de presión tal como se muestra en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Índice de productividad.

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$$

Fuente: T.V. Moore, A.P.I. Prod. Bull. 206 (1930).

$J < 0.5$ – PRODUCTIVIDAD BAJA
 $0.5 < J < 1.0$ – PRODUCTIVIDAD MEDIA

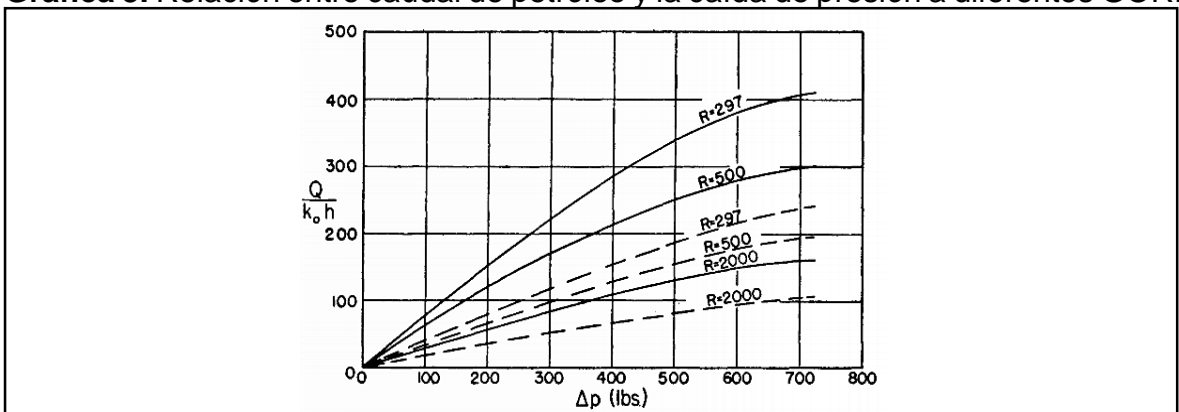
$1.0 < J < 2.0$ – PRODUCTIVIDAD ALTA
 $J > 2.0$ – PRODUCTIVIDAD EXCELENTE

J: Índice de productividad, BOPD/psi
Q_o: Caudal de petróleo, BOPD

P_r: Presión del yacimiento, psi.
P_{wf}: Presión de fondo fluyente, psi.

En 1941 Evinger y Muskat¹⁴ concluyeron que el índice de productividad es función directa de las características del tipo de fluido, la arena, la relación de gas - petróleo (GOR) y la caída de presión. Ellos descubren que un pozo con relación gas – petróleo (GOR) presente no puede tener un índice de productividad constante a diferentes caídas de presión. La **Gráfica 3**, muestra este comportamiento en unidades de campo, la línea punteada representa la viscosidad del petróleo a condiciones de superficie y la línea continua la viscosidad del petróleo a las condiciones de yacimiento. R representa la relación gas – petróleo (GOR).

Gráfica 3. Relación entre caudal de petróleo y la caída de presión a diferentes GOR.



Fuente: Evinger, H. H. and Muskat, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans., AIME (1942) 146, 126-139.

¹³ T.V. Moore, A.P.I. Prod. Bull. 206 (1930)

¹⁴ Evinger, H. H. and Muskat, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans., AIME (1942) 146, 126-139.

2.2.2 Comportamiento de Afluencia (IPR) para pozos productores verticales.

Una gráfica de Comportamiento de Afluencia (IPR) representa la capacidad de entrega de fluidos de un yacimiento petrolífero a un pozo productor. La presión de fondo fluente es función del caudal de fluido. La capacidad de entrega de fluidos de un yacimiento depende de las propiedades petrofísicas, las propiedades del fluido y la presión estática. La caída de presión en gráficas IPR se define como la diferencia entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluente. Las tasas de producción son directamente proporcionales a la caída de presión. La **Ecuación 3** presenta la caída de presión entre el yacimiento y el pozo productor.

Ecuación 3. Caída de presión entre el yacimiento y el pozo.

$$\Delta P = P_r - P_{wf}$$

Fuente: Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", SPE 1476, (1968).

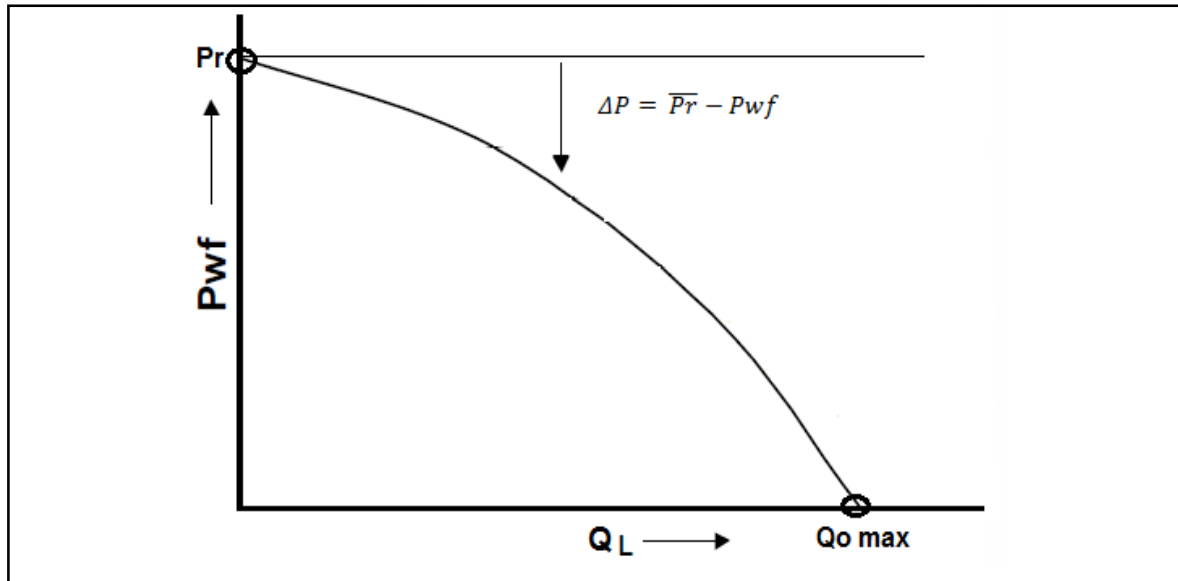
ΔP : Caída de presión entre el yacimiento y el pozo, psi.

P_r : Presión del yacimiento, psi.

P_{wf} : Presión de fondo fluente, psi.

La **Figura 8** muestra la estructura típica de una curva IPR para flujo de petróleo y gas. Se observa que el corte con la abscisa corresponde al caudal máximo ofrecido por el yacimiento a un pozo productor. El corte con la ordenada representa la presión del yacimiento.

Figura 8. Estructura típica de una gráfica IPR.



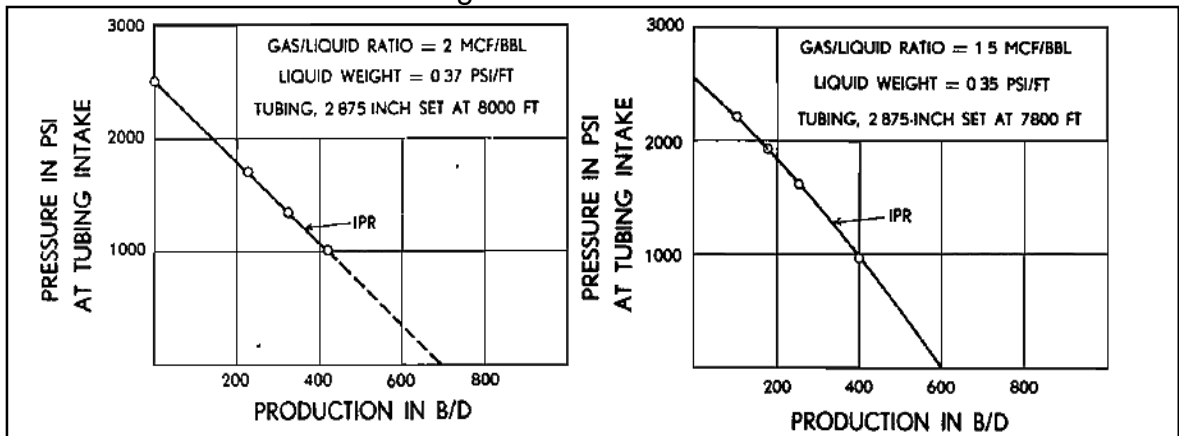
En 1935 Rawlins y Schellhardt¹⁵ hacen la primera conceptualización de la gráfica IPR cuando analizaban el efecto del caudal de líquido en el rendimiento de la producción de gas. Relacionaron por primera vez la presión en cabeza de pozo con la tasa de flujo de gas.

En 1954 Gilbert¹⁶ define el concepto de “IPR” (Comportamiento de Afluencia), enfatizando que el potencial de producción de un pozo abarca todas las condiciones que afectan el flujo de fluidos del yacimiento hacia la tubería.

Gilbert propuso un método empírico para determinar la curva de Comportamiento de Afluencia en pozos con flujo natural basándose en datos medidos de: tasa de producción, relación gas-líquido (RGL), presión de fondo fluyente (P_{wf}), presión en cabeza del pozo (P_{wh}) y presión estática del yacimiento (P_r). El método empírico de Gilbert permite determinar la curva IPR para un diámetro de tubería específico a una profundidad determinada. Gilbert evidencia que para relaciones gas-líquido (RGL) altas, la gráfica IPR tiende a comportarse como una curvatura. En la **Gráfica 4** se observa la tendencia curva cuando aumenta la relación gas – líquido (RGL).

Después de la definición de IPR por Gilbert, se han creado diferentes correlaciones para realizar la curva IPR de un pozo. Cada correlación asume diferentes condiciones estáticas e incorpora diferentes parámetros petrofísicos y del fluido. Fetkovich, Vogel, Wiggins, Del Castillo y Elias et al son algunos de los autores que han postulado las correlaciones más usadas actualmente. La correlación de Vogel es ampliamente usada debido a su bajo requerimiento de datos y sencillez. Esta correlación no modela cambios por las saturaciones de agua.

Gráfica 4. Curvilinealidad de la gráfica IPR al aumentar RGL.



Fuente: Gilbert, W.E.: “Flowing and Gas-Lift Well Performance”, Drill. And Prod. Prac., API (1954) 126. Modificado por el autor.

¹⁵ Rawlins, E.L., Schellhardt, M.A.: “Backpressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices”, Monograph Series, USBM (1935) 7.

¹⁶ Gilbert, W.E.: “Flowing and Gas-Lift Well Performance”, Drill. And Prod. Prac., API (1954) 126

2.2.1.1 Comportamiento de Afluencia (IPR) para yacimientos subsaturados – Método de línea recta de Darcy. Este método genera la gráfica IPR para pozos produciendo de yacimientos subsaturados ($\bar{P}_r > P_b$) debido a que los hidrocarburos están en una sola fase líquida (flujo monofásico), por consiguiente, la Ley de Darcy describe su comportamiento. El tipo de flujo más similar al que se presenta en un yacimiento real es el flujo pseudoestable, por lo tanto, se expondrá la correspondiente forma de la Ley de Darcy. El coeficiente de turbulencia se considera nulo por ser producción líquida y se considera que la permeabilidad es constante en todo el yacimiento.

Ecuación 4. Ley de Darcy para flujo pseudoestable.

$$J = \frac{Q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}} = \frac{0,00708 K_o h}{\mu_o \beta_o \text{Ln} (0,472 X + S)}$$

Fuente: Beggs, H.D: "Production Optimization Using NODAL™ Analysis", Tulsa, Oklahoma (2003). p. 36.

J: Índice de productividad, BOPD/psi

Qo: Caudal de petróleo, BOPD

Pr: Presión del yacimiento, psi.

Pwf: Presión de fondo fluyente, psi.

Ko: Permeabilidad efectiva al petróleo, mD.

h: Espesor del yacimiento, ft.

μo: Viscosidad del petróleo, cP.

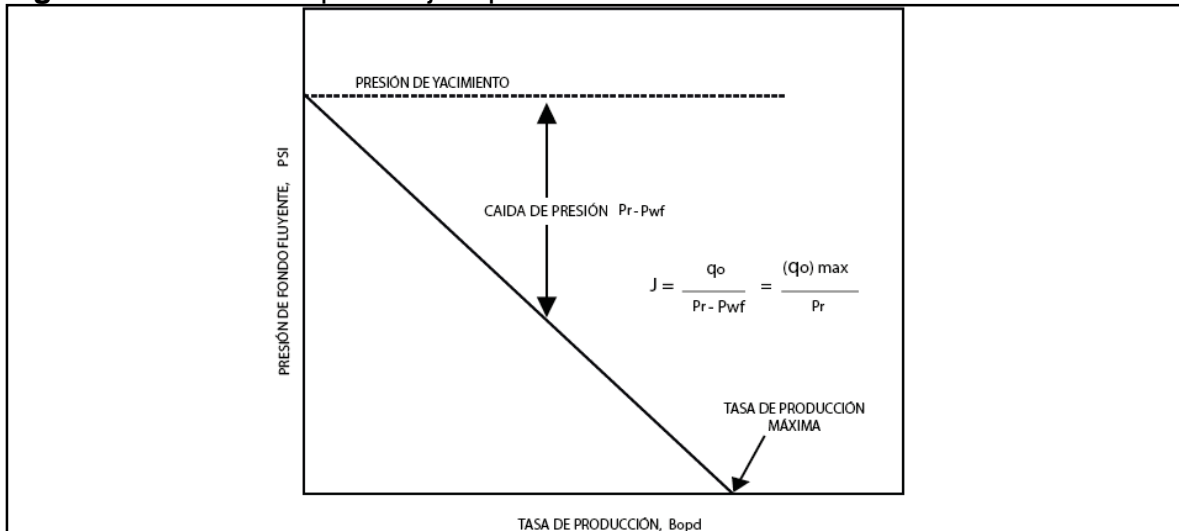
βo: Factor Volumétrico del petróleo, BY/BN.

X: Factor de forma, adimensional.

S: Factor de daño, adimensional

Matemáticamente el índice de productividad es la pendiente en un punto de una gráfica IPR. Para los pozos produciendo de yacimientos subsaturados ($\bar{P}_r > P_b$) la gráfica IPR se comporta como una línea recta tal como lo muestra la **Figura 9**. Debido a esto el índice de productividad es constante a cualquier caída de presión.






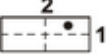





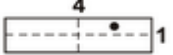
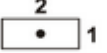

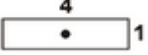

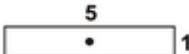
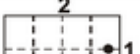




Figura 9. Gráfica IPR para flujo líquido monofásico



Fuente: Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", SPE 1476, (1968).

El caudal de petróleo se puede determinar con un medidor de flujo, la permeabilidad efectiva mediante un análisis de núcleos, el espesor del reservorio mediante registros eléctricos, la presión media y el factor de daño mediante el análisis de una prueba de presión (Horner), la viscosidad mediante un análisis PVT del fluido. Odeh basado en el planteamiento de Mathews y Russell, postuló los Factores de Forma como se muestra en la **Figura 10**, para poder modelar pozos con diferentes geometrías de flujo mediante la ecuación derivada de la Ley de Darcy.

Figura 10. Factores de Forma “X” de Odeh.

Sistema	X	Sistema	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0.966 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.571 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.44 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{2.206 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.925 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.61 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{6.59 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.678 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.36 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.668 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.724 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.368 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.794 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2.066 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{4.072 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.884 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.523 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.485 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{10.135 A^{1/2}}{r_w}$

Fuente: Odeh, A.S.: “Pseudo Steady – State Flow Equation and Productivity Index for a Well with Non-circular Drainage Area.” Mobil Research and Development Corporation.

A: Área de drenaje, ft².

r_e: Radio de drenaje efectivo, ft.

r_w: Radio del pozo, ft.

2.2.1.2 Comportamiento de Afluencia (IPR) para flujo bifásico – Modelo de Vogel – Yacimientos saturados. En 1968 Vogel desarrolló la correlación IPR más usada en la actualidad. Dicha correlación empírica fue producto de la programación computacional de las aproximaciones de Weller¹⁷ para yacimientos por debajo del punto de burbuja con flujo bifásico (petróleo y gas). Las asunciones de dicha aproximación son:

- Yacimiento circular y completamente cerrado con un pozo en el centro.
- Medio poroso isotrópico con saturación de agua constante en todos los puntos.
- Efectos de la gravedad nulos.
- Compresibilidad de la roca y el agua nulas.
- La composición y el equilibrio son constantes para el petróleo y el gas.
- Existe la misma presión en las fases (petróleo y gas).
- GOR constante en cualquier tiempo.

En la programación computacional, Vogel varió la curva de permeabilidades relativas, las propiedades PVT, estados de agotamiento, espaciamiento y permeabilidad absoluta del medio para concluir que el aumento de la viscosidad del crudo, presencia de daño de formación y yacimientos por encima del punto de burbuja generaban una linealidad en la gráfica IPR. Los caudales de crudo son inversamente proporcionales a la viscosidad de este a unas condiciones dadas. A medida que la depletación ocurre, la gráfica IPR se deteriora como se muestra en la **Figura 11**, debido a que la presión del yacimiento disminuye y por ello el gas en solución con el petróleo se libera y ocupa un volumen en las gargantas porales produciendo una reducción de la permeabilidad relativa al petróleo. Vogel graficó los resultados de la **Figura 11** en variables adimensionales para observar algún comportamiento. En la **Figura 12**, se evidencia que para bajos estados de agotamiento la curva IPR muestra un comportamiento propio de una ecuación cuadrática. Altos estados de agotamiento generan curvas IPR diferenciadas de la media. La correlación de Vogel se representa en la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Correlación IPR de Vogel

$$\frac{Q_o}{Q_o \max} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Fuente: Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", SPE 1476, (1968).

Q_o: Caudal de petróleo, BOPD.

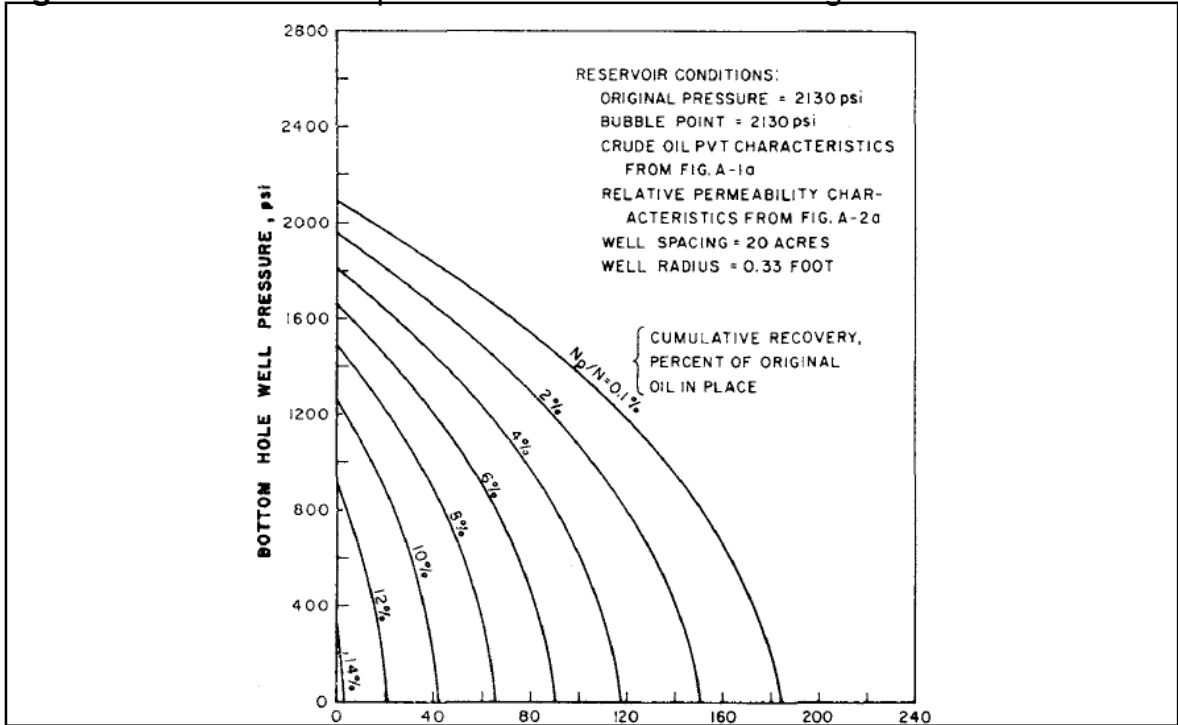
Q_{o máx.}: Caudal de petróleo máximo (P_{wf}=0), BOPD.

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, psi.

P_r: Presión del yacimiento, psi.

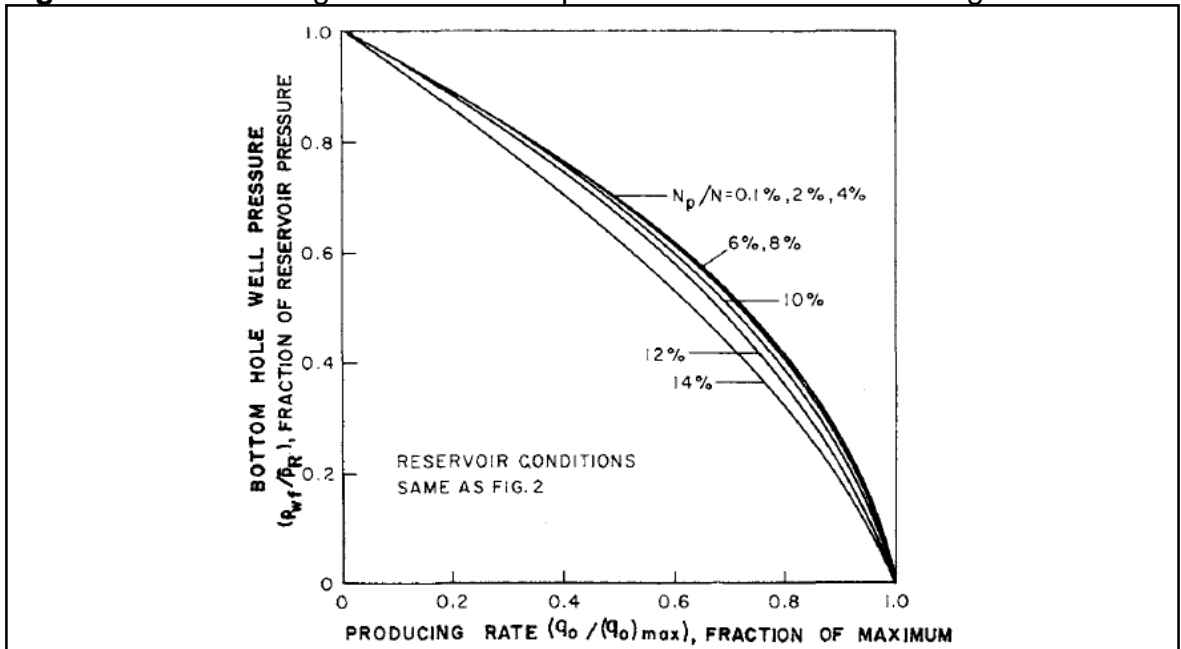
¹⁷ Weller, W.T.: "Reservoir Performance During Two-Phase Flow", J. Pet. Tech. (Feb., 1966), 240-246.

Figura 11. Efecto de la depletación en la curva IPR de Vogel.



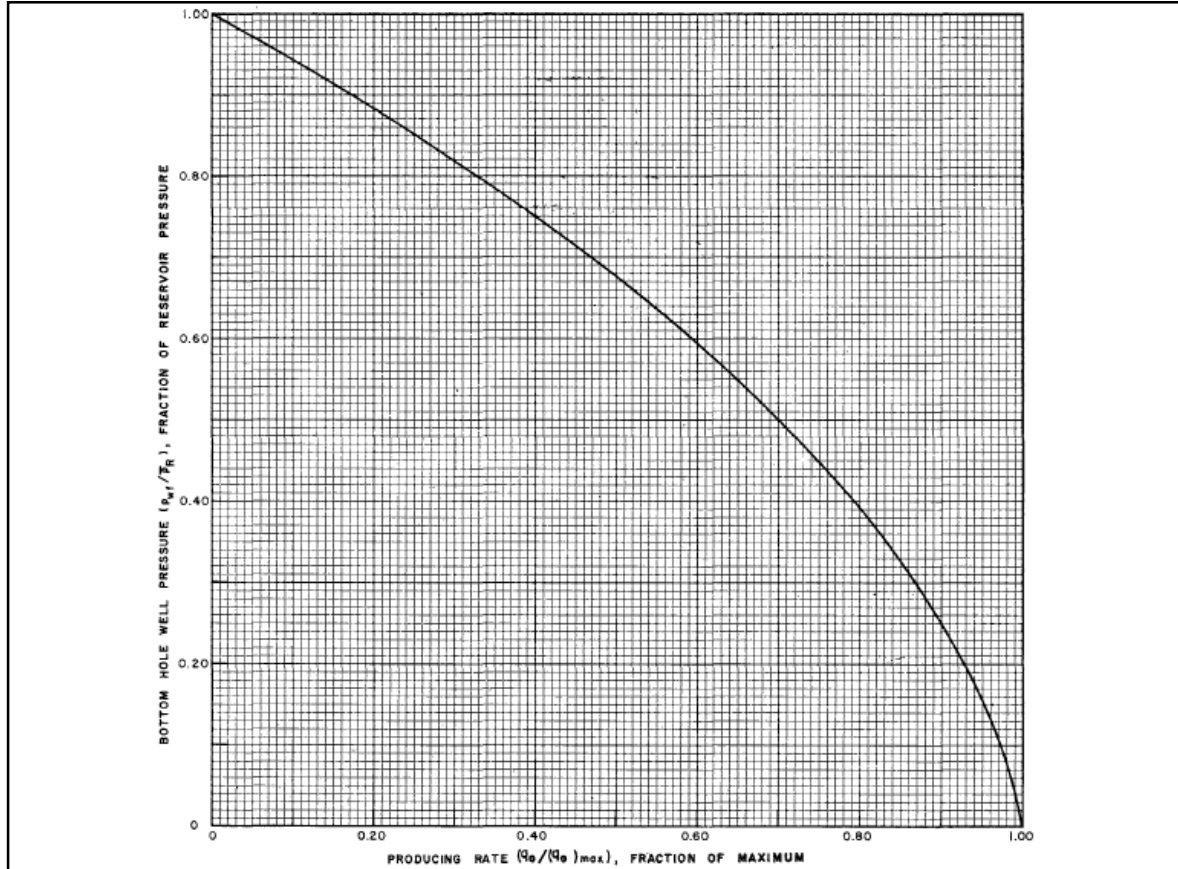
Fuente: Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", SPE 1476, (1968).

Figura 12. IPR de Vogel adimensional para diferentes estados de agotamiento.



Fuente: Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", SPE 1476, (1968).

Gráfica 5. IPR adimensional de Vogel.



Fuente: Vogel, J.V.: “Inflow Performance Relationships for Solution–Gas Drive Wells”, SPE 1476, (1968).

Para realizar la curva de Comportamiento de Afluencia según el modelo de Vogel, es necesario disponer de una prueba de flujo (medición de caudal de petróleo a una presión de fondo fluyente dada). Con estos valores es posible determinar el caudal máximo de petróleo (se presenta cuando la caída de presión es máxima; $P_{wf} = 0$). Acto seguido, se asumen presiones de fondo fluyente menores a la presión de yacimiento para obtener los respectivos caudales. El daño de formación según este modelo es nulo. Este método genera un 20% de error promedio (Vogel, 1968), si se respeta el uso para condiciones similares a las planteadas por Weller (1966).

Modelo de Vogel para yacimientos subsaturados

El método de Vogel puede ser extendido para yacimientos subsaturados. El comportamiento rectilíneo de la gráfica IPR finaliza cuando se llega al punto de burbuja. Una vez el yacimiento se satura, el gas en solución se libera y la gráfica IPR se torna curvilínea. Para realizar el procedimiento es necesario conocer la presión del yacimiento (P_r), la presión de burbuja (P_b) y una prueba de flujo.

El primer paso consiste en calcular el Índice de Productividad (J), que es constante cuando el yacimiento es subsaturado ($P_{wf} > P_b$), con la utilización de la prueba de flujo como se muestra en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Cálculo del Índice de Productividad según la prueba de flujo disponible.

$$\begin{aligned}
 & \text{Si } P_{wf \text{ prueba}} > P_b \\
 & J = \frac{Q_o \text{ prueba}}{\bar{P}_r - P_{wf \text{ prueba}}} \\
 & \text{Si } P_{wf \text{ prueba}} < P_b \\
 & J = \frac{Q_o \text{ prueba}}{\bar{P}_r - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf \text{ prueba}}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf \text{ prueba}}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right]}
 \end{aligned}$$

Fuente: Beggs, H.D: "Production Optimization Using NODAL™ Analysis", Tulsa, Oklahoma (2003). p. 25.

J: Índice de Productividad, BOPD/psi.

Qo prueba: Caudal monofásico de petróleo de la prueba de flujo, BOPD

\bar{P}_r : Presión del yacimiento, psi.

Pwf prueba: Presión de fondo fluyente de la prueba de flujo, psi.

Una vez se conoce el Índice de Productividad es posible calcular el potencial de producción a la presión de burbuja (Q_b). Acto seguido, se realiza el mismo procedimiento para la construir la gráfica IPR con el método de Vogel, asumiendo presiones de fondo fluyente (P_{wf}) menores a la presión de burbuja (P_b), mediante la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Cálculo de la gráfica IPR de Vogel para yacimientos subsaturados.

$$\begin{aligned}
 & Q_b = J (\bar{P}_r - P_b) \\
 & Q_o = Q_b + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]
 \end{aligned}$$

Fuente: Beggs, H.D: "Production Optimization Using NODAL™ Analysis", Tulsa, Oklahoma (2003). p. 25.

Qb: Caudal de petróleo al punto de burbuja

Qo: Caudal de petróleo, BOPD.

Pb: Presión de burbuja, psi.

Pr: Presión del yacimiento, psi.

Pwf: Presión de fondo fluyente, psi.

La gráfica IPR para este procedimiento simplemente consiste en una sección rectilínea (desde P_r hasta P_b) y una sección curvilínea (desde P_b hasta $P_{wf}=0$).

2.2.1.3 Comportamiento de Afluencia (IPR) para pozos con daño de formación – Método de Standing.¹⁸ En 1970 Standing basado en la ecuación de Vogel introduce el concepto de Eficiencia de Flujo para observar las variaciones en los caudales de petróleo por efecto del daño de formación. La eficiencia de flujo se expresa como la razón entre el índice de productividad real e índice de productividad ideal. Para un pozo drenando un yacimiento cerrado y en flujo pseudoestable definió la Eficiencia de Flujo como se muestra en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Correlación IPR de Standing para pozos con Factor de Daño.

$$FE = \frac{\ln(0.472 X)}{\ln(0.472 X) + S}$$

$$FE > 1 \Rightarrow \text{Pozo Estimulado}$$

$$FE < 1 \Rightarrow \text{Pozo con Daño de Formación}$$

$$\frac{Q_o}{Q_o \text{ max}} = FE (1.8 - 1.8 A) - 0.8 FE^2 (1 - 2 A + A^2)$$

$$A = \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}$$

$$P_{wfi} = \bar{P}_r - FE (\bar{P}_r - P_{wf})$$

Fuente: Standing, M.B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution – Gas Drive", SPE 3237, (1970).

Q_o: Caudal de petróleo, BOPD.

Q_o máx.: Caudal de petróleo máximo (P_{wf}=0), BOPD.

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, psi.

P_r: Presión del yacimiento, psi.

FE: Eficiencia de flujo, % o fracción.

X: Factor de forma, adimensional.

S: Factor de daño, adimensional.

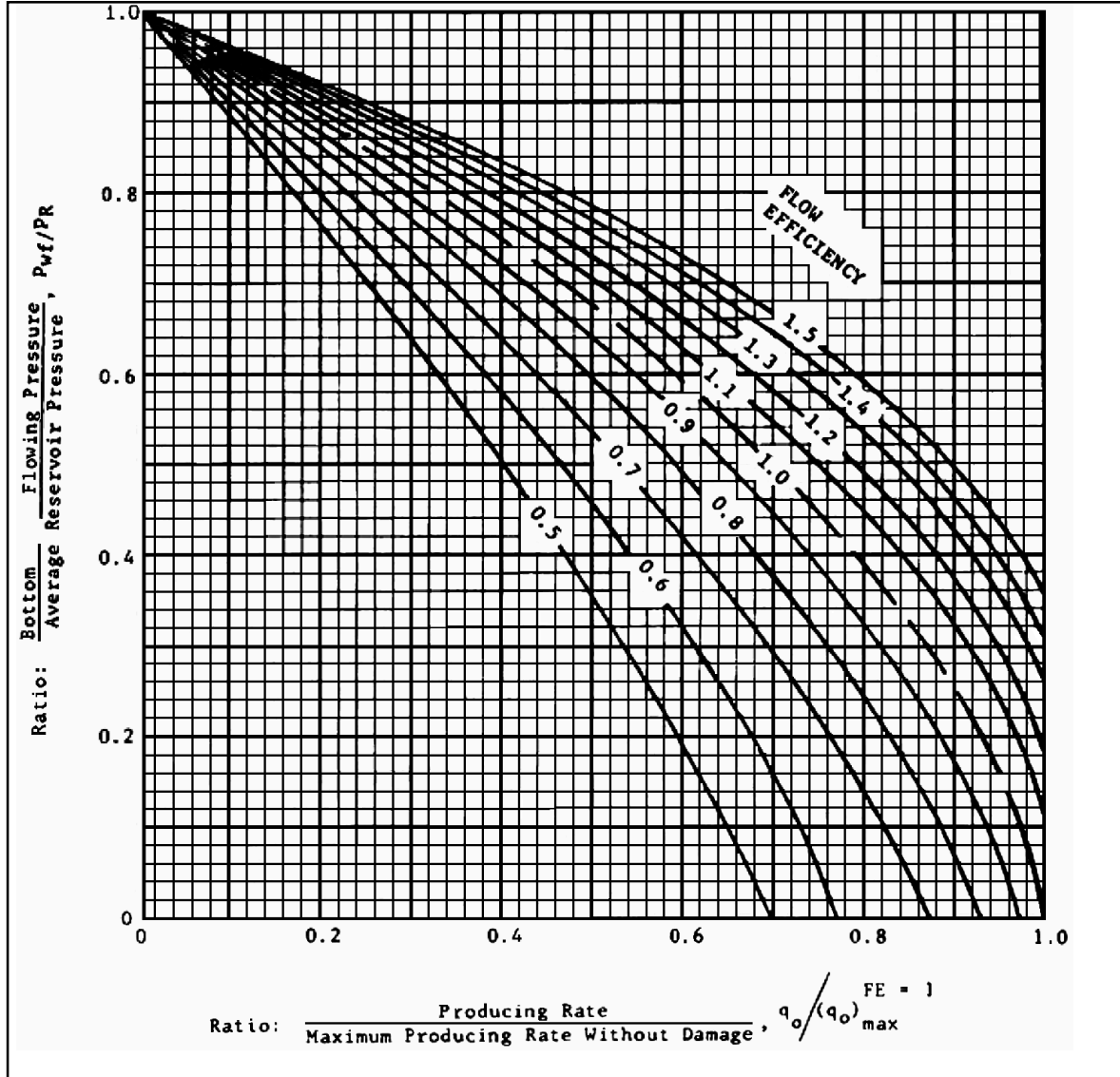
P_{wfi}: P_{wf} cuando FE=1, psi.

El método es similar al de Vogel. Se debe conocer una prueba de flujo para poder calcular el caudal máximo. Después se asumen presiones de fondo fluyentes con FE = 1 (P_{wfi}) para después calcular las presiones de fondo fluyente con daño (P_{wf}). Seguido a esto se determinan los caudales de petróleo correspondientes para lograr graficar la curva IPR con Factores de daño incluidos.

En la **Gráfica 6**, se muestran los efectos presentados por Standing en variables adimensionales cuando la eficiencia de flujo varía en una gráfica IPR.

¹⁸ Standing, M.B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution – Gas Drive", SPE 3237, (1970).

Gráfica 6. IPR adimensional de Standing para pozos con daño.



Fuente: Standing, M.B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution – Gas Drive", SPE 3237, (1970).

Es posible que el Factor de Daño calculado mediante el análisis de una prueba de subida de presión (PBU) de un pozo no corresponda al Factor de Daño propuesto por Standing cuando se dispone de una prueba de flujo. Esto ocurre debido a que las consideraciones del modelo de Vogel se alejan de las condiciones reales de los yacimientos¹⁹.

¹⁹ Msc. Alvaro Prada V., Ing. De Petróleos, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) – Ecopetrol S.A.

2.2.1.4 Comportamiento de Afluencia (IPR) para flujo multifásico – Modelo de Wiggins – Yacimientos saturados. En 1992 Wiggins, Russell y Jennings crearon un método para determinar la gráfica de comportamiento de afluencia para flujo de tres fases. El método consiste en una ecuación de cuarto grado que requiere del conocimiento de las gráficas de permeabilidad relativa del yacimiento y de las propiedades del fluido con su comportamiento con el cambio de presión. No siempre se dispone de esta información por lo tanto el método se restringió a uso académico.

En 1993 Wiggins determinó una nueva correlación de Comportamiento de Afluencia (IPR) para flujo multifásico asumiendo los efectos gravitacionales y capilares nulos. Dicha correlación solo requiere de una prueba de flujo.

Wiggins realizó la simulación numérica para yacimientos completamente cerrados sin entrada externa de agua. Utilizó un amplio rango de propiedades petrofísicas y del fluido dando paso al análisis del flujo de agua y petróleo de manera separada. Por ello asignó una correlación IPR de comportamiento cuadrático para cada una de las fases mencionadas, definiéndolas en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. IPR de Wiggins para flujo de petróleo, gas y agua.

$$\frac{Q_o}{Q_o \max} = 1 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

$$\frac{Q_w}{Q_w \max} = 1 - 0.722235 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Fuente: Wiggins, M.: "Generalized Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow", SPE 25458, University of Oklahoma, (1993).

Q_o: Caudal de petróleo, BOPD.

Q_o máx.: Caudal de petróleo máximo (P_{wf}=0), BOPD.

Q_w: Caudal de agua, BWPD.

Q_o máx.: Caudal de agua máximo, BWPD.

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, psi.

P_r: Presión del yacimiento, psi.

Las pruebas de flujo disponibles generalmente se realizan en pozos con Daño de Formación presente. Para poder determinar el caudal máximo de oferta de líquidos sin efecto de Daño de Formación es necesario calcular la eficiencia de flujo (FE) con el Factor de Daño de Formación (S) mediante la **Ecuación 10**. Después es necesario calcular el caudal máximo cuando la eficiencia de flujo es diferente de 100% ($Q_o \max_{(FE \neq 1)}$) y de esta manera se hace posible determinar el caudal máximo cuando el Daño de Formación es nulo ($Q_o \max_{(FE=1)}$).

Ecuación 10. Eficiencia de flujo y cálculo de IPR cuando FE=1 según Wiggins.

$$FE = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S}$$

$$\frac{Q_o \max_{(FE \neq 1)}}{Q_o \max_{(FE = 1)}} = FE$$

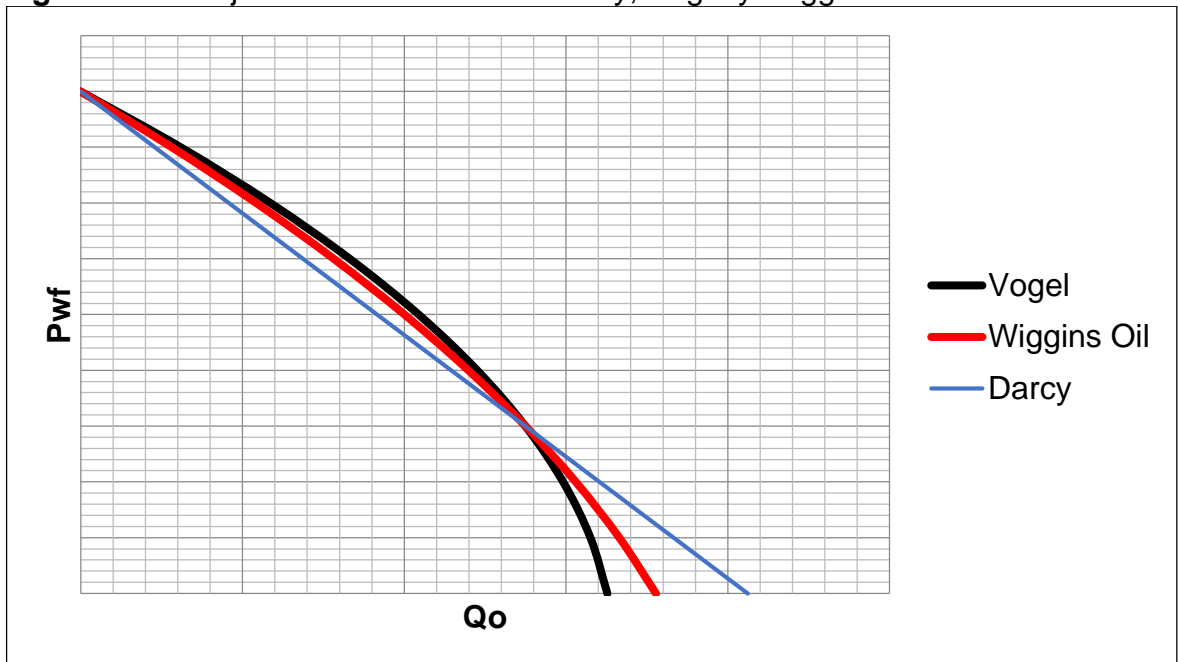
Fuente: Wiggins, M.: "Generalized Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow", SPE 25458, University of Oklahoma, (1993).

FE: Eficiencia de Flujo, % o fracción.
S: Factor de Daño, adimensional.

re: Radio de drenaje del pozo, ft.
rw: Radio del pozo, ft.

Se realizó una prueba de flujo a un pozo produciendo de un yacimiento que posee 4500 psi de presión promedio del yacimiento (Pr). El resultado de la prueba arrojó un caudal (Qo) de 550 BOPD con una presión de fondo fluyente (Pwf) de 1500 psi. Se cotejaron las gráficas IPR propuestas por Darcy, Vogel y Wiggins en la **Figura 13**.

Figura 13. Cotejo de modelos IPR de Darcy, Vogel y Wiggins.



Fuente: Autor.

En la **Figura 13** se observa que:

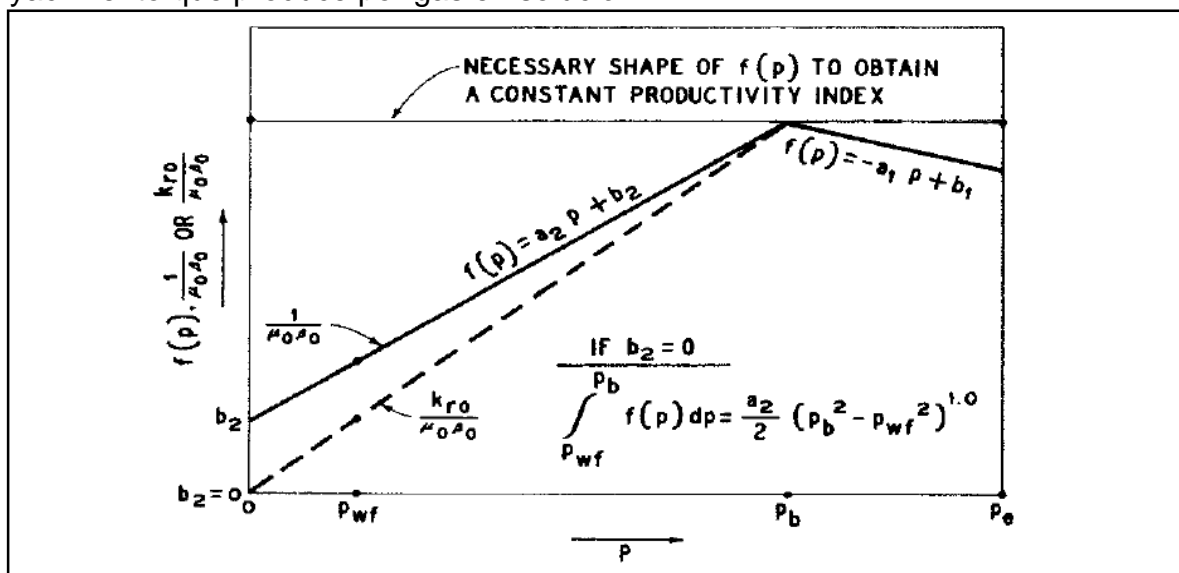
$$Q_o \max Darcy > Q_o \max Wiggins > Q_o \max Vogel$$

2.2.1.5 Método IPR de Fetkovich. En 1973 Fetkovich demuestra que los pozos de petróleo pueden ser analizados con las mismas ecuaciones de flujo introducidas por Rawlins y Schellhardt cuando analizaron el potencial de producción de gas de un pozo. Para la realización de este método es necesario disponer de una prueba “Multitasa Isócrona” o una prueba “Flujo tras flujo”. Para yacimientos de alta permeabilidad ambas pruebas son válidas, en caso contrario, la prueba Isócrona funciona debido a que se eliminan los efectos transientes que una prueba “Flujo tras flujo” acarrea.

La correlación de Fetkovich asume que la movilidad del petróleo es función lineal con la presión de reservorio tal como se muestra en la **Figura 14**.

Fetkovich también asumió que el mecanismo de producción es el de gas en solución. Para determinar la curva IPR según se expresó la **Ecuación 11**.

Figura 14. Comportamiento de la movilidad en función de la presión para un yacimiento que produce por gas en solución.



Fuente: Fetkovich, M.J.: “The Isochronal Testing of Oil Wells”, SPE 4529, (1973).

Ecuación 11. Correlación IPR de Fetkovich.

$$\frac{Q_o}{Q_o \text{ máx.}} = \left(1 - \frac{P_{wf}^2}{Pr^2}\right)^n$$

Fuente: Elias et al.: “New Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Oil Reservoir”, SPE 124041, El Cairo University, (2009).

Q_o: Caudal de petróleo, BOPD.

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, psi.

Q_{o máx.}: Caudal de petróleo máximo (P_{wf}=0), BOPD.

Pr: Presión del yacimiento, psi.

n: Pendiente de la gráfica [Q_o vs (Pr² – P_{wf}²)] en formato Log-Log.

Este método ha demostrado un porcentaje de error promedio de 7%. El método es confiable pero su principal restricción es que es necesario disponer de una prueba Multitasa isócrona o Flujo tras flujo para poder realizar la IPR, el método de Vogel y Wiggins solo requieren de una prueba de flujo.

2.2.1.6 Método IPR de Klins y Majcher. En 1992 Klins y Majcher basados en el método de Vogel desarrollan una correlación de Comportamiento de Afluencia (IPR) que tiene en cuenta el cambio en el punto de burbuja de yacimientos con empuje por gas en solución. Determinaron la correlación expresada en la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Correlación IPR de Klins y Majcher.

$$\frac{Q_o}{Q_o \max_{(s=0)}} = 1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^{N_1}$$

$$N_1 = 0.28 + 0.72 \left(\frac{P_r}{P_b} \right) (1.235 + 0.001 P_b)$$

Fuente: Klins, M.A; Majcher, M.W.: "Inflow Performance Relationships for Damaged or Improved Wells Producing Under Solution-Gas Drive", SPE 19852, (1992).

Q_o: Caudal de petróleo, BOPD.

Pr: Presión del yacimiento, psi.

Q_o máx.: Caudal de petróleo máximo (P_{wf}=0), BOPD.

N₁: Parámetro del petróleo para la ecuación de Klins

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, psi.

2.2.1.7 Método IPR de Sukarno y Wisnagroho. En 1995 Sukarno y Wisnagroho desarrollaron una correlación IPR basados en resultados de simulación numérica de yacimientos. Esta correlación tiene en cuenta la Eficiencia de Flujo que es calculada mediante el Factor de Daño y las constantes adimensionales propuestas por ellos. La correlación se define en la **Ecuación 13** y requiere del conocimiento de la **Tabla 6**.

Tabla 6. Constantes adimensionales de Sukarno y Wisnagroho.

	b_{0j}	b_{1j}	b_{2j}	b_{3j}
a₀	1.0394	0.12657	0.0135	-0.00062
a₁	0.01668	-0.00385	0.00217	-0.0001
a₂	-0.0858	0.00201	-0.00456	0.0002
a₃	0.00952	-0.00391	0.0019	-0.00001

Fuente: Sukarno, P.; Wisnagroho, A.: "Generalized Two-Phase IPR Curve Equation under Influence of Non-linear Flow Efficiency", (1995).

Ecuación 13. Correlación IPR de Sukarno y Wisnagroho.

$$\frac{Q_o}{Q_o \max_{(S=0)}} = FE \left[1 - 0.1489 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.4416 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 - 0.4093 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 \right]$$

$$FE = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 + a_3 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3$$

$$a_i = b_{0i} + b_{1i} S + b_{2i} S^2 + b_{3i} S^3$$

Fuente: Sukarno, P.; Wisnagroho, A.: "Generalized Two-Phase IPR Curve Equation under Influence of Non-linear Flow Efficiency", (1995).

Q_o: Caudal de petróleo, BOPD.

Q_o máx.: Caudal de petróleo máximo (P_{wf}=0), BOPD.

FE: Eficiencia de flujo, % o fracción.

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, psi.

P_r: Presión del yacimiento, psi.

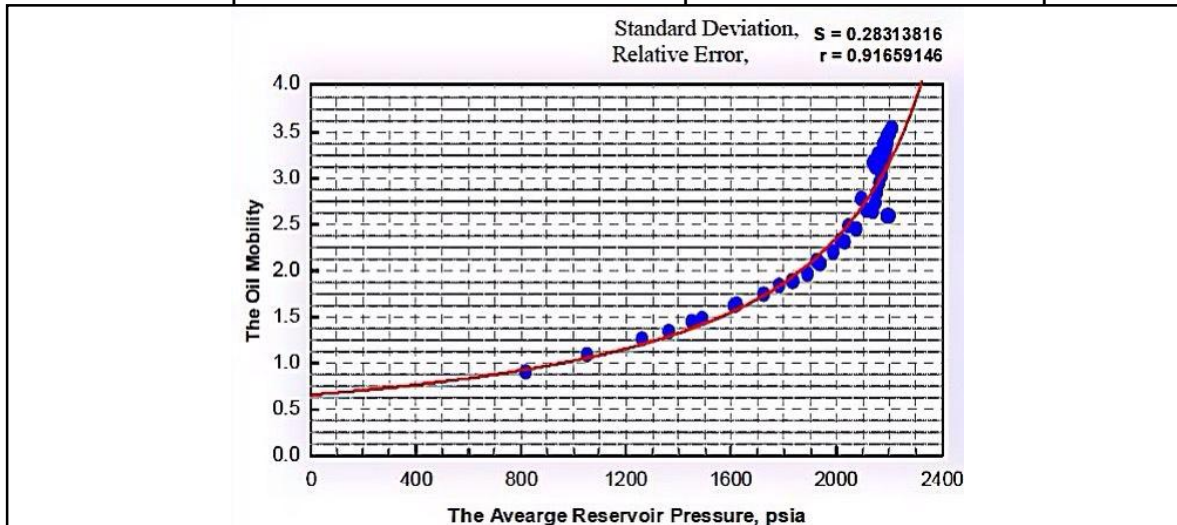
a₀, a₁, a₂, a₃: Constantes adimensionales

b_{0i}, b_{1i}, b_{2i}, b_{3i}: Constantes adimensionales

S: Factor de daño, adimensional

2.2.1.8 Método IPR de Elias - Fattah et al. En 2009 Elias et al. propusieron una nueva correlación de Comportamiento de Afluencia (IPR) para yacimientos con mecanismo de producción de gas en solución. Consideraron que la movilidad del petróleo no era función lineal de la presión de reservorio. Para deducir esto realizaron seis corridas de simulación numérica de yacimientos por debajo del punto de burbuja encontrando una relación recíproca entre la movilidad del petróleo y la presión de reservorio tal como se muestra en la **Gráfica 7**.

Gráfica 7. Comportamiento de la movilidad del petróleo en función de la presión.



Fuente: Elias et al.: "New Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Oil Reservoirs", SPE 124041, El Cairo University, (2009).

La metodología para realizar la gráfica IPR consiste en identificar si la presión del yacimiento es menor o mayor a 1600 psia para hacer el respectivo cálculo de el parámetro IPR del petróleo (α). Para utilizar este modelo se requiere una prueba de

flujo. Con dicha prueba se calcula el caudal máximo de petróleo ($Q_o \max$). Después se determinan los caudales de petróleo a diferentes presiones de fondo fluyente (P_{wf}) menores a la presión del yacimiento (\bar{P}_r). La correlación desarrollada se muestra en la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Correlación IPR de Elias et al.

$$\alpha = \frac{1}{-0.981 \bar{P}_r - 152.585} \quad \text{Si } \bar{P}_r \leq 1600 \text{ psia}$$

$$\alpha = -0.0043065 + 4.98E - 06 \bar{P}_r - 2.41E - 09 \bar{P}_r^2 + 5.69E - 13 \bar{P}_r^3 - 6.48E - 17 \bar{P}_r^4 + 2.85E - 21 \bar{P}_r^5 \quad \text{Si } \bar{P}_r > 1600 \text{ psia}$$

$$\frac{Q_o}{Q_o \max} = 1 - \frac{\ln(\alpha P_{wf} + 1)}{\ln(\alpha \bar{P}_r + 1)}$$

Fuente: Elias et al.: "New Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Oil Reservoirs", SPE 124041, El Cairo University, (2009).

Pr: Presión de yacimiento, psia.

α : Parámetro IPR del petróleo, adimensional.

Qo: Caudal de petróleo, BOPD.

Qo máx.: Caudal de petróleo máximo, BOPD.

Pwf: Presión de fondo fluyente, psia.

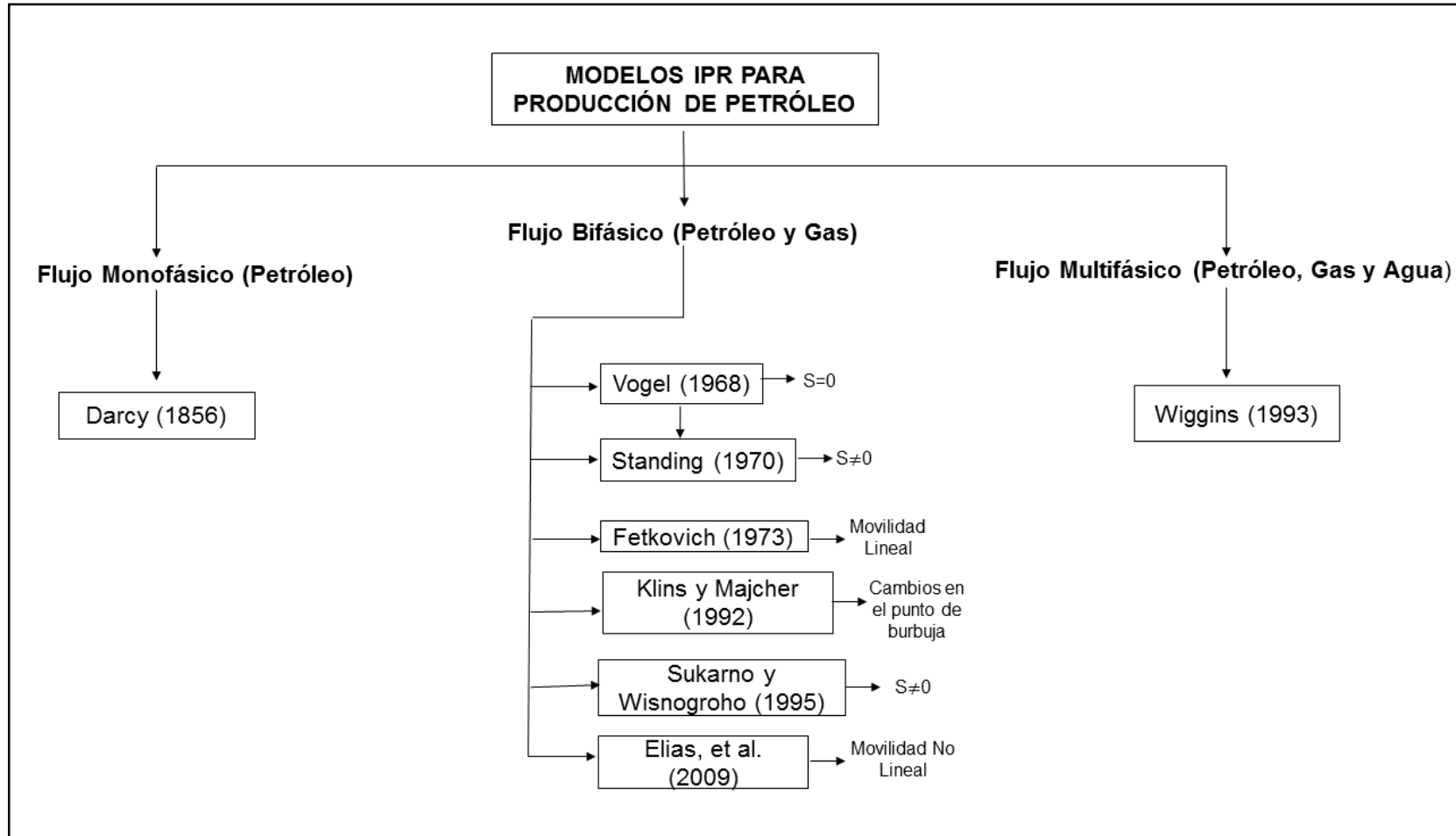
Según Elias et al, este método ofrece el menor porcentaje de error entre los métodos propuestos de Vogel, Fetkovich, Wiggins y Sukarno, después de analizar 12 casos como se muestra en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Porcentajes de error de diferentes correlaciones IPR según Elias et al.

Case	Total Average Errors %				
	The new IPR	Vogel	Fetkovich	Wiggins	Sukarno
1	6.47	26	8.56	32.3	20.1
2	1	5.1	6.4	6.8	3.5
3	7.4	15.1	7.7	15.8	14.2
4	19.6	3	6.3	3.7	10.5
5	3.4	7	4.15	7.7	5.9
6	5.7	14	9.61	17.2	9.7
7	3.1	13	6.72	15.1	11.1
8	8	32	6	33.3	31
9	5.6	14.7	6	17.0	11.6
10	5.9	13.7	9.7	16.0	10.6
11	5.4	6	7.6	8.7	3.4
12	7.2	14	4.7	14.3	13.1
Average %	6.6	13.7	7	15.7	12.1

Fuente: Elias et al.: "New Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Oil Reservoirs", SPE 124041, El Cairo University, (2009).

Figura 15. Modelos IPR para producción de petróleo.



2.2.3 Desempeño de la tubería vertical de producción (TPR). Una gráfica TPR, representa las presiones de entrada necesarias para producir un caudal definido. Las pérdidas de presión ocurren a lo largo de todo el sistema de producción.

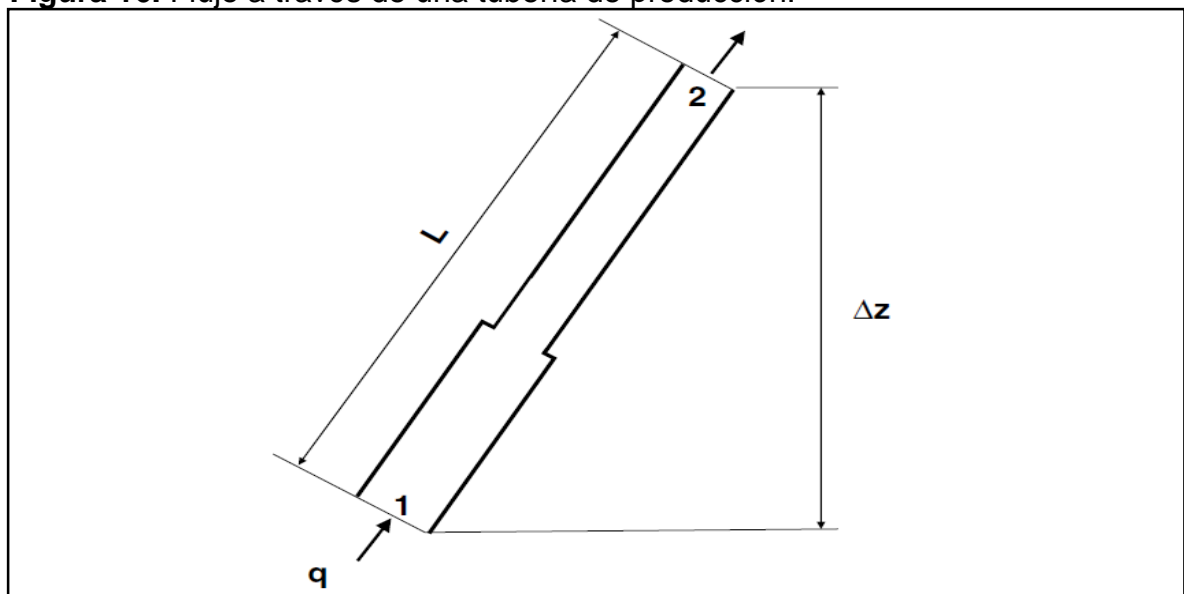
Cuando existe flujo monofásico, las pérdidas de presión pueden ser calculadas fácilmente conociendo las características del fluido, el tamaño y la rugosidad de la tubería. En los sistemas reales de producción el flujo generalmente es multifásico, en la mayoría de los casos fluiría gas libre. La presencia del gas libre junto con el líquido complica los cálculos de las pérdidas de presión en el sistema.

A medida que la presión del reservorio cae, las fracciones de las fases cambian. Esto genera alteraciones en las densidades, velocidades, volúmenes de cada fase y las propiedades del fluido.

2.2.3.1 Flujo Monofásico. En pozos de petróleo este solo puede existir cuando la presión en cabeza de pozo es mayor a la presión de burbuja del fluido ($P_{wh} > P_b$). Esto es poco probable que ocurra, sin embargo, es conveniente establecer las condiciones que rigen el flujo monofásico para entender la naturaleza del flujo multifásico.

Considerando el flujo de un punto 1 a un punto 2 mediante una tubería de producción (**Figura 16**), se puede decir que es posible calcular el diferencial de presión entre los puntos 1 y 2 mediante la primera ley de la termodinámica reflejada en la **Ecuación 15**.

Figura 16. Flujo a través de una tubería de producción.



Fuente: Boyun Guo et al: "Production Optimization Using Nodal Analysis", (2007), p.46.

Ecuación 15. Caída de presión en tubería de producción para flujo monofásico.

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{g}{g_c} \rho \Delta z + \frac{\rho}{2g_c} \Delta u^2 + \frac{2f_F \rho u^2 L}{g_c D}$$

Densidad del Petróleo

$$\gamma_o = \frac{141.5}{^\circ API + 131.5}$$

$$\rho = 62.4 \gamma_o$$

Elevación

$$\Delta z = \cos(\alpha) L$$

Velocidad del Fluido

$$u = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

Factor de Fricción de Fanning

$$N_{Re} = \frac{1.48 Q \rho}{D \mu}$$

Si $N_{Re} < 2000 \rightarrow$ Flujo Laminar

$$f_F = \frac{16}{N_{Re}}$$

$N_{Re} > 2100 \rightarrow$ Flujo Turbulento

$$\frac{1}{\sqrt{f_F}} = -4 \log \left\{ \frac{\varepsilon}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{Re}} \log \left[\frac{\varepsilon^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{N_{Re}} \right)^{0.8981} \right] \right\}$$

$$\varepsilon = \frac{\delta}{D}$$

Fuente: Boyun et al: "Production Optimization Using Nodal Analysis", (2007), p.48.

ΔP : Diferencial de presión, psia.

P_1 : Presión en el punto 1, psia.

P_2 : Presión en el punto 2, psia.

g : Aceleración gravitacional, 32.17 ft/s²

g_c : Factor de conversión de unidades, 32.17 lb_m-ft/lb_r-s²

ρ : Densidad del petróleo, lb_m/ft³.

Δz : Elevación, ft.

u : Velocidad del fluido, ft/s.

f_F : Factor de fricción de Fanning, adimensional.

L : Largo de la tubería, ft.

D : Diámetro interno de la tubería, ft.

γ_o : Gravedad específica del petróleo, fracción.

$^\circ API$: Gravedad API del petróleo.

α : Ángulo del pozo, grados.

Q : Caudal de fluido, BFPD.

N_{Re} : Número de Reynolds, adimensional.

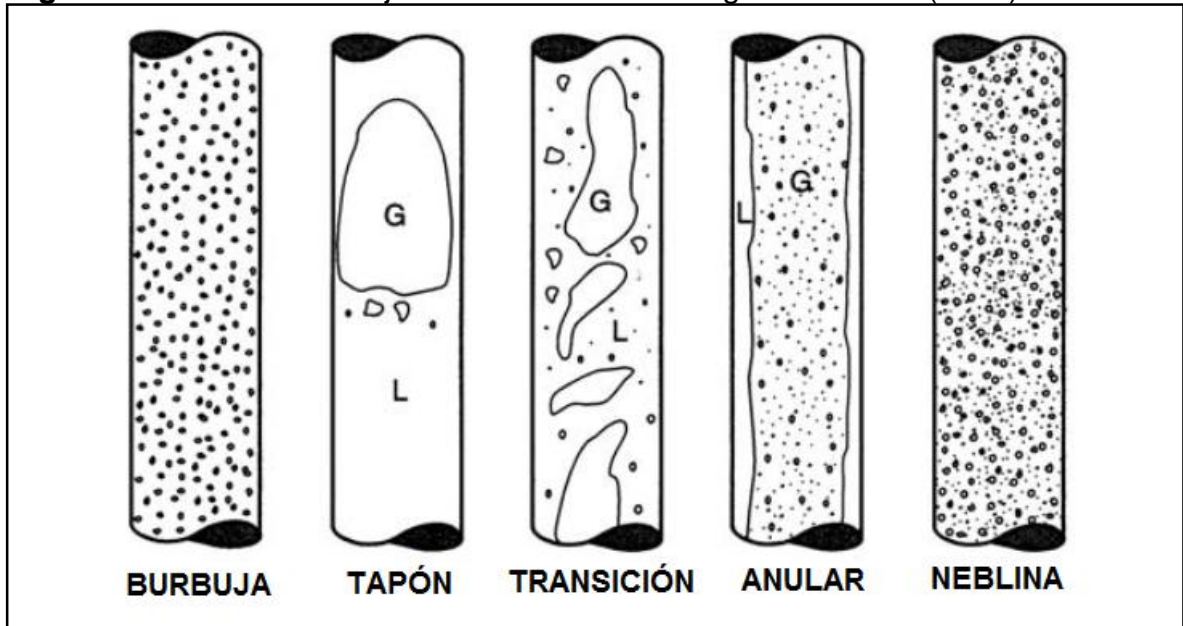
ε : Rugosidad relativa de la tubería, adimensional.

δ : Rugosidad absoluta de la tubería, ft.

El primer, segundo y tercer término de la derecha de la ecuación de la primera ley de la termodinámica representan las caídas de presión debido a la elevación, energía cinética y fricción respectivamente. En el cálculo del Factor de Fricción de Fanning (f_F) para flujo turbulento, se expuso la correlación de Chen (1979) ya que brinda resultados rápidamente, sin embargo existen diferentes correlaciones para obtener f_F .

2.2.3.2 Flujo Multifásico. Generalmente los pozos producen agua, petróleo, gas y en ocasiones arena. Para realizar el modelamiento del flujo vertical en la tubería de esta mezcla de fluidos, debe considerarse la distribución de cada una de las fases en la tubería, por lo que es necesario conocer los patrones de flujo vertical como se muestra en la **Figura 17**.

Figura 17. Patrones de flujo multifásico vertical según Weisman (1983).



Fuente: Brennen, C.: "Fundamentals of Multiphase Flow", (2005). p.133. Modificado por el autor.

- ✓ **Flujo Burbuja:** La fase líquida es continua, la fase gaseosa se encuentra en pequeñas burbujas las cuales se mueven a diferentes velocidades. La pared de la tubería siempre está en contacto con la fase líquida.
- ✓ **Flujo Tapón:** La fase líquida sigue siendo continua, aunque las burbujas de gas coalescen formando tapones que ocupan prácticamente la sección transversal de la tubería. El líquido que rodea el tapón puede moverse a bajas velocidades de forma descendente.
- ✓ **Flujo de Transición:** Las burbujas de gas pueden unirse y el líquido puede entrar en la burbuja. La fase gaseosa ocupa mayor volumen y empieza a convertirse en la fase continua, por ello predominan los efectos de esta fase.
- ✓ **Flujo Anular:** La fase gaseosa es continua, el líquido se encuentra como gotas y cubre las paredes de la tubería.
- ✓ **Flujo Nube:** El gas ocupa prácticamente todo el volumen en la tubería. El líquido está disperso en el gas en gotas pequeñas.

En el flujo multifásico, la cantidad de volumen de tubería ocupada por una fase no siempre es igual a la proporción de dicha fase en el caudal. Esto ocurre porque la diferencia de densidades entre las fases ocasiona que la fase más densa se deslice y se sostenga ocupando un volumen. Este fenómeno es llamado “Retención de líquido” (Liquid Holdup) y se define en la **Ecuación 16**.

Ecuación 16. Retención de Líquido (Liquid Holdup).

$$y_L = \frac{V_L}{V}$$

Fuente: Boyun Guo et al: “Production Optimization Using Nodal Analysis”, (2007), p.48.

y_L : Retención de líquido, % o fracción

V_L : Volumen de líquido en el segmento de tubería, ft³

V : Volumen del segmento de tubería, ft³

La retención de líquido en la tubería depende del régimen de flujo, las propiedades del fluido y el tamaño y configuración de la tubería. Este valor solo se puede determinar mediante medidas experimentales.

La selección del tamaño de la tubería de producción debe realizarse antes del completamiento. Se debe escoger el diámetro de tubería que permita las menores pérdidas de presión. Existen correlaciones empíricas para calcular dichas pérdidas de presión, cada una con diferentes consideraciones.

Tabla 8. Correlaciones TPR históricas.

Autor	Año	Consideraciones
Davis & Weidner	1914	No Deslizamiento, No Patrón de Flujo
Poettman & Carpenter	1952	No Deslizamiento, No Patrón de Flujo
Gilbert	1954	No Deslizamiento, No Patrón de Flujo
Griffith & Wallis	1961	Si Deslizamiento, Si Patrón de Flujo
Duns and Ros	1963	Si Deslizamiento, Si Patrón de Flujo
Fancher & Brown	1963	No Deslizamiento, No Patrón de Flujo
Hagedorn & Brown	1965	Si Deslizamiento, No Patrón de Flujo
Orkiszewski	1967	Si Deslizamiento, Si Patrón de Flujo
Govier & Aziz	1972	Si Deslizamiento, Si Patrón de Flujo
Beggs & Brill	1973	Si Deslizamiento, Si Patrón de Flujo
Gray	1980	Si Deslizamiento, No Patrón de Flujo

Fuente: Clase de Producción II, Universidad de América, Ing. Guillermo Villa.

Las correlaciones TPR se dividen en dos categorías:

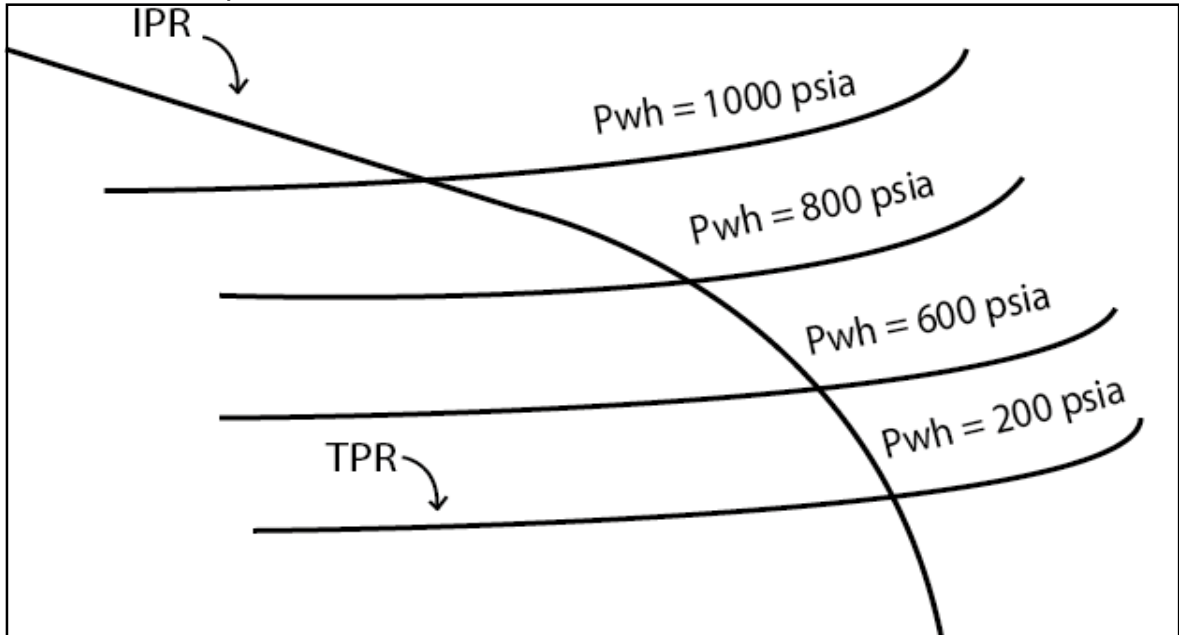
- ✓ **Modelos de flujo homogéneos:** Estos modelos consideran el flujo multifásico como homogéneo y no consideran el efecto de Retención de líquido (Liquid Holdup). Son menos precisos y deben ser calibrados con las condiciones operacionales.
- ✓ **Modelos de flujo separados:** Estos modelos son más realistas que los modelos de flujo homogéneos. El efecto de la Retención de líquido y el régimen de flujo es considerado.

La **Tabla 8** muestra diferentes modelos creados a lo largo del tiempo, cada una con diferentes consideraciones.

2.2.3.3 Sensibilidades en modelos TPR.

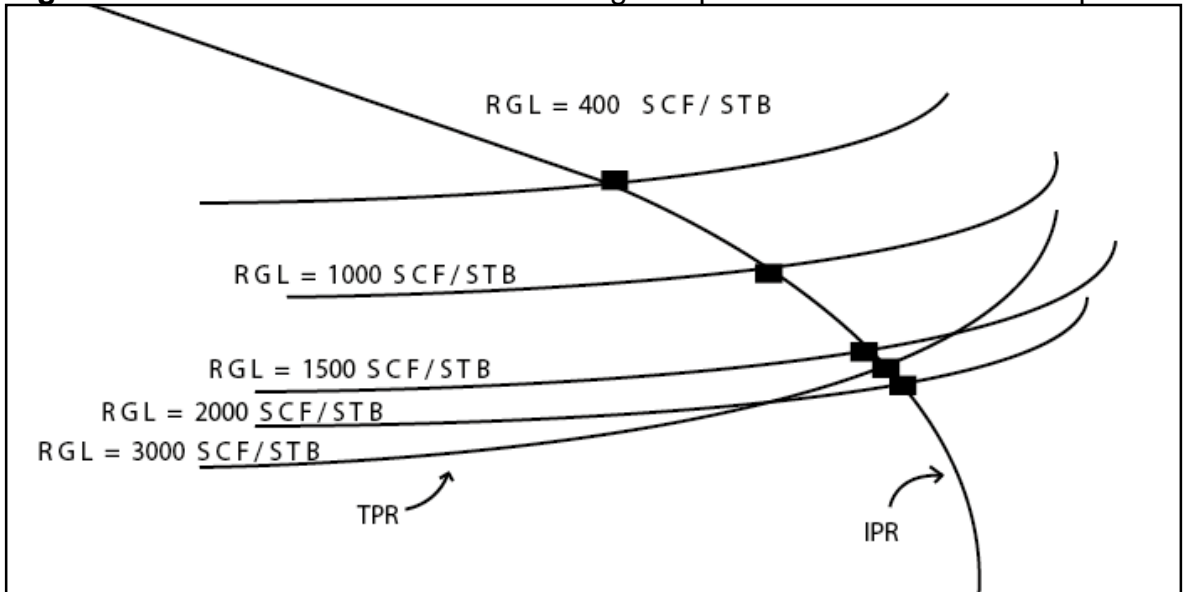
- ✓ **Cambios en la presión de cabeza de pozo.** Disminuir la presión fluyente en el cabezal del pozo genera mayor capacidad de producción como se muestra en la **Figura 18**. Esta presión se puede disminuir aumentando el diámetro del estrangulador. La capacidad de producción aumenta debido a que la relación gas-líquido (RGL) es inversamente proporcional a la presión, causando que los efectos hidrostáticos disminuyan.
- ✓ **Cambios en la relación gas-líquido (RGL).** El incremento de RGL alivia el peso de la columna y reduce las pérdidas por fuerzas hidrostáticas, generando mayores capacidades de producción. Cantidades excesivas de gas generan mayores pérdidas de presión por fricción. En sistemas de levantamiento por gas-lift, es necesario conocer la RGL apropiada para no sobrepasar el límite y obtener indeseadamente producción primordialmente del mismo gas inyectado. La **Figura 19** muestra el efecto mencionado.
- ✓ **Cambios en el diámetro de la tubería de producción.** Los aumentos del diámetro de la tubería de producción generan mayores capacidades de producción. Una vez se alcanza el diámetro crítico, la curva TPR empieza a deteriorarse. Esto ocurre principalmente porque la retención de líquido aumenta. El diámetro crítico se determina realizando sensibilidades. El efecto se observa en la **Figura 20**.
- ✓ **Cambios por el uso de técnicas de bombeo.** La instalación de una bomba de fondo produce una capacidad de flujo artificial, aumentándose la presión disponible para fluir en la tubería de producción. Este efecto se muestra en la **Figura 21**.

Figura 18. Efecto cualitativo del cambio de la presión de la cabeza del pozo sobre el Caudal de Equilibrio.



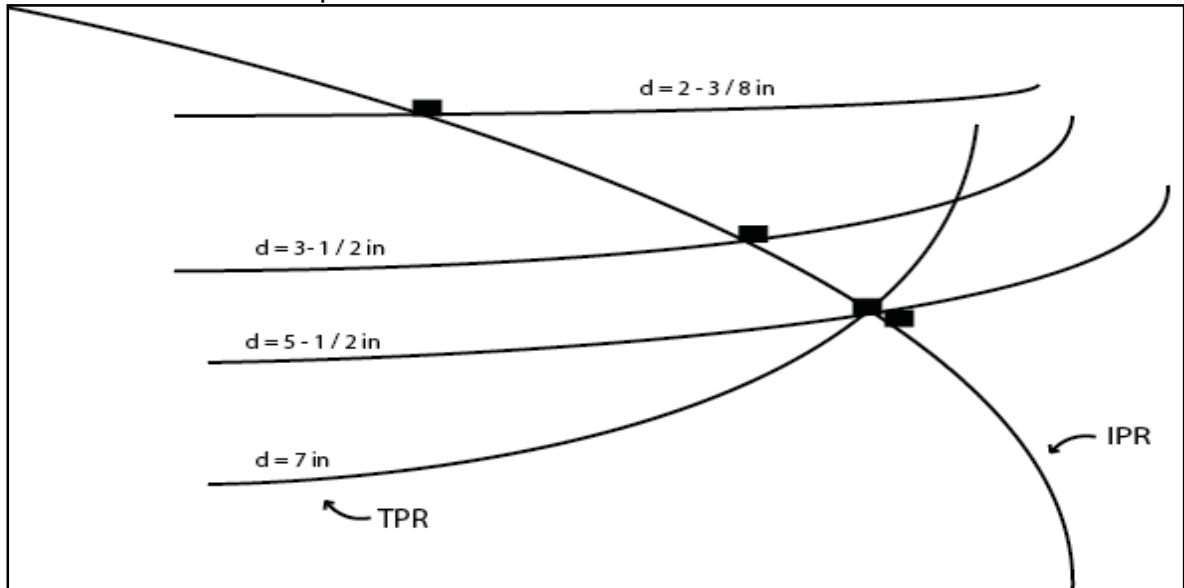
Fuente: Ruiz, M.: "Análisis Nodal y el Flujo en un Sistema de Producción", Universidad Nacional de Colombia, (1999), p. 110.

Figura 19. Efecto cualitativo de la relación gas-líquido sobre el Caudal de Equilibrio.



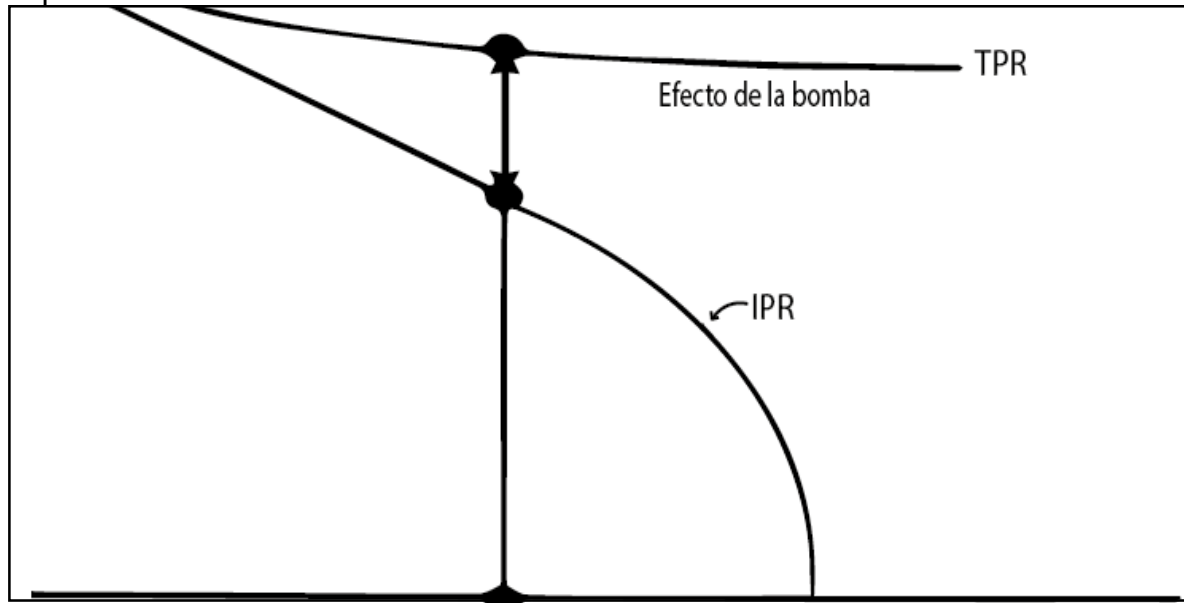
Fuente: Ruiz, M.: "Análisis Nodal y el Flujo en un Sistema de Producción", Universidad Nacional de Colombia, (1999), p. 111.

Figura 20. Efecto cualitativo del cambio del diámetro de la tubería de producción sobre el Caudal de Equilibrio.



Fuente: Ruiz, M.: "Análisis Nodal y el Flujo en un Sistema de Producción", Universidad Nacional de Colombia, (1999), p. 112.

Figura 21. Efecto cualitativo del efecto de técnicas de bombeo sobre el Caudal de Equilibrio.



Fuente: Ruiz, M.: "Análisis Nodal y el Flujo en un Sistema de Producción", Universidad Nacional de Colombia, (1999), p. 113. Modificado por el autor.

3. DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR) PARA FLUJO MULTIFÁSICO

A continuación, se determinará la correlación de Comportamiento de Afluencia IPR para flujo multifásico que se ajuste a las condiciones de las Arenas B – Formación Mugrosa del Campo Llanito.

3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS A CORRER EN EL SIMULADOR ECLIPSE

A diferencia de Vogel, quien en su trabajo original modeló solo flujo bifásico de petróleo y gas; en el presente estudio se consideró flujo multifásico de tres fases (petróleo, agua y gas). Como resultado de la simulación se obtienen los datos de producción diaria para la fase petróleo, pudiéndose obtener una curva de IPR. Para la realización del presente estudio se usó el simulador de petróleo negro Eclipse 100 de Schlumberger.

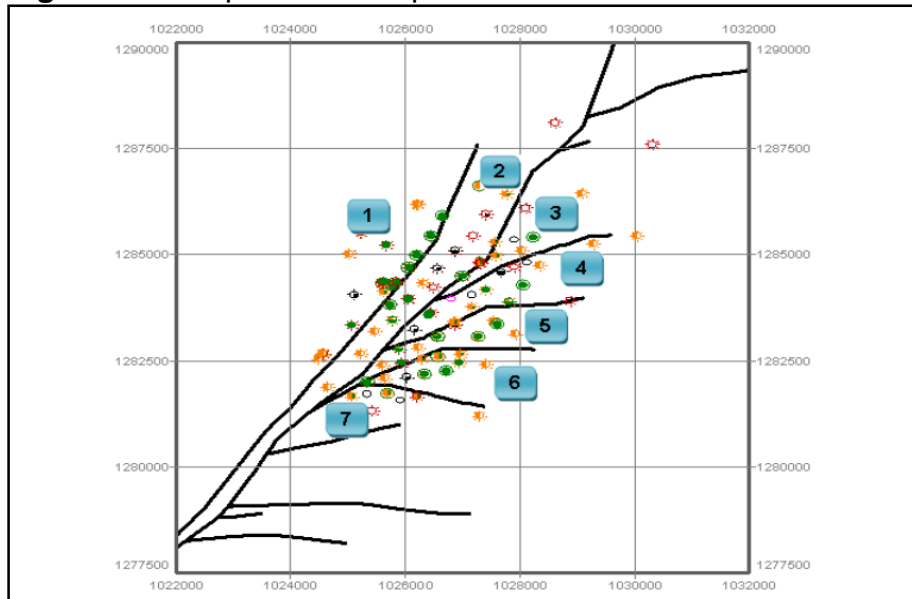
Los criterios utilizados para la selección de los pozos candidatos fueron los siguientes:

- ✓ **Número de pozos:** Se seleccionaron como candidatos un total de diez pozos productores.
- ✓ **Representatividad de todos los bloques existentes:** El campo está dividido en siete (7) bloques, por lo cual se seleccionaron pozos de todos los bloques, excepto para el bloque 1, donde no existen pozos produciendo solo de zona B.
- ✓ **Representatividad de la zona B:** Todos los pozos candidatos seleccionados se encuentran produciendo solo de zona B, de acuerdo con lo establecido en el alcance del estudio.
- ✓ **Pozos activos:** Se descartaron los pozos que habiendo sido productores de zona B se encuentran actualmente en estado inactivo o abandonado.
- ✓ **Localización dentro del bloque:** En lo posible se buscó seleccionar pozos que no se encuentren próximos a las fallas.
- ✓ **Disponibilidad de información:** De los diez (10) pozos seleccionados, dos (2) pozos fueron descartados (Llanito 127 y Llanito 132) debido a limitaciones en la disponibilidad y veracidad de la información presente en las bases de datos.

Tabla 9. Pozos seleccionados del Campo Llanito.

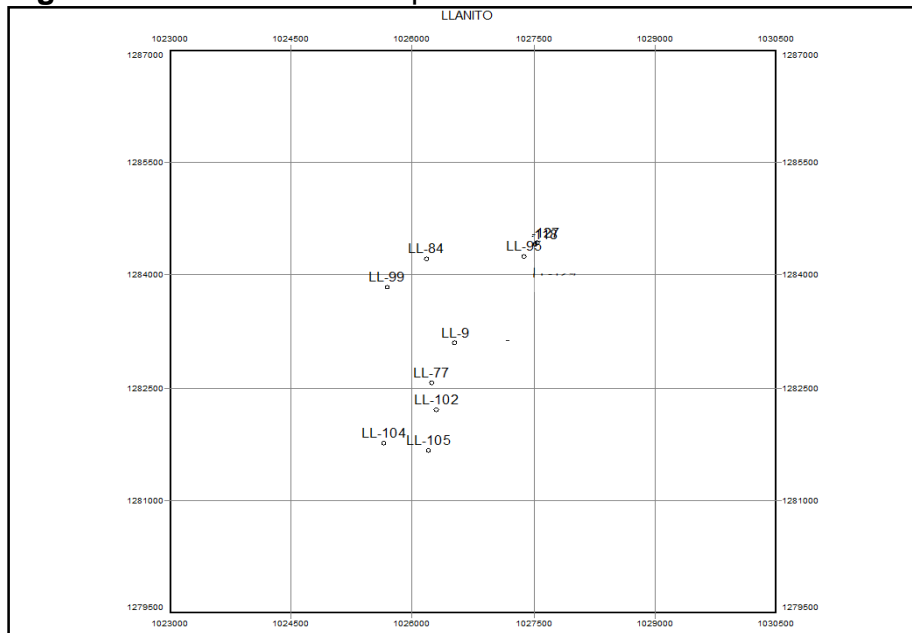
BLOQUE	II	IV	V	VI	VII
	LL 84	LL 95	LL 9	LL 77	LL 104
	LL 99			LL 102	LL 105

Figura 22. Bloques del Campo Llanito.



Fuente: Ecopetrol S.A - OilField Manager Production Software, Campo Llanito.

Figura 23. Ubicación de los pozos seleccionados



Fuente: Ecopetrol S.A - OilField Manager Production Software, Campo Llanito.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL SECTOR MODELO DEL CAMPO LLANITO

Petrel, es un software de la compañía Schlumberger que representa la estructura geológica de los yacimientos de petróleo. Este software permite interpretar datos sísmicos, construir modelos de yacimiento y visualizar resultados. Eclipse 100 es el simulador tipo petróleo negro de la empresa Schlumberger. Las herramientas de simulación permiten simular matemáticamente el comportamiento de un yacimiento, o de un sector modelo de este. Como resultado de la simulación se obtienen los pronósticos de producción de petróleo, gas y agua, así como el comportamiento de la presión del yacimiento. Eclipse 100 consta de las siguientes secciones:

- ✓ **RUNSPEC (Especificaciones de la corrida).** Esta sección está diseñada para especificar los recursos a utilizar en el computador, como la cantidad de memoria RAM requerida, así como la distribución de la memoria entre los componentes de la simulación que son: pozos, datos tubulares, la malla de simulación, vectores solución. En esta sección, se especifican las características básicas del modelo, como el tipo de simulador a usar, el título de la simulación, la fecha de inicio, el número de fases empleadas, el tamaño de la malla de simulación, el tipo de unidades, entre otras. Eclipse genera la simulación ejecutando las soluciones para cada unidad de la malla y consecutivamente a la siguiente unidad de modo ortogonal.
- ✓ **GRID (Malla de simulación).** Esta sección funciona para proveer al simulador la información requerida para el cálculo del volumen poroso y de la transmisibilidad en todas las direcciones con el propósito de calcular los parámetros del flujo de fluidos. También se especifica la geometría básica de la malla de simulación y propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad absoluta, espesores netos) en cada celda. Esta información es importada de preprocesadores.
- ✓ **UPSCALING (Escalamiento).** En la definición del modelo se determina las medidas de la malla de simulación y de cada bloque o celda. Una celda representa una unidad volumétrica del yacimiento, esta debe tener relación con los objetivos que se desean lograr por lo que se debe tomar en cuenta la relación de escalamiento, medidas y forma de las celdas. Los tipos de geometría ofrecidas por Eclipse son:

Corner Point: Usado en estructuras geológicas complejas.

Block Centered: Usado en celdas rectangulares con horizontes paralelos y perpendiculares.

Radial: Usado en estudios en las cercanías de los pozos.

PEBI: Usado en mallas no estructuradas en secciones falladas donde se requiere mayor detalle.

- ✓ **EDIT (Edición).** Es una sección opcional utilizada cuando se requiere modificar el volumen poroso, profundidad del centro de cada bloque, transmisibilidades, difusividad y otros datos generados en la sección GRID.

- ✓ **PROPS (Propiedades).** Es una sección necesaria para la importación, edición y manejo de datos de los fluidos requeridos para determinar la distribución de los mismos en el reservorio en la etapa inicial y durante el tiempo de flujo, para realizar cálculos de balance de materiales en cada celda en cada intervalo de tiempo. Los datos requeridos son: PVT, funciones de saturación (permeabilidad relativa y presión capilar) y compresibilidad de la roca.

- ✓ **REGIONS (Regiones).** Es una sección opcional. Está diseñada para dividir el yacimiento en regiones de equilibrio de similares características PVT. Generalmente se asigna una región de equilibrio para cada contacto agua-petróleo presente.

- ✓ **SOLUTION (Solución).** En esta sección se ejecuta la simulación y se define una solución inicial. Se determina las condiciones iniciales del yacimiento como son: distribución de presiones, caudales iniciales, relación gas-petróleo para cada celda, dependencia de las propiedades de los fluidos del yacimiento con respecto a la profundidad y las condiciones iniciales del acuífero.

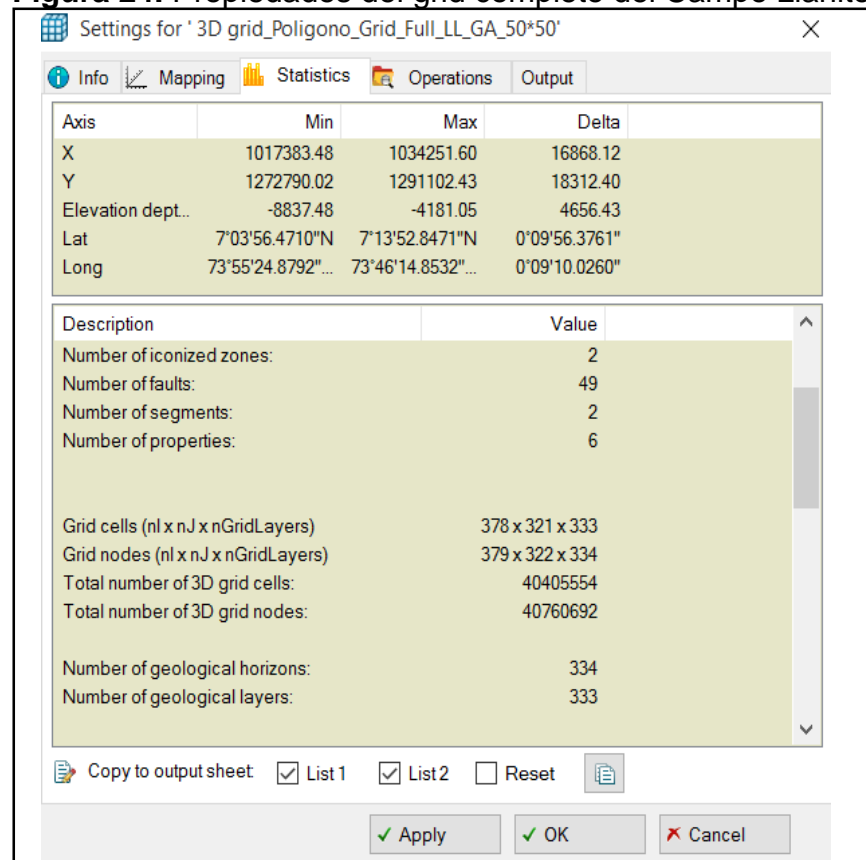
- ✓ **SUMMARY (Vectores de resultado).** Es una sección opcional pero importante cuando se requiere la especificación de variables que tienen que ser escritas en los archivos de salida después de cada simulación. Si no hay una sección SUMMARY, Eclipse no crea un archivo de resumen.

- ✓ **SCHEDULE (Calendario).** En esta sección se definen los períodos de tiempo en que se dividirá la simulación; acá se ingresan los datos reales de producción y presión para ser comparados con los calculados del programa. Se realiza: Ajuste histórico y predicciones.

3.2.1 Modelo estático. El modelo estático de yacimiento es aquel que representa las propiedades invariables en el tiempo. La permeabilidad, porosidad, topes, fallas y demás parámetros asociados al modelo geológico forman parte del modelo estático.

Se dispuso del modelo geológico completo del Campo Llanito, el cual consta de 404.005.554 celdas, 333 capas, 49 fallas y un área de 32369 acres. El tipo de malla del modelo estático es cartesiana. La **Figura 24** muestra las propiedades del grid del campo completo.

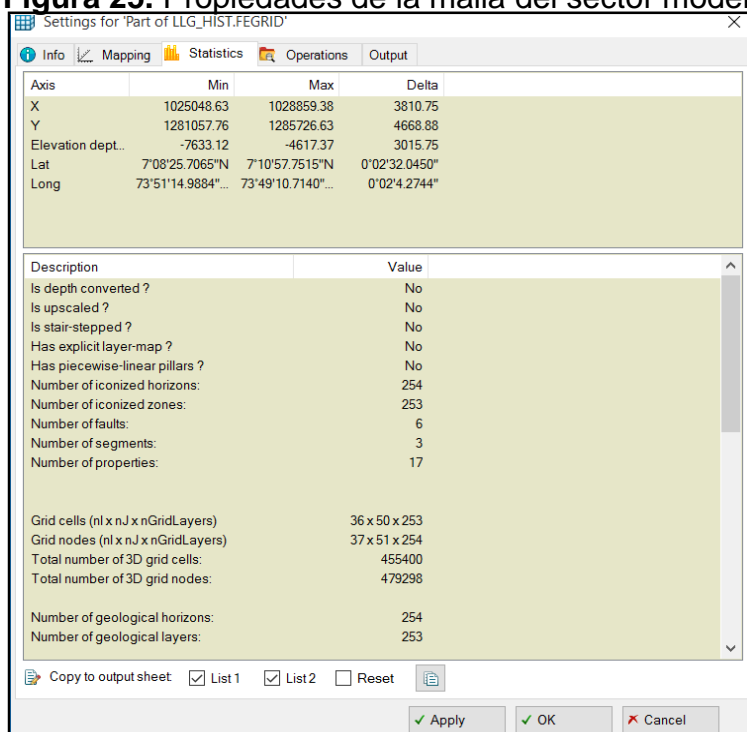
Figura 24. Propiedades del grid completo del Campo Llanito



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

Para el desarrollo del presente estudio se escogió un sector modelo, a partir del modelo estático total existente para el Campo Llanito, el cual fue suministrado por Ecopetrol S.A, en el software Petrel. Este sector contiene los diez (10) pozos de estudio, mientras que el Campo Llanito cuenta actualmente con 45 pozos activos. Actualmente estos pozos producen únicamente de las Arenas B – Formación Mugrosa. El sector modelo seleccionado contiene 455.400 celdas, 253 capas, 6 fallas y un área de 2525 acres. La **Figura 25** muestra las propiedades del mallado del sector modelo.

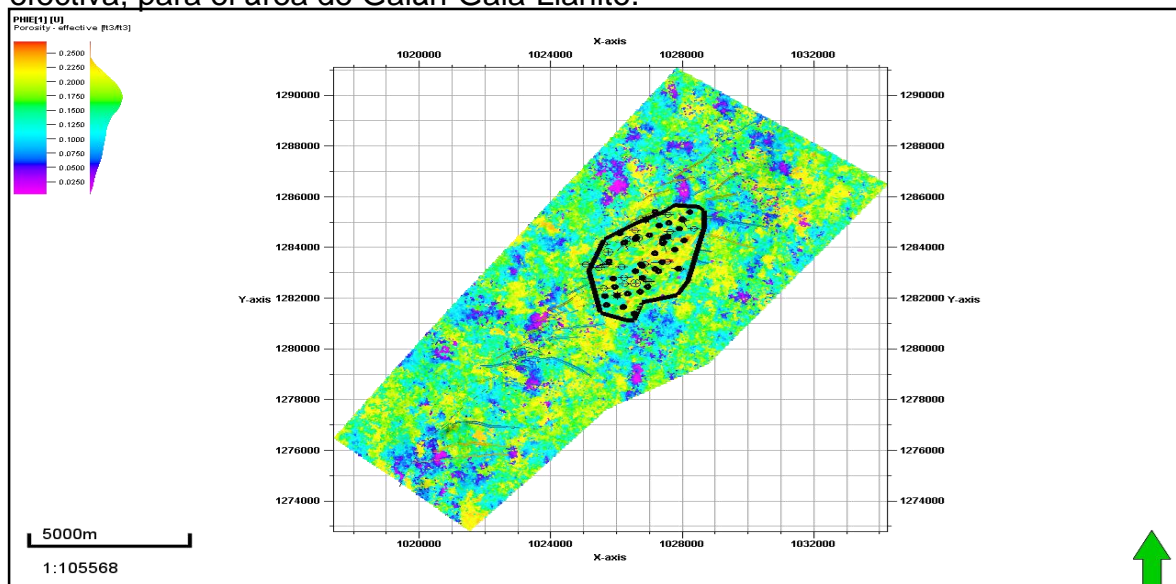
Figura 25. Propiedades de la malla del sector modelo.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

La porosidad de la zona B del campo Llanito se encuentra en un rango entre 2,5-25%. La **Figura 26** muestra la delimitación del Campo Llanito y el mapa de distribución de la porosidad efectiva.

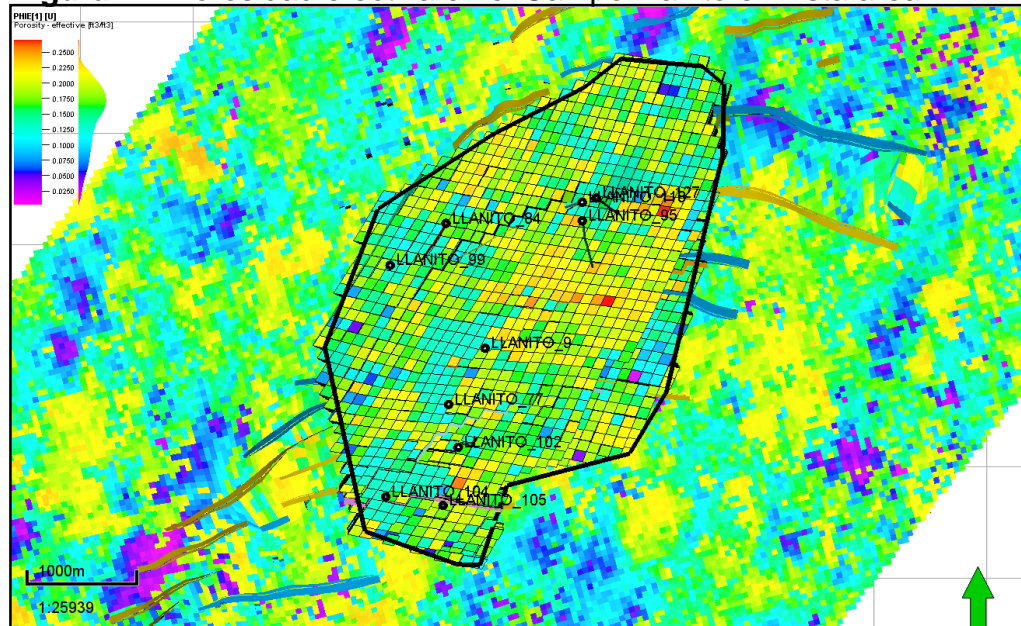
Figura 26. Delimitación del Campo Llanito y el mapa de distribución de la porosidad efectiva, para el área de Galán-Gala-Llanito.



Fuente: Petrel 2014, Campo Llanito – Ecopetrol S.A.

La **Figura 27** muestra la distribución de la porosidad efectiva y los pozos seleccionados para el estudio del Campo Llanito.

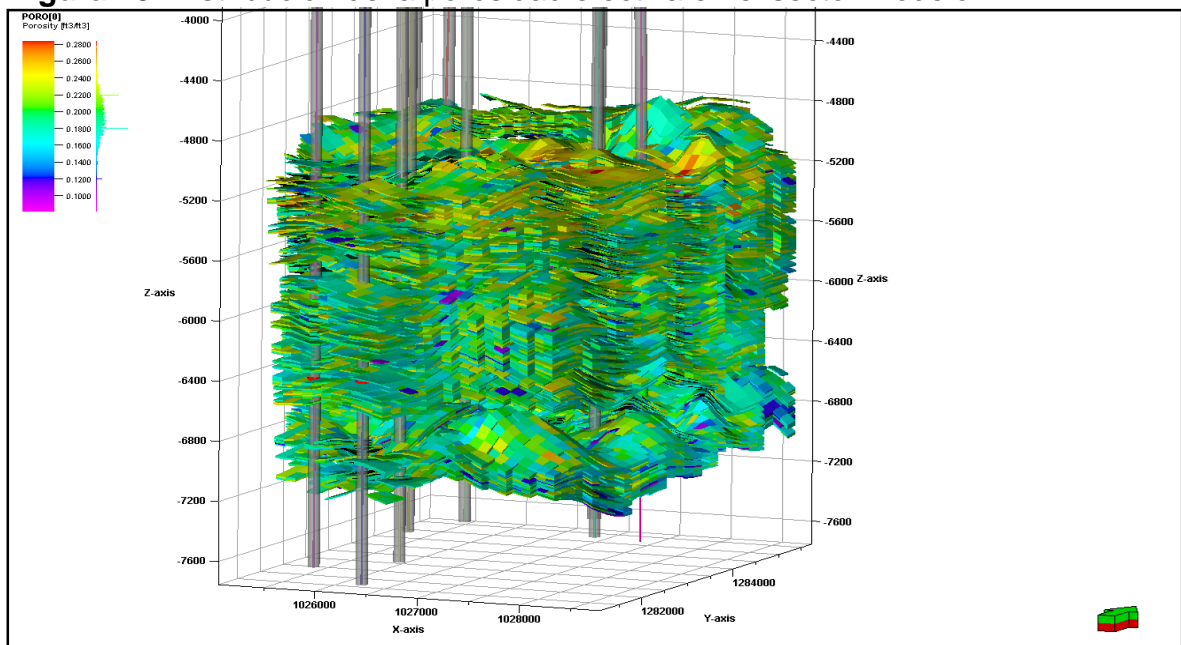
Figura 27. Porosidad efectiva en el Campo Llanito en vista areal.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

El sector modelo presenta porosidades efectivas entre 10% y 28%. La **Figura 28** muestra la distribución de la porosidad efectiva del sector modelo.

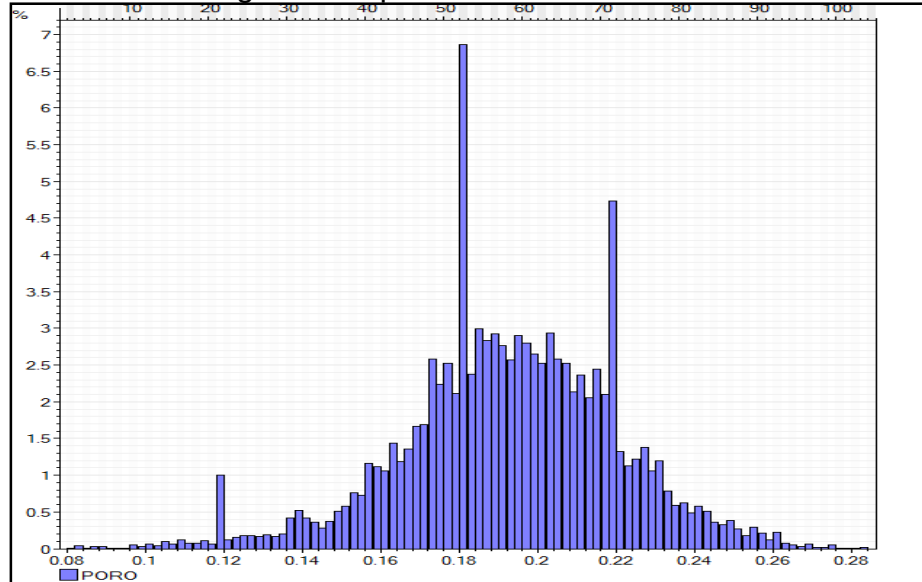
Figura 28. Distribución de la porosidad efectiva en el sector modelo.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

En el Histograma de porosidad presentado en la **Gráfica 8**, se observa que el sector modelo posee una porosidad entre 18% y 22% en la mayoría de las zonas.

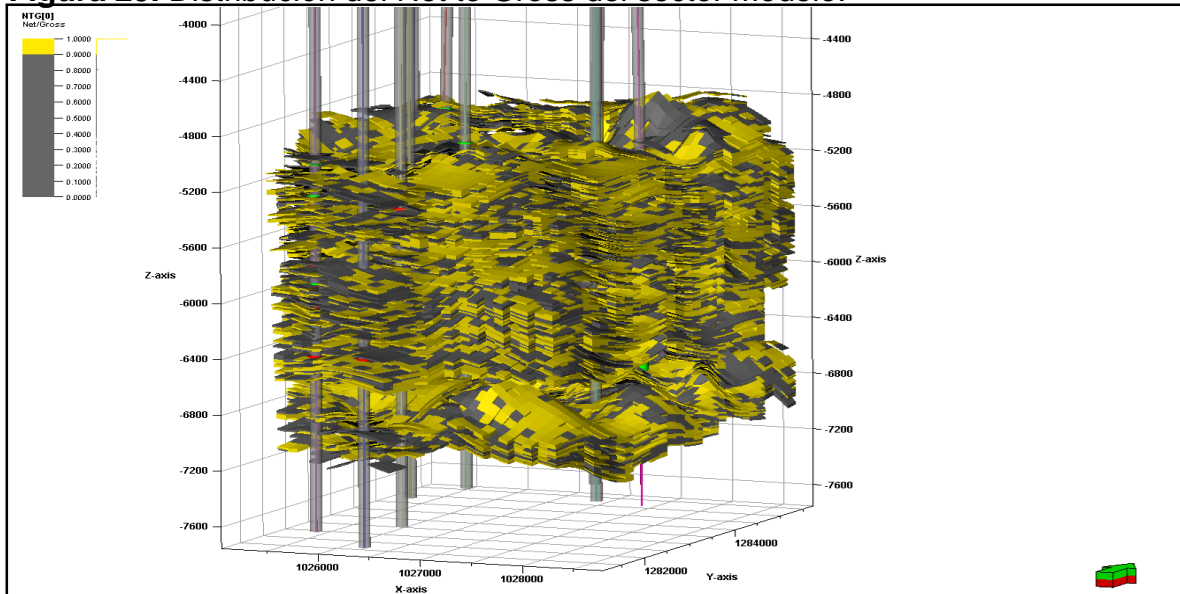
Gráfica 8. Histograma de porosidad efectiva del sector modelo.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

Por otro lado, la **Figura 29** muestra la distribución del Net to Gross. Valores iguales a 1 infieren presencia de arena, y menores a este valor, presencia de arcilla.

Figura 29. Distribución del Net to Gross del sector modelo.

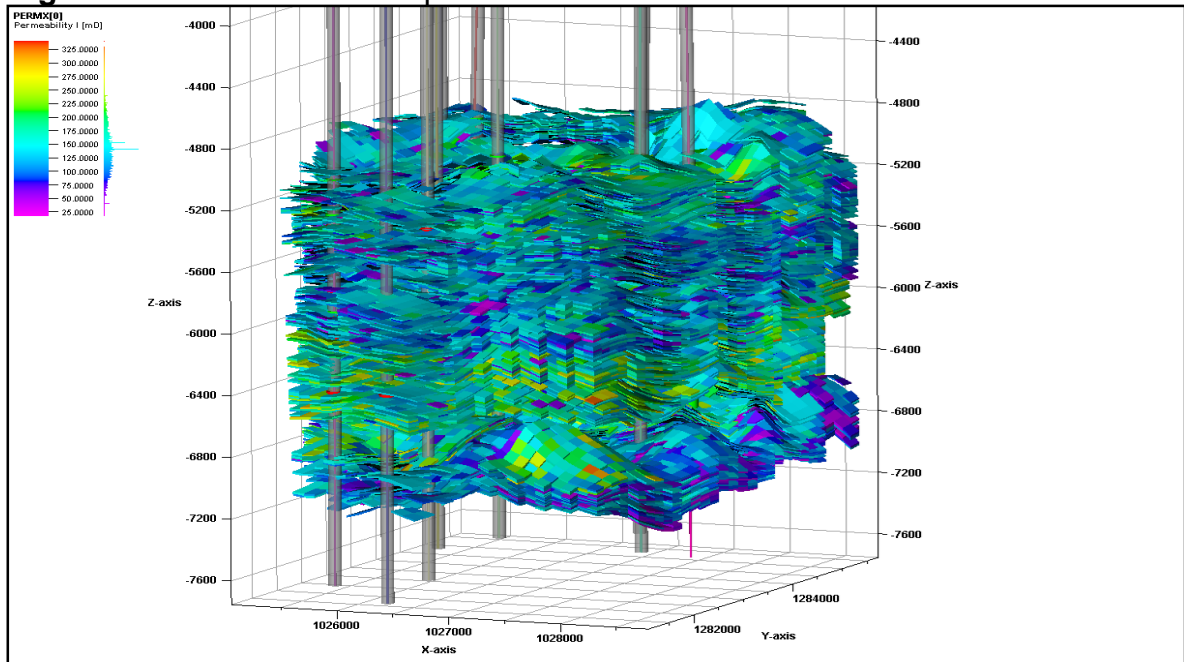


Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

3.2.2 Modelo dinámico. El modelo dinámico de yacimiento es aquel donde se realiza el estudio del movimiento del fluido dentro del medio poroso.

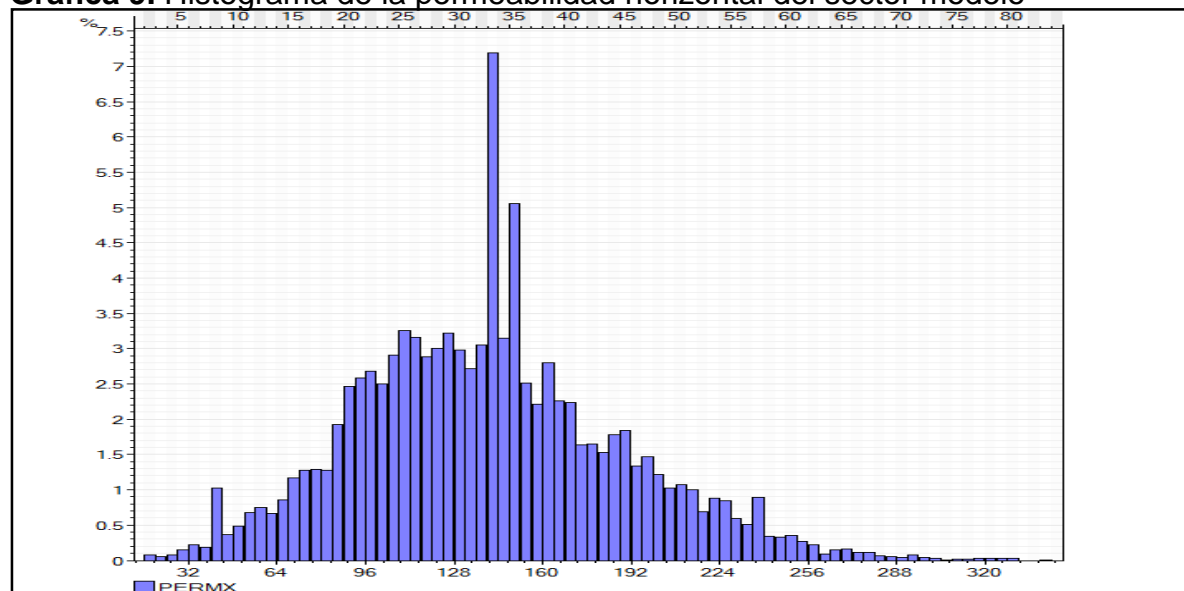
La **Figura 30** muestra la distribución de la permeabilidad en X (Permeabilidad horizontal) para el sector modelo; variando en un rango de 25 – 325 mD

Figura 30. Distribución de la permeabilidad horizontal en el sector modelo.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

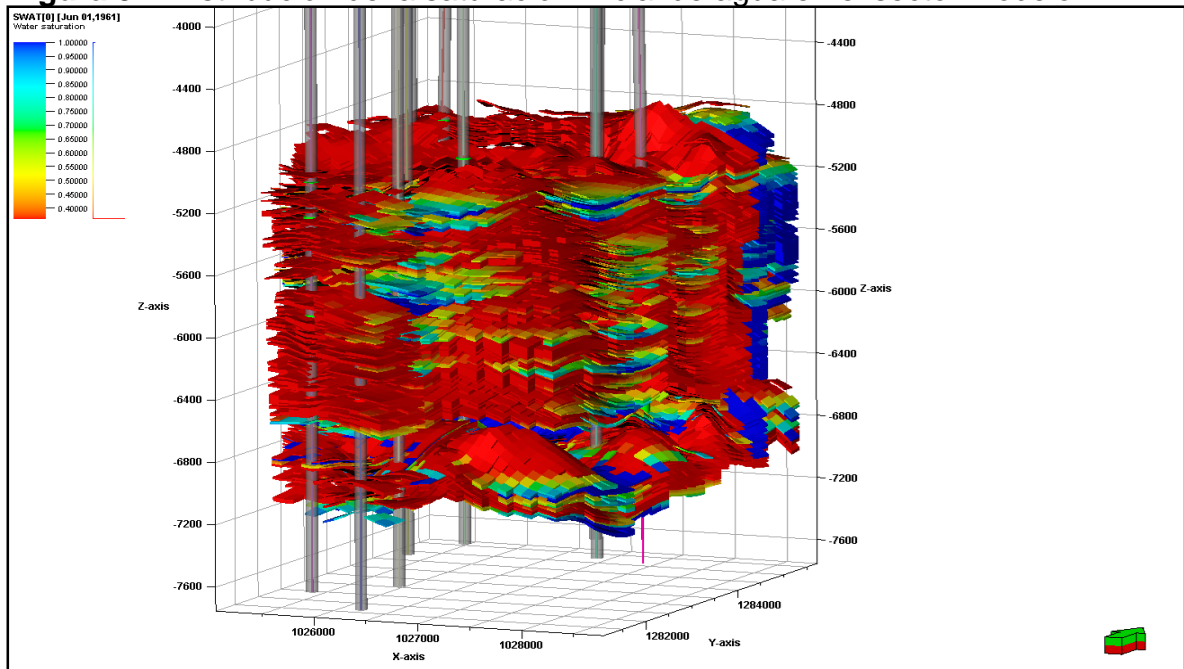
Gráfica 9. Histograma de la permeabilidad horizontal del sector modelo



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

El sector modelo presenta saturaciones de agua inicial entre 45 – 100%. Las zonas productoras de estudio presentan saturaciones iniciales de agua en promedio de 45%. La **Figura 31** muestra la distribución de la saturación inicial de agua en el modelo de estudio.

Figura 31. Distribución de la saturación inicial de agua en el sector modelo.

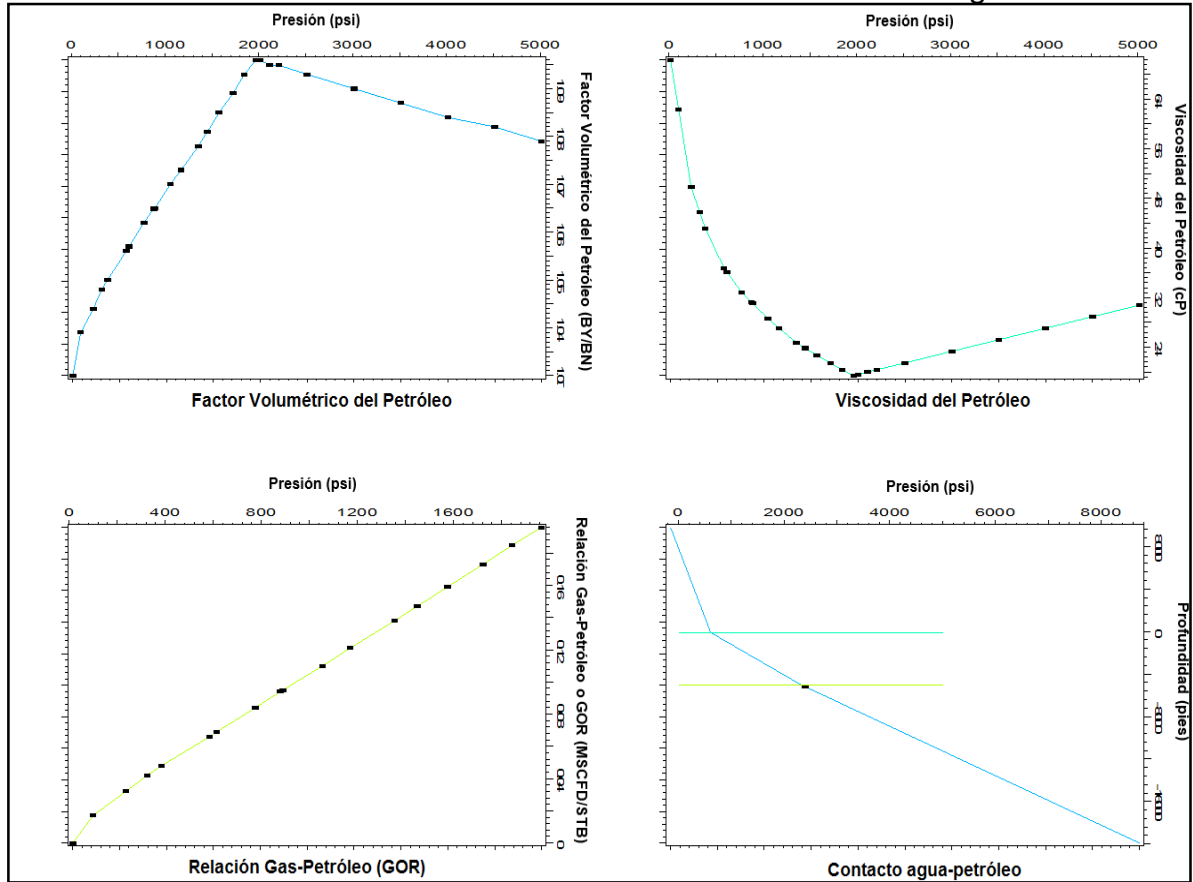


Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

El modelo de fluido, requerido como dato de entrada para el simulador, corresponde al estudio PVT de laboratorio realizado por Ecopetrol S.A en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) al pozo Llanito 127. La **Gráfica 10** muestra los resultados gráficos del estudio PVT para el fluido (petróleo) de las Arenas B – Formación Mugrosa.

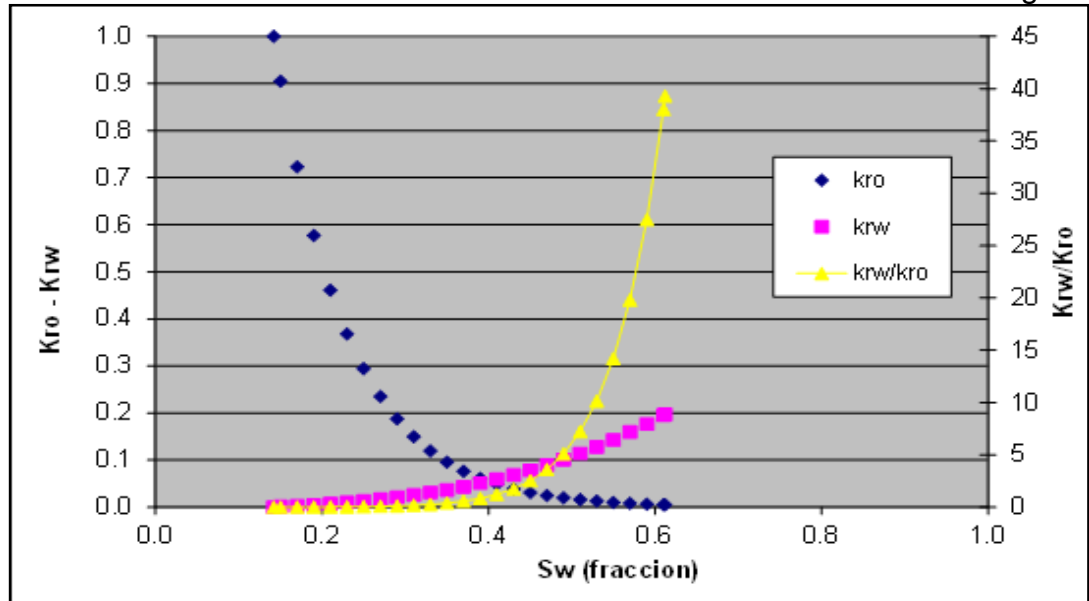
La gráfica de permeabilidades relativas utilizada en el modelo dinámico de estudio se evidencia en la **Gráfica 11**. Esta curva fue determinada mediante un análisis de núcleos desarrollado en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), al pozo Llanito 12 con una muestra a una profundidad de 5524 – 5561 pies.

Gráfica 10. PVT medido del fluido de las Arenas B – Formación Mugrosa.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

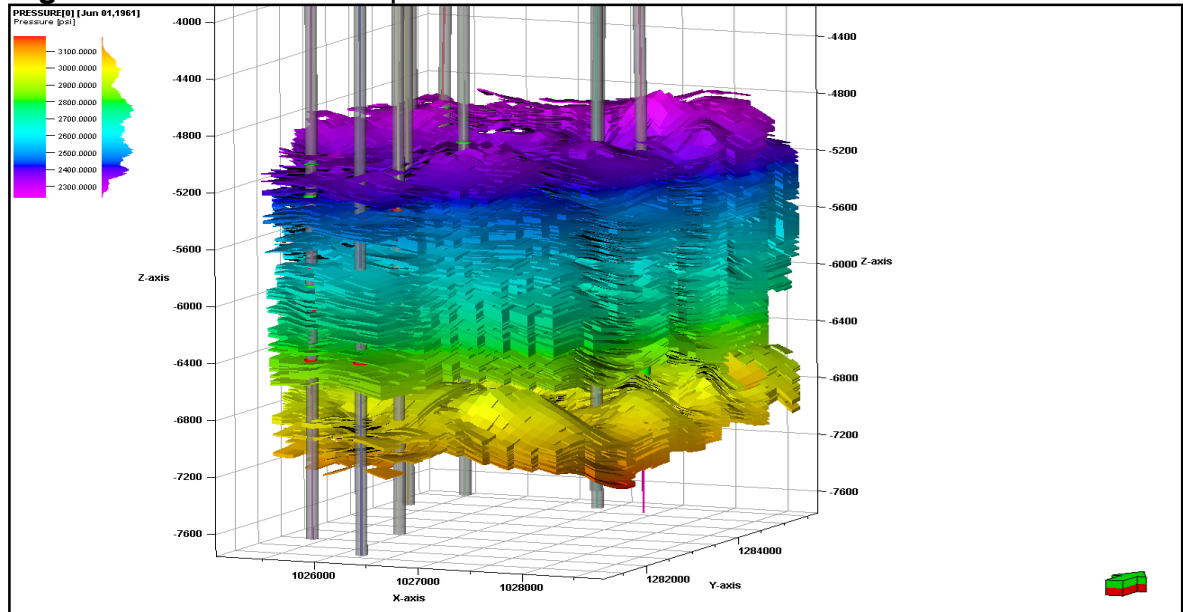
Gráfica 11. Permeabilidades relativas de las Arenas B – Formación Mugrosa.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

3.2.3 Modelo de presión inicial y POES. El sector modelo del presente estudio presenta una distribución de presiones iniciales entre 2300 – 3100 psi, como se muestra en la **Figura 32**. Sin embargo, las Arenas B – Formación Mugrosa presentan una presión promedio inicial de 2370 psi.

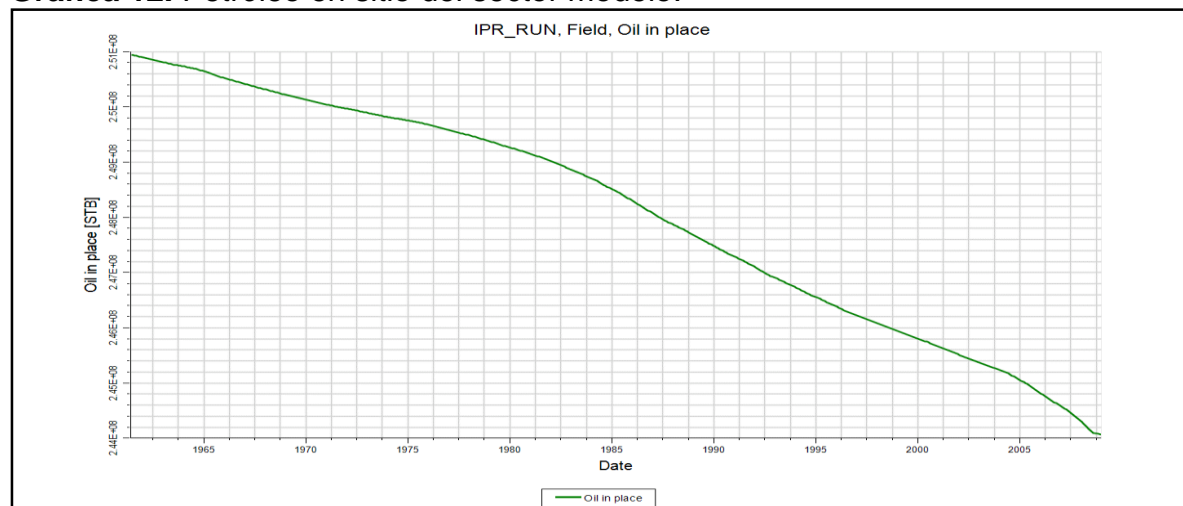
Figura 32. Distribución de presiones iniciales en el volumen del sector modelo.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

El Petróleo original en sitio (POES) es de 314 MMBLS aproximadamente para el Campo Llanito. En el sector modelo de estudio se observa un POES de 250 MMBLS, como se puede evidenciar en la **Gráfica 12**.

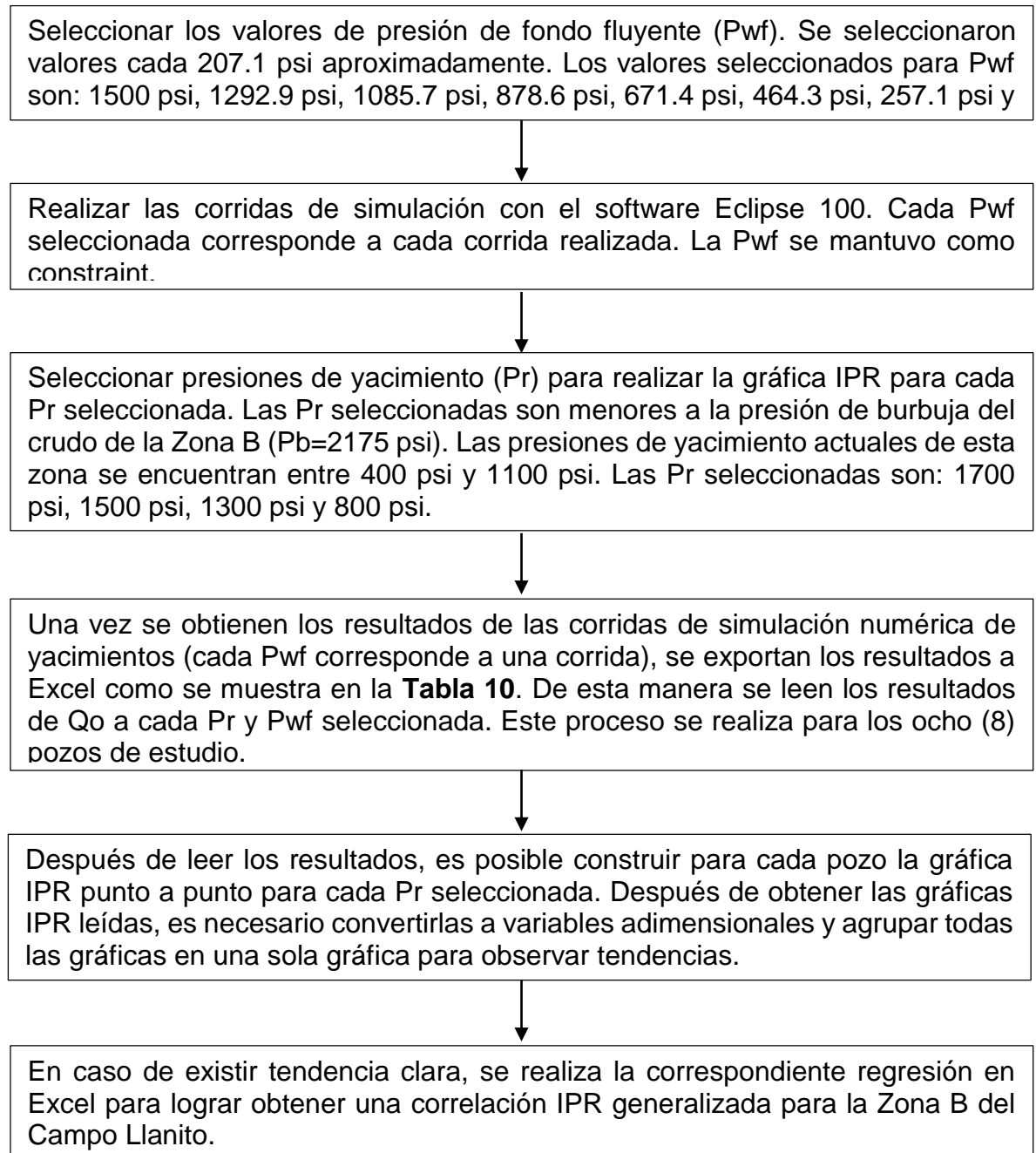
Gráfica 12. Petróleo en sitio del sector modelo.



Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

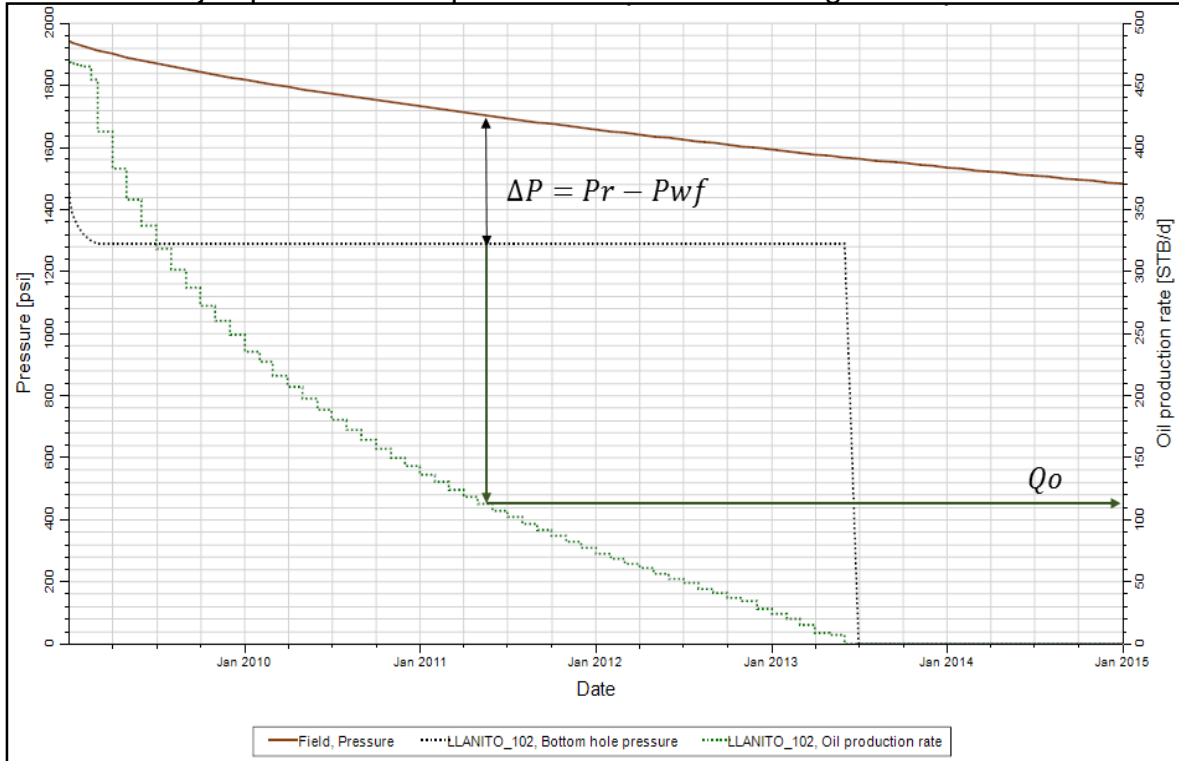
3.3 METODOLOGÍA DE LA REALIZACIÓN DE LA CORRELACIÓN IPR

El proceso de construcción de las curvas IPR desarrolladas en este estudio consistió en:



La **Gráfica 13** muestra un ejemplo de lectura para lograr obtener un punto (Q_o , P_{wf}) en la gráfica IPR, a una presión de yacimiento de 1700 psi, a una corrida con $P_{wf}=1292.7$ psi.

Gráfica 13. Ejemplo de lectura para la construcción de la gráfica IPR.



Fuente: Petrel 2014, Campo Llanito – Ecopetrol S.A. Modificado por el autor.

Este proceso fue necesario realizarlo para las diferentes corridas de simulación (cada corrida corresponde a una P_{wf}) a cada pozo de estudio.

Con el fin de obtener datos más exactos, se realizaron las lecturas anteriores exportando los resultados de Petrel. Después de realizada la exportación, se obtiene un archivo de salida como lo muestra el ejemplo presentado en la **Tabla 10**.

De esta manera, fue necesario leer para cada pozo, ocho archivos de salida que corresponden a cada P_{wf} usada como constraint.

Una vez los datos completamente tabulados para cada presión de yacimiento o etapa de agotamiento, la curva de IPR fue generada graficando la P_{wf} vs Q_o .

Todos los tabulados de IPR son integrados en una misma gráfica, para tener una vista integrada y única de todas las curvas IPR que representan las distintas etapas de agotamiento de un pozo particular.

Tabla 10. Ejemplo de archivo de salida de corrida de simulación para cada P_{wf} .

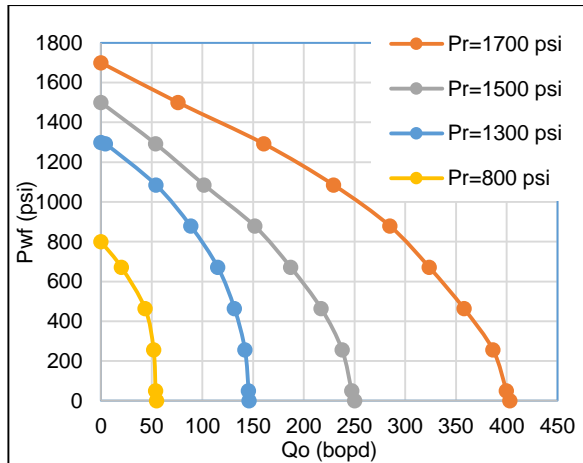
Fecha	Pr (psi)	Pwf (psi)	Qo (BOPD)	Qw (BWPD)
01/01/2009	1707.1116	1292.8571	181.2873	22.1508
01/01/2009	1707.0115	1292.8571	178.3905	21.8256
01/01/2009	1706.8635	1292.8571	177.5167	21.7411
01/01/2009	1706.6550	1292.8571	176.2506	21.6184
01/02/2009	1706.3446	1292.8571	174.3859	21.4369
01/02/2009	1705.8696	1292.8571	171.7132	21.1743
01/04/2009	1705.1544	1292.8571	168.0210	20.8066
01/05/2009	1704.0835	1292.8571	163.1754	20.3156
01/08/2009	1702.4945	1292.8571	157.2318	19.6985
.
.
.

Fuente: Ecopetrol S.A - Software Petrel 2014, Campo Llanito.

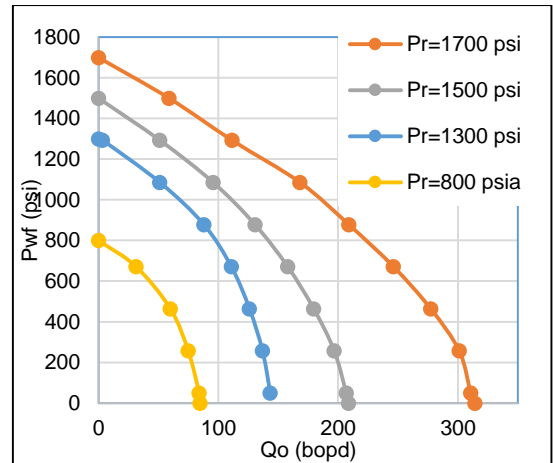
3.3.1 Resultados de las curvas IPR a diferentes presiones de yacimiento. A continuación, se presentan los resultados de las lecturas para los pozos de estudio, en los cuales se muestran las IPR a las presiones de yacimiento seleccionadas.

Las presiones a las cuales se hizo la correspondiente lectura son las estipuladas anteriormente. En las siguientes gráficas se observan diferentes comportamientos de afluencia de los pozos de estudio, siendo el pozo Llanito 84 con el mejor desempeño de producción.

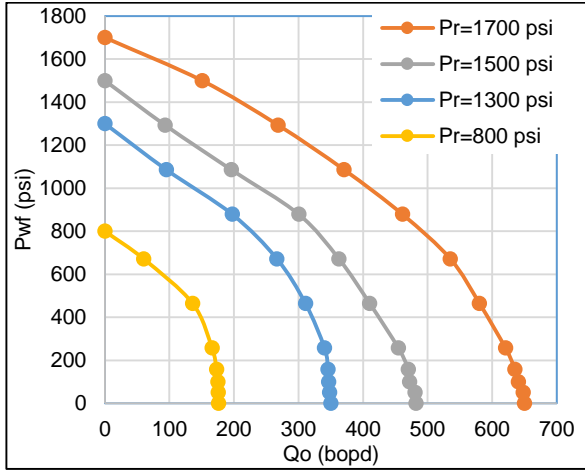
Gráfica 14. IPR Pozo Llanito 9



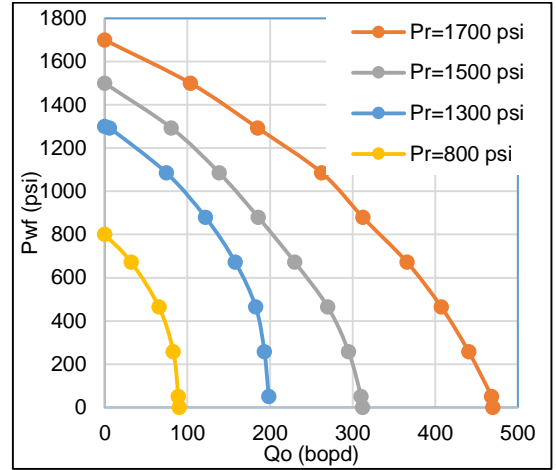
Gráfica 15. IPR Pozo Llanito 77



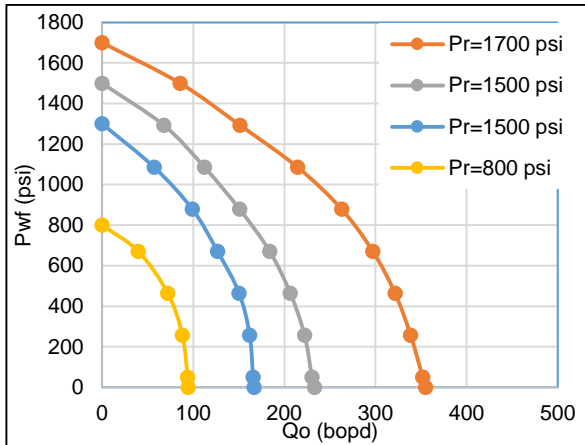
Gráfica 16. IPR Pozo Llanito 84



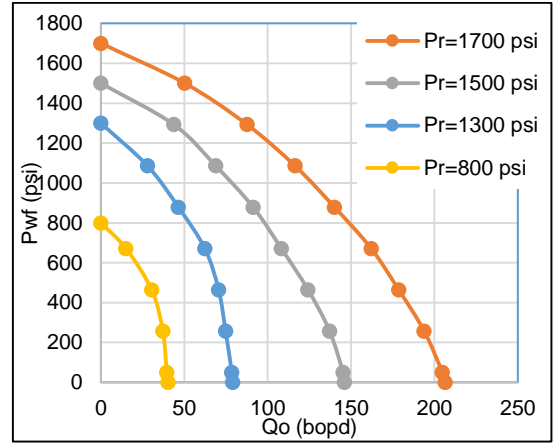
Gráfica 17. IPR Pozo Llanito 95



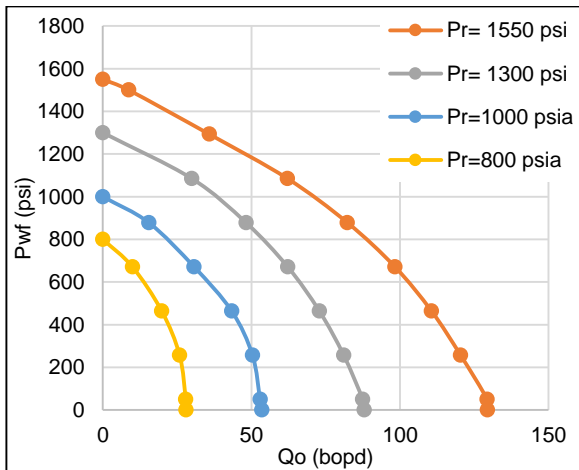
Gráfica 18. IPR Pozo Llanito 99



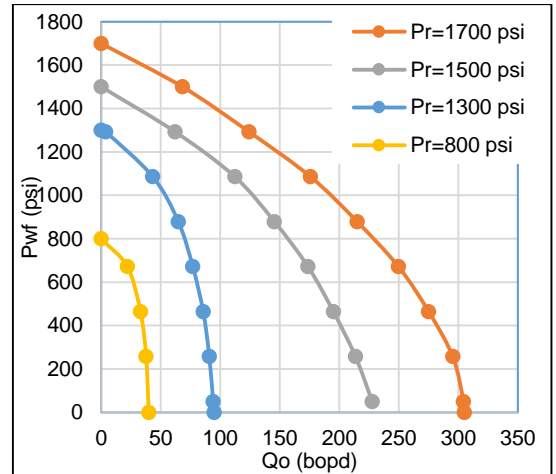
Gráfica 19. IPR Pozo Llanito 104



Gráfica 20. IPR Pozo Llanito 102



Gráfica 21. IPR Pozo Llanito 105

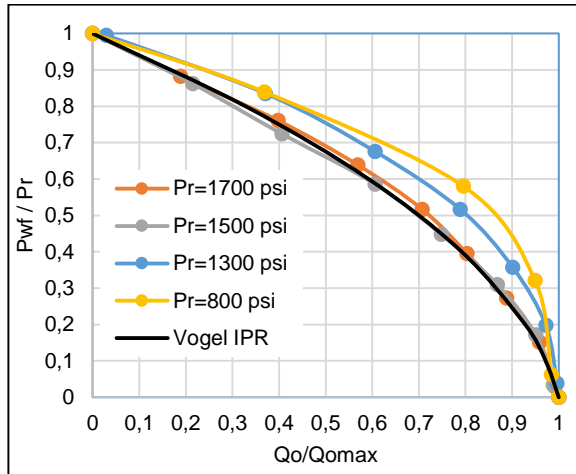


3.3.2. Resultados de las curvas IPR en variables adimensionales. Todas las curvas de IPR construidas fueron convertidas a variables adimensionales (P_{wf}/P_r) vs ($Q_o/Q_{o\max}$). Esto se realizó para obtener la correlación que finalmente ajuste el comportamiento particular del Campo Llanito.

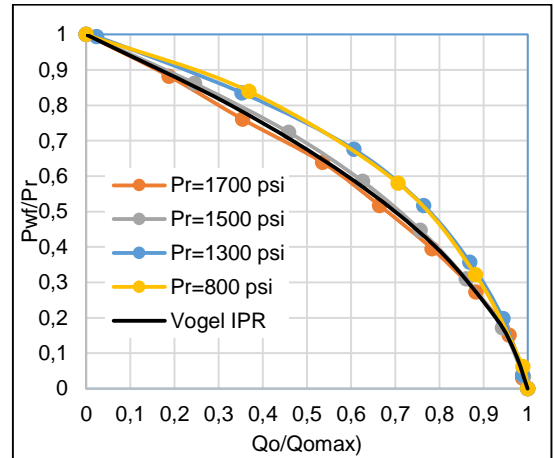
Para cada pozo, se integraron en un mismo grafico adimensional las cuatro curvas correspondientes a las diferentes presiones de yacimiento de lectura.

Las gráficas a continuación presentan las curvas de IPR adimensionales para la fase petróleo para cada uno de los pozos analizados, las cuales son comparadas frente a la correlación convencional de Vogel adimensional.

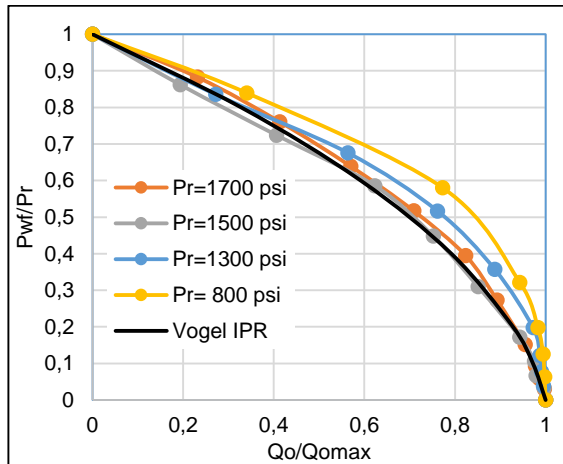
Gráfica 22. IPR adimensional Pozo Llanito 9



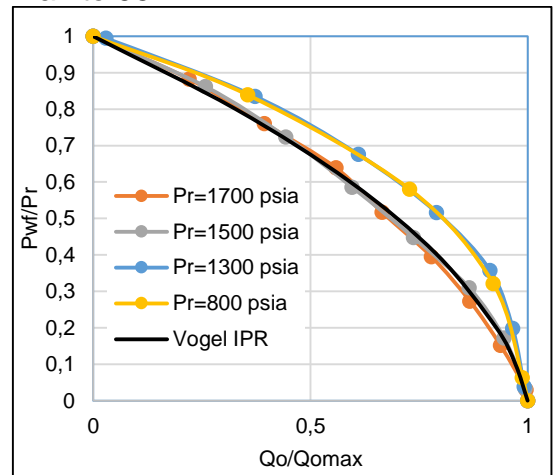
Gráfica 23. IPR adimensional Pozo Llanito 77



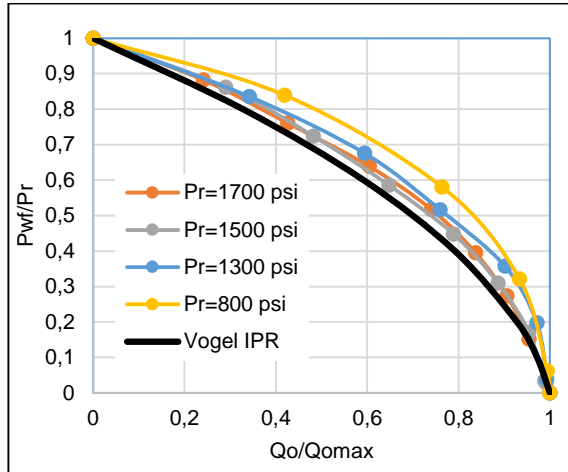
Gráfica 24. IPR adimensional Pozo Llanito 84



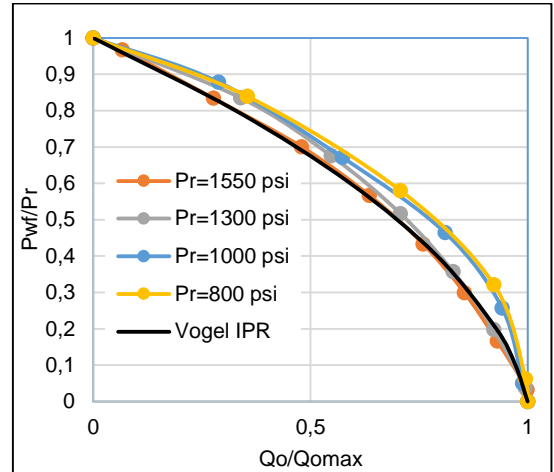
Gráfica 25. IPR adimensional Pozo Llanito 95



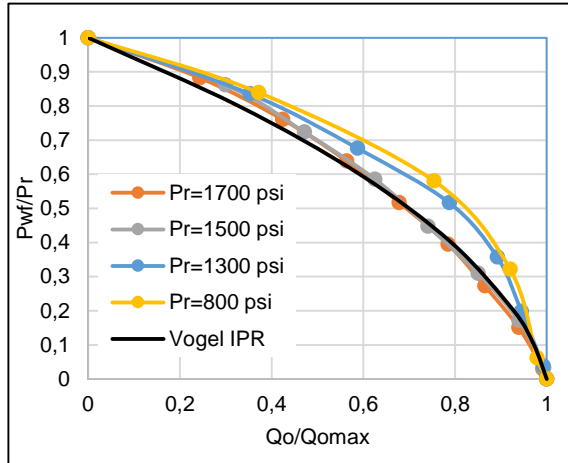
Gráfica 26. IPR adimensional Llanito 99



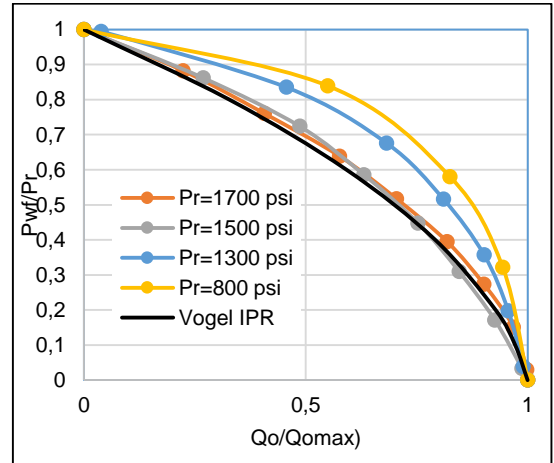
Gráfica 27. IPR adimensional Llanito 102



Gráfica 28. IPR adimensional Llanito 104



Gráfica 29. IPR adimensional Llanito 105



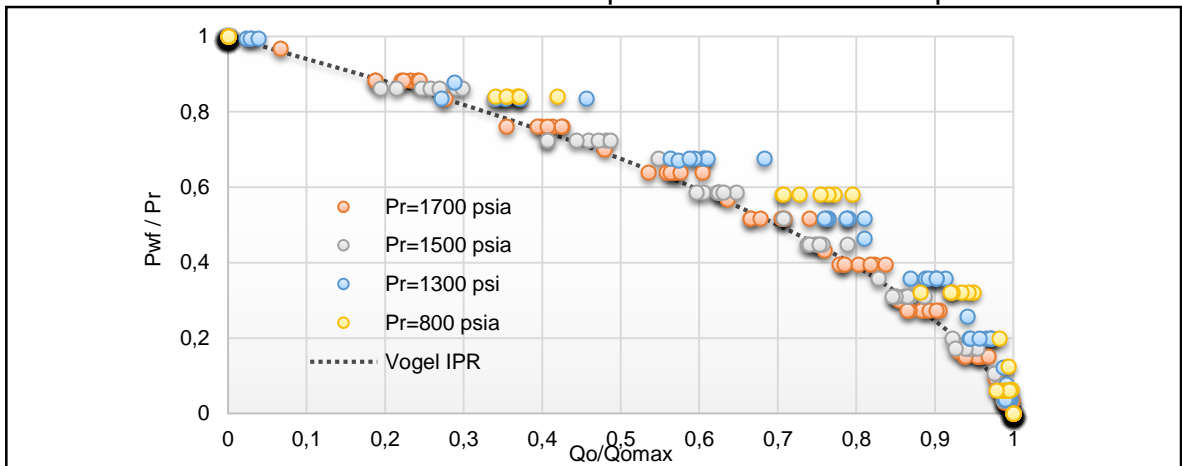
Se evidencia que para altas presiones de yacimiento (1700 psi, 1500 psi) la correlación IPR de Vogel se ajusta al comportamiento de los resultados de la simulación numérica. Para bajas presiones de yacimiento (1300 psi, 800 psi) se observa una diferencia considerable entre los resultados de la simulación y la correlación IPR de Vogel. Esto se puede atribuir a que para altos estados de agotamiento la presión es baja, por lo tanto el gas en solución se libera aún más provocando que la permeabilidad relativa al petróleo disminuya.²⁰

²⁰ Msc. Alvaro Prada Velásquez, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) – Ecopetrol S.A

3.3.3. Correlación IPR generalizada para la Zona B – Campo Llanito. Finalmente, todos los datos fueron agrupados de tal manera que mediante el ajuste con una línea de tendencia, se obtenga la mejor correlación IPR que describa los datos y nos permita obtener una correlación integrada que represente la totalidad de los pozos incluidos en el sector modelo.

La **Gráfica 30**, presenta los resultados con la integración de la totalidad de los datos de los pozos analizados en variables adimensionales.

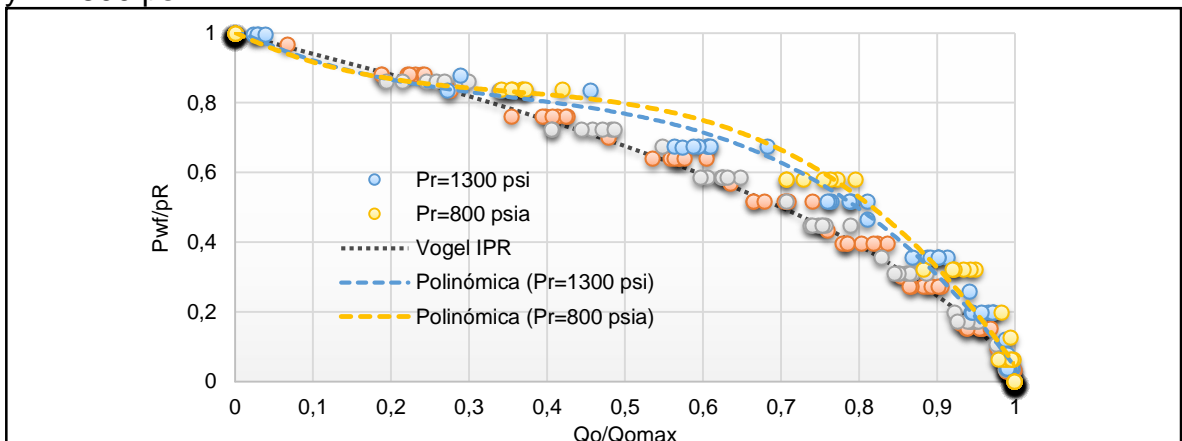
Gráfica 30. Datos de IPR adimensionales para la zona B del campo Llanito



Fuente: Autor.

La **Gráfica 31**, presenta las líneas de tendencia, que ofrecen mejor ajuste a los datos de IPR para $P_{wf} = 1300$ psi y $P_{wf} = 800$ psi. El mejor ajuste se obtiene con polinomios de grado tres. La presión de yacimiento del campo actual se encuentra entre estas dos presiones.

Gráfica 31. Datos de IPR ajustados con Polinomios de grado tres para $Pr=1300$ psi y $Pr=800$ psi.



Fuente: Autor.

Para $P_r = 1300$ psi, resulta la correlación presentada en la **Ecuación 17**.

Ecuación 17. IPR para $P_r=1300$ psi.

$$\frac{Q_o}{Q_o \max} = 1 - 0.1073 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.1179 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 - 0.7742 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3$$

Fuente: Autor.

Q_o : Caudal de petróleo, BOPD.

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, psi.

$Q_o \max$: Caudal de petróleo máximo ($P_{wf}=0$), BOPD.

P_r : Presión del yacimiento, psi.

El coeficiente de correlación corresponde a **$R^2 = 0.9976$**

Para $P_r = 800$ psi, resulta la correlación presentada en la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. IPR para $P_r=800$ psi.

$$\frac{Q_o}{Q_o \max} = 1 - 0.1129 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.309 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 - 0.5708 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3$$

Fuente: Autor.

Q_o : Caudal de petróleo, BOPD.

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, psi.

$Q_o \max$: Caudal de petróleo máximo ($P_{wf}=0$), BOPD.

P_r : Presión del yacimiento, psi.

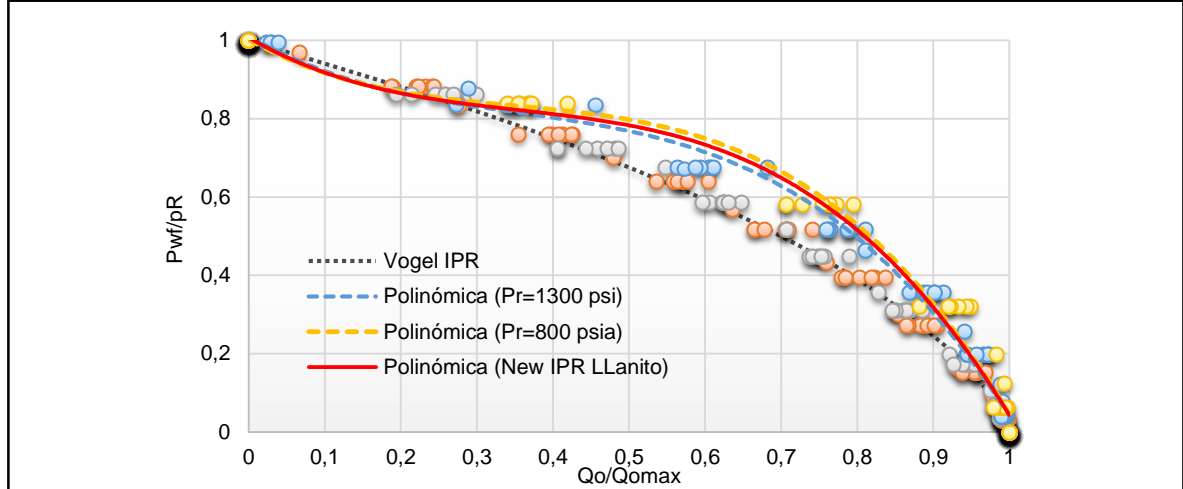
El coeficiente de correlación corresponde a: **$R^2 = 0.9964$**

Para obtener una única correlación, que represente el comportamiento de la Zona B, se integraron todos los datos de $P_{wf} = 1300$ psi y $P_{wf} = 800$ psi, en un único gráfico, se encontró un polinomio de grado tres, como la línea de tendencia que mejor ajusta los datos.

La **Gráfica 32** presenta la curva de ajuste de los datos integrados, correspondiente a un polinomio de grado tres.

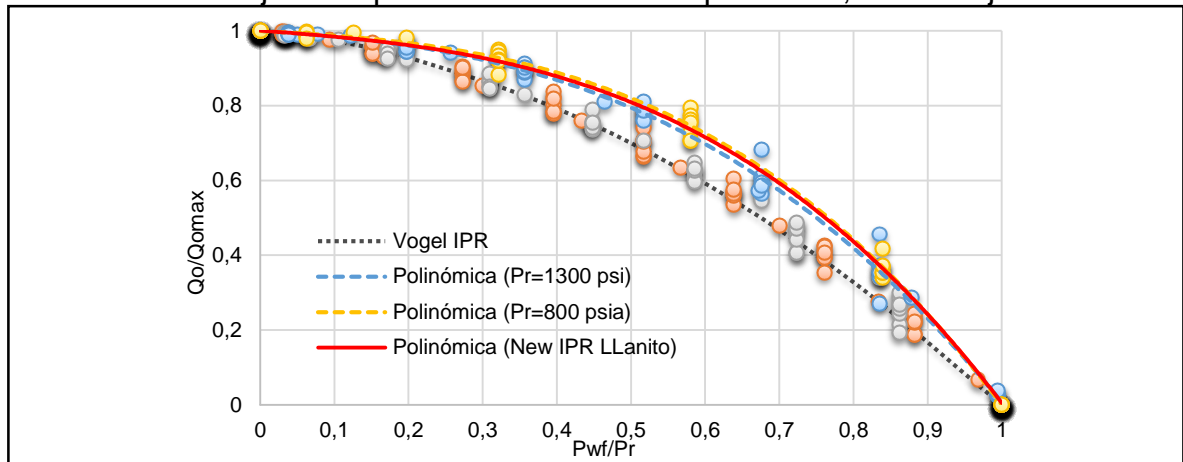
Para obtener una correlación que nos permita determinar $Q_o/Q_o \max$ como función de P_{wf}/P_r , se requirió invertir los ejes de la gráfica anterior, como se observa en la **Gráfica 33**.

Gráfica 32. Curva IPR ajustada para la Zona B del campo Llanito



Fuente: Autor.

Gráfica 33. IPR ajustada para la Zona B del campo Llanito, con los ejes invertidos



Fuente: Autor.

La correlación obtenida se considera representativa para la zona B del Campo Llanito y corresponde al siguiente polinomio de grado tres presentada en la **Ecuación 19**.

Ecuación 19. IPR generalizada para el Campo Llanito Zona B.

$$\frac{Q_o}{Q_o \max} = 1 - 0.1475 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.0932 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 - 0.7544 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3$$

Fuente: Autor.

Q_o : Caudal de petróleo, BOPD.

P_{wf} : Presión de fondo fluente, psi.

$Q_o \max$: Caudal de petróleo máximo ($P_{wf}=0$), BOPD.

P_r : Presión del yacimiento, psi.

El coeficiente de correlación corresponde a **$R^2 = 0.9932$**

4. VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN IPR DESARROLLADA

A continuación, se presenta la validación de la Correlación IPR desarrollada para las Arenas B – Formación Mugrosa del Campo Llanito cotejando los datos históricos de pruebas de producción de los pozos expuestos.

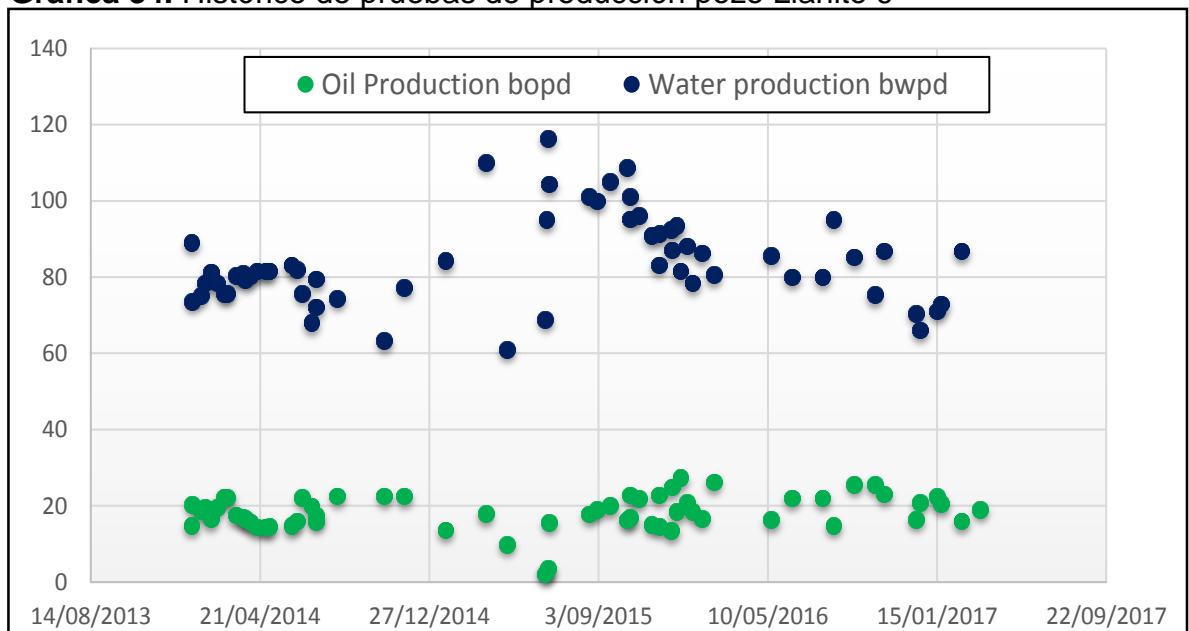
4.1 COTEJO HISTÓRICO

Para proceder a realizar los pronósticos de producción a cada una de las Pwf establecidas, fue necesario ajustar el modelo de simulación para el sector modelo, usando como parámetros de ajuste variables previamente establecidas como de mayor incertidumbre: Permeabilidades relativas agua-petróleo, permeabilidad horizontal y vertical.

La calibración final de las correlaciones IPR fue realizada mediante el cotejo histórico de los resultados obtenidos de las corridas de simulación con datos de pruebas de producción. El cotejo histórico se realizó, utilizando datos de pruebas de producción oficiales para el periodo enero de 2014 a marzo de 2017.

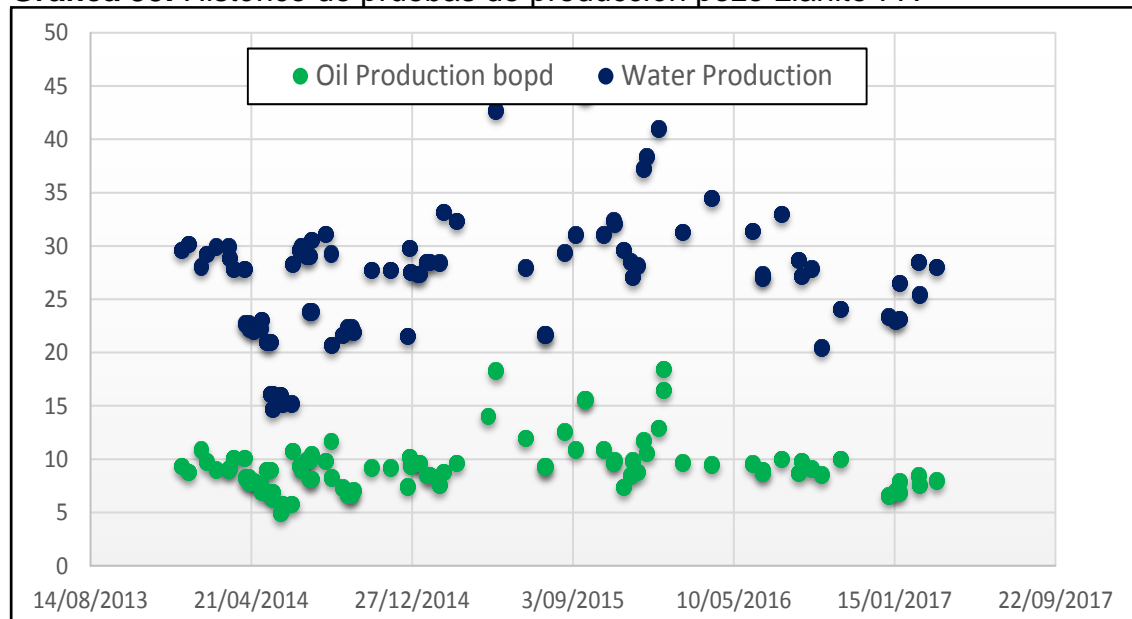
Las siguientes gráficas, muestran los datos de pruebas de producción para el periodo de enero 2014 a abril de 2017, de cada uno de los pozos incluidos en el análisis.

Gráfica 34. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 9



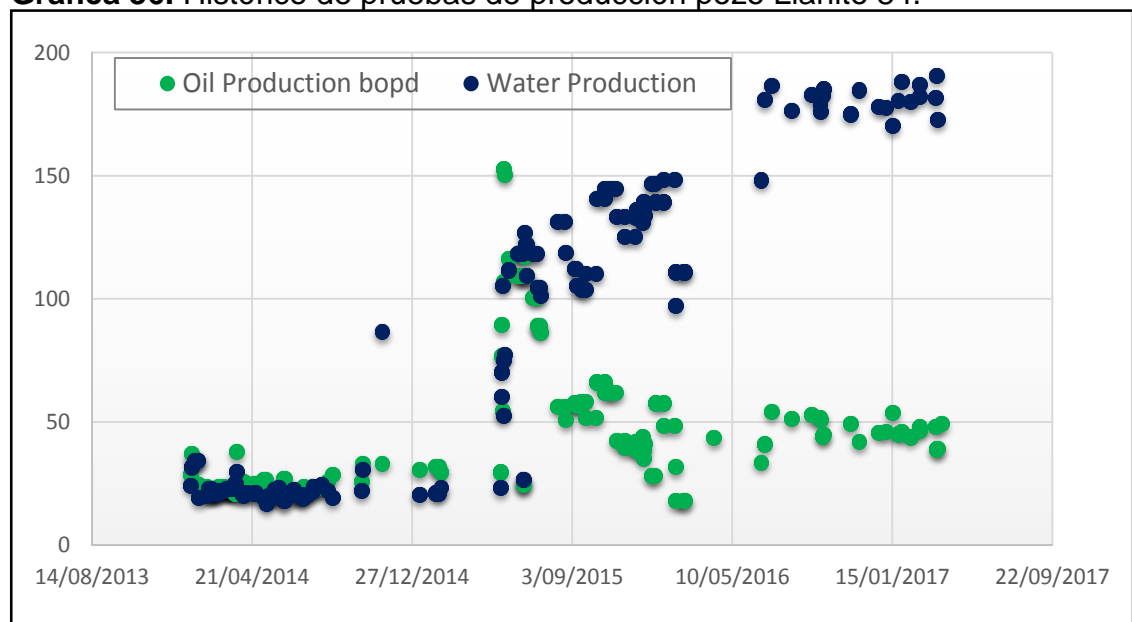
Fuente: Ecopetrol S.A

Gráfica 35. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 77.



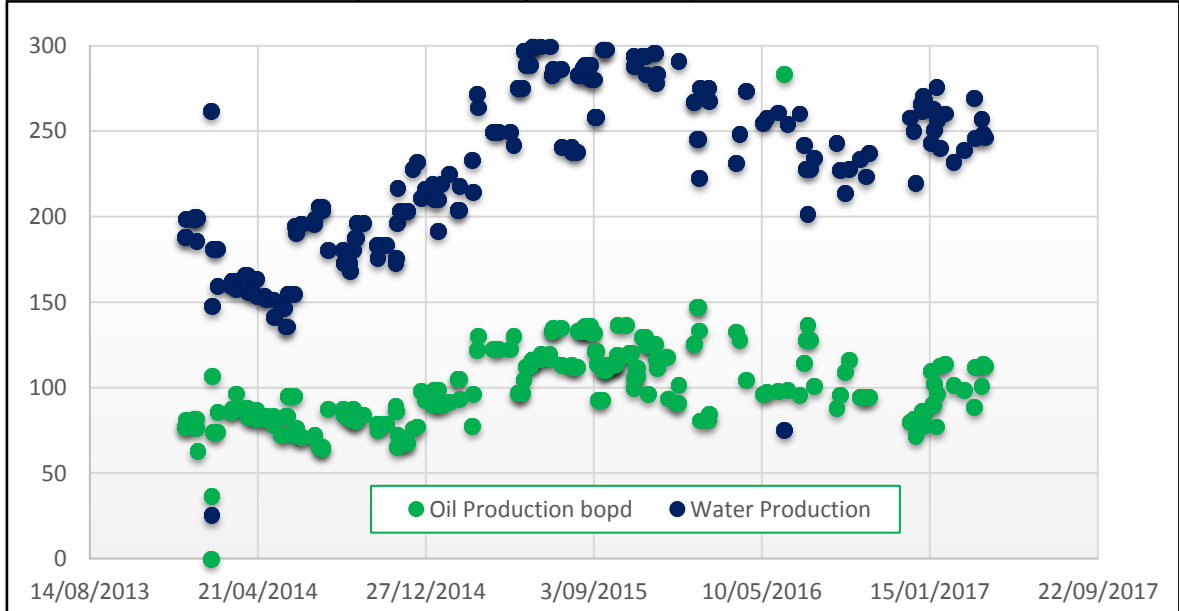
Fuente: Ecopetrol S.A

Gráfica 36. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 84.



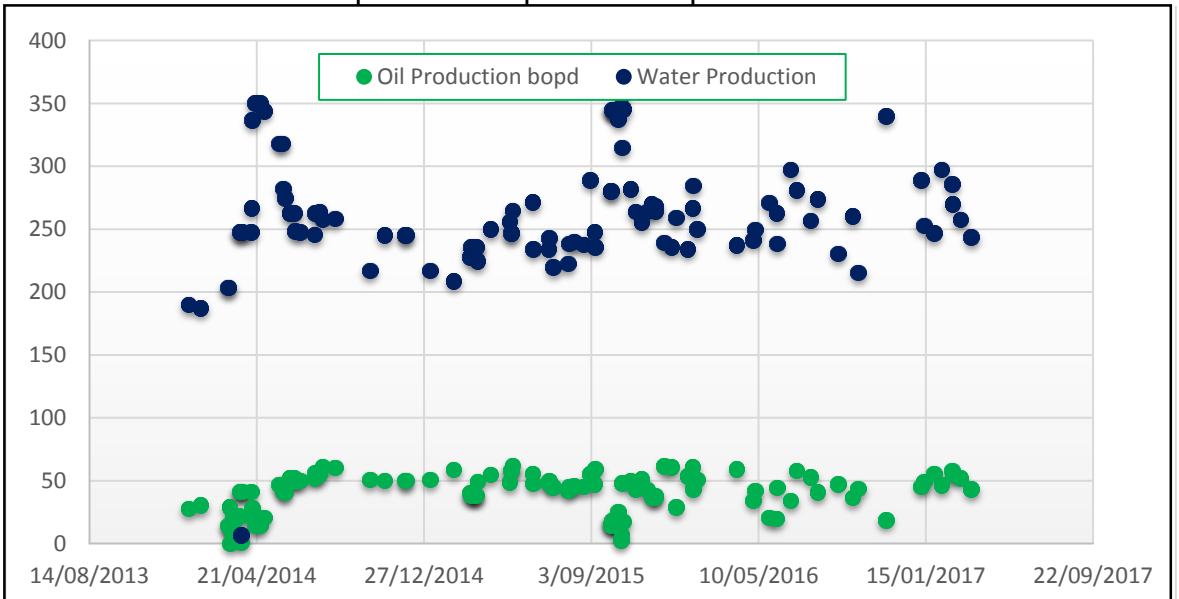
Fuente: Ecopetrol S.A

Gráfica 37. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 95.



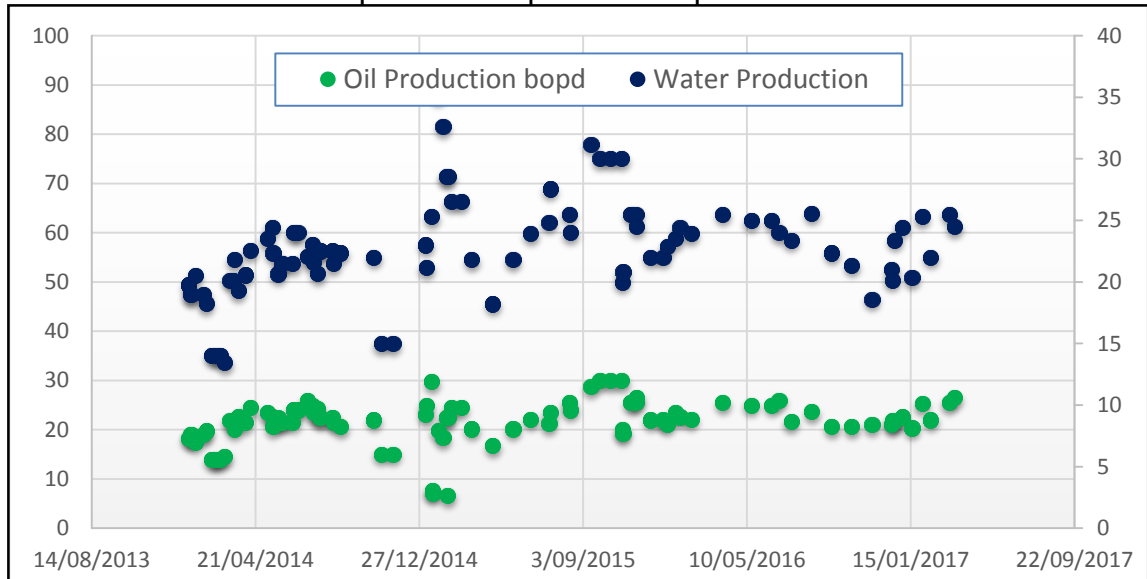
Fuente: Ecopetrol S.A

Gráfica 38. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 99.



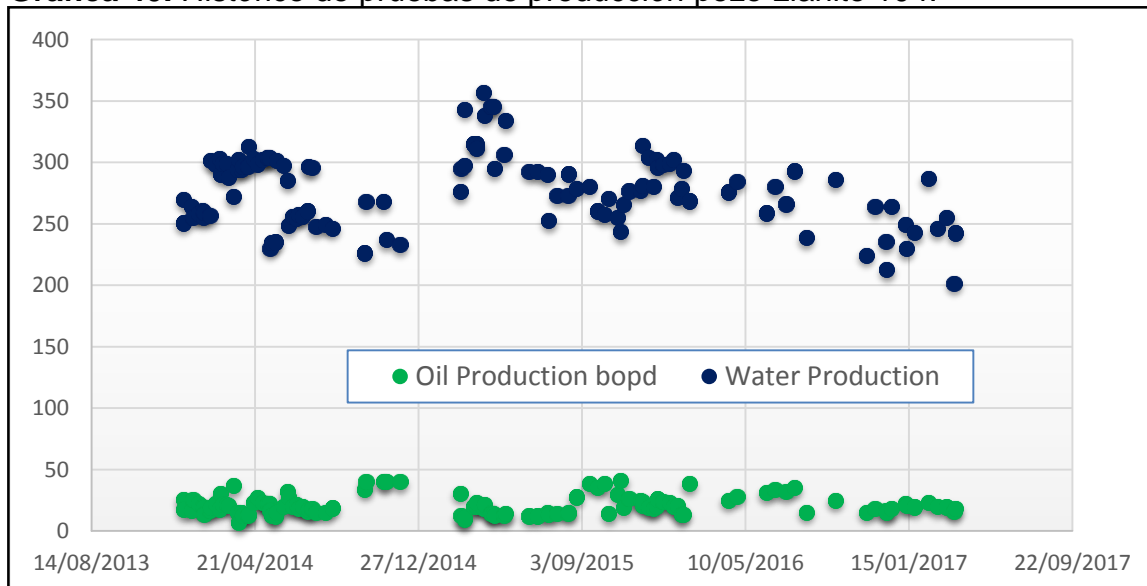
Fuente: Ecopetrol S.A.

Gráfica 39. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 102.



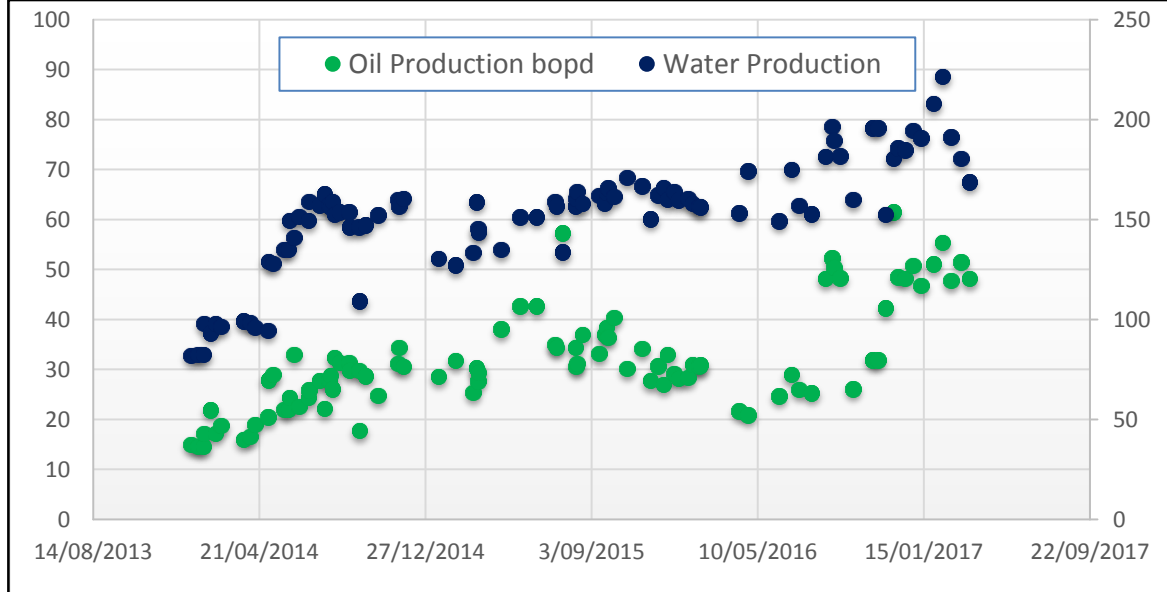
Fuente: Ecopetrol S.A

Gráfica 40. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 104.



Fuente: Ecopetrol S.A

Gráfica 41. Histórico de pruebas de producción pozo Llanito 105.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Para lograr el ajuste de la producción de crudo, durante los dos últimos años, fue necesario realizar ensayos de prueba y error, hasta alcanzar un cotejo de petróleo con porcentajes de error menores al 15%, usando una presión de yacimiento de 1000 psi y una presión de fondo fluyente de 750 psi.

Para lograr el cotejo histórico fue necesario ajustar los valores de Kh para las capas más superiores. El ajuste se logró se modificando las curvas de permeabilidad relativa al petróleo (Kro). Por considerarse que la zona B, presenta en la actualidad valores de Sw, superiores a 50%, solo se realizó variación de la curva de permeabilidad relativa por encima de este valor.

Un primer cotejo de la producción de agua se realizó ajustando la permeabilidad vertical, de las capas adyacentes al acuífero. Un mejor cotejo de la producción de agua, se logró mediante la variación de las permeabilidades relativas al agua, para valores de saturación mayores a 50%.

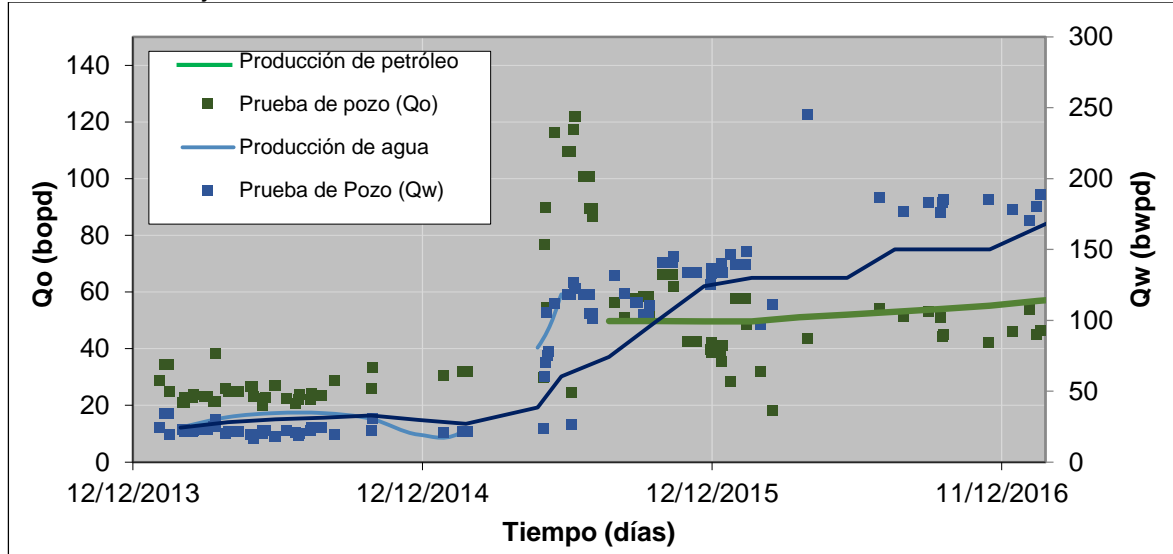
El criterio de aceptación del cotejo histórico establecido fue la obtención de errores de cotejo menores a 15%, tanto para el cotejo de la producción de petróleo como de la producción de agua.

Finalmente, la calibración de sector modelo se completó con el cotejo de los pozos: LL-102, LL-104 y LL-105. El error de cotejo para la producción de petróleo fue del 13% con una desviación estándar de 0.11, mientras que el error de cotejo para la producción de agua fue del 8%, con una desviación estándar de 0.05.

La dispersión de los datos de producción es la principal dificultad para lograr el cotejo histórico de todos los pozos del sector modelo; como se observa en la **Gráfica 42**. Por esta razón se requirió filtrar los datos de producción, como se observa en el cotejo de los pozos: LL-102, LL-104 y LL-105.

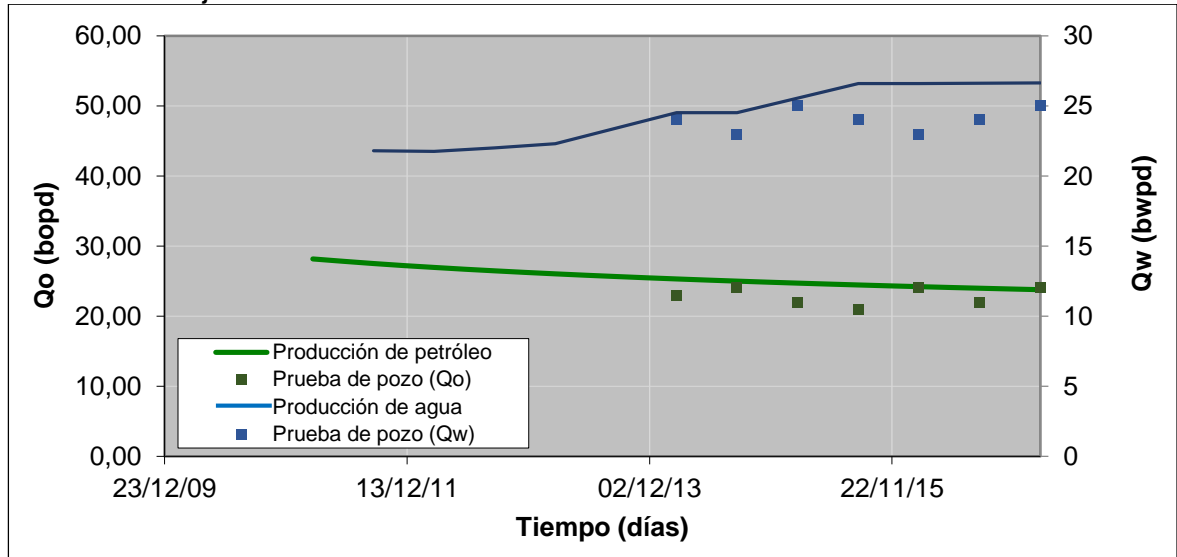
El **Anexo D**, presenta los errores de cotejo logrados como criterio de aceptación de la calibración del sector modelo.

Gráfica 42. Ajuste histórico Pozo Llanito 84.



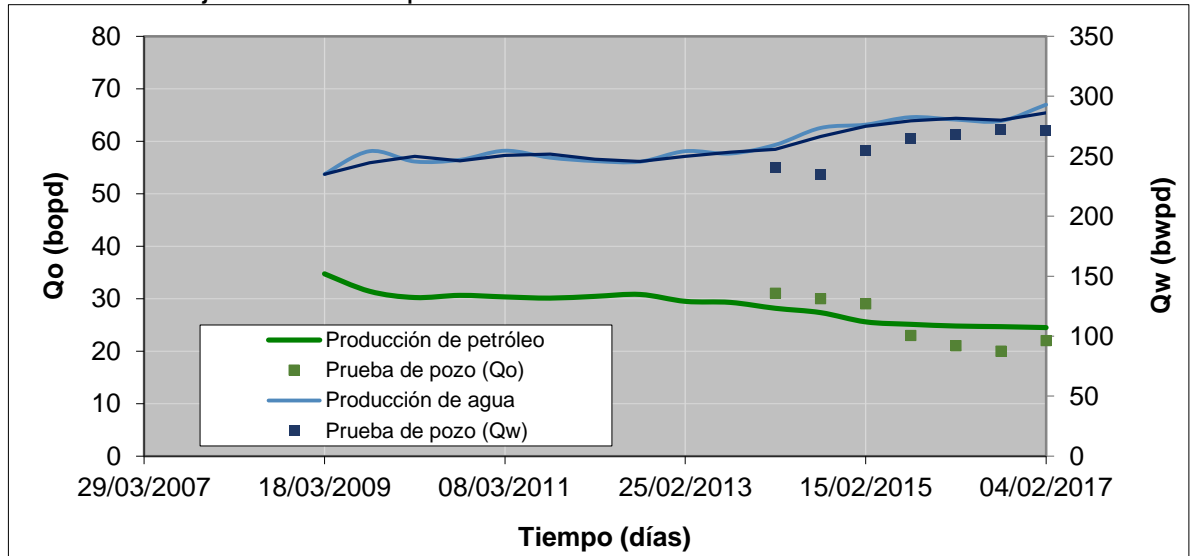
Fuente: Ecopetrol S.A – Autor.

Gráfica 43. Ajuste histórico Pozo Llanito 102.



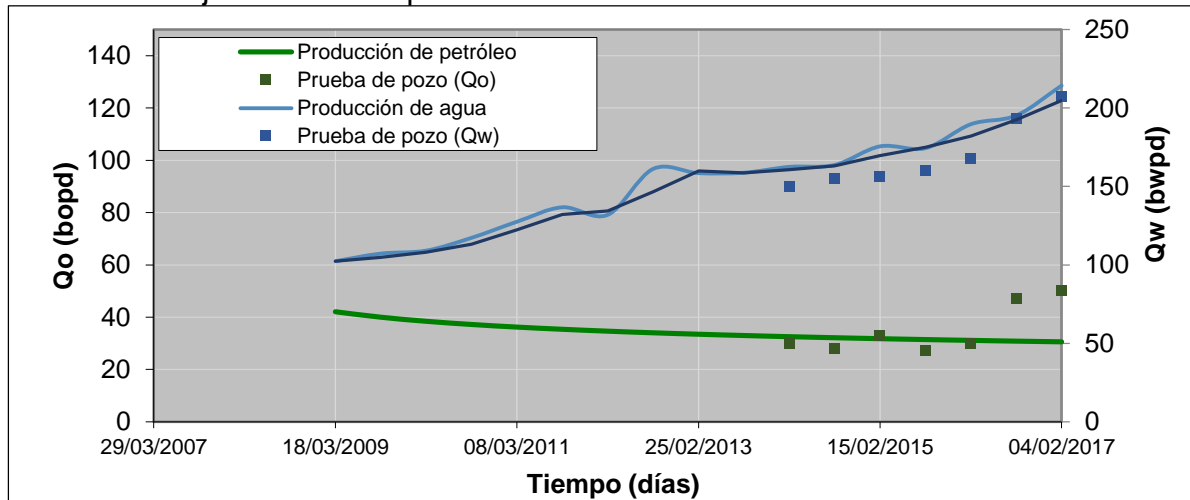
Fuente: Ecopetrol S.A – Autor.

Gráfica 44. Ajuste histórico pozo Llanito 104.



Fuente: Ecopetrol S.A – Autor.

Gráfica 45. Ajuste histórico pozo Llanito 105.



Fuente: Ecopetrol S.A – Autor.

4.2. ANÁLISIS DE ERROR

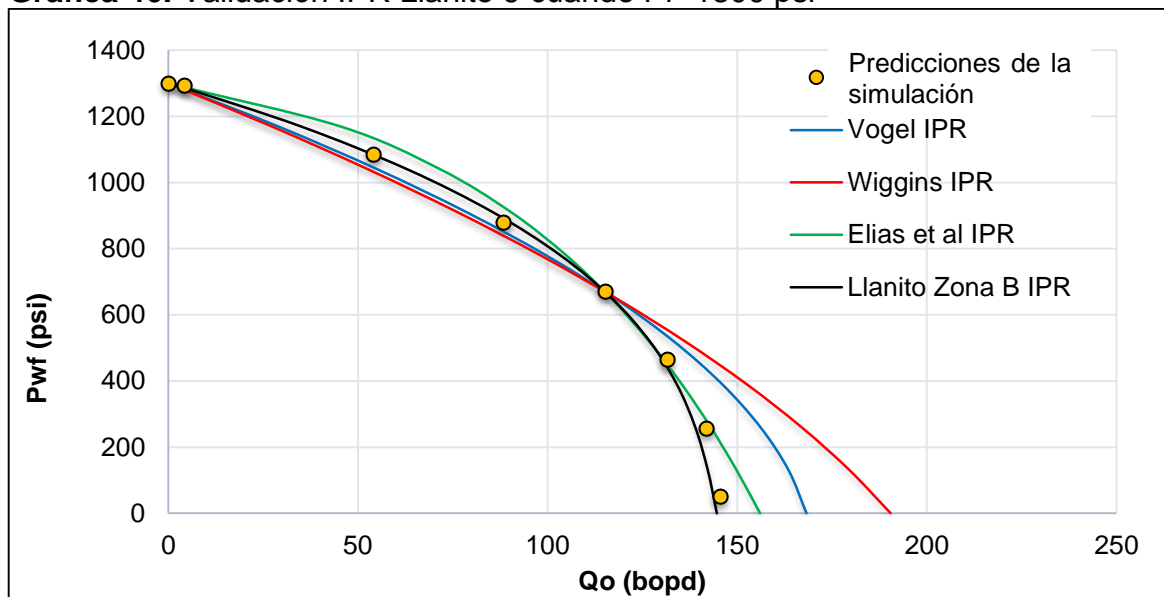
La validación de la correlación encontrada fue realizada estimando los errores o diferencias encontradas entre los valores de potencial de producción petróleo (Q_o) de los resultados de la simulación contra los postulados de cuatro correlaciones IPR de estudio (Vogel, Wiggins, Elias, Fattah et al y Llanito Zona B).

Todas las curvas de IPR fueron puestas en un mismo grafico para efectos comparativos. Para la construcción de las curvas IPR se seleccionaron dos presiones de yacimiento (1300 psi y 800 psi).

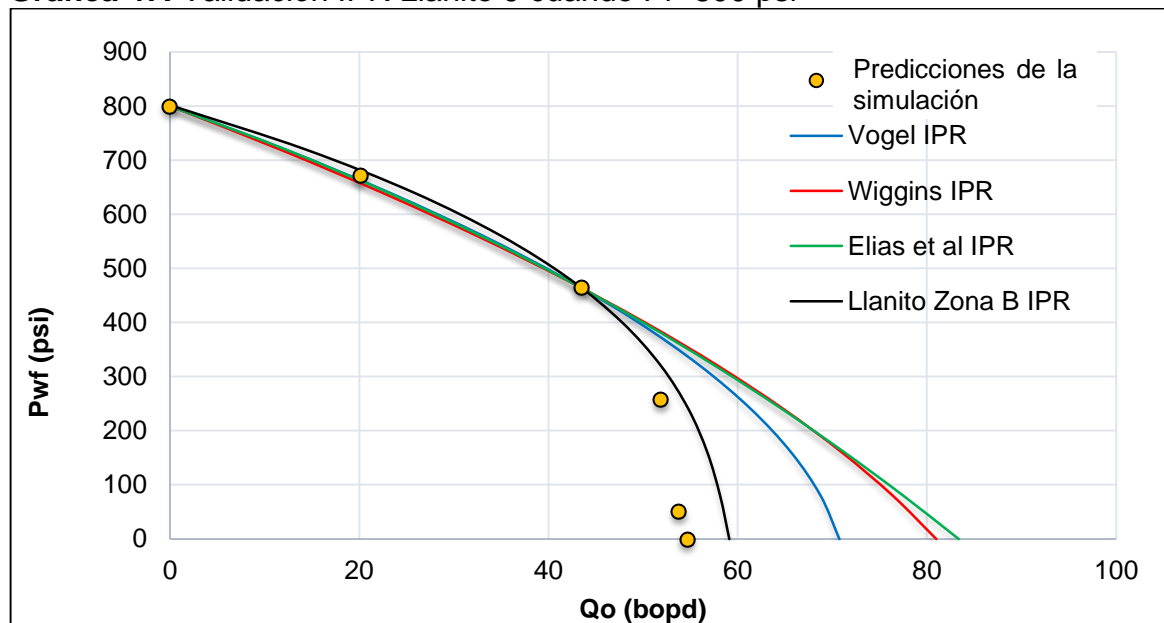
Además, para calcular cada una de las curvas de IPR, se seleccionaron dos puntos de P_{wf} y Q_o como datos de “pruebas de producción simulada”. Para cada valor de presión de yacimiento, se seleccionó un punto de “prueba de producción simulada”. Los datos tabulados de las pruebas de producción simuladas, y las tablas resultantes para la construcción de las curvas de IPR se detallan en el **Anexo B**.

Las siguientes gráficas presentan los resultados de la validación, en la cual se comparan las diferentes correlaciones IPR desarrolladas.

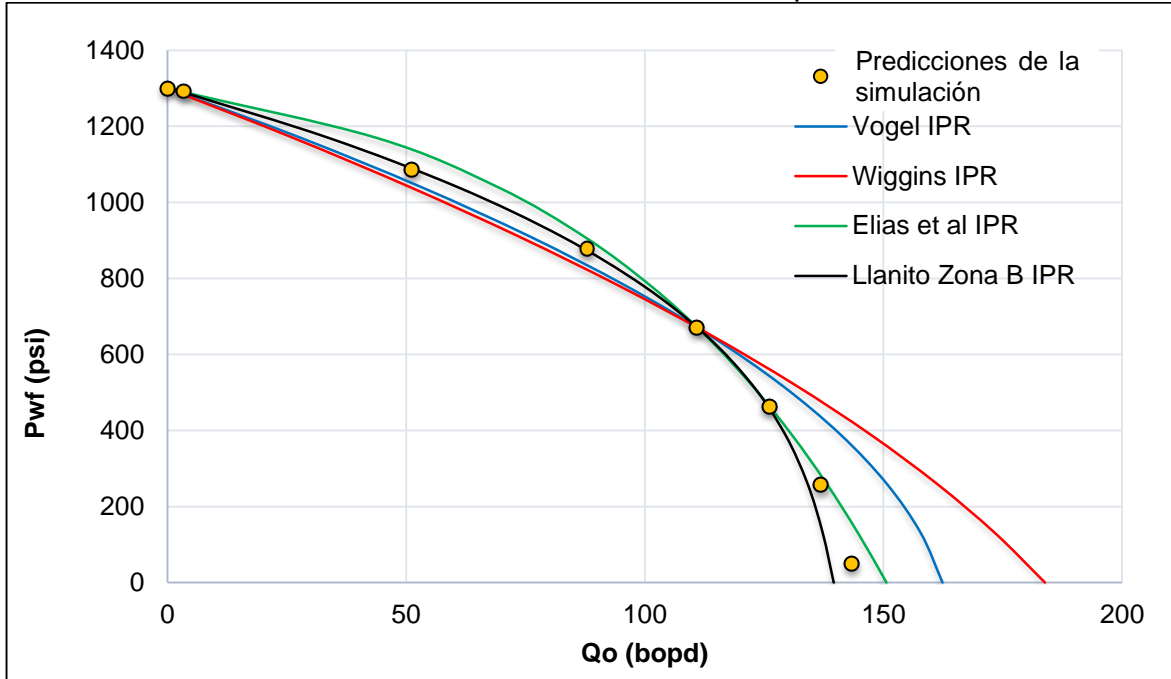
Gráfica 46. Validación IPR Llanito 9 cuando $P_r=1300$ psi



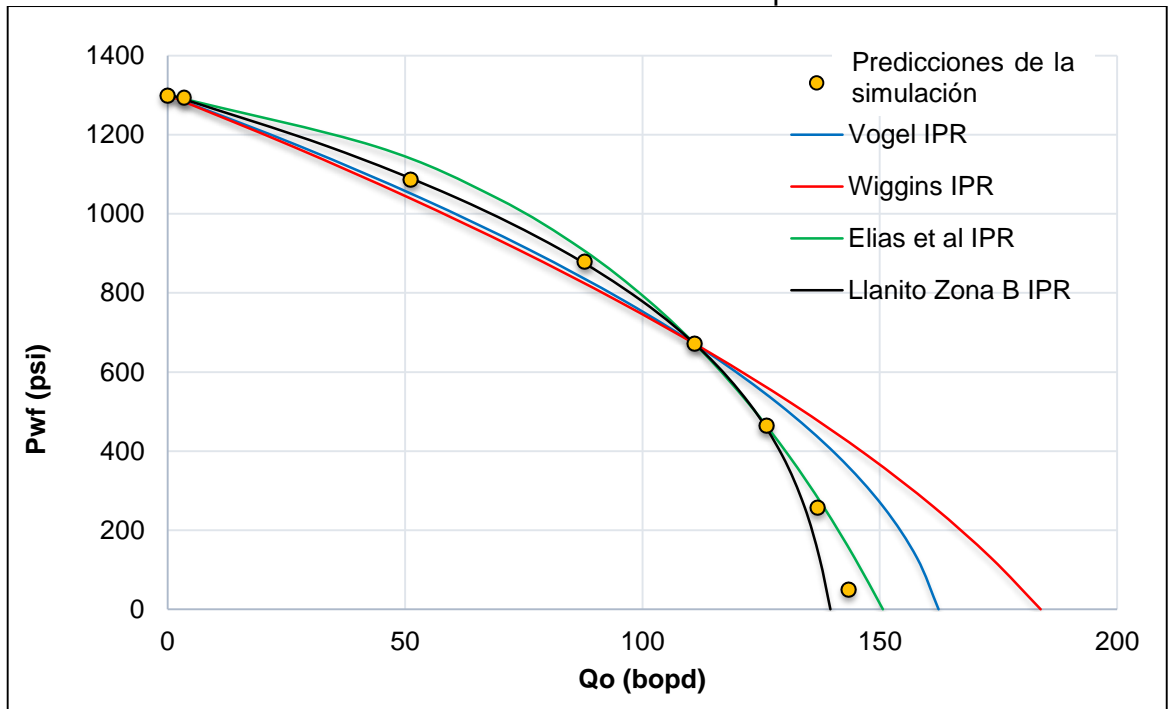
Gráfica 47. Validación IPR Llanito 9 cuando $P_r=800$ psi



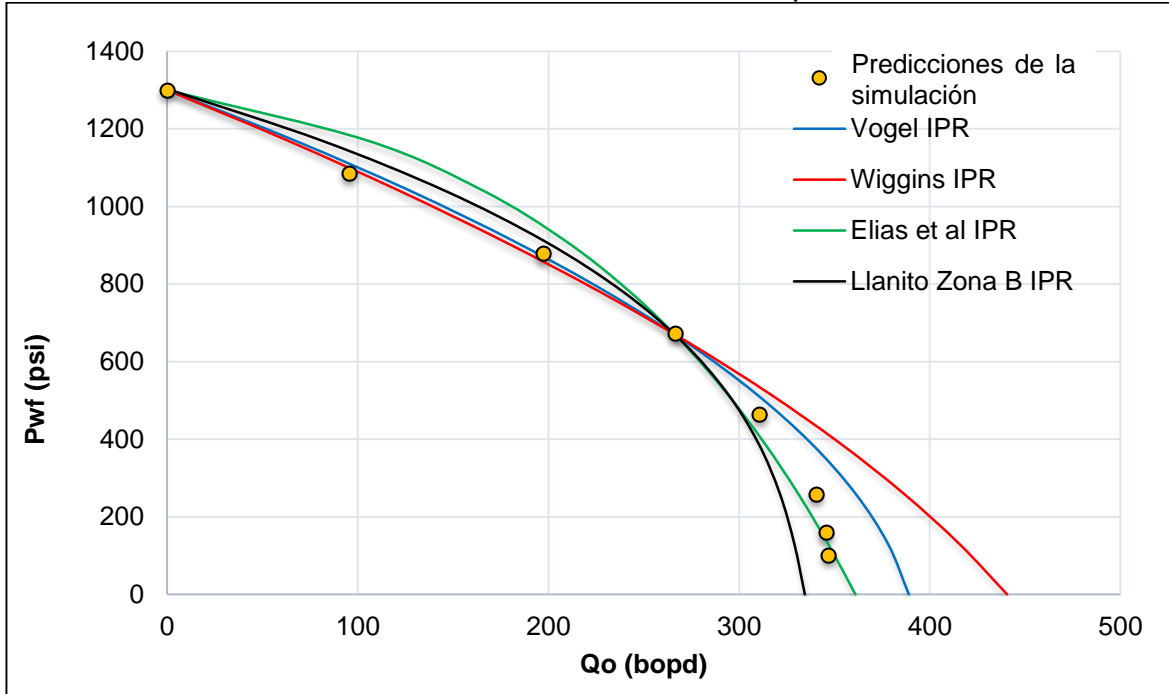
Gráfica 48. Validación IPR Llanito 77 cuando $P_r=1300$ psi



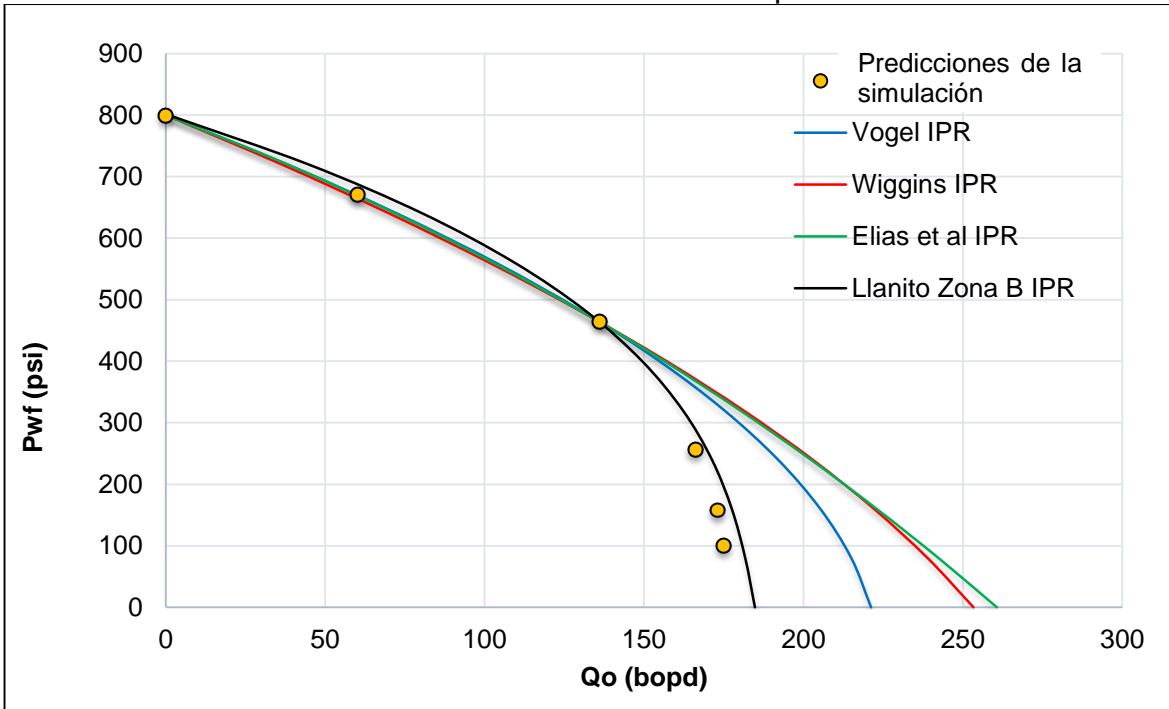
Gráfica 49. Validación IPR Llanito 77 cuando $P_r=800$ psi



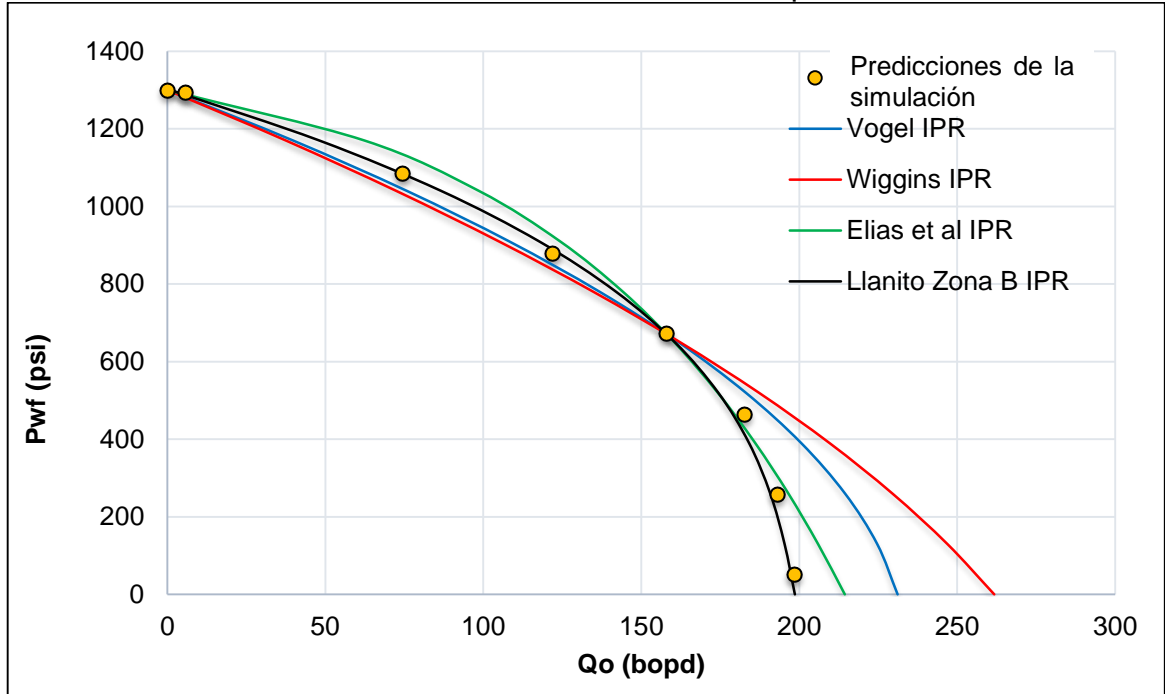
Gráfica 50. Validación IPR Llanito 84 cuando $P_r=1300$ psi



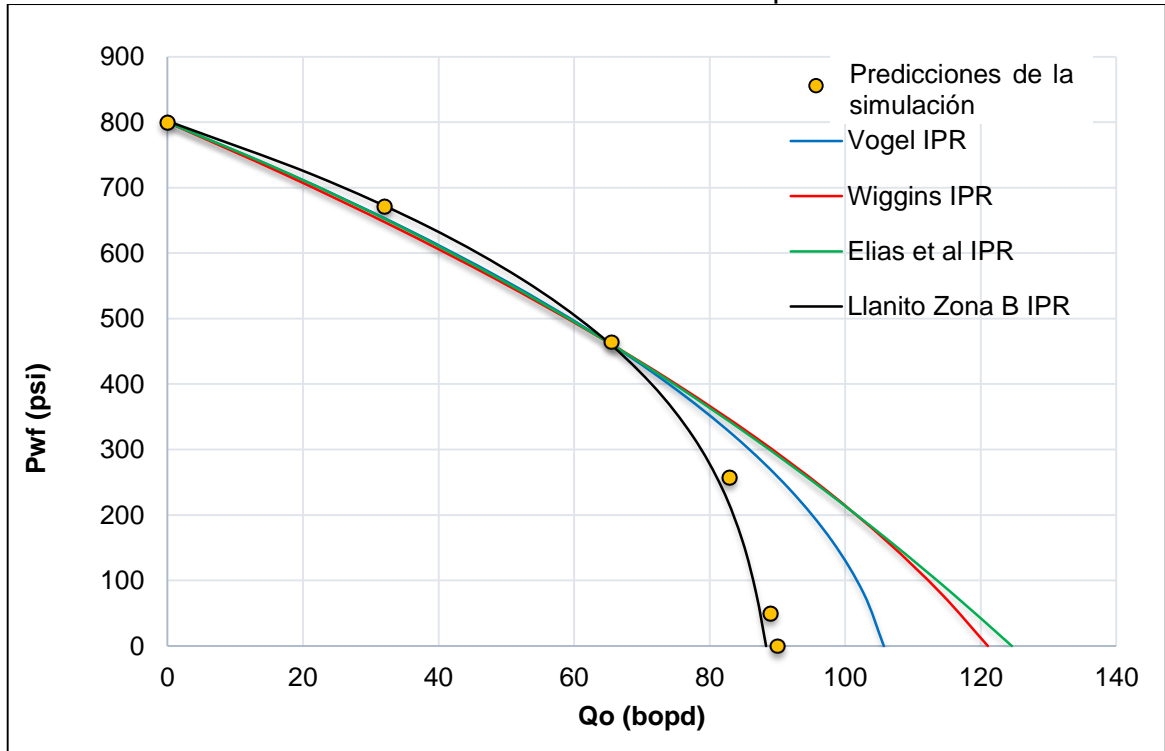
Gráfica 51. Validación IPR Llanito 84 cuando $P_r=800$ psi



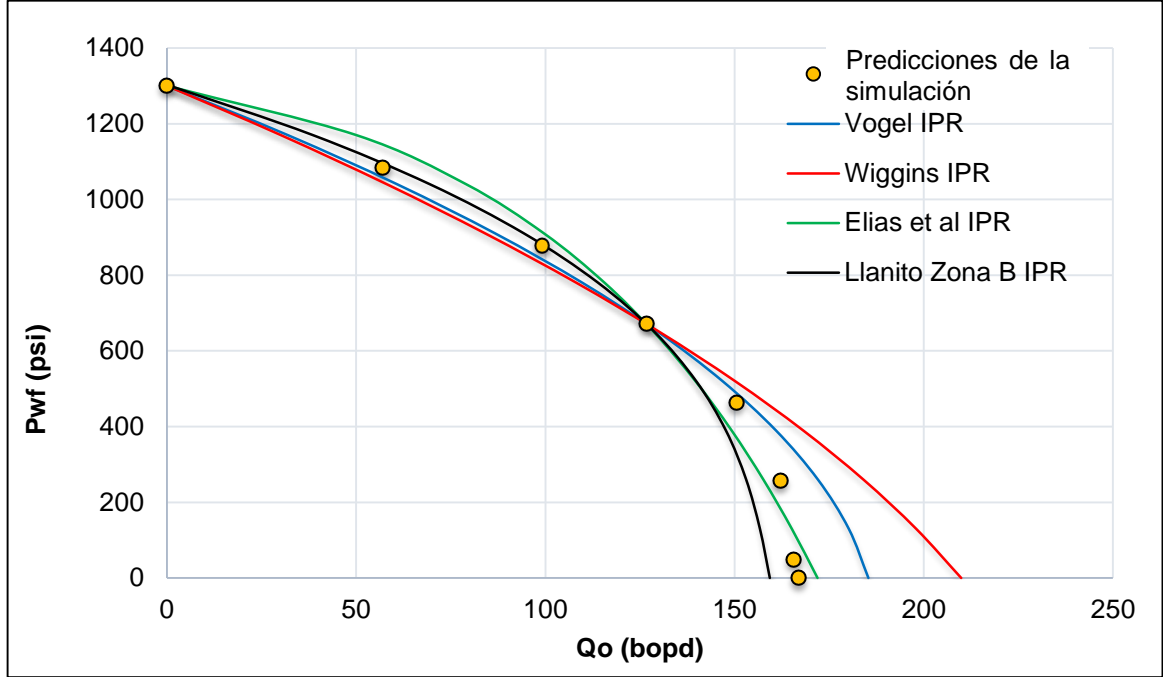
Gráfica 52. Validación IPR Llanito 95 cuando $P_r=1300$ psi



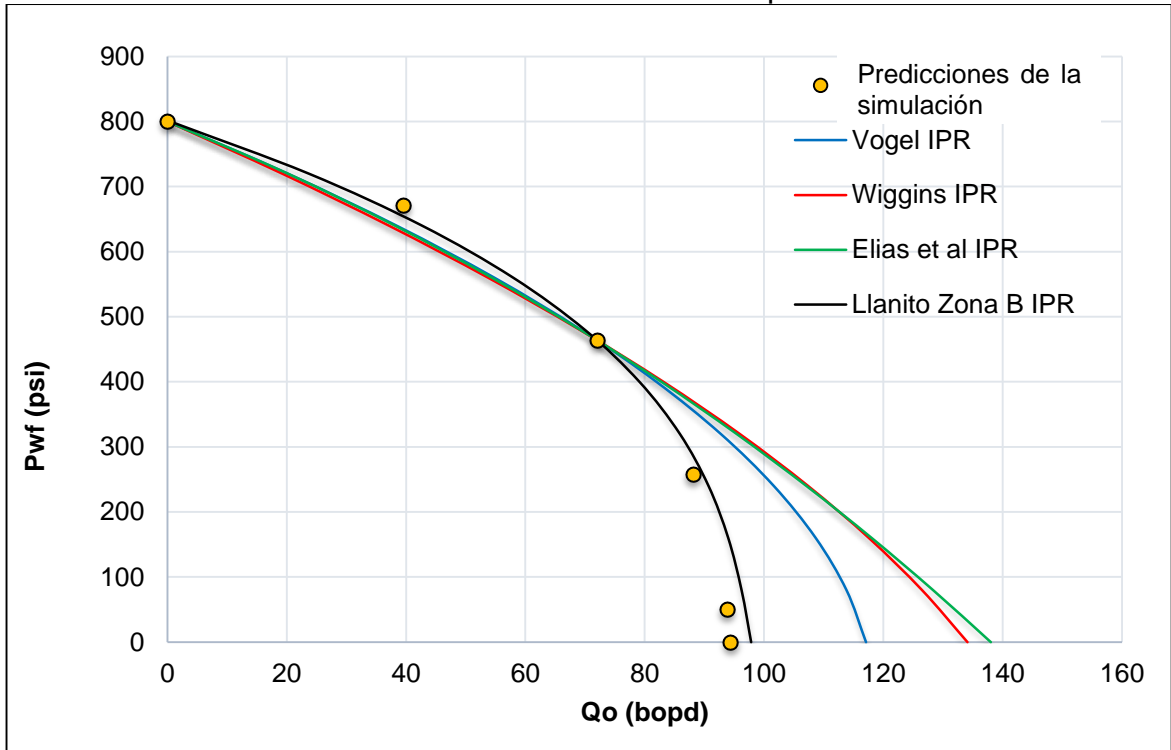
Gráfica 53. Validación IPR Llanito 95 cuando $P_r=800$ psi



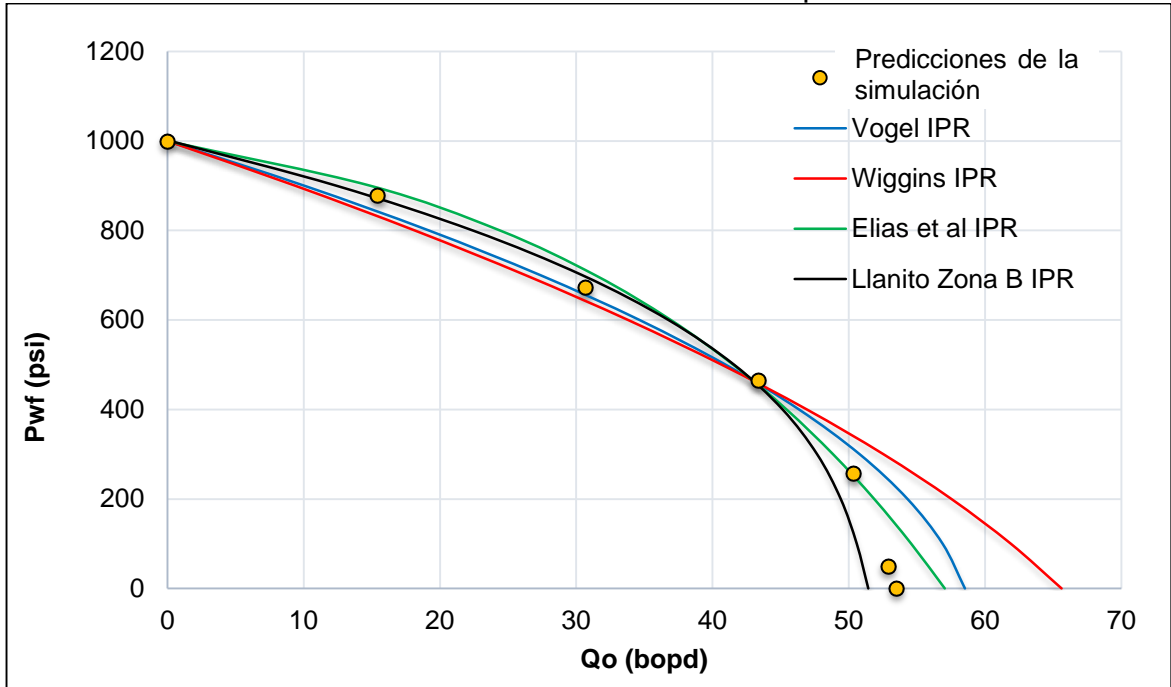
Gráfica 54. Validación IPR Llanito 99 cuando $P_r=1300$ psi



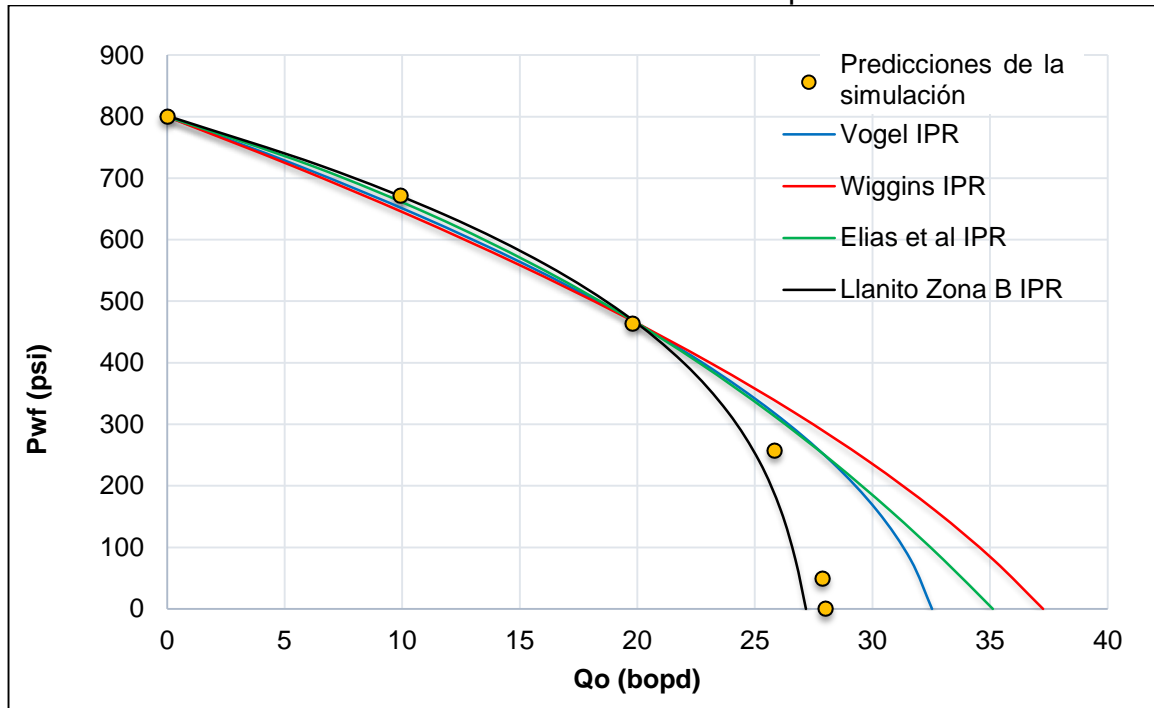
Gráfica 55. Validación IPR Llanito 99 cuando $P_r=800$ psi



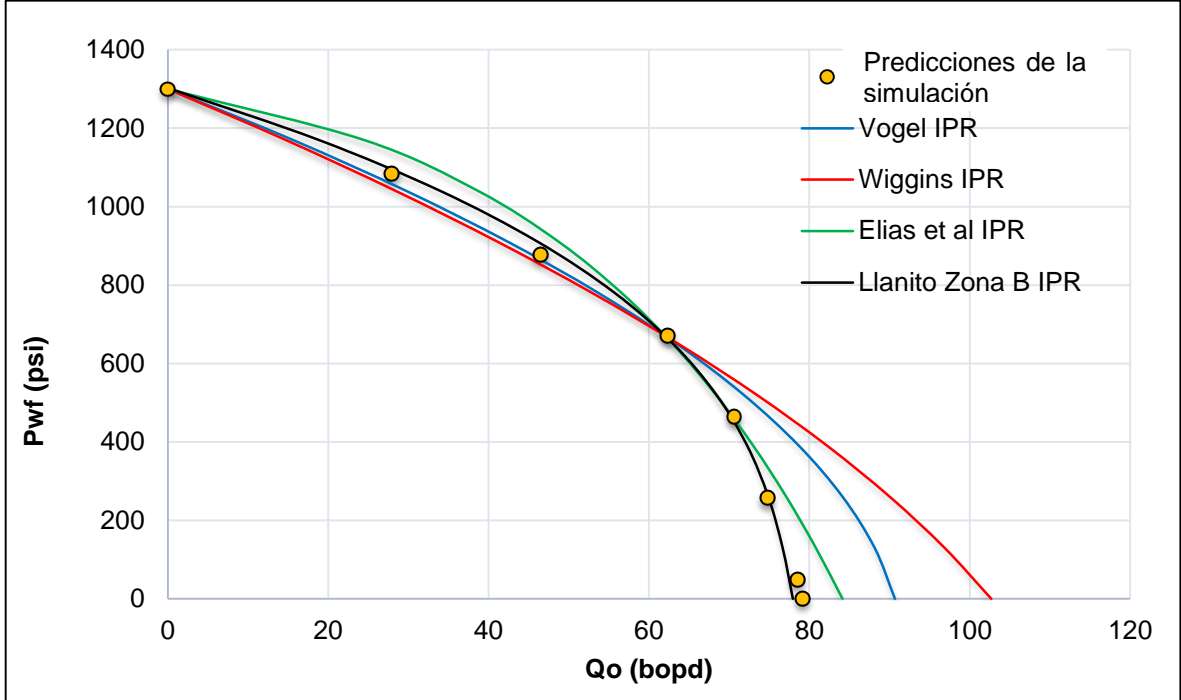
Gráfica 56. Validación IPR Llanito 102 cuando $P_r=1000$ psi.



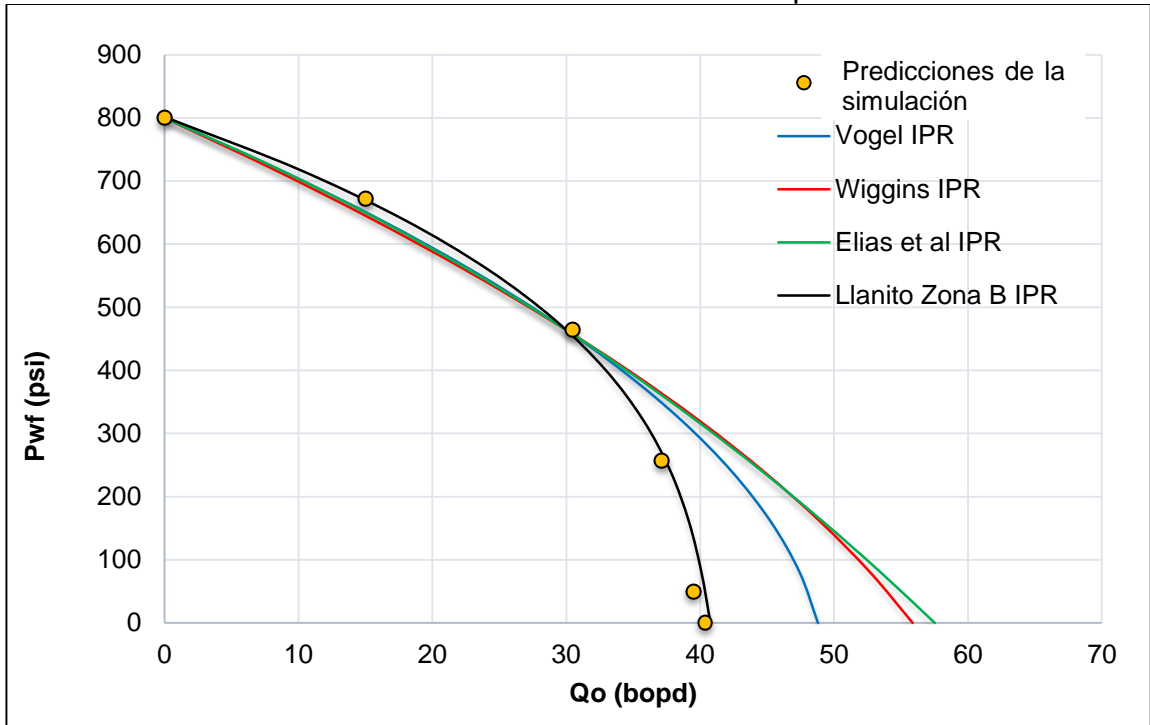
Gráfica 57. Validación IPR Llanito 102 cuando $P_r=800$ psi.



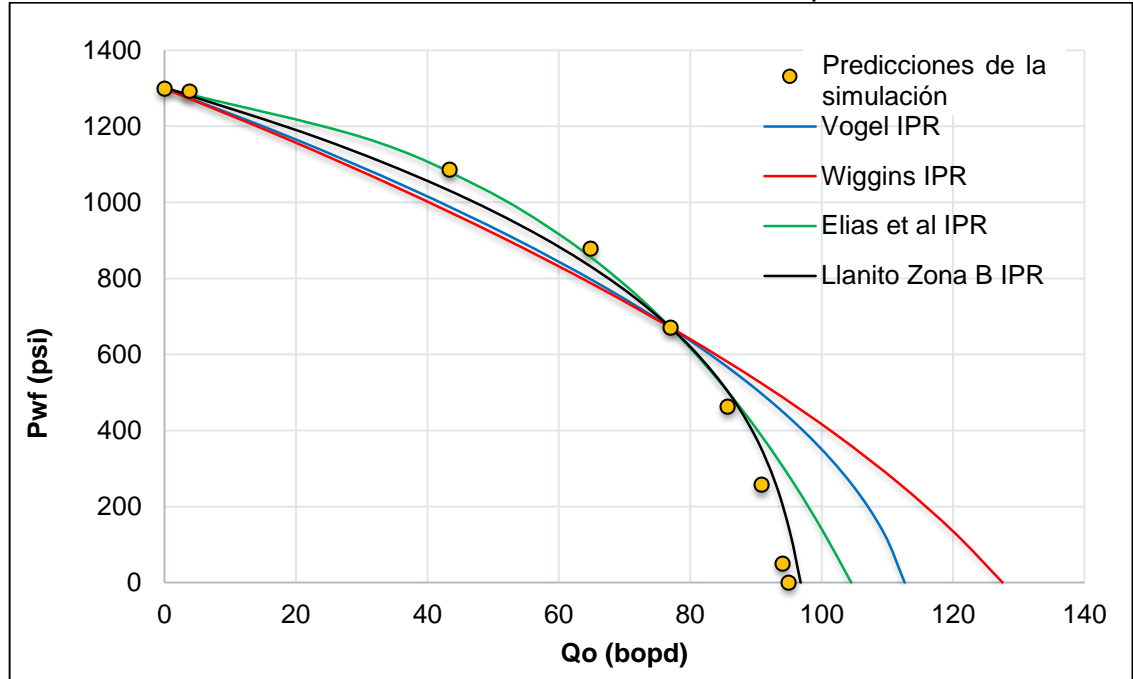
Gráfica 58. Validación IPR Llanito 104 cuando $P_r=1300$ psi.



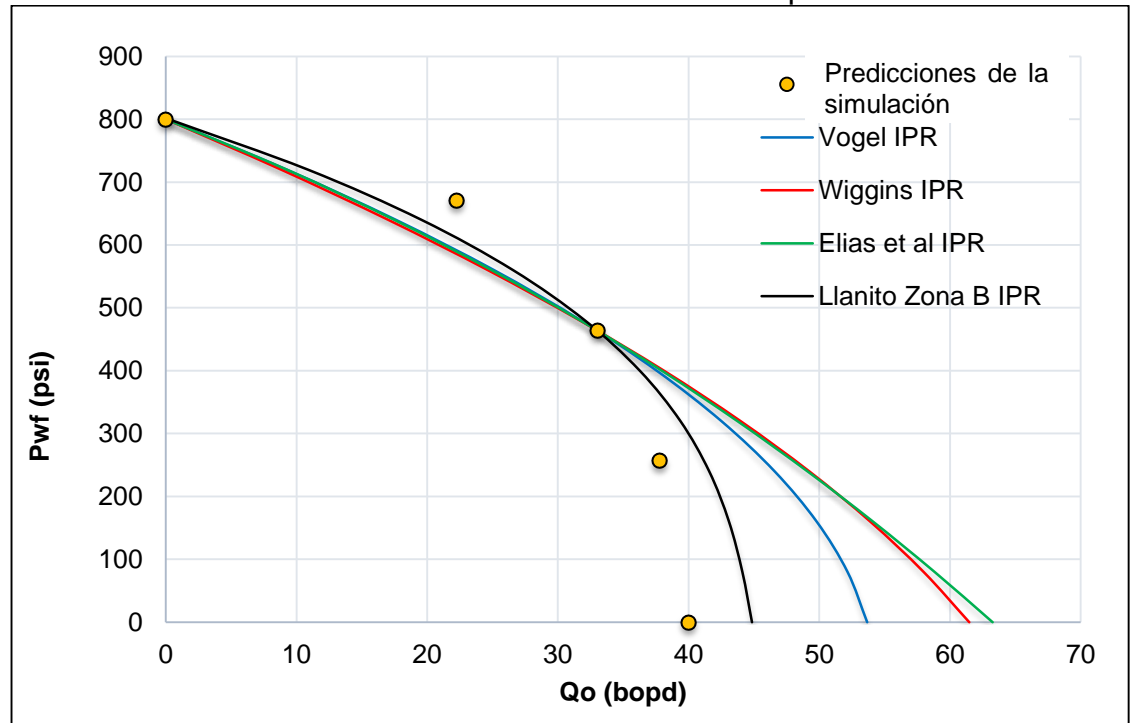
Gráfica 59. Validación IPR Llanito 104 cuando $P_r=800$ psi.



Gráfica 60. Validación IPR Llanito 105 cuando $P_r=1300$ psi.



Gráfica 61. Validación IPR Llanito 105 cuando $P_r=800$ psi.



Con el fin de validar la correlación desarrollada, fue necesario calcular los porcentajes de error mediante la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Cálculo del porcentaje de error

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{\text{Valor experimental} - \text{Valor teórico}}{\text{Valor experimental}} \right| \times 100$$

Fuente: HUAAN FAN. Theory of Errors and LSQ.

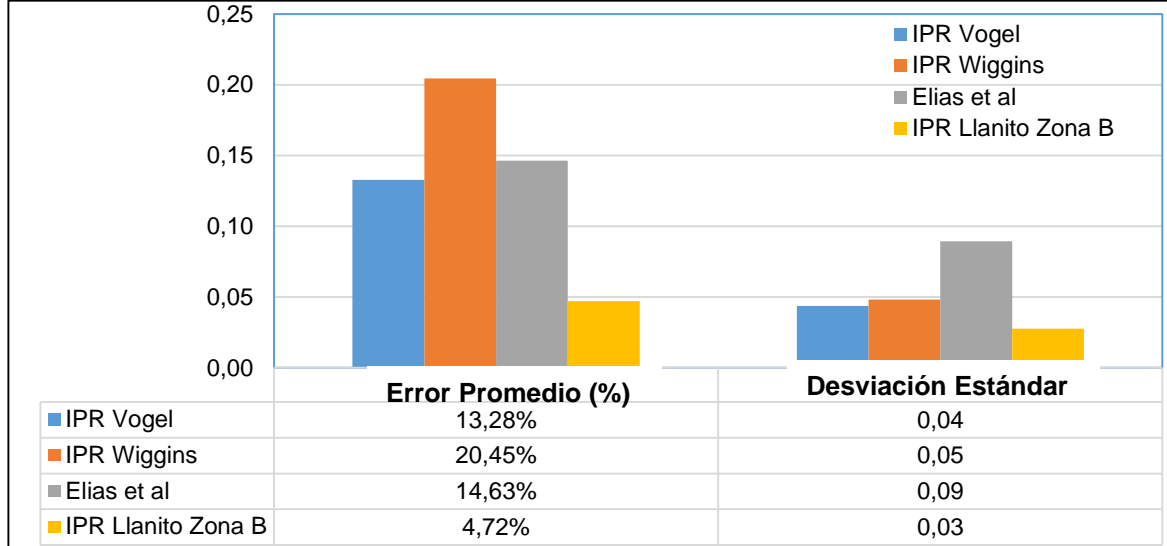
En este caso, el valor experimental corresponde a los caudales de petróleo obtenidos mediante los resultados de la simulación, y el valor teórico corresponde a los caudales de petróleo propuestos en cada correlación IPR. Los resultados presentados en la **Tabla 11**. Estos resultados provienen de los datos incluidos en el **Anexo B**. El cálculo de la desviación estándar se realizó mediante la función *DESVEST.M* del software Microsoft Excel.

Tabla 11. Resumen del error promedio y desviación estándar.

Caso	Estimación de Error Promedio(%)			
	Vogel	Wiggins	Elias et al	LL - Zona B
LL-105, Pr=1300 psi	21.62%	27.77%	8.50%	10.28%
LL-105, Pr=800 psi	22.67%	29.73%	30.19%	11.91%
LL-104, Pr=1300 psi	8.84%	15.56%	6.87%	1.82%
LL-104, Pr=800 psi	13.76%	22.11%	22.78%	1.29%
LL-102, Pr=1000 psi	8.15%	14.44%	5.51%	3.66%
LL-102, Pr=800 psi	10.29%	18.29%	12.16%	2.20%
LL-99, Pr=1300 psi	6.78%	13.28%	5.71%	3.33%
LL-99, Pr=800 psi	16.21%	24.62%	25.37%	3.79%
LL-95, Pr=1300 psi	15.94%	22.14%	7.20%	5.16%
LL-95, Pr=800 psi	11.08%	19.19%	19.81%	1.45%
LL-84, Pr=1300 psi	6.51%	11.62%	10.84%	7.76%
LL-84, Pr=800 psi	12.87%	21.52%	22.15%	4.75%
LL-77, Pr=1300 psi	14.38%	20.53%	4.16%	4.26%
LL-77, Pr=800 psi	11.38%	19.33%	19.96%	2.60%
LL-9, Pr=1300 psi	15.88%	22.04%	7.16%	5.53%
LL-9, Pr=800 psi	16.17%	25.05%	25.77%	5.73%
Error promedio (%)	13.28%	20.45%	14.63%	4.72%
Desviación Estándar	0.0477	0.0506	0.088	0.0305

Con base a los resultados de la **Tabla 11** y la **Gráfica 62**, es posible determinar que la correlación desarrollada (Llanito Zona B) es la que presenta menor error.

Gráfica 62. Error promedio y desviación estándar de las correlaciones IPR usadas.



4.3 VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN IPR DESARROLLADA, MEDIANTE COTEJO DE PRUEBAS DE PRODUCCION EN OTROS POZOS DE ZONA B

Para verificar la validez de la correlación desarrollada, fue necesario realizar la correlación IPR a pozos diferentes a los seleccionados en el estudio, los cuales no fueron cotejados ni analizados. La correlación de Comportamiento de Afluencia (IPR) fue construida para los pozos **LL-122, LL-125, LL-127, LL-129 y LL-132**, los cuales fueron seleccionados aleatoriamente; usando datos de pruebas de producción recientes, de las cuales se dispone de datos estimados de presión de yacimiento (P_r) y presión de fondo fluente (P_{wf}).

En el **Anexo C**, se detallan las tablas obtenidas para la construcción de las curvas IPR, por cuatro métodos distintos, Así mismo las siguientes gráficas presentan los resultados de las curvas IPR obtenidas a partir de las pruebas de producción de los pozos relacionados, las cuales se cotejan en un mismo grafico para efectos de comparación. A continuación, las siguientes gráficas muestran el ajuste de la correlación IPR desarrollada para la Zona B del Campo Llanito en pozos diferentes a los seleccionados para el estudio.

Tabla 12. Pruebas de Pozo Llanito 122.

LLANITO 122	Prueba de pozo 1	Prueba de pozo 2
Fecha	22/03/2017	23/03/2017
Pr (psi)	700	700
Pwf (psi)	382	182
Qo (BOPD)	41.18	50.76

Gráfica 63. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 122

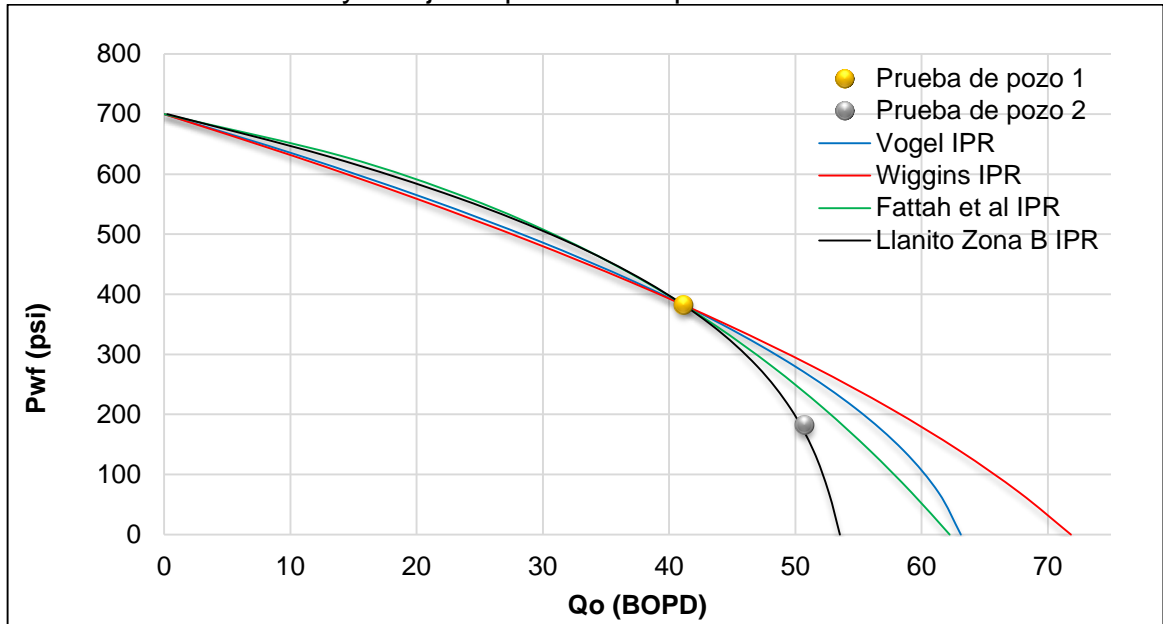


Tabla 13. Pruebas de Pozo Llanito 125

LLANITO 125	Prueba de pozo 1	Prueba de pozo 2
Fecha	5/01/2016	2/04/2017
Pr (psi)	970	800
Pwf (psi)	117	180
Qo (BOPD)	112	86.94

Gráfica 64. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 125

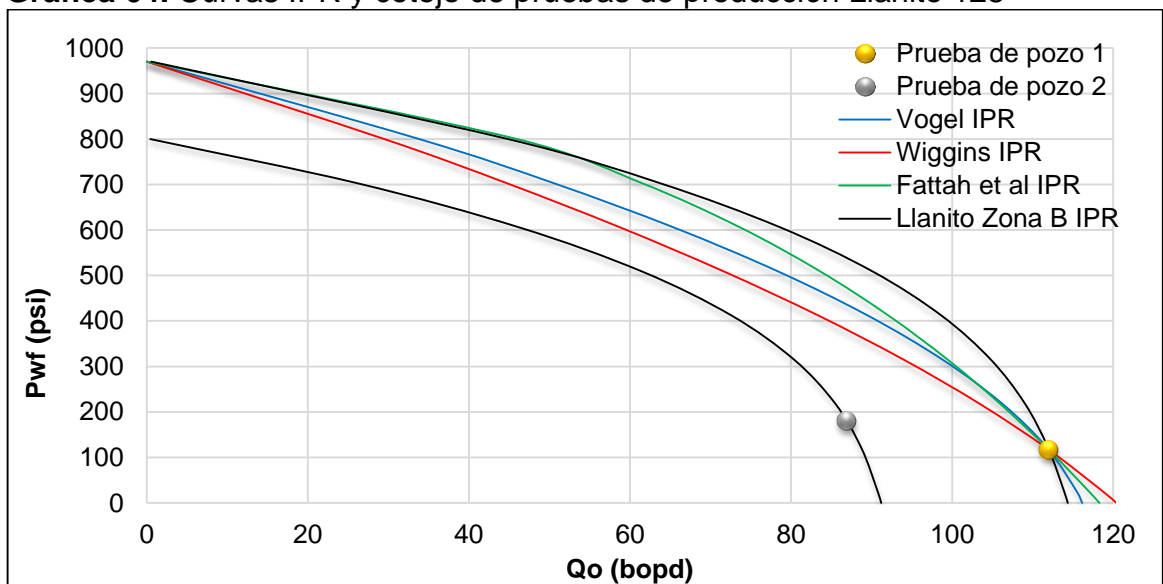


Tabla 14. Pruebas de Pozo Llanito 127

LLANITO 127	Prueba de pozo 1	Prueba de pozo 2
Fecha	23/03/2017	9/04/2017
Pr (psi)	900	900
Pwf (psi)	490	220
Qo (BOPD)	25.89	32.19

Gráfica 65. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 127

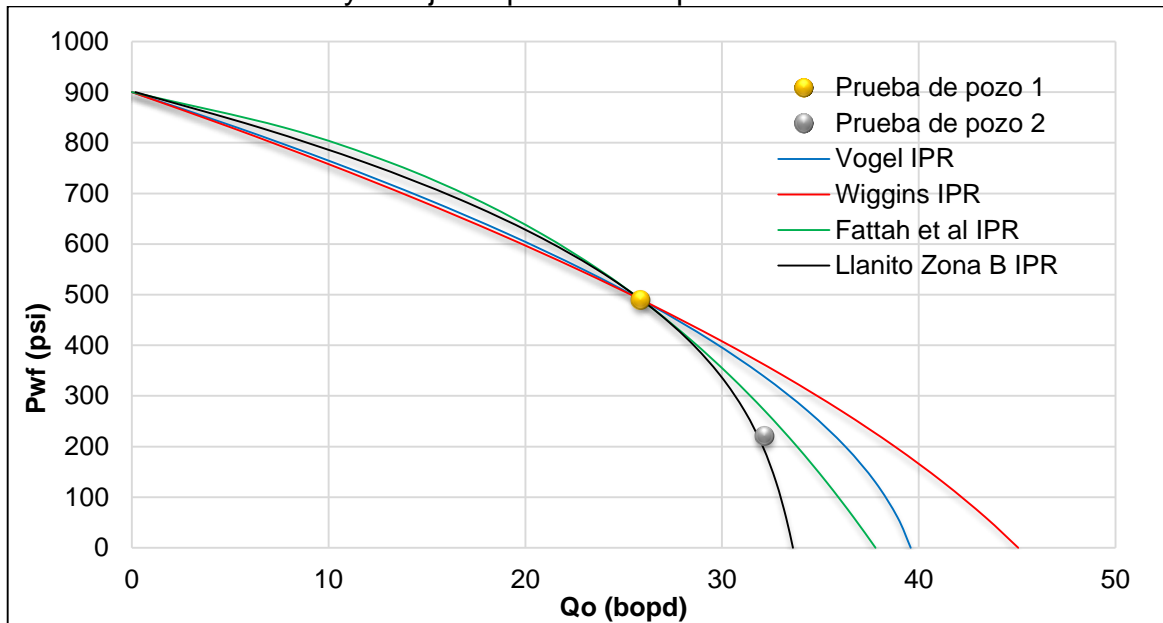


Tabla 15. Pruebas de Pozo Llanito 129

LLANITO 129	Prueba de pozo 1	Prueba de pozo 2
Fecha	3/03/2017	20/03/2017
Pr (psi)	1000	100
Pwf (psi)	690	360
Qo (BOPD)	47.76	71.09

Gráfica 66. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 129

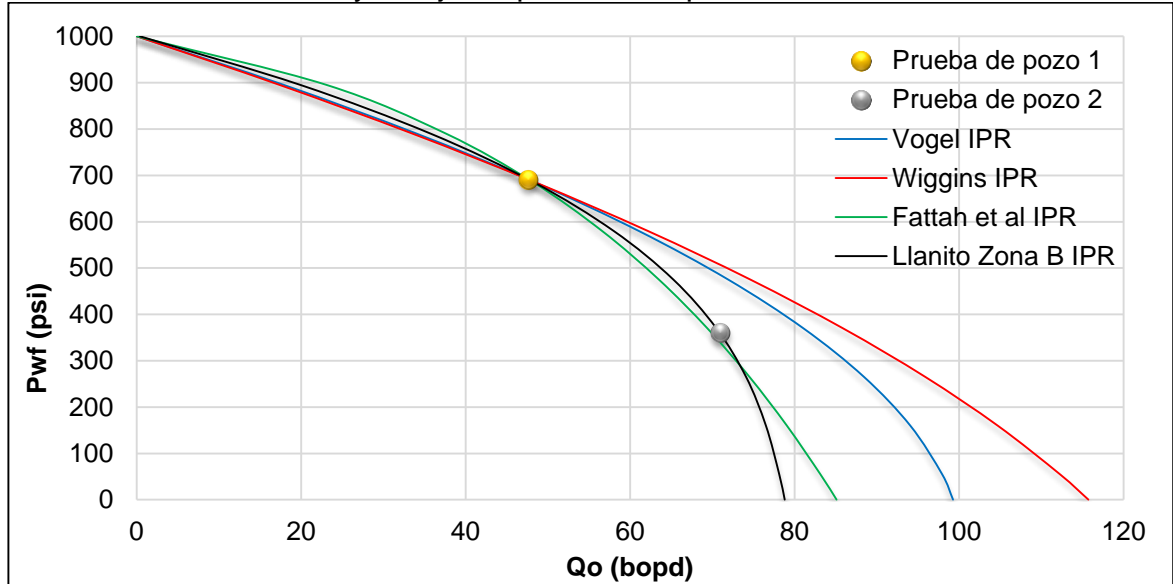
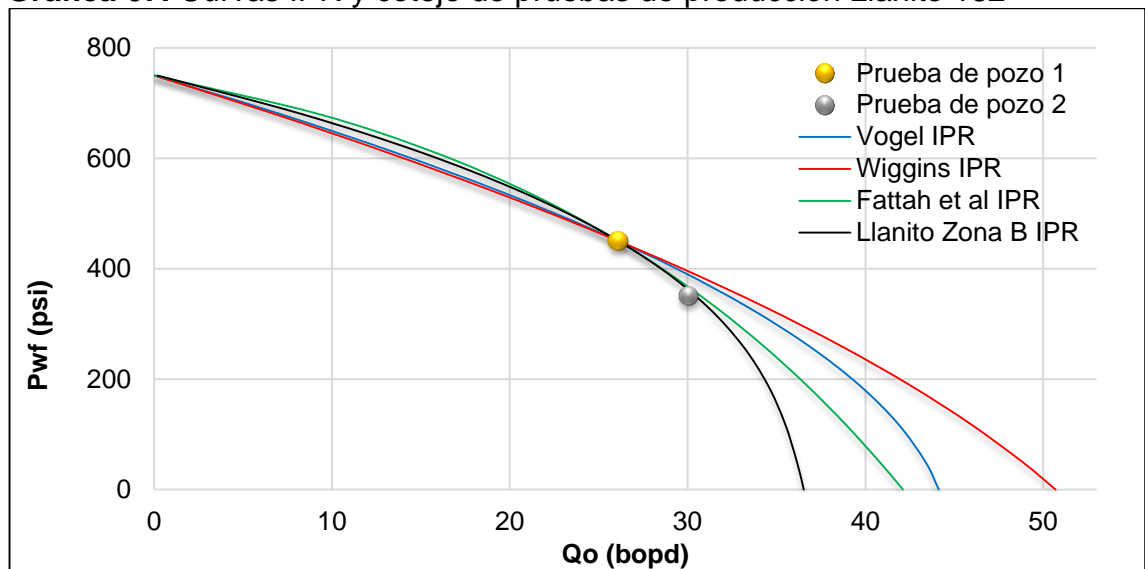


Tabla 16. Pruebas de Pozo Llanito 132

LLANITO 132	Prueba de pozo 1	Prueba de pozo 2
Fecha	29/03/2017	5/04/2017
Pr (psi)	750	750
Pwf (psi)	450	350
Qo (BOPD)	26.12	30.1

Gráfica 67. Curvas IPR y cotejo de pruebas de producción Llanito 132



4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La vista integrada de las curvas IPR adimensionales para cada pozo particular permite realizar el análisis que a continuación se presenta:

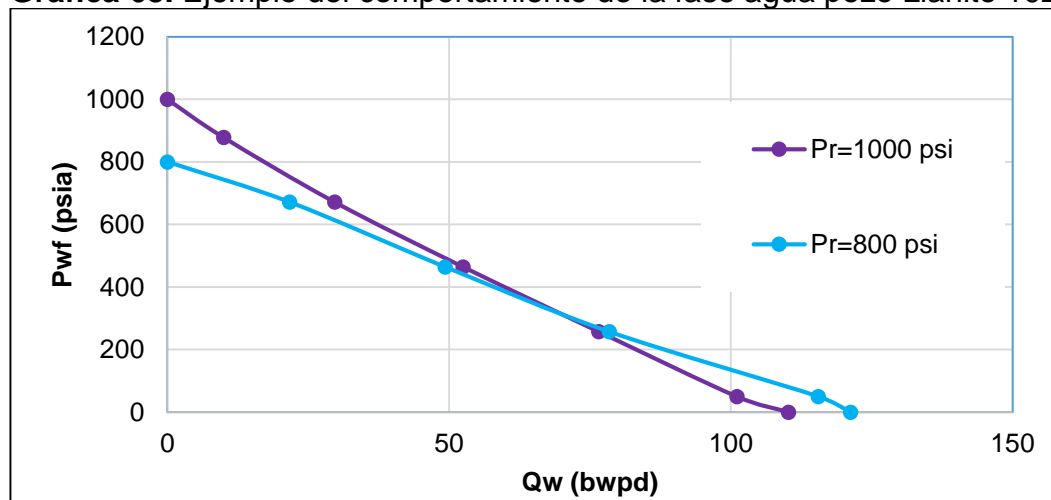
Para las etapas de agotamiento a presiones de yacimiento de 1700, y 1500 psi, se observa un comportamiento ajustado satisfactoriamente con la correlación IPR convencional de Vogel.

No obstante, se observa que para presiones de yacimiento de 1300 psi y 800 psi ($Pr < 1300$ psi) la productividad de los pozos como función de la presión de fondo fluyente (P_{wf}), presenta menores índices de productividad, la cual no se ajusta adecuadamente con la correlación IPR de Vogel.

El aumento de la concavidad en la gráfica a presiones de yacimiento menores a 1300 psi se obtiene posterior al cotejo histórico de la fase petróleo, y se debe probablemente a los mayores cortes de agua los cuales presentan valores superiores a 50% de BSW.

Se observa que para presiones de yacimiento de 1300 psi y 800 psi, el comportamiento de la producción de agua presenta una condición bajo la ley de Darcy, comportándose como una línea recta en los resultados, como se observa en la **Gráfica 68** donde se muestra un ejemplo de los resultados para la fase mencionada en el pozo Llanito 102.

Gráfica 68. Ejemplo del comportamiento de la fase agua pozo Llanito 102.



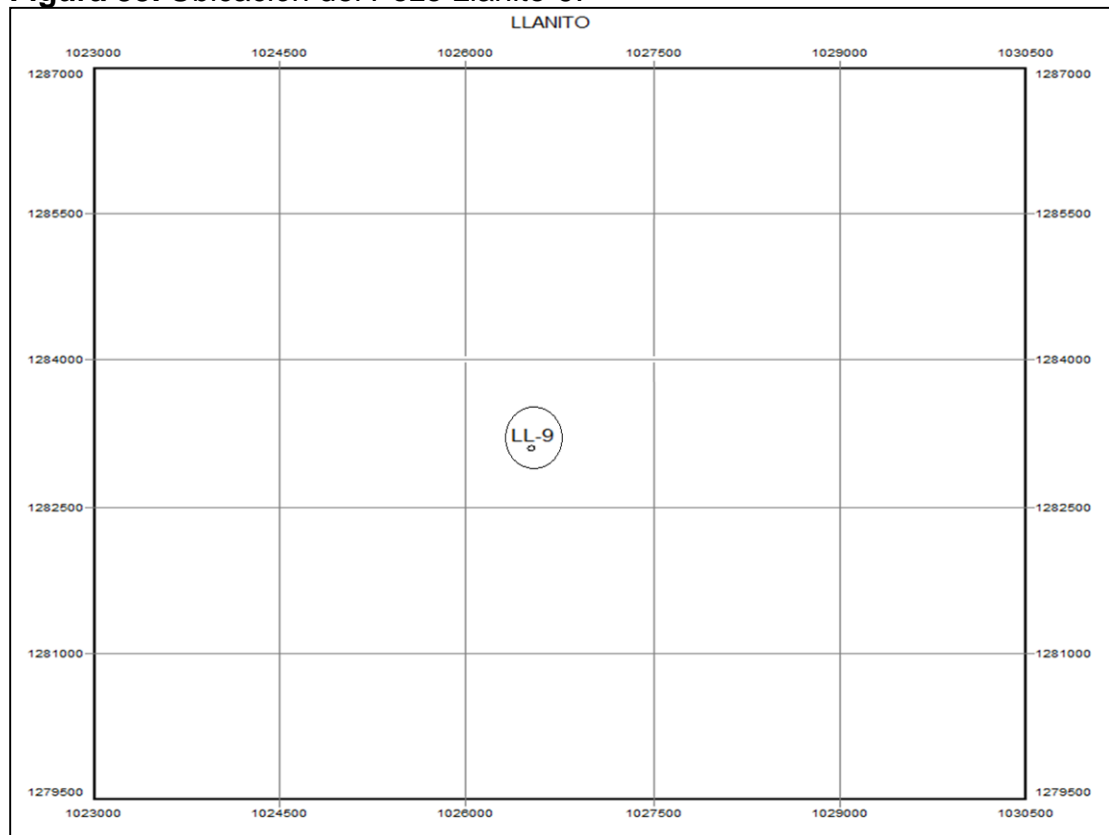
Se puede afirmar que se han logrado resultados satisfactorios, ya que la correlación de comportamiento de afluencia (IPR) desarrollada se ajusta de manera correcta a los pozos diferentes a los seleccionados para el estudio.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente, se estiman los potenciales de producción de los pozos petroleros o Comportamiento de afluencia (IPR) mediante la correlación de Vogel. Esta correlación fue desarrollada bajo condiciones ideales, mostrando una sobreestimación de los potenciales de producción. Por lo tanto, una nueva correlación IPR se ha desarrollado teniendo en cuenta las condiciones del Campo Llanito, para lo cual, se hicieron diferentes corridas de simulación numérica de yacimientos mediante el software Eclipse 100, hasta obtener una correlación generalizada para el Campo Llanito – Zona B bajo las condiciones actuales.

Para el análisis financiero se eligió el Pozo Llanito-9. Se compararon los potenciales de producción utilizando la correlación de Vogel y la correlación Llanito – Zona B a una caída de presión determinada. La ubicación del Pozo Llanito-9 se observa en la **Figura 33**.

Figura 33. Ubicación del Pozo Llanito-9.



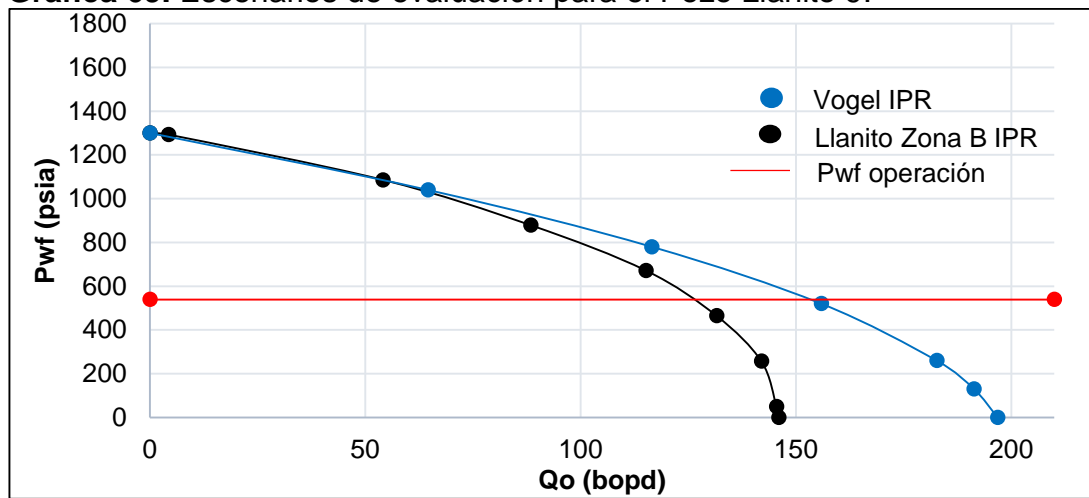
Fuente: OilField Manager Software, Campo Llanito – Ecopetrol S.A.

El análisis financiero se desarrolló desde la posición de la compañía operadora Ecopetrol S.A., se realizó análisis de costos de operación e ingresos. La empresa estableció que el tiempo de evaluación del proyecto correspondía a un año

segmentado en periodos trimestrales. La unidad monetaria de valor constante a utilizar es el Dólar Americano (USD). El Departamento de Producción de la compañía establece una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) de 11,65% E.A. para sus proyectos. La evaluación se desarrolló por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN). Adicionalmente, se hace un análisis de costos de operación y de ingresos.

Se establecieron dos escenarios de evaluación con una prueba de producción de pozo sintética. El primero está asociado a la producción del Pozo Llanito-9 suponiendo que el caudal y las presiones de fondo se comportan bajo la Correlación de Vogel, mientras que el segundo escenario establece que las presiones y los caudales se comportan bajo la correlación de estudio como se muestra en la **Gráfica 69**.

Gráfica 69. Escenarios de evaluación para el Pozo Llanito 9.



5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos operativos u OPEX (*Operational Expenses*) se definen como los desembolsos realizados durante la operación del proyecto que no pueden ser considerados como activos de la empresa, por ello, está relacionado con los costos que se deben realizar de manera continua para que las operaciones se mantengan.

En el presente proyecto, el costo de operación corresponde al *Lifting Cost* el cual hace referencia a los costos de levantamiento para producir un barril de crudo, este incluye los costos de recurso humano, suministros, operación de bombas, electricidad, reparos, etc. En Campo Llanito, el *Lifting Cost* equivale a 15 USD/Bbl, el mismo ha presentado un aumento trimestral de 4,56% durante el tiempo de vida productiva del Pozo Llanito-9²¹.

²¹ PRADA, Alvaro. Ecopetrol S.A., Departamento de Producción, Bogotá D.C., Colombia. Comunicación personal, 19/05/2017

En la **Tabla 17** se presenta el *Lifting Cost* asociado a cada periodo.

Tabla 17 Lifting Cost

Periodo (Trimestre)	Lifting Cost (USD)
1	15,00
2	15,68
3	16,40
4	17,15

Fuente: Ecopetrol S.A

Escenario 1. Costo de operación bajo la suposición en la cual las presiones de fondo y los caudales en Pozo Llanito-9 siguen un comportamiento regido por la Correlación de Vogel. En la **Tabla 18** se presenta el costo asociado a cada periodo.

Tabla 18. Costo de operación, Escenario 1

Periodo (Trimestre)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Producción (Bbl)	USD
1	15,00	14.400,00	216.000,00
2	15,68	14.400,00	225.849,60
3	16,40	14.400,00	236.148,34
4	17,15	14.400,00	246.916,71

Escenario 2. Costo de operación bajo la suposición en la cual las presiones de fondo y los caudales en Pozo Llanito-9 siguen un comportamiento regido por la correlación de estudio. En la **Tabla 19** se presenta el costo asociado a cada periodo.

Tabla 19. Costo de operación, Escenario 2

Periodo (Trimestre)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Producción (Bbl)	USD
1	15,00	11.700,00	175.500,00
2	15,68	11.700,00	183.502,80
3	16,40	11.700,00	191.870,53
4	17,15	11.700,00	200.619,82

5.2 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos están representados en la producción de crudo correspondiente a cada periodo. De acuerdo con la última actualización del plan de negocios 2017 -2020 de Ecopetrol S.A., se establece un escenario en el cual el precio del barril promedio equivale a USD 50/Bbl. Con la finalidad de calcular los ingresos netos del proyecto, se debió disminuir a la producción bruta el porcentaje correspondiente a regalías. En la **Tabla 20** se observa el porcentaje de regalías con base en la Ley 756 de 2002.

Tabla 20. Porcentaje de regalías según Ley 756 de 2002

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%
$X\% = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0.10$	
Producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%

Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. 23, Julio, 2002. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 44878. Julio 25 de 2002.

Escenario 1. Ingresos asociados a producción de petróleo bajo la suposición en el cual las presiones de fondo y los caudales en Pozo Llanito-9 siguen un comportamiento regido por la Correlación de Vogel. En la **Tabla 21** se presenta los ingresos asociados a cada periodo.

Tabla 21. Ingresos, Escenario 1

Periodo (Trimestre)	Producción Bruta (Bbl)	Regalías (8%)	Producción Neta (Bbl)	Precio (USD/Bbl)	USD
1	14.400,00	1.152,00	13.248,00	50	662.400,00
2	14.400,00	1.152,00	13.248,00		662.400,00
3	14.400,00	1.152,00	13.248,00		662.400,00
4	14.400,00	1.152,00	13.248,00		662.400,00

Escenario 2. Ingresos asociados a producción de petróleo bajo la suposición en la cual las presiones de fondo y los caudales en Pozo Llanito-9 siguen un comportamiento regido por la correlación de estudio. En la **Tabla 22** se presenta los ingresos asociados a cada periodo.

Tabla 22. Ingresos, Escenario 2

Periodo (Trimestre)	Producción bruta (Bbl)	Regalías (8%)	Producción Neta (Bbl)	Precio (USD/Bbl)	USD
1	11.700,00	936,00	10.764,00	50	538.200,00
2	11.700,00	936,00	10.764,00		538.200,00
3	11.700,00	936,00	10.764,00		538.200,00
4	11.700,00	936,00	10.764,00		538.200,00

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera fue desarrollada por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

VALOR PRESENTE NETO

Indicador financiero que representa a día de hoy tanto los ingresos como egresos futuros del proyecto.

El Valor Presente Neto fue calculado por medio de la **Ecuación 21**.

Ecuación 21. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum Fn (1+i)^{-n}$$

n = Periodo de tiempo

i = Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

Fn= Flujo neto de caja

Fuente: BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF]

Cuando el VPN es mayor a cero, el proyecto es atractivo para el inversionista ya que los ingresos son mayores a los egresos, entre mayor sea el valor del VPN, hace más atractivo el proyecto, si el VPN es menor a cero, los egresos son mayores a los ingresos y el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista y, cuando el VPN es igual a cero, el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

La Tasa de Interés de Oportunidad corresponde a 11,65% E.A, en la **Ecuación 22** se presenta la tasa trimestral.

Ecuación 22. Tasa de Interés de Oportunidad trimestral

$$(1+i)^n = (1+i)^n$$
$$(1+0,1165)^1 = (1+i)^4$$
$$(1+0,1165)^1 = (1+i)^4$$
$$TIO_{trimestral} = 0,0279$$
$$TIO_{trimestral} = 2,79\%$$

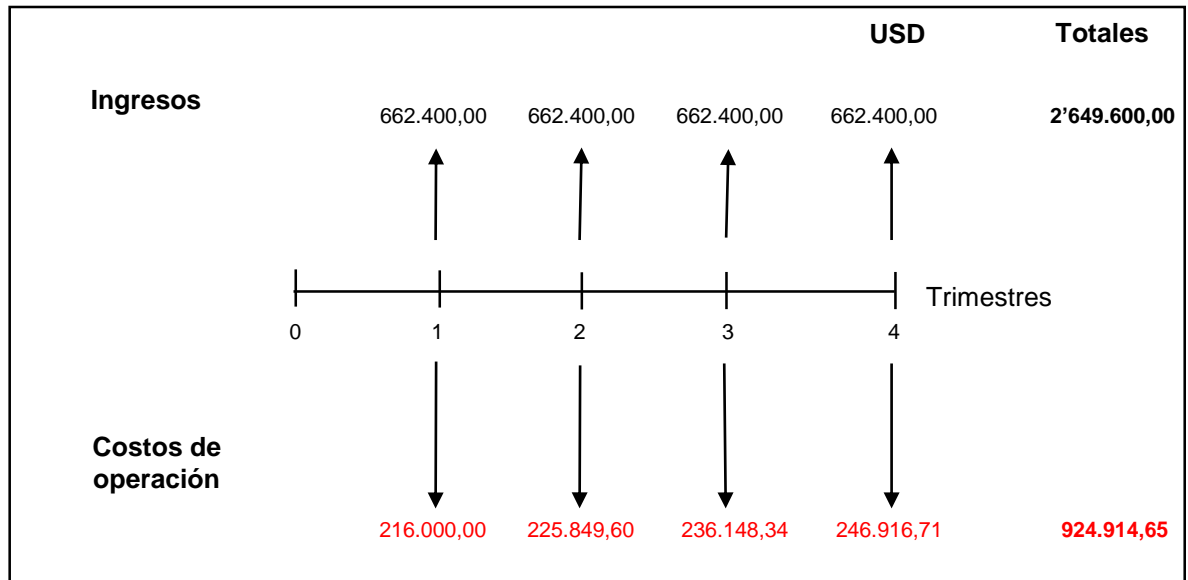
Fuente: BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF]

Para establecer el estado financiero del proyecto, se realizó un flujo de caja el cual permite determinar en cada periodo tanto las salidas como entradas de efectivo.

Escenario 1. Evaluación financiera bajo la suposición en la cual las presiones de fondo y los caudales en Pozo Llanito-9 siguen un comportamiento regido por la Correlación de Vogel.

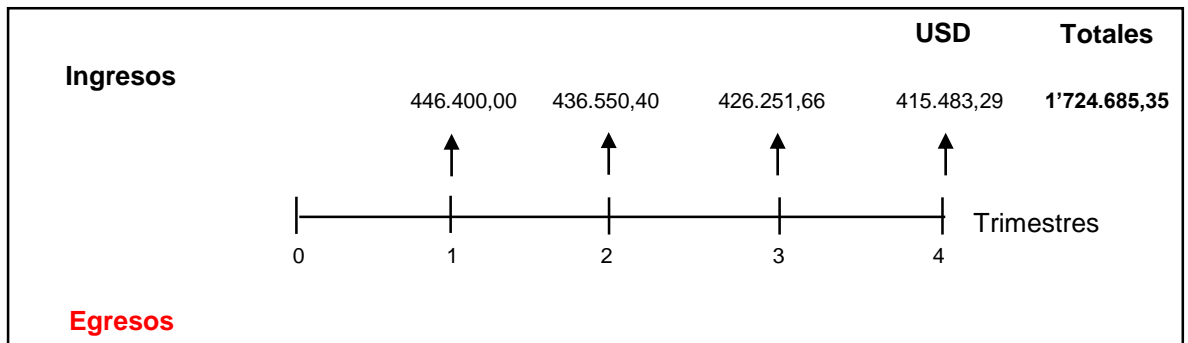
En la **Gráfica 70** se presenta el flujo de caja, las flechas en la parte superior de la línea del tiempo representan ingresos mientras los egresos son ubicados en la parte inferior.

Gráfica 70. Flujo de caja, Escenario 1



En la **Gráfica 71** se presenta el flujo de caja neto.

Gráfica 71. Flujo de caja neto, Escenario 1



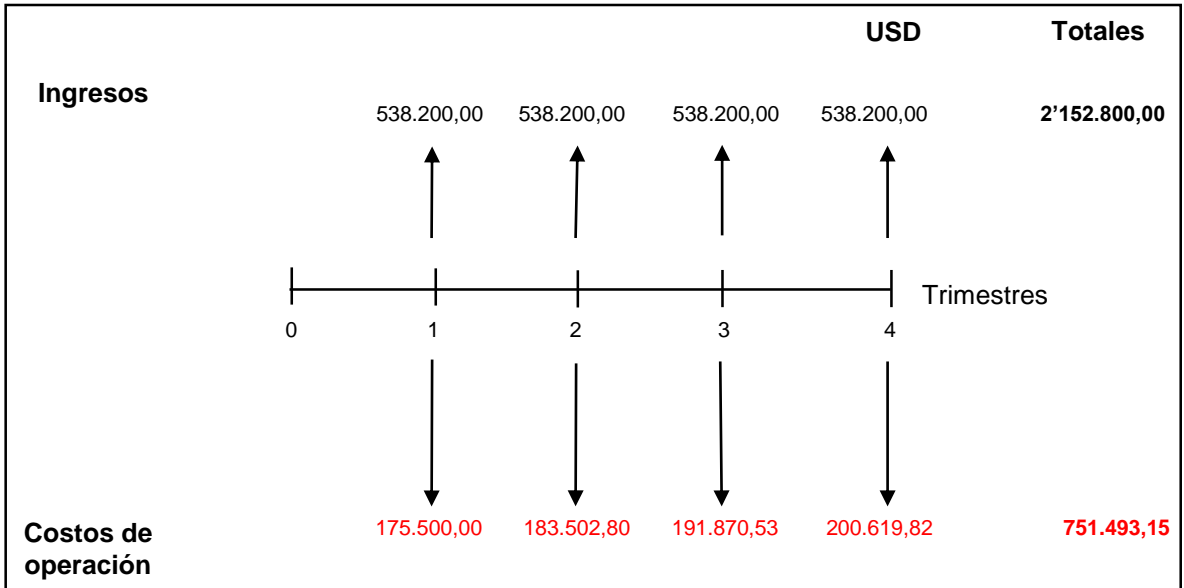
En la **Ecuación 23** se presenta el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) trimestral correspondió a 2,79%.

Ecuación 23. Valor Presente Neto, Escenario 1

$$\begin{aligned}
 VPN (0,0279) &= \frac{446.400,00}{(1 + 0,0279)^1} + \frac{436.550,40}{(1 + 0,0279)^2} + \frac{426.251,66}{(1 + 0,0279)^3} - \frac{415.483,29}{(1 + 0,0279)^4} \\
 &= 1'612.111,01
 \end{aligned}$$

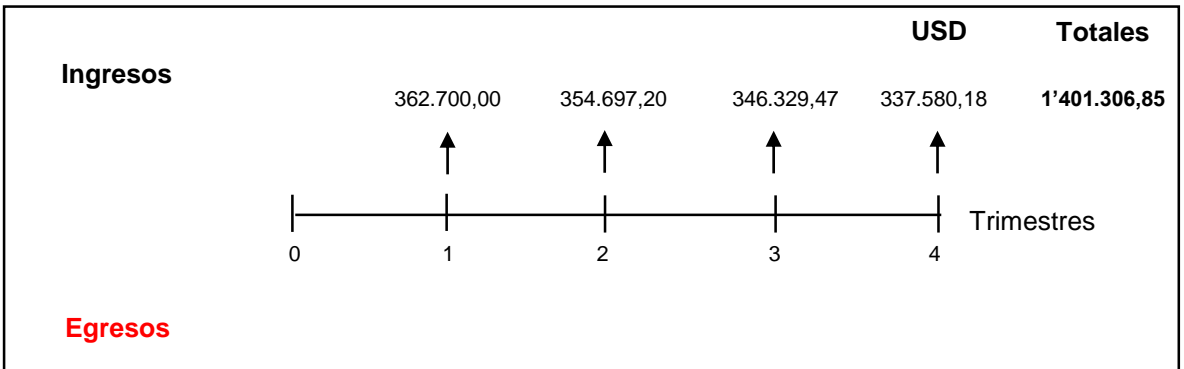
Escenario 2. Evaluación financiera bajo la suposición en la cual las presiones de fondo y los caudales en Pozo Llanito-9 siguen un comportamiento regido por la correlación de estudio, en la **Gráfica 72** se presenta el flujo de caja.

Gráfica 72. Flujo de caja, Escenario 2



En la **Gráfica 73** se presenta el flujo de caja neto.

Gráfica 73. Flujo de caja neto, Escenario 2



En el **Ecuación 24** se presenta el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) trimestral correspondió a 2,79%.

Ecuación 24. Valor Presente Neto, Escenario 2

$$\begin{aligned}
 VPN (0,0279) &= \frac{362.700,00}{(1 + 0,0279)^1} + \frac{354.697,20}{(1 + 0,0279)^2} + \frac{346.329,47}{(1 + 0,0279)^3} - \frac{337.580,18}{(1 + 0,0279)^4} \\
 &= 1'309.840,20
 \end{aligned}$$

5.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, el Valor Presente Neto es mayor cuando el potencial de producción del Pozo Llanito-9 se comporta bajo la Correlación de Vogel, se evidencia una ganancia extraordinaria de USD 302.270,81, 18,74% mayor que la producción bajo la suposición en la cual la correlación de estudio rige el comportamiento de presiones y caudales.

Sin embargo, técnicamente es notable que Vogel sobreestima los potenciales de producción de los pozos del campo, por lo cual hace que la nueva correlación desarrollada con base en las propiedades del Campo Llanito sea más razonable para la empresa Ecopetrol S.A. El uso de esta, permitiría realizar un nuevo análisis financiero a los pozos productores del campo, teniendo en cuenta que los ingresos previstos por efecto de la venta del crudo son menores cuando se utiliza la nueva correlación.

6. CONCLUSIONES

- ✓ Se desarrolló una metodología para obtener correlaciones IPR para condiciones particulares, tal como se realizó el proceso para la zona B del Campo Llanito.
- ✓ La correlación IPR desarrollada se ajusta a las condiciones actuales de la zona B del Campo Llanito. La correlación IPR funciona para presiones de yacimiento menores a 1300 psi; en la zona B las presiones están entre 400 psi y 1300 psi.
- ✓ La correlación encontrada puede ser extendida a todos los pozos produciendo de la zona B en el Campo Llanito, ya que los pozos seleccionados e incluidos en el estudio se consideran representativos de la totalidad del campo.
- ✓ Las correlaciones IPR de Vogel, Wiggins y Elias – Fattah, sobreestiman el comportamiento de los pozos del campo Llanito Zona B, como se observa en las gráficas de IPR construidas y con los valores de Q_o máximos obtenidos con tales correlaciones. La correlación IPR de Wiggins postula los mayores caudales.
- ✓ De acuerdo con los cotejos obtenidos tanto para los datos de simulación como para los datos de pruebas de producción, se concluye que la correlación desarrollada para la Zona B es la que describe con mayor precisión el desempeño de los pozos del Campo Llanito produciendo de la Zona B.
- ✓ Se observa que para condiciones de flujo multifásico, los potenciales de producción de los pozos petroleros disminuyen a comparación del flujo bifásico o monofásico.

7. RECOMENDACIONES

- ✓ En el presente estudio, no fue posible realizar sensibilidad de parámetros, por las siguientes razones: (1) Los tiempos de cada corrida son considerablemente altos (8 a 12 horas), (2) Cambios de las variables nos serian representativos de la realidad de la zona B.
- ✓ Para obtener una correlación generalizada que represente el flujo multifásico, que pueda ser generalizada se recomienda realizar una investigación rigurosa que involucre un modelo conceptual, en el cual sea posible sensibilizar todas las variables que afecten la productividad de los pozos.
- ✓ Es importante realizar el mismo procedimiento a diferentes campos petroleros, para observar si existen comportamientos en las gráfica IPR que permitan una generalización de la correlación desarrollada.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T.: "Reservoir Engineering Handbook", (2010). p. 5-42

BEGGS, H.D: "Production Optimization Using NODAL™ Analysis", Tulsa, Oklahoma (2003). p. 5-35

BOYUN GUO et al: "Production Optimization Using Nodal Analysis", (2007).

BRENNEN, C.: "Fundamentals of Multiphase Flow", (2005). p. 10-22

DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International: Amérique Latine Colombie. Volume V. Paris: Centre National Recherche Scientifique. 1974. 412 p

ELIAS et al.: "New Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Oil Reservoir", SPE 124041, El Cairo University, (2009).

EVINGER, H. H. and MUSKAT, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans., AIME (1942) 146, 126-139.

FETKOVICH, M.J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", SPE 4529, (1973).

GILBERT, W.E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance", Drill. And Prod. Prac., API (1954) 126.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008. 110p.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 1998. 8 p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998. 12 p.

JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International: Amérique Latine Colombie. Volume V. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique. 1968. 45 p.

KLINS, M.A; MAJCHER, M.W.: "Inflow Performance Relationships for Damaged or Improved Wells Producing Under Solution-Gas Drive", SPE 19852, (1992).

MONTGOMERY, S.; 1992, Petroleum Potential of Upper and Middle Magdalena Basins, Colombia; Petroleum Information Corporation.

MOORE, T.V., A.P.I. Prod. Bull. 206 (1930).

ODEH, A.S.: "Pseudo Steady – State Flow Equation and Productivity Index for a Well with Non-circular Drainage Area." Mobil Research and Development Corporation.

RIVERA, J.E.: "Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro en el Campo Llanito", Universidad Industrial de Santander, (2010).

RUIZ, M.: "Análisis Nodal y el Flujo en un Sistema de Producción", Universidad Nacional de Colombia, (1999), p. 110.

SANTACRUZ, Ricardo y otros; 2004, Actualización del Modelo Geológico del Campo Llanito – Gala, ECOPETROL. MARCO GEOLÓGICO

STANDING, M.B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution – Gas Drive", SPE 3237, (1970).

SUKARNO, P.; WISNOGROHO, A.: "Generalized Two-Phase IPR Curve Equation under Influence of Non-linear Flow Efficiency", (1995).

VOGEL, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution–Gas Drive Wells", SPE 1476, (1968).

WIGGINS, M.: "Generalized Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow", SPE 25458, University of Oklahoma, (1993).

ANEXOS

ANEXO A
RESULTADOS DE LAS CORRIDAS DE SIMULACIÓN

LLANITO 9

Pr=1700 psi				Pr=1500 psi			
Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1700.0	0.0	1.0	0.0	1500.0	0.0	1.0
76.0	1500.0	0.2	0.9	53.7	1292.9	0.2	0.9
160.4	1292.9	0.4	0.8	101.6	1085.7	0.4	0.7
229.2	1085.7	0.6	0.6	151.5	878.6	0.6	0.6
284.9	878.6	0.7	0.5	187.0	671.4	0.7	0.4
323.7	671.4	0.8	0.4	217.1	464.3	0.9	0.3
357.8	464.3	0.9	0.3	237.7	257.1	1.0	0.2
386.4	257.1	1.0	0.2	247.2	50.0	1.0	0.0
399.8	50.0	1.0	0.0	250.0	0.0	1.0	0.0
403.0	0.0	1.0	0.0				

Pr=1300 psi				Pr=800 psi			
Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1300.0	0.0	1.0	0.0	800.0	0.0	1.0
4.3	1292.9	0.0	1.0	20.1	671.4	0.4	0.8
54.1	1085.7	0.4	0.8	43.5	464.3	0.8	0.6
88.5	878.6	0.6	0.7	51.9	257.1	0.9	0.3
115.2	671.4	0.8	0.5	53.8	50.0	1.0	0.1
131.6	464.3	0.9	0.4	54.7	0.0	1.0	0.0
142.0	257.1	1.0	0.2				
145.5	50.0	1.0	0.0				
146.0	0.0	1.0	0.0				

LLANITO 77

Pr=1700 psi				Pr=1500 psi			
Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1700.0	0.0	1.0	0.0	1500.0	0.0	1.0
58.9	1500.0	0.2	0.9	51.2	1292.9	0.2	0.9
111.5	1292.9	0.4	0.8	95.7	1085.7	0.5	0.7
168.2	1085.7	0.5	0.6	130.6	878.6	0.6	0.6
208.9	878.6	0.7	0.5	157.9	671.4	0.8	0.4
246.2	671.4	0.8	0.4	179.6	464.3	0.9	0.3
277.3	464.3	0.9	0.3	196.8	257.1	0.9	0.2
301.1	257.1	1.0	0.2	206.7	50.0	1.0	0.0
310.7	50.0	1.0	0.0	208.6	0.0	1.0	0.0
314.2	0.0	1.0	0.0				

Pr=1300 psi				Pr=800 psi			
Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1300.0	0.0	1.0	0.0	800.0	0.0	1.0
3.4	1292.9	0.0	1.0	31.3	671.4	0.4	0.8
51.2	1085.7	0.4	0.8	60.0	464.3	0.7	0.6
87.9	878.6	0.6	0.7	74.9	257.1	0.9	0.3
110.9	671.4	0.8	0.5	84.0	50.0	1.0	0.1
126.0	464.3	0.9	0.4	84.9	0.0	1.0	0.0
136.9	257.1	0.9	0.2				
143.4	50.0	1.0	0.0				
145.0	0.0	1.0	0.0				

LLANITO 84

Pr=1700 psi				Pr=1500 psi			
Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1700.0	0.0	1.0	0.0	1500.0	0.0	1.0
150.7	1500.0	0.2	0.9	93.4	1292.9	0.2	0.9
268.5	1292.9	0.4	0.8	195.8	1085.7	0.4	0.7
370.6	1085.7	0.6	0.6	300.4	878.6	0.6	0.6
461.0	878.6	0.7	0.5	362.6	671.4	0.8	0.4
535.3	671.4	0.8	0.4	410.3	464.3	0.9	0.3
580.4	464.3	0.9	0.3	454.7	257.1	0.9	0.2
640.7	100.2	1.0	0.1	480.4	50.0	1.0	0.0
648.1	50.0	1.0	0.0	482.0	0.0	1.0	0.0
650.0	0.0	1.0	0.0				

Pr=1300 psi				Pr=800 psi			
Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1300.0	0.0	1.0	0.0	800.0	0.0	1.0
95.4	1085.7	0.3	0.8	60.0	671.4	0.3	0.8
197.3	878.6	0.6	0.7	136.0	464.3	0.8	0.6
266.6	671.4	0.8	0.5	166.0	257.1	0.9	0.3
310.8	464.3	0.9	0.4	175.6	50.3	1.0	0.1
340.3	257.1	1.0	0.2	176.0	0.0	1.0	0.0
348.3	50.3	1.0	0.0				
350.0	0.0	1.0	0.0				

LLANITO 95

Pr=1700 psi				Pr=1500 psi			
Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf (psi)	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.00	1700.00	0.00	1.00	0.00	1500.00	0.00	1.00
103.82	1500.00	0.22	0.88	80.60	1292.86	0.26	0.86
185.16	1292.86	0.39	0.76	138.38	1085.71	0.44	0.72
262.51	1085.71	0.56	0.64	185.99	878.57	0.60	0.59
312.59	878.57	0.67	0.52	230.08	671.43	0.74	0.45
365.89	671.43	0.78	0.39	270.04	464.29	0.87	0.31
407.44	464.29	0.87	0.27	295.21	257.14	0.95	0.17
440.62	257.14	0.94	0.15	310.26	50.00	0.99	0.03
468.14	50.00	1.00	0.03	312.00	0.00	1.00	0.00
469.83	0.00	1.00	0.00				

Pr=1300 psi				Pr=800 psi			
Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional	Simulación	IPR Adimensional
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf (psi)	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.00	1300.00	0.00	1.00	0.00	800.00	0.00	1.00
5.80	1292.86	0.03	0.99	31.99	671.43	0.36	0.84
74.45	1085.71	0.37	0.84	65.55	464.29	0.73	0.58
122.08	878.57	0.61	0.68	82.88	257.14	0.92	0.32
158.03	671.43	0.79	0.52	88.93	50.00	0.99	0.06
182.74	464.29	0.91	0.36	90.00	0.00	1.00	0.00
193.17	257.14	0.97	0.20				
198.44	50.00	0.99	0.04				
200.00	0.00	1.00	0.00				

LLANITO 99

Pr=1700 psi				Pr=1500 psi			
Simulación		IPR Adimensional		Simulación		IPR Adimensional	
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1700.0	0.0	1.0	0.0	1500.0	0.0	1.0
85.6	1500.0	0.2	0.9	67.7	1292.9	0.3	0.9
151.3	1292.9	0.4	0.8	112.4	1085.7	0.5	0.7
214.5	1085.7	0.6	0.6	150.9	878.6	0.6	0.6
262.9	878.6	0.7	0.5	183.9	671.4	0.8	0.4
297.1	671.4	0.8	0.4	206.6	464.3	0.9	0.3
321.5	464.3	0.9	0.3	222.2	257.1	1.0	0.2
338.6	257.1	1.0	0.2	230.3	50.0	1.0	0.0
351.9	50.0	1.0	0.0	233.0	0.0	1.0	0.0
354.9	0.0	1.0	0.0				

Pr=1300 psi				Pr=800 psi			
Simulación		IPR Adimensional		Simulación		IPR Adimensional	
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1300.0	0.0	1.0	0.0	800.0	0.0	1.0
57.1	1085.7	0.3	0.8	39.6	671.4	0.4	0.8
99.1	878.6	0.6	0.7	72.1	464.3	0.8	0.6
126.7	671.4	0.8	0.5	88.1	257.1	0.9	0.3
150.4	464.3	0.9	0.4	93.8	50.0	1.0	0.1
162.0	257.1	1.0	0.2	94.4	0.0	1.0	0.0
165.6	50.0	1.0	0.0				
166.8	0.0	1.0	0.0				

LLANITO 102

Pr=1550 psi				Pr=1300 psi			
Simulación		IPR Adimensional		Simulación		IPR Adimensional	
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1550.0	0.0	1.0	0.0	1300.0	0.0	1.0
8.7	1500.0	0.1	1.0	29.8	1085.7	0.3	0.8
35.8	1292.9	0.3	0.8	48.2	878.6	0.5	0.7
62.0	1085.7	0.5	0.7	62.2	671.4	0.7	0.5
82.3	878.6	0.6	0.6	72.8	464.3	0.8	0.4
98.3	671.4	0.8	0.4	81.0	257.1	0.9	0.2
110.6	464.3	0.9	0.3	87.4	50.0	1.0	0.0
120.4	257.1	0.9	0.2	87.9	0.0	1.0	0.0
129.3	50.0	1.0	0.0				
129.4	0.0	1.0	0.0				

Pr=1000 psi				Pr=800 psi			
Simulación		IPR Adimensional		Simulación		IPR Adimensional	
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1000.0	0.0	1.0	0.0	800.0	0.0	1.0
15.4	878.6	0.3	0.9	9.9	671.4	0.4	0.8
30.7	671.4	0.6	0.7	19.8	464.3	0.7	0.6
43.3	464.3	0.8	0.5	25.8	257.1	0.9	0.3
50.4	257.1	0.9	0.3	27.9	50.0	1.0	0.1
52.9	50.0	1.0	0.1	28.0	0.0	1.0	0.0
53.5	0.0	1.0	0.0				

LLANITO 104

Pr=1700 psi				Pr=1500 psi			
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1700.0	0.0	1.0	0.0	1500.0	0.0	1.0
50.3	1500.0	0.2	0.9	43.7	1292.9	0.3	0.9
87.6	1292.9	0.4	0.8	68.9	1085.7	0.5	0.7
116.4	1085.7	0.6	0.6	91.3	878.6	0.6	0.6
140.1	878.6	0.7	0.5	108.2	671.4	0.7	0.4
162.1	671.4	0.8	0.4	124.2	464.3	0.9	0.3
178.6	464.3	0.9	0.3	137.2	257.1	0.9	0.2
193.9	257.1	0.9	0.2	145.2	50.0	1.0	0.0
204.7	50.0	1.0	0.0	146.1	0.0	1.0	0.0
206.5	0.0	1.0	0.0				

Pr=1300 psi				Pr=800 psi			
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1300.0	0.0	1.0	0.0	800.0	0.0	1.0
27.9	1085.7	0.4	0.8	15.0	671.4	0.4	0.8
46.5	878.6	0.6	0.7	30.4	464.3	0.8	0.6
62.3	671.4	0.8	0.5	37.1	257.1	0.9	0.3
70.6	464.3	0.9	0.4	39.5	50.0	1.0	0.1
74.8	257.1	0.9	0.2	40.3	0.0	1.0	0.0
78.5	50.0	1.0	0.0				
79.1	0.0	1.0	0.0				

LLANITO 105

Pr=1700 psi				Pr=1500 psi			
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1700.0	0.0	1.0	0.0	1500.0	0.0	1.0
68.2	1500.0	0.2	0.9	62.1	1292.9	0.3	0.9
124.1	1292.9	0.4	0.8	112.3	1085.7	0.5	0.7
175.8	1085.7	0.6	0.6	145.6	878.6	0.6	0.6
215.1	878.6	0.7	0.5	173.7	671.4	0.8	0.4
249.8	671.4	0.8	0.4	195.1	464.3	0.8	0.3
275.1	464.3	0.9	0.3	213.7	257.1	0.9	0.2
295.4	257.1	1.0	0.2	227.7	50.0	1.0	0.0
304.5	50.0	1.0	0.0	230.7	0.0	1.0	0.0
305.1	0.0	1.0	0.0				

Pr=1300 psi				Pr=800 psi			
Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr	Qo (BOPD)	Pwf (psi)	Qo/Qomax	Pwf/Pr
0.0	1300.0	0.0	1.0	0.0	800.0	0.0	1.0
3.7	1292.9	0.0	1.0	22.0	671.4	0.6	0.8
43.4	1085.7	0.5	0.8	33.0	464.3	0.8	0.6
64.8	878.6	0.7	0.7	37.8	257.1	0.9	0.3
77.0	671.4	0.8	0.5	40.0	0.0	1.0	0.0
85.7	464.3	0.9	0.4				
90.9	257.1	1.0	0.2				
94.0	50.0	1.0	0.0				
95.0	0.0	1.0	0.0				

ANEXO B
RESULTADOS DE LA VALIDACIÓN MEDIANTE CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE ERROR

LLANITO 9; Pr=1300 psi. Well Test: Pwf=671 psi Qo=115 BOPD

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
						Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo				
1300	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1292.85706	4.326743126	2	2	4	3	61.64%	64.26%	18.76%	36.17%
1085.71436	54.1289711	46	44	64	54	14.55%	18.74%	17.60%	0.53%
878.571411	88.45922089	84	82	94	90	5.02%	7.55%	6.57%	2.15%
671.428589	115.1908112	115	115	115	115	0.22%	0.22%	0.20%	0.20%
464.285706	131.5928955	139	143	131	130	5.66%	9.01%	0.74%	0.99%
257.142914	141.9656525	156	167	143	139	10.10%	17.86%	0.88%	2.08%
50	145.4627075	167	187	154	144	14.62%	28.24%	5.70%	1.18%
0	146	168	190	156	145	15.22%	30.47%	6.89%	0.96%
Porcentajes de Error promedio (%)						15.88%	22.04%	7.16%	5.53%
Desviación Estándar						0.1927	0.1992	0.0732	0.124

LLANITO 9; Pr=800 psi; Well Test: Pwf=464 psi Qo=43.5 BOPD

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
						Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo				
800	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671.428589	20.12836353	19	18	19	22	5.59%	9.25%	6.07%	7.06%
464.285706	43.4639933	43	43	43	43	0.02%	0.01%	0.01%	0.03%
257.142914	51.8763533	60	63	63	54	16.33%	22.32%	21.89%	4.59%
50	53.78356732	70	78	80	59	29.48%	45.46%	48.31%	8.83%
0	54.65735242	71	81	83	59	29.43%	48.23%	52.56%	8.15%
Porcentajes de Error promedio (%)						16.17%	25.05%	25.77%	5.73%
Desviación Estándar						0.1347	0.2143	0.2394	0.0357

LLANITO 77; Pr=1300 psi. Well Test: Pwf=671 psi Qo=111 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
						Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
1300	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1292.85706	3.441749334	2	1	3	3	53.46%	56.64%	1.42%	22.55%
1085.71436	51.22748947	45	42	61	52	12.85%	17.12%	19.93%	1.45%
878.571411	87.92514038	81	79	91	87	7.77%	10.22%	3.49%	0.81%
671.428589	110.8593521	111	111	111	111	0.08%	0.07%	0.09%	0.09%
464.285706	126.0324173	134	138	126	126	6.48%	9.86%	0.03%	0.21%
257.142914	136.9141693	151	161	138	134	10.19%	17.95%	0.96%	2.00%
50	143.4039307	161	180	148	139	12.22%	25.56%	3.48%	3.24%
0	145	162	184	151	140	11.98%	26.80%	3.88%	3.74%
Porcentajes de Error promedio (%)						14.38%	20.53%	4.16%	4.26%
Desviación Estándar						0.1634	0.1701	0.0656	0.0751

LLANITO 77; Pr=800 psi; Well Test: Pwf=464 psi Qo=60 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
						Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
800	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671.428589	20.12836353	19	18	19	22	5.59%	9.25%	6.07%	7.06%
464.285706	43.4639933	43	43	43	43	0.02%	0.01%	0.01%	0.03%
257.142914	51.8763533	60	63	63	54	16.33%	22.32%	21.89%	4.59%
50	53.78356732	70	78	80	59	29.48%	45.46%	48.31%	8.83%
0	54.65735242	71	81	83	59	29.43%	48.23%	52.56%	8.15%
Porcentajes de Error promedio (%)						11.38%	19.33%	19.96%	2.60%
Desviación Estándar						0.0662	0.1239	0.1399	0.024

LLANITO 84; Pr=1300 psi. Well Test: Pwf=671 psi Qo=266 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
						Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
1300	0	0	0	0	2	0	0	0	0
1085.71436	95.3590813	107	102	147	125	12.20%	6.69%	54.40%	30.60%
878.571411	197.265881	194	189	218	209	1.49%	4.11%	10.53%	5.95%
671.428589	266.594879	266	266	266	266	0.27%	0.28%	0.25%	0.26%
464.285706	310.759955	322	332	302	301	3.49%	6.77%	2.78%	3.02%
257.142914	340.313745	362	387	331	322	6.23%	13.72%	2.66%	5.52%
50.2957369	348.307668	386	431	356	332	8.48%	18.48%	0.67%	5.25%
0	350	389	441	361	334	9.91%	21.57%	0.92%	4.76%
Porcentajes de Error promedio (%)						6.51%	11.62%	10.84%	7.76%
Desviación Estándar						0.0492	0.0992	0.1948	0.1025

LLANITO 84; Pr=800 psi. Well Test: Pwf=464 psi Qo=136 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
						Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
800	0	0	0	0	1	0	0	0	0
671.428589	60	59	57	59	67	0.98%	4.82%	1.48%	12.29%
464.285706	136	136	136	136	136	0.07%	0.07%	0.07%	0.05%
257.142914	166	189	198	198	170	13.66%	19.52%	19.09%	2.19%
50	53.78356732	70	78	80	59	23.98%	39.25%	41.98%	4.21%
0	54.65735242	71	81	83	59	25.67%	43.92%	48.12%	5.00%
Porcentajes de Error promedio (%)						12.87%	21.52%	22.15%	4.75%
Desviación Estándar						0.1218	0.1974	0.2231	0.0463

LLANITO 95; Pr=1300 psi. Well Test: Pwf=671 psi Qo=158 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
1300	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1292.85706	5.79924393	2	2	5	4	60.68%	63.37%	16.72%	34.57%
1085.71436	74.4532547	64	60	87	74	14.65%	18.83%	17.46%	0.64%
878.571411	122.075256	115	112	130	124	5.44%	7.96%	6.10%	1.69%
671.428589	158.027588	158	158	158	158	0.07%	0.07%	0.05%	0.05%
464.285706	182.742783	191	197	179	179	4.53%	7.85%	1.80%	2.04%
257.142914	193.171967	215	230	197	191	11.16%	19.00%	1.86%	1.13%
50	198.436935	229	256	211	198	15.43%	29.15%	6.45%	0.47%
0	200	231	262	214	199	15.56%	30.86%	7.20%	0.67%
Porcentajes de Error promedio (%)						15.94%	22.14%	7.20%	5.16%
Desviación Estándar						0.1897	0.1978	0.0662	0.119

LLANITO 95; Pr=800 psi. Well Test: Pwf=464 psi Qo=65 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
800	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671.428589	31.9863533	28	27	28	32	11.22%	14.67%	11.68%	0.67%
464.285706	65.5464788	65	65	65	65	0.90%	0.90%	0.90%	0.88%
257.142914	82.8765235	90	95	94	81	8.81%	14.41%	14.01%	2.17%
50	88.9345663	104	117	119	87	17.01%	31.44%	34.02%	1.65%
0	90	106	121	125	88	17.46%	34.51%	38.44%	1.86%
Porcentajes de Error promedio (%)						11.08%	19.19%	19.81%	1.45%
Desviación Estándar						0.0679	0.1381	0.1586	0.0064

LLANITO 99; Pr=1300 psi. Well Test: Pwf=671 psi Qo=126.7 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
1300	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1085.71436	57.075769	51	48	70	59	10.71%	15.09%	22.87%	3.93%
878.571411	99.0662582	93	90	104	100	6.56%	9.05%	4.84%	0.49%
671.428589	126.671399	127	127	127	127	0.03%	0.03%	0.01%	0.01%
464.285706	150.395828	153	158	144	144	1.85%	5.08%	4.32%	4.55%
257.142914	162.026978	172	184	158	153	6.28%	13.77%	2.62%	5.48%
50	165.635406	184	206	169	158	10.90%	24.08%	2.27%	4.38%
0	166.8	185	210	172	159	11.11%	25.82%	3.08%	4.49%
Porcentajes de Error promedio (%)						6.78%	13.28%	5.71%	3.33%
Desviación Estándar						0.045	0.0947	0.0772	0.0216

LLANITO 99; Pr=800 psi. Well Test: Pwf=464 psi Qo=72 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
800	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671.428589	39.5849693	31	30	31	36	20.54%	23.62%	20.95%	9.90%
464.285706	72.1238652	72	72	72	72	0.24%	0.24%	0.24%	0.22%
257.142914	88.1122338	100	105	105	90	13.37%	19.20%	18.78%	1.92%
50	93.834678	115	129	132	97	22.84%	37.99%	40.70%	3.25%
0	94.4	117	134	138	98	24.04%	42.05%	46.20%	3.64%
Porcentajes de Error promedio (%)						16.21%	24.62%	25.37%	3.79%
Desviación Estándar						0.0984	0.1664	0.1846	0.0367

LLANITO 102; Pr=1000 psi. Well Test: Pwf=464 psi Qo=43 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
878.571411	15.4366352	12	11	17	15	21.63%	26.62%	11.74%	4.43%
671.428589	30.6849997	30	29	33	32	3.70%	7.10%	7.90%	5.69%
464.285706	43.3388887	43	43	43	43	0.82%	0.82%	0.81%	0.81%
257.142914	50.3564462	52	55	50	49	4.06%	8.74%	0.35%	3.69%
50	52.8802669	58	64	56	51	9.31%	20.70%	5.60%	3.50%
0	53.4920635	59	66	57	51	9.37%	22.66%	6.64%	3.86%
Porcentajes de Error promedio (%)						8.15%	14.44%	5.51%	3.66%
Desviación Estándar						0.0741	0.1027	0.0435	0.0161

LLANITO 102; Pr=800 psi. Well Test: Pwf=464 psi Qo=20 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
800	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671.428589	9.93102828	9	8	9	10	12.02%	15.44%	5.77%	0.23%
464.285706	19.7970041	20	20	20	20	0.96%	0.95%	0.96%	0.98%
257.142914	25.8327564	28	29	28	25	7.41%	12.94%	7.33%	3.43%
50	27.8672974	32	36	34	27	14.90%	29.07%	21.35%	3.43%
0	28	33	37	35	27	16.17%	33.03%	25.40%	2.94%
Porcentajes de Error promedio (%)						10.29%	18.29%	12.16%	2.20%
Desviación Estándar						0.0621	0.1295	0.106	0.0149

LLANITO 104; Pr=1300 psi. Well Test: Pwf=671 psi Qo=62 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1085.71436	27.9385262	25	24	34	29	10.74%	15.12%	22.83%	3.90%
878.571411	46.487387	45	44	51	49	2.56%	5.15%	9.33%	4.79%
671.428589	62.315707	62	62	62	62	0.56%	0.56%	0.54%	0.54%
464.285706	70.5881056	75	77	70	70	6.19%	9.56%	0.24%	0.49%
257.142914	74.7648395	84	90	77	75	12.71%	20.65%	3.27%	0.24%
50	78.5039049	90	101	83	78	14.50%	28.11%	5.59%	1.28%
0	79.1304348	91	103	84	78	14.61%	29.78%	6.32%	1.48%
Porcentajes de Error promedio (%)						8.84%	15.56%	6.87%	1.82%
Desviación Estándar						0.0576	0.1122	0.0774	0.018

LLANITO 104; Pr=800 psi. Well Test: Pwf=464 psi Qo=30 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
800	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671.428589	15	13	13	13	15	12.63%	16.02%	13.07%	0.92%
464.285706	30.4347826	30	30	30	30	1.49%	1.50%	1.50%	1.48%
257.142914	37.1304348	42	44	44	37	12.09%	17.86%	17.45%	0.78%
50	39.4782609	48	54	55	40	21.66%	36.66%	39.34%	2.25%
0	40.3478261	49	56	58	41	20.92%	38.48%	42.52%	1.04%
Porcentajes de Error promedio (%)						13.76%	22.11%	22.78%	1.29%
Desviación Estándar						0.0819	0.1549	0.1761	0.006

LLANITO 105; Pr=1300 psi. Well Test: Pwf=671 psi Qo=77 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1292.85706	3.71096802	1	1	2	2	70.06%	72.10%	36.58%	50.17%
1085.71436	43.3663859	31	29	43	36	28.58%	32.09%	1.72%	16.87%
878.571411	64.8240352	56	55	63	61	13.22%	15.53%	2.63%	6.67%
671.428589	76.9864731	77	77	77	77	0.03%	0.04%	0.01%	0.02%
464.285706	85.7019577	93	96	87	87	8.63%	12.07%	2.05%	1.80%
257.142914	90.8685074	105	112	96	93	15.17%	23.29%	5.52%	2.43%
50	94.0460587	112	125	103	96	18.70%	32.81%	9.46%	2.35%
0	95	113	128	104	97	18.56%	34.26%	9.99%	1.91%
Porcentajes de Error promedio (%)						21.62%	27.77%	8.50%	10.28%
Desviación Estándar						0.2124	0.215	0.1192	0.1699

LLANITO 105; Pr=800 psi. Well Test: Pwf=464 psi Qo=33 BOPD.

Llanito	Simulation Data	Vogel	Wiggins	Elias	LL-Zona B	Estimación de errores(%)			
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Vogel	Wiggins	Elias	LL - Zona B
800	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671.428589	22.2348765	14	14	14	16	35.16%	37.68%	35.49%	26.48%
464.285706	33.0123865	33	33	33	33	0.10%	0.11%	0.11%	0.09%
257.142914	37.7665859	46	48	48	41	21.23%	27.47%	27.01%	8.99%
0	40	54	61	63	45	34.17%	53.65%	58.14%	12.11%
Porcentajes de Error promedio (%)						22.67%	29.73%	30.19%	11.91%
Desviación Estándar						0.1633	0.2249	0.2398	0.1096

ANEXO C
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y RESULTADOS DE LA GRÁFICA IPR

LLANITO 122

Fecha	22/03/2017	23/03/2017	Qomax Vogel (bopd)	63.10009857
Pyac (psi)	700	700	Qomax Wiggins (bopd)	71.83193615
Pwf (psi)	382	182	Qomax Fattah (bopd)	62.21517071
Qo (bopd)	41.18	50.76	Qomax Tesis (bopd)	53.53963725
Llanito 122	Vogel	Wiggins	Fattah et al	Llanito Zona B
Pwf (psi)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)
700.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2623
600.0000	15.1955	14.4837	18.7451	17.6694
500.0000	28.3307	27.5600	30.8410	30.6335
400.0000	39.4054	39.2290	39.7889	39.8613
300.0000	48.4197	49.4907	46.8935	46.0592
200.0000	55.3736	58.3451	52.7860	49.9339
100.0000	60.2670	65.7922	57.8205	52.1919
50.0000	61.9411	68.9880	60.0875	52.9354
0.0000	63.1001	71.8319	62.2152	53.5396

LLANITO 125

Fecha	5/01/2016	2/04/2017	Qomax Vogel (bopd)	116.1539896
Pyac (psi)	970	800	Qomax Wiggins (bopd)	120.3919305
Pwf (psi)	117	180	Qomax Fattah (bopd)	118.2855802
Qo (bopd)	112	86.94	Qomax Tesis (bopd)	114.3406742
Llanito 125	Vogel	Wiggins	Fattah et al	Llanito Zona B
Pwf (psi)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)
970.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5603
900.0000	14.6041	12.5574	23.5626	20.6192
800.0000	33.7882	29.4525	45.9341	44.7924
700.0000	50.9971	45.1191	61.8859	64.2025
600.0000	66.2309	59.5575	74.2926	79.4166
500.0000	79.4894	72.7674	84.4468	91.0018
300.0000	100.0808	95.5023	100.4941	105.5535
150.0000	110.3395	109.3290	110.0920	111.1588
0.0000	116.1540	120.3919	118.2856	114.3407

LLANITO 127

Fecha	23/03/2017	9/04/2017	Qomax Vogel (bopd)	39.58865061
Pyac (psi)	900	900	Qomax Wiggins (bopd)	45.05685041
Pwf (psi)	490	220	Qomax Fattah (bopd)	37.80414513
Qo (bopd)	25.89	32.19	Qomax Tesis (bopd)	33.60941049
Llanito 127	Vogel	Wiggins	Fattah	Llanito Zona B
Pwf (psi)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)
900.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1647
800.0000	7.5267	7.1423	10.2753	8.9203
700.0000	14.2715	13.7507	16.8543	15.9291
600.0000	20.2342	19.8250	21.7036	21.3997
500.0000	25.4149	25.3653	25.5461	25.5410
400.0000	29.8137	30.3717	28.7287	28.5614
300.0000	33.4304	34.8440	31.4452	30.6698
150.0000	37.3893	40.5512	34.8953	32.5788
0.0000	39.5887	45.0569	37.8041	33.6094

LLANITO 129

Fecha	3/03/2017	20/03/2017	Qomax Vogel (bopd)	99.26837379
Pyac (psi)	1000	100	Qomax Wiggins (bopd)	115.7335608
Pwf (psi)	690	360	Qomax Fattah (bopd)	85.09767774
Qo (bopd)	47.76	71.09	Qomax Tesis (bopd)	78.80859224
Llanito 129	Vogel	Wiggins	Fattah	Llanito Zona B
Pwf (psi)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)
1000.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3862
900.0000	17.0742	16.5730	22.2378	19.0559
800.0000	32.5600	32.0350	36.4188	34.3684
700.0000	46.4576	46.3860	46.8526	46.6801
600.0000	58.7669	59.6259	55.1113	56.3480
500.0000	69.4879	71.7548	61.9471	63.7286
400.0000	78.6206	82.7726	67.7790	69.1787
300.0000	86.1649	92.6794	72.8645	73.0550
150.0000	94.5035	105.4564	79.4493	76.6990


LLANITO 132

Fecha	29/03/2017	5/04/2017	Qomax Vogel (bopd)	44.12162162
Pyac (psi)	750	750	Qomax Wiggins (bopd)	50.69875776
Pwf (psi)	450	350	Qomax Fattah (bopd)	42.11773097
Qo (bopd)	26.12	30.1	Qomax Tesis (bopd)	36.53159115
Llanito 129	Vogel	Wiggins	Fattah	Llanito Zona B
Pwf (psi)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)	Qo (bopd)
750.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1790
700.0000	5.1377	4.8941	6.9879	6.1297
600.0000	14.4719	14.0334	16.6337	15.9314
500.0000	22.5511	22.3075	23.3770	23.2603
400.0000	29.3752	29.7162	28.5664	28.5084
300.0000	34.9443	36.2598	32.7856	32.0677
200.0000	39.2584	41.9380	36.3408	34.3300
100.0000	42.3175	46.7510	39.4130	35.6873
50.0000	43.3765	48.8330	40.8057	36.1491

ANEXO D

PORCENTAJE DE ERROR DEL COTEJO HISTÓRICO

Fecha	Simulación BOPD	Histórico BOPD	% Error	Simulación BWPD	Histórico BWPD	% Error
Cotejo Llanito 102						
20/02/2014	25.32	23	10%	24.52	24	2%
19/08/2014	25.01	24	4%	24.88	23	8%
15/02/2015	24.72	22	12%	25.31	25	1%
14/08/2015	24.46	21	16%	26.59	24	11%
10/02/2016	24.22	24	1%	26.90	23	17%
8/08/2016	23.99	22	9%	26.99	24	12%
4/02/2017	23.78	24	1%	26.64	25	7%
Cotejo Llanito 104						
20/02/2014	28.17	31	9%	259.59	240	8%
19/08/2014	27.35	30	9%	273.63	235	16%
15/02/2015	25.59	29	12%	276.41	255	8%
14/08/2015	25.11	23	9%	282.64	265	7%
10/02/2016	24.79	21	18%	280.57	268	5%
8/08/2016	24.67	20	23%	279.48	272	3%
4/02/2017	24.49	22	11%	293.07	271	8%
Cotejo Llanito 105						
20/02/2014	32.55	30	9%	162.49	150	8%
19/08/2014	32.15	28	15%	163.71	155	6%
15/02/2015	31.79	33	4%	175.58	156	13%
14/08/2015	31.45	27	16%	174.41	160	9%
10/02/2016	31.14	30	4%	189.67	168	13%
8/08/2016	30.85	47	34%	195.25	193	1%
4/02/2017	30.58	50	39%	214.31	207	4%
Error promedio (%)			13%			8%
Desviación Estándar			0.11			0.05

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Yo **Christiaan Johannes Prada Castaño** en calidad de titular de la obra **Determinación de una Correlación de Comportamiento de Afluencia para flujo multifásico que se ajuste a las condiciones de las Arenas B – Formación Mugrosa del Campo Llanito**, elaborada en el año 2016, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me(nos) corresponde(n) y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor establezco las siguientes condiciones de uso de mí obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su autor.

De igual forma como autor autorizo la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 18 días del mes de agosto del año 2017.

EL AUTOR:

Autor

Nombres	Apellidos
CHRISTIAAN JOHANNES	PRADA CASTAÑO
Documento de identificación No	Firma
1026285575	