



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO DEL
CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE EL SIMULADOR KAPPA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

GILBERT DAVID VILLÓN ORRALA

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:
ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO
DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE EL SIMULADOR
KAPPA**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

**AUTOR:
GILBERT DAVID VILLÓN ORRALA**

**TUTOR:
ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. MARLLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA



Ing. CARLOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. FIDEL CHUCHUCA, MSc
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. DAVID VEGA.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Dedico este esfuerzo investigativo a Dios, en honor a su generosidad constante y su compasión que nos guía en cada paso de nuestro viaje.

A mis padres, cuyo respaldo moral como económico ha sido fundamental en este proceso de desarrollo académico.

A mi esposa e hijos, que son la base fundamental de mi hogar. Su amor incondicional es indispensable para continuar superándome en la vida.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE EL SIMULADOR KAPPA**” elaborado por el estudiante **GILBERT DAVID VILLÓN ORRALA**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, y luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 6% de la valoración permitida.

**INFORME DE ANÁLISIS**
magister

Tesis para
Compilatio_Pruebas_de_presión_Gilbert Villón

6%
Textos sospechosos

4% Similitudes
0% similitudes entre comillas

3% Idioma no reconocido

0% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: Tesis para Compilatio_Pruebas_de_presión_Gilbert Villón.docx ID del documento: 45698127604478e85711c207c1465cf5c9f5a55b Tamaño del documento original: 291,48 kB	Depositante: CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA Fecha de depósito: 14/12/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 14/12/2023	Número de palabras: 9555 Número de caracteres: 59.633
---	---	--

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA

Ing. Carlos Malavé Carrera

C.I.: 0912370095

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Gilbert David Villón Orrala, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE EL SIMULADOR KAPPA”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



GILBERT DAVID VILLÓN ORRALA

Autor de Tesis

C.I. 0922150701

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE EL SIMULADOR KAPPA** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el señor: Gilbert David Villón Orrala, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Firmado electrónicamente por:
**CARLOS ALFREDO
MALAVE CARRERA**

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA, MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, diciembre 16 del 2023.

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES

Magíster En Diseño Y Evaluación

De Modelos Educativos

Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de integración curricular en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** de: **VILLÓN ORRALA GILBERT DAVID**, cuyo tema es: **“ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE EL SIMULADOR KAPPA”**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

AGRADECIMIENTOS

Extiendo mi agradecimiento a Dios por iluminar mi camino, proporcionar claridad en medio de la incertidumbre y ser mi fuente de fortaleza en momentos de fragilidad.

Agradezco a mi apreciada familia, cuyo amor inquebrantable, apoyo continuo y paciencia incansable han sido la fuerza impulsora en mi travesía académica. Sus sacrificios y ánimos son mi apoyo en los momentos desafiantes.

Sin la bendición de mi familia y la guía divina, este logro no habría sido realizable. Mi corazón está lleno de gratitud hacia todos ustedes.

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xvii
GLOSARIO DE TÉRMINOS	xviii
RESUMEN.....	xix
ABSTRACT	xx
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 HIPÓTESIS	3
1.4 OBJETIVOS.....	3
1.4.1 Objetivo General.....	3
1.4.2 Objetivos Específicos	3

1.5 ALCANCE	4
1.6 VARIABLES.....	4
1.6.1 Variables Dependientes.....	4
1.6.2 Variables Independientes.....	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	5
2.1.1 Geolocalización del campo Lago Agrio	5
2.1.2 Geología.....	6
2.1.3 Columna estratigráfica del campo Lago Agrio.....	7
2.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO LAGO AGRIO	8
2.3 PROPIEDADES PVT.....	8
2.4 PRUEBAS DE POZOS	9
2.4.1 Conceptos básicos del flujo radial	9
2.4.2 Características del reservorio según la curva derivada de presión.	11
2.4.3 Razones para realizar pruebas de pozos.	12
2.4.4 Tipos de reservorio	13
2.4.5 Tipos de pruebas de pozos.....	16
2.5 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	19
2.5.1 Método de Horner.....	20
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	21
3.1 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	21

3.1.1 Tipo de investigación.....	21
3.1.2 Enfoque de la investigación.....	22
3.1.3 Población y muestra.....	22
3.1.4 Proceso metodológico.....	24
3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS.....	25
3.3 SIMULADOR KAPPA	26
3.3.1 Proceso de simulación en el software Saphir	27
3.3.2 Proceso de simulación en el software Topaze	36
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	40
4.1 ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN	40
4.2 ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DEL RESERVORIO Y PRODUCCIÓN	48
4.3 FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO	56
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	57
5.1 CONCLUSIONES.....	57
5.2 RECOMENDACIONES	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61
ANEXO A	64

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del campo Lago Agrio	5
Figura 2. Columna estratigráfica del campo Lago Agrio	7
Figura 3. Flujo radial ideal hacia un pozo	10
Figura 4. Línea característica del flujo radial	10
Figura 5. Esquema general de prueba de presión	12
Figura 6. Modelo compuesto radial	13
Figura 7. Modelo de límite de presión constante.....	14
Figura 8. Sistema radial cerrado	15
Figura 9. Reservorio fracturado.....	15
Figura 10. Prueba Drawdown.....	16
Figura 11. Prueba Buildup.....	17
Figura 12. Prueba Injectivity	18
Figura 13. Prueba Falloff.....	19
Figura 14. Gráfica Horner	20
Figura 15. Esquema metodológico para el análisis de pruebas de pozos.	24
Figura 16. Esquema metodológico para el análisis de pruebas de pozos.	27

Figura 17. Ventana de ingreso de parámetros PVT.....	28
Figura 18. Ventana de ingreso de saturaciones de los fluidos presentes en el reservorio.	28
Figura 19. Ventana de ingreso de parámetros PVT del fluido.	29
Figura 20. Ajuste de los datos de la prueba de presión del pozo LGA-012.	30
Figura 21. Definición de los intervalos de producción y cierre del pozo LGA-012.	30
Figura 22. Ajuste de los datos de la prueba de presión del pozo LGA-019.	31
Figura 23. Definición de los intervalos de producción y cierre del pozo LGA-019.	32
Figura 24. Ajuste de los datos de la prueba de presión del pozo LGA-028.	32
Figura 25. Definición de los intervalos de producción y cierre del pozo LGA-028.	33
Figura 26. Ajuste de los datos de la prueba de presión del pozo LGA-033.	34
Figura 27. Definición de los intervalos de producción y cierre del pozo LGA-033.	34
Figura 28. Selección del Well Pad y pozos del campo Lago Agrio.	36
Figura 29. Intervalos para análisis.	37
Figura 30. Ajuste del modelo de simulación.	38
Figura 31. History matching de los parámetros de regresión.	39
Figura 32. Sensibilidad al daño de formación: variación de presión (dp y dp) vs variación de tiempo (t).....	40
Figura 33. Sensibilidad al producto permeabilidad-espesor de la formación: variación de presión (dp y dp) vs variación de tiempo (dt).....	41
Figura 34. Sensibilidad al daño de formación: variación de presión (dp y dp) vs variación de tiempo (t).....	42

Figura 35. Sensibilidad al producto permeabilidad-espesor de la formación: variación de presión (dp y dp) vs variación de tiempo (dt).....	43
Figura 36. Sensibilidad al daño de formación: variación de presión (dp y dp) vs variación de tiempo (t).....	44
Figura 37. Sensibilidad al producto permeabilidad-espesor de la formación: variación de presión (dp y dp) vs variación de tiempo (dt).....	45
Figura 38. Sensibilidad al daño de formación: variación de presión (dp y dp) vs variación de tiempo (t).....	46
Figura 39. Sensibilidad al producto permeabilidad-espesor de la formación: variación de presión (dp y dp) vs variación de tiempo (dt).....	47
Figura 40. Curva Inflow Performance Relationship.....	48
Figura 41. Caudal adimensional de Fetkovich-Arps (qDd) y curvas adimensionales de producción acumulada en declive tipo $NpDd$	49
Figura 42. Curva Inflow Performance Relationship.....	50
Figura 43. Caudal adimensional de Fetkovich-Arps (qDd) y curvas adimensionales de producción acumulada en declive tipo $NpDd$	51
Figura 44. Curva Inflow Performance Relationship.....	52
Figura 45. Caudal adimensional de Fetkovich-Arps (qDd) y curvas adimensionales de producción acumulada en declive tipo $NpDd$	53
Figura 46. Curva Inflow Performance Relationship.....	54
Figura 47. Caudal adimensional de Fetkovich-Arps (qDd) y curvas adimensionales de producción acumulada en declive tipo $NpDd$	55
Figura 48. Factor de recobro antes y después de la prueba de presión.....	56
Figura 49. Empate del pozo LGA-012.	79
Figura 50. Empate del pozo LGA-019.	79

Figura 51. Empate del pozo LGA-028.	80
Figura 52. Empate del pozo LGA-033.	80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Modelo sedimentológico del campo Lago Agrio	6
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del campo Lago Agrio	8
Tabla 3. Propiedades petrofísicas del campo Lago Agrio	9
Tabla 4. Características de reservorios a través de la curva derivada de presión	11
Tabla 5. Características de la población y muestra. Elaboración propia.	22
Tabla 6. Características de la población y muestra.	25
Tabla 7. Condiciones del pozo antes, durante y después de la prueba.	26
Tabla 8. Prueba del pozo LGA-012.....	64
Tabla 9. Prueba del pozo LGA-019.....	67
Tabla 10. Prueba del pozo LGA-028.....	70
Tabla 11. Prueba del pozo LGA-033.....	73

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AOFP: Potencial de flujo abierto absoluto.

API: American Petroleum Institute.

BMP: Archivo rasterizado sin comprimir.

BFPD: Barriles de fluido por día.

BWPD: Barriles de agua por día.

GOR: Relación gas-petróleo.

IARF: Flujo radial de acción infinita.

IPR: Curva de desempeño de influjo.

NpDd: Curvas adimensionales de producción acumulada.

PVT: Presión, volumen y temperatura.

qDd: Caudal adimensional de Fetkovich-Arps.

UTM: Sistema universal de proyección cartográfica. Universal Transverse Mercator.

“ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE EL SIMULADOR KAPPA”

Autor: Villón Orrala Gilbert

Tutor: Carlos Malavé Carrera

RESUMEN

El análisis de pruebas de pozos es una herramienta valiosa para la caracterización y comportamiento de yacimientos. La incertidumbre sobre los parámetros del yacimiento sigue siendo un desafío en la gestión del yacimiento, pero un análisis confiable podría abarcar un número limitado de propiedades escépticas del yacimiento. Este estudio tiene como objetivo interpretar las pruebas de presión de pozos petroleros del campo Lago Agrio, mediante el uso del simulador Kappa para la toma de decisiones en la declinación de la producción. La metodología de este trabajo de investigación se basa en: recopilación de datos de pozos sometidos a reacondicionamiento; selección de pozos candidatos; simulación en software Saphir; ingreso de propiedades PVT, reservorio y condiciones del pozo; ajuste de pruebas de presión con tasas de producción; análisis transitorio de presión; mapa de profundidades y espesor de la arena Hollín inferior en software Topaze; análisis de curvas logarítmicas y simulación productiva de pozos. Los resultados muestran que el pozo LGA-012 exhibe un caudal máximo de 10600 bpd, el pozo LGA-019 alcanza los 6280 bpd. El pozo LGA-028 muestra un caudal máximo de 6800 bpd, y el pozo LGA-033 alcanza un máximo de 5890 bpd. El factor de recobro en el campo, que incluye los cuatro pozos estudiados, muestra un aumento significativo después de la realización de las pruebas de presión en el año 2021.

PALABRAS CLAVE: pruebas de presión, comportamiento del yacimiento, simulación, producción, factor de recobro.

“ANALYSIS OF PRESSURE TESTS IN OIL WELLS IN THE LAGO AGRIO FIELD USING THE KAPPA SIMULATOR”

Autor: Villón Orrala Gilbert

Tutor: Carlos Malavé Carrera

ABSTRACT

Well-test analysis is a valuable tool for reservoir characterization and behavior. Uncertainty about reservoir parameters remains a challenge in reservoir management, but a reliable analysis could cover a limited number of sceptical reservoir properties. This study aims to interpret the pressure tests of oil wells in the Lago Agrio field using the Kappa simulator for decision-making in the decline of production. The methodology of this research work is based on the collection of data from wells undergoing workover; selection of candidate wells; simulation in Saphir software; PVT property entry, reservoir and well conditions; adjustment of pressure tests with production rates; pressure transient analysis; bottom soot sand depth and thickness map in Topaze software; analysis of logarithmic curves and productive simulation of wells. The results show that well LGA-012 exhibits a maximum flow rate of 10600 bpd, and well LGA-019 reaches 6280 bpd. Well LGA-028 shows a peak flow of 6,800 bpd, and well LGA-033 peaks at 5,890 bpd. The recovery factor in the field, which includes the four wells studied, shows a significant increase after carrying out the pressure tests in 2021.

KEYWORDS: pressure tests, reservoir behaviour, simulation, production, recovery factor.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En base al reporte de producción de la empresa EP Petroecuador que actualmente opera el campo Lago Agrio (EP Petroecuador, 2021), para el 13 de diciembre la producción fue de 792,28 bbpd y para el 14 de diciembre 432,49 bbpd. Además, en el informe estadístico elaborado por la misma empresa en EP Petroecuador (2022), se puede determinar que existen declines e incrementos de producción correspondientes al año 2022. Otro aspecto fundamental es que existen registros de actividades de Workover o reacondicionamiento en los pozos: Lago Agrio – J039, G050, F042, J064, 041, J039, 036 y Lago Agrio – 034.

Por otra parte, Ruilova & Izurieta (2022) mencionaron que la disminución de la producción en los pozos de la arena Hollín inferior es provocada por dos situaciones: cambio de la permeabilidad relativa por el incremento de la saturación de agua y por la migración de finos productos del acuífero de fondo, lo cual reduce la permeabilidad de la arena.

Por lo tanto, el decline de la producción e índice de productividad son afectados por el procedimiento de estimulación o fracturamiento hidráulico para mitigar la migración de finos que se realiza con las operaciones de Workover; es decir generan daño a la formación.

1.2 ANTECEDENTES

Adelaida et al. (2009) analizaron las pruebas de presión en formaciones que presentan sensibilidad de las propiedades petrofísicas a los cambios de presión en yacimientos fracturados o homogéneos, mediante el algoritmo Stehfest. Los resultados obtenidos muestran que los parámetros como el coeficiente de almacenaje, módulo de permeabilidad y constante de almacenaje afectan la respuesta de la presión, por lo que deben ser considerados en la interpretación de una prueba de presión.

Smith et al. (2019) determinaron la presión de poro real en formaciones de baja movilidad mediante un algoritmo de regresión para la optimización de la curva de caída exponencial. Este estudio, encontró modelos de simulación numérica con presiones de formación conocidas en un entorno estático sobrealimentado cerca del pozo. La optimización de la regresión proporcionó una indicación de la presión del yacimiento del 2% del valor simulado.

Por otro lado, en otro estudio propusieron un flujo de trabajo para la interpretación de análisis de pruebas de pozos mediante la identificación de incertidumbres asociadas con el análisis, como las propiedades del yacimiento, limitación del conjunto de datos, errores físicos de presión y efectos del almacenamiento de pozos. Los resultados presentaron técnicas de evaluación de incertidumbres y mejores prácticas de interpretación de pruebas de presión de pozos para la optimización de los pozos y el desarrollo de campos petroleros (Cobanoglu & Shukri, 2020).

Soria & Vidarte (2020) plantearon lineamientos de optimización de producción del campo Limoncocha, mediante el análisis de pruebas de presión tomadas de los pozos. Analizaron los historiales de producción, el estado mecánico del pozo y registros eléctricos de cinco pozos con la finalidad de obtener un pronóstico de producción y la viabilidad de la intervención de cada pozo. Los resultados mostraron mapas isobáricos para el yacimiento en la identificación de zonas por perforar que contribuyeron a la optimización de la producción del campo.

Toledo (2022) utilizó una red neuronal entrenada con una gran cantidad de pruebas de presión, soluciones de permeabilidad, daño y almacenamiento, con la finalidad de

identificar patrones para estos datos. Estas pruebas fueron generadas de forma sintética mediante la curva Gringarten. El estudio encontró un modelo predictivo de permeabilidad ($R^2= 0.956$), capaz de interpretar pruebas de presión de pozos petroleros.

1.3 HIPÓTESIS

El análisis de tasas transitorias mediante el simulador Kappa incrementará la producción e índice de productividad de la arena Hollín Inferior del campo Lago Agrio.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

- Interpretar las pruebas de presión de pozos petroleros del campo Lago Agrio, mediante el uso del simulador Kappa para la toma de decisiones en la declinación de la producción.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Obtener información de los historiales de presión de 8 pozos correspondiente a la arena Hollín inferior del campo Lago Agrio o bloque 56 de la cuenca Oriente.
- Emplear el simulador Saphir de análisis transitorio de presión para la identificación de anomalías cercanas al área del pozo con diferentes regímenes de flujo.
- Estimar el factor de recobro con el simulador Topaze con la inclusión de anomalías, la caracterización de propiedades del reservorio y condiciones de frontera.
- Determinar el incremento de la producción e índice de productividad para tener perspectiva del comportamiento del flujo de fluidos del reservorio a superficie con alteraciones operativas.

1.5 ALCANCE

Se indagará la relación que existe entre las presiones y tasas en el incremento de la producción de los pozos, para explicar las causas del decline de producción y/o en qué condiciones de contorno se encuentra. Con la implementación del simulador Kappa, se determinará el desempeño de la producción a largo plazo, el rendimiento del flujo, interferencia de pozos, áreas de drenaje, permeabilidad, daño, incremento del índice de productividad y factor de recobro de la arena Hollín Inferior. Para obtener eficacia en los procesos de estimulación y evaluar las reservas con poca incertidumbre para formular estrategias para el desarrollo de reservorios.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Índice de productividad del pozo y factor de recobro.

1.6.2 Variables Independientes.

- Características petrofísicas del yacimiento.
- Propiedades PVT.
- Historial de tasas producción.
- Historial de presiones.
- Historiales de reacondicionamientos.
- Diagramas de completación.
- Registros eléctricos.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

2.1.1 Geolocalización del campo Lago Agrio

El campo Lago Agrio o Bloque 56 se ubica en la provincia de Sucumbíos, con las coordenadas UTM 291.000 – 295.000 Este y 10°006.000 – 10°015.000 Norte (Vásquez, 2018). Es un anticlinal de orientación Norte Este – Sur Oeste. Cuenta aproximadamente con una longitud de 11 km y ancho de 4.5 km. Se limita en su flanco oriental por una falla transpresional al sur con la estructura Palo Rojo y al norte con el campo Charapa (Cárdenas & Torres, 2020).

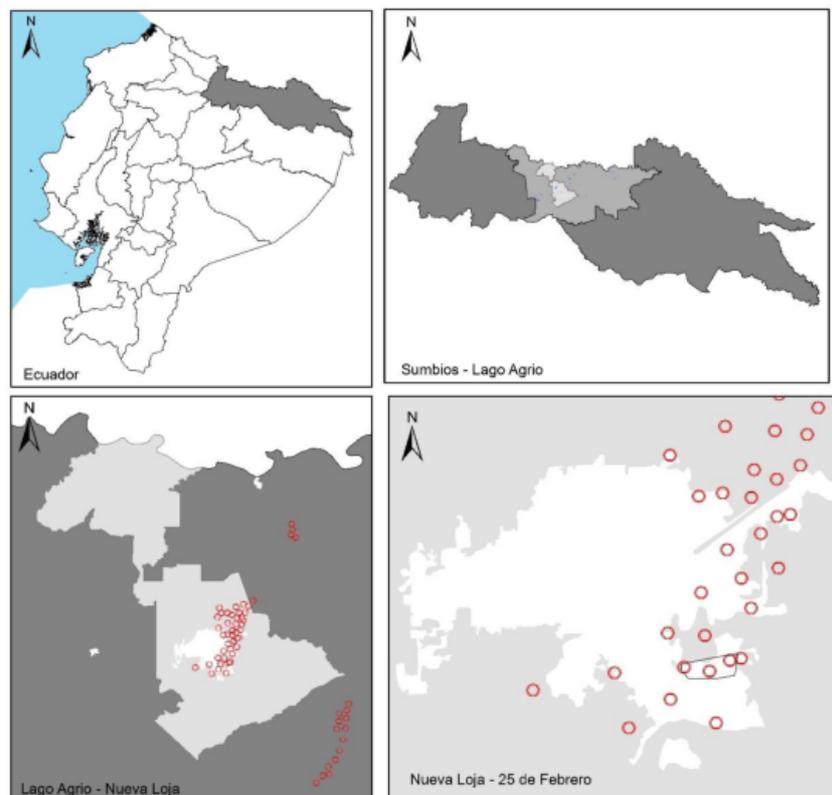


Figura 1. Ubicación del campo Lago Agrio, (Bayón et al., 2020).

2.1.2 Geología

Lago Agrio es un campo petrolero, cuyos sedimentos que forman la roca reservorio son depósitos de canales estuarinos, mareales y planicie arenosa de marea (Espín, 2019). Posee cinco reservorios con intervalos de gravedad API entre 28° a 32° en la formación Hollín; 29° a 34° en Napo T; 29° a 31° Napo U y 28 a 29° Basal Tena (Mezza, 2020).

La tabla 2 presenta el modelo sedimentológico del campo con sus principales reservorios que se encuentran en las Areniscas de la formación Hollín y los reservorios secundarios que se encuentran en las Areniscas U y T de la formación Napo.

Tabla 1. Modelo sedimentológico del campo Lago Agrio, (Vásquez, 2018).

Formación	Reservorios	Descripción
Tena	Arenisca Basal Tena	Presencia de limolitas rojas corresponden a un aumento de la tectónica compresiva. Arenisca cuarzosa de grano fino, con fuerte variación de facies.
Arenisca U	U Inferior	Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Planicies arenosas de marea y planicies lodosas.
	U Superior	Muestra pocos intervalos de arenisca cuarzosa de grano fino a medio, arcillosa, cemento calcáreo y gran cantidad de glauconita.
Napo	Arenisca T	T Inferior: Corresponden facies sedimentarias como canales y barras mareales planicie arenosa de marea y lodosa.
		T Superior: Arenisca glauconítica con intercalaciones de lutitas.
Hollín	Hollín Inferior	Areniscas cuarzosas de grano medio a grueso. Facies sedimentarias con canales fluviales en la parte inferior.
	Hollín Superior	Areniscas cuarzosas de grano medio a fino, arcillosa, de cemento calcáreo y gran cantidad de glauconita.

2.1.3 Columna estratigráfica del campo Lago Agrio

Las arenas productoras del campo Lago Agrio corresponden a Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior, T Inferior, Hollín Superior y Hollín Inferior. La figura 2 presenta la columna estratigráfica de este campo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA LAGO AGRIO					
EDAD	LITOLÓGÍA	FORMACIÓN	MIEMBRO	TOPE Cortes MD (pies)	TOPE Cortes TVD (pies)
Oligoceno		ORTEGUAZA		5.687	5.647
Eoceno		TIYUYACU		6.378	6.336
Paleoceno		TENA	Tena	7.564	7.514
			Basal Tena	8.974	8.923
Cretaceo Superior		Formación Napo	Napo	9.006	8.955
			Caliza "M-1"	9.293	9.249
			Caliza "M-2"	9.518	9.473
			Caliza "A"	9.605	9.561
			Arenisca "U" Superior	9.641	9.597
			Arenisca "U" Inferior	9.691	9.647
			Base Arenisca "U" Inferior	9.728	9.683
			Caliza "B"	9.805	9.761
			Arenisca "T" Superior	9.865	9.820
			Arenisca "T" Inferior	9.911	9.867
			Base Arenisca "T" Inferior	9.946	9.901
			Caliza "C"	10.019	9.975
Cretaceo Inferior		Formación Hollín	Hollín Superior	10.045	10.000
			Hollín Inferior	10.079	10.034

Figura 2. Columna estratigráfica del campo Lago Agrio, (Bayón et al., 2020).

2.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

La tabla 2 muestra las características petrofísicas promedio de los reservorios con mayor producción de este campo.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del campo Lago Agrio, (Borja & Escorza, 2017).

Reservorio	Permeabilidad (K)	Saturación de agua (Sw)	Saturación de petróleo (So)	Porosidad (Φ)	Espesor de petróleo (ho)
U Inferior	20 a 60	32.34	68	12.08	10
U Superior		28.17	71.83	12.02	8
T Inferior		30.71	66.28	12.06	11
T Superior		33.72	67.66	12.32	9
Basal Tena	15 a 30	31.62	68.38	14.52	9
Hollín Inferior	50 a 90	27.42	69.09	14.39	59
Hollín Superior	15 a 18	30.91	69.29	12.62	18

2.3 PROPIEDADES PVT

El tipo de fluido que produce el campo Lago Agrio se caracteriza por su alta calidad, cuyas características se resumen en la Tabla 3. Esta información es esencial en estudios de planificación de yacimientos, debido al comportamiento volumétrico del fluido en el pozo y en condiciones de superficie (Sarango, 2018).

Además, se puede acceder a estas características mediante correlaciones empíricas y pruebas experimentales de propiedades PVT de laboratorio. Las mismas que muestran la variación de las propiedades iniciales del yacimiento respecto al cambio de composición del fluido durante el proceso de producción (Mesa, 2020).

Tabla 3. Propiedades petrofísicas del campo Lago Agrio, (Borja & Escorza, 2017).

Reservorio	Presión inicial (Psi)	Presión		Temperatura (°F)	Factor volumétrico (Boi, BY/BN)	API (°)	GOR (Scf/Bbl)	Viscosidad
		Presión (Psi)	de burbuja (Pb)					
U Inferior	4195	1796	700	222	1.24	29.1	191	1.07
U Superior		1837					186	
T Inferior	4417	2312	700	224	1.22	32.4	263	3.01
T Superior		2101					210	
Basal Tena	3500	1095	810	212	1.16	24	163	2.21
Hollín Inferior	4485	3900	750	232	1.18	28.8	546	1.45
Hollín Superior		3422	850	228			28.1	269

2.4 PRUEBAS DE POZOS

Una prueba de pozos es la medición de un pozo a diversos cambios de velocidad y presión. También, proporcionan información sobre la estructura del yacimiento y el rendimiento del flujo. Además, ayudan a refinar la comprensión del operador sobre el campo de tal forma que se pueda gestionar el pozo o el campo (Fanchi, 2010).

2.4.1 Conceptos básicos del flujo radial

El flujo radial se utiliza para caracterizar el flujo de fluido hacia el pozo. La Figura 3 muestra líneas de flujo idealizadas e isopotenciales para un sistema de flujo radial (Subramani & Ahmed, 2011).

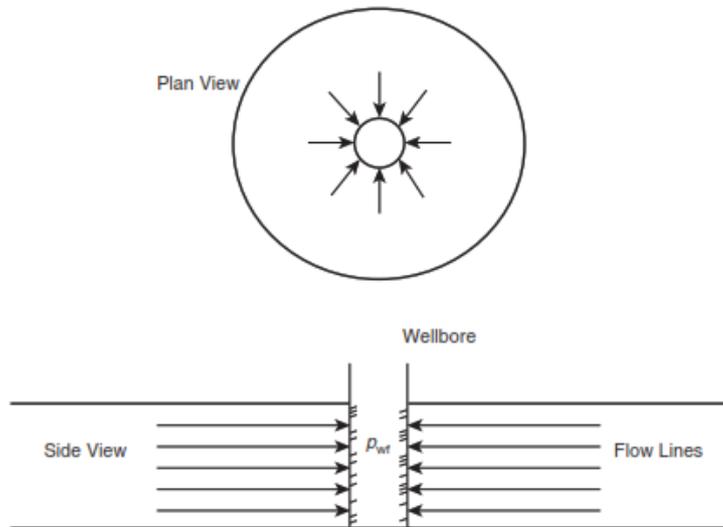


Figura 3. Flujo radial ideal hacia un pozo, (Subramani & Ahmed, 2011).

La posición correspondiente de la sección de flujo radial en los tipos de curvas se muestra en la Figura 4. La característica principal del flujo radial en el método de la curva determina que el segmento de curva de la derivada de la presión es una línea recta horizontal cuyo valor de la ordenada de esta línea en coordenadas adimensionales es 0.5 (Zhuang et al., 2020a). Además, a medida que transcurre el tiempo las curvas de presión cambian continuamente, aunque las líneas de flujo siempre serán haces de rayos que fluyen directamente hacia el fondo del pozo.

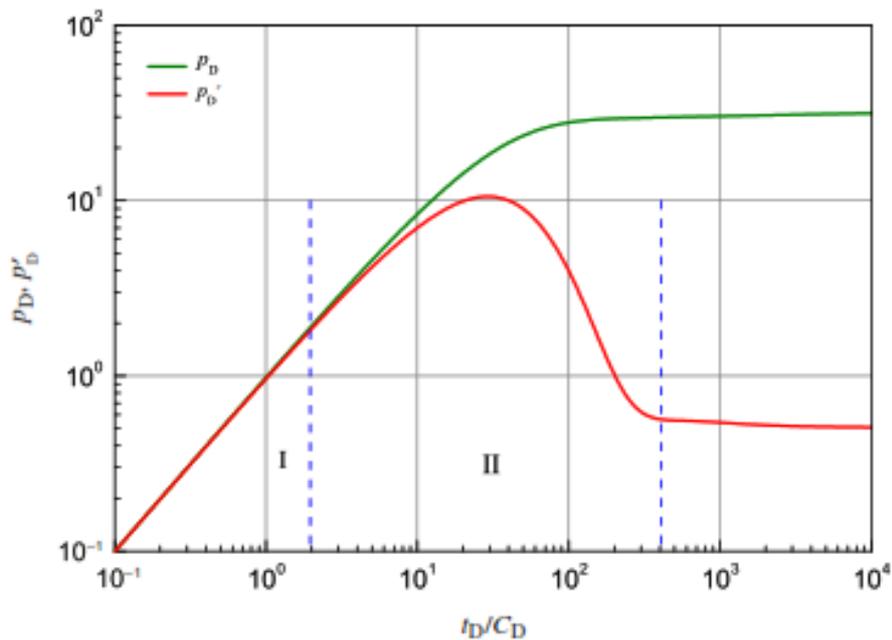


Figura 4. Línea característica del flujo radial, (Zhuang et al., 2020b).

2.4.2 Características del reservorio según la curva derivada de presión.

Según Zhuang et al. (2020b) las características de la formación se basan en la curva derivada de presión (ver Tabla 4):

Tabla 4. Características de reservorios a través de la curva derivada de presión, (Zhuang et al., 2020b).

Características	Descripción
Flujo de almacenamiento del pozo.	Aparece al inicio de la producción o cierre del pozo, se muestra como una recta de pendiente unitaria en la curva derivada.
Flujo lineal temprano y bilineal.	Describen una formación cercana al pozo con fractura masiva de arena.
Flujo lineal de tiempo medio.	Aparece el periodo de flujo lineal perpendicular a la sección horizontal de un pozo horizontal.
Flujo lineal tardío.	Es inducida por límites impermeables paralelos.
Flujo Radial.	Línea recta con pendiente 0.
Fujo Esférico.	Ocurre cuando la formación está parcialmente perforada. Estado de flujo transitorio. Línea recta con pendiente 0.5.
Flujo pseudoestable.	Línea recta con pendiente unitaria.
Línea de estado estable de las curvas de presión Buildup.	Estado de flujo correspondiente a un pseudo flujo constante durante la producción del pozo en un bloque cerrado.
Flujo de transición en yacimiento de doble porosidad.	Patrón de flujo especial debido a que es una representación de la transición del flujo radial en el sistema de fisuras en todo el reservorio.
Aumento y disminución de la resistencia al flujo.	Si la resistencia al flujo de gas aumenta, la curva derivada de presión se inclina hacia arriba desde la línea recta del flujo radial, en caso contrario si la resistencia al fujo disminuye, la curva derivada de presión se inclina hacia abajo.

2.4.3 Razones para realizar pruebas de pozos.

La Figura 5 muestra el objetivo básico de las pruebas de presión.



Figura 5. Esquema general de prueba de presión, (Patiño & Rosero, 2017).

Según Zhuang et al. (2020a) los objetivos de una prueba de pozo generalmente se dividen en tres categorías principales:

- **Descripción del reservorio**
 - Proporciona un modelo adecuado que describe el flujo del reservorio.
 - Incluye muestreo de fluidos y medición de la presión inicial del reservorio.

- **Gestión del reservorio**
 - Optimiza la producción continua del yacimiento.
 - Los datos recopilados de los pozos proporcionan una actualización sobre cualquier cambio en las características del flujo del pozo, desde su producción inicial.
 - Rol importante en futuras decisiones de gestión de yacimientos.

- **Evaluación del reservorio**

- Determina parámetros del yacimiento satisfactorios para la producción comercial y económica.
- Estimación del volumen del yacimiento a través de la evaluación de la permeabilidad del pozo identificando los límites del yacimiento.

2.4.4 Tipos de reservorio

- **Modelo compuesto radial**

El modelo compuesto radial identifica variaciones en la transmisibilidad entre la región cercana al pozo y el flujo radial de acción infinita (IARF) interno y alejado. Si la transmisibilidad disminuye en la zona exterior del IARF, la línea derivada posee un valor más alto que el de la zona interior (Wheaton, 2016). En caso contrario, la transmisibilidad se debe a posibles cambios en la permeabilidad (ver Figura 6).

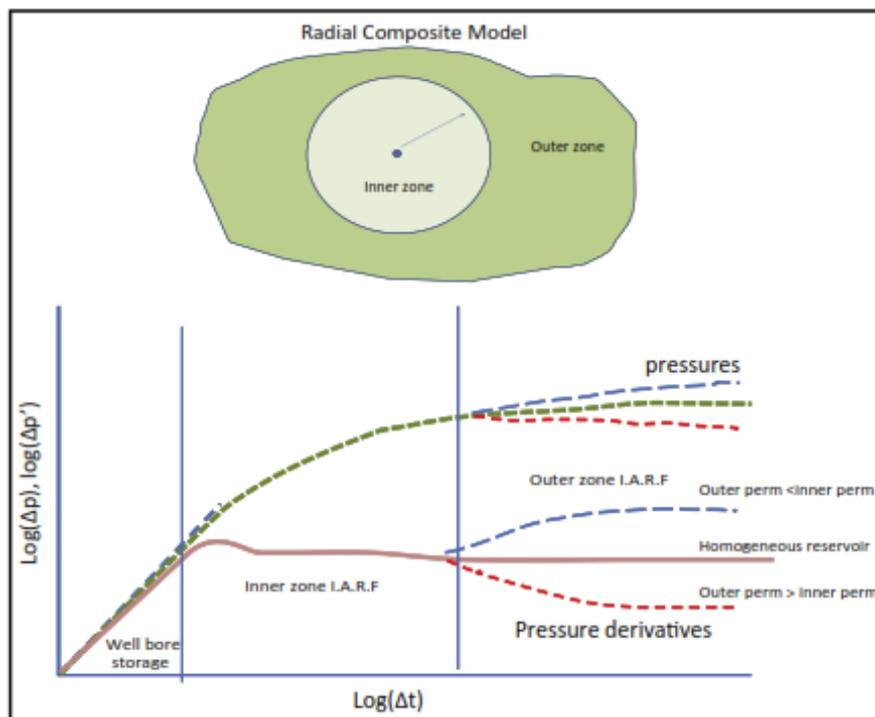


Figura 6. Modelo compuesto radial, (Wheaton, 2016).

- **Límite de presión constante**

El límite de presión constante implica una disminución de la línea derivada a medida que la presión se estabiliza. Este caso se presenta en soporte de presión de grandes acuíferos (ver Figura 7).

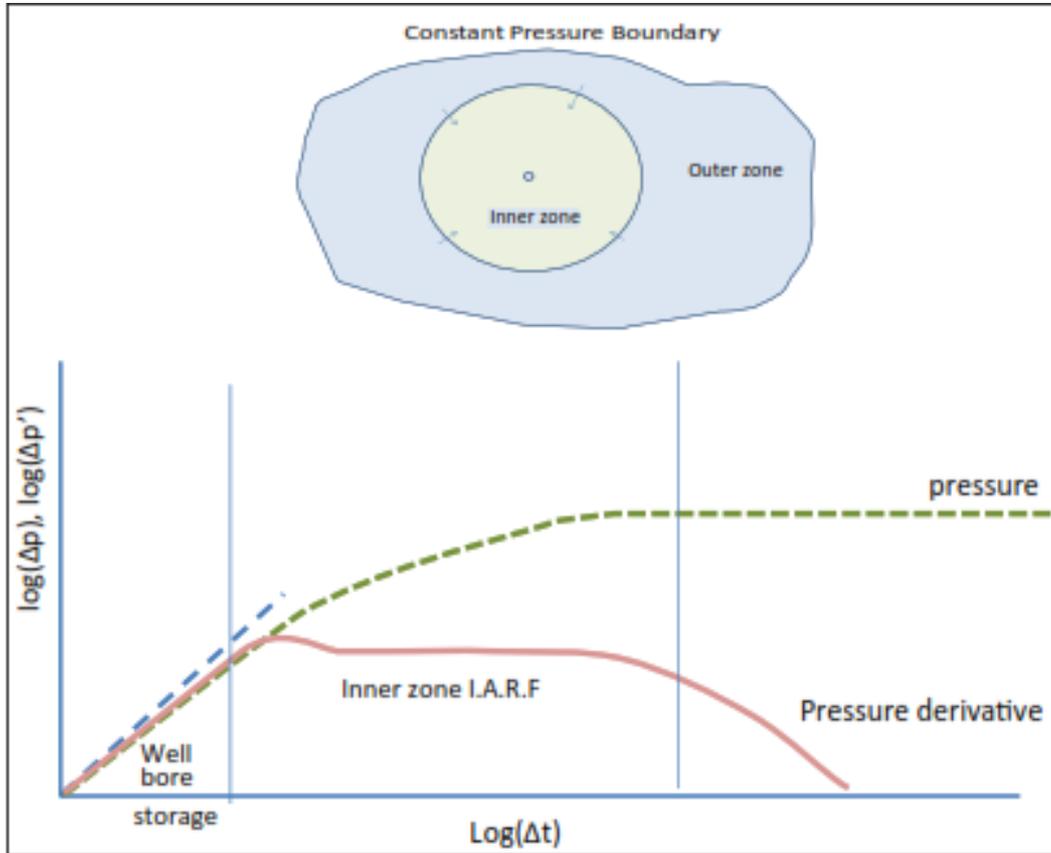


Figura 7. Modelo de límite de presión constante, (Wheaton, 2016).

- **Sistema radial cerrado**

En el sistema radial cerrado, las gráficas buildup son similares a las del modelo de límite de presión constante, pero el análisis se distingue utilizando las curvas drawdown (ver Figura 8).

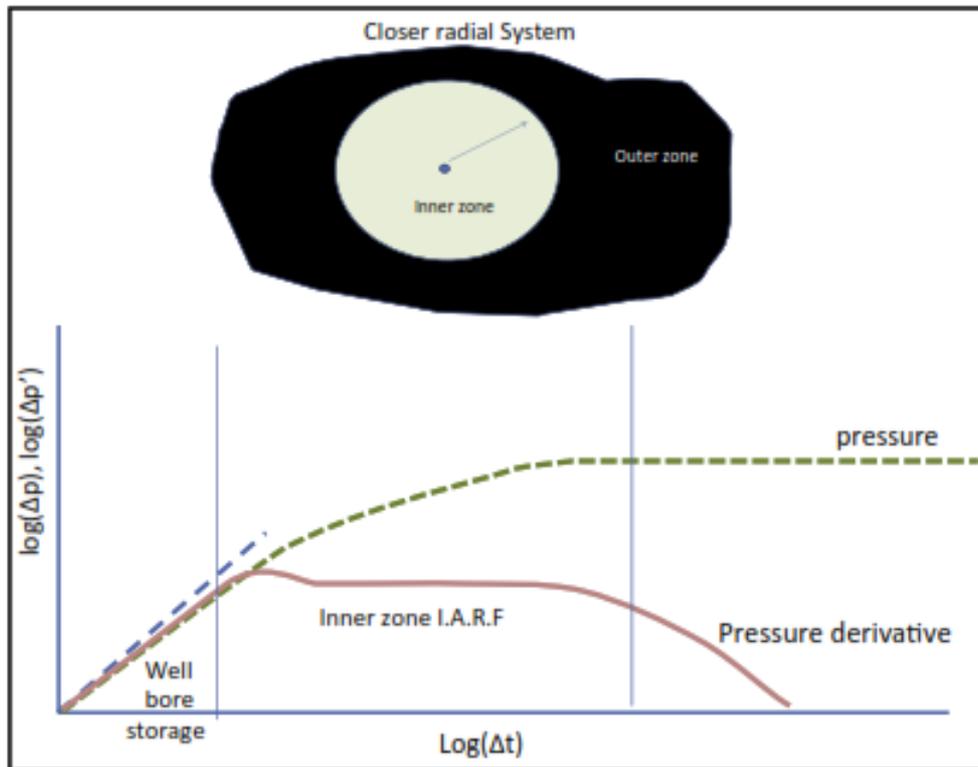


Figura 8. Sistema radial cerrado, (Wheaton, 2016).

- **Reservorio fracturado**

La Figura 9 muestra un gráfico buildup para reservorios muy fracturados.

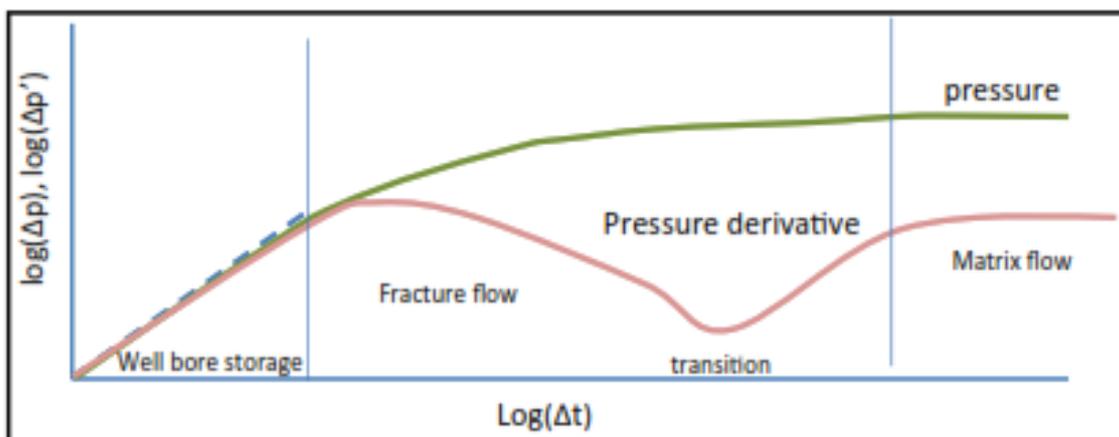


Figura 9. Reservorio fracturado, (Wheaton, 2016).

2.4.5 Tipos de pruebas de pozos

Las pruebas de presión más adecuadas dependen de cuando se realiza la prueba, la ubicación del pozo y reservorio, el costo de la prueba y la información a obtener de la prueba. Los tipos de pruebas de pozos poseen sus propias ecuaciones y gráficos para el respectivo análisis (IHS Markit, 2019). Las pruebas de pozos más utilizadas son:

- Drawdown/Buildup
- Injection/Falloff
- Minifrac
- PITA and Closed Chamber Test

- **Prueba Drawdown**

La prueba de Drawdown es una serie de mediciones de presión de fondo de pozo realizada en un periodo de flujo a una tasa de producción constante. En esta prueba el pozo se cierra antes de la prueba de flujo en un tiempo suficiente, permitiendo que la presión sea igual en todo el reservorio, es decir, se alcanza la presión estática (Subramani & Ahmed, 2011). La Figura 10 presenta un esquema del caudal ideal y el historial de presión.

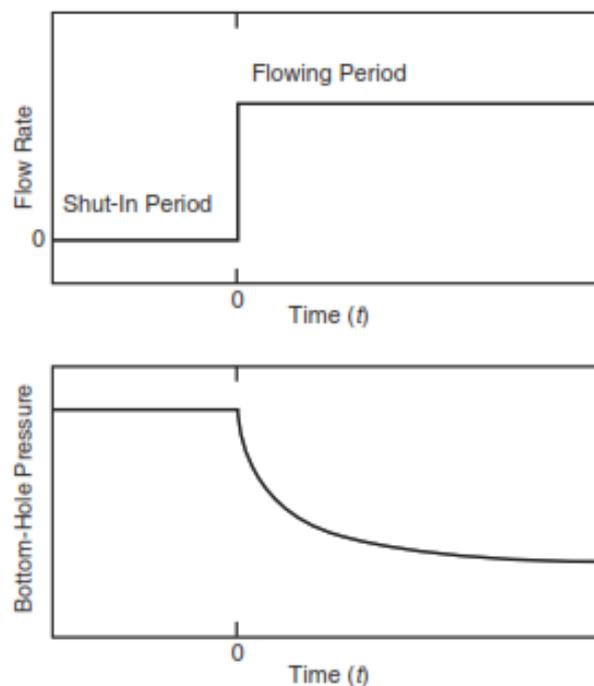


Figura 10. Prueba Drawdown, (Subramani & Ahmed, 2011).

Los objetivos fundamentales de la prueba Drawdown obtienen la permeabilidad promedio de la roca (k) dentro del área de drenaje del pozo y evalúa el grado de daño en las proximidades del pozo mediante prácticas de perforación. Además, esta prueba determina el volumen del poro y detecta falta de homogeneidad en el yacimiento.

- **Prueba Buildup**

La prueba Buildup describe la acumulación en la presión del pozo a través del tiempo, una vez que el pozo ha sido cerrado. Uno de sus objetivos determina la presión estática del reservorio sin esperar semanas o meses para la estabilización de la presión en todo el yacimiento. Además, el análisis de presión Buildup determina lo siguiente:

- Permeabilidad efectiva del yacimiento.
- Daño de permeabilidad alrededor del pozo.
- Presencia y distancia de fallas.
- Interferencias entre pozos productores.
- Límites del reservorio donde no existen fuertes impulsos de agua.

La prueba de presión Buildup requiere el cierre de la producción del pozo y registra el resultado de aumento de la presión del pozo en función del tiempo de cierre. La figura 11 presenta el esquema del caudal constante estabilizado antes del cierre y comportamiento ideal del aumento de presión durante el periodo de acumulación. La presión se mide antes del cierre. Luego se analiza la curva de acumulación de presión resultante que determina las propiedades del yacimiento y la condición del pozo.

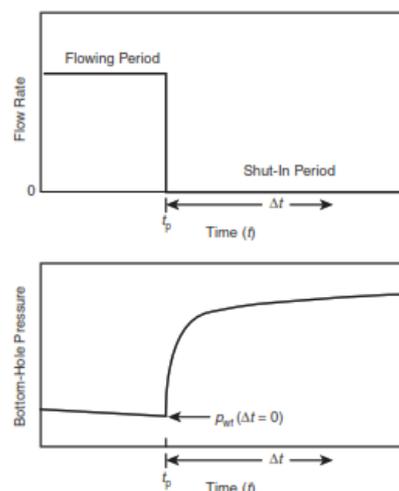


Figura 11. Prueba Buildup, (Subramani & Ahmed, 2011).

- **Prueba Injectivity**

En una prueba Injectivity el pozo se cierra hasta que la presión se estabiliza en la presión inicial del yacimiento (p_i). Posteriormente, la inyección comienza a una velocidad constante como lo muestra la figura 12, mientras se registra la presión de fondo de pozo (p_{wf}).

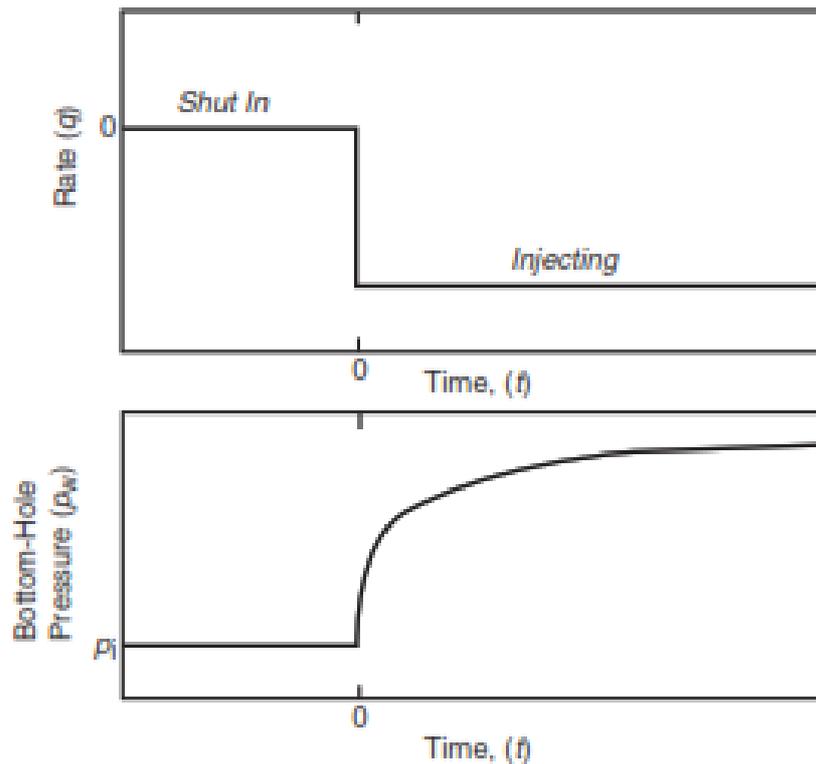


Figura 12. Prueba Injectivity, (Subramani & Ahmed, 2011).

La prueba de inyectividad es idéntica a la prueba Drawdown con la diferencia de que la tasa constante es negativa con un valor de q_{inj} .

- **Prueba Falloff**

La prueba Falloff es análoga a la prueba Buildup en un pozo de producción. Esta prueba de caída de presión suele ir precedida de una prueba de inyectividad de larga duración. Posteriormente, se cierra el pozo.

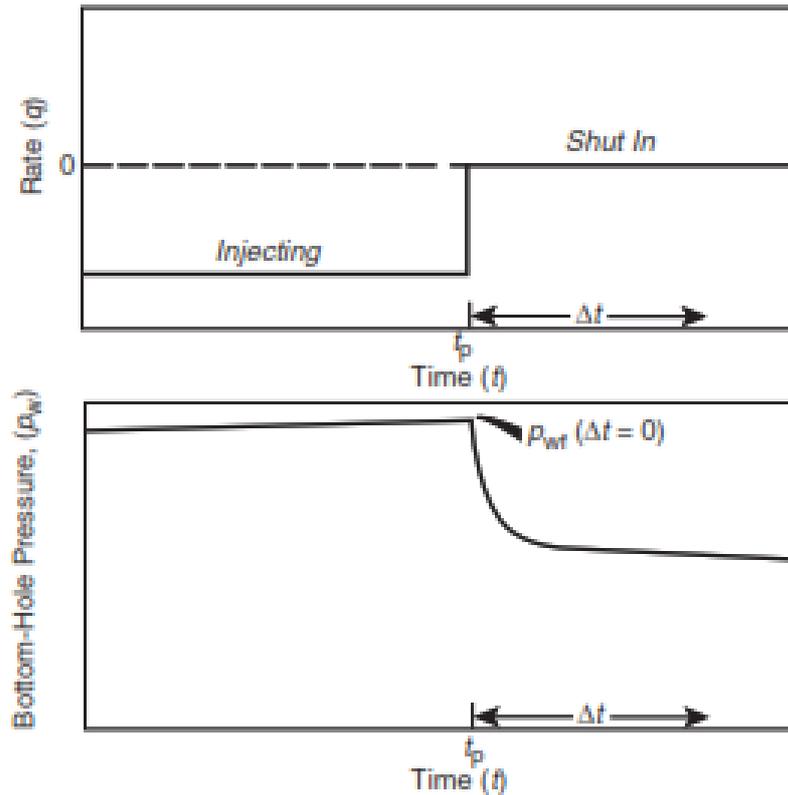


Figura 13. Prueba Falloff, (Subramani & Ahmed, 2011).

2.5 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión comprenden una herramienta crucial para obtener características de yacimientos de petróleo. Para la inferencia de propiedades de un reservorio productor se analiza el comportamiento del yacimiento durante los cambios de producción, que son monitoreados a través de pruebas de presión. La correcta interpretación de estas pruebas causa una evaluación idónea del yacimiento para el incremento de la productividad (Manoto, 2019).

Además, las pruebas de presión proporcionan propiedades básicas de la interacción fluido – roca. Registran respuestas de la presión de fondo del yacimiento en función del tiempo y los cambios de la tasa de flujo (Patiño & Rosero, 2017). Finalmente, el análisis de este tipo de pruebas adquiere información del comportamiento dinámico del yacimiento.

2.5.1 Método de Horner

Este método analiza los datos de presión en pozos nuevos debido a que se cuenta con la presión inicial del yacimiento (P_i) (Cárdenas & Torres, 2020; Fonseca, 2011). Según Horner esta presión se comporta de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \log\left(\frac{(tp + \Delta t)}{\Delta t}\right) \quad (1)$$

De donde,

P_{ws} es la presión estática, (Psi).

P_i es la presión inicial del yacimiento.

q es el caudal a condiciones de superficie, (bls/día).

μ es la viscosidad del petróleo, (cp).

B es el factor volumétrico del petróleo.

t es el tiempo de producción, (horas).

Δt es el tiempo de cierre del pozo.

La figura 14 muestra la conducta de la presión, durante un periodo de cierre a través de una gráfica tipo semi-log o conocida como gráfica de Horner. Esta gráfica se produce siempre y cuando no se disponga de efectos de almacenamiento de pozo y daño que distorsionen el flujo.

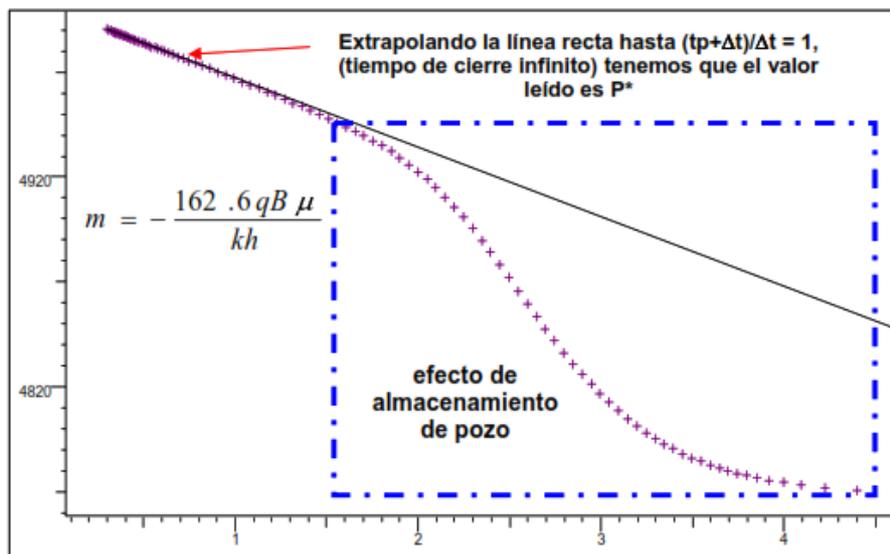


Figura 14. Gráfica Horner, (Da Prat, 2020).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación se refiere al plan estratégico y estructurado que se establece para llevar a cabo un estudio o investigación científica. Según Rebollo & Ábalos (2022): “Este diseño incluye decisiones fundamentales sobre los métodos de recopilación de datos, la selección de muestras, la formulación de preguntas de investigación y la organización de procedimientos para lograr objetivos claros (pág. 153)”.

De este modo, el objetivo principal del diseño de investigación es garantizar que los resultados obtenidos sean confiables, válidos y puedan responder adecuadamente a las preguntas de investigación planteadas, lo que contribuye a la calidad y la credibilidad de la investigación.

3.1.1 Tipo de investigación

Se centra en la aplicación de hallazgos y teorías para abordar desafíos del mundo real, con el propósito de mejorar procesos, productos o situaciones específicas, en lugar de buscar principalmente la expansión del conocimiento teórico (Castro y otros, 2023).

La investigación aplicada, en el contexto del presente estudio se refiere a un enfoque de investigación que busca utilizar los conocimientos, formulación de hipótesis y métodos científicos para abordar problemas prácticos y tomar decisiones concretas en la industria petrolera. En este caso, se emplea información recopilada y técnicas de simulación para comprender y mejorar la producción de pozos petroleros, lo que contribuye directamente a la toma de decisiones en la gestión y operación de estos activos en el campo Lago Agrio.

3.1.2 Enfoque de la investigación

La investigación mixta es un enfoque de investigación que combina métodos cuantitativos y cualitativos en un solo estudio para obtener una comprensión más completa y profunda de un fenómeno o problema de investigación. Esta estrategia permite recopilar datos numéricos y cualitativos, lo que facilita una comprensión de patrones y matices involucrados en la investigación (Rubía, 2022).

La investigación mixta, en el presente caso de estudio implica la combinación de enfoques cuantitativos y cualitativos para obtener una comprensión integral y precisa de los datos y fenómenos relacionados con la producción de petróleo. Este enfoque permite recopilar información cuantitativa de historiales de presión y, al mismo tiempo, interpretar cualitativamente anomalías y condiciones del reservorio, lo que contribuye a una toma de decisiones informada en la declinación de la producción y proporciona una perspectiva completa del comportamiento del flujo de fluidos en el reservorio a superficie con alteraciones operativas.

3.1.3 Población y muestra

La población se refiere al conjunto completo de elementos o individuos que comparten una característica o atributo particular y que es el foco de interés en una investigación. Por otro lado, la muestra representa una selección representativa y más pequeña de la población total que se elige deliberadamente para ser estudiada en detalle (Reyes, 2022).

La población y muestra del presente caso de estudio tiene se detalla en la Tabla 5.

Tabla 5. Características de la población y muestra. Elaboración propia.

Conjunto y selección	Tipo	Criterio
Población	Finita debido al número de pozos que son contables fácilmente del campo Lago Agrio.	Cantidad de pozos que existen en el campo Lago Agrio referente a la arena Hollín inferior.

Muestra	Por conveniencia correspondiente al tipo de muestreo no probabilístico y por lo cual queda a criterio del investigador.	Pozos productores sometidos a las pruebas de producción del campo Lago Agrio referente a la arena Hollín inferior
---------	---	---

Nota. La información complementaria como pruebas de pozos, PVT, entre otros, se definirán en base a la disponibilidad de la información de pozos vecinos.

3.1.4 Proceso metodológico

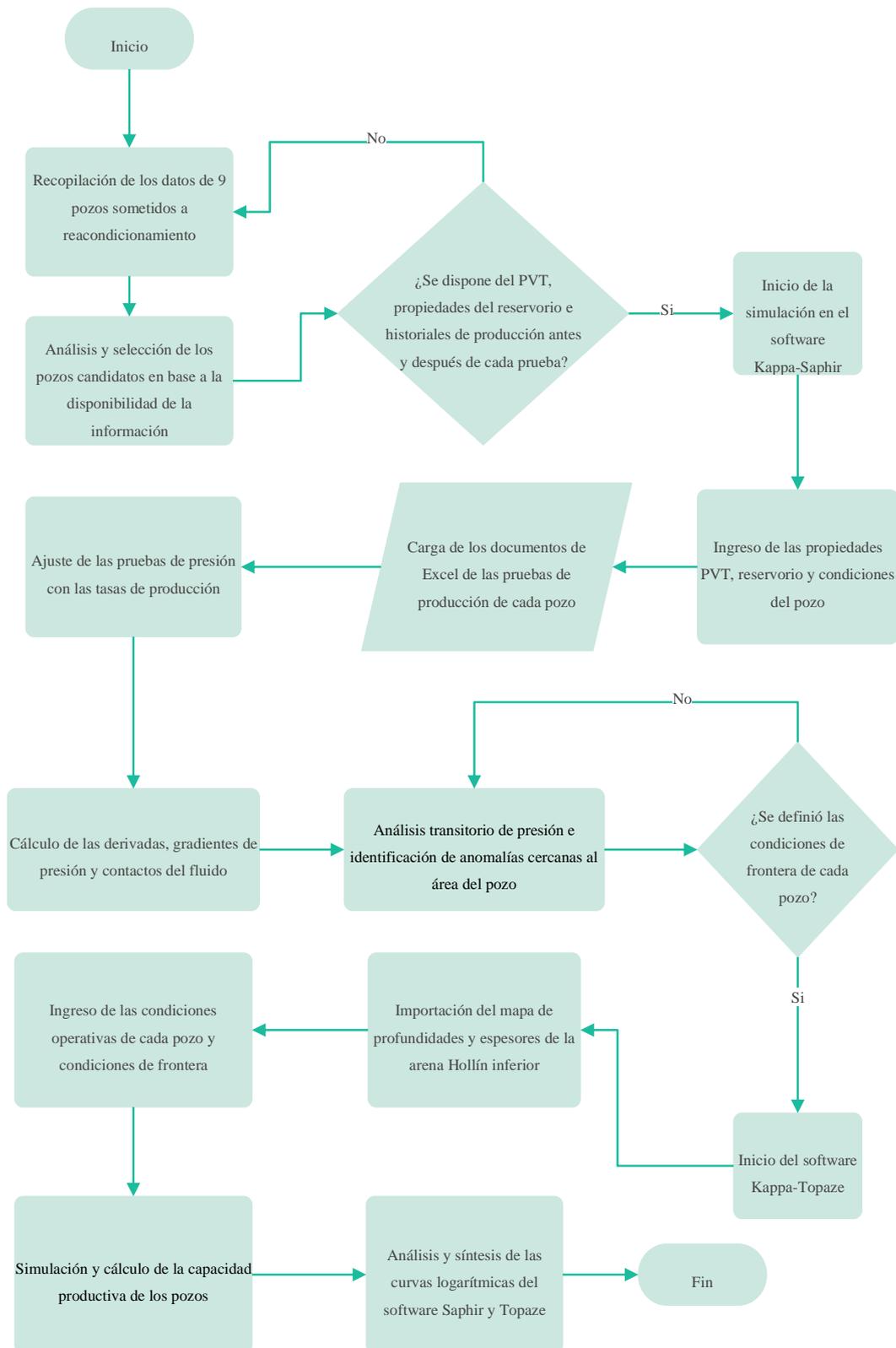


Figura 15. Esquema metodológico para el análisis de pruebas de pozos. Elaboración propia.

3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

Los pozos candidatos se detallan en la tabla 6.

Tabla 6. Características de la población y muestra. (EP PETROECUADOR, 2022).

Pozo	Fecha de Medición	Problema	Causa	Tipo de prueba	Validez de la Prueba
LGA-019	17/08/2022	Sin incidencias	Sin incidencias	Drawdon & Build Up	Sí
LGA-032	5/11/2022	Condiciones inesperadas del yacimiento	Cambio en la permeabilidad del yacimiento	Drawdon & Build Up	No
LGA-024	21/11/2022	Interferencia entre pozos	Presión de otro pozo influyendo	Drawdon & Build Up	No
LGA-012	25/11/2022	Sin incidencias	Sin incidencias	Drawdon & Build Up	Sí
LGA-015	29/11/2022	Errores en la medición de la presión	Sensor de presión defectuoso	Drawdon & Build Up	No
LGA-023	7/12/2022	Problemas con el equipo de superficie	Falla de una válvula	Drawdon & Build Up	No
LGA-028	11/12/2022	Sin incidencias	Sin incidencias	Drawdon & Build Up	Sí
LGA-033	15/12/2022	Sin incidencias	Sin incidencias	Drawdon & Build Up	Sí

La selección de pruebas válidas en el ámbito de la industria petrolera se basa en la premisa de garantizar la integridad de los datos y su representatividad. Estas pruebas, al carecer de problemas o complicaciones significativas, son esenciales para reflejar con precisión las condiciones reales de los yacimientos y el desempeño de los pozos. Esta selección es crucial para respaldar decisiones informadas en la gestión de reservas de petróleo, la optimización de la producción y la planificación estratégica de la explotación. Por otro lado, las pruebas no válidas se excluyen debido a que los problemas identificados pueden distorsionar los datos, lo que podría llevar a decisiones erróneas o la necesidad de repetir las pruebas para obtener información precisa y confiable. Este enfoque contribuye a la calidad y la confiabilidad de los datos utilizados en la industria petrolera, reduciendo así los riesgos operativos y financieros asociados con decisiones basadas en información defectuosa.

En la Tabla 7 se detalla las condiciones iniciales de cada pozo y las tasas de petróleo registradas durante las pruebas; tales valores se implementarán para realizar los análisis de sensibilidad para cada periodo de la prueba de Drawdown y Build Up.

Tabla 7. Condiciones del pozo antes, durante y después de la prueba. (EP PETROECUADOR, 2022).

Pozo	Drawdown		Build Up		
	Presión de fondo fluyente al inicio de la prueba (Psi)	Tasa de producción durante la prueba (Bfpd)	Tasa de producción durante la prueba (Bwpd)	Presión de fondo fluyente al inicio de la prueba (Psi)	Presión de fondo fluyente al final de la prueba (Psi)
LGA-012	4010	790	350	3500	3950
LGA-019	3916	800	115	3670	3904
LGA-028	3700	950	220	3260	3680
LGA-033	3800	880	80	3680	3780

3.3 SIMULADOR KAPPA

KAPPA es una empresa de software de exploración y producción de petróleo que se especializa en análisis de datos dinámicos, fue desarrollado por ingenieros Dominique Bourdet (1951-2003) y Olivier Houzé en 1987 que surgió de un error de marketing al enfocarse inicialmente en consultoría en lugar de software. El primer producto, Saphir, se convirtió en un éxito comercial en 1990, liderando el análisis de transitorios de presión. A lo largo de los años, KAPPA lanzó varios productos como Emeraude, Topaze y Diamant para abordar las demandas del mercado petrolero (Oliver et al., 2023).

Para el presente caso se estudió y se implementó la versión de Kappa V4.02.04 del año 2016 correspondiente a:

- ✓ **Saphir:** es un software de análisis transitorio de presión estándar de la industria que ofrece una combinación única de herramientas de análisis, modelos analíticos y modelos numéricos que pueden conectarse a otras aplicaciones de datos dinámicos como Topaze para análisis de tasas transitorias.
- ✓ **Topaze:** es totalmente compatible con los datos y modelos de Saphir y posee un extenso catálogo de modelos analíticos y capacidad numérica, proporcionan pronósticos y coincidencias históricas confiables ya que la producción a largo plazo se puede modelar y las previsiones se basan en modelos reales y no en una función empírica porque no hay producción diferida. También, sirve como complemento para los análisis transitorios de presión y tasa conocidos en sus siglas en inglés como PTA y RTA.

3.3.1 Proceso de simulación en el software Saphir

❖ Condiciones del reservorio Hollín inferior

Para ingresar los datos del pozo y del fluido, se da clic en la opción “File” y luego en “New”, aparece una nueva ventana en donde se digita el radio del pozo, la zona de pago y la porosidad del reservorio. Además, se ingresa la fecha en la que se realizó la prueba de presión (Figura 16). Posteriormente, se da clic en “Next”.

Figura 16. Esquema metodológico para el análisis de pruebas de pozos. Elaboración propia mediante software de simulación Shapir.

Respecto a la fecha y hora del inicio de la prueba se debe colocar de manera independiente para cada pozo, ya que si se omite esta sección los valores de tiempo en las curvas de presiones serán negativos y puede generar errores al realizar las interpolaciones.

En esta nueva ventana, se ingresarán los parámetros PVT del fluido, además, se ingresa el tipo de fluido, la temperatura, presión y relación gas-petróleo del reservorio, como se muestra en la Figura 17. Posteriormente, se da clic en “Next”.

Figura 17. Ventana de ingreso de parámetros PVT. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

En esta ventana se digitan los datos pertenecientes a las saturaciones del petróleo, gas y agua, de la misma manera se ingresa la compresibilidad de la formación (Figura 18) y se da clic en “Next”.

Figura 18. Ventana de ingreso de saturaciones de los fluidos presentes en el reservorio. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

En esta ventana se muestran los parámetros PVT que, en base a datos ingresados anteriormente, han sido calculados, tales como; factor volumétrico de la formación, viscosidad y compresibilidad total (Figura 19).

The screenshot shows a software window titled "New document - page 4/4 - PVT parameters". It contains the following fields and values:

- Formation Volume Factor B: 1.18693 (unit: B/STB)
- Viscosity μ : 1.457302 (unit: cp)
- Total compressibility c_t : 1.1093E-5 (unit: psi-1)

Below these fields is a section titled "Calculate from a PVT Correlation" which includes a calculator icon, three checked checkboxes for B, μ , and c_t , and a "Formation compressibility c_f " field with the value 1.1021E-6 and unit psi-1. At the bottom of the window are buttons for "Help", "<< Back", "Create >>", and "Cancel".

Figura 19. Ventana de ingreso de parámetros PVT del fluido. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

Los valores ingresados anteriormente corresponden a la etapa general para todos los pozos, la diferencia radica en las pruebas de DrawDown y Build Up que se ingresaron en la sección “QAQC Data”.

❖ **Definición de los periodos de producción y cierre.**

Dentro de la sección “QAQC Data” se seleccionó el ítem “Load”, luego se copió los valores de la prueba de presión y se seleccionó “Clipboard” para que se peguen los datos de las pruebas, posteriormente se presionó “Next”. En el formato de líneas se aplicó “Field” para poder configurar cada columna de datos.

✓ **Pozo LGA-012**

En la Figura 20 se puede observar que la prueba tiene 118 mediciones que inicia 25/11/2022 a las 11:46:34 am con una presión Drawdown de 4010.33 Psi y termina el 27/11/2022 a las 13:46:34 pm con una presión de fin de Build Up de 3951.48 Psi.

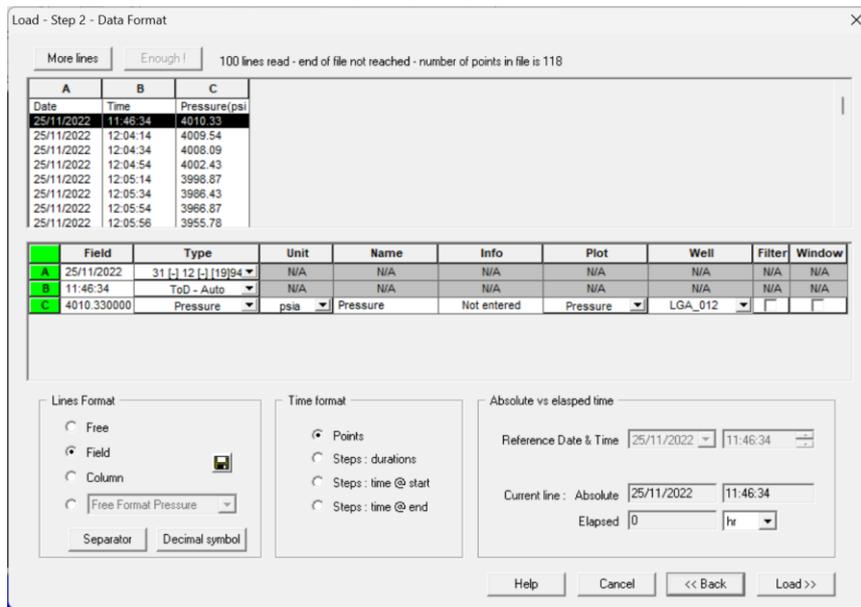


Figura 20. Ajuste de los datos de la prueba de presión del pozo LGA-012. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

Los valores de las tasas de flujo para cada periodo de tiempo se pueden visualizar en la Figura 21, la tasa de 915 barriles de fluido se registró hasta las 12 horas, y hasta las 18.5 horas se incrementó a 1214.58 barriles de fluido denotado en color verde el Drawdown. En periodo de Build Up inicia a las 30.5 horas hasta la hora 50 y está representado de color rojo.

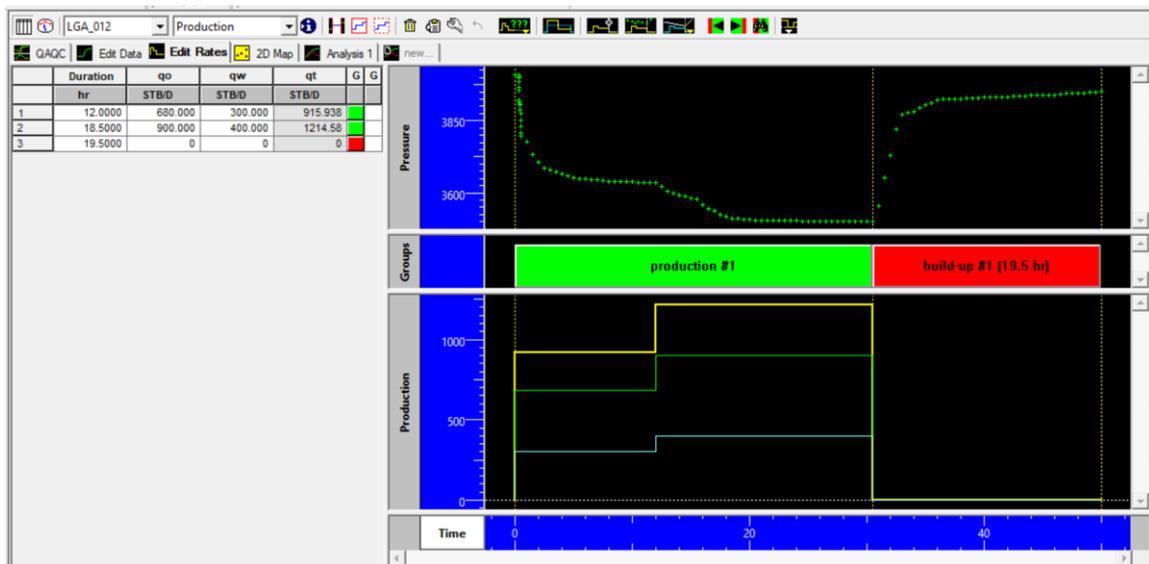


Figura 21. Definición de los intervalos de producción y cierre del pozo LGA-012. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

✓ **Pozo LGA-019**

En la Figura 22 se puede observar que la prueba tiene 146 mediciones que inicia el 17/8/2022 a las 19:05:50 pm con una presión Drawdown de 3916.78 Psi y termina el 20/8/2022 a las 19:05:50pm con una presión de fin de Build Up de 3904.67 Psi.

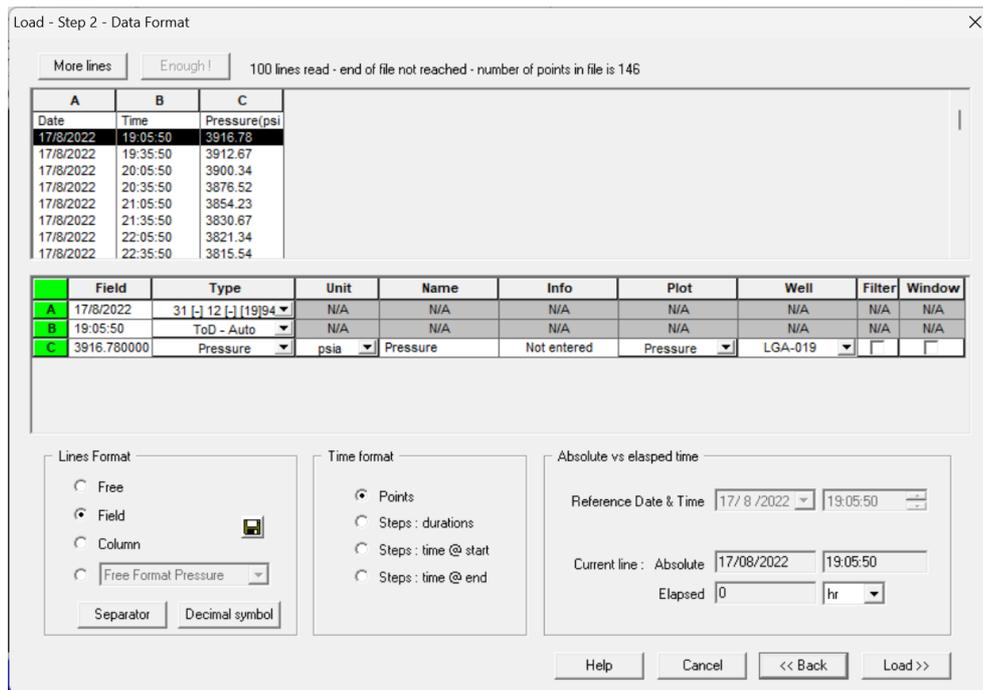


Figura 22. Ajuste de los datos de la prueba de presión del pozo LGA-019. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

Los valores de las tasas de flujo para cada periodo de tiempo se pueden visualizar en la Figura 23, dónde el periodo de Drawdown inicia con 828.646 bfpd y la tasa de petróleo aumentó 210 bpd hasta las 24.5 horas, posteriormente la tasa se reduce a 859.6 bfpd hasta las 47.5 horas, luego inicial el periodo de Build Up y tiene una duración de 24.5 horas.

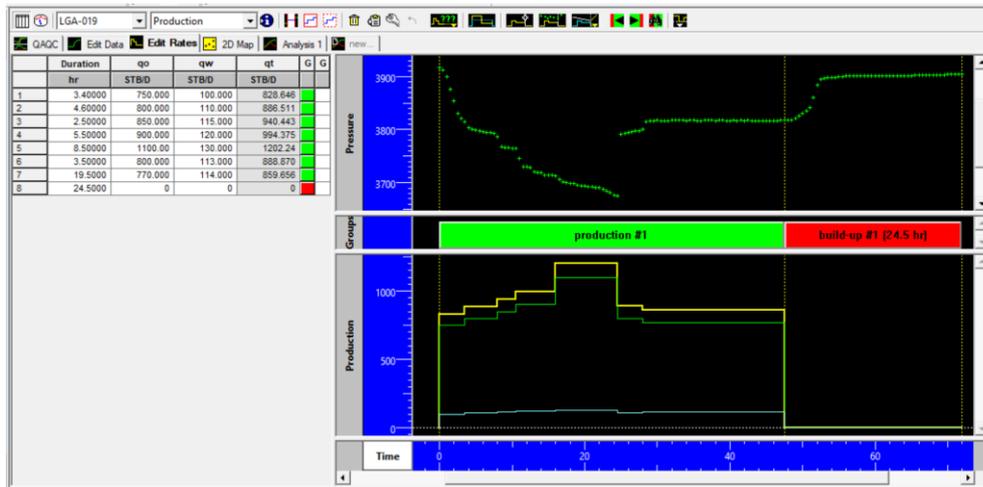


Figura 23. Definición de los intervalos de producción y cierre del pozo LGA-019. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

✓ *Pozo LGA-028*

En la Figura 24 se puede observar que la prueba tiene 131 mediciones que inicia el 11/12/2022 a las 16:35:43pm con una presión Drawdown de 3700.76Psi y termina el 14/12/2022 a las 03:55:43am con una presión de fin de Build Up de 3259.64 Psi.

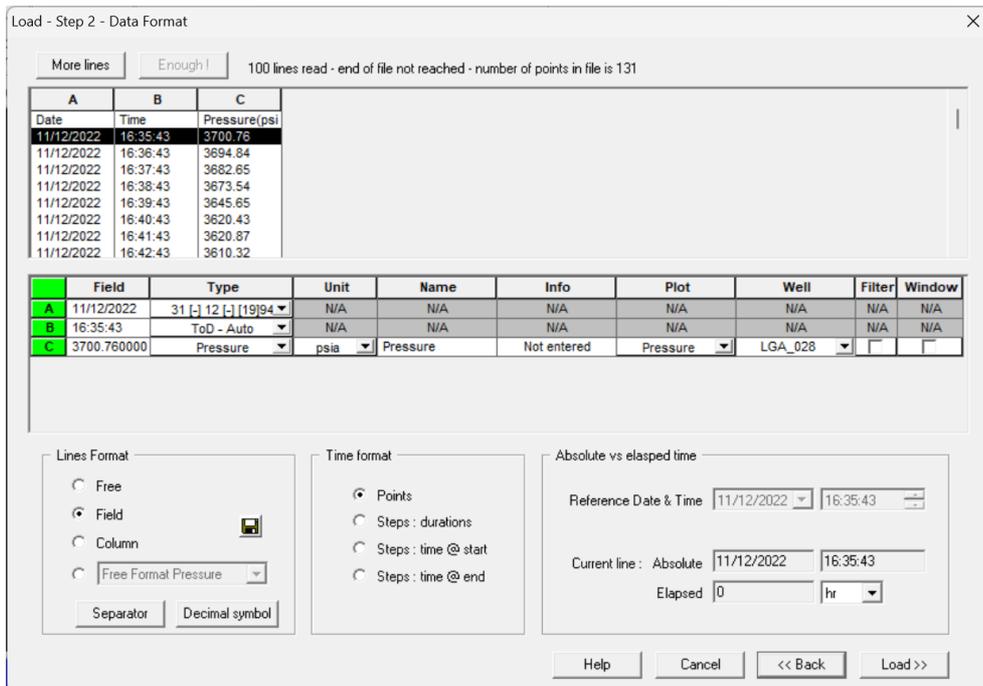


Figura 24. Ajuste de los datos de la prueba de presión del pozo LGA-028. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

Los valores de las tasas de flujo para cada periodo de tiempo se pueden visualizar en la Figura 25, el primer periodo de Drawdown se da hasta las 11.5 horas, luego inicia el periodo de Build Up con una duración de 32.3 horas. Finalmente, inicia el segundo periodo de Drawdown con una duración de 15 horas.

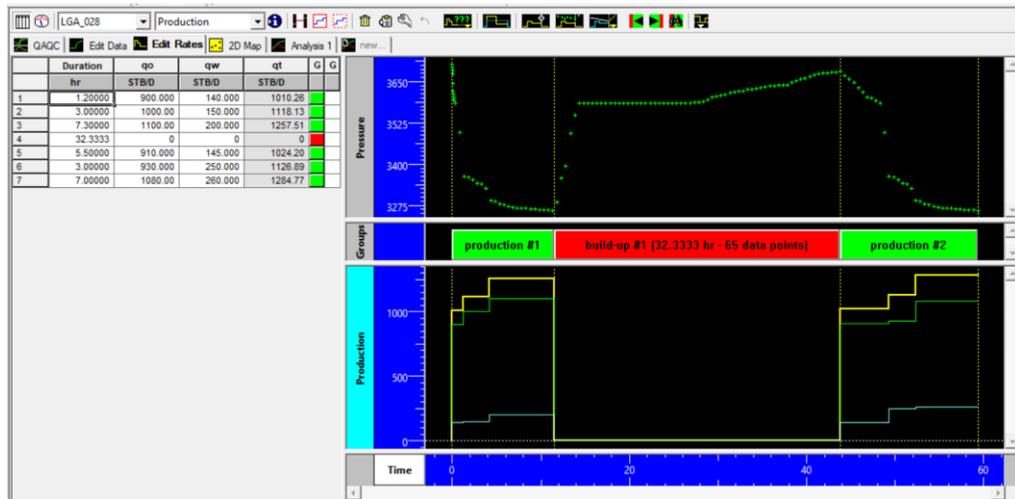


Figura 25. Definición de los intervalos de producción y cierre del pozo LGA-028. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

✓ *Pozo LGA-033*

En la Figura 26 se puede observar que la prueba tiene 131 mediciones que inicia el 15/12/2022 a las 06:58:22am con una presión Drawdown de 3800.34Psi y termina el 20/12/2022 a las 11:58:22am con una presión de fin de Build Up de 3775.23Psi.

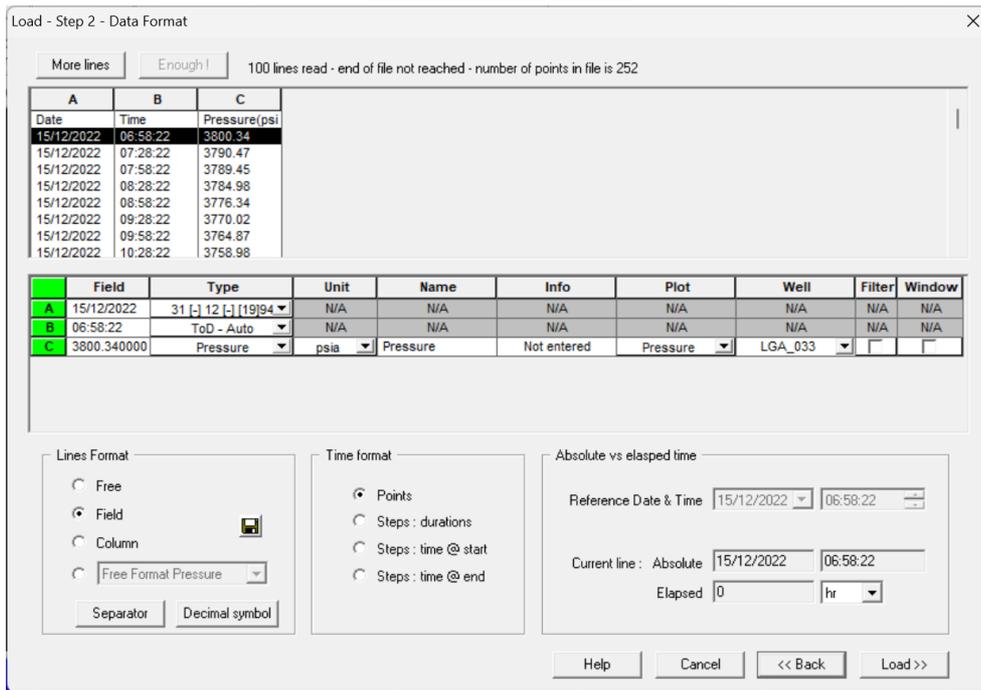


Figura 26. Ajuste de los datos de la prueba de presión del pozo LGA-033. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

El primer periodo de Drawdown tiene una duración de 49.5 horas, luego sigue el primer ciclo de Build Up con una duración de 22 horas. Posteriormente, se repite un ciclo de Drawdown de 30 horas y Build Up de 23.5 horas. La producción del segundo periodo de Drawdown existe una reducción de 13 bfpd.

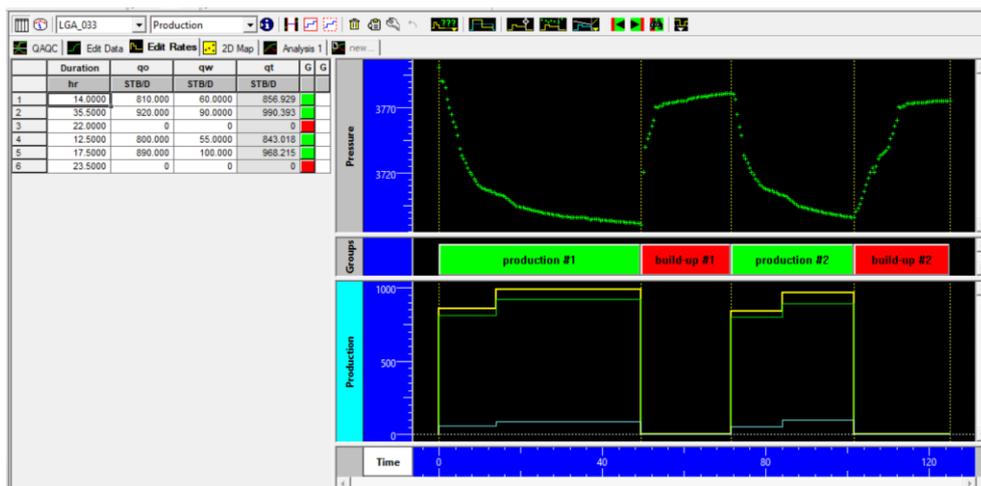


Figura 27. Definición de los intervalos de producción y cierre del pozo LGA-033. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

❖ **Diseño y consideraciones para el procesamiento de las pruebas de pozos.**

✓ *Extracción de la derivada Dp*

La extracción de la derivada Dp consiste en calcular la tasa de cambio de la presión en un pozo respecto al tiempo. Esta información es fundamental para evaluar la capacidad de producción del pozo y entender cómo factores temporales influyen en su desempeño. Los parámetros que se fijaron son: “Smoothing = 0” y la filtración “puntos/ciclo = 100”.

✓ *Modelo de interpretación*

El modelo de interpretación se refiere a un conjunto de ecuaciones y suposiciones matemáticas utilizadas para analizar los datos recolectados durante una prueba de pozo. Estos modelos permiten traducir los datos en información significativa sobre la formación del reservorio como la permeabilidad y el daño en el pozo que sirven para la toma de decisiones en la gestión de yacimientos petroleros. El modelo que se implementó es: “Constant Wellbore Storage”, “Changing Storage (Hegeman) para el empate” y “Vertical-Limited entry”.

✓ *Regresión*

La regresión es una técnica estadística que sirve para el análisis de pruebas de pozos. Se utiliza para ajustar modelos matemáticos a los datos recopilados durante la prueba, lo que facilita la identificación de patrones y tendencias y, en última instancia, mejora la interpretación de los resultados de manera logarítmica.

✓ *Sensibilidad*

La sensibilidad permite conocer la relación a la permeabilidad y el daño en la formación Hollín inferior, lo cual permite comprender cómo estos factores afectan la producción del pozo. Con la evaluación de la sensibilidad ayuda a determinar la calidad de la formación y a tomar decisiones para optimizar la producción de petróleo. En este caso se fijaron valores superiores e inferiores a los que se determinaron para cada pozo.

3.3.2 Proceso de simulación en el software Topaze

❖ Diseño del reservorio.

En la Figura 28 se observa el mapa de profundidad y espesor ingresado al software Topaze mediante un archivo tipo (BMP), donde se definió un total de 1050 celdas de tipo hexagonal. Luego se definió el área correspondiente al Well Pad “B” y se seleccionó los pozos LGA-012,019,028 y 033 como se visualiza en la grilla de color amarillo.

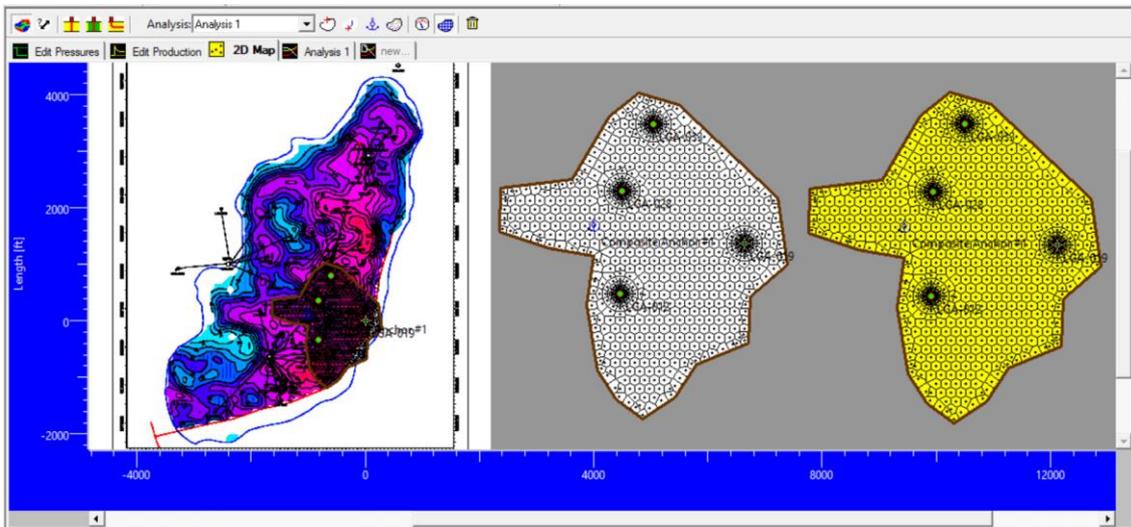


Figura 28. Selección del Well Pad y pozos del campo Lago Agrío. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

Además, se agregaron las mismas propiedades del proceso de Saphir y la fecha de simulación se tomó como referencia el 17/8/2022 correspondiente al pozo LGA-019 debido a que es la que se realizó en primera instancia. Luego, se ingresaron los historiales de presiones de las pruebas de Drawdown, Build Up y las producciones.

❖ Extracción de los periodos de tiempo para el análisis.

En la Figura 29 se puede visualizar la sección de los intervalos producción y cierre, donde se estableció un Smoothing de “0” para no alterar las mediciones obtenidas en cada prueba y predecir el comportamiento en un contexto real. Adicionalmente, se consideró la presión inicial con la que empieza cada prueba. En las opciones de presión también se utilizó “Use intake” para una profundidad de 0 ft debido a que esto se enfoca en las condiciones de

superficie, los parámetros de la filtración se fijaron en 100 puntos por ciclo y la relación umbral de tasa en 0.0001 como lo define el simulador.

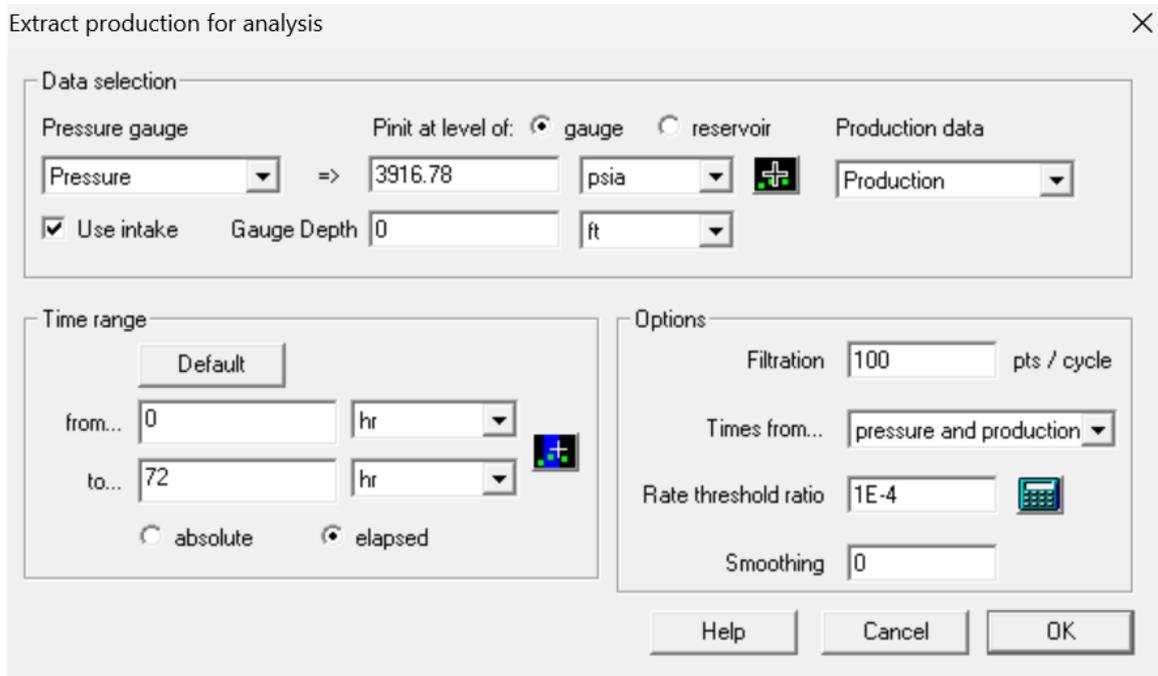


Figura 29. Intervalos para análisis. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

Por otra parte, en esta sección se verificó que los valores del rango de tiempo inicien en 0 y concuerde con la última medición de la prueba para cada pozo en estudio. Este procedimiento se realiza para corroborar que todos los valores se encuentren delimitados por la región de análisis, en este caso va de 0 a 72 horas.

Respecto a las opciones de “absolute” y “elapsed” representan el tiempo, en este caso se encuentra en horas. Estas opciones muestran el intervalo de tiempo en base a las fechas.

❖ **Ajuste del modelo con los pozos.**

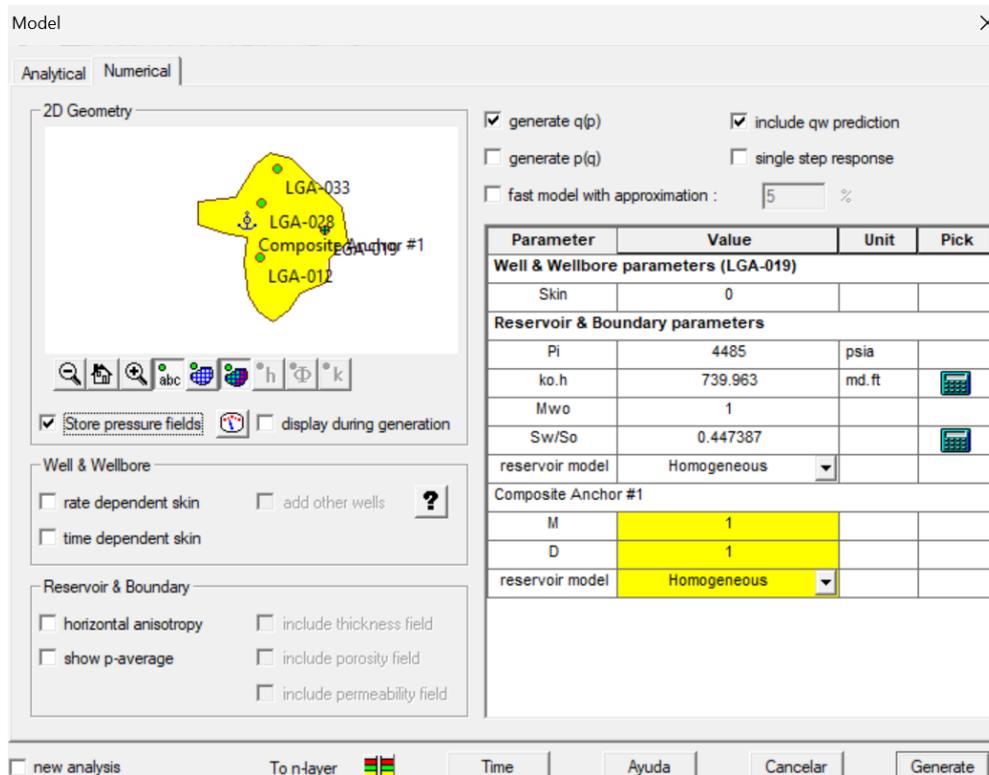


Figura 30. Ajuste del modelo de simulación. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

En la Figura 30 se detalla la selección del modelo “Numerical” y la vista del mapa con los pozos donde se activó las celdas de “Store pressure fields”, “generate q(p)” e “include qw prediction” para lograr un ajuste efectivo en base a los historiales de cada pozo.

Además, para cada pozo se fijó la presión del reservorio de 4485 Psi y el daño de la formación 0 ya que estas opciones se colocan por defecto y se cambió para predecir el comportamiento del fluido cuando no existe daño en la formación. En cuanto a los valores de la permeabilidad por espesor, relaciones de saturaciones se dejan por defecto debido a que se estiman en función de los procesos anteriores al modelo.

❖ **Regresión de parámetros.**

Improve

Parameter	Minimum	Value	Maximum	Unit
Well & Wellbore parameters (LGA-019)				
Skin	<input checked="" type="checkbox"/>	-5	0	10
Reservoir & Boundary parameters				
Pi	<input checked="" type="checkbox"/>	448.5	4485	44850 psia
k	<input checked="" type="checkbox"/>	1.3475	13.475	134.75 md
Composite Anchor #1				
M	<input checked="" type="checkbox"/>	0.1	1	10
D	<input checked="" type="checkbox"/>	0.1	1	10

Weight

improve on rates 1

improve on cumul. 1

improve on pressures 1

Select Regression Points Help Cancel Run

Figura 31. History matching de los parámetros de regresión. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

En la Figura 31 se puede visualizar cómo se definió el ajuste final de los parámetros para obtener las curvas de Fetkovich y estimación del factor de recobro, en este caso se seleccionó “improve on rates” e “improve on cumulative production”. Además, se debe comprobar que la presión inicial del reservorio y el daño de formación coincidan con los valores definidos en la sección del modelo, en el caso de que se cambie se debe repetir el proceso para que la regresión no se vea afectada y obtener un menor porcentaje de error.

En este caso se puede observar del pozo LGA-019 pero el proceso es similar para los demás pozos, la diferencia radica en seleccionar en el mapa como pozo de referencia para que se cargue automáticamente los valores de la producción y presiones.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

✓ *Pozo LGA-012*

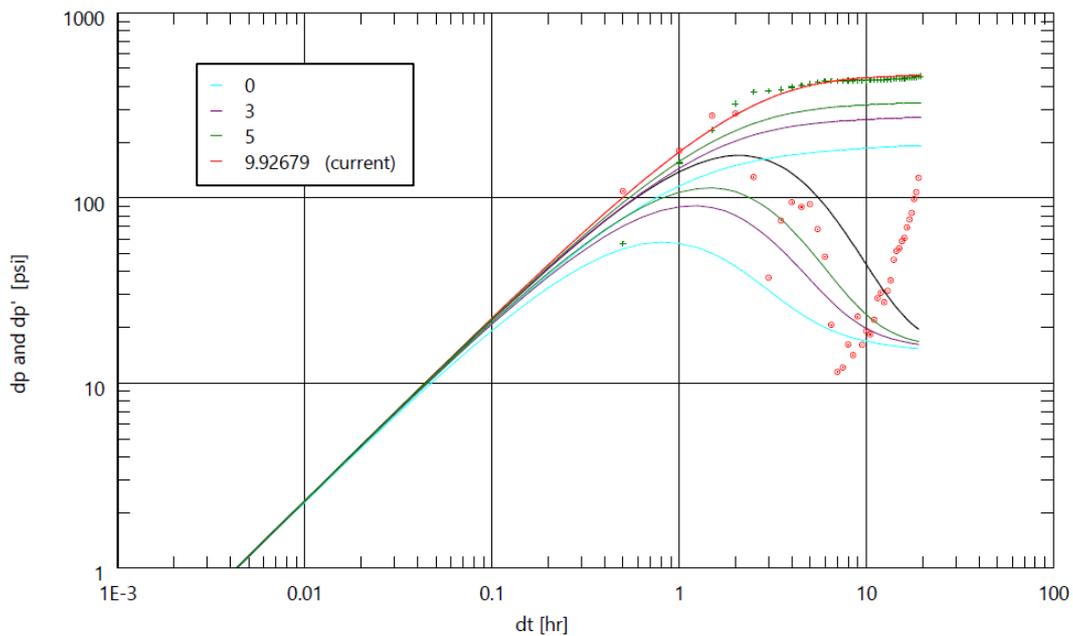


Figura 32. Sensibilidad al daño de formación: variación de presión (dp y dp') vs variación de tiempo (t). Elaboración propia mediante software de simulación Shapir.

En la Figura 32 se observa que el daño actual de la formación es de 9.92679, con el cual existe una alta caída de presión en comparación con un daño de 0, donde se obtiene una menor variación o caída de presión. Se puede decir que conforme aumenta la variación o caída de presión, el daño es mayor. Esto se debe a que el reservorio cerca del pozo ha sido invadido por el fluido de perforación y la permeabilidad efectiva alrededor del pozo disminuye.

El daño de formación puede no mantenerse constante con el tiempo. Durante la etapa de limpieza en una prueba de presión, es común que la cantidad de daño disminuya. Por otro lado, después de largos períodos de tiempo, es posible que los pozos completados experimenten dificultades y una disminución en la producción, lo que podría llevar a un aumento del daño.

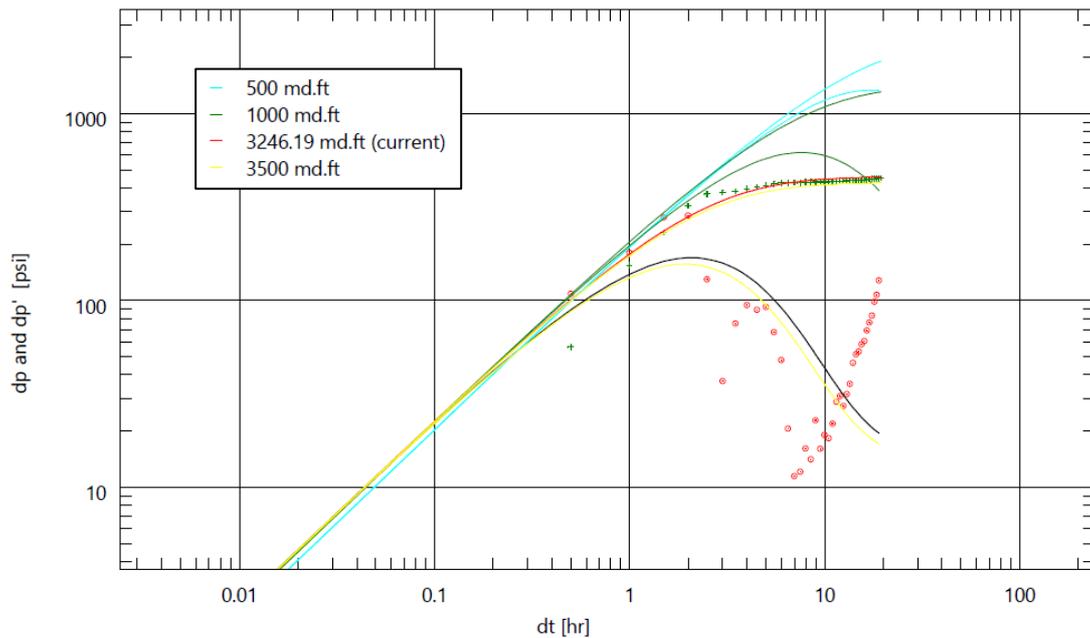


Figura 33. Sensibilidad al producto permeabilidad-espesor de la formación: variación de presión (dp y dp') vs variación de tiempo (dt). Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

La Figura 33 muestra que el producto permeabilidad-espesor de la formación actual es de 3246.19 md.ft, con el que se obtiene una baja caída o variación de presión, mientras que con un producto permeabilidad-espesor de la formación de 500 md.ft, se obtiene una alta caída de presión. Por lo tanto, se concluye que mientras mayor sea el producto permeabilidad-espesor de la formación, menor será la variación o caída de presión en el reservorio. Esto se debe a que un mayor producto permeabilidad-espesor indica una mayor capacidad de la formación para permitir que el fluido fluya a través de ella. En otras palabras, una formación con una alta permeabilidad y un espesor sustancial permite que el fluido se desplace más fácilmente. Como resultado, se requiere menos esfuerzo para mantener la presión en el reservorio, lo que se refleja en una menor variación de presión en la curva. En cambio, en formaciones con un producto permeabilidad-espesor

menor, la caída de presión será más pronunciada, ya que el fluido encuentra más resistencia para fluir a través de la formación.

✓ **Pozo LGA-019**

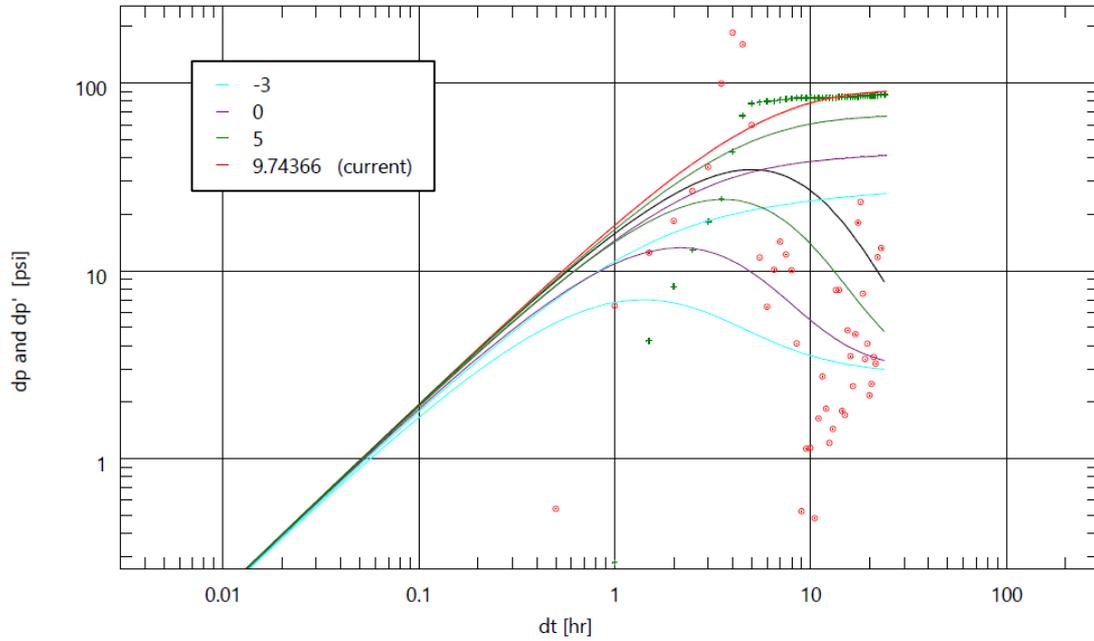


Figura 34. Sensibilidad al daño de formación: variación de presión (dp y dp') vs variación de tiempo (t.). Elaboración propia mediante software de simulación Shapir.

En la Figura 34 se observa que el daño actual de la formación es de 9.74366, con el cual existe una alta caída de presión en comparación con un daño de -3, donde se obtiene una menor variación o caída de presión.

Esto se debe a que una alta caída de presión en comparación con una menor variación o caída de presión en una curva de sensibilidad al daño de formación causada por las diferencias en la capacidad del yacimiento para producir fluidos. Un daño de formación positivo indica que se está restringiendo la producción, lo que resulta en una mayor caída de presión, mientras que un daño de formación negativo implica una mejora en la producción, lo que resulta en una menor variación de la presión.

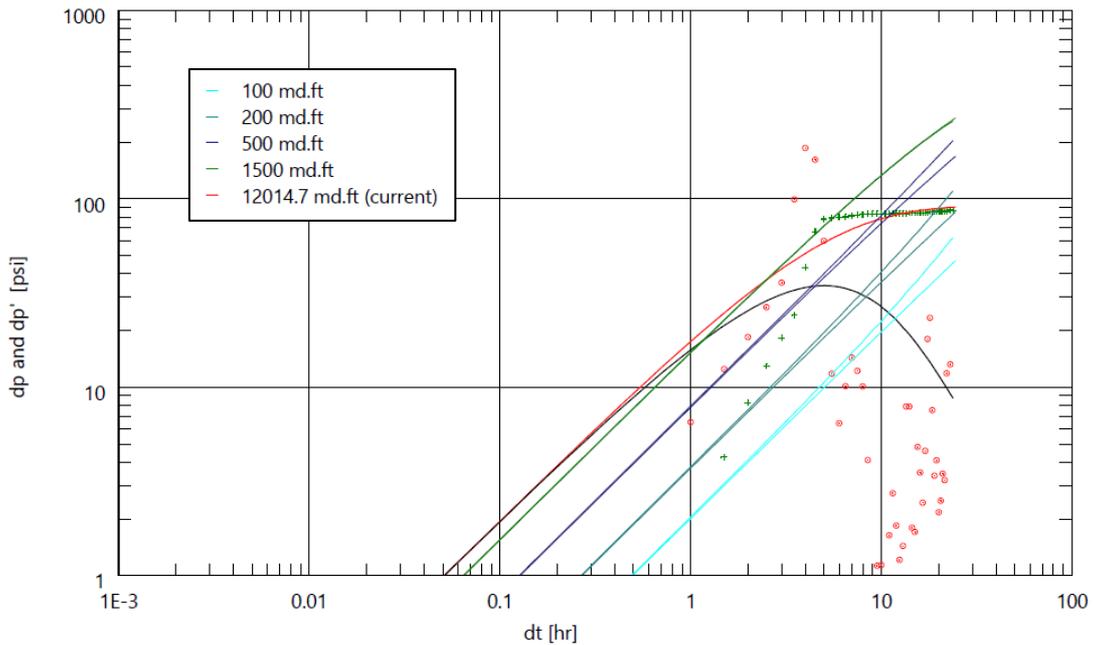


Figura 35. Sensibilidad al producto permeabilidad-espesor de la formación: variación de presión (dp y dp') vs variación de tiempo (dt). Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

La Figura 35 muestra que el producto permeabilidad-espesor de la formación actual es de 12014.7 md.ft, con el que se obtiene una baja caída o variación de presión, mientras que con un producto permeabilidad-espesor de la formación de 100 md.ft, se obtiene una alta caída de presión.

El producto de permeabilidad-espesor de la formación es un indicador crítico de la capacidad de un yacimiento para mantener la presión durante la producción. Un producto de permeabilidad-espesor bajo (como 100 md.ft) indica una baja capacidad de producción y, por lo tanto, una alta caída de presión, mientras que un producto de permeabilidad-espesor alto (como 12014.7 md.ft) indica una alta capacidad de producción y, por lo tanto, una baja caída de presión.

✓ *Pozo LGA-028*

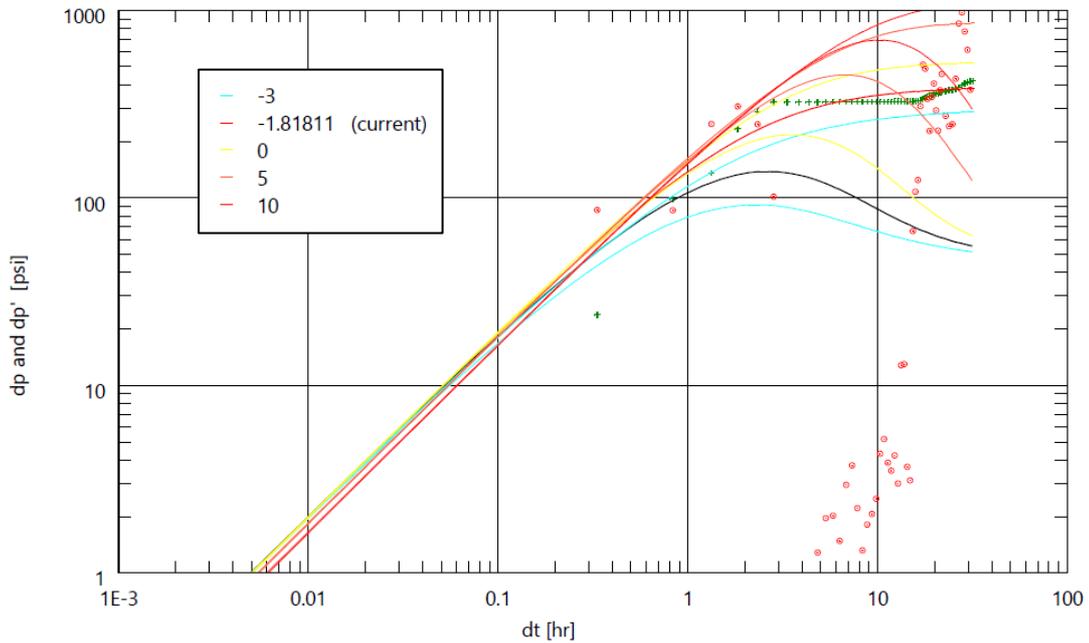


Figura 36. Sensibilidad al daño de formación: variación de presión (dp y dp') vs variación de tiempo (t). Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

En la Figura 36 se observa que el daño actual de la formación es de -1.81811, con el cual existe una baja caída de presión en comparación con un daño de 10, donde se obtiene una mayor variación o caída de presión, esto se debe a que el daño negativo mejora la capacidad del yacimiento para producir fluidos y mantener la presión, mientras que el daño positivo restringe esta capacidad y conduce a una mayor caída de presión a lo largo del tiempo.

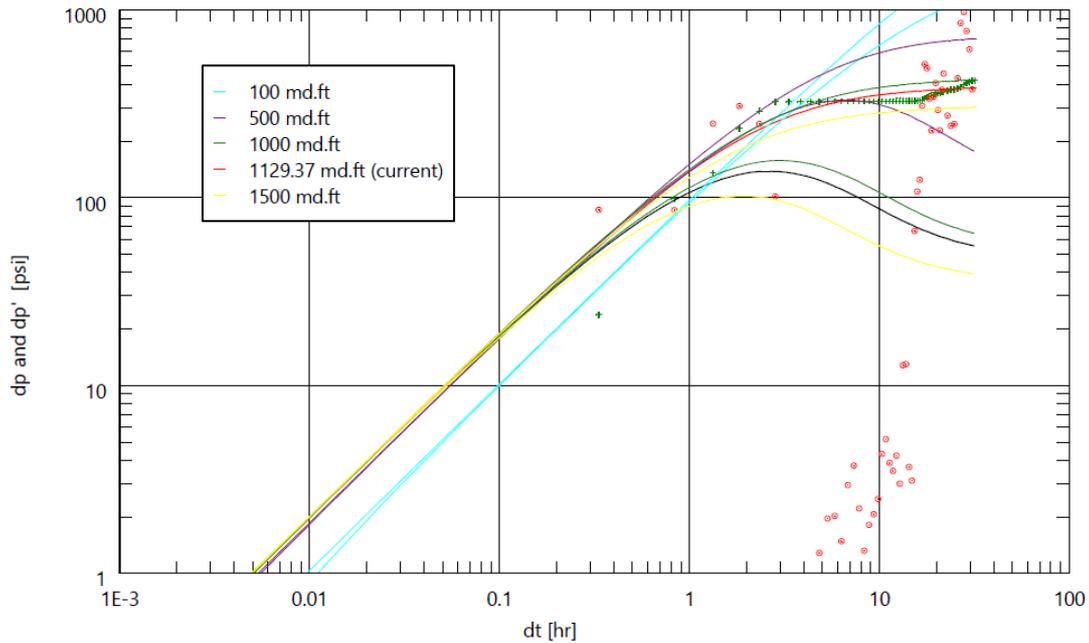


Figura 37. Sensibilidad al producto permeabilidad-espesor de la formación: variación de presión (dp y dp') vs variación de tiempo (dt). Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

La Figura 37 muestra que el producto permeabilidad-espesor de la formación actual es de 1129.37 md.ft, con el que se obtiene una baja caída o variación de presión, mientras que con un producto permeabilidad-espesor de la formación de 100 md.ft, se obtiene una alta caída de presión.

En conclusión, un producto de permeabilidad-espesor de la formación más alto indica una mayor capacidad de producción y, por lo tanto, una baja caída de presión, mientras que un producto de permeabilidad-espesor más bajo indica una capacidad de producción limitada y, por lo tanto, una alta caída de presión.

✓ *Pozo LGA-033*

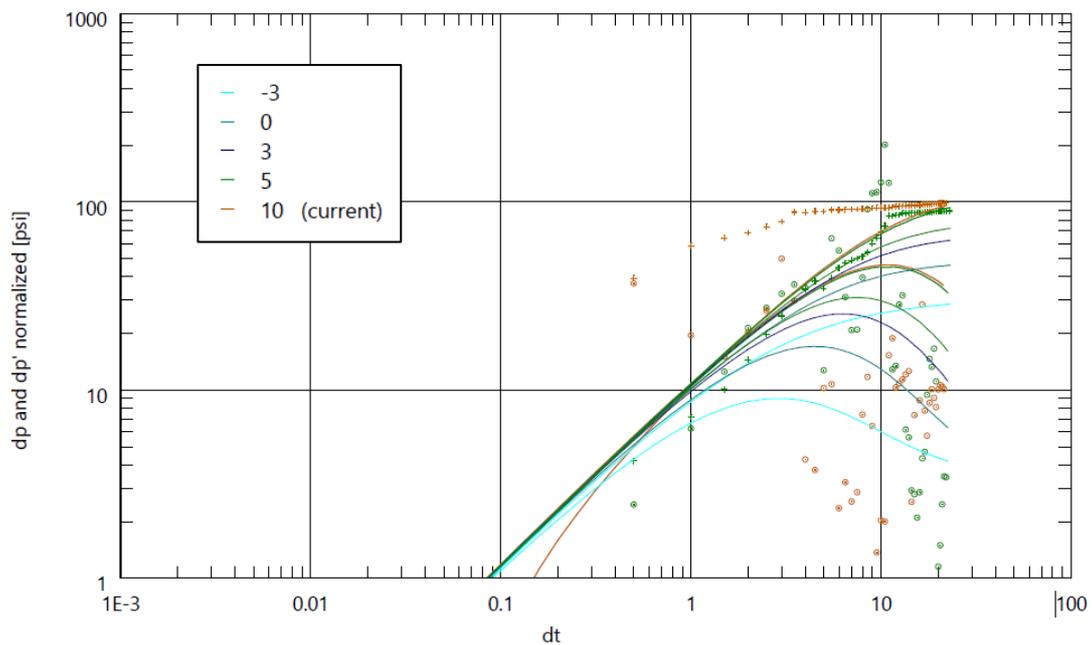


Figura 38. Sensibilidad al daño de formación: variación de presión (dp y dp') vs variación de tiempo (t). Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

En la Figura 38 se observa que el daño actual de la formación es de 10, con el cual existe una alta caída de presión en comparación con un daño de -3, donde se obtiene una menor variación o caída de presión. Podemos afirmar que a medida que la variación o pérdida de presión aumenta, el nivel de daño se incrementa, esto se debe a la invasión del fluido de perforación en las proximidades del pozo, lo que conlleva a una disminución en la permeabilidad efectiva alrededor del pozo. Es importante destacar que el daño de formación no permanece constante en el tiempo; durante la etapa de limpieza en una prueba de presión, es común observar una reducción en la cantidad de daño. Por otro lado, en el transcurso de largos periodos, es posible que los pozos completados experimenten dificultades y una disminución en la producción, lo que podría resultar en un aumento en el nivel de daño

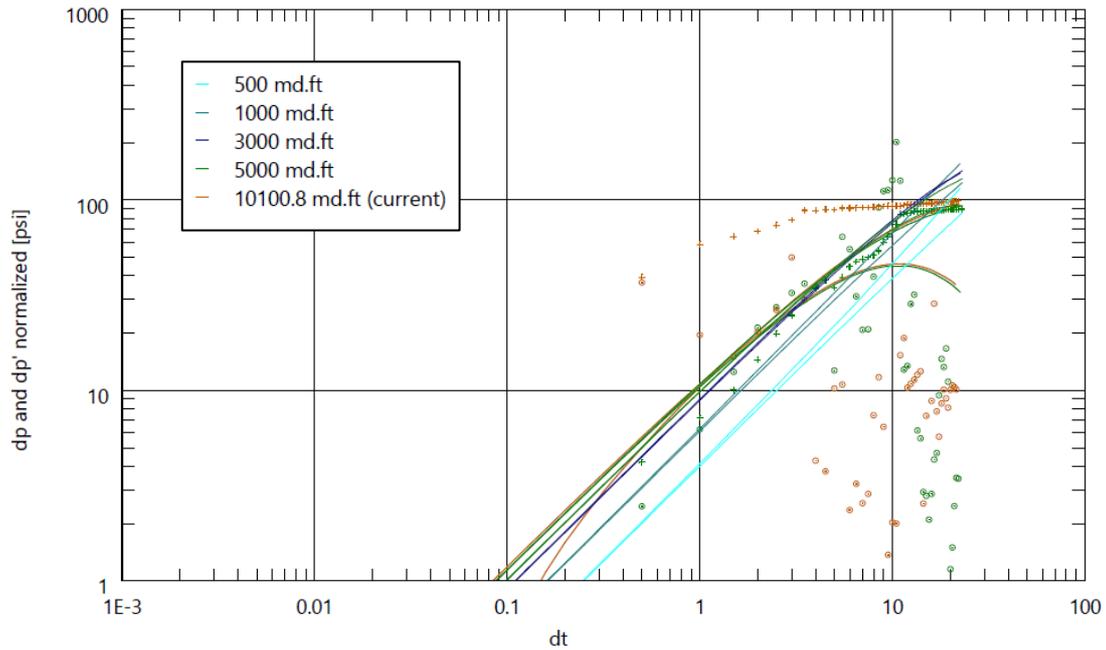


Figura 39. Sensibilidad al producto permeabilidad-espesor de la formación: variación de presión (dp y dp') vs variación de tiempo (dt). Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

La Figura 39 muestra que el producto permeabilidad-espesor de la formación actual es de 10100.8 md.ft, con el que se obtiene una baja caída o variación de presión, mientras que con un producto permeabilidad-espesor de la formación de 100 md.ft, se obtiene una alta caída de presión.

En consecuencia, es posible concluir que a medida que aumenta el producto de permeabilidad por espesor de la formación, disminuye la variación de presión en el yacimiento. Este fenómeno se explica por la mayor capacidad de la formación para permitir el flujo de fluidos cuando el producto de permeabilidad-espesor es elevado. En otras palabras, una formación con alta permeabilidad y un espesor significativo facilita el desplazamiento del fluido, lo que reduce la necesidad de aplicar esfuerzos adicionales para mantener la presión en el yacimiento. Esto se traduce en una menor fluctuación de presión en la representación gráfica. Por el contrario, en formaciones con un producto de permeabilidad-espesor más bajo, la caída de presión será más acentuada debido a la mayor resistencia que el fluido encuentra al atravesar la formación.

4.2 ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DEL RESERVORIO Y PRODUCCIÓN

✓ POZO LGA-012

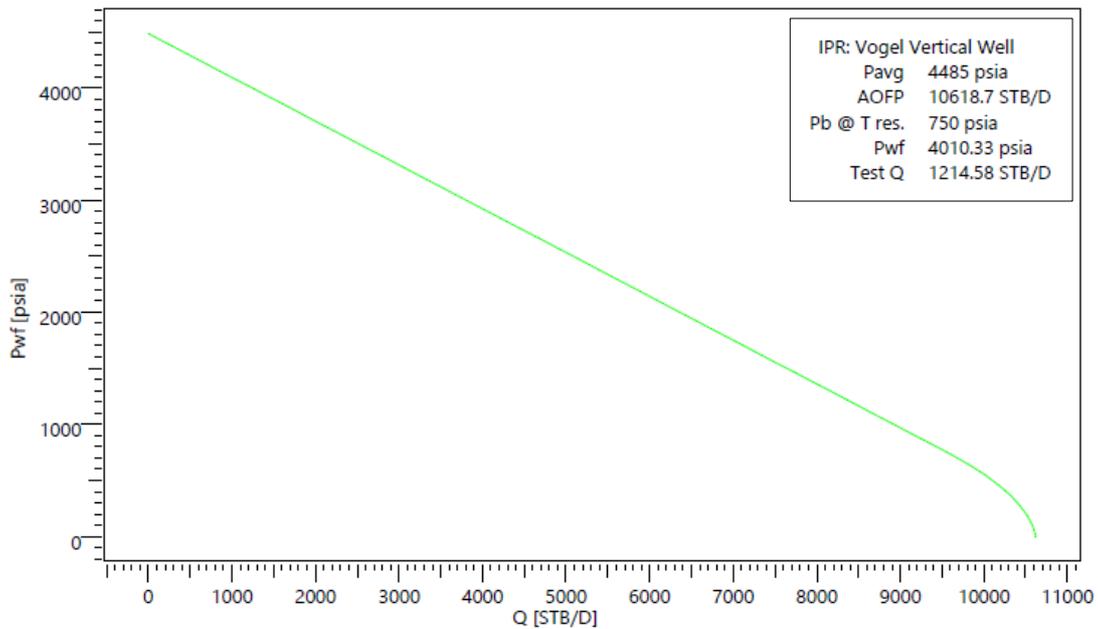


Figura 40. Curva Inflow Performance Relationship. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

La Figura 40 muestra cómo la tasa de producción (caudal) de petróleo cambia a medida que varía la presión en el yacimiento. Se observa que, para el caudal de 0 bpd, tenemos una presión inicial de 4485 psi. La presión disminuye constantemente, hasta alcanzar un valor de 0 psi, en la que se obtiene un caudal de 10600 bpd.

Este comportamiento se debe a que cuando un pozo de petróleo se pone en producción, la presión inicial en el yacimiento es alta, lo que proporciona la energía necesaria para que el petróleo fluya hacia el pozo. A medida que se extrae petróleo del yacimiento, la presión en el yacimiento disminuye, lo que significa que se necesita menos energía para que el petróleo fluya hacia el pozo. Por lo tanto, a medida que la presión disminuye, el caudal de producción puede aumentar, esto explica por qué en la curva de IPR se observa que la tasa de producción de petróleo aumenta a medida que la presión disminuye.

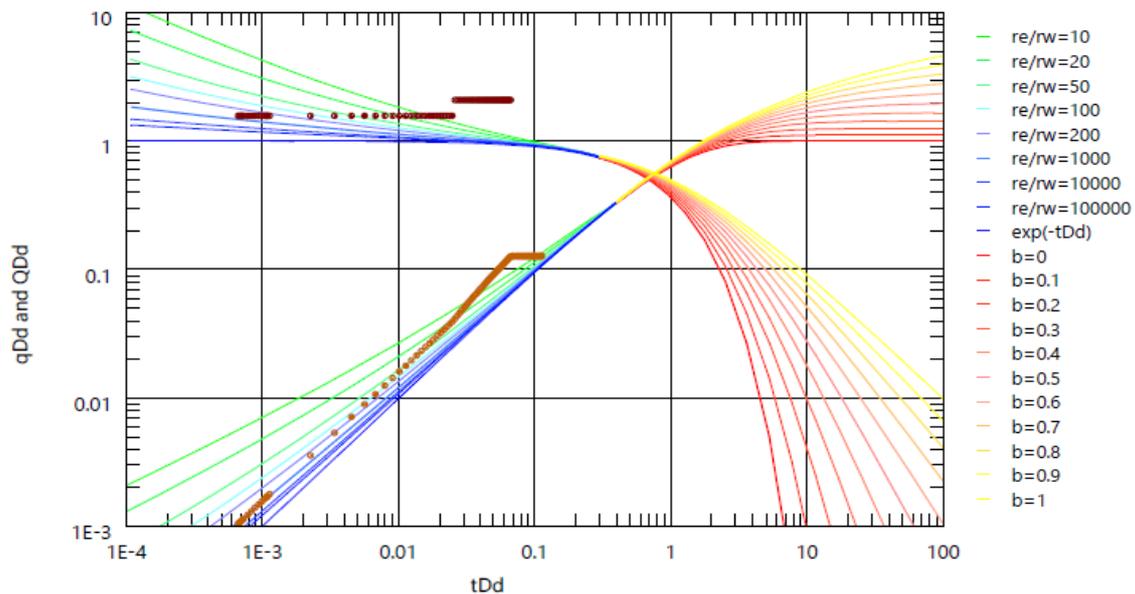


Figura 41. Caudal adimensional de Fetkovich-Arps (qDd) y curvas adimensionales de producción acumulada en declive tipo $NpDd$. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

La Figura 41 muestra el resultado de la tasa de declive y la producción acumulada de declive adimensionales. La curva de tasa de declive de Fetkovich-Arps podría dividirse en dos partes. La parte izquierda cuando $tDd < 0.3$ representa el periodo de flujo transitorio temprano y medio, el cual es principalmente afectado por el radio de drenaje del reservorio adimensional (reD), la curva de tasa de declinación se desplaza hacia abajo con el incremento de reD , y la parte derecha cuando $tDd > 0.3$ representa el flujo dominado por el límite, el cual es el grupo de curvas controlado por el exponente de declinación Arps b . La curva de tasa de declinación se desplaza hacia la derecha cuando b generalmente incrementa.

El caudal adimensional de Fetkovich-Arps (qDd) y las curvas adimensionales de producción acumulada ($NpDd$) son herramientas útiles para evaluar y pronosticar la producción de petróleo y gas en pozos y campos a lo largo del tiempo.

✓ POZO LGA-019

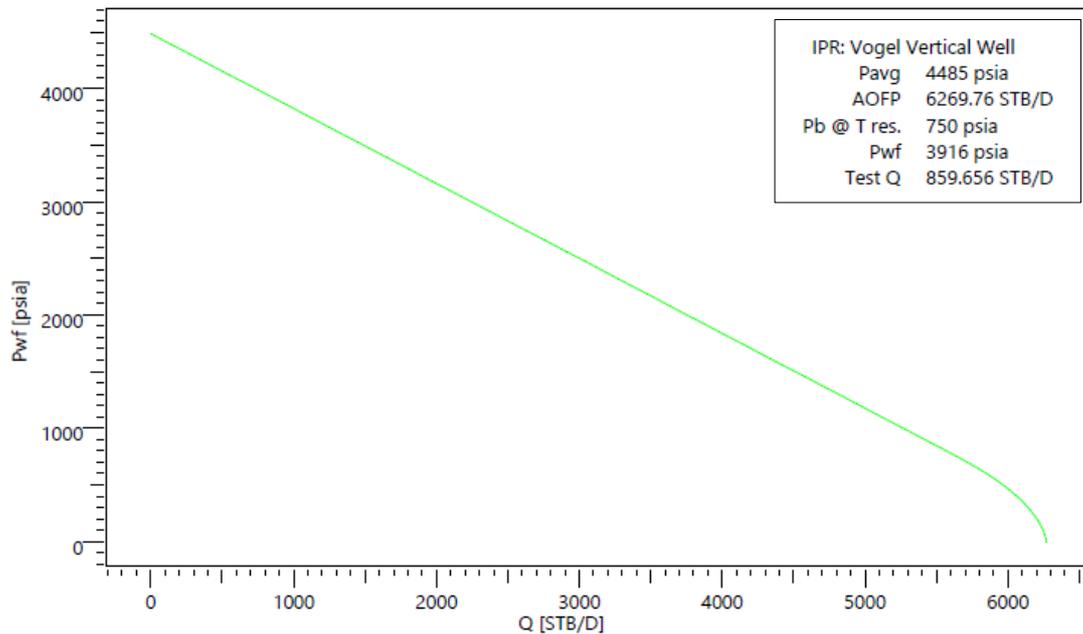


Figura 42. Curva Inflow Performance Relationship. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

La Figura 42 ilustra el cambio de la tasa de producción de petróleo a medida que la presión en el yacimiento varía. Se puede observar que cuando la tasa de producción es de 0 barriles por día (bpd), la presión inicial en el yacimiento es de 4485 psi. Esta presión disminuye de manera constante hasta alcanzar un valor de 0 psi, momento en el cual la tasa de producción llega a 6280 bpd.

Este fenómeno se explica por el hecho de que cuando se inicia la producción de un pozo de petróleo, la presión inicial en el yacimiento es alta, lo que proporciona la energía necesaria para que el petróleo fluya hacia el pozo. A medida que se extrae petróleo del yacimiento, la presión en el yacimiento disminuye, lo que significa que se requiere menos energía para que el petróleo fluya hacia el pozo. En consecuencia, a medida que la presión disminuye, la tasa de producción de petróleo puede aumentar. Esto es lo que explica por qué en la curva IPR se observa un aumento en la tasa de producción de petróleo a medida que la presión disminuye.

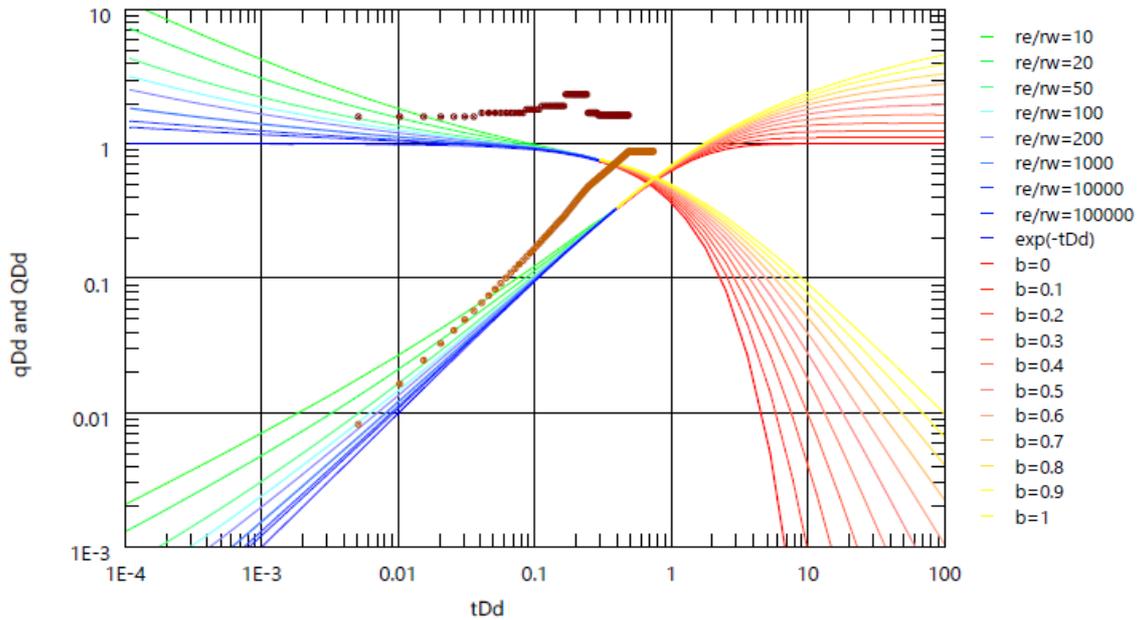


Figura 43. Caudal adimensional de Fetkovich-Arps (q_{Dd}) y curvas adimensionales de producción acumulada en declive tipo N_{pDd} . Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

La Figura 43 presenta los resultados relacionados con la tasa de declive adimensional y la producción acumulada adimensional. La curva de tasa de declive de Fetkovich-Arps puede dividirse en dos segmentos bien definidos. La primera parte, que corresponde a valores de tasa de declive adimensional (t_{Dd}) inferiores a 0.3, representa el período inicial y medio del flujo transitorio. Este período se ve principalmente influenciado por el radio de drenaje del reservorio adimensional (reD). En esta fase, la curva de tasa de declinación se desplaza hacia abajo a medida que aumenta el valor de reD , lo que significa que el comportamiento del pozo está fuertemente influenciado por la geometría del reservorio.

Por otro lado, la segunda parte de la curva, correspondiente a valores de t_{Dd} superiores a 0.3, representa el flujo dominado por el límite. En esta etapa, las curvas están controladas por el exponente de declinación Arps " b ". En general, cuando el valor de " b " aumenta, la curva de tasa de declinación se desplaza hacia la derecha.

Esto sugiere que el comportamiento de declinación del pozo está más relacionado con el exponente " b " en esta fase.

La tasa de declive adimensional y la producción acumulada adimensional, representadas en la figura, son herramientas valiosas para evaluar y prever la producción de petróleo y gas en pozos y campos a lo largo del tiempo. Proporcionan información crucial para comprender cómo diferentes factores, como el radio de drenaje del reservorio y el exponente de declinación Arps "b", afectan el rendimiento de los pozos.

✓ **POZO LGA-028**

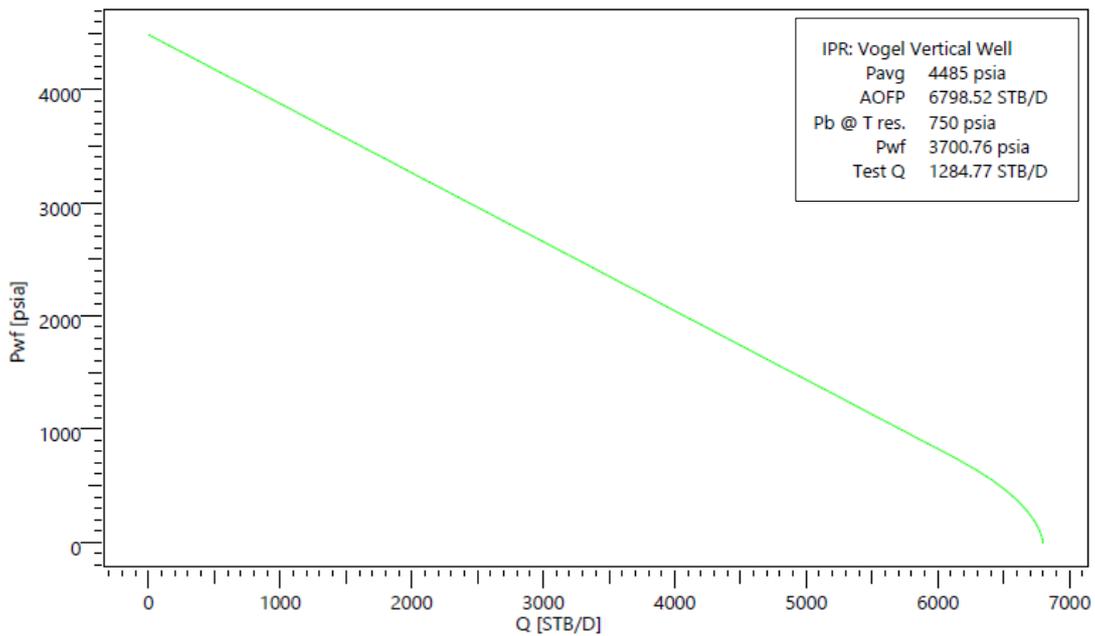


Figura 44. Curva Inflow Performance Relationship. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

La Figura 44 representa cómo varía la tasa de producción de petróleo en función de los cambios en la presión del yacimiento. Se puede notar que cuando la tasa de producción es nula, es decir, 0 barriles por día (bpd), la presión inicial en el yacimiento se sitúa en 4485 psi. Esta presión disminuye de manera constante hasta llegar a un valor de 0 psi, momento en el cual la tasa de producción alcanza los 6800 bpd.

El argumento detrás de esto se basa en la relación inversa entre la presión y la facilidad con la que el petróleo puede fluir desde el yacimiento hacia el pozo. A medida que la presión disminuye, la resistencia al flujo se reduce, permitiendo un aumento en la producción. Por lo tanto, el gráfico IPR es una herramienta valiosa para comprender cómo

la presión influye en la producción de petróleo en un yacimiento, y cómo se debe gestionar la presión para optimizar la producción.

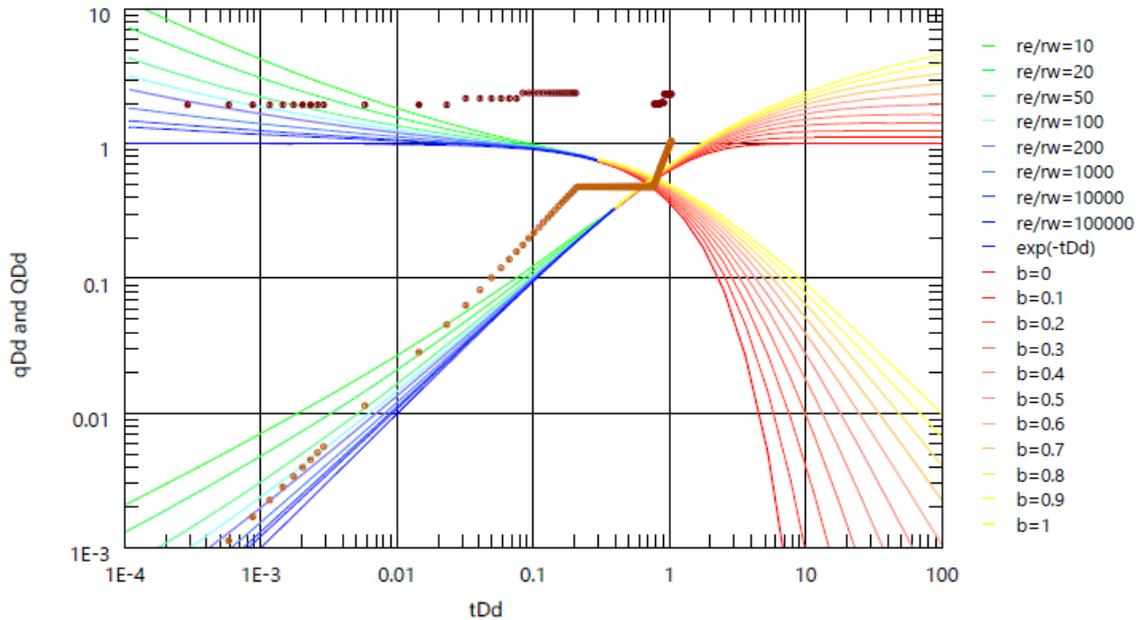


Figura 45. Caudal adimensional de Fetkovich-Arps (qDd) y curvas adimensionales de producción acumulada en declive tipo $NpDd$. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

La Figura 45 presenta los resultados de la tasa de declinación y producción acumulada sin dimensiones, dividiendo la curva de declinación de Fetkovich-Arps en dos segmentos. El primero, con $tDd < 0.3$, refleja el inicio y fase intermedia del flujo influenciado por el radio de drenaje del reservorio. En la segunda parte ($tDd > 0.3$), dominada por la declinación, el exponente "b" controla las curvas. Estas representaciones son valiosas para evaluar la producción de petróleo y gas a lo largo del tiempo y entender cómo factores como el radio de drenaje del reservorio y el exponente "b" impactan en el rendimiento de los pozos.

✓ POZO LGA-033

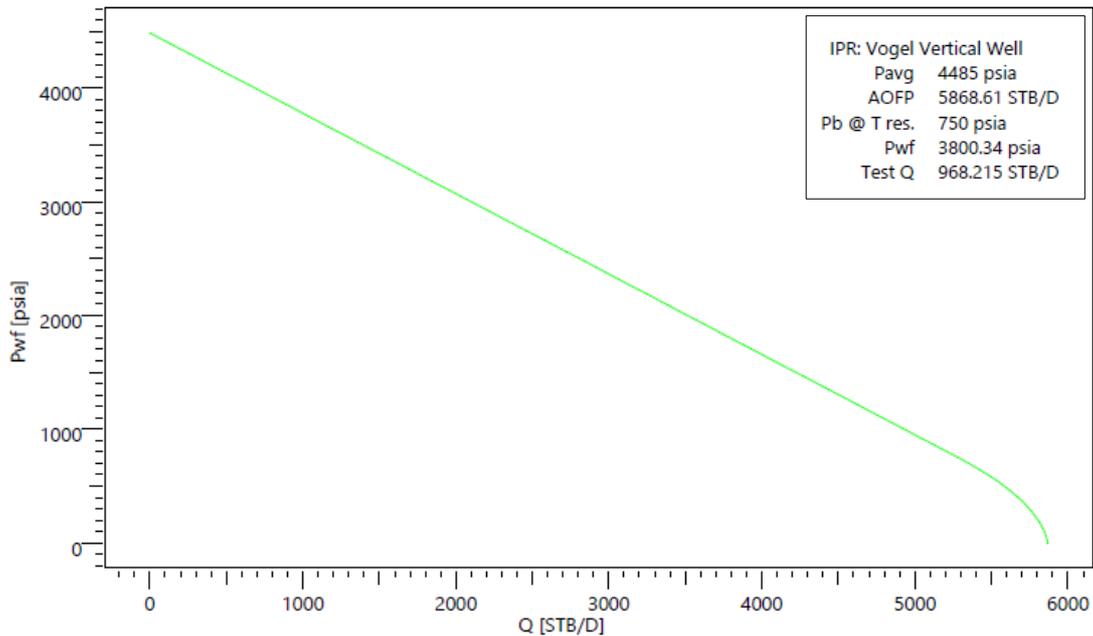


Figura 46. Curva Inflow Performance Relationship. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

La Figura 46 muestra la variación de la tasa de producción de petróleo en relación con los cambios en la presión del yacimiento. Se observa que la presión inicial del yacimiento es de 4485 psi cuando la producción es nula, y disminuye constantemente hasta llegar a 0 psi, momento en el cual la tasa de producción alcanza los 5890 bpd. Este fenómeno se debe a la relación inversa entre la presión y la facilidad de flujo del petróleo desde el yacimiento al pozo. A medida que la presión disminuye, la resistencia al flujo disminuye, lo que permite un aumento en la producción. En resumen, el gráfico IPR es una herramienta valiosa para comprender cómo la presión afecta la producción de petróleo en un yacimiento y cómo se debe gestionar la presión para optimizar la producción.

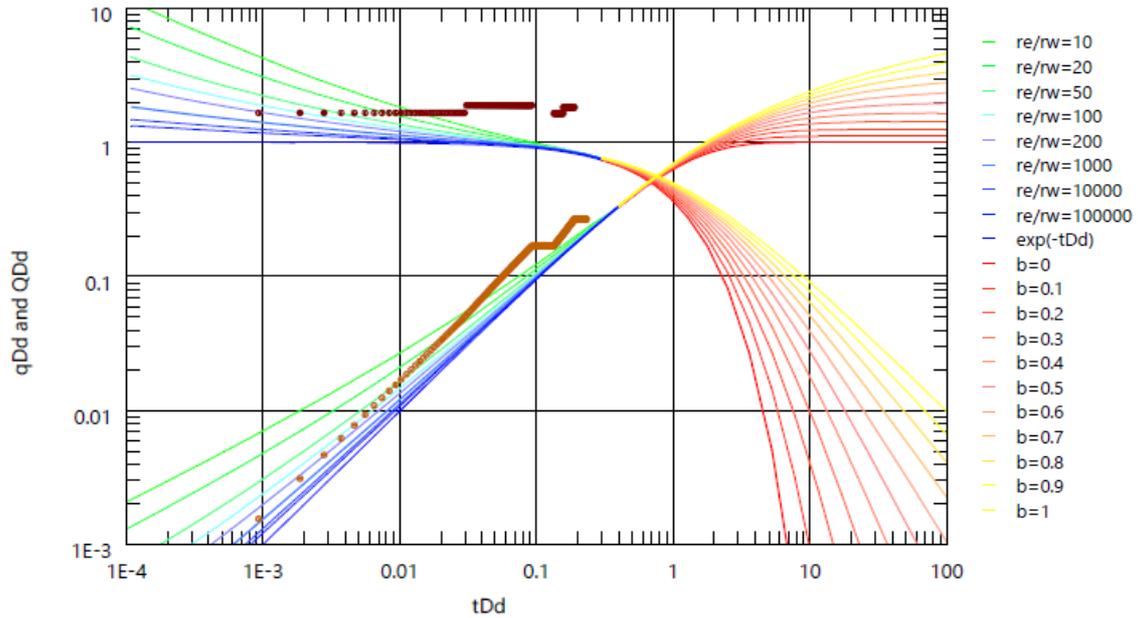


Figura 47. Caudal adimensional de Fetkovich-Arps (q_{Dd}) y curvas adimensionales de producción acumulada en declive tipo N_{pDd} . Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

La Figura 47 exhibe los resultados de la tasa de declinación y la producción acumulada sin dimensiones, dividiendo la curva de declinación de Fetkovich-Arps en dos secciones. La primera sección, con $t_{Dd} < 0.3$, representa el comienzo y la fase intermedia del flujo, siendo influenciada por el radio de drenaje del reservorio. La segunda sección ($t_{Dd} > 0.3$) está caracterizada por la declinación y se ve controlada por el parámetro "b". Estas representaciones resultan invaluable para evaluar la producción de petróleo y gas a lo largo del tiempo, proporcionando una comprensión más profunda de cómo elementos conforme el radio de drenaje del reservorio y el parámetro "b" afectan el desempeño de los pozos.

4.3 FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO

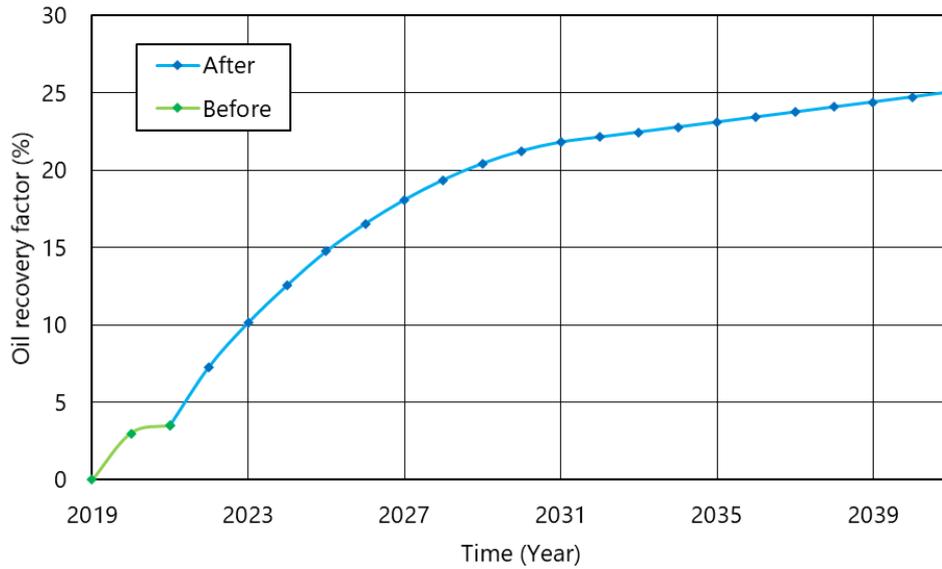


Figura 48. Factor de recobro antes y después de la prueba de presión. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

En la Figura 48, se representa la evolución del factor de recobro a lo largo del tiempo. Se nota que antes de la realización de las pruebas de presión, el factor de recobro se sitúa en el 3.5%, pero una vez efectuadas las pruebas de presión en el año 2021, este valor tiende a aumentar de manera significativa, llegando al 25% para el año 2041.

El incremento del factor de recobro se debe a que las pruebas de presión proporcionan información valiosa como: mejor compresión del yacimiento y control de la presión del yacimiento, lo cual nos ayuda a mantener la presión en niveles óptimos, puede evitar la conificación de agua (entrada prematura de agua) y mantener la producción de petróleo a niveles más altos durante un período más largo. Por lo tanto, las pruebas de presión ayudan a tomar decisiones y diseñar estrategias para mejorar el factor de recobro en un yacimiento.

En resumen, las pruebas de presión son herramientas esenciales para adquirir información crítica sobre el yacimiento y tomar decisiones informadas para mejorar la recuperación de hidrocarburos. Si se utilizan adecuadamente, las pruebas de presión pueden contribuir a un aumento en el factor de recobro, pero esto depende de la implementación de estrategias efectivas basadas en los datos recopilados.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✓ Los resultados obtenidos mediante el simulador Saphir revelan que el pozo LGA-012 presenta un daño de formación actual de 9.92679, con una presión inicial de 4485 psi. De manera similar, el pozo LGA-019 exhibe un daño de formación de 9.74366 con una presión inicial de 4485 psi. En contraste, el pozo LGA-028 muestra un daño negativo de -1.81811, indicando una mejora en la capacidad del yacimiento para producir petróleo, con una presión inicial de 4485 psi. El pozo LGA-033 registra un daño de formación de 10 y una presión inicial de 4485 psi. Estos valores recalcan la relación entre el daño de formación y la presión, evidenciando cómo el daño afecta la dinámica de la presión en cada pozo.
- ✓ En base a la Curva IPR obtenida del simulador Topaze y el caudal adimensional para cada pozo, se destaca que el pozo LGA-012 exhibe un caudal máximo de 10600 bpd, mientras que el pozo LGA-019 alcanza los 6280 bpd. Por otro lado, el pozo LGA-028 muestra un caudal máximo de 6800 bpd, y el pozo LGA-033 alcanza un máximo de 5890 bpd. Estos valores representan las tasas máximas de producción para cada pozo e indican la importancia del control adecuado de la presión para optimizar la producción de petróleo en el yacimiento.
- ✓ El factor de recobro obtenido con el software Topaze para el campo Lago Agrio que incluye los cuatro pozos estudiados, muestra un aumento significativo después de la realización de las pruebas de presión en el año 2021. Antes de estas pruebas, el factor de recobro se sitúa en el 3.5%, pero después de implementar estrategias basadas en los datos recopilados durante las pruebas de presión, este valor se incrementa notablemente, alcanzando el 25% para el año 2041. Este

aumento evidencia el impacto positivo de las pruebas de presión en la toma de decisiones y el diseño de estrategias para mejorar la recuperación de hidrocarburos con herramientas esenciales en la gestión efectiva de los yacimientos.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Optimizar el control de presión en los pozos LGA-012 y LGA-019 con el simulador Kappa, dada la relación entre el daño de formación y la presión inicial. Ajustes precisos en la presión operativa pueden maximizar la eficiencia en la producción de petróleo, especialmente en pozos con alto daño. La relación entre estas variables destaca la importancia de la optimización para mantener un rendimiento óptimo en los pozos. La comprensión de cómo el daño afecta la dinámica de la presión es crucial para desarrollar estrategias que contrarresten los efectos negativos y mejoren la producción.
- ✓ Establecer un sistema de monitoreo continuo del caudal de producción en los pozos LGA-012, LGA-019, LGA-028 y LGA-033. El control constante permitirá identificar cambios en las tasas de producción y ajustar estrategias operativas según sea necesario. Este enfoque asegura un aprovechamiento óptimo de los recursos del yacimiento y una gestión adaptativa de la producción. El monitoreo continuo también facilitará la detección temprana de posibles problemas operativos, permitiendo intervenciones rápidas para mantener la eficiencia.
- ✓ Implementar estrategias mejoradas de recuperación basadas en datos recopilados durante las pruebas de presión. El uso de herramientas analíticas avanzadas como el simulador Kappa y sus componentes, Saphir y Topaze para desarrollar planes específicos que impulsen un aumento continuo en el factor de recobro facilitará el control del yacimiento, aumentando la recuperación de hidrocarburos a lo largo del tiempo. La mejora del factor de recobro después de las pruebas de presión evidencia la eficacia de estas estrategias y resalta la importancia de su implementación continua en la toma de decisiones a largo plazo.
- ✓ Seguir protocolos rigurosos de mantenimiento preventivo en los pozos centrándose en la mitigación de posibles problemas de desgaste o deterioro de equipos es decisivo para garantizar un buen rendimiento y prolongar la vida

productiva de los pozos. El mantenimiento preventivo puede reducir significativamente la probabilidad de interrupciones inesperadas en la producción. Estos protocolos deben ser parte integral de la estrategia operativa general, contribuyendo a la sostenibilidad y eficiencia a largo plazo del yacimiento petrolífero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adelaida, M., Acevedo, A., de Jesús, A., & Agudelo, N. (2009). NATURALMENTE FRACTURADOS Y SENSIBLES A ESFUERZOS WELL TEST ANALYSIS IN NATURALLY FRACTURED AND STRESS SENSITIVE RESERVOIR. *Año*, 76, 51–61.
- Bayón, M., Durán, G., Bonilla, A., Zárate, D., González, J., Araujo, M., & Villavicencio, J. (2020). *Lago Agrio: barrios petroleros en el casco urbano que claman por sus derechos*.
- Borja, P., & Escorza, L. (2017). *Comparación técnico-económica entre sistemas de completación inteligente y dual concéntrica para optimizar la producción del activo Lago Agrio*.
- Cárdenas, U., & Torres, J. (2020). *Desarrollo de mapas de presión y permeabilidad de las arenas productivas del campo Lago Agrio mediante análisis de pruebas de presión*.
- Cobanoglu, M., & Shukri, I. (2020, January 13). Challenges of Pressure Transient Analysis PTA: Uncertainty Assessment and Pitfalls in Well Test Analysis-How Much Confidence Does a PTA Interpretation Has? *Day 2 Tue, January 14, 2020*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20075-MS>
- Da Prat, G. (2020). *Introducción al análisis y diseño de pruebas de presión*. (Vol. 1).
- EP Petroecuador. (2021). *Reporte de producción diaria de petróleo y gas natural*.
- EP Petroecuador. (2022). *Informe estadístico del resumen ejecutivo de actividad petrolera de EP Petroecuador*.
- Espín, J. (2019). *Análisis técnico económico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo mecánico en pozos del campo Lago Agrio*.
- Fanchi, J. R. (2010). Well Testing. In *Integrated Reservoir Asset Management* (pp. 125–144). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-382088-4.00008-6>

- Fonseca, M. (2011). *Análisis de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados*.
- IHS Markit. (2019). *Welltest_help_pdf* (Vol. 1).
- Manoto, M. (2019). *Estudio del sistema Tipo Jet instalado en el campo Lago Agrio, utilizando el modelo propuesto por la Universidad de Tulsa para incrementar la producción*.
- Mesa, O. (2020). *Estudio de factibilidad para la actualización del sistema contra incendio de la estación de producción Lago Central del campo Lago Agrio*.
- Mezza, Z. (2020). *Evaluación del desarrollo de un plan piloto para recuperación mejorada mediante inyección de CO₂ en el Bloque 56-Campo Lago Agrio de la región amazónica ecuatoriana*.
- Patiño, R., & Rosero, S. (2017). *Análisis de presiones transitorias (PTA) en el campo Lago Agrio mediante el uso del software Saphir*.
- Ruilova, M., & Izurieta, Á. (2022). Migración de Finos en el Reservorio Hollín: Diagnóstico, Evaluación y Prácticas de Estimulación desde el Laboratorio hasta la Implementación en Campo. *Revista Politécnica*, 49(1), 61–68. <https://doi.org/10.33333/rp.vol49n1.06>
- Sarango, M. (2018). *Modelo integrado de gestión para mejorar la producción de pozos con fracturamiento hidráulico en el campo Lago Agrio*.
- Smith, S., Khairy, H., Emma-Ebere, C., & Ismail, M. (2019, March 15). Novel Empirical Approach to Supercharged Pressure Test Analysis. *Day 3 Wed, March 20, 2019*. <https://doi.org/10.2118/194887-MS>
- Soria, L., & Vidarte, A. (2020). *Optimización de la producción de 62dynamic62 en el campo Limoncocha mediante el análisis de pruebas de presión*.
- Subramani, K., & Ahmed, W. (2011). Nanotechnology and the Future of Dentistry. In *Emerging Nanotechnologies in Dentistry: Processes, Materials and Applications* (pp. 1–14). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-1-4557-7862-1.00001-8>

- Toledo, G. (2022). *Aplicación de machine learning para la interpretación automática de pruebas de presión en pozos petroleros*.
- Vásquez, H. (2018). *Análisis multicriterio para la recuperación mejorada del campo Lago Agrio*.
- Wheaton, R. (2016). Well-Test Analysis. In *Fundamentals of Applied Reservoir Engineering* (pp. 59–73). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-101019-8.00003-x>
- Zhuang, H., Han, Y., Sun, H., & Liu, X. (2020^a). Gas reservoir dynamic model and well test. In *Dynamic Well Testing in Petroleum Exploration and Development* (pp. 211–386). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-819162-0.00005-8>
- Zhuang, H., Han, Yongxin., Sun, Hedong., & Liu, Xiaohua. (2020b). *Dynamic Well Testing in Petroleum Exploration and Development* (Vol. 2).
- Castro, J., Gómez, L., & Camargo, E. (2023). La investigación aplicada y el desarrollo experimental en el fortalecimiento de las competencias de la sociedad del siglo XXI. *Tecnura*, 27(75), 140-174. doi:10.14483/22487638.19171
- Oliver, H., Didier, V., Ole, S., Simon, T., Oliver, A., & Eric, T. (12 de 2023). *Kappa - Petroleum Engineer Exploration & Production* . Obtenido de <https://www.kappaeng.com/>
- Rebollo, P., & Ábalos, E. (2022). *Metodología de la Investigación/Recopilación* (Primera ed.). Autores de Argentina.
- Reyes, E. (2022). *Metodología de la investigación científica*. Page Publishing.
- Rubía, B. (2022). Los procesos de investigación en tecnología desde una la perspectiva mixta. *RiiTE Revista Interuniversitaria de Investigación en Tecnología Educativa*, 80-92. doi:10.6018/riite.546191

ANEXO A

Anexo A1. Pruebas de pozos

Tabla 8. Prueba del pozo LGA-012. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

Date	Time	Pressure (Psia)
25/11/2022	11:46:34	4010.33
25/11/2022	12:04:14	4009.54
25/11/2022	12:04:34	4008.09
25/11/2022	12:04:54	4002.43
25/11/2022	12:05:14	3998.87
25/11/2022	12:05:34	3986.43
25/11/2022	12:05:54	3966.87
25/11/2022	12:05:56	3955.78
25/11/2022	12:07:19	3920.98
25/11/2022	12:08:42	3915.56
25/11/2022	12:10:05	3909.43
25/11/2022	12:11:28	3905.23
25/11/2022	12:12:51	3886.37
25/11/2022	12:14:14	3874.82
25/11/2022	12:14:59	3850.76
25/11/2022	12:15:20	3830.64
25/11/2022	12:15:37	3808.42
25/11/2022	12:16:34	3797.21
25/11/2022	12:46:34	3775.57
25/11/2022	13:16:34	3734.37
25/11/2022	13:46:34	3705.32
25/11/2022	14:16:34	3687.48
25/11/2022	14:46:34	3679.24
25/11/2022	15:16:34	3671.33
25/11/2022	15:46:34	3664.99
25/11/2022	16:16:34	3660.54
25/11/2022	16:46:34	3653.74
25/11/2022	17:16:34	3649.98
25/11/2022	17:46:34	3647.45
25/11/2022	18:16:34	3645.77
25/11/2022	18:46:34	3644.67
25/11/2022	19:16:34	3641.22
25/11/2022	19:46:34	3638.78
25/11/2022	20:16:34	3638.32
25/11/2022	20:46:34	3638.03
25/11/2022	21:16:34	3637.86
25/11/2022	21:46:34	3637.43

25/11/2022	22:16:34	3637.04
25/11/2022	22:46:34	3636.99
25/11/2022	23:16:34	3636.87
25/11/2022	23:46:34	3636.78
26/11/2022	00:16:34	3622.84
26/11/2022	00:46:34	3605.89
26/11/2022	01:16:34	3597.56
26/11/2022	01:46:34	3592.83
26/11/2022	02:16:34	3586.75
26/11/2022	02:46:34	3580.37
26/11/2022	03:16:34	3577.20
26/11/2022	03:46:34	3556.62
26/11/2022	04:16:34	3545.74
26/11/2022	04:46:34	3536.27
26/11/2022	05:16:34	3524.22
26/11/2022	05:46:34	3516.23
26/11/2022	06:16:34	3511.45
26/11/2022	06:46:34	3509.74
26/11/2022	07:16:34	3507.12
26/11/2022	07:46:34	3506.03
26/11/2022	08:16:34	3505.21
26/11/2022	08:46:34	3504.66
26/11/2022	09:16:34	3504.21
26/11/2022	09:46:34	3503.87
26/11/2022	10:16:34	3503.64
26/11/2022	10:46:34	3503.25
26/11/2022	11:16:34	3502.78
26/11/2022	11:46:34	3502.45
26/11/2022	12:16:34	3502.23
26/11/2022	12:46:34	3502.12
26/11/2022	13:16:34	3501.99
26/11/2022	13:46:34	3501.92
26/11/2022	14:16:34	3501.87
26/11/2022	14:46:34	3501.45
26/11/2022	15:16:34	3500.89
26/11/2022	15:46:34	3500.57
26/11/2022	16:16:34	3500.22
26/11/2022	16:46:34	3500.04
26/11/2022	17:16:34	3499.74
26/11/2022	17:46:34	3499.54
26/11/2022	18:16:34	3499.37
26/11/2022	18:46:34	3555.89
26/11/2022	19:16:34	3653.23
26/11/2022	19:46:34	3730.78
26/11/2022	20:16:34	3820.42

26/11/2022	20:46:34	3871.65
26/11/2022	21:16:34	3877.21
26/11/2022	21:46:34	3882.69
26/11/2022	22:16:34	3895.00
26/11/2022	22:46:34	3903.67
26/11/2022	23:16:34	3910.73
26/11/2022	23:46:34	3919.83
27/11/2022	00:16:34	3925.84
27/11/2022	00:46:34	3925.98
27/11/2022	01:16:34	3926.49
27/11/2022	01:46:34	3926.01
27/11/2022	02:16:34	3928.23
27/11/2022	02:46:34	3928.98
27/11/2022	03:16:34	3929.73
27/11/2022	03:46:34	3930.23
27/11/2022	04:16:34	3930.45
27/11/2022	04:46:34	3931.95
27/11/2022	05:16:34	3931.99
27/11/2022	05:46:34	3932.66
27/11/2022	06:16:34	3933.87
27/11/2022	06:46:34	3934.00
27/11/2022	07:16:34	3935.19
27/11/2022	07:46:34	3936.76
27/11/2022	08:16:34	3937.42
27/11/2022	08:46:34	3937.89
27/11/2022	09:16:34	3938.54
27/11/2022	09:46:34	3939.24
27/11/2022	10:16:34	3940.50
27/11/2022	10:46:34	3943.56
27/11/2022	11:16:34	3944.63
27/11/2022	11:46:34	3945.53
27/11/2022	12:16:34	3946.23
27/11/2022	12:46:34	3947.93
27/11/2022	13:16:34	3949.45
27/11/2022	13:46:34	3951.48

Tabla 9. Prueba del pozo LGA-019. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

Date	Time	Pressure (Psia)
17/8/2022	19:05:50	3916.78
17/8/2022	19:35:50	3912.67
17/8/2022	20:05:50	3900.34
17/8/2022	20:35:50	3876.52
17/8/2022	21:05:50	3854.23
17/8/2022	21:35:50	3830.67
17/8/2022	22:05:50	3821.34
17/8/2022	22:35:50	3815.54
17/8/2022	23:05:50	3803.78
17/8/2022	23:35:50	3800.45
18/8/2022	00:05:50	3799.67
18/8/2022	00:35:50	3797.50
18/8/2022	01:05:50	3796.64
18/8/2022	01:35:50	3795.07
18/8/2022	02:05:50	3794.45
18/8/2022	02:35:50	3792.38
18/8/2022	03:05:50	3786.56
18/8/2022	03:35:50	3767.83
18/8/2022	04:05:50	3766.48
18/8/2022	04:35:50	3765.98
18/8/2022	05:05:50	3764.78
18/8/2022	05:35:50	3763.89
18/8/2022	06:05:50	3745.32
18/8/2022	07:05:50	3729.54
18/8/2022	07:35:50	3728.67
18/8/2022	08:05:50	3720.45
18/8/2022	08:35:50	3719.23
18/8/2022	09:05:50	3719.66
18/8/2022	09:35:50	3715.09
18/8/2022	10:05:50	3714.97
18/8/2022	10:35:50	3714.83
18/8/2022	11:05:50	3712.63
18/8/2022	11:35:50	3705.83
18/8/2022	12:05:50	3701.44
18/8/2022	12:35:50	3700.45
18/8/2022	13:05:50	3699.45
18/8/2022	13:35:50	3698.48
18/8/2022	14:05:50	3695.34
18/8/2022	14:35:50	3693.65
18/8/2022	15:05:50	3693.45
18/8/2022	15:35:50	3692.45
18/8/2022	16:05:50	3691.97
18/8/2022	16:35:50	3690.65

18/8/2022	17:05:50	3690.42
18/8/2022	17:35:50	3688.40
18/8/2022	18:05:50	3685.24
18/8/2022	18:35:50	3680.78
18/8/2022	19:05:50	3676.78
18/8/2022	19:35:50	3674.78
18/8/2022	20:05:50	3790.89
18/8/2022	20:35:50	3792.45
18/8/2022	21:05:50	3795.23
18/8/2022	21:35:50	3796.35
18/8/2022	22:05:50	3797.34
18/8/2022	22:35:50	3797.45
18/8/2022	23:05:50	3800.23
18/8/2022	23:35:50	3814.35
19/8/2022	00:05:50	3816.87
19/8/2022	00:35:50	3816.63
19/8/2022	01:05:50	3817.36
19/8/2022	01:35:50	3816.98
19/8/2022	02:05:50	3816.13
19/8/2022	02:35:50	3816.97
19/8/2022	03:05:50	3817.89
19/8/2022	03:35:50	3817.54
19/8/2022	04:05:50	3817.37
19/8/2022	04:35:50	3817.93
19/8/2022	05:05:50	3816.34
19/8/2022	05:35:50	3817.45
19/8/2022	06:05:50	3817.34
19/8/2022	06:35:50	3817.23
19/8/2022	07:05:50	3816.34
19/8/2022	07:35:50	3817.38
19/8/2022	08:05:50	3817.66
19/8/2022	08:35:50	3817.99
19/8/2022	09:05:50	3816.34
19/8/2022	09:35:50	3817.45
19/8/2022	10:05:50	3817.45
19/8/2022	10:35:50	3816.23
19/8/2022	11:05:50	3816.47
19/8/2022	11:35:50	3817.34
19/8/2022	12:05:50	3816.34
19/8/2022	12:35:50	3817.64
19/8/2022	13:05:50	3816.91
19/8/2022	13:35:50	3817.58
19/8/2022	14:05:50	3816.77
19/8/2022	14:35:50	3816.44
19/8/2022	15:05:50	3816.27

19/8/2022	15:35:50	3817.23
19/8/2022	16:05:50	3816.87
19/8/2022	16:35:50	3816.76
19/8/2022	17:05:50	3816.35
19/8/2022	17:35:50	3816.46
19/8/2022	18:05:50	3817.54
19/8/2022	18:35:50	3817.45
19/8/2022	19:35:50	3817.82
19/8/2022	20:05:50	3821.79
19/8/2022	20:35:50	3825.77
19/8/2022	21:05:50	3830.45
19/8/2022	21:35:50	3835.78
19/8/2022	22:05:50	3841.67
19/8/2022	22:35:50	3860.56
19/8/2022	23:05:50	3884.45
19/8/2022	23:35:50	3895.34
20/8/2022	00:05:50	3896.53
20/8/2022	00:35:50	3897.34
20/8/2022	01:05:50	3897.56
20/8/2022	01:35:50	3898.67
20/8/2022	02:05:50	3899.42
20/8/2022	02:35:50	3900.12
20/8/2022	03:05:50	3900.55
20/8/2022	03:35:50	3900.57
20/8/2022	04:05:50	3900.60
20/8/2022	04:35:50	3900.67
20/8/2022	05:05:50	3900.70
20/8/2022	05:35:50	3900.71
20/8/2022	06:05:50	3900.82
20/8/2022	06:35:50	3900.91
20/8/2022	07:05:50	3900.95
20/8/2022	07:35:50	3900.99
20/8/2022	08:05:50	3901.04
20/8/2022	08:35:50	3901.45
20/8/2022	09:05:50	3901.51
20/8/2022	10:05:50	3901.60
20/8/2022	10:35:50	3901.79
20/8/2022	11:05:50	3901.78
20/8/2022	11:35:50	3901.90
20/8/2022	12:05:50	3901.99
20/8/2022	12:35:50	3902.67
20/8/2022	13:05:50	3902.99
20/8/2022	13:35:50	3902.99
20/8/2022	14:05:50	3903.12
20/8/2022	14:35:50	3903.15

20/8/2022	15:05:50	3903.20
20/8/2022	15:35:50	3903.24
20/8/2022	16:05:50	3903.32
20/8/2022	16:35:50	3903.35
20/8/2022	17:05:50	3903.65
20/8/2022	17:35:50	3904.34
20/8/2022	18:05:50	3904.40
20/8/2022	18:35:50	3904.23
20/8/2022	19:05:50	3904.67

Tabla 10. Prueba del pozo LGA-028. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

Date	Time	Pressure (Psia)
11/12/2022	16:35:43	3700.76
11/12/2022	16:36:43	3694.84
11/12/2022	16:37:43	3682.65
11/12/2022	16:38:43	3673.54
11/12/2022	16:39:43	3645.65
11/12/2022	16:40:43	3620.43
11/12/2022	16:41:43	3620.87
11/12/2022	16:42:43	3610.32
11/12/2022	16:43:43	3602.43
11/12/2022	16:44:43	3598.32
11/12/2022	16:45:43	3592.43
11/12/2022	16:55:43	3585.45
11/12/2022	17:25:43	3494.65
11/12/2022	17:55:43	3363.45
11/12/2022	18:25:43	3359.87
11/12/2022	18:55:43	3353.54
11/12/2022	19:25:43	3342.54
11/12/2022	19:55:43	3339.23
11/12/2022	20:25:43	3327.32
11/12/2022	20:55:43	3290.23
11/12/2022	21:25:43	3288.32
11/12/2022	21:55:43	3280.54
11/12/2022	22:25:43	3275.83
11/12/2022	22:55:43	3270.54
11/12/2022	23:25:43	3268.23
11/12/2022	23:55:43	3267.23
12/12/2022	00:25:43	3265.76
12/12/2022	00:55:43	3265.23
12/12/2022	01:25:43	3264.23
12/12/2022	01:55:43	3263.42
12/12/2022	02:25:43	3261.56
12/12/2022	02:55:43	3261.43
12/12/2022	03:25:43	3260.54

12/12/2022	03:55:43	3259.64
12/12/2022	04:25:43	3283.43
12/12/2022	04:55:43	3358.24
12/12/2022	05:25:43	3394.86
12/12/2022	05:55:43	3492.67
12/12/2022	06:25:43	3547.98
12/12/2022	06:55:43	3583.32
12/12/2022	07:25:43	3583.41
12/12/2022	07:55:43	3583.50
12/12/2022	08:25:43	3583.56
12/12/2022	08:55:43	3583.64
12/12/2022	09:25:43	3583.74
12/12/2022	09:55:43	3583.88
12/12/2022	10:25:43	3583.97
12/12/2022	10:55:43	3584.03
12/12/2022	11:25:43	3584.22
12/12/2022	11:55:43	3584.34
12/12/2022	12:25:43	3584.39
12/12/2022	12:55:43	3584.43
12/12/2022	13:25:43	3584.50
12/12/2022	13:55:43	3584.55
12/12/2022	14:25:43	3584.63
12/12/2022	14:55:43	3584.76
12/12/2022	15:25:43	3584.87
12/12/2022	15:55:43	3584.93
12/12/2022	16:25:43	3585.01
12/12/2022	16:55:43	3585.09
12/12/2022	17:25:43	3585.12
12/12/2022	17:55:43	3585.50
12/12/2022	18:25:43	3585.55
12/12/2022	18:55:43	3585.61
12/12/2022	19:25:43	3585.64
12/12/2022	19:55:43	3587.32
12/12/2022	20:25:43	3588.43
12/12/2022	20:55:43	3590.32
12/12/2022	21:25:43	3595.43
12/12/2022	21:55:43	3601.65
12/12/2022	22:25:43	3605.87
12/12/2022	22:55:43	3608.54
12/12/2022	23:25:43	3610.32
12/12/2022	23:55:43	3614.83
13/12/2022	00:25:43	3617.65
13/12/2022	00:55:43	3619.86
13/12/2022	01:25:43	3621.43
13/12/2022	01:55:43	3625.69

13/12/2022	02:25:43	3627.21
13/12/2022	02:55:43	3629.84
13/12/2022	03:25:43	3631.43
13/12/2022	03:55:43	3633.43
13/12/2022	04:25:43	3635.53
13/12/2022	04:55:43	3636.21
13/12/2022	05:25:43	3638.54
13/12/2022	05:55:43	3639.43
13/12/2022	06:25:43	3640.43
13/12/2022	06:55:43	3645.88
13/12/2022	07:25:43	3653.54
13/12/2022	07:55:43	3657.33
13/12/2022	08:25:43	3660.43
13/12/2022	08:55:43	3665.68
13/12/2022	09:25:43	3669.56
13/12/2022	09:55:43	3672.04
13/12/2022	10:25:43	3674.89
13/12/2022	10:55:43	3676.78
13/12/2022	11:25:43	3677.43
13/12/2022	11:55:43	3678.56
13/12/2022	12:25:43	3680.53
13/12/2022	12:55:43	3667.09
13/12/2022	13:25:43	3656.87
13/12/2022	13:55:43	3646.87
13/12/2022	14:25:43	3631.32
13/12/2022	14:55:43	3617.34
13/12/2022	15:25:43	3601.94
13/12/2022	15:55:43	3598.98
13/12/2022	16:25:43	3591.34
13/12/2022	16:55:43	3585.45
13/12/2022	17:25:43	3494.65
13/12/2022	17:55:43	3363.45
13/12/2022	18:25:43	3359.87
13/12/2022	18:55:43	3353.54
13/12/2022	19:25:43	3342.54
13/12/2022	19:55:43	3339.23
13/12/2022	20:25:43	3327.32
13/12/2022	20:55:43	3290.23
13/12/2022	21:25:43	3288.32
13/12/2022	21:55:43	3280.54
13/12/2022	22:25:43	3275.83
13/12/2022	22:55:43	3270.54
13/12/2022	23:25:43	3268.23
13/12/2022	23:55:43	3267.23
14/12/2022	00:25:43	3265.76

14/12/2022	00:55:43	3265.23
14/12/2022	01:25:43	3264.23
14/12/2022	01:55:43	3263.42
14/12/2022	02:25:43	3261.56
14/12/2022	02:55:43	3261.43
14/12/2022	03:25:43	3260.54
14/12/2022	03:55:43	3259.64

Tabla 11. Prueba del pozo LGA-033. Elaboración propia mediante software de simulación Saphir.

Date	Time	Pressure (Psia)
15/12/2022	06:58:22	3800.34
15/12/2022	07:28:22	3790.47
15/12/2022	07:58:22	3789.45
15/12/2022	08:28:22	3784.98
15/12/2022	08:58:22	3776.34
15/12/2022	09:28:22	3770.02
15/12/2022	09:58:22	3764.87
15/12/2022	10:28:22	3758.98
15/12/2022	10:58:22	3754.98
15/12/2022	11:28:22	3748.43
15/12/2022	11:58:22	3738.23
15/12/2022	12:28:22	3733.53
15/12/2022	12:58:22	3730.65
15/12/2022	13:28:22	3727.43
15/12/2022	13:58:22	3723.64
15/12/2022	14:28:22	3720.34
15/12/2022	14:58:22	3718.54
15/12/2022	15:28:22	3715.50
15/12/2022	15:58:22	3713.48
15/12/2022	16:28:22	3710.76
15/12/2022	16:58:22	3709.73
15/12/2022	17:28:22	3708.32
15/12/2022	17:58:22	3707.87
15/12/2022	18:28:22	3706.90
15/12/2022	18:58:22	3706.46
15/12/2022	19:28:22	3706.32
15/12/2022	19:58:22	3705.32
15/12/2022	20:28:22	3704.89
15/12/2022	20:58:22	3703.90
15/12/2022	21:28:22	3703.27
15/12/2022	21:58:22	3703.03
15/12/2022	22:28:22	3702.80
15/12/2022	22:58:22	3701.65
15/12/2022	23:28:22	3700.45

15/12/2022	23:58:22	3699.25
16/12/2022	00:28:22	3698.05
16/12/2022	00:58:22	3696.85
16/12/2022	01:28:22	3695.65
16/12/2022	01:58:22	3694.45
16/12/2022	02:28:22	3694.12
16/12/2022	02:58:22	3693.59
16/12/2022	03:28:22	3693.25
16/12/2022	03:58:22	3692.67
16/12/2022	04:28:22	3692.05
16/12/2022	04:58:22	3691.98
16/12/2022	05:28:22	3691.56
16/12/2022	05:58:22	3690.85
16/12/2022	06:28:22	3690.78
16/12/2022	06:58:22	3690.45
16/12/2022	07:28:22	3690.23
16/12/2022	07:58:22	3689.78
16/12/2022	08:28:22	3689.34
16/12/2022	08:58:22	3689.02
16/12/2022	09:28:22	3688.78
16/12/2022	09:58:22	3688.56
16/12/2022	10:28:22	3688.42
16/12/2022	10:58:22	3688.03
16/12/2022	11:28:22	3687.89
16/12/2022	11:58:22	3687.54
16/12/2022	12:28:22	3687.43
16/12/2022	12:58:22	3686.80
16/12/2022	13:28:22	3686.67
16/12/2022	13:58:22	3686.54
16/12/2022	14:28:22	3686.24
16/12/2022	14:58:22	3686.14
16/12/2022	15:28:22	3686.05
16/12/2022	15:58:22	3686.01
16/12/2022	16:28:22	3685.93
16/12/2022	16:58:22	3685.81
16/12/2022	17:28:22	3685.73
16/12/2022	17:58:22	3685.67
16/12/2022	18:28:22	3685.56
16/12/2022	18:58:22	3685.45
16/12/2022	19:28:22	3685.34
16/12/2022	19:58:22	3684.09
16/12/2022	20:28:22	3684.85
16/12/2022	20:58:22	3684.62
16/12/2022	21:28:22	3684.54
16/12/2022	21:58:22	3684.32

16/12/2022	22:28:22	3683.04
16/12/2022	22:58:22	3683.80
16/12/2022	23:28:22	3683.67
16/12/2022	23:58:22	3683.50
17/12/2022	00:28:22	3683.29
17/12/2022	00:58:22	3683.14
17/12/2022	01:28:22	3683.04
17/12/2022	01:58:22	3682.91
17/12/2022	02:28:22	3682.78
17/12/2022	02:58:22	3682.66
17/12/2022	03:28:22	3682.53
17/12/2022	03:58:22	3682.41
17/12/2022	04:28:22	3682.28
17/12/2022	04:58:22	3682.16
17/12/2022	05:28:22	3682.03
17/12/2022	05:58:22	3681.91
17/12/2022	06:28:22	3681.78
17/12/2022	06:58:22	3681.66
17/12/2022	07:28:22	3681.53
17/12/2022	07:58:22	3681.41
17/12/2022	08:28:22	3680.34
17/12/2022	08:58:22	3720.32
17/12/2022	09:28:22	3740.00
17/12/2022	09:58:22	3745.86
17/12/2022	10:28:22	3750.22
17/12/2022	10:58:22	3755.43
17/12/2022	11:28:22	3760.45
17/12/2022	11:58:22	3770.43
17/12/2022	12:28:22	3770.08
17/12/2022	12:58:22	3771.23
17/12/2022	13:28:22	3771.02
17/12/2022	13:58:22	3772.89
17/12/2022	14:28:22	3772.98
17/12/2022	14:58:22	3773.23
17/12/2022	15:28:22	3773.43
17/12/2022	15:58:22	3773.56
17/12/2022	16:28:22	3773.76
17/12/2022	16:58:22	3774.34
17/12/2022	17:28:22	3774.95
17/12/2022	17:58:22	3774.99
17/12/2022	18:28:22	3775.07
17/12/2022	18:58:22	3775.16
17/12/2022	19:28:22	3775.23
17/12/2022	19:58:22	3776.26
17/12/2022	20:28:22	3776.61

17/12/2022	20:58:22	3776.96
17/12/2022	21:28:22	3777.31
17/12/2022	21:58:22	3777.66
17/12/2022	22:28:22	3778.02
17/12/2022	22:58:22	3778.37
17/12/2022	23:28:22	3778.18
17/12/2022	23:58:22	3778.72
18/12/2022	00:28:22	3778.00
18/12/2022	00:58:22	3779.07
18/12/2022	01:28:22	3779.34
18/12/2022	01:58:22	3779.42
18/12/2022	02:28:22	3779.58
18/12/2022	02:58:22	3779.77
18/12/2022	03:28:22	3779.98
18/12/2022	03:58:22	3780.12
18/12/2022	04:28:22	3780.28
18/12/2022	04:58:22	3780.48
18/12/2022	05:28:22	3780.65
18/12/2022	05:58:22	3780.83
18/12/2022	06:28:22	3780.98
18/12/2022	06:58:22	3780.23
18/12/2022	07:28:22	3776.34
18/12/2022	07:58:22	3764.87
18/12/2022	08:28:22	3754.98
18/12/2022	08:58:22	3748.43
18/12/2022	09:28:22	3733.53
18/12/2022	09:58:22	3730.65
18/12/2022	10:28:22	3727.43
18/12/2022	10:58:22	3723.64
18/12/2022	11:28:22	3720.34
18/12/2022	11:58:22	3718.54
18/12/2022	12:28:22	3715.50
18/12/2022	12:58:22	3713.48
18/12/2022	13:28:22	3710.76
18/12/2022	13:58:22	3709.73
18/12/2022	14:28:22	3708.32
18/12/2022	14:58:22	3707.87
18/12/2022	15:28:22	3706.90
18/12/2022	15:58:22	3706.46
18/12/2022	16:28:22	3706.32
18/12/2022	16:58:22	3705.32
18/12/2022	17:28:22	3704.89
18/12/2022	17:58:22	3703.90
18/12/2022	18:28:22	3703.27
18/12/2022	18:58:22	3703.03

18/12/2022	19:28:22	3702.80
18/12/2022	19:58:22	3701.65
18/12/2022	20:28:22	3700.45
18/12/2022	20:58:22	3699.25
18/12/2022	21:28:22	3698.05
18/12/2022	21:58:22	3696.85
18/12/2022	22:28:22	3695.65
18/12/2022	22:58:22	3694.45
18/12/2022	23:28:22	3694.12
18/12/2022	23:58:22	3693.59
19/12/2022	00:28:22	3693.25
19/12/2022	00:58:22	3692.67
19/12/2022	01:28:22	3692.05
19/12/2022	01:58:22	3691.98
19/12/2022	02:28:22	3691.56
19/12/2022	02:58:22	3690.85
19/12/2022	03:28:22	3690.78
19/12/2022	03:58:22	3690.45
19/12/2022	04:28:22	3690.23
19/12/2022	04:58:22	3689.78
19/12/2022	05:28:22	3689.34
19/12/2022	05:58:22	3689.02
19/12/2022	06:28:22	3688.78
19/12/2022	06:58:22	3688.56
19/12/2022	07:28:22	3688.42
19/12/2022	07:58:22	3688.03
19/12/2022	08:28:22	3687.89
19/12/2022	08:58:22	3687.54
19/12/2022	09:28:22	3687.43
19/12/2022	09:58:22	3686.80
19/12/2022	10:28:22	3686.67
19/12/2022	10:58:22	3686.54
19/12/2022	11:28:22	3686.24
19/12/2022	11:58:22	3686.14
19/12/2022	12:28:22	3686.05
19/12/2022	12:58:22	3690.25
19/12/2022	13:28:22	3693.21
19/12/2022	13:58:22	3696.09
19/12/2022	14:28:22	3700.52
19/12/2022	14:58:22	3705.87
19/12/2022	15:28:22	3710.78
19/12/2022	15:58:22	3715.82
19/12/2022	16:28:22	3720.32
19/12/2022	16:58:22	3723.86
19/12/2022	17:28:22	3720.54

19/12/2022	17:58:22	3725.23
19/12/2022	18:28:22	3730.64
19/12/2022	18:58:22	3733.43
19/12/2022	19:28:22	3734.87
19/12/2022	19:58:22	3735.98
19/12/2022	20:28:22	3737.21
19/12/2022	20:58:22	3740.00
19/12/2022	21:28:22	3745.86
19/12/2022	21:58:22	3750.22
19/12/2022	22:28:22	3755.43
19/12/2022	22:58:22	3760.45
19/12/2022	23:28:22	3770.43
19/12/2022	23:58:22	3770.08
20/12/2022	00:28:22	3771.23
20/12/2022	00:58:22	3771.02
20/12/2022	01:28:22	3772.89
20/12/2022	01:58:22	3772.98
20/12/2022	02:28:22	3773.23
20/12/2022	02:58:22	3773.29
20/12/2022	03:28:22	3773.38
20/12/2022	03:58:22	3773.43
20/12/2022	04:28:22	3773.48
20/12/2022	04:58:22	3773.56
20/12/2022	05:28:22	3773.67
20/12/2022	05:58:22	3773.76
20/12/2022	06:28:22	3774.05
20/12/2022	06:58:22	3774.34
20/12/2022	07:28:22	3774.56
20/12/2022	07:58:22	3774.95
20/12/2022	08:28:22	3774.97
20/12/2022	08:58:22	3774.99
20/12/2022	09:28:22	3775.02
20/12/2022	09:58:22	3775.07
20/12/2022	10:28:22	3775.13
20/12/2022	10:58:22	3775.16
20/12/2022	11:28:22	3775.21
20/12/2022	11:58:22	3775.23

Anexo A2. Empate de las pruebas de pozos

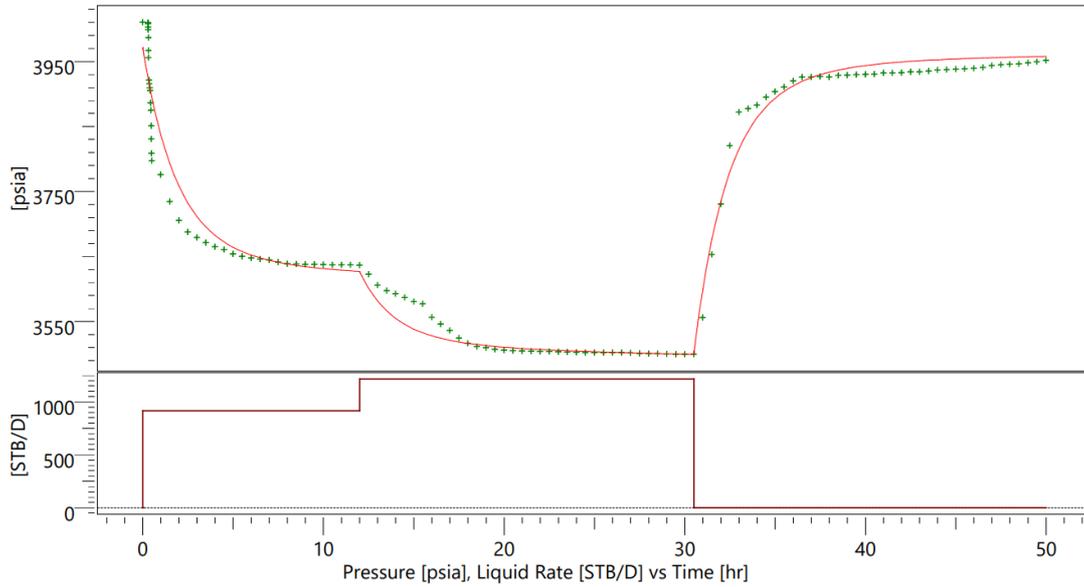


Figura 49. Empate del pozo LGA-012. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

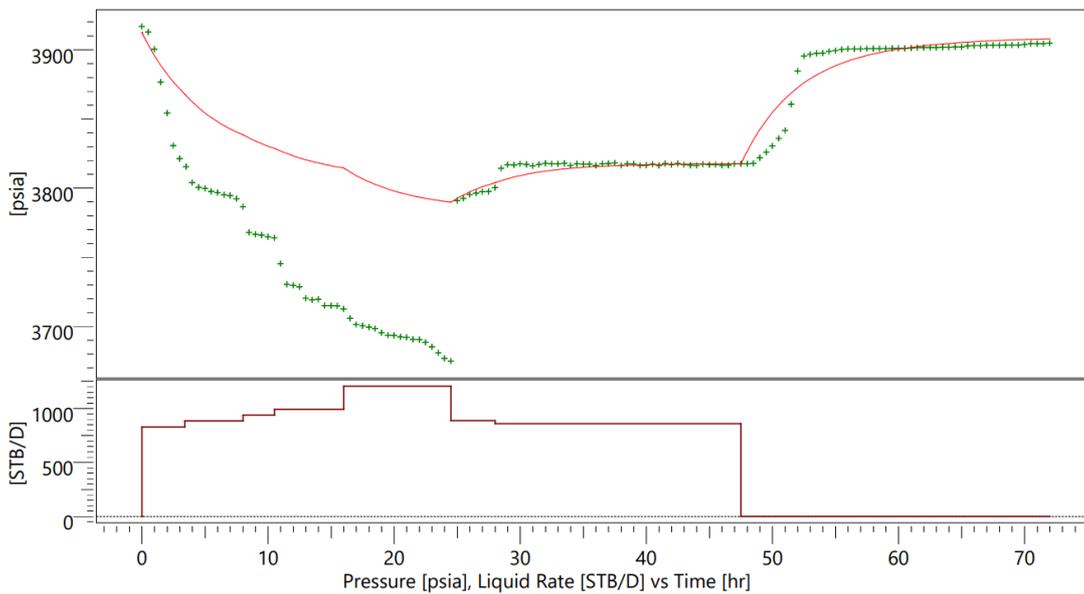


Figura 50. Empate del pozo LGA-019. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

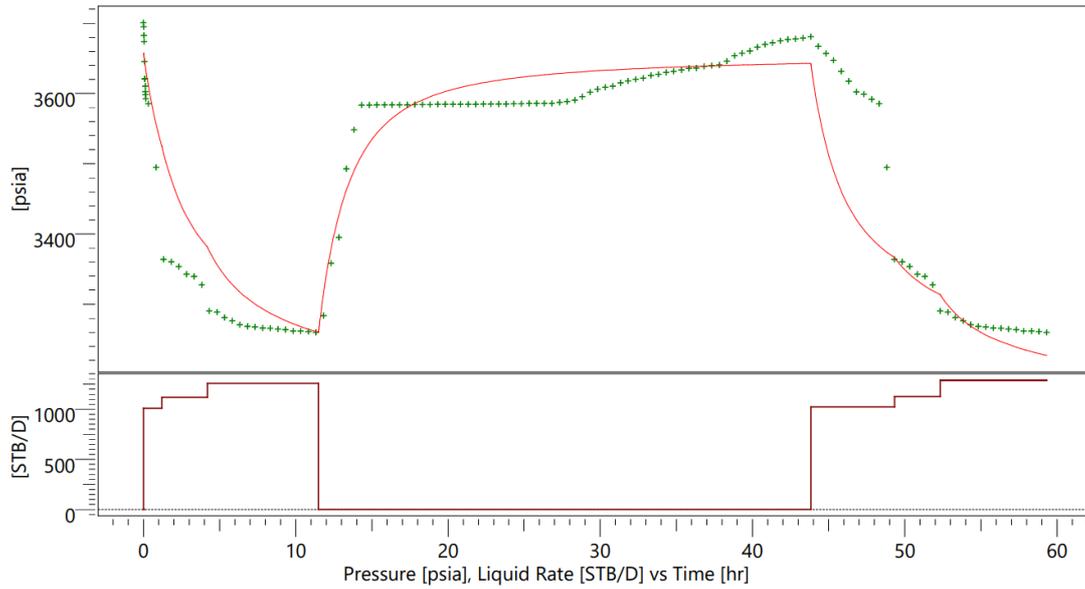


Figura 51. Empate del pozo LGA-028. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.

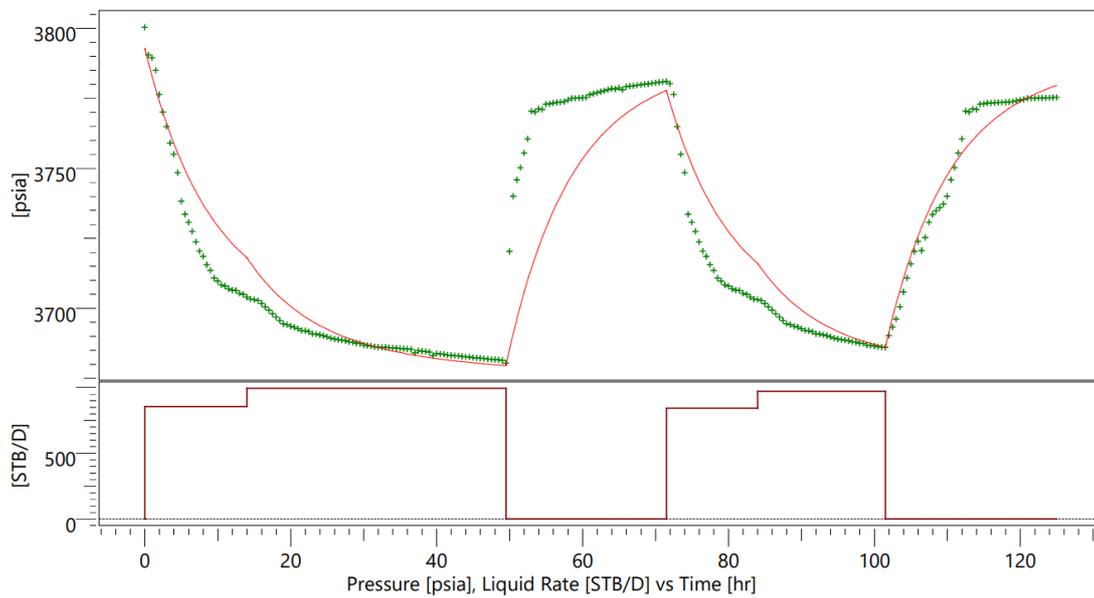


Figura 52. Empate del pozo LGA-033. Elaboración propia mediante software de simulación Topaze.