

TRANSFORMADA DE LA PERMEABILIDAD CON BASE EN PRUEBAS
MULTITASAS PARA GENERAR ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN LA
FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR APLICADA AL CAMPO CAÑO LIMÓN.

OSCAR ADOLFO OVALLE ARCOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2017

TRANSFORMADA DE LA PERMEABILIDAD CON BASE EN PRUEBAS
MULTITASAS PARA GENERAR ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN LA
FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR APLICADA AL CAMPO CAÑO LIMÓN.

OSCAR ADOLFO OVALLE ARCOS

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

MAIKA KAREN GAMBUS ORDAZ

PhD en Ingeniería de Petróleos

Co-director

HELBERT MACKUALO TORRES

Magíster en Ingeniería De Hidrocarburos

EDGAR JAVIER PUENTES ORTIZ

Magíster en Geología

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2017

DEDICATORIA

Desde muy pequeño aprendí a glorificar y agradecer al rey de reyes y señor de señores al cual le debo la vida y todo lo que he logrado. Para él serán siempre mis triunfos y mis derrotas porque esa es la esencia de la vida aprender lo más hermoso y a la vez lo más difícil de esta película llamada vida. Mi madre la mujer más perseverante que conozco le agradeceré siempre todo lo que me enseñó y por lo que batallo y lucho para lograr lo que hoy he conseguido. Mi hermana (yaya) si hay alguien que admiro es a ti “Sí, sonó raro”. Todo lo que has pasado, luchado y lo más importante siempre has defendido tu manera de pensar y creer. Mi hermana me ha dado lo más bello que tengo en la vida después de Dios, mis sobrinas. Allison (Mi gata) y Lu (Mi Chuchis) les prometo luchar duro para brindarles grandes cosas en la vida, son mi inspiración, mis ganas de respirar y el amor más lindo que he sentido. Mi nona Lucy una luchadora de la vida que logro sacar a 7 hijos adelante sola, me ha brindado todo en la vida y es por ti que he logrado culminar mis estudios en la universidad. ¡Nonita gracias por todo! Mi familia gracias por el apoyo y por sus palabras siempre las he tenido presente en cada paso que he dado. Patricia (Yenny) tranquila no me olvide de ti. Gracias en verdad mil gracias. Tengo una promesa que cumplirle.

Mis amigos con los que inicie esta travesía Lina, Helena, Plata y Gengo, he aprendido de ustedes mucho y lo más importante me han aguantado mi manera de pensar. Amigos del camino Jen, Karina, Cata, Zaydith, Jose Luis, Mari e Ivan, de ustedes me llevo grandes momentos, siempre podrán contar conmigo. ¡Gracias por todo!

Grupo SPE UIS, “El mejor capítulo de todos”. Más que un grupo formamos una familia. De cada uno de ustedes aprendí cosas distintas por cual me siento muy agradecido y orgulloso de haber formado parte de este “Team”.

Dios los bendiga a todos.

¡LA GLORIA SEA PARA DIOS!

Oscar Ovalle

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la doctora Maika Gambús por su tiempo, dedicación y sobre todo por brindarme su confianza para la realización de este proyecto. Al Ingeniero Helbert Mackualo y al geólogo Javier Puentes por su direccionamiento, confianza y tiempo dedicado al desarrollo de este proyecto. A la compañía Occidental de Colombia por permitirme haber realizado prácticas empresariales y conocer al excelente grupo de personas que conforman el equipo RMT.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	16
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	16
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	16
1.3 GEOLOGÍA	17
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	18
1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	20
1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.	22
2. MARCO TEÓRICO.....	24
2.1 POROSIDAD.....	24
2.2 PERMEABILIDAD	25
2.3 SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS.....	26
2.4 PRUEBAS DE POZOS	27
2.4.1 Pruebas de declinación de presión o de flujo (drawdown test).....	27
2.4.2 Pruebas de restauración de presión (buildup test).....	28
2.4.3 Pruebas de flujo para dos tasas o más tasas (multitasas).....	29
2.5 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	29
3. METODOLOGÍA.....	32
3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	32
3.2 CONTROL DE CALIDAD.....	33
3.3 SIMULACIÓN DE LAS PRUEBAS MULTITASAS.....	34
3.3.1 Presentación del software saphir-ecrin.....	34
3.3.2 Proceso de simulación usando la herramienta saphir-ecrin.....	35
3.3.2.1 Características del fluido.....	37
3.3.2.2 Datos de producción.....	38
3.3.2.3 Datos de presión.....	39

3.3.2.4	Geometría del campo.....	40
3.3.2.5	Resultados de la simulación.....	41
3.4	AJUSTE DE LA TRANSFORMADA DE LA PERMEABILIDAD.....	43
3.4.1	Software RStudio.....	44
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	46
4.1	TRANSFORMADA ACTUAL.....	46
4.2	PERMEABILIDAD DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.....	47
4.3	COMPARACIÓN DE LOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD.....	49
4.4	RESULTADOS OBTENIDOS.....	51
4.5	CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA TRANSFORMADA.....	53
4.6	ESTUDIO DE LA NUEVA TRANSFORMADA.....	58
4.7	ESTIMACIÓN DE DAÑO EN LOS POZOS.....	63
4.8	MAPA DE PERMEABILIDAD CREADO CON LA NUEVA TRANSFORMADA.....	64
5.	APLICABILIDAD DE LA NUEVA TRANSFORMADA (ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD-HERRAMIENTA).....	66
5.1	HERRAMIENTA PARA LA PREDICCIÓN DE ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD.....	67
5.1.1	Datos de entrada.....	67
5.1.2	Datos de salida.....	68
6.	CONCLUSIONES.....	70
7.	RECOMENDACIONES.....	71
	BIBLIOGRAFÍA.....	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Columna Estratigráfica de los Campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo	19
Figura 2. Esquema representativo de una prueba de flujo (drawdown)	27
Figura 3. Esquema representativo de una prueba de restauración (buildup).....	28
Figura 4. Esquema representativo de una prueba multitasas	29
Figura 5. Comparación de dos pruebas multitasas. Prueba representativa (izquierda) y prueba no representativa (derecha)	33
Figura 6. Escritorio inicial del software Saphir- Ecrin.	35
Figura 7. Condiciones Generales.....	36
Figura 8. Parámetros PVT para sistemas con Flujo Monofásico.....	38
Figura 9. Prueba de presión multitasas realizada al pozo 10.....	39
Figura 10. Datos de producción y presión de la prueba usando el software Saphir-Ecrin.....	40
Figura 11. Imagen de fallas de flujo y no flujo del campo.	41
Figura 12. Simulación de la pruebas con todos los datos accedidos.	42
Figura 13. Resultados obtenidos después de simular la prueba multitasa del pozo 24.....	43
Figura 14. Imagen de escritorio software RStudio.	45
Figura 15. Comparación de la permeabilidad de las pruebas de presión y de la actual transformada.	49
Figura 16. Permeabilidad contra porosidad usando una curva lineal.....	54
Figura 17. Permeabilidad contra porosidad usando una curva logarítmica.....	55
Figura 18. Permeabilidad contra porosidad usando una curva media móvil.	55
Figura 19. Permeabilidad contra porosidad usando una curva potencial.....	56
Figura 20. Permeabilidad contra porosidad usando el software RStudio (Imagen tomada directamente del software).....	57
Figura 21. Comparación de la Curva de Profundidad vs Porosidad con los datos de Porosidad calculados con la nueva transformada- Pozo 22.	60

Figura 22. Comparación curva de permeabilidad (Nueva transformada) con permeabilidad obtenidas de núcleos del pozo 39.	62
Figura 23. Mapa de permeabilidad del campo Caño Limón.	65
Figura 24. Datos de entrada de la Herramienta.	68
Figura 25. Datos de salida de la Herramienta.	69
Figura 26. Curva IPR-Datos de salida de la Herramienta.	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características de la roca	20
Tabla 2. Distribución de porosidades del Campo Caño Limón	21
Tabla 3. Saturación de aceite.	22
Tabla 4. Propiedades de los fluidos del yacimiento	23
Tabla 5. Clasificación de bloques según las fechas de realización de las pruebas	33
Tabla 6. Valores de Permeabilidad obtenidas de las pruebas de presión y de la transformada actual en el campo Caño Limón.	47
Tabla 7. Calculo de error estadístico comparando los valores de permeabilidad obtenidos de las pruebas de presión y de la transformada actual	48
Tabla 8. Comparación de los índices de productividad de las pruebas y de la actual transformada.....	50
Tabla 9. Permeabilidad obtenida de las pruebas multitasas de los 10 pozos ejemplos.	51
Tabla 10. Cálculo de error comparativo entre las pruebas de presión y las calculadas con las pruebas multitasas.	52
Tabla 11. Cálculo de error comparativo entre las pruebas de presión y las calculadas con las pruebas multitasas.	53
Tabla 12. Datos de profundidad y porosidad calculada de registros del pozo 22 (Sección 1).....	58
Tabla 13. Datos de profundidad y porosidad calculada de registros del pozo 22. (Sección 2).....	59
Tabla 14. Valores de porosidad calculados en los intervalos del pozo 22 usando la ecuación 14.....	60
Tabla 15. Listado de pozos con pruebas de núcleos de la formación carbonera inferior.....	61

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Curva de logarítmica de permeabilidad contra la porosidad.....	74
Anexo B: Datos de núcleos obtenidos del pozo 39.....	77
Anexo C: Herramienta (Predictor Tool) para calcular índices de productividad.	78
Anexo D: Permeabilidad obtenida de los 80 pozos simulados con el software Saphir-Ecrin con su valor de porosidad respectivo.	79

RESUMEN

TÍTULO: TRANSFORMADA DE LA PERMEABILIDAD CON BASE EN PRUEBAS MULTITASAS PARA GENERAR ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD EN LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR APLICADA AL CAMPO CAÑO LIMÓN.*

AUTORES: OSCAR ADOLFO OVALLE ARCOS.**

PALABRAS CLAVE: PERMEABILIDAD, ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD, TRANSFORMADA, CAPACIDAD, PRUEBAS DE PRESIÓN, PRUEBAS MULTITASAS.

DESCRIPCIÓN:

Las dos características principales que deben poseer un yacimiento son la porosidad y la permeabilidad. La permeabilidad es una propiedad de las rocas que es ligada directamente con la producción de los pozos ya que esta se puede definir, como la facilidad que ofrece la roca para permitir que el flujo de fluidos (en este caso petróleo) lo atraviese fácilmente y no se vea alterado su estructura interna, por consecuencia de un gradiente de presión. Se puede garantizar la producción de un pozo siempre y cuando la roca posea una alta permeabilidad y el yacimiento tenga la energía suficiente para empujar estos fluidos hacia superficie. Como objetivo principal se presentó como calcular la permeabilidad de los pozos basados en pruebas multitasas mediante la simulación en el software Ecrin, con su módulo Saphir. Se construyó una nueva transformada de la permeabilidad basada en las pruebas de presión (Pruebas multitasas, MRT) demostrando su confiabilidad y aplicabilidad según los resultados obtenidos. Se creó una herramienta que permita calcular índices de productividad basada en recrear una prueba multitasas con los valores de permeabilidad alcanzados por la nueva transformada y se recreó un mapa de los nuevos valores de la permeabilidad como resultados de las simulaciones.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Karen Gambus Ordaz, Ph.D. Co-director: Herlbert Mackualo Torres, M.Sc. Co-director: Edgar Javier Puentes Ortiz, M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: A PERMEABILITY TRANSFORM BASED ON MULTIRATE TESTING FOR THE CALCULATION OF THE PRODUCTIVITY INDEX IN LOWER CARBONERA FORMATION APPLIED TO CAÑO LIMON FIELD.*

AUTHORS: OSCAR ADOLFO OVALLE ARCOS**

KEY WORDS: PERMEABILITY, PRODUCTIVITY INDEX, WELL TEST, TRANSFORM, CAPACITY, PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS, MULTIRATE TESTING.

DESCRIPTION:

The two main characteristics a reservoir must have are porosity and permeability. Permeability is a rock property directly related to well production since this can be defined as the the facility offered by the rock to let the fluid flow (in this case oil) easily through it without affecting its internal structure due to a pressure gradient. The term was basically defined by Henry Philibert Gaspard Darcy. The production of a well can be guaranteed if the rock has a capacity high enough to let the fluid flow through its porous media and whether the reservoir has enough energy to drive these fluids to surface. As main purpose, a method for calculating the permeability in the rock interval penetrated by the well is presented based in multirate tests via simulation with the software Ecrin, in its Saphir module. A new permeability transform was built based on pressure tests (Multirate test) demonstrating its reliability and applicability according to the results obtained. A tool was built to calculate the productivity index based in the reproducing a multirate test with the obtained permeability values with the new transform and a map of the new permeability values was created as a result of the simulations.

* Bachelor Degree Project.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Director Maika Karen Gambus Ordaz, Ph.D. Herlbert Mackualo Torres, M.Sc. Co-director: Edgar Javier Puentes Ortiz, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

La permeabilidad constituye un tema de gran relevancia para la ingeniería de petróleos debido a que definir una tasa óptima de explotación de un yacimiento siempre constituirá una tarea fundamental al momento de analizar la rentabilidad de un proyecto, por lo cual se hace indispensable definir la capacidad de flujo total del medio poroso en cuestión. Desde su completamiento inicial, los pozos requieren de sistemas de levantamiento artificial ya sea por sus altas profundidades o las presiones que se encuentran en las formaciones. El ingeniero de yacimientos requiere estimar tal presión y productividad de la formación, con la finalidad de diseñar óptimamente el equipo de levantamiento artificial. Actualmente el campo Caño Limón estima esos datos basados en analogías de pozos es decir, pozos que estén completados en la misma unidad y similitudes en sus propiedades petrofísicas. El procedimiento Implementado, consistió en calcular la permeabilidad como función de los índices de productividad de pozos en la arena productora carbonera inferior utilizando la permeabilidad calculada de las pruebas multitasas por lo cual, se necesitó construir una nueva transformada que abarque todo el Campo Caño limón debido a que la actual transformada muestra un gran desfase con los datos obtenidos en la producción de los pozos.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

Al inicio de desarrollo del campo, Occidental tenía una participación del 25% en el contrato de asociación, el otro 75% era repartido en un 25% para Royal Dutch Shell y un 50% para Ecopetrol. Para el año 1998, Shell vendió sus acciones a Occidental, quedando conformado el contrato de asociación Cravo Norte entre Occidental y Ecopetrol, con una participación del 50% para cada compañía. ¹

El campo produce principalmente de la formación Carbonera Inferior, a una profundidad promedio de 7800 ft-MD. De igual manera produce de las formaciones Carbonera Superior y Cretáceo. El OOIP fue calculado en 2×10^9 STB, con un GOR menor a 10scf/STB y un punto de burbuja menor a 100 Psi, el mecanismo de producción es el de un acuífero activo. ²

La producción actual del campo es de unos 52.000 STB/D. Para producir a esta tasa es necesario el uso de bombas electrosumergibles como sistema de levantamiento artificial.³

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.

El campo Caño Limón está ubicado en el departamento de Arauca a 50km al Sur occidente de su capital y entre la población de Arauquita y el caserío La Yuca. El

¹ GALVIS, Y. Estudio de los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de aguas de producción en la estación pf2 del campo caño limón. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007

² RIVERO, R. GUIMER, J. SLATER, J. HEARN, C. Caño Limon Field, Colombia: The latest giant oil reservoir in South America. En: Society of Petroleum Engineers, SPE-15566-PA. 1988.

³ REDACCIÓN REUTERS. Se restablece bombeo de petróleo por el oleoducto Caño Limón-Coveñas. En: El tiempo (en línea), 05 de abril 2017 (revisado 04 de octubre 2017). Disponible en Internet: <http://www.eltiempo.com/economia/empresas/oleoducto-cano-limon-covenas-75142>.

campo está dentro del área del contrato de Asociación Cravo Norte, con un área de 260.000 hectáreas localizada en el extremo Norte de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. ⁴

El sector Cravo Norte geográficamente está limitado al norte y al este por el río Arauca, al sur con el río Casanare y al oeste con la cordillera Oriental. El campo se enmarca dentro de las Coordenadas Gauss con origen 3º Este: ⁵

N: 1'256.000 m - 1'264.000 m

E: 992.000 m - 1'004.000 m⁶

1.3 GEOLOGÍA

Los yacimientos comprenden arenas deltaicas con una profundidad promedio de 7.800ft y el mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural (acuífero activo).

El campo se encuentra en el arco de Arauca en el flanco norte de la cuenca de los Llanos Orientales, al norte de este arco se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela), al este el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes. La región norte consiste en fallamientos de tipo normal en un flanco monoclinial que desciende al oeste con leves buzamientos.⁷

⁴ GALVIS, Y. Ob. Cit.

⁵ MACHETE, E. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007

⁶ *Ibíd.*

⁷ RIVERO, R. GUIMER, J. SLATER, J. HEARN, C. Ob. Cit.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

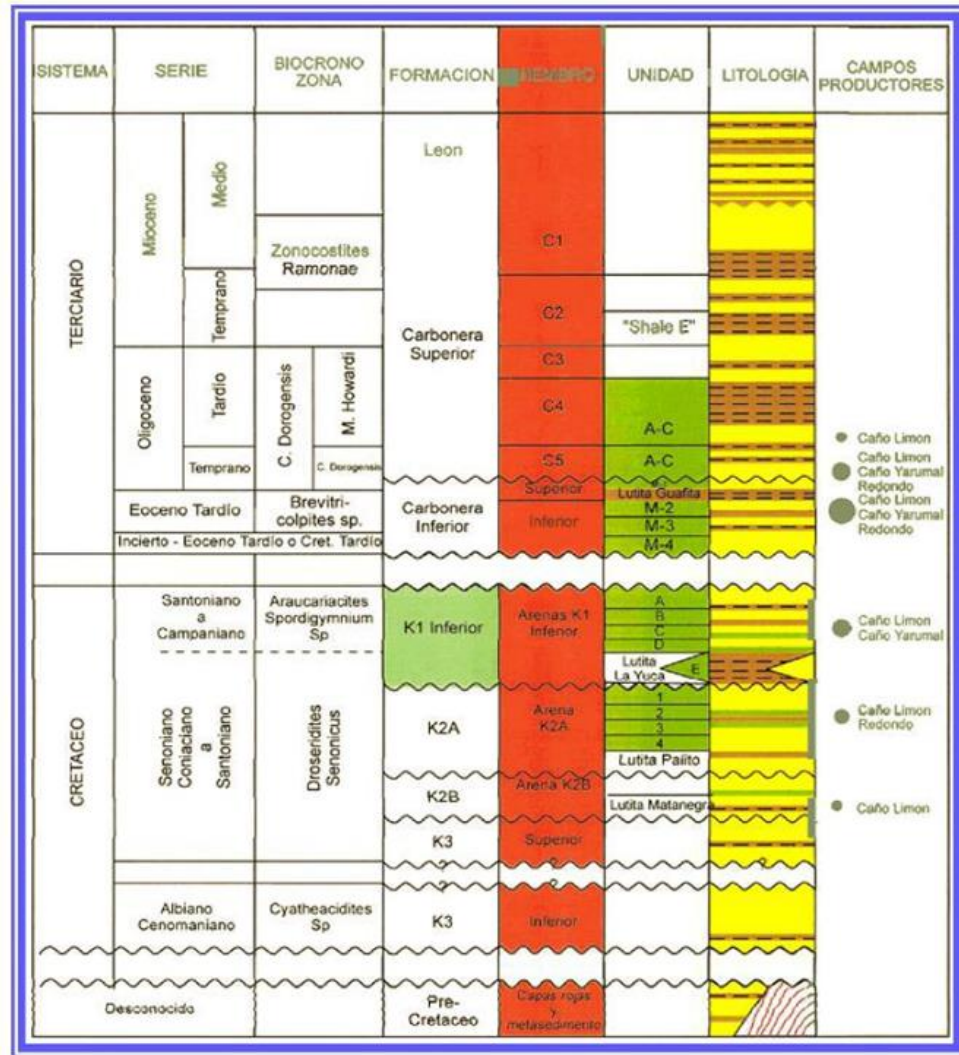
El campo Caño Limón abarca tres cierres estructurales asociado a un área productiva en específico Caño Limón, Matanegra y La Yuca. El movimiento lateral de la falla Caño Limón es el encargado de formar los tres cierres estructurales que secciona de noroeste a suroeste al campo que se asocia al desplazamiento de las fallas que convergen de los bloques Matanegra y La Yuca. ⁸

La sección estratigráfica tiene una extensión de 9200 ft de columna sedimentaria desde el Precretáceo al Cretáceo. Los estratos productores comprenden tres formaciones sedimentarias, la Formación Carbonera Inferior de mayor relevancia en cuanto a producción se refiere debido a que contiene el 80% del petróleo total in situ del Campo, las formaciones del cretáceo y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno. ⁹

⁸ RIVERO, R. GUIMER, J. SLATER, J. HEARN, C. Ob. Cit.

⁹ JIMÉNEZ, M. Evaluación del comportamiento de sistemas de levantamiento de arena en pozos con alta producción de arena en el campo caño limón. Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2015

Figura 1. Columna Estratigráfica de los Campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo



Fuente: JIMÉNEZ, M. Evaluación del comportamiento de sistemas de levantamiento bes en pozos con alta producción de arena en el campo caño limón. Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2015.

1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.¹⁰

La evaluación de las propiedades petrofísicas del Campo se ha llevado a cabo a través de análisis de perfiles eléctricos, pruebas de corazones para obtener porosidad y permeabilidad de las arenas y análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del Yacimiento. En la tabla 1 se muestran las características de la roca del Campo:

Tabla 1. Características de la roca

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA	
Profundidad Promedio (ft)	7.600
Área (acres)	8.900
Espesor neto Petrolífero (ft)	150
Presión inicial @ 7.100 ft-MD (psi)	3.213
Temperatura @7.100 ft-MD °F	207
Porosidad (%)	25%
Permeabilidad Md	5.000
Saturación de agua inicial (%)	25

Fuente: MACHETE, E. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007

Los valores de porosidad han sido determinados de correlaciones establecidas entre las porosidades de núcleos y de registros eléctricos. Las porosidades del campo Cano Limón son altas en general, donde son mayores en la formación Carbonera Inferior, seguida de las arenas Carbonera Superior y Cretácico. En la tabla 2, se muestra los valores de porosidad distribuidos en todos los bloques del campo.

¹⁰ MACHETE, E. Ob. Cit.

Tabla 2. Distribución de porosidades del Campo Caño Limón

ÁREA	FORMACIÓN	POROSIDAD %
CAÑO LIMON	Carbonera Superior	20.6
	Carbonera inferior	23.8
LA YUCA	Carbonera Superior	21.3
	Carbonera inferior	23.8
	Cretáceo	19.9
MATANEGRA	Carbonera Superior	25.1
	Carbonera inferior	26.8
	Cretáceo	24.6

Fuente: MACHETE, E. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007

Los valores de permeabilidad se han determinado basándose en análisis de corazones. El rango de permeabilidades más altos se encuentran en la arena productora carbonera inferior aproximadamente de 5 darcys.

Caño Limón se encuentra a una presión superior a la presión de burbuja (aproximadamente 50psi), por lo cual no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva, sino que únicamente contendrá petróleo y agua.

La saturación de fluidos se ha determinado con ayuda en la evaluación de registros eléctricos, permeabilidades relativas de drenaje, obteniendo los siguientes datos de saturaciones promedias como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3. Saturación de aceite.

ÁREA	FORMACIÓN	SATURACIÓN DE ACEITE %
CAÑO LIMON	Carbonera Superior	67
	Carbonera inferior	76.9
LA YUCA	Carbonera Superior	74.9
	Carbonera inferior	76.9
	Cretáceo	37.3
MATANEGRA	Carbonera Superior	50
	Carbonera inferior	70.4
	Cretáceo	73.2

Fuente: MACHETE, E. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007

1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS. ¹¹

Las pruebas PVT han sido de gran importancia para el conocimiento del campo el cual han beneficiado en el desarrollo y producción del mismo. El campo se encuentra con presiones por encima a las presiones de saturación lo cual indica presencia de fases líquida en el momento de la producción. El gas en solución medido de laboratorio RS, nos indica que es inferior a los 15 PCN/BN, por el cual se espera un mínimo aporte de energía por expansión del petróleo debido a que su compresibilidad debe de ser igualmente bajo. Todas estas características se muestran en la tabla 4 y clasifican al campo Caño Limón como un yacimiento subsaturado.

¹¹ JIMÉNEZ, M. Ob. Cit.

Tabla 4. Propiedades de los fluidos del yacimiento

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	
Gravedad API del petróleo	29 °API
Densidad del Petróleo	0.88 gr/cc
Factor Volumétrico @207 °F Y 3.200 PSI	1.05 bbls/stb
Viscosidad del petróleo @207 °F Y 3.200 PSI	4 cp
Presión de Burbuja	50 psi
Relación Gas-Aceite (GOR)	8 SCF/STB
Relación Gas-Aceite (WOR)	90%

Fuente: MACHETE, E. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007

2. MARCO TEÓRICO

2.1 POROSIDAD

La porosidad es una medida del espacio volumétrico que existe entre las partículas o los granos que conforman la matriz de la roca, la cual se representa por un valor porcentual que define la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

$$\emptyset (\%) = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (1)$$

Dónde:

\emptyset = porosidad

V_p = Volumen Poroso

V_t = Volumen total de la roca

La principal y más popular clasificación de la porosidad de las rocas es la siguiente:

- Absoluta: La porosidad absoluta considera como el volumen poroso total de poros, estén o no interconectados.
- Efectiva: La porosidad efectiva se refiere al porcentaje de poros interconectados que permiten la circulación de fluidos. O se considera como el volumen poroso solamente conectado entre sí.
- No Efectiva: esta porosidad no efectiva representa la diferencia entre las porosidades anteriores, es decir, la porosidad absoluta y la efectiva.

2.2 PERMEABILIDAD

El término de permeabilidad se define como la capacidad del medio poroso para permitir el flujo de fluidos es decir permitir que el flujo lo atravesase con facilidad y sin alterar su estructura interna, mediante un gradiente de presión, a través de sus poros interconectados. En la industria del petróleo esta propiedad de la roca se mide en milidarcys (md).

Según la Ley de Darcy:

$$k = \frac{v * dL}{\mu * dp} \quad (2)$$

Dónde:

μ = Viscosidad del fluido

$\frac{dp}{dl}$ = Es el gradiente de presión en la dirección del flujo

v = velocidad del fluido

La principal y más popular clasificación de la permeabilidad es la siguiente:

- Permeabilidad absoluta: se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un único fluido.
- Permeabilidad efectiva: se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por dos o más fluidos.

- Permeabilidad Relativa: es la razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

2.3 SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS.

La saturación de la roca es el porcentaje en el cual espacio o volumen poroso de una roca está lleno de un fluido, sea este petróleo, agua o gas. La saturación relativa de cada fluido es la fracción del espacio o volumen poroso ocupada por ese fluido sobre el volumen poroso total de la roca.

$$S_x = \frac{V_x}{V_T} \quad (3)$$

Donde:

Sx: Saturación del fluido x

Vx: Volumen de la roca ocupado por el fluido x

Vt: Volumen total del espacio poroso de la roca

La sumatoria de las saturaciones relativas de cada fluido debe sumar 1.

$$S_O + S_W + S_G = 1 \quad (4)$$

Donde:

So: saturación del aceite.

Sw: saturación del agua.

SG: saturación del gas.

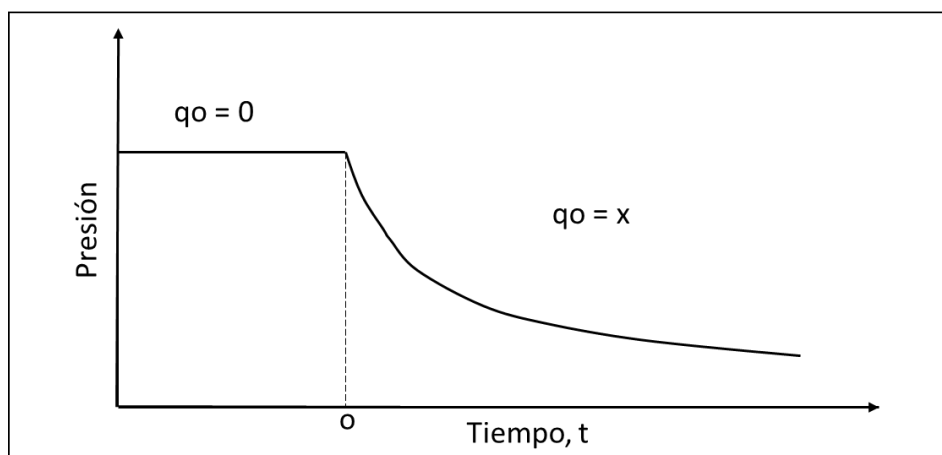
2.4 PRUEBAS DE POZOS

Las pruebas de pozos permiten evaluar las características estáticas y dinámicas del yacimiento. Estas pruebas se pueden agrupar en dos categorías principales, según su utilidad: en Pruebas de Presión y Pruebas de Productividad.

Las pruebas de presión, que serán aplicadas en nuestro estudio, son importantes debido a que fundamentara las bases necesarias para analizar e interpretar los resultados y determinar ciertos parámetros fundamentales del yacimiento.

2.4.1 Pruebas de declinación de presión o de flujo (drawdown test). Una prueba de presión durante el período de flujo, consiste en medir las presiones en el fondo del pozo durante un determinado período de tiempo a una tasa de producción sea esta constante o variable. El pozo es cerrado antes de una prueba de flujo durante un tiempo suficientemente largo como para que el yacimiento alcance la presión estática luego el pozo, se abre a producción hasta que alcance una presión estabilizada. La prueba de flujo (Drawdown) puede durar desde unas pocas horas hasta varios días si es necesario, dependiendo de los objetivos de la prueba. En la figura 2 se observa un esquema típico de una prueba de flujo.

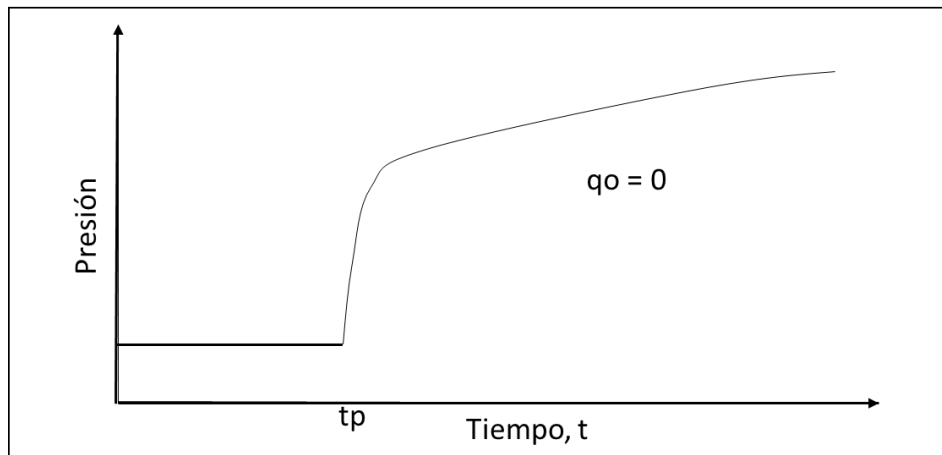
Figura 2. Esquema representativo de una prueba de flujo (drawdown)



Fuente: Modificado. KUSHTANOVA, G. Well test analysis. Kasan University, 2015.

2.4.2 Pruebas de restauración de presión (buildup test). Consiste en hacer producir el pozo a una sola tasa o caudal (Q) durante cierto tiempo determinado (t_1), para luego cerrarlo y registrar la presión de fondo medido en función del tiempo desde el cierre hasta que la presión iguale o se asemeje a la que tenía inicialmente el pozo (P_i). En la figura 3 se observa un esquema típico de una prueba de restauración.

Figura 3. Esquema representativo de una prueba de restauración (buildup)

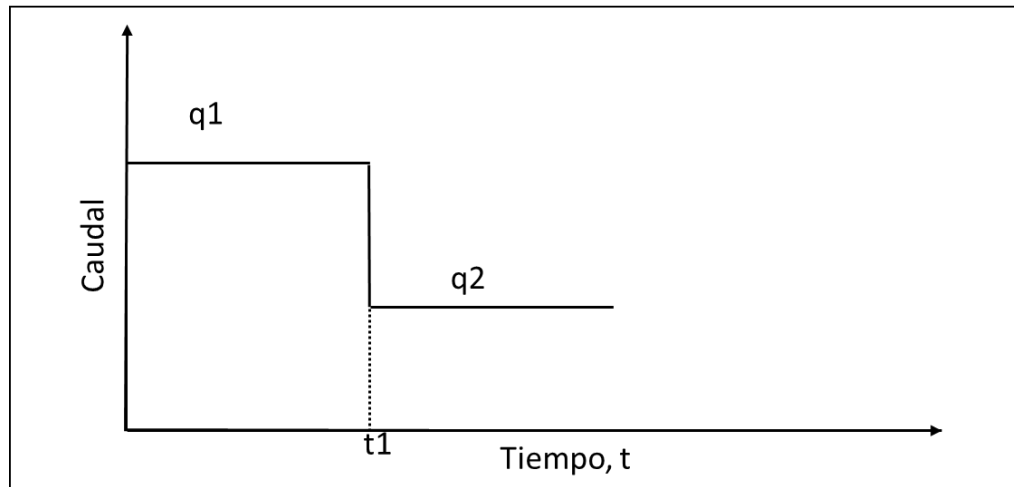


Fuente: Modificado. KUSHTANOVA, G. Well test analysis. Kasan University, 2015.

Las pruebas de restauración de presión gráficamente se pueden dividir en tres etapas de acuerdo al tiempo transcurrido, la primera es tiempo inicial en el cual la presión transeúnte que se produce por el cierre del pozo durante la restauración de presión se mueve a través de esta región, causando que la permeabilidad puede estar alterada debido al posible daño existente en la zona, la segunda es el tiempo medio donde el radio de investigación ha sobrepasado la influencia de la zona alterada en las cercanías del pozo y cuando el flujo posterior ha dejado de afectar la data de presión y la tercera es el tiempo final donde se alcanza un tiempo suficiente, el radio de investigación alcanzará los límites de drenaje del pozo. En esta región el comportamiento de la presión está influenciado por la configuración del límite, por la interferencia de pozos cercanos, por heterogeneidades del yacimiento y por contactos entre fluidos.

2.4.3 Pruebas de flujo para dos tasas o más tasas (multitasas). Las pruebas multitasas son más aproximado al comportamiento de las presiones de un pozo real, debido a que es normal que se tengan dos o más tasas de producción diferentes notablemente la una de la otra. En la figura 4 se muestra un esquema típico de una prueba multitasas con 2 caudales distintos.

Figura 4. Esquema representativo de una prueba multitasas



Fuente: Modificado. KUSHTANOVA, G. Well test analysis. Kasan University, 2015.

2.5 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

Se define como la relación entre el gasto de producción y el cambio de presión entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo. Es decir es una forma matemática que expresa la capacidad de un yacimiento para suministrar fluidos al pozo. Normalmente se define con las letras J o IP. En nuestro estudio se tomara como IP.

$$IP = \frac{Q}{P_E - P_{WF}} \quad (5)$$

El índice de productividad puede ser expresado en función de la ley de Darcy teniendo en cuenta el régimen de flujo del pozo el cual depende el perfil de presión y el mecanismo de producción:

- Estado estable: La presión en cada ubicación en el yacimiento permanece constante. Es decir, no cambia con el tiempo. ¹²

$$Q_0 = \frac{K_h h (P_e - P_{wf})}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] + s)} \quad (6)$$

$$J = \frac{Q_0}{P_e - P_{wf}} = \frac{K_h h}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] + s)} \quad (7)$$

- Estado pseudo-estable: La presión en diferentes lugares en el yacimiento está disminuyendo linealmente como una función de tiempo. ¹³

$$Q_0 = \frac{K_h h (\bar{P} - P_{wf})}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0,75 + s)} \quad (8)$$

$$J = \frac{Q_0}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{K_h h}{141,2 B_o \mu_o (\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0,75 + s)} \quad (9)$$

¹² MONJE, S. TRIVIÑO, D. Determinación de la tasa crítica de producción de petróleo de los pozos de los campos correspondientes al área Occidente SOP ECOPEPETROL S.A. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Surcolombiana. Petróleos. Neiva, 2014.

¹³ *Ibíd.*

- Estado transitorio: La tasa de cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento no es cero o constante.¹⁴

$$Q_0 = \frac{K_h h (P_i - P_{wf})}{162,6 B_o \mu_o (\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0,87s)} \quad (10)$$

$$J = \frac{Q_0}{P_i - P_{wf}} = \frac{K_h h}{162,6 B_o \mu_o (\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0,87s)} \quad (11)$$

Donde

$$Q_0 = \text{caudal}, \frac{STB}{d}$$

P_e = presión yacimiento en estado estatico, Psi

\bar{P} = presión yacimiento en estado pseudo estatico, Psi

P_i = presión inicial del yacimiento, Psi

P_{wf} = presión de fondo fluyente, Psi

K_h = permeabilidad horizontal, mD

B_o = factor volumetrico de formación del crudo, $\frac{bl}{STB}$

μ_o = viscosidad del crudo, cp

r_w = radio del pozo, Ft

r_e = radio de drenaje del pozo, Ft

h = espesor de la formación, Ft

ϕ = porosidad

C_t = compresibilidad total, Psi^{-1}

t = tiempo, Horas

s = factor de daño

¹⁴ *Ibíd.*

3. METODOLOGÍA

El presente proyecto se orientó en la identificación de una nueva metodología para calcular la permeabilidad de los pozos teniendo en cuenta las pruebas multitasas. Este objetivo se logró mediante el análisis, desarrollo, simulación y cálculos predictivos con datos reales obtenidos del campo Caño Limón.

El desarrollo metodológico se planeó en 4 pasos que implicara la construcción de la nueva transformada.

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.

El campo tenía un total de 150 pruebas multitasas realizadas en la formación carbonera inferior, de las cuales a la fecha¹⁵:

- ✓ 92 son representativas.
- ✓ 58 son no representativas.

De las 92 pruebas representativas se consideró:

- ✓ 10 pruebas que se reevaluaron debido a que los intervalos abiertos se comportaban más como arenas del cretáceo y no como carbonera inferior.
- ✓ 2 pruebas se consideraron en su momento representativas pero sus resultados, no se comportaban como pozos ubicados en la formación carbonera. Después de analizar correctamente las pruebas, se observó que durante el procedimiento efectuado hubo un apagón de energía lo que afectó directamente la prueba.

Los pozos están clasificados en tres bloques diferentes según las fechas realizadas de las pruebas multitasas, como se muestra en la tabla 5.

¹⁵ Fechas: 12 de diciembre de 2016

Tabla 5. Clasificación de bloques según las fechas de realización de las pruebas.

Bloque	Fecha	Número de Pozos
1	1997 - 2000	15
2	2001 - 2010	35
3	2010 - 2016	30

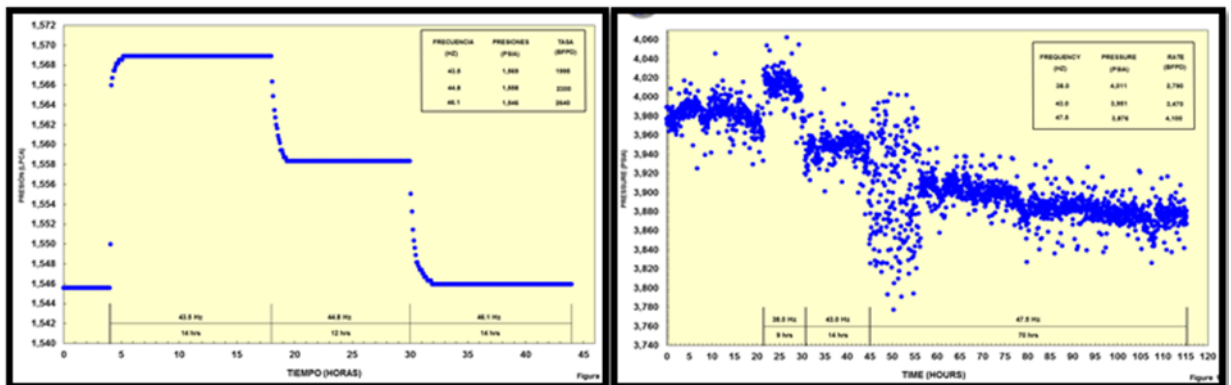
3.2 CONTROL DE CALIDAD

Cada una de las 150 pruebas anteriores se reevaluaron con el propósito de verificar los resultados ya obtenidos por los ingenieros de yacimientos. Principalmente el control se debe de realizar para poder conjeturar y constatar que los datos de permeabilidad que se obtengan, sean coherentes con el comportamiento de los pozos.

Las pruebas de presión se ven afectadas por distintos parámetros en los que se tienen:

- ✓ Cierres de campo.
- ✓ Influencia de otros pozos.
- ✓ Toma incorrecta de datos y precisión de las herramientas.

Figura 5. Comparación de dos pruebas multitasas. Prueba representativa (izquierda) y prueba no representativa (derecha)



En la sección de la derecha de la figura 5, se observa una prueba multitasa no representativa debido a que no se ve una tendencia de estabilización de los datos de presión obtenidos, lo que pueden conllevar a resultados que son incoherentes con el comportamiento del pozo si esta se considera como válida. En la sección de la izquierda se observa una prueba representativa debido a la estabilización lograda en las curvas y por respuesta inmediata del yacimiento.

3.3 SIMULACIÓN DE LAS PRUEBAS MULTITASAS.

Después del control y calidad de las pruebas seleccionadas, se simuló cada una de ellas usando el software Saphir-Ecrin teniendo en cuenta:

- Propiedades y características del yacimiento
- Propiedades y características del fluido
- Ubicación del pozo en el campo.

3.3.1 Presentación del software saphir-ecrin. El análisis moderno de prueba de presión transitorias se fundamenta con el uso de software diseñado con el propósito de facilitar al usuario el manejo de nuevos instrumentos que conlleven a modelar un sistema.

Kappa es una compañía de software de Ingeniería de Petróleo fundada en 1987. Consta de una plataforma software denominada Ecrin que es el estándar de la industria para el análisis de datos dinámicos que basa su metodología en la aplicación de la derivada de Bourdet. La derivada es primordial en su uso como una herramienta para su diagnóstico y ajuste de datos reales de producción con el modelo creado.¹⁶

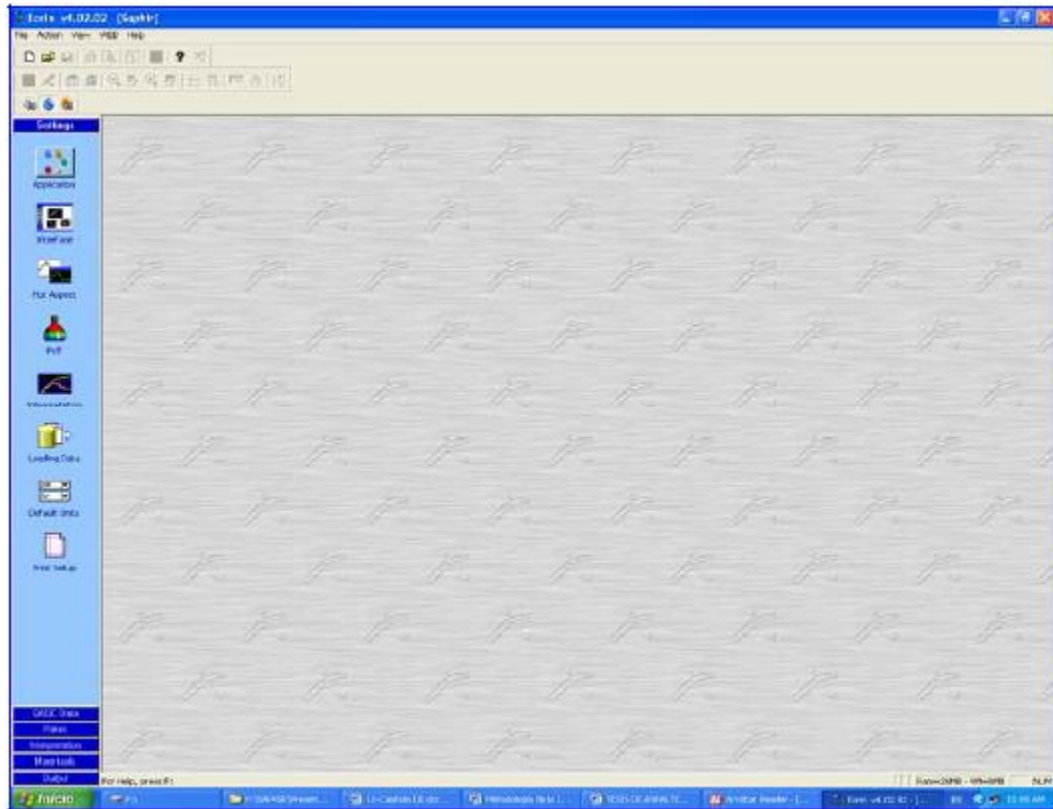
Ecrin incluye varios módulos para:

- Análisis de Presión Transiente Saphir NL

¹⁶ KAPPA. Saphir NL. En Línea: <https://www.kappaeng.com/software/saphir/overview>. (Revisado: 28 de septiembre 2017)

- Análisis de Producción Topaze NL
- Ajuste de la Historial de producción Rubis
- Análisis de Rendimiento Amethyste
- Registro de Producción Emeraude

Figura 6. Escritorio inicial del software Saphir- Ecrin.



Fuente: Saphir-Ecrin aplicación de escritorio.

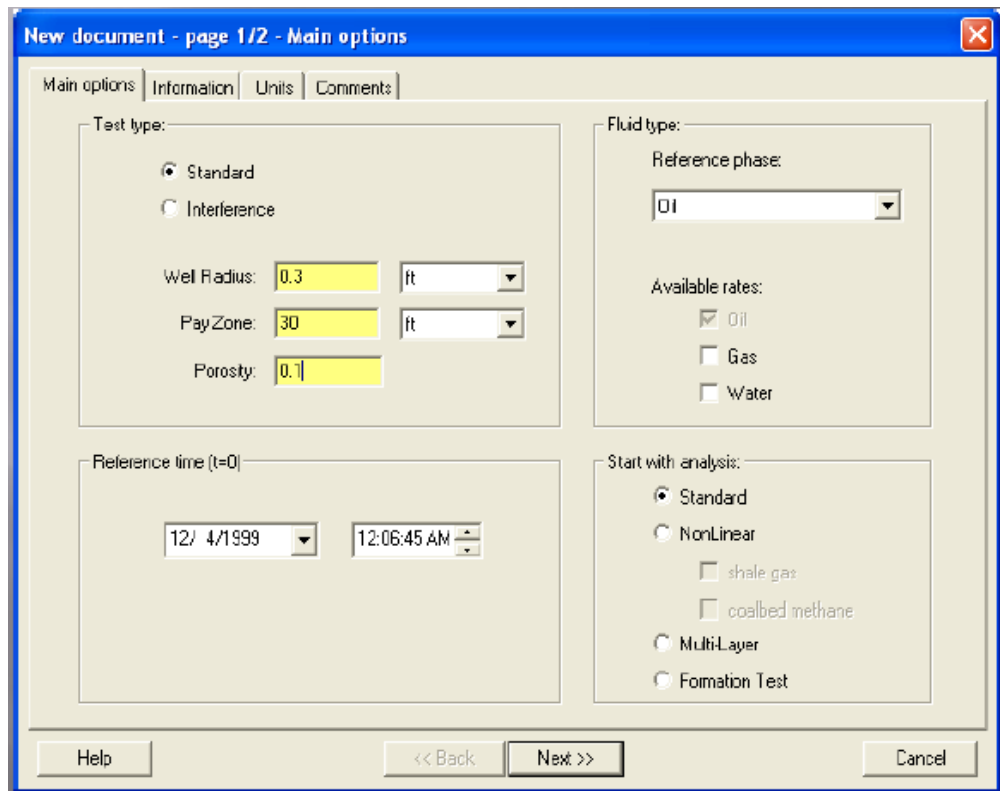
3.3.2 Proceso de simulación usando la herramienta saphir-ecrin. La inicialización del análisis, modelamiento e interpretación de la pruebas de presión, se empieza con el ingreso, de las características del pozo y del yacimiento como son:

- Tipo de prueba
- Referencia del fluido

- Seleccionar la tasa de agua y de petróleo (si se tiene disponible).
- La zona de interés (Espesor)
- El radio del pozo
- Porosidad

De acuerdo a la última interpretación de registros, se usó el software PRIZM de OpenWorks para conocer la porosidad promedio del intervalo de arena y el espesor productivo (aquel que de acuerdo a los cutoffs del campo están considerados como areniscas). El estado mecánico del pozo proveerá la información del radio del pozo (0.26 ft o 0.36 ft) según el diámetro del revestimiento.

Figura 7. Condiciones Generales.



Fuente: Saphir-Ecrin aplicación de escritorio.

3.3.2.1 Características del fluido. En la siguiente sección, es indispensable definir las condiciones iniciales de fluidos del pozo obtenidos, de análisis PVT de la formación por lo cual, los datos necesarios del análisis PVT van hacer:

- El factor volumétrico de la formación,
- Viscosidad
- La compresibilidad.

La simulación tiene parámetros de compresibilidad total del sistema como muestra la figura 8. Por las pruebas PVT y datos de núcleos de pozos, se estableció un valor promedio de $3E-6 \text{ psia}^{-1}$.

La viscosidad equivalente de la mezcla de acuerdo al corte de agua con el modelo utilizado en el campo:

$$\mu_f = \mu_o * (1 - wc) + \mu_w * wc \quad (12)$$

Donde:

$\mu_f = \text{Viscosidad del Fluido, cp}$

$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cp}$

$\mu_w = \text{Viscosidad del agua, cp}$

$wc = \text{Corte de agua, fracción}$

Figura 8. Parámetros PVT para sistemas con Flujo Monofásico.

New document - page 2/2 - PVT parameters

Formation Volume Factor B: 1 B/STB

Viscosity μ : 1 cp

Total compressibility c_t : 3E-6 psi-1

Advanced

Calculate from correlations

So and Sg from Flash

So: 1 ∞ : N/A

Sg: 0 cg: N/A

Sw: 0 cw: N/A

psi-1

ct: 3E-6

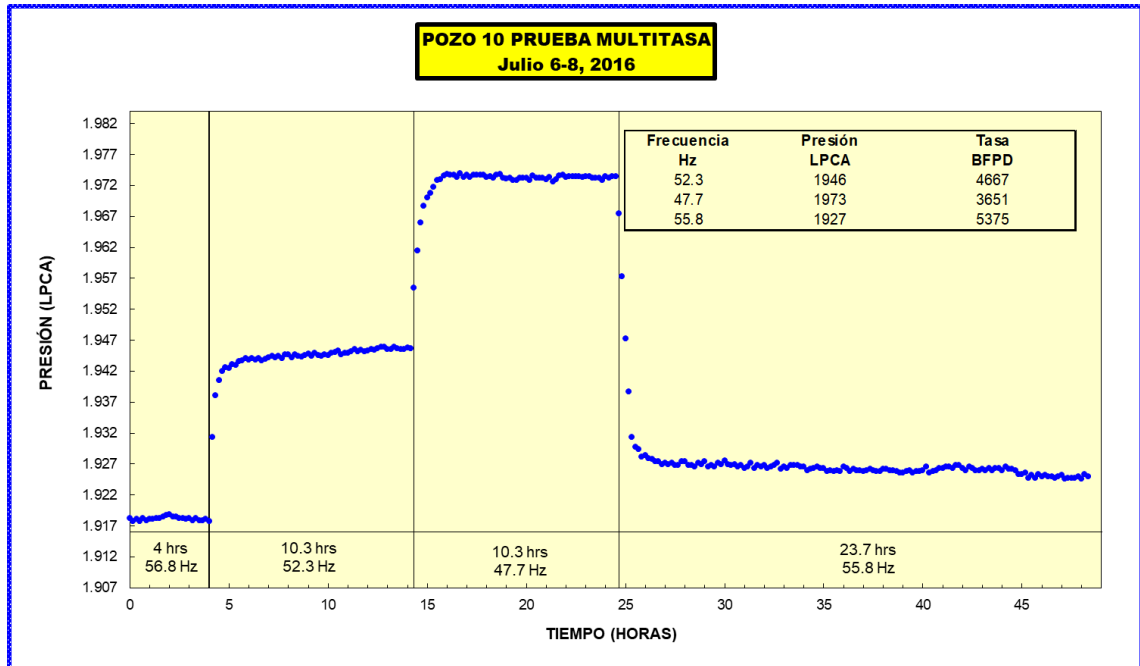
Help << Back Create >> Cancel

Fuente: Saphir-Ecrin aplicación de escritorio.

3.3.2.2 Datos de producción. En esta opción se permite cargar manualmente los valores de caudales de producción, si el flujo es multifásico (tasas de agua, de petróleo, gas), o si sólo se tienen caudales de líquido (agua, petróleo o sólo petróleo).

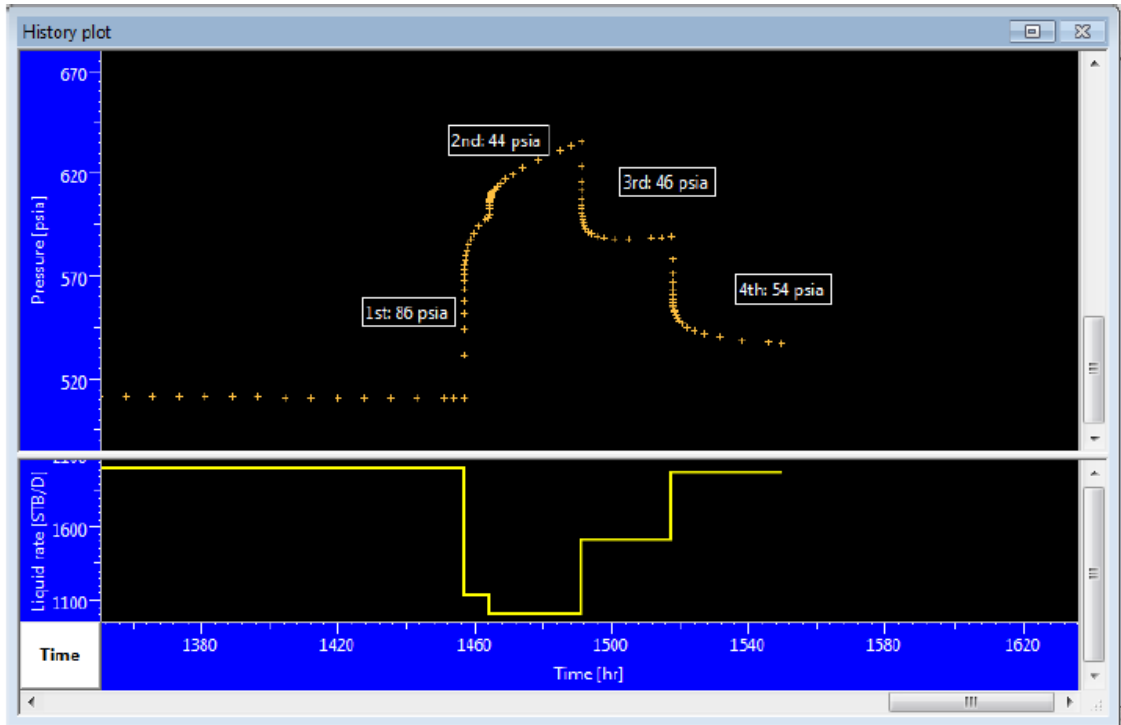
Los datos de caudal serán los reportados por las pruebas multitasas que se le realizaron respectivamente a cada pozo como se puede ver en la figura 9.

Figura 9. Prueba de presión multitasas realizada al pozo 10.



3.3.2.3 Datos de presión. En esta opción se debe cargar la data de Presión de cada prueba es decir los archivos ASCII o Excel dependiendo de cómo fue reportado por la empresa encargada. Saphir reconoce el archivo y lo valida pero es importante escoger los formatos de tiempo correcto y las unidades registradas de presión en los cambios de tasa de aporte de fluidos como se muestra en la figura 10.

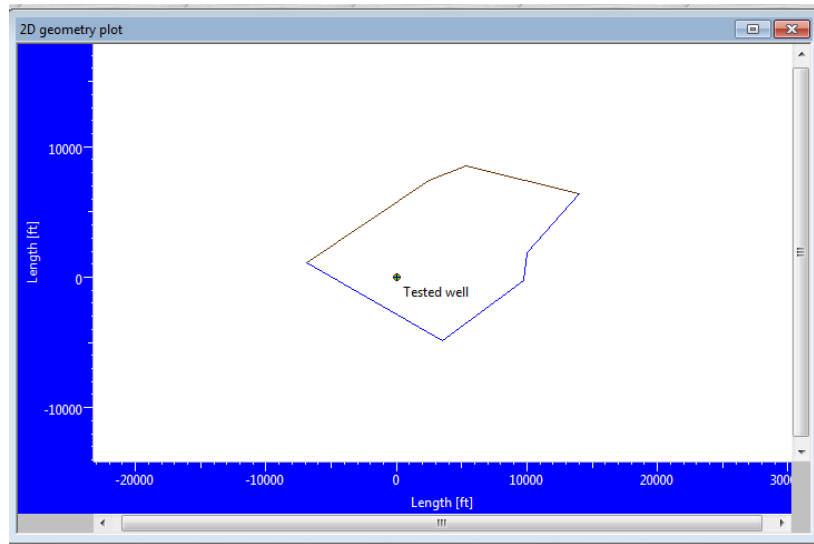
Figura 10. Datos de producción y presión de la prueba usando el software Saphir-Ecrin.



Fuente: Saphir-Ecrin aplicación de escritorio.

3.3.2.4 Geometría del campo. En esta opción se puede cargar un mapa de la ubicación de los pozos con el propósito de insertar (en nuestro caso de estudio) la entrada de agua al campo. Esta sección permite “dibujar”, las fallas de flujo y no flujo y el empuje hidráulico que hace el acuífero activo al campo. Se estableció los límites del área de drenaje y su relación a escala del mapa que se ingrese al simulador como se muestra en la figura 11.

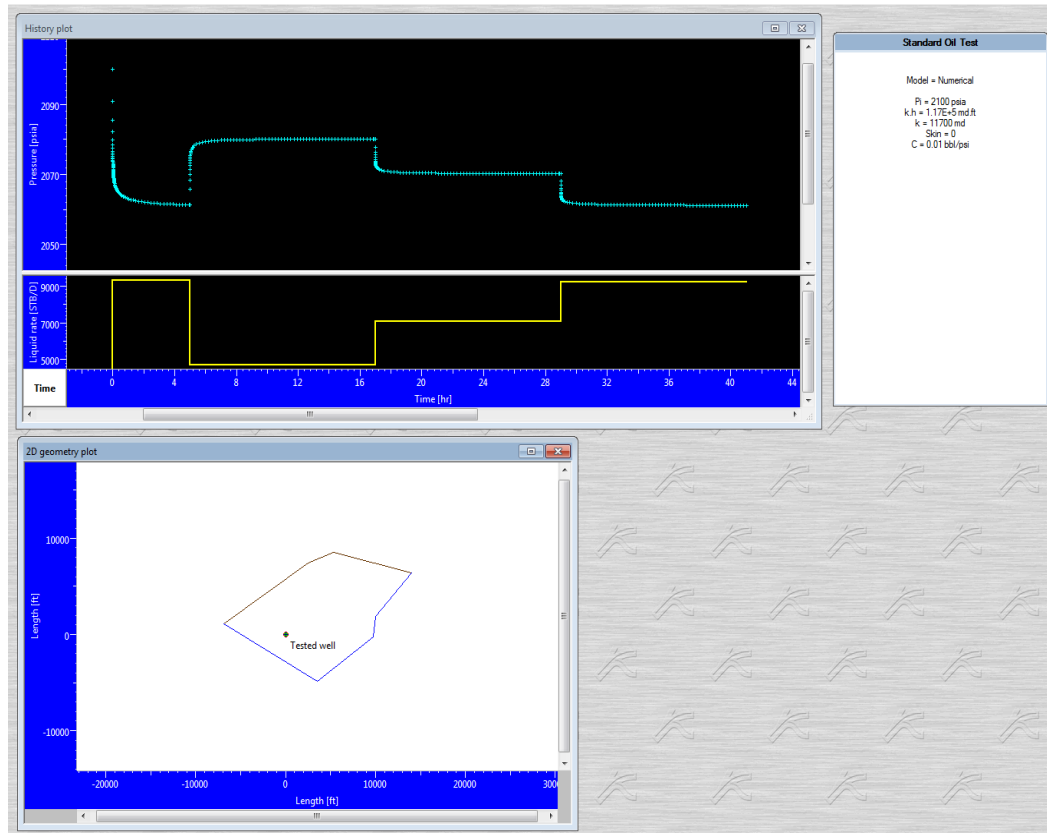
Figura 11. Imagen de fallas de flujo y no flujo del campo.



Fuente: Saphir-Ecrin aplicación de escritorio.

3.3.2.5 Resultados de la simulación. Después de insertar o agregar toda la información necesaria, el siguiente paso es simular todos los datos con ayuda del software con el propósito de calcular la permeabilidad teniendo en cuenta las pruebas de presión y los datos generales del campo. Es importante tener presente durante la interpretación de las pruebas, los cierres de campo durante su desarrollo siempre y cuando se hubiese efectuado. En la figura 12 se muestra el análisis realizado a un pozo del campo como ejemplo.

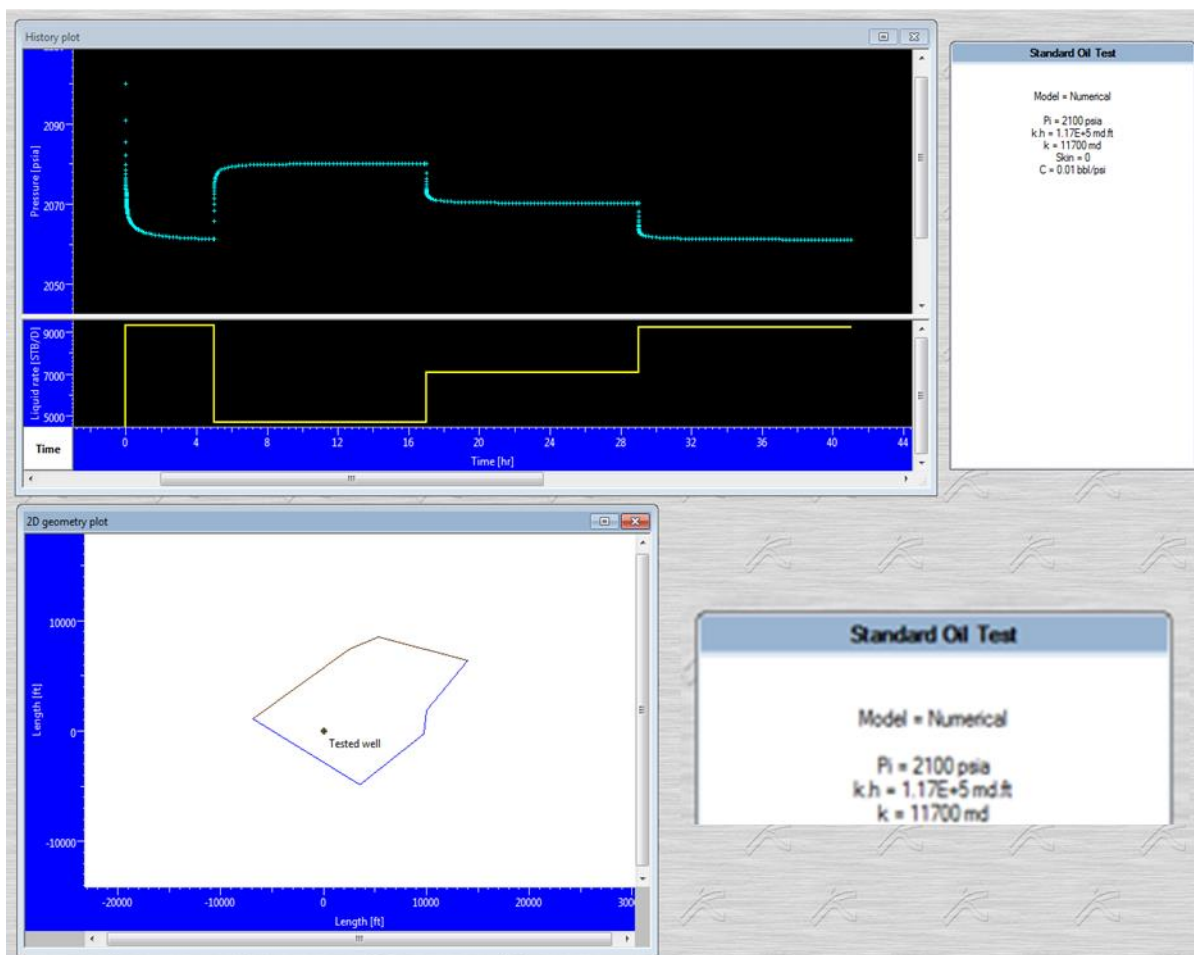
Figura 12. Simulación de la pruebas con todos los datos accedidos.



Fuente: Saphir-Ecrin aplicación de escritorio.

Es importante tener en cuenta que la permeabilidad se fue ajustando con el cambio de presión de la prueba es decir, se debe verificar que en el momento que se simule el procedimiento, el cambio de presión en cada una de los tiempos donde hay variación del caudal deben ser los mismos con los obtenidos por los ingenieros que supervisaron la prueba. Si por algún motivo los cambios de presión no son iguales, se debe ajustar el dato de permeabilidad hasta obtener el dato reportado en campo. En la figura 13 se puede observar los resultados obtenidos después de simular la prueba multitasa del pozo 24, el cual se obtuvo un valor de permeabilidad de 11700 mD.

Figura 13. Resultados obtenidos después de simular la prueba multitasa del pozo 24.



Fuente: Saphir-Ecrin aplicación de escritorio.

3.4 AJUSTE DE LA TRANSFORMADA DE LA PERMEABILIDAD.

El uso de cualquier herramienta que facilite la construcción de una curva será usado de manera directa con el propósito de acercarnos al mejor resultado posible. El objetivo principal de usar una herramienta ya sea un software especializado o Excel es no enfocar tiempo en la construcción de la transformada sino usar ese tiempo en el análisis de la curva construida y de igual manera estos programas ya vienen estructurados y de fácil manejo para el usuario.

Para ajustar la curva se utilizó el software RStudio.

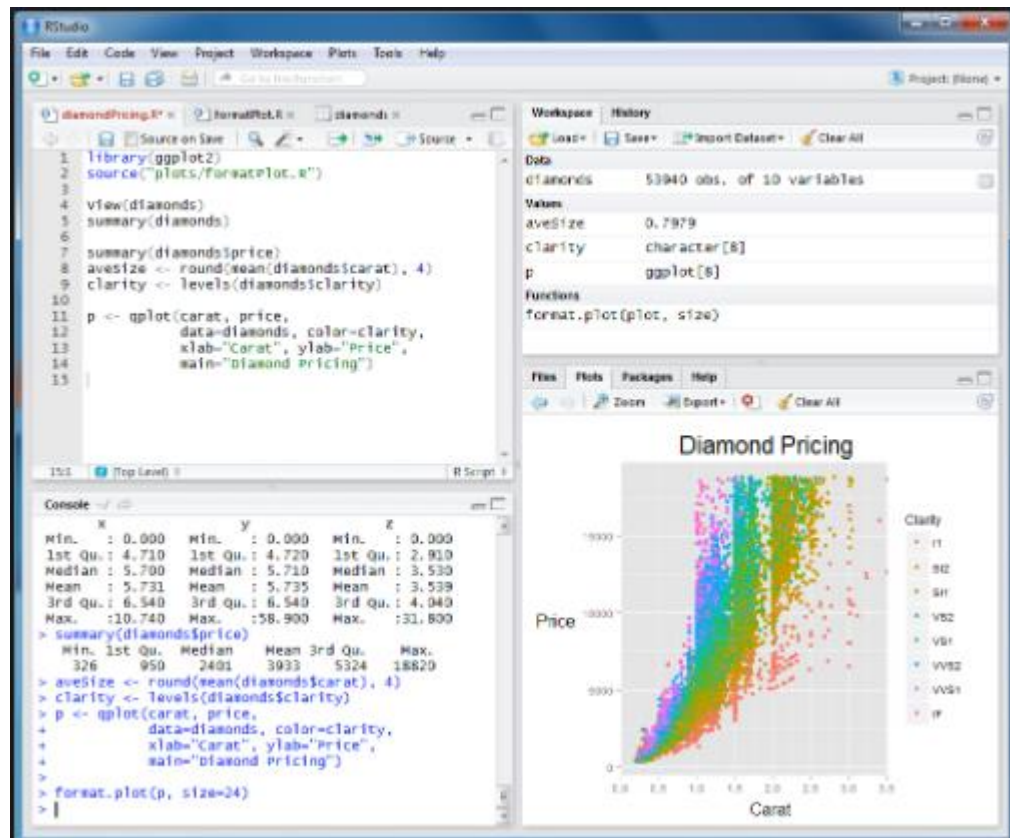
3.4.1 Software RStudio.¹⁷ Rstudio es un software especializado de desarrollo integrado para el lenguaje de programación conocido como R. El paquete completo viene con una consola, un editor de sintaxis, herramientas de trazado, depuración y desarrollo del espacio de trabajo.

RStudio tiene como objetivo principal, de proporcionar el entorno informático estadístico R. Admite un análisis y desarrollo para que cualquiera pueda analizar los datos con R. Entre las ventajas del software están:

- Resaltado de sintaxis.
- Finalización de código.
- Sangría inteligente.
- Ejecutar código R desde el editor fuente.
- Ayuda y documentación de R.
- Administrar fácilmente múltiples directorios de trabajo mediante proyectos.
- Navegador de espacio de trabajo y visualizador de datos.
- Depurador interactivo para diagnosticar y corregir errores rápidamente.
- Extensas herramientas de desarrollo de paquetes.
- Creación con Sweave y R Markdown.

¹⁷ RStudio. En Línea: <https://www.rstudio.com>. (Revisado 20/08/2017)

Figura 14. Imagen de escritorio software RStudio.



Fuente: RStudio aplicación de escritorio.

RStudio permite al usuario utilizar una opción libre con el nombre de “Download free RStudio pro eval” el cual permite usarlo pero no con todas las características y cualidades del software.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 TRANSFORMADA ACTUAL

La actual transformada de la permeabilidad fue construida a partir de datos de núcleos de un cierto número de pozos el cual, abarcaba una cierta área proporcional del campo.

$$K = 1258700 * \emptyset^t \quad (13)$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta, mD

\emptyset = Porosidad del intervalo, Fracción

Esta actual transformada se ha utilizado para predecir tiempos de estabilización de pozos, en la simulación de yacimientos, cálculos de nuevos índices de productividad, balance de materia, entre otros. Es importante tener en cuenta que un valor correcto de la permeabilidad permite entre todo caso predecir factiblemente el comportamiento o caracterización de yacimiento. Todo el estudio se enfocó en trabajar la arena carbonera inferior para así en futuros trabajos construir una mejor transformada para todo el campo.

La arena carbonera inferior ha representado las mejores proporciones en presión y producción en todo el campo. Tiene pocos problemas de arenamiento comparándola con la arena cretácica. Estructuralmente tiene forma de un domo elongado en dirección Noreste-Suroeste y cortado por fallas normales en dirección Este-Oeste.¹⁸

¹⁸ RIVERO, R. GUIMER, J. SLATER, J. HEARN, C. Ob. Cit.

A medida que se fueron estudiando los pozos que estaban o están abiertos en la formación carbonera inferior, calculando índices de productividad o analizando pruebas de presiones demostró que la actual transformada no acoplaba con los datos reales medidos y que su desvió estadístico era grande en comparación con la realidad del campo, por tal motivo surgió la necesidad de construir una nueva transformada que se acercara más al comportamiento real que tienen los pozos en cuestión.

4.2 PERMEABILIDAD DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.

Actualmente los datos de permeabilidad obtenidos de la transformada del Campo no son congruentes con los alcanzados por las pruebas de Presión (restauración de presión, abatimiento de presión y Multitasas). En la tabla 6 se comparan los datos de permeabilidad de 10 pozos del campo que se obtuvieron de pruebas de presión y de la actual transformada. Estos pozos se tendrán en cuenta durante el desarrollo de todo el trabajo con el propósito de comparar los resultados obtenidos.

Tabla 6. Valores de Permeabilidad obtenidas de las pruebas de presión y de la transformada actual en el campo Caño Limón.

Pozo	Pruebas de Presión		Actual Transformada	
	Tipo	Permeabilidad (mD)	Porosidad	Permeabilidad (mD)
Pozo 1	Build Up	12200	0,28	5500
Pozo 2	DrawDown	4500	0,26	72,2012
Pozo 3	Build Up	4500	0,25	356,658
Pozo 4	Build Up	5000	0,26	405,15
Pozo 5	DrawDown	6200	0,27	650,2
Pozo 6	DrawDown	6500	0,26	620
Pozo 7	Build Up	3500	0,22	65,98
Pozo 8	Build Up	2200	0,21	55,9
Pozo 9	Build Up	5000	0,24	401,23
Pozo 10	DrawDown	4000	0,23	350,76

Fuente: Occidental de Colombia, inc.

En la tabla 6 se observa la gran diferencia que se tiene de los datos obtenidos de las pruebas de presiones y de la actual transformada, el cual llegan a tener desvíos mayores al 60%. Cada una de las pruebas de presiones fueron analizadas nuevamente ya que algunas de ellas, fueron tomadas años anteriores y con el propósito de hacer el estudio completo, se reevaluaron las pruebas y se revisaron los resultados obtenidos con el propósito de predecir un mejor cálculo de la permeabilidad.

En la tabla 7 se observa el cálculo de error al comparar los datos de permeabilidad de la tabla 6, tomando a las obtenidas por las pruebas de presión como el dato teórico y los de la actual transformada como el dato experimental.

Tabla 7. Calculo de error estadístico comparando los valores de permeabilidad obtenidos de las pruebas de presión y de la transformada actual.

	Pruebas de Presión	Actual Transformada	Error
Pozo	Permeabilidad (mD)	Permeabilidad (mD)	(%)
Pozo 1	12200	5500	54,9
Pozo 2	4500	72,2012	98,4
Pozo 3	4500	356,658	92,1
Pozo 4	5000	405,15	91,9
Pozo 5	6200	650,2	89,5
Pozo 6	6500	620	90,5
Pozo 7	3500	65,98	98,1
Pozo 8	2200	55,9	97,5
Pozo 9	5000	401,23	92,0
Pozo 10	4000	350,76	91,2

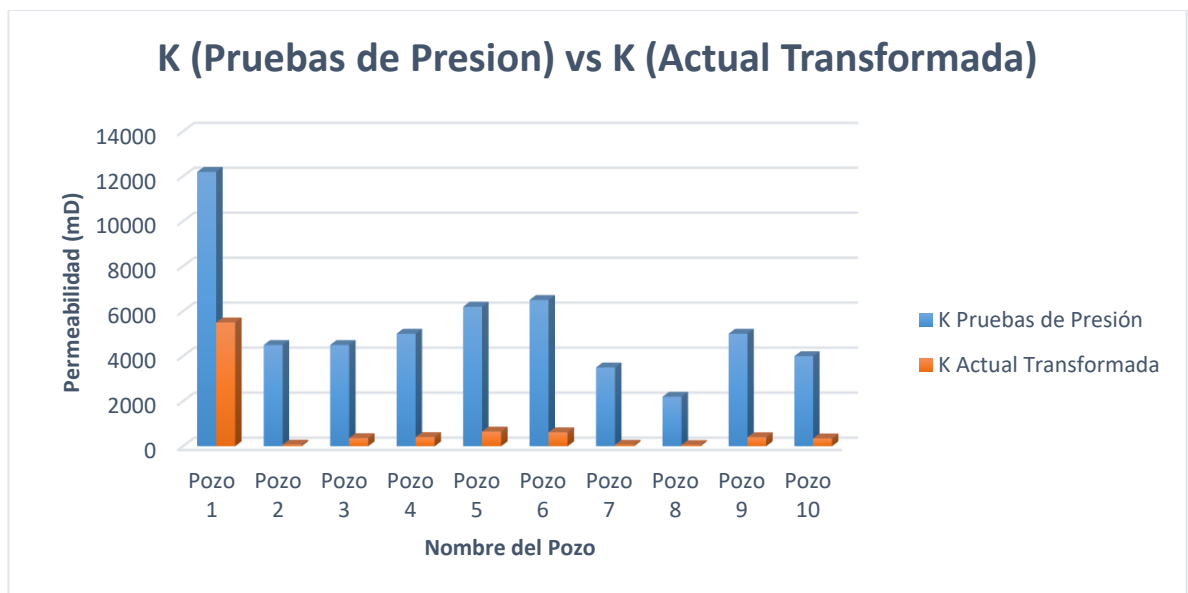
Fuente: Occidental de Colombia, inc.

Los datos de error obtenidos son muy altos debido a la poca información que se tenía para construir la transformada de la permeabilidad y ya que fueron construidos

de datos de núcleos, el radio de alcance de la onda de presión en el yacimiento comparándolas con las pruebas de presión, es muy pequeña y no abarca a todo el campo en su totalidad.

En la figura 5 se comparan los datos de la tabla 6 con el propósito de observar más fácil los dos cálculos de la permeabilidad.

Figura 15. Comparación de la permeabilidad de las pruebas de presión y de la actual transformada.



4.3 COMPARACIÓN DE LOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD.

Cuando se realiza un cambio de arena productiva o un pozo productor nuevo, el ingeniero de yacimientos debe estimar la productividad del pozo lo más elocuente posible. Esta predicción se puede hacer de distintas formas pero la más usada es basada en pozos análogos que estén completados en la misma unidad. El campo actualmente le asigna una productividad específica (productividad por unidad de longitud de la arena) obtenida de las pruebas multitasa tomadas del pozo más cercano es decir, usando la analogía de pozos.

Sin embargo, esta metodología encierra parámetros petrofísicos y geológicos que no están siendo tenidos en cuenta, lo que conlleva, a realizar un estudio sobre los resultados obtenidos de pruebas de presión a lo largo de los últimos años y de allí descartar los parámetros geológicos y de los fluidos para obtener la variable que describe la capacidad de flujo de la arena: la permeabilidad.

En la tabla 8 se comparan los índices de productividad calculados por pruebas de presión y los simulados con el dato de permeabilidad obtenido de la actual transformada.

Tabla 8. Comparación de los índices de productividad de las pruebas y de la actual transformada.

Pozo	Pruebas de Presión		Actual Transformada	Error
	Tipo	Índice de productividad (BFPD/PSI)	Índice de productividad (BFPD/PSI)	(%)
Pozo 1	Build Up	107,8	57,35	46,8
Pozo 2	DrawDown	55,2	21,67	60,7
Pozo 3	Build Up	43,45	26,32	39,4
Pozo 4	Build Up	65	47,89	26,3
Pozo 5	DrawDown	71	58,12	18,1
Pozo 6	DrawDown	58	41	29,3
Pozo 7	Build Up	25,7	38,42	49,5
Pozo 8	Build Up	26,9	21	21,9
Pozo 9	Build Up	33,78	25	26,0
Pozo 10	DrawDown	38,8	22	43,3

Fuente: Occidental de Colombia, inc.

Después de obtener los resultados, se observó de igual manera que con la permeabilidad existe un desfase entre los datos de productividad con errores que alcanzan fácilmente el 50%, estos datos conllevan a malos cálculos de la profundización de las bombas del sistema de levantamiento artificial que son representadas en mayores costos e incluso en el mal funcionamiento del equipo.

Por tal causa el ingeniero de yacimientos debe buscar soluciones que prediga el comportamiento real del pozo en producción y disminuir costos operativos.

4.4 RESULTADOS OBTENIDOS.

A continuación se presenta los resultados de permeabilidad obtenidos de los 10 pozos ejemplos comparándolos con el obtenido en las pruebas de presión (Build up o Drawdown) y la actual transformada.

Tabla 9. Permeabilidad obtenida de las pruebas multitasas de los 10 pozos ejemplos.

Pruebas de Presión		Actual Transformada		Simulación Pruebas Multitasas
Pozo	Tipo	Permeabilidad (mD)	Porosidad	Permeabilidad (mD)
Pozo 1	Build Up	12200	0,28	5500
Pozo 2	DrawDown	4500	0,26	72,2012
Pozo 3	Build Up	4500	0,25	356,658
Pozo 4	Build Up	5000	0,26	405,15
Pozo 5	DrawDown	6200	0,27	650,2
Pozo 6	DrawDown	6500	0,26	620
Pozo 7	Build Up	3500	0,22	65,98
Pozo 8	Build Up	2200	0,21	55,9
Pozo 9	Build Up	5000	0,24	401,23
Pozo 10	DrawDown	4000	0,23	350,76

En la tabla 9 se observa que los datos de permeabilidad obtenidos por el simulador y las pruebas multitasas son más coherentes comparándolos con las pruebas de presión. Si se mantiene a las pruebas de presión como el dato teórico y a los simulados por el software como reales o experimentales se puede calcular el error experimental para comparar el margen de desfase entre ellos.

Tabla 10. Cálculo de error comparativo entre las pruebas de presión y las calculadas con las pruebas multitareas.

	Pruebas de Presión	Simulación Pruebas Multitareas	Error
Pozo	Permeabilidad (mD)	Permeabilidad (mD)	(%)
Pozo 1	12200	12000	1,6
Pozo 2	4500	4250	5,6
Pozo 3	4500	4310	4,2
Pozo 4	5000	4890	2,2
Pozo 5	6200	5970	3,7
Pozo 6	6500	6180	4,9
Pozo 7	3500	3200	8,6
Pozo 8	2200	2150	2,3
Pozo 9	5000	4910	1,8
Pozo 10	4000	3920	2,0

El error obtenido en la tabla 10 no supera en promedio al 10% de error que comparadas con los obtenidos de la actual transformada alcanzan fácilmente valores de un 90% por consecuencia, se puede pensar que es lógico los resultados obtenidos debido a que las pruebas de presión alcanzan todo el radio de drenaje del yacimiento y a su vez arrastra más área del campo.

Ahora comparando los datos de productividad reales de los pozos (medidos por pruebas de presión o por niveles) con los simulados utilizando los datos de permeabilidad obtenidos se tiene:

Tabla 11. Cálculo de error comparativo entre las pruebas de presión y las calculadas con las pruebas multitasas.

Pozo	Pruebas de Presión	Datos Simulados.	Error
	Índice de productividad (BFPD/PSI)	Índice de productividad (BFPD/PSI)	(%)
Pozo 1	107,8	105,2	2,41
Pozo 2	55,2	53,12	3,77
Pozo 3	43,45	39,45	9,21
Pozo 4	65	59,65	8,23
Pozo 5	71	68,32	3,77
Pozo 6	58	56	3,45
Pozo 7	25,7	25	2,72
Pozo 8	26,9	24,9	7,43
Pozo 9	33,78	31,56	6,57
Pozo 10	38,8	38	2,06

En la tabla 11 se observa, que los valores de productividad obtenidos de la permeabilidad usando la nueva transformada es más coherente con los datos reales medidos de los pozos. Lo que permite concluir que la permeabilidad obtenida de las pruebas multitasas es una buena herramienta para calcular índices de productividad siempre y cuando sean arenas nuevas o pozos nuevos ya que aunque la permeabilidad no cambia (a menos que se vea afectada por nuevos factores), el índice de productividad si lo hace debido a que este valor tiene en cuenta la producción de agua del pozo y el grado de depletamiento del yacimiento.

4.5 CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA TRANSFORMADA

Después de realizar las 80 simulaciones y obtener su respectiva permeabilidad, se construyó la mejor ecuación posible de la permeabilidad. En total se construyeron cuatro curvas: lineal (Permeabilidad en escala no logarítmica), logarítmica, media móvil y potencial. El propósito de generarlas fue demostrar la mejor gráfica que representara la tendencia de los datos obtenidos.

En las siguientes graficas se van a mostrar los 4 modelos, se escogió la mejor curva y se pasó a utilizar el software RStudio para crear la nueva transformada.

Las figuras 16, 17 y 18 representan cada una de las tendencias anteriormente expuesta a excepción de la potencial. Se observa claramente como la tendencia de las gráficas no agrupa todos los puntos directamente lo que hace que a medida que se agreguen más datos de permeabilidad con otros pozos se aumente el error de valores asociados a la ecuación que permita calcular la mejor transformada posible.

Figura 16. Permeabilidad contra porosidad usando una curva lineal.

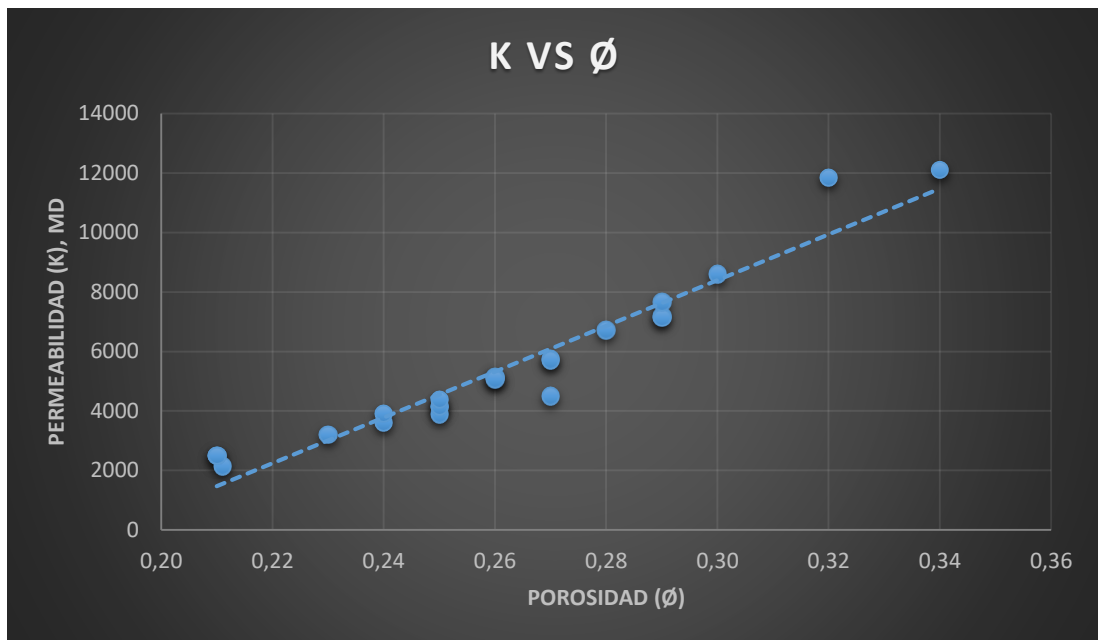


Figura 17. Permeabilidad contra porosidad usando una curva logarítmica.

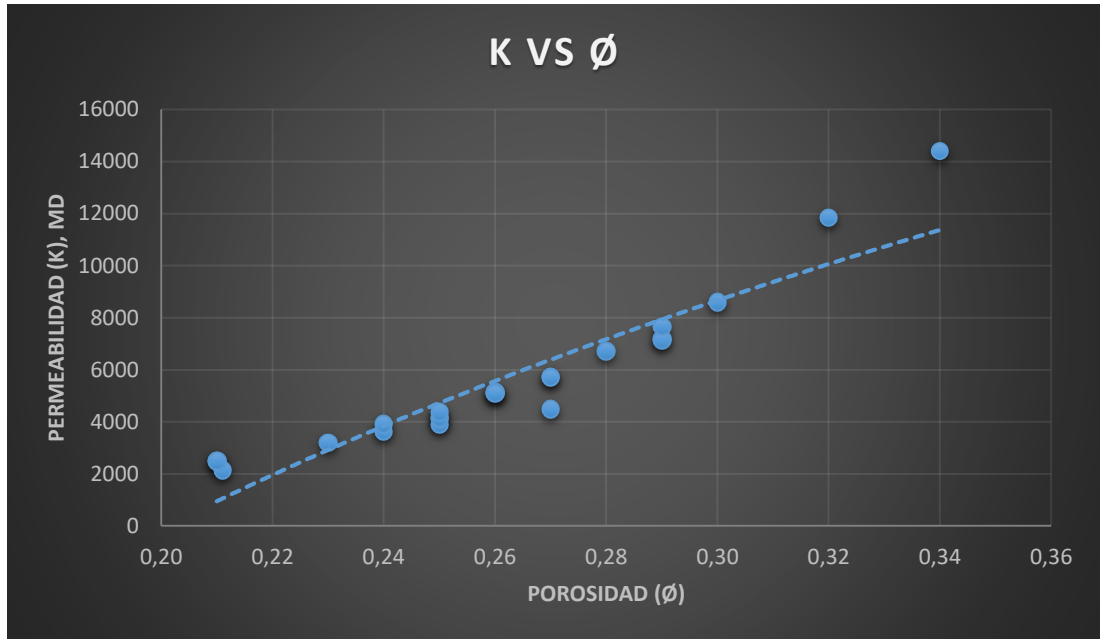
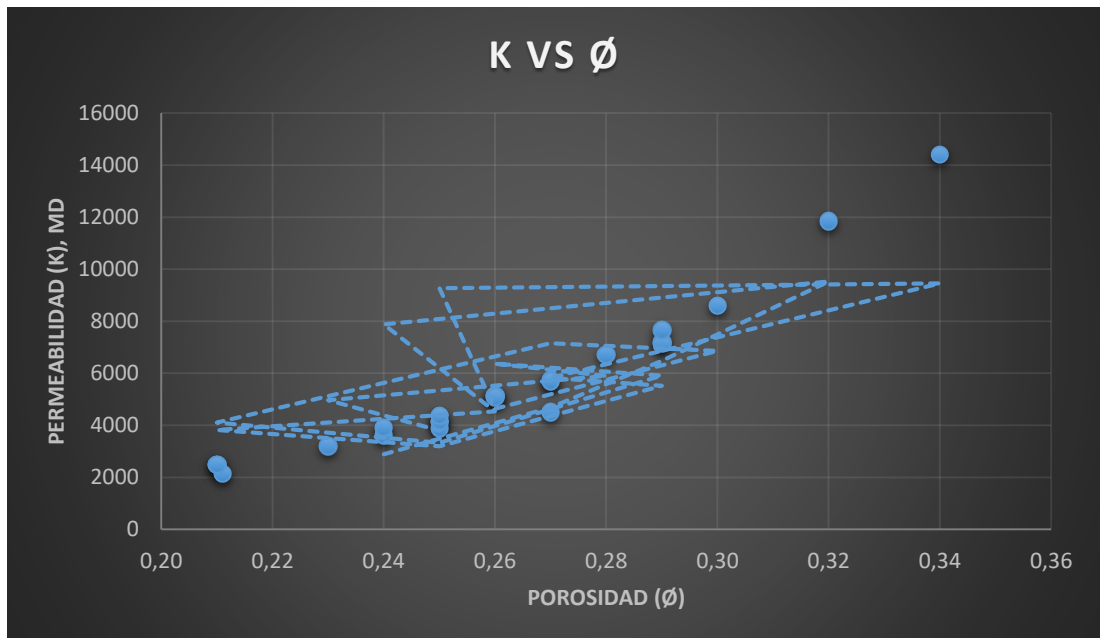
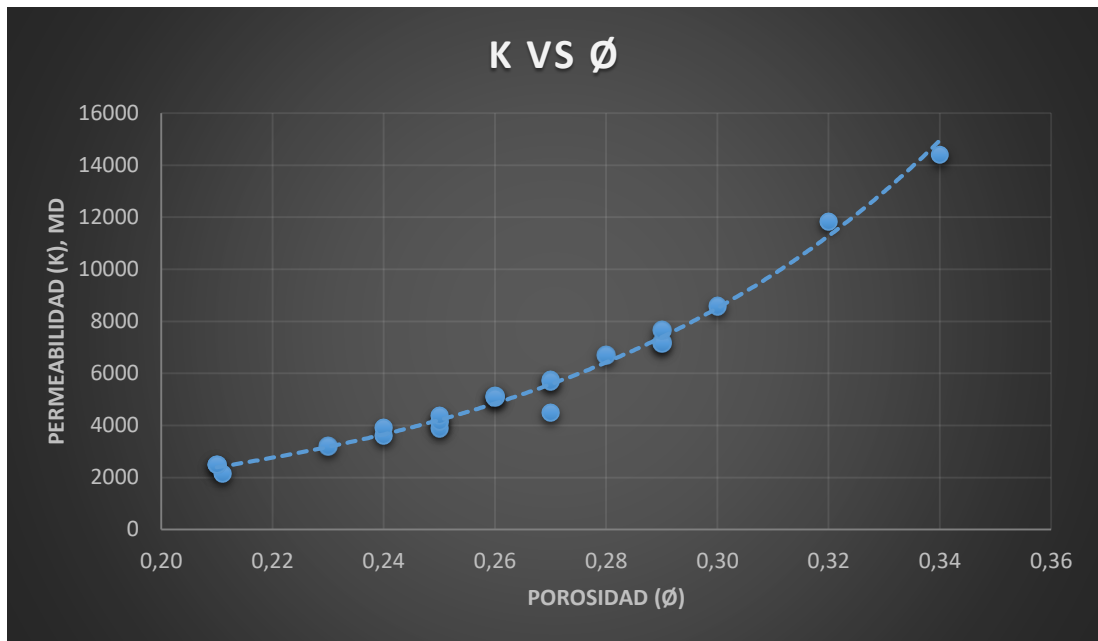


Figura 18. Permeabilidad contra porosidad usando una curva media móvil.



La grafica 19 representa una gráfica potencial en el cual se puede observar claramente un mejor acople de los puntos con la curva en comparación con las anteriores y esto es claro debido, a que normalmente el comportamiento de la permeabilidad con respecto a la porosidad sigue este tipo tendencia.

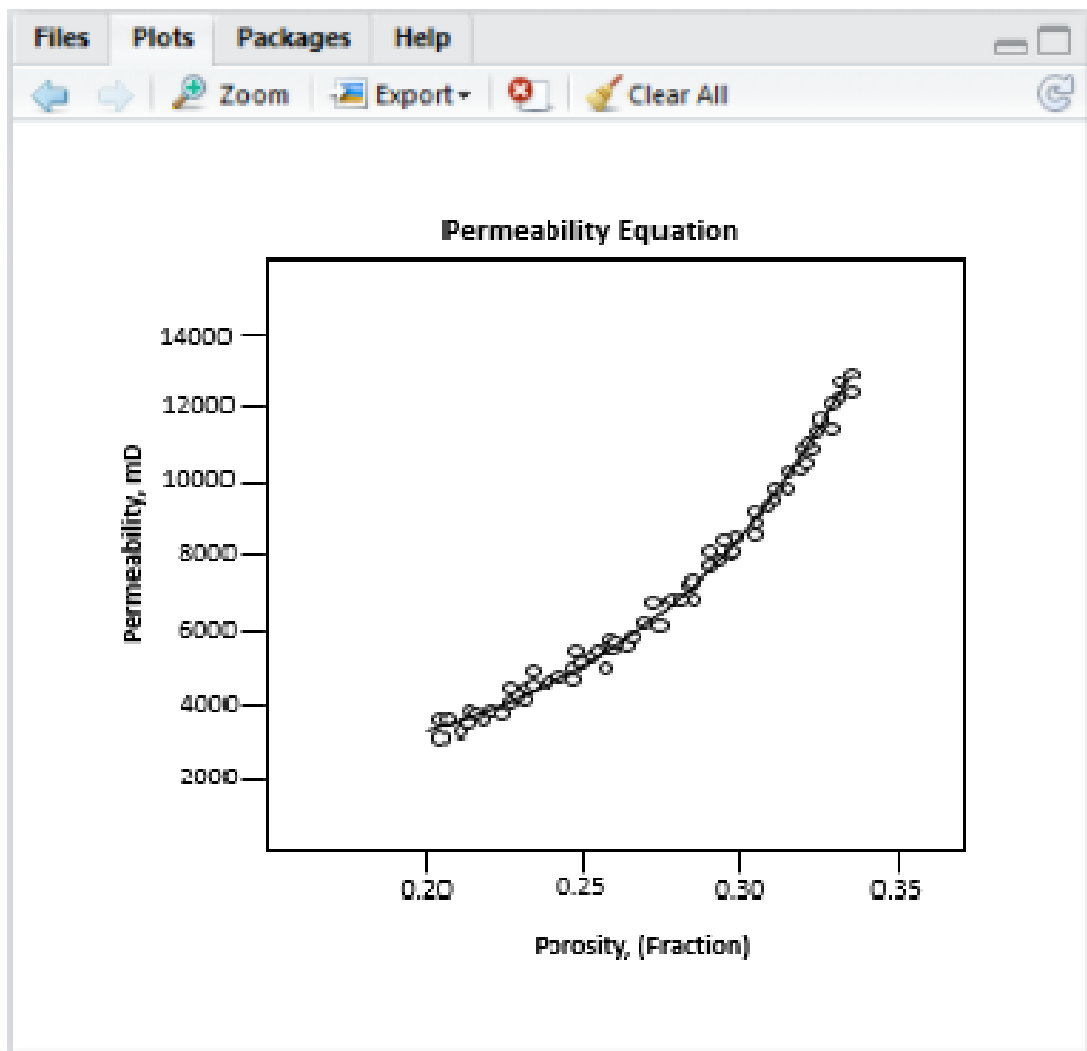
Figura 19. Permeabilidad contra porosidad usando una curva potencial.



El siguiente paso es utilizar el software RStudio donde se cargó todos los datos de permeabilidad y porosidad al software RStudio, se construyó la curva que mejor representara los 80 puntos de la formación carbonera inferior. Es importante tener en cuenta que después de obtener cada resultado se analizó la transformada obtenida con datos de registros, núcleos, pruebas de presión e índices de productividad.

En la figura 20 se observa el acople que generaron los resultados obtenidos de la simulación y los datos de porosidad de los pozos. La nueva curva generada se ajusta eficientemente a los datos alcanzados. En el anexo A se presenta la curva del logaritmo de la permeabilidad contra la porosidad.

Figura 20. Permeabilidad contra porosidad usando el software RStudio (Imagen tomada directamente del software).



La ecuación que describe el comportamiento de la nueva transformada es:

$$K = 804963 * \phi^{3.7599} \quad (14)$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta, mD

ϕ = Porosidad, Fracción

4.6 ESTUDIO DE LA NUEVA TRANSFORMADA

Después de obtener la nueva curva, se debe estudiar su comportamiento con datos reales en los pozos. Se utilizaron de ejemplo los pozos 22 y 35 los cuales, tienen datos de registro medidos que se usaron para calcular la porosidad de los mismos y datos de núcleos. El pozo 22 pertenece al bloque dos (2) ya que las pruebas multitasas se tomaron en el año 2008 y 2007 respectivamente. El pozo 22 es una arena con permeabilidad promedio en comparación a las de todo el campo. Los siguientes datos fueron obtenidos de registros realizados al pozo y analizados por el Petrofísico a cargo.

Tabla 12. Datos de profundidad y porosidad calculada de registros del pozo 22 (Sección 1).

Profundidad (ft)	Porosidad
7451	0,0025
7451,5	0,0887
7452	0,2226
7452,5	0,2381
7453	0,2396
7453,5	0,227
7454	0,1867
7454,5	0,1547
7455	0,1577
7455,5	0,194
7456	0,2334
7456,5	0,2538
7457	0,2637
7457,5	0,2679
7458	0,2649
7458,5	0,2753
7459	0,2865
7459,5	0,1453
7460	0,1235
7460,5	0,1245

Fuente: Occidental de Colombia, inc.

Tabla 13. Datos de profundidad y porosidad calculada de registros del pozo 22. (Sección 2).

Profundidad (ft)	Porosidad
7461	0,1356
7461,5	0,1852
7462	0,2245
7462,5	0,2567
7463	0,2432
7463,5	0,2134
7464	0,2456
7464,5	0,2345
7465	0,256
7465,5	0,233
7466	0,24

Fuente: Occidental de Colombia, inc.

En la tabla 12 y 13 se muestran los valores de profundidad con su respectivo valor de porosidad. Al utilizar las pruebas multitasas de este pozo, se calculó la porosidad promedio de los dos intervalos que estuvieron abiertos en el pozo. A la ecuación 13 se le aplicó el logaritmo natural con el propósito de obtener una expresión (ecuación 14) que ayude con cálculos de porosidad si es necesario.

$$\emptyset = e^{\frac{\ln(k) - \ln(804963)}{3,7599}} \quad (14)$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta, mD

\emptyset = Porosidad del intervalo, Fracción

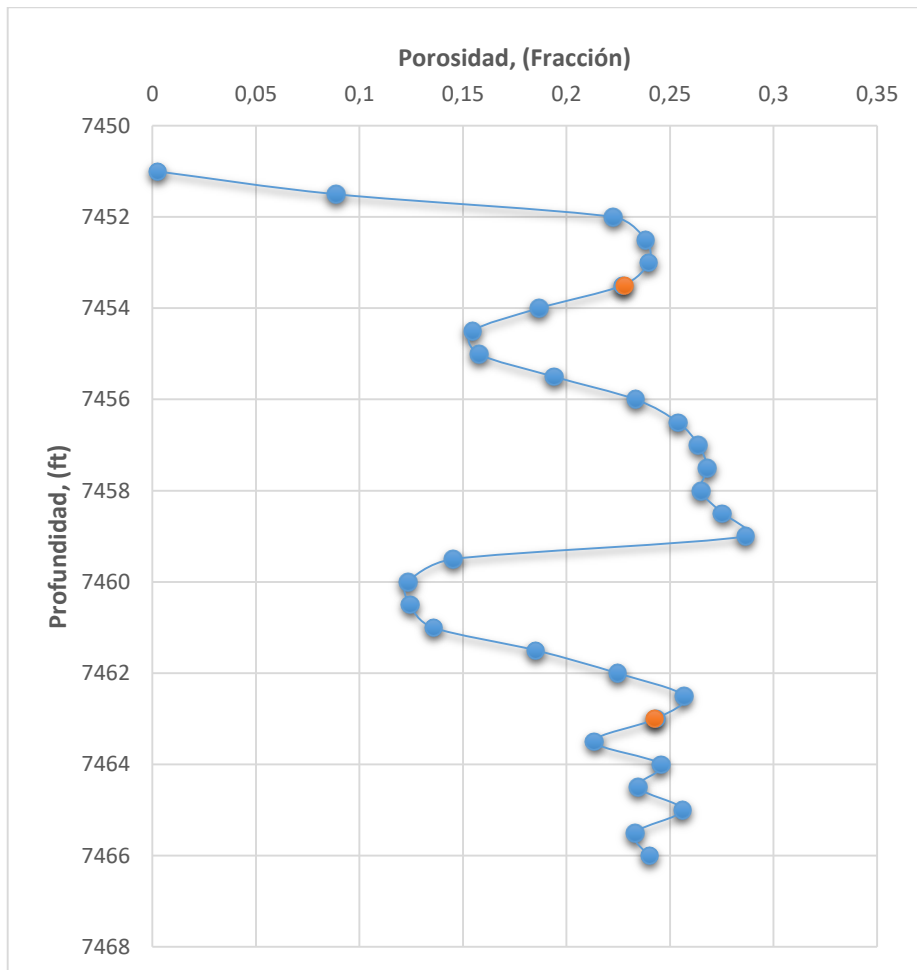
Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 14.

Tabla 14. Valores de porosidad calculados en los intervalos del pozo 22 usando la ecuación 14.

Intervalo abierto (ft)	Profundidad Promedio (ft)	Permeabilidad (mD)	Porosidad
7452 - 7455	7453,5	3100	0,22795624
7462 - 7464	7463	3910	0,24247374

Al graficar la curva de porosidad de la tabla 13 y compararla con los puntos de porosidad calculados de la tabla 14, se observó que los valores obtenidos por la nueva transformada (puntos naranja) son coherentes con los resultados mostrados del análisis realizado de los registros de pozo (Curva azul).

Figura 21. Comparación de la Curva de Profundidad vs Porosidad con los datos de Porosidad calculados con la nueva transformada- Pozo 22.



Es importante tener en cuenta que los valores anteriores son solo para una determinada profundidad del pozo 22 con el propósito de mostrar el acople que tienen los nuevos resultados con los calculados en otros métodos para dar veracidad del método.

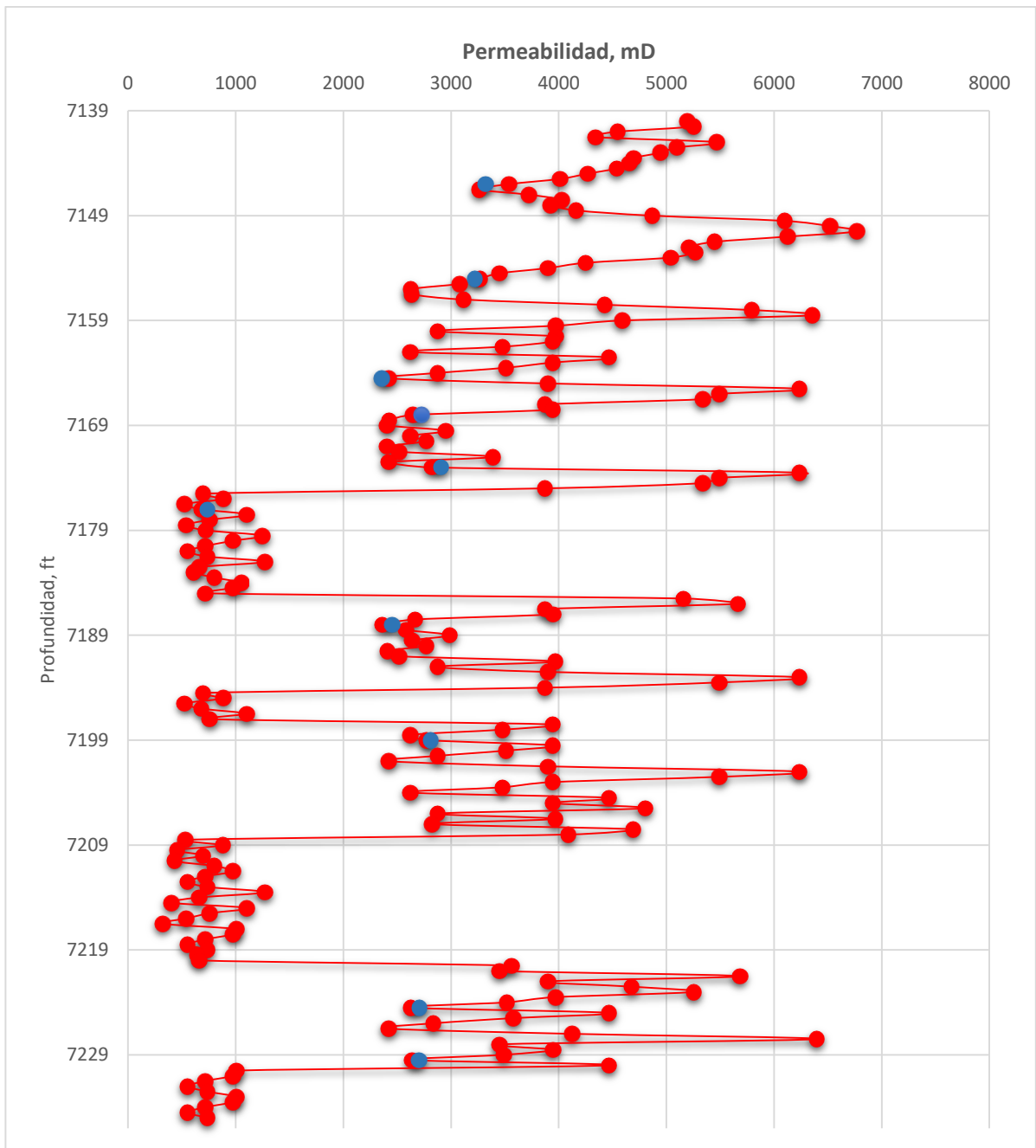
En la tabla 15 se presentan algunos pozos que tienen datos de núcleos medidos en la formación carbonera inferior de los cuales, 3 de ellos no se usaron en el análisis y simulación de las pruebas multitasas debido a que se consideraron como no representativas.

Tabla 15. Listado de pozos con pruebas de núcleos de la formación carbonera inferior.

Pozo	Núcleos
Pozo 22	X
Pozo 30	X
Pozo 45	X
Pozo 51	X
Pozo 38	X
Pozo 39	X
Pozo 61	X
Pozo 73	X
Pozo 93	X
Pozo 105	X
Pozo 78	X
Pozo 87	X
Pozo 45	X
Pozo 58	X
Pozo 92	X
Pozo 32	X
Pozo 78	X

Para el siguiente análisis se construyó la curva de permeabilidad del pozo 39. Se utilizó el programa Excel para recrear la función de la nueva transformada y los datos de permeabilidad reportados por los núcleos.

Figura 22. Comparación curva de permeabilidad (Nueva transformada) con permeabilidad obtenidas de núcleos del pozo 39.



En la figura 22 se observa que el pozo 39 es un pozo con un promedio de permeabilidad alto. Igualmente el pozo ve a la formación carbonera inferior a una profundidad de los 7100 a 7200 ft en promedio, destacándose como una arena con

un alto espesor, buena producción y buen manejo de presión. Los datos de permeabilidad obtenidos de los núcleos se acoplan muy eficientemente con la curva de la nueva transformada (Color azul). Hay que tener en cuenta de que no todas las pruebas son perfectas y siempre habrá un cierto desfase de lo que se espera, por tal motivo los datos de núcleos no están justamente encima de la curva pero el margen de error calculado es aceptable. En el anexo B se encuentran las tablas correspondientes a los datos de permeabilidad y porosidad obtenidas de las pruebas de núcleos.

4.7 ESTIMACIÓN DE DAÑO EN LOS POZOS.

Las pruebas se simularon con un daño neutro es decir con valor a cero. Pero se conoce perfectamente que los pozos tienen un valor de daño asociado. Para disminuir ese margen de error que implicó descartar ese valor, se analizaron las permeabilidades obtenidas de este y de pozos aledaños. En alto contraste, la permeabilidad puede desviarse del valor real ya sea porque los pozos presenten un daño o una estimulación asociada. Por consecuencia se realizó el cálculo de un pseudo-daño. Se utilizó el siguiente arreglo matemático para calcular ese Pseudo – Daño en base a los índices de productividad específico.

$$S' = \left(\frac{SPI_{\sin \text{daño}}}{SPI_{\text{real}}} - 1 \right) \ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) \quad (15)$$

Donde:

$$S' = \text{Pseudo} - \text{Daño}$$

$$SPI_{\sin \text{daño}} = \text{Indice de productividad específico, BOPD/psia} * ft$$

$$SPI_{\text{real}} = \text{Indice de productividad específico real, BOPD/psia} * ft$$

$$R_e = \text{Radio del yacimiento, ft}$$

$$R_w = \text{Radio del pozo, ft}$$

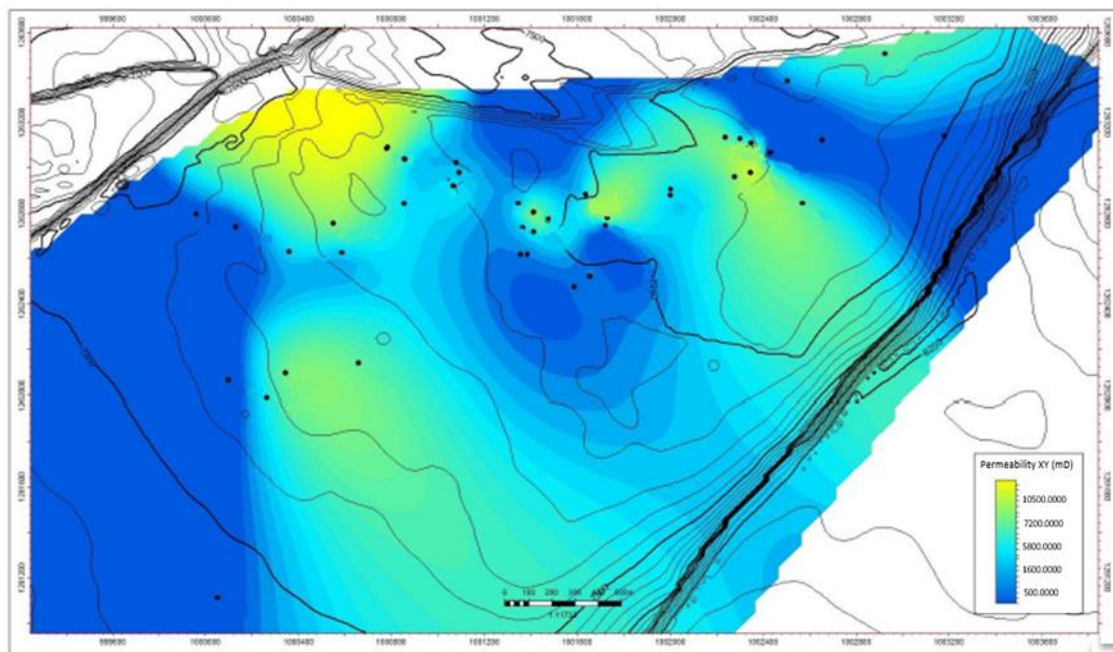
Este estudio fue realizado con anterioridad presentado como proyecto de otro estudiante en práctica. Este trabajo comprobó que el análisis de Pseudo-Daño para los pozos analizados debería arrojar un valor cercano a cero. La mayoría de los valores se situaron en el valores de $[-1,1]$ y presentaban simetría respecto al origen. Estos valores suponen un valor promedio de R_e , por lo que se recomienda hacer un ajuste más preciso calculando un valor de R_e , equivalente al área de drenaje del pozo. Del análisis anterior, se estableció un límite superior e inferior del daño, lo que ayudó a dar un intervalo de confianza para la productividad en función de los cambios de este Pseudo-Daño en las simulaciones.

4.8 MAPA DE PERMEABILIDAD CREADO CON LA NUEVA TRANSFORMADA.

Después de tener en consideración todas las condiciones anteriormente mencionadas, se construyó finalmente un mapa de permeabilidad con el propósito de analizar el comportamiento de esta misma en todo el campo.

Los mejores sectores donde se observa los mejores datos de permeabilidad están ubicados en las secciones estructuralmente más arriba y es precisamente donde se encuentran los pozos con mejor producción e índice de productividad.

Figura 23. Mapa de permeabilidad del campo Caño Limón.



Con el mapa creado se pueden hacer cálculos a futuros de índices de productividad con el propósito de mapear todo el campo y permitir el análisis del comportamiento de la productividad en cada sección o parte de las tendencias de nivel estratigráfico y arena.

5. APLICABILIDAD DE LA NUEVA TRANSFORMADA (ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD-HERRAMIENTA).

El método de estimación para calcular índices de productividad, era analogía de pozos, el cual consistía en buscar un gemelo al pozo al que quiere estimar la productividad. Con pozo gemelo se entiende a un pozo que tenga propiedades similares al pozo objetivo. El problema radicaba en la búsqueda de ese pozo, debido a que con frecuencia es complejo predecir cuál será el pozo ideal para usar como análogo y a su vez que cumpliera con los dos requerimientos principales:

- El pozo análogo debe ser una réplica aceptable del pozo objetivo.
- Todas las propiedades de los registros de pozos deben ser representativos del yacimiento.

La nueva metodología que se implementó, es calcular los índices de productividad a través de la permeabilidad que se obtiene de la nueva transformada. Los índices de productividad engloban 3 principios interesantes para su cálculo que son:

- ✓ Información geológica: se refiere a conocer cuál es el tamaño del yacimiento, el área en el que el fluido se mueve. Dicha información, permitió conocer dónde se ubican las barreras de flujo.
- ✓ Información de fluidos producidos: En esta etapa se recopiló la información de ingeniería que consistía en las pruebas que se han realizado de los fluidos para estudiar su comportamiento, estudios de las propiedades de la roca y las pruebas de presión que se han realizado.
- ✓ La petrofísica: hace referencia a las propiedades de la roca que contiene los fluidos, en especial la calidad de la roca (permeabilidad).

La etapa predictiva del proyecto fue la más interesante y la que tiene mayor valor, pues se encargó de potencializar todos los beneficios que tiene estimar correctamente el índice de productividad el cual se puede obtener de una prueba de presión.

La metodología usada para predecir un nuevo índice de productividad fue hacer todo el proceso al inverso es decir, se usó la nueva transformada para calcular la permeabilidad y con esta se recreó una prueba de presión sintética o ficticia para estimar la productividad ahora integrando las tres variables anteriormente nombradas.

El primer resultado obtenido surgió de la necesidad de facilitar el proceso en la etapa de ajuste y en la etapa predictiva. Así, con el proyecto se desarrolló una herramienta en Excel que permite facilitar el procesamiento de datos.

5.1 HERRAMIENTA PARA LA PREDICCIÓN DE ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD

La herramienta requiere como datos de entrada los mismos datos que se necesitan para la estimación por el método actual del pozo análogo y provee las variables de entrada que requiere el simulador para reproducir una prueba de presión multitasa sintética. Luego de que se realizan las simulaciones, se ingresan los resultados en esta misma herramienta que con los cálculos internos, se obtuvo el nuevo valor de productividad.

La creación de una herramienta útil y práctica para el campo, surgió con el propósito de facilitar el proceso de cálculo y análisis para el ingeniero de yacimientos.

5.1.1 Datos de entrada. Los datos de entrada dependen principalmente de las características del campo, del fluido y de la petrofísica. Estos valores mencionados son valores que se cambian automáticamente según el pozo que se ha introducido. En la sección 3 se inserta el dato de porosidad del intervalo que se simulara, automáticamente con la nueva transformada calculara un dato de permeabilidad asociado.

Figura 24. Datos de entrada de la Herramienta.

DATOS DE ENTRADA							
1. INFORMACIÓN DEL POZO		2. PROPIEDADES PVT		3. Escribir el valor de porosidad según el intervalo.		4. Tomar datos de entrada a ECRIN	
INFORMACIÓN DEL POZO		Propiedades del medio		Porosidad	Ko@Swi	DATOS DE ENTRADA A ECRIN	
CONTRATO		Sw	0,5	0,2	2248,197224	Radio del pozo (ft)	0,26
UNIDAD	Not Required	Bo (STB/RB)	1,05			NetSand	13
POZO	1	Bw (STB/RB)	1,03			Porosity	21,12%
Porosidad	21,12%	μ_o (cP)	4,1622			Be	1,032
Arena neta	13	μ_w (cP)	0,3			$\mu_{equivalente}$	0,390
Intervalo a perforar	6	Co (psia ⁻¹)	5,70E-06			Ct	1,21E-05
Corte de agua	90,0%	Cw (psia ⁻¹)	2,00E-06			S	3,84
POTENCIAL	2000	Cp (psia ⁻¹)	8,20E-06			K,equivalente	776,46
Factor de corrección PI					3,747781		
Ko@Swi					2248,197224		

5.1.2 Datos de salida. Los datos de salida hacen referencia a los datos que ajusta Saphir-Ecrin para calcular la permeabilidad del pozo. En esta sección se colocan los caudales del pozo el cual llevan el siguiente orden:

- Caudal 1: Potencial del pozo. Este caudal es el valor máximo que se espera que la arena aporte a superficie.
- Caudal 2: Valor medio del potencial. Este caudal es la mitad del valor máximo que se espera que la arena aporte a superficie.
- Caudal 3: Valor porcentual del potencial. Este caudal es el 75% del valor máximo que se espera que la arena aporte a superficie.
- Caudal 4: Potencial del pozo. Este caudal es el valor máximo que se espera que la arena aporte a superficie.

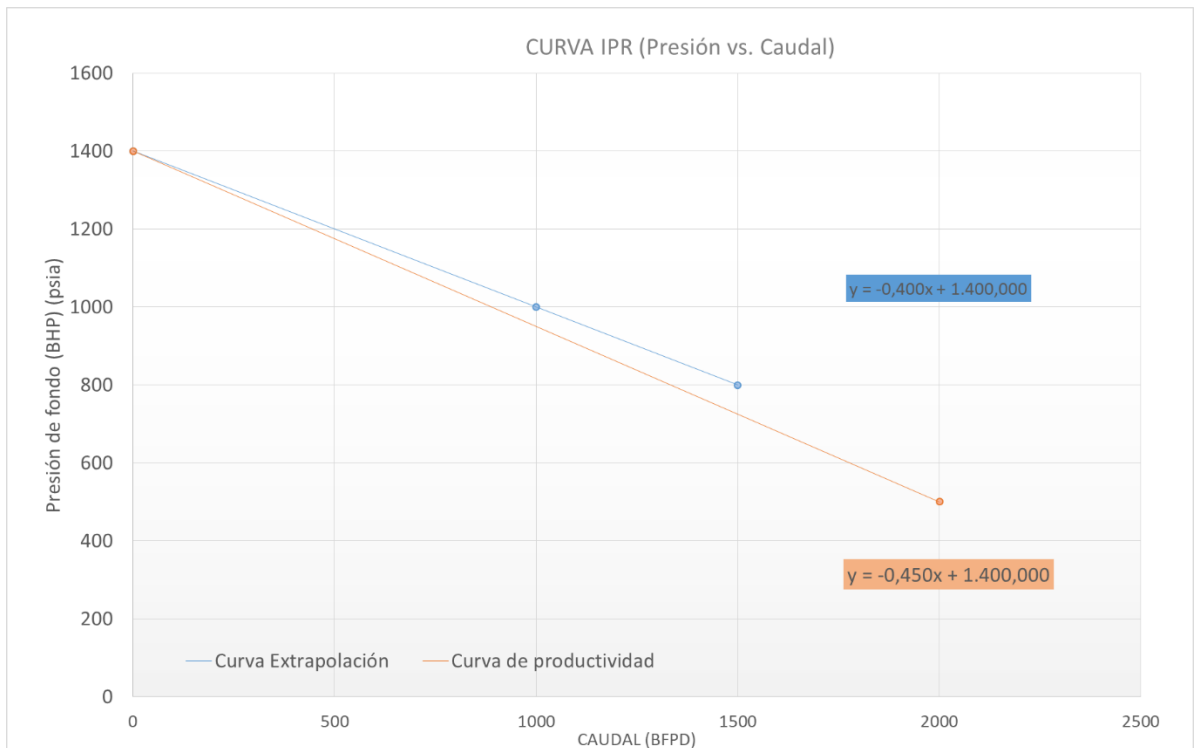
Es importante tener en cuenta que las pruebas multitasas aplicadas al campo caño limón se toman teniendo en cuenta la metodología anterior. Por tal motivo se mantiene la proporción de caudal según las condiciones del campo. Estas proporciones son las mismas que se esperan en datos de presión, la presión inicial de yacimiento es la indicada de posicionar las presiones a los valores correctos. Sin embargo, la permeabilidad proporciona las caídas de presión entre distintos periodos sin importar la magnitud de la presión inicial del área. Un

valor inicial para esta presión fue tomado de las pruebas MFT, que permiten medir la presión inicial de una formación al ser perforado el pozo.

Figura 25. Datos de salida de la Herramienta.

DATOS DE SALIDA					
5. Entrar MAPA geológico en ECRIN		6. Llevar caudales a ECRIN		7. Escribir presiones de ECRIN*	8. Proceso terminado.
Pozo para la escala		TIEMPOS (hr)	CAUDAL (BFPD)	PRESIÓN (psia)	PI (BFPD/psia)
Pozo	Distancia	1440	2000	500	0,450
		24	1000	1000	BPI (BOPD/psia)
		24	1500	800	0,120
		100	2000	500	SPI (BOPD/psia*ft)
			0	1400	0,00924
				Presión extrapolada	SPI Without PP (BOPD/psia*ft)
					0,013667664

Figura 26. Curva IPR-Datos de salida de la Herramienta.



En el anexo C se presenta una imagen completa de la herramienta creada para predecir índices de productividad.

6. CONCLUSIONES

- La transformada de la permeabilidad construida de datos de corazones no eran coherentes con el comportamiento de los pozos en el campo debido a que están altamente subestimada por la migración de finos durante la extracción del núcleo, condición favorecida por la alta friabilidad de la roca.
- La nueva transformada de la permeabilidad logro disminuir en más de un 60% el desfase que tenía la actual transformada debido a que esta fue construida con muy poca información que no lograba caracterizar en gran medida las propiedades del campo. Esta fue verificada con los datos convencionales de corazones, registros y pruebas de presión
- Las pruebas de presión multitasa son una buena herramienta no solo para calcular índices de productividad de los pozos sino de igual manera obtener la permeabilidad promedio del yacimiento debido a que logran abarcar un área más representativa del campo.
- La metodología propuesta para estimar índices de productividades a partir de permeabilidades promedio del área, constituye una ayuda matemática para disminuir el error o deficiencia que se obtiene al calcularlo por analogías de pozos debido a que se acopla con las características del fluido, geológicas y petrofísicas del campo que tienen influencia en el valor de la productividad..
- Debido a que el daño absoluto se desconoce por faltas de pruebas de presión en cada pozo, se puede calcular un Pseudo-daño teniendo en cuenta la desviación de productividad real respecto a la calculada de las correlaciones obtenidas en función de la permeabilidad promedio de la rea de drenaje
- Es importante tener en cuenta que las pruebas de presión en periodo transiente no deben ser reemplazadas por el método propuesto, y se recomienda su práctica para reducir las incertidumbres en las simulaciones realizadas, especialmente el daño de formación.

7. RECOMENDACIONES

Construir los mapas de permeabilidades para el resto de arenas productivas del yacimiento y aplicar en ellas la metodología desarrollada para todo el campo Caño Limón.

Continuar alimentando los mapas de permeabilidades a medida que se tomen nuevas pruebas de presión MRT con el propósito de seguir analizando más área del campo.

En futuros cálculos siempre tener presente el daño en pozos ya que al no ser un dato tan preciso de medir con la metodología propuesta si es una variable importante en la predicción de características del yacimiento.

Construir una herramienta que permita calcular tiempos de estabilización del campo con los datos de permeabilidad obtenidos para las campañas de tomas de PLT de pozos.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Chapter 2 - Reservoir-Fluid Properties. Chapter 4 - Fundamentals of Rock Properties. Chapter 6 - Fundamentals of Reservoir Fluid Flow, Fourth Edition. ELSEVIER, 2010. ISBN 0-88415-770-9

ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana.

GALVIS, Y. Estudio de los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de aguas de producción en la estación pf2 del campo caño limón. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.

HAIDER, M. Productivity Index. ONEPETRO, API-36-181.1936

JIMÉNEZ, M. Evaluación del comportamiento de sistemas de levantamiento de arena en pozos con alta producción de arena en el campo caño limón. Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2015.

JOHNSTON, N. SHERBORNE, J. Permeability as related to productivity index. ONEPETRO, 43-066 API. 1943.

KUSHTANOVA, G. Well test analysis. Kasan University, 2015.

MACHETE, E. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.

MONJE, S. TRIVIÑO, D. Determinación de la tasa crítica de producción de petróleo de los pozos de los campos correspondientes al área Occidente SOP ECOPETROL S.A. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Surcolombiana. Petróleos. Neiva, 2014.

REDACCIÓN REUTERS. Se restablece bombeo de petróleo por el oleoducto Caño Limón-Coveñas. En: El tiempo (en línea), 05 de abril 2017 (revisado 04 de octubre 2017). Disponible en Internet:

<http://www.eltiempo.com/economia/empresas/oleoducto-cano-limon-covenas-75142>.

RIVERO, R. GUIMER, J. SLATER, J. HEARN, C. Caño Limon Field, Colombia: The latest giant oil reservoir in South America. En: Society of Petroleum Engineers, SPE-15566-PA. 1988.

TIAB, D. ISPAS, I. Interpretation of Multirate Tests by the Pressure Derivative - I. Oil Reservoirs. ONEPETRO, SPE 53935. 1999.

ANEXOS

Anexo A: Curva de logarítmica de permeabilidad contra la porosidad.

Figura A1 Curva Logaritmo de la permeabilidad contra la porosidad.

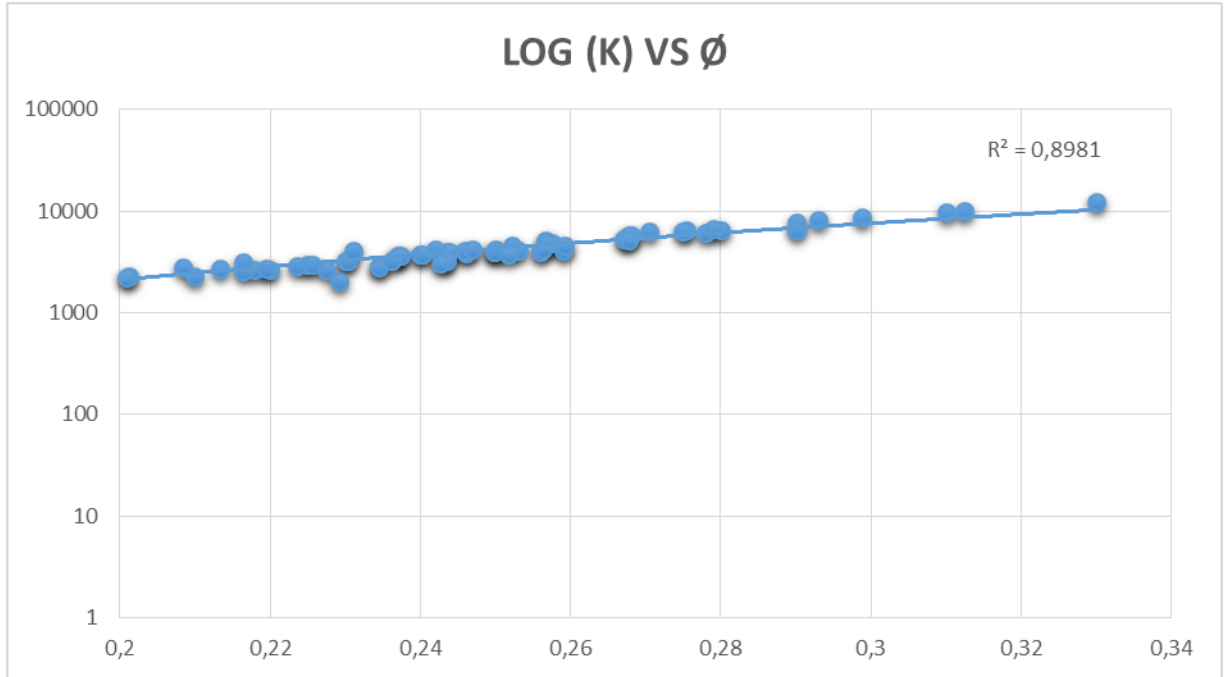


Tabla A1. Valores de Logaritmo de permeabilidad contra la porosidad.

Porosidad	Permeabilidad
0,21	2285
0,22	2655
0,23	3205,799886
0,24	3762,115861
0,225	2951,528413
0,28	6500
0,33	12457,66021
0,29	7663,835087
0,278	6210
0,267	5320
0,218	2620,827812
0,237	3588,32875
0,293	8150
0,279	6626,789302
0,268	5696,655158

0,29	6580
0,31	9847,970777
0,2987	8564,713345
0,2678	5720,134
0,2013	2300,14
0,2754	6490,56
0,2134	2720,89
0,2567	5100,34
0,2432	3250,45
0,2678	5210,345
0,25756154	4906,22465
0,219486	2688,632447
0,24350476	3972,878761
0,25687222	4857,036912
0,3124	10137,7109
0,23040833	3227,251674
0,252222	4534,607365
0,27490667	6268,572056
0,223488	2877,642368
0,24030476	3780,109492
0,2439	3997,178719
0,25003	4150,345
0,24605862	3879,234
0,208374	2780,234
0,270455	6220,456
0,22566667	2984,544429
0,24582	4116,779277
0,246947	4188,193856
0,237055	3591,460751
0,237459	3614,528268
0,171282	1058,299607
0,21636	2547,46261
0,229271	2050,349
0,171505	570,139
0,134223	1050,829
0,18641333	1820,234
0,18284	1950,134
0,152588	890,234
0,24202222	4202,567
0,234417	2870,41

0,17228889	1980,1234
0,181639	1850,6456
0,255882	3950,4676
0,253111	4120,3405
0,249831	3910,2534
0,249833	3980,3465
0,25177059	3780,5567
0,23106	4100,45
0,22749091	2650,134
0,259018	4050,3678
0,259189	4560,345
0,243433	3210,24522
0,234492	2760,2341
0,18156923	1760,1234
0,242618	3050,19
0,216477	3100,4567
0,2009	2245,876
0,256231	4210,4563
0,2362	3210,34

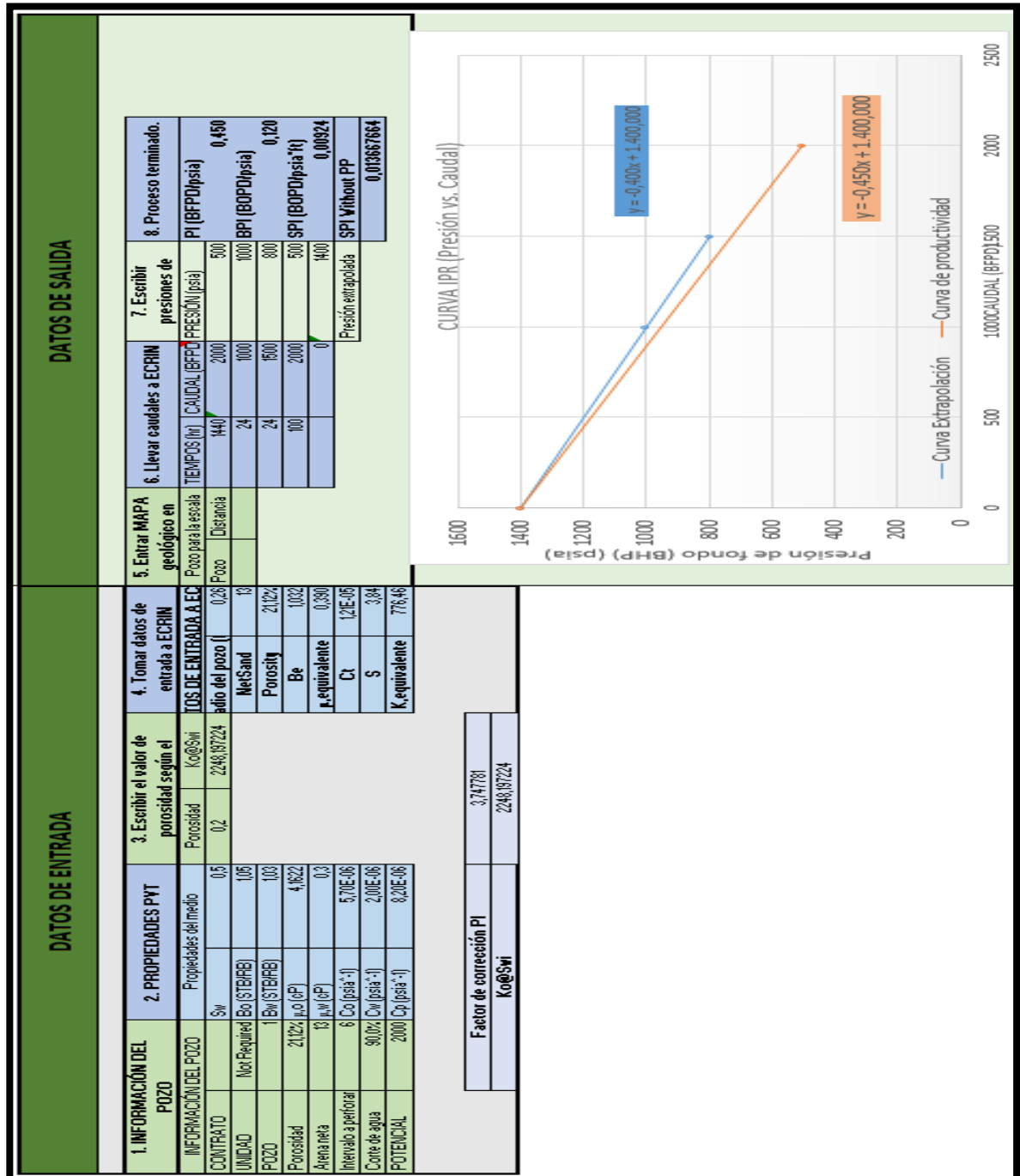
Anexo B: Datos de núcleos obtenidos del pozo 39.

Tabla B1. Valores Profundidad, permeabilidad y porosidad reportadas del pozo 30 de pruebas de núcleos.

Pozo	Profundidad	Permeabilidad (mD)	Porosidad
39	7146	3320	7146
39	7155	3220	7155
39	7164,5	2355	7164,5
39	7168	2725	7168
39	7173	2905	7173
39	7177	735	7177
39	7188	2450	7188
39	7199	2810	7199
39	7224,5	2705	7224,5
39	7229,5	2700	7229,5

Anexo C: Herramienta (Predictor Tool) para calcular índices de productividad.

Figura C1. Imagen completa de la herramienta para calcular índices de productividad.



Anexo D: Permeabilidad obtenida de los 80 pozos simulados con el software Saphir-Ecrin con su valor de porosidad respectivo.

Tabla D1. Valores de permeabilidad obtenidos de la simulación de las pruebas multitasas de los 80 pozos seleccionados con su respectivo valor de porosidad.

Pozo	Porosidad	Permeabilidad
1	0,2134	2418,878196
2	0,22521	2961,899382
3	0,23252	3339,873779
4	0,24612	4135,701372
5	0,22523	2962,888487
6	0,28245	6940,186828
7	0,33522	13214,90031
8	0,29233	7897,929718
9	0,27823	6558,285998
10	0,26723	5635,359493
11	0,21813	2626,708918
12	0,23723	3601,667886
13	0,29352	8019,492805
14	0,27923	6647,352804
15	0,26841	5729,492046
16	0,2923	7894,882694
17	0,3152	10483,59428
18	0,2987	8564,713345
19	0,2678	5680,687392
20	0,2013	1942,218684
21	0,2754	6310,972986
22	0,2134	2418,878196

23	0,2567	4844,804336
24	0,2432	3954,215623
25	0,2678	5680,687392
26	0,25756	4906,22465
27	0,21949	2688,632447
28	0,2435	3972,878761
29	0,25687	4857,036912
30	0,3124	10137,7109
31	0,23041	3227,251674
32	0,25222	4534,607365
33	0,27491	6268,572056
34	0,22349	2877,642368
35	0,2403	3780,109492
36	0,2439	3997,178719
37	0,25003	4388,200816
38	0,24606	4131,824771
39	0,20837	2211,544598
40	0,27046	5895,355036
41	0,22567	2984,544429
42	0,24582	4116,779277
43	0,24695	4188,193856
44	0,23706	3591,460751
45	0,23746	3614,528268
46	0,17128	1058,299607
47	0,21636	2547,46261
48	0,22927	3167,762362
49	0,17151	1063,489498
50	0,13422	423,1481395
51	0,18641	1454,930629

52	0,18284	1352,812074
53	0,15259	685,3212492
54	0,24202	3882,694777
55	0,23442	3443,483049
56	0,17229	1081,881336
57	0,18164	1319,703055
58	0,25588	4787,012086
59	0,25311	4594,994769
60	0,24983	4375,083448
61	0,24983	4375,215137
62	0,25177	4504,168175
63	0,23106	3261,704986
64	0,22749	3076,274149
65	0,25902	5011,355143
66	0,25919	5023,805828
67	0,24343	3968,478367
68	0,23449	3447,627224
69	0,18157	1317,798133
70	0,24262	3918,753763
71	0,21648	2552,646038
72	0,2009	1927,747652
73	0,25623	4811,606914
74	0,2362	3542,99867
75	0,3076	9564,355826
76	0,2456	4102,94352
77	0,2209	2754,338994
78	0,24879	4306,932991
79	0,3245	11694,78046
80	0,27648	6404,531151

