



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

TEMA:

**“GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO PARA EL AJUSTE DE
PERMEABILIDADES RELATIVAS, CASO ARENA HOLLÍN SUPERIOR,
CAMPO PUCUNA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**ERICK RAFAEL BASILIO GONZÁLEZ
FABRICIO ALEXANDER SUÁREZ SUÁREZ**

TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO PARA EL AJUSTE
DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, CASO ARENA HOLLÍN
SUPERIOR, CAMPO PUCUNA DE LA CUENCA ORIENTE DEL
ECUADOR**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**ERICK RAFAEL BASILIO GONZÁLEZ
FABRICIO ALEXANDER SUÁREZ SUÁREZ**

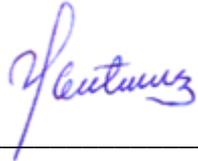
TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

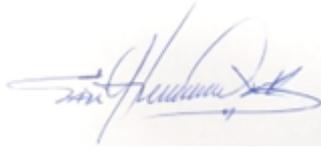
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. MARLLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



Ing. FIDEL CHUCHUCA, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. SADI ITURRALDE, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. CARLOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



Ing. DAVID VEGA
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado, en primer lugar, a Dios por su constante bendición y guía a lo largo de mi formación académica.

A mis padres, Felix Basilio y Carmen González, y a mi hermano, Liam Basilio, ya que han sido esenciales en cada etapa de mi recorrido, contribuyendo con confianza y respaldo incondicional a lo largo de mi vida.

Erick Basilio González

Dedico este trabajo a mis padres, pareja e hija quienes han sido un pilar fundamental en todo este proceso y formación como profesional, brindándome su apoyo moral, físico y psicológico para no decaer en el camino y al fin conseguir el propósito anhelado, mi culminación de la carrera universitaria.

Fabricio Suárez Suárez

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO PARA EL AJUSTE DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, CASO ARENA HOLLÍN SUPERIOR, CAMPO PUCUNA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR, elaborado por los estudiantes ERICK RAFAEL BASILIO GONZÁLEZ y FABRICIO ALEXANDER SUÁREZ SUÁREZ, egresados 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, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 3 % de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS_GENERACIÓN DE MODELO
MATEMÁTICO_BASILIO-SUÁREZ

3%
Textos
sospechosos

3% Similitudes
< 1% similitudes
entre comillas

0% Idioma no
reconocido

0% Textos
potencialmente
generados por la
IA

Nombre del documento: TESIS_GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO_BASILIO-SUÁREZ.docx	Depositante: FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR	Número de palabras: 8583
ID del documento: 58e9562460fcae989b30f8ba08c3fc45e4e3f572	Fecha de depósito: 13/12/2023	Número de caracteres: 55.081
Tamaño del documento original: 350,4 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 13/12/2023	



Firmado electrónicamente por:
**FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR**

ING. FIDEL CHUCHUCA, MSC.

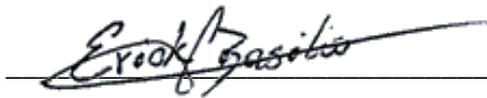
C.I.: **0704789502**

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Erick Rafael Basilio González y Fabricio Alexander Suárez Suárez, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO PARA EL AJUSTE DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, CASO ARENA HOLLÍN SUPERIOR, CAMPO PUCUNA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR”, 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 cedemos 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.

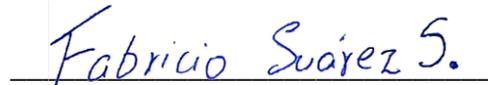
Atentamente,



ERICK BASILIO GONZÁLEZ

Autor de Tesis

C.I. 2450012477



FABRICIO SUÁREZ SUÁREZ

Autor de Tesis

C.I. 2450034935

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO PARA EL AJUSTE DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, CASO ARENA HOLLÍN SUPERIOR, CAMPO PUCUNA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: Erick Rafael Basilio González y Fabricio Alexander Suárez Suárez, egresados 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:
**FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR**

Ing. FIDEL CHUCHUCA, MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMÁTICA

La Libertad, diciembre 20 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 PETRÓLEO** de: **BASILIO GONZÁLEZ ERICK RAFAEL & SUÁREZ SUÁREZ FABRICIO ALEXANDER**, cuyo tema es: **“GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO PARA EL AJUSTE DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, CASO ARENA HOLLÍN SUPERIOR, CAMPO PUCUNA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR”**, 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

Agradecemos principalmente a Dios por acompañarnos en cada fase de nuestros estudios académicos. Y, sobre todo por ser nuestro guía espiritual.

A nuestras queridas familias y a todas aquellas personas que, en algún momento, ya sea a través de acciones concretas o incluso mediante palabras de ánimo, estuvieron a nuestro lado para aportar a la realización de este logro.

Deseamos extender un profundo agradecimiento a nuestros docentes, quienes han desempeñado un papel fundamental en nuestra educación superior. Su orientación experta, conocimientos sólidos y valiosos consejos han sido brújulas en este camino de investigación.

A nuestra alma máter, UPSE por abrir sus puertas del conocimiento y ser testigo de estos procesos de formación.

CONTENIDO

	Pág.
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.2 ANTEDECENTES	1
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.....	5
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO PUCUNA.....	6
2.1.1 Descripción de la Arenisca Hollín Superior (Campo Pucuna).	8
2.1.2 Producción acumulada, Arenisca Hollín Superior (Campo Pucuna).	9
2.2 FUNDAMENTOS EN PERMEABILIDADES RELATIVAS	10
2.2.1 Flujo de fluidos en medios porosos.	10
2.2.2 Propiedades petrofísicas.	15
2.2.3 Permeabilidad relativa bifásica.....	20
2.2.4 Modelos de permeabilidades relativas bifásicas.....	25

CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	29
3.1 ESQUEMA DE TRABAJO	29
3.2 MUESTRA DE DATOS	30
3.2.1 Normalización de los datos.....	34
3.3 COMPROBACIÓN DEL MODELO	38
3.3.1 Análisis de regresión	38
3.4 COMPARACIÓN DE MODELOS EXISTENTES	39
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	45
4.1 NORMALIZACIÓN DE SETS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.....	45
4.2 MODELO MATEMÁTICO DE ESTIMACIÓN	55
4.3 VALIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	59
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	63
5.1 CONCLUSIONES.....	63
5.2 RECOMENDACIONES	65
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
ANEXO A	71
ANEXO B	75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. <i>Ubicación geográfica del campo Pucuna</i>	7
Figura 2. <i>Historia de producción del campo Pucuna</i>	10
Figura 3. <i>Presión vs distancia en flujo lineal</i>	14
Figura 4. <i>Gradiente de presión en flujo radial</i>	15
Figura 5. <i>Ilustración de la mojabilidad</i>	20
Figura 6. <i>Típico comportamiento de flujo de dos fases</i>	22
Figura 7. <i>Efectos de la histéresis en la permeabilidad relativa</i>	24
Figura 8. <i>Guía de trabajo para construir el modelo de permeabilidades relativas</i>	30
Figura 9. <i>Sets de permeabilidades relativas, arena Hollín Superior, campo Pucuna</i> ..	31
Figura 10. <i>Lectura de porosidad del campo Pucuna a partir de registros</i>	37
Figura 11. <i>Modelo de reservorio de la arena Hollín Superior generado por simulador</i>	43
Figura 12. <i>Sectorización de área de interés del Modelo de reservorio</i>	44
Figura 13. <i>Permeabilidades relativas al petróleo Kro de núcleos tomados del campo Pucuna</i>	46
Figura 14. <i>Permeabilidades relativas al agua Krw de varios núcleos tomados del campo Pucuna</i>	47
Figura 15. <i>Contraste entre datos de laboratorio y normalización de curvas permeabilidades relativas al petróleo Kro del campo Pucuna</i>	48
Figura 16. <i>Contraste entre datos de laboratorio y normalización de curvas permeabilidades relativas al agua Krw del campo Pucuna</i>	49
Figura 17. <i>Normalización de curvas permeabilidades relativas al petróleo Kro del campo Pucuna</i>	50
Figura 18 <i>Normalización de curvas permeabilidades relativas al agua Krw del campo Pucuna</i>	50

Figura 19. <i>Relación logarítmica de las muestras para el modelo de permeabilidad relativa al agua.....</i>	52
Figura 20. <i>Relación logarítmica de las muestras para el modelo de permeabilidad relativa al petróleo</i>	53
Figura 21. <i>Set representativo gráfico generado por el simulador.</i>	59
Figura 22. <i>Contraste de exactitud del modelo con respecto a la producción real de petróleo.....</i>	61
Figura 23. <i>Contraste de exactitud del modelo propuesto y otros modelos generales con respecto a la producción real de agua.</i>	62

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. <i>Ubicación geográfica campo Pucuna</i>	7
Tabla 2. <i>Petrofísica campo Pucuna</i>	8
Tabla 3. <i>PVT campo Pucuna</i>	9
Tabla 4. <i>Regla modificada de Craig</i>	33
Tabla 5. <i>Data general y endpoints de muestras del campo Pucuna</i>	33
Tabla 6. <i>Valores de coeficiente y exponentes métodos empíricos</i>	36
Tabla 7. <i>Permeabilidad efectiva a partir de registros</i>	38
Tabla 8. <i>Distribución de variables del modelo matemático</i>	39
Tabla 9. <i>Parámetros petrofísicos promedio de la arena Hollín</i>	40
Tabla 10. <i>Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio</i>	41
Tabla 11. <i>Matching de Propiedades PVT a condiciones de reservorio</i>	42
Tabla 12. <i>Modelo matemático de estimación de permeabilidades relativas normalizadas.</i>	56
Tabla 13. <i>Set representativo de permeabilidades relativas de la arena Hollín del campo Pucuna.</i>	58
Tabla 14. <i>Validación del POES de Hollín, Campo Pucuna.</i>	59
Tabla 15. <i>Error medio absoluto de predicción del historial de producción entre las correlaciones generales y el modelo matemático generado.</i>	60

GLOSARIO DE TÉRMINOS

API: American Petroleum Institute.

ARCH: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

CPA: Consorcio Petrolero Amazónico.

EE: Error estándar.

Kro: Permeabilidad relativa al petróleo.

Krw: Permeabilidad relativa al agua.

MTU: Mobile Test Unit.

PVT: Presión, volumen y temperatura.

R²: Coeficiente de determinación.

Sw: Saturación de agua.

“GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO PARA EL AJUSTE DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, CASO ARENA HOLLÍN SUPERIOR, CAMPO PUCUNA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR”

Autor: Erick Rafael Basilio González

Fabricio Alexander Suárez Suárez

Tutor: Ing. Fidel Chuchuca, Msc.

RESUMEN

Los modelos de permeabilidades relativas permiten la caracterización de la interacción de los fluidos y comportamientos de un yacimiento, durante su periodo de producción. El objetivo de este trabajo de investigación se basa en generar un modelo matemático con redes neuronales para el ajuste de permeabilidades relativas en la simulación de la arena Hollín superior del campo Pucuna para el establecimiento de la capacidad de producción. La metodología integra los sets de permeabilidades relativas disponibles con todas las muestras de núcleos, para posteriormente normalizar las saturaciones del agua, petróleo y gas. Además, se establece un modelo de estimación a través del método tensor para flujo multifásico con el programa RStudio. Los resultados del estudio muestran que las permeabilidades pueden modelarse con respecto a la saturación de agua a una bondad de ajuste del 95% y 83.6 % para petróleo. Adicionalmente, la porosidad y permeabilidad no correlacionaron para explicar su influencia en los cambios de permeabilidades relativas.

PALABRAS CLAVE: permeabilidades relativas, modelo matemático, endpoints, producción.

**“GENERATION OF A MATHEMATICAL MODEL FOR THE
RELATIVE PERMEABILITIES ADJUSTMENT, CASE OF ARENA
HOLLIN SUPERIOR, PUCUNA FIELD OF THE EASTERN BASIN
ECUADOR”**

Autor: Erick Rafael Basilio González

Fabricio Alexander Suárez Suárez

Tutor: Sadi Iturralde Kure.

ABSTRACT

Relative permeability models allow the characterization of the interaction of fluids and the behaviour of a reservoir during its production period. The objective of this research work is based on generating a mathematical model with neural networks for the adjustment of relative permeabilities in the simulation of the upper Hollín sand of the Pucuna field to establish production capacity. The methodology integrates the sets of relative permeabilities available with all core samples to normalize the water, oil and gas saturations subsequently. In addition, an estimation model is established through the tensor method for multiphase flow with the RStudio program. The study results show that permeabilities can be modelled concerning water saturation at a goodness of fit of 95% and 83.6% for oil. Additionally, porosity and permeability did not correlate to explain their influence on changes in relative permeabilities.

KEYWORDS: relative permeabilities, mathematical model, endpoints, production.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Las fracturas que se ocasionaron con las unidades de fracturamiento hidráulico MTU en los pozos productores PNC-018, PNC-20 y PNC-022, se han conectado con las fracturas naturales que existen en la arena Hollín superior. Por lo tanto, la distribución de fracturas afecta el flujo del reservorio y por ende la producción; en base a los historiales de producción se han identificado un decline de 400 barriles en los últimos dos meses.

En términos generales, los métodos más apropiados para escalar la permeabilidad relativa u otros parámetros relacionados con el flujo, como los coeficientes de transferencia de masa, son aquellos que tienen en cuenta la dinámica del flujo subyacente y los procesos de producción. Por lo tanto, los procedimientos de aumento de escala basados en flujo tienden a consolidarse de mejor manera con la interacción entre la heterogeneidad y los procesos físicos. La heterogeneidad del yacimiento existe en múltiples escalas, y se debe tener especial cuidado para capturar la incertidumbre asociada con esa heterogeneidad en la escala de simulación del reservorio. Para reducir la incertidumbre debido a la variabilidad del tipo de mallado; porque, de esta manera se garantizará que todas las celdas tengan valores de permeabilidad de manera homogénea y sirvan de complemento para los simuladores.

1.2 ANTECEDENTES

Quinapallo y Sanguil (2020), analizaron pozos productores del campo Pucuna debido a los daños identificados en la arena de producción y representativas declinaciones de presión en los yacimientos que han ocasionado disminución en la producción. Para aquello utilizaron la técnica de fracturamiento hidráulico y una evaluación general de la producción diaria, para incrementar su conductividad, permeabilidad y disminución del daño.

Este estudio concluye que, de acuerdo con la composición de las arenas, las propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad se ven afectadas, incrementando daños en la formación.

García (2014) estimó la permeabilidad en yacimientos petroleros de México mediante análisis microestructural basada en microscopía electrónica de barrido de diferentes núcleos de rocas. Este estudio presenta características fractales para la estimación de la permeabilidad, donde los valores experimentales de la permeabilidad en todos los casos fueron mayores que los estimados. Por lo que sugieren que este trabajo es la línea base para el análisis de permeabilidad que incluya todos los rangos de porosidad.

Haghshenas y Qanbari (2021) estimaron la permeabilidad y las propiedades de fractura en el campo de la formación Montney (Canadá), mediante el uso de variables como datos de producción de pozos existentes y el perfil de presión lejos de la fractura de la base de un pozo principal. Para el análisis cuantitativo y cualitativo utilizaron el análisis de tasas transitorias y la simulación de yacimientos. Los resultados del modelo incluyen la permeabilidad del sistema y el área superficial de fractura.

Mena (2014) realizó la reevaluación de las propiedades petrofísicas del campo Schaben (Estados Unidos), para estimar la permeabilidad de zonas de interés petrolero con alta porosidad, mediante ecuaciones empíricas de Timur y Morris y Biggs, considerando dos variables la porosidad efectiva y la saturación de agua irreducible. Calibraron los datos con ayuda de datos de un núcleo perteneciente a este campo. Este estudio obtuvo una ecuación característica de la relación porosidad y permeabilidad.

Qiao et al. (2022) Mejoraron modelos de estimación de permeabilidad de Coates, Schlumberger Doll Research y Pittman para areniscas de gas de la cuenca de Ordos (China) a partir de una caracterización sistemática de la estructura de poros. Este estudio demuestra que la permeabilidad de la arenisca presionada controlada por poros está determinada por las características geométricas de los poros, además está influenciada por conectividad y heterogeneidad, mientras que la arenisca de poros duales está controlada por los atributos de las microfracturas.

Chen et al. (2020) desarrollaron un enfoque de estimación de permeabilidad rápida para núcleos de formación no convencionales a través de la simulación de la historia de la presión transitoria, considerando el método de volumen finito que analiza la pseudopresión de gas real para tratar la no linealidad en las propiedades del fluido y la singularidad durante la transición de fase. Los resultados muestran que la permeabilidad del parámetro libre en la simulación se ajusta a la coincidencia histórica y estima la permeabilidad de la roca.

Noufal et al. (2022) estimaron la permeabilidad de yacimientos petroleros a través del análisis de porosidad de imágenes de registros eléctricos de pozos para extraer y clasificar los diferentes tipos de espacio poroso y poros conectados a fracturas. El registro describe la cantidad de puntos conectados a partir de la imagen, que se utiliza como medida predictiva para identificar zonas de mayor o menor permeabilidad.

1.3 HIPÓTESIS

La estimación de permeabilidad en yacimientos de petróleo y gas se realizará por medio de un modelo matemático lineal y no lineal basado en parámetros significativos de propiedades petrofísicas.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Generar un modelo matemático con redes neuronales para el ajuste de permeabilidades relativas en la simulación de la arena Hollín superior del campo Pucuna para el establecimiento de la capacidad de producción.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Identificar las propiedades petrofísicas que influyen en la obtención de permeabilidades relativas a nivel de laboratorio.

- Identificar los modelos de creación de permeabilidad relativa que se implementan en los softwares de simulación de reservorios.
- Generar el modelo de estimación de permeabilidad con el método del tensor para flujo multifásico mediante el programa estadístico RStudio.
- Realizar el modelo estático y dinámico de la arena Hollín superior en software especializado con el ajuste de permeabilidades relativas.
- Evaluar el potencial de producción del yacimiento con el modelo generado y un modelo por default del software especializado.

1.5 ALCANCE

En cuanto al alcance de la investigación, la ejecución de este trabajo contribuirá a mejorar las técnicas de modelado de reservorios y a predecir de manera más precisa la producción de un campo. Esto indica que el alcance de la investigación es aplicado, ya que busca mejorar las técnicas existentes en un contexto específico, que es el modelado de reservorios. Además, en términos de su diseño es descriptivo y correlacional, esto implica que el estudio se enfoca en describir y analizar las relaciones entre las variables relevantes, sin establecer relaciones causales. En este caso, el objetivo es describir y correlacionar las permeabilidades del modelo de simulación numérica con el comportamiento real del reservorio. En resumen, el alcance de esta investigación se centra en aplicar la metodología de analítica de datos para desarrollar un modelo integral que simule las permeabilidades del reservorio. Además, busca mejorar las técnicas de modelado de reservorios, describir y analizar las relaciones entre las variables relevantes.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Presión de fondo fluyente.
- Espaciamiento del pozo y método.

1.6.2 Variables Independientes.

- Historiales de producción de los pozos productores
- Presiones y volúmenes de agua de los pozos inyectoros
- Reportes de laboratorio de diferentes muestras de núcleos
- Análisis PVT
- Mapa de isopacas o de contornos de la arena Hollín superior
- Diagrama de los pozos en estudio
- Factor de recobro
- Cálculo de reservas

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO PUCUNA

El campo Pucuna fue descubierto en 1970 por el pozo PCN-01 de Texaco, alcanzando una profundidad de 10,181 pies y produciendo 980 BPD a partir de las areniscas Hollin, Napo T y Napo U. (Sector Productivo (ARCH) - Petroamazonas, 2019).

A principios de 2008, el campo fue adjudicado al Consorcio Petrolero Amazónico (CPA) como campo marginal, designándose a Suelopetrol como operador. En 2011 el campo regresó a Ecuador y fue administrado por EP Petroecuador (Agila Mejía & Espinosa Erazo, 2012).

Luego de que EP Petroecuador fuera adquirida por PetroAmazonas EP en 2012, los campos Pucuna pasaron a formar parte de PetroAmazonas EP por tres años. A principios de 2016, el Estado ecuatoriano firmó un acuerdo de prestación de servicios con un consorcio y financiamiento para inversiones en sectores maduros para aumentar la producción (Agila Mejía & Espinosa Erazo, 2012).

El Campo Pucuna está ubicado en la provincia de Francisco de Orellana y pertenece al Bloque 44, limitando al norte con el Bloque 18 (Palo Azul), al sureste por Bloque 47 y al oeste Bloque 48.

Tabla 1.

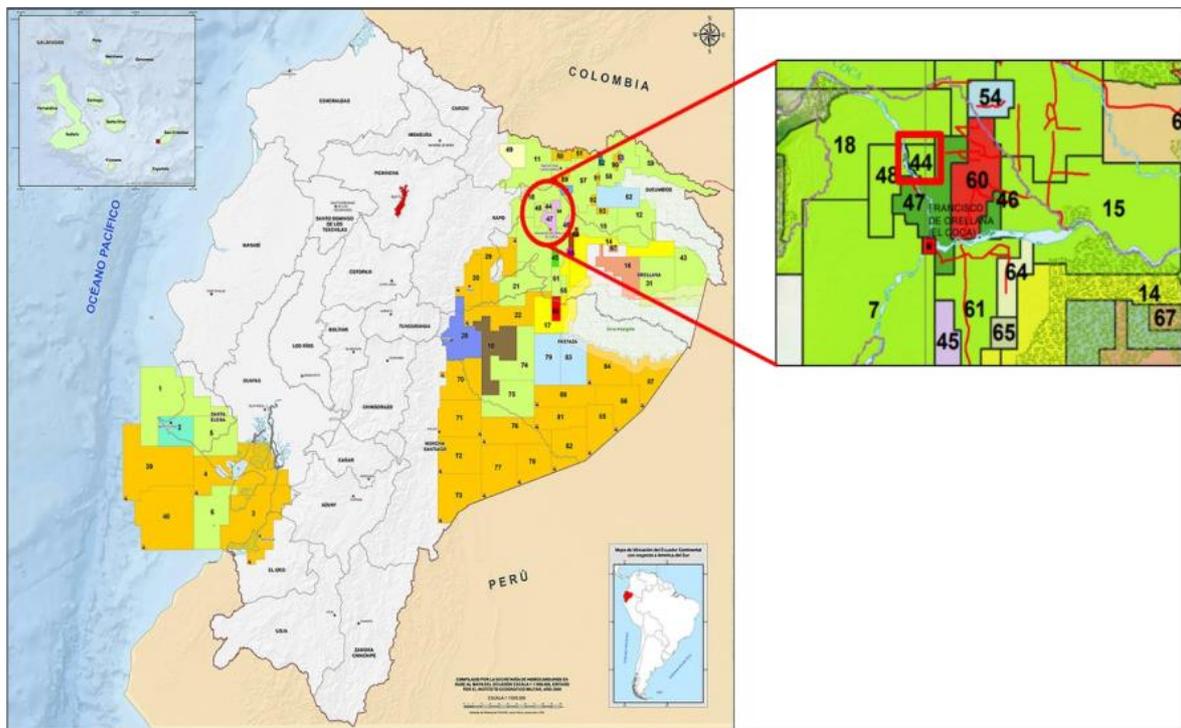
Ubicación geográfica campo Pucuna

	Coordenadas
LONGITUD	76°58' 00" OESTE
	77°04' 00" OESTE
LATITUD	00°13' 00" SUR
	00°18' 00" SUR

Nota: Obtenido de *Estudio de factibilidad técnico – económico para incrementar la producción de los pozos productores del Campo Pucuna mediante la técnica de fracturamiento hidráulico* (p. 6), por Quinapallo y Sanguil, 2020, Universidad Central del Ecuador.

Figura 1.

Ubicación geográfica del campo Pucuna



Nota: Obtenido de *Estudio de factibilidad técnico – económico para incrementar la producción de los pozos productores del Campo Pucuna mediante la técnica de fracturamiento hidráulico* (p. 6), por Quinapallo y Sanguil, 2020, Universidad Central del Ecuador.

2.1.1 Descripción de la Arenisca Hollín Superior (Campo Pucuna).

De acuerdo a Quinapallo y Sanguil (2020), “la producción del campo Pucuna lo constituyen cuatro reservorios; el principal es la formación Hollín y los secundarios son areniscas “U” y “T” (Napo y Basal Tena)” (p. 10).

A continuación, se presentan las propiedades de reservorio y fluido de las arenas productoras del campo Pucuna (Tabla 2 y 3).

Tabla 2.

Petrofísica campo Pucuna

Arena	Espesor, Ho (pies, ft)	Porosidad (\emptyset)	Saturación agua (Sw)	Saturación petróleo (So)	Permeabili dad (mD)	Área (acres)	Presión inicial (psi)	Presión actual (psi)
Basal Tena	6,15	20,1	25,8	74,2	433	1,527	3600	300- 600
U Superior	4,86	15,7	28,1	71,9	425	1,062	4000	2270
U Inferior	12,70	18,5	26,7	73,3	129	1,897	4000	600- 800
T Superior	17,57	14,5	23,9	76,1	131	2,898	4150	890
T Inferior	7,21	17,8	20,0	80,0	242	1,602	4150	1333
Hollin	23,83	15,0	24,0	76,0	347	1,919	4240	4000

Nota: Modificado de *Estudio de factibilidad técnico – económico para incrementar la producción de los pozos productores del Campo Pucuna mediante la técnica de fracturamiento hidráulico* (p. 21 y 22), por Quinapallo y Sanguil, 2020, Universidad Central del Ecuador.

Tabla 3.*PVT campo Pucuna*

Arena	Presión burbuja, Pb	Factor Volumétrico petróleo	Relación gas/liquido, Rs	Salinidad, NaCl	Viscosidad, m	API
	(psi)	(BY/BN)	(scf/stb)	(ppm)	(cp)	(°)
Basal Tena	-	1,042	72,07	21000	-	29,9
U Superior	1000	1,229	65,00	27500	1,079	30,5
U Inferior	1000	1,229	402,00	28500	1,079	31,2
T Superior	1400	1,318	30,09	17300	0,614	31,5
T Inferior	1400	1,318	754,00	17300	0,614	30,7
Hollin	330	1,078	512,00	18000	1,079	30,0

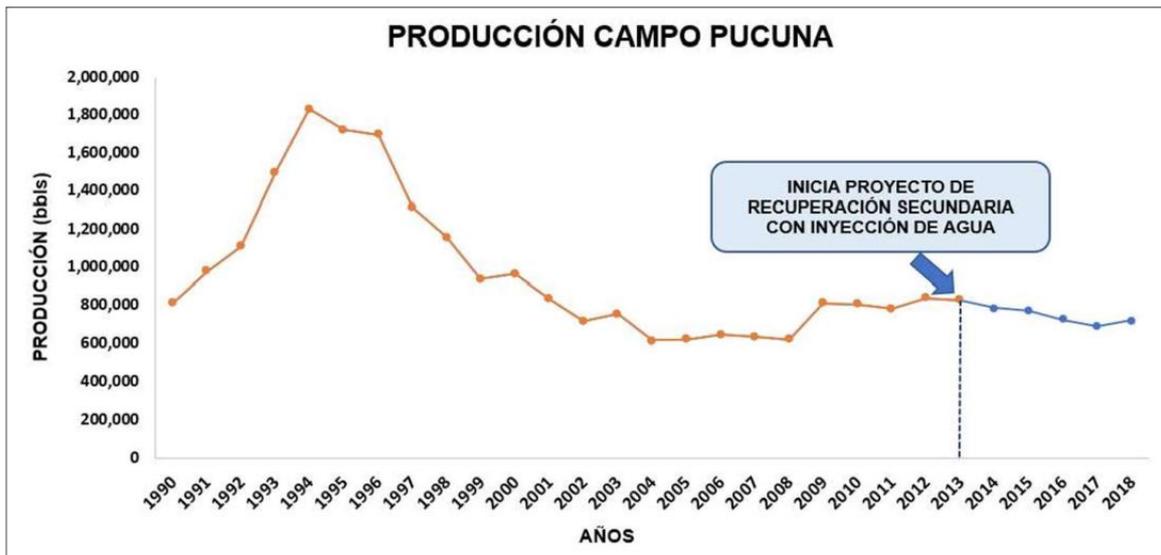
Nota: Obtenido de *Estudio de factibilidad técnico – económico para incrementar la producción de los pozos productores del Campo Pucuna mediante la técnica de fracturamiento hidráulico* (p. 21), por (Quinapallo y Sanguil, 2020), Universidad Central del Ecuador.

2.1.2 Producción acumulada, Arenisca Hollín Superior (Campo Pucuna).

En la Figura 2 se muestra el historial de producción promedio (producción diaria) del campo Pucuna a partir del año 1990. El campo Pucuna cuenta con un solo sistema de levantamiento artificial, el bombeo hidráulico tipo jet, aplicados en los principales yacimientos productivos que son: Hollín, Basal Tena, T y U (Agila & Espinosa, 2012).

Figura 2.

Historia de producción del campo Pucuna



Nota: Obtenido de *Estudio técnico-económico para incrementar la producción de petróleo en el Campo Pucuna operado por EP-PETROECUADOR* por Agila y Espinosa, 2012, Escuela Politécnica Nacional.

2.2 FUNDAMENTOS EN PERMEABILIDADES RELATIVAS

2.2.1 Flujo de fluidos en medios porosos.

De acuerdo a Ahmed (2019), “el flujo en medios porosos no debe explicarse tan superficialmente como un transporte por tuberías, porque en las formaciones, el flujo no describe patrones definidos por un tipo”

Según Terry et al. (2014), “los estudios de flujo en medios porosos se llevan a cabo en dos formas: experimental y matemático (analítico). Basándose en sus análisis, han intentado formular leyes y correlaciones que pueden utilizarse para realizar predicciones analíticas de sistemas similares”.

Las formas matemáticas de estas relaciones para describir el comportamiento del flujo de los fluidos del yacimiento variarán en función de las características del yacimiento. Las principales características del yacimiento que deben tenerse en cuenta son (Ahmed, 2019b; Al-Hussainy et al., 1966; Bradley & Gipson, 1987; Dagan, 1989; Dake, 2001; Terry et al., 2014):

- Tipos de fluidos en el yacimiento.
- Regímenes de flujo.
- Geometría del yacimiento.
- Número de fluidos que fluyen en el yacimiento.

a. Naturaleza de fluido

En (2010), Gutiérrez da a conocer que, “el factor determinante es el coeficiente de compresibilidad isotérmica para identificar el tipo de fluido del yacimiento. En general, los fluidos de yacimiento se clasifican en tres grupos”:

- Fluidos ligeramente compresibles.
- Fluidos compresibles.
- Fluidos incompresibles.

b. Régimen de flujo

De acuerdo a Gutiérrez (2010), “se resaltan tres patrones de regímenes de flujo y su explicación describen el comportamiento del flujo de fluidos con su distribución de presión en función del tiempo”.

- Flujo estacionario.
- Flujo en estado inestable.
- Flujo en estado pseudo estacionario.

c. Geometría del yacimiento

La forma de un yacimiento tiene un efecto significativo en el comportamiento del flujo. La mayoría de los yacimientos tienen límites irregulares y una descripción matemática rigurosa de la geometría, a menudo sólo es posible con el uso de simuladores numéricos. Sin embargo, para muchos fines de ingeniería, la geometría real del flujo puede representarse mediante una de las siguientes geometrías de flujo:

- Flujo radial.
- Flujo lineal.
- Flujo esférico y hemisférico.

d. Número de fluidos que fluyen en el yacimiento

Las expresiones matemáticas que se utilizan para predecir el rendimiento volumétrico y el comportamiento de la presión del yacimiento varían en forma y complejidad en función del número de fluidos móviles en el yacimiento:

- Flujo monofásico (petróleo, agua o gas).
- Flujo bifásico (petróleo-agua, petróleo-gas o gas-agua).
- Flujo trifásico (petróleo, agua y gas).

La descripción del flujo de fluidos y el posterior análisis de los datos de presión se complican a medida que aumenta el número de fluidos móviles.

e. Ecuaciones fundamentales de flujo

Estas ecuaciones de flujo se utilizan para describir el comportamiento del flujo en un yacimiento y pueden adoptar muchas formas en función de la combinación de variables presentadas anteriormente (es decir, tipos de flujo y fluidos). Combinando la ecuación de conservación de la masa con la ecuación de transporte (ecuación de Darcy) y varias ecuaciones de estado, pueden desarrollarse las ecuaciones de flujo necesarias. Dado que todas las ecuaciones de flujo a considerar dependen de la Ley de Darcy, es importante considerar primero esta relación de transporte (Ahmed, 2019b; Bradley & Gipson, 1987; Fahim et al., 2003; Lake, 2007).

f. Ecuación o Ley de Darcy

Henry Darcy desarrolló una expresión matemática en 1856 donde establece que “un fluido homogéneo aplicado en un medio poroso, su velocidad es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido” (Ahmed, 2019b). Para un sistema lineal horizontal, esta relación es:

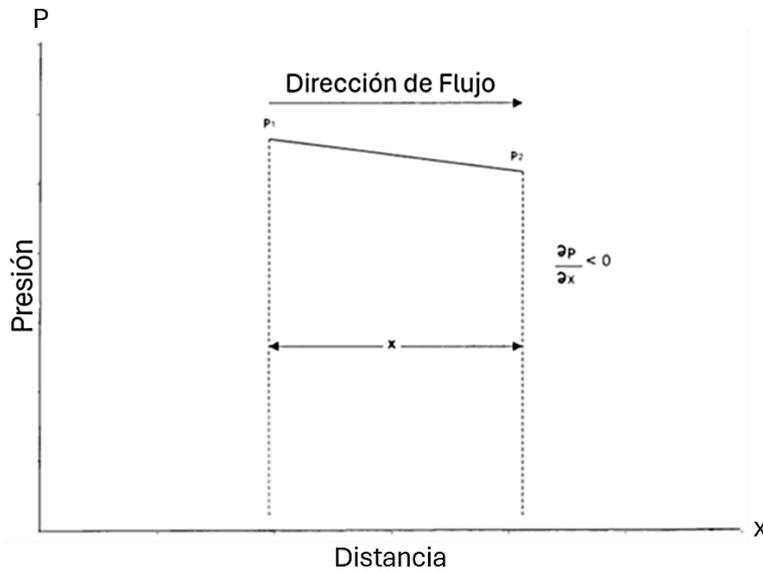
$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (1)$$

Donde v es la velocidad aparente en centímetros por segundo y es igual q/A . El valor q es el caudal volumétrico en centímetros cúbicos por segundo y A es el área total de la sección transversal de la roca en centímetros cuadrados. Es decir, dentro de A se incluye el área del material rocoso con la de los canales porosos. La viscosidad del fluido, μ , se expresa en unidades centipoise, y el gradiente de presión, dp/dx , se expresa en atmósferas por centímetro, tomadas en la misma dirección que v y q . La constante k , es conocida como la permeabilidad de la roca expresada en unidades Darcy.

El signo negativo en la Ecuación 1 se añade porque el gradiente de presión es negativo en la dirección del flujo como se muestra en la Figura 3.

Figura 3.

Presión vs distancia en flujo lineal



Nota: Obtenido de *Reservoir Engineering Handbook* (pag. 342), por Ahmed, 2006, Elsevier.

Para un sistema horizontal-radial, el gradiente de presión es positivo (ver Figura 4) y la ecuación de Darcy puede expresarse en la siguiente forma radial generalizada:

$$v = \frac{q_r}{A_r} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{dr} \right)_r \quad (2)$$

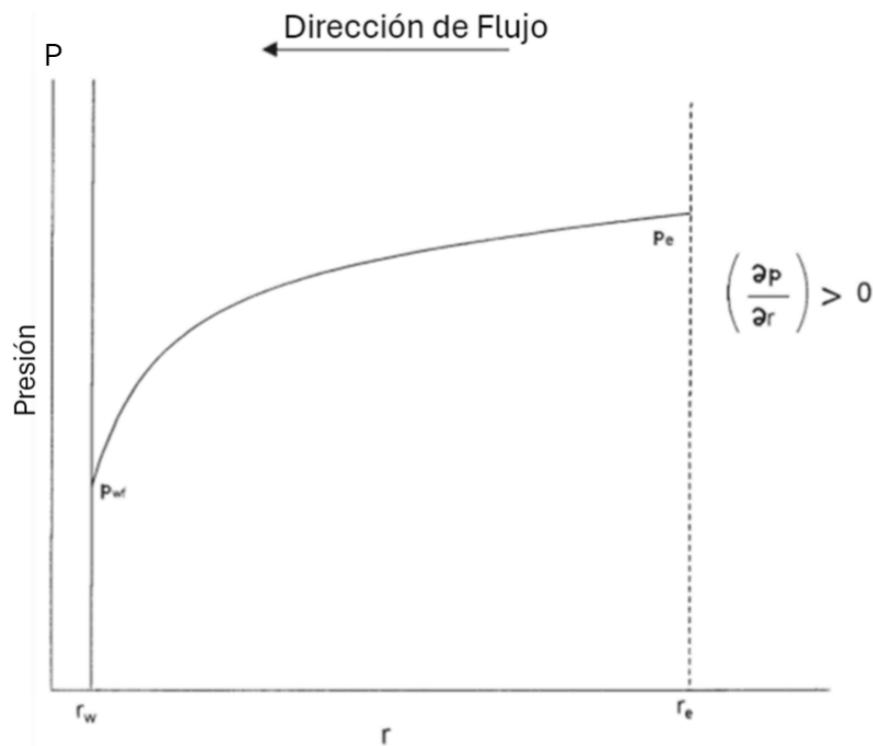
La Ley de Darcy sólo se aplica en las siguientes condiciones:

- Flujo laminar (viscoso).
- Flujo en estado estacionario.
- Fluidos incompresibles.
- Formación homogénea.

En el caso del flujo turbulento, que se produce a velocidades más elevadas, el gradiente de presión aumenta a un ritmo mayor que el caudal y es necesaria una modificación especial de la ecuación de Darcy. Cuando existe flujo turbulento, la aplicación de la ecuación de Darcy puede dar lugar a graves errores.

Figura 4.

Gradiente de presión en flujo radial



Nota: Obtenido de *Reservoir Engineering Handbook* (pag. 343), por Ahmed, 2006, Elsevier.

2.2.2 Propiedades petrofísicas.

La interpretación geológica fiable de los resultados de los análisis de los registros requiere una definición fiable de las relaciones entre los parámetros petrofísicos y los del yacimiento de rocas petrolíferas, gasíferas y acuíferas. Las relaciones petrofísicas se basan en los análisis de laboratorio de muestras de testigos saturados con fluidos de formación. Los análisis de los testigos se realizan en condiciones superficiales (ambiente) y subterráneas (en el lugar o yacimiento o en el fondo del pozo) (Buryakovsky, 2012; Cannon, 2015).

Los parámetros petrofísicos básicos necesarios para evaluar un yacimiento de petróleo son su porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, extensión de área y espesor de la formación. Estos parámetros pueden estimarse a partir de tres fuentes comunes: los testigos, los registros de pozos y los análisis de pruebas de presión (Cannon, 2015).

Las propiedades analizadas en esta sección incluyen la porosidad, la compresibilidad isotérmica y la saturación de fluidos. Aunque la permeabilidad es una propiedad de la matriz rocosa, se aborda en el próximo subtema.

a. Porosidad

La porosidad de un medio poroso recibe el símbolo ϕ y se define como la relación entre el espacio vacío, o volumen de poros, y el volumen total de la roca. Esta relación se expresa como fracción o porcentaje. Cuando se utiliza un valor de porosidad en una ecuación, casi siempre se expresa como fracción. El término porosidad de hidrocarburos se refiere a la parte de la porosidad que contiene hidrocarburos. Es la porosidad total multiplicada por la fracción del volumen de poros que contiene hidrocarburo. Los valores de porosidad oscilan entre el 10% y el 40% para los yacimientos de tipo arenisca y entre el 5% y el 15% para los yacimientos de tipo calcáreo (Monicard, 1980).

El valor de la porosidad suele indicarse como porosidad total o efectiva, según el tipo de medición utilizado. La porosidad total representa el espacio vacío total del medio. Este es el tipo de porosidad que suele medirse en el laboratorio y que se utiliza para calcular el flujo de fluidos (Monicard, 1980; Terry et al., 2014).

Los métodos de laboratorio para medir la porosidad incluyen la ley de Boyle, la saturación de agua y los métodos de saturación orgánica-líquida. La porosidad también se calcula a partir de métodos indirectos que utilizan datos de registros de pozos, a menudo con la ayuda de algunas mediciones de testigos. Ezekwe (2010) analiza el uso de varios tipos de registros de pozos en el cálculo de la porosidad.

Las técnicas de registro tienen la ventaja de promediar volúmenes de roca más grandes que en el análisis de núcleos. Cuando se calibran con datos de núcleos, deben proporcionar cifras de porosidad promedio en el mismo rango de precisión que el análisis de núcleos. Cuando hay variaciones en la porosidad a lo largo del yacimiento, la porosidad promedio se debe encontrar sobre una base de volumen ponderado. En yacimientos carbonatados altamente fracturados, con escombros o con cavidades, es posible que la roca de mayor porosidad no se extraiga ni se registre, y que los volúmenes de hidrocarburos basados en los promedios de porosidad de núcleos o registros se subestimen en gran medida (Monicard, 1980).

b. Compresibilidad isotérmica

La compresibilidad isotérmica de una sustancia viene dada por la siguiente ecuación:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (3)$$

Donde c es la compresibilidad isotérmica, V el volumen y p la presión.

La ecuación describe el cambio de volumen que sufre una sustancia durante un cambio de presión mientras la temperatura se mantiene constante. Las unidades están en unidades de presión recíproca. Cuando se reduce la presión del fluido interno dentro de los espacios porosos de una roca, que está sujeta a una presión externa constante (roca o sobrecarga), el volumen aparente de la roca disminuye mientras que el volumen del material de roca sólida (por ejemplo, los granos de arena de una arenisca) aumenta. Ambos cambios de volumen actúan para reducir ligeramente la porosidad de la roca, del orden de 0,5 % para un cambio de 1000 psi en la presión del fluido interno (por ejemplo, de 20 % de porosidad a 19,9 %).

Los estudios de Van Der Knaap (1959) indican que este cambio de porosidad para una roca dada depende únicamente de la diferencia entre las presiones externa e interna pero no de su valor absoluto de presiones.

Sin embargo, al igual que con el volumen de los serpentines del yacimiento por encima del punto de burbuja, el cambio en el volumen de poro no es lineal y la compresibilidad del volumen de poro no es constante. El término de compresibilidad del volumen de poro (c_f) a cualquier delta de presión externa e interna se puede definir como el cambio en el volumen de poro por unidad de volumen de poro por unidad de cambio en la presión. Los valores para las rocas del yacimiento de piedra caliza y arenisca se encuentran en el rango de 2×10^{-6} a $25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

c. Saturación de fluidos.

La relación entre el volumen que ocupa un fluido y el volumen de los poros se denomina saturación de ese fluido. El símbolo de la saturación del petróleo es S_o , donde S se refiere a la saturación y el subíndice o se refiere al petróleo. La saturación puede expresarse como fracción o como porcentaje, pero en las ecuaciones se utiliza como fracción (Terry et al., 2014).

En general, existen dos formas de medir la saturación original de los fluidos: el método directo y el método indirecto. El enfoque directo implica la extracción de los fluidos del yacimiento o la lixiviación de los fluidos a partir de una muestra de la roca del yacimiento. El método indirecto se basa en la medición de alguna otra propiedad, como la presión capilar, y en la derivación de una relación matemática entre la propiedad medida y la saturación (Terry et al., 2014).

Los métodos directos incluyen la retorta de los fluidos de la roca, la destilación de los fluidos con un procedimiento modificado de la American Society for Testing and Materials (ASTM) y la centrifugación de los fluidos. Cada método se basa en un procedimiento para extraer la muestra de roca del yacimiento. La experiencia ha demostrado que es difícil extraer la muestra sin alterar el estado de los fluidos y/o de la roca. Con cualquiera de estos métodos, la medición de la saturación conlleva errores. Sin embargo, en circunstancias favorables y prestando especial atención a los detalles, pueden obtenerse valores de saturación dentro de unos límites de precisión útiles. Ezekwe (2010) presenta modelos y ecuaciones utilizados en el cálculo de los valores de saturación para los métodos directo e indirecto.

Además, del agua de fondo (o de borde), habrá agua connata distribuida por las zonas de hidrocarburos. El agua de estas zonas llega a un mínimo irreductible y las fuerzas que retienen el agua en las zonas de hidrocarburos son llamadas fuerzas capilares (Ahmed, 2019b).

La saturación de agua connata (S_{wc}) reduce la cantidad de espacio disponible entre la fase líquida y gaseosa del hidrocarburo. Comúnmente, S_{wc} no está distribuida uniformemente en todo el yacimiento, más bien varía con la permeabilidad, litología y altura sobre el nivel freático.

Otra saturación de fase de interés se denomina saturación crítica y está asociada a cada fluido del yacimiento.

d. Concepto de Mojabilidad

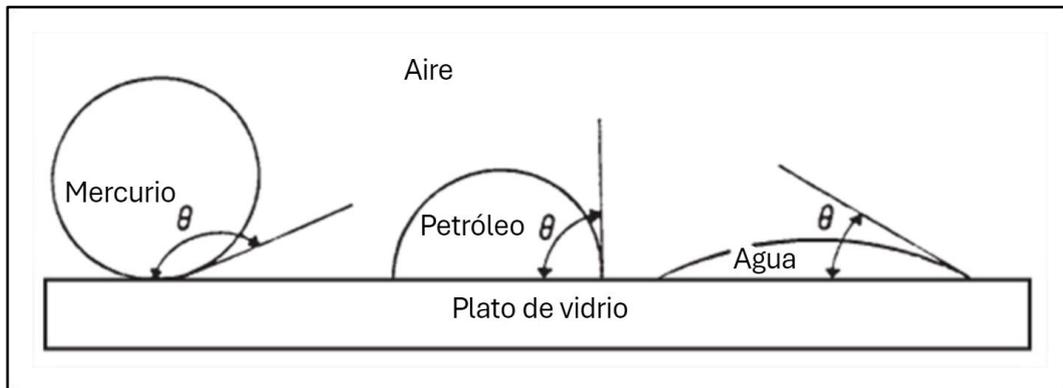
Se concluye como la capacidad de un fluido a adherirse o desplazarse a una superficie sólida bajo la presencia de otros fluidos inmiscibles. El concepto de mojabilidad se ilustra en la Figura 5. Se colocan pequeñas gotas de tres líquidos (mercurio, aceite y agua) sobre una placa de cristal limpia. A continuación, se observan las tres gotas desde un lado, como se ilustra en la Figura 5. Se observa que el mercurio mantiene una forma esférica, la gota de aceite desarrolla una forma aproximadamente semiesférica, pero el agua tiende a desplazarse sobre el vidrio (Ahmed, 2019b; Buryakovsky, 2012).

La tendencia antes mencionada es una de las características de humectación del líquido por el sólido y puede expresarse midiendo el ángulo de contacto en la superficie líquido-sólido. Este ángulo, cuya medición se realiza recorriendo desde el líquido hacia el sólido, se denomina ángulo de contacto θ .

El ángulo de contacto θ ha adquirido importancia como medida de la humectabilidad. Como se muestra en la Figura 3, mientras disminuye el ángulo θ , aumentan las características humectantes del líquido. La humectabilidad completa es cuando el ángulo de contacto es cero, y la no completa con un ángulo de contacto de 180° . Existen varias definiciones de humectabilidad intermedia, pero, en gran parte de la literatura publicada, los ángulos de contacto de 60° a 90° tenderán a repeler el líquido (Dagan, 1989; E. E. Donaldson et al., 1969).

Figura 5.

Ilustración de la mojabilidad



Nota: Obtenido de *Reservoir Engineering Handbook* (p. 175), por Ahmed, 2019. Elsevier.

2.2.3 Permeabilidad relativa bifásica.

Numerosos estudios de laboratorio han llegado a la conclusión de que la permeabilidad efectiva de cualquier fluido de yacimiento es función de la saturación del fluido de yacimiento y de las características de humectación o mojabilidad de la formación. Por lo cual, se necesita especificar la saturación al establecer la permeabilidad efectiva de un fluido concreto en un medio poroso determinado. Así como k es el símbolo universal aceptado para la permeabilidad absoluta, k_o , k_g y k_w son los símbolos aceptados para la permeabilidad efectiva al petróleo, al gas y al agua, respectivamente. Las saturaciones, es decir, s_o , s_g y s_w , deben especificarse para definir completamente las condiciones en las que existe una permeabilidad efectiva determinada (Ahmed, 2019b; da Rocha et al., 2019).

Normalmente, las permeabilidades efectivas se miden directamente en el laboratorio en pequeños testigos. Sin embargo, debido a las numerosas combinaciones posibles de saturación para un mismo medio, los datos de laboratorio suelen resumirse e indicarse como permeabilidad relativa (da Rocha et al., 2019).

La permeabilidad absoluta es propia del medio poroso y mide la capacidad del medio para transmitir fluidos. Cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase a una saturación específica es la relación entre la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta, o:

$$\begin{aligned}
k_{ro} &= \frac{k_o}{k} \\
k_{rg} &= \frac{k_g}{k} \\
k_{rw} &= \frac{k_w}{k}
\end{aligned}
\tag{4}$$

Donde k_{ro} es la permeabilidad relativa al petróleo, k_{rg} es la permeabilidad relativa al gas, k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua, k permeabilidad absoluta, k_o permeabilidad efectiva al petróleo para una saturación de petróleo dada, k_g permeabilidad efectiva al gas para una saturación de gas determinada, k_w permeabilidad efectiva al agua para una saturación de agua determinada (Ahmed, 2019b).

Dado que las permeabilidades efectivas pueden oscilar entre cero y k , las permeabilidades relativas pueden tener cualquier valor entre cero y uno.

Cabe señalar que cuando hay tres fases presentes, la suma de las permeabilidades relativas ($k_{ro} + k_{rg} + k_{rw}$) es variable y siempre inferior o igual a la unidad. La apreciación de esta observación y de sus causas físicas es un requisito previo para un análisis más detallado de las relaciones de permeabilidad relativa bifásica y trifásica.

Se ha convertido en una práctica común referirse a la curva de permeabilidad relativa de la fase no húmeda como k_{nw} y a la permeabilidad relativa de la fase húmeda como k_w .

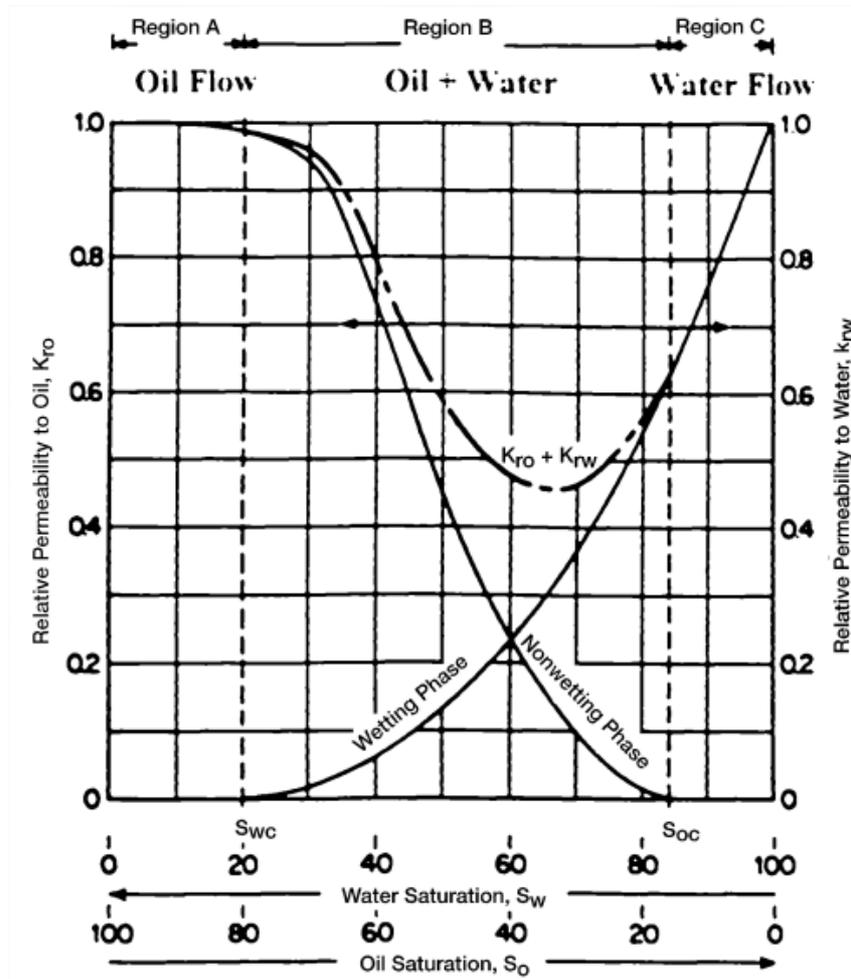
Cuando una fase humectante y una no humectante fluyen juntas en un yacimiento rocoso, cada fase sigue trayectorias separadas y distintas. La distribución de las dos fases en función de sus características de humectación da lugar a permeabilidades relativas características de las fases humectante y no humectante. Puesto que la fase humectante ocupa las aberturas de poro más pequeñas en saturaciones pequeñas, y estas aberturas de poro no contribuyen materialmente al flujo, se deduce que la presencia de una pequeña saturación de la fase humectante afectará a la permeabilidad de la fase no humectante sólo hasta cierto punto. Sin embargo, dado que la fase no humectante ocupa las aberturas centrales o más grandes de los poros que contribuyen materialmente al flujo de fluido a través del yacimiento, una pequeña

saturación de la fase no humectante reducirá drásticamente la permeabilidad de la fase humectante (Amott, 1959; Jadhunandan & Morrow, 1995).

La Figura 6 presenta un conjunto típico de curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo en el que el agua se considera la fase humectante.

Figura 6.

Típico comportamiento de flujo de dos fases



Nota: Obtenido de *Fundamentals of fluid flow through porous media* (p. 104) por Satter y Iqbal, 2016, Elsevier.

a. Proceso de drenaje

En general, se acepta que los espacios porosos de las rocas de los yacimientos estaban originalmente llenos de agua, tras lo cual el petróleo se desplazó al yacimiento, desplazando parte del agua y reduciendo el agua a cierta saturación residual. Cuando se descubren, los espacios porosos del yacimiento están llenos de una saturación de agua y una saturación de petróleo. Si el gas es el agente desplazante, entonces el gas se desplaza hacia el yacimiento, desplazando al petróleo (Amott, 1959; E. C. Donaldson et al., 1969; Jadhunandan & Morrow, 1995).

Esta misma historia debe repetirse en el laboratorio para eliminar los efectos de la histéresis. El procedimiento de laboratorio consiste en saturar primero el núcleo con agua y, a continuación, desplazar el agua hasta una saturación residual, o connata, de agua con petróleo, tras lo cual el petróleo del núcleo es desplazado por el gas. Este proceso de flujo se denomina proceso de agotamiento por arrastre de gas o drenaje. En este proceso de agotamiento el fluido de la fase no húmeda aumenta continuamente y el fluido de la fase húmeda disminuye continuamente (Amott, 1959; E. C. Donaldson et al., 1969; Jadhunandan & Morrow, 1995).

b. Proceso de imbibición

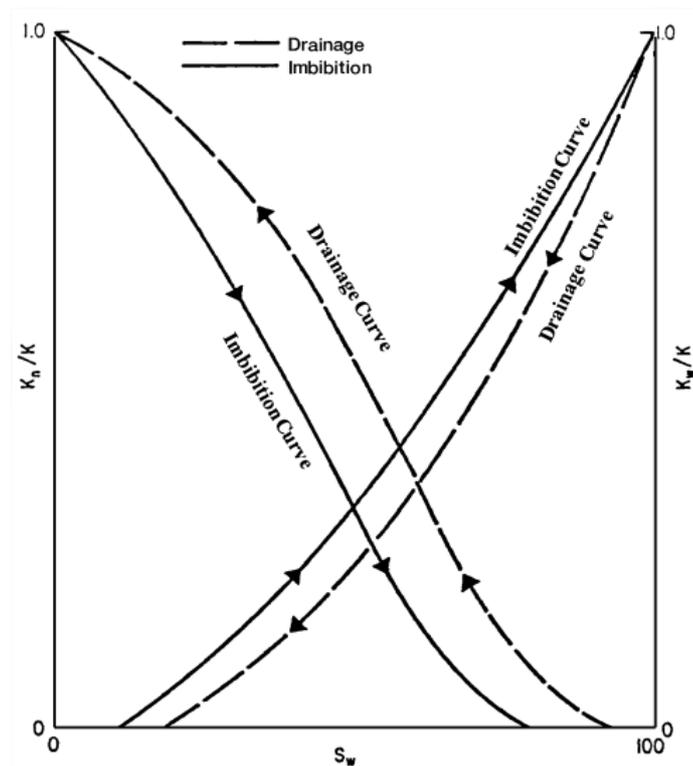
El proceso de imbibición se lleva a cabo en el laboratorio, saturando primero el núcleo con agua (fase humectante) y, a continuación, desplazando el agua hasta su saturación reducible (connata) mediante la inyección de petróleo. Este procedimiento de "drenaje" está diseñado para establecer las saturaciones de fluidos originales que se encuentran cuando se descubre el yacimiento. La fase humectante (agua) se reintroduce en el núcleo y el agua aumenta continuamente. Este es el proceso de imbibición y tiene por objeto producir los datos de permeabilidad relativa necesarios para los cálculos de impulsión o inundación de agua (Amott, 1959; E. C. Donaldson et al., 1969; Jadhunandan & Morrow, 1995).

La figura 7 ilustra esquemáticamente la diferencia entre los procesos de drenaje e imbibición para medir la permeabilidad relativa. Se observa que la técnica de imbibición hace que la fase no humectante (petróleo) pierda su movilidad a valores más altos de saturación de agua que el proceso de drenaje. Los dos procesos tienen efectos similares en la curva de la fase

humectante (agua). El método de drenaje hace que la fase humectante pierda su movilidad a valores más altos de saturación de la fase humectante que el método de imbibición (Amott, 1959).

Figura 7.

Efectos de la histéresis en la permeabilidad relativa



Nota: Obtenido de *Reservoir Engineering Handbook* (p. 287), por Ahmed, 2019. Elsevier.

Existen varias diferencias importantes entre las curvas de permeabilidad relativa al aceite-húmedo y al agua-húmedo que suelen observarse; son las siguientes:

- El punto de intersección entre k_{ro} y k_{rw} será generalmente superior al 50% para los sistemas húmedos de agua e inferior al 50% para los sistemas húmedos de aceite.
- El valor de k_{rw} cuando se encuentra a la máxima saturación de agua (es decir, 1-S_{or}), será inferior a 0,3 para los sistemas mojados por agua y es aproximadamente superior a 0,5 para los sistemas mojados por aceite.

- La saturación del agua de conexión en un sistema húmedo de agua, S_{wc} , suele ser superior al 25%, mientras que en los sistemas húmedos de aceite suele ser inferior al 15%.

Con frecuencia, se realizan pruebas de permeabilidad agua-aceite en muestras de núcleos. Los resultados de estas pruebas son menos costosos que los de las pruebas normales de permeabilidad relativa; sin embargo, pueden proporcionar información útil sobre las características del yacimiento.

2.2.4 Modelos de permeabilidades relativas bifásicas.

En muchos casos, puede que no se disponga de datos de permeabilidad relativa de muestras reales del yacimiento en estudio, por lo que es necesario obtener los datos de permeabilidad relativa deseados de alguna otra manera. Sin embargo, los datos de yacimiento no están disponibles para la producción futura, por lo que debe preverse algún sustituto. Se han desarrollado varios métodos para calcular las relaciones de permeabilidad relativa (Ahmed, 2019b; Buryakovsky, 2012). Estas relaciones han utilizado diversos parámetros, entre los que se incluyen:

- Saturaciones residuales e iniciales.
- Datos de presión capilar.

Casi todas las correlaciones presentadas hacen el uso de la saturación efectiva de fases como parámetro de correlación y se define mediante el siguiente conjunto:

$$\begin{aligned}
 S_o^* &= \frac{S_o}{1 - S_{wc}} \\
 S_w^* &= \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \\
 S_g^* &= \frac{S_g}{1 - S_{wc}}
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

Donde S_o^* , S_w^* , S_g^* son saturación efectiva de petróleo, agua y gas, respectivamente. S_o , S_w , S_g son saturaciones de petróleo, agua, y gas, respectivamente. S_{wc} es saturación de agua connata.

a. Correlación de Wyllie y Gardner

Wyllie & Gardner (1958) identificaron en diferentes rocas, la existencia de la relación entre la presión capilar recíproca al cuadrado ($1/P_c^2$) y la saturación efectiva de agua S_w^* es lineal en un amplio rango de saturación. Honarpour & Mahmood (1988) tabularon convenientemente las correlaciones de Wyllie y Gardner.

Wyllie y Gardner también han sugerido las dos expresiones siguientes que pueden utilizarse cuando se dispone de una permeabilidad relativa:

Sistema petróleo-agua

$$k_{rw} = (S_w^*)^2 - k_{ro} \left[\frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right] \quad (6)$$

Sistema gas-petróleo

$$k_{ro} = (S_o^*) - k_{rg} \left[\frac{S_o^*}{1 - S_o^*} \right] \quad (7)$$

b. Correlación de Torcaso y Wyllie

Torcaso & Wyllie (1958) trabajaron en el desarrollo de una simplificada expresión para la determinación de la permeabilidad relativa de la fase petróleo en un sistema gas-petróleo. La expresión permite calcular k_{ro} a partir de las mediciones de k_{rg} . La ecuación tiene la forma siguiente:

$$k_{ro} = k_{rg} \left[\frac{(S_o^*)^4}{(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*2})} \right] \quad (8)$$

La expresión anterior es muy útil, ya que las mediciones de k_{rg} son fáciles de realizar y las de k_{ro} suelen hacerse con dificultad.

c. Correlación de Pirson

Pirson (1958) dedujo las relaciones generales para la determinación de la permeabilidad relativa de las fases, húmeda y no húmeda (en procesos de imbibición y drenaje) y estas expresiones se aplican a las rocas húmedas.

Para la fase acuosa (humectante)

$$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} S_w^3 \quad (9)$$

Para la fase no húmeda

Imbibición

$$(k_r)_{no\ humeda} = \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{nw}} \right) \right]^2 \quad (10)$$

Drenaje

$$(k_r)_{no\ humeda} = \left[1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w} \right]^{0.5} \quad (11)$$

Donde S_{nw} es saturación de la fase no húmeda, S_w saturación de agua y S_w^* saturación efectiva de agua definida por la Ecuación 5.

d. Método de Corey

Corey (1954) propuso una expresión matemática sencilla para generar los datos de permeabilidad relativa del sistema gas-petróleo. La aproximación es buena para procesos de drenaje, es decir, gas-aceite desplazante.

$$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad (12)$$

$$k_{rg} = (S_g^*)(2 - S_g^*) \quad (13)$$

donde la saturación efectiva de gas S_g^* se define en la Ecuación 5.

Corey (1954) propuso que la permeabilidad relativa agua-petróleo puede representarse de la siguiente manera:

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^4$$

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^4$$
(14)

O:

$$(k_{ro})^{0.25} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)$$

$$(k_{rw})^{0.25} = \left(\frac{S_w - S_w}{1 - S_{wc}} \right)$$
(15)

Las dos últimas expresiones sugieren que un gráfico de $K_{ro}^{0.25}$ y $K_{rw}^{0.25}$ frente a S_w produciría líneas rectas con los siguientes valores finales:

$$K_{ro} = 1.0 @ S_{wc}$$

$$K_{rw} = 1.0 @ S_w = 1.0$$

$$K_{ro} = 1.0 @ S_w = 1.0$$

$$K_{rw} = 1.0 @ S_{wc}$$

Cabe señalar que las ecuaciones de Corey sólo se aplican a rocas homogéneas bien clasificadas. Para tener en cuenta el grado de consolidación, el exponente de las relaciones (es decir, 4) puede expresarse de forma más generalizada:

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^n$$

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^m$$
(16)

Si tomamos el logaritmo de ambos lados de las dos expresiones anteriores, obtenemos:

$$\log(k_{ro}) = n \log \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)$$

$$\log(k_{rw}) = m \log \left(\frac{S_w - S_w}{1 - S_{wc}} \right)$$
(17)

Los exponentes m y n explican las pendientes de las dos rectas resultantes de representar k_{ro} y k_{rw} frente al término entre paréntesis en una escala logarítmica.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 ESQUEMA DE TRABAJO

La medición en laboratorio de la permeabilidad relativa mediante métodos de estado estacionario o no estacionario puede ser costosa y requerir mucho tiempo. La medición en laboratorio se considera un microproceso porque una sola medición es insuficiente para representar todo el yacimiento. Por lo tanto, deben tomarse y probarse varias muestras de testigos de facies representativas del yacimiento. Dado que los sets de muestras de permeabilidad relativa varían una de otra, es necesario promediar los datos antes de realizar una ampliación desde la escala del núcleo a la del yacimiento.

Un procedimiento numérico preciso para determinar los valores de permeabilidad relativa proporciona una técnica alternativa y, al mismo tiempo, puede superar las deficiencias anteriores. A diferencia de las mediciones de laboratorio, se trata de un macroproceso que proporciona una mejor representación estadística de los valores de permeabilidad relativa del yacimiento en su conjunto.

Las diversas correlaciones publicadas en la literatura para predicciones de permeabilidades relativas se originan de una gran cantidad de datos publicados de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (publicada entre 1950 y 1998), además de datos no publicados de varias compañías e independientes de petróleo y gas (M. Honarpour et al., 1982; M. M. Honarpour et al., 2007; M. Honarpour & Mahmood, 1988). Pero no es suficiente para aplicarse a todos los modelos de yacimientos, y es recomendable ajustar o generar nuevas ecuaciones para otros sistemas. Además, entre mayor cantidad de datos disponibles de un sistema en específico mejorará la representación de las ecuaciones de predicción.

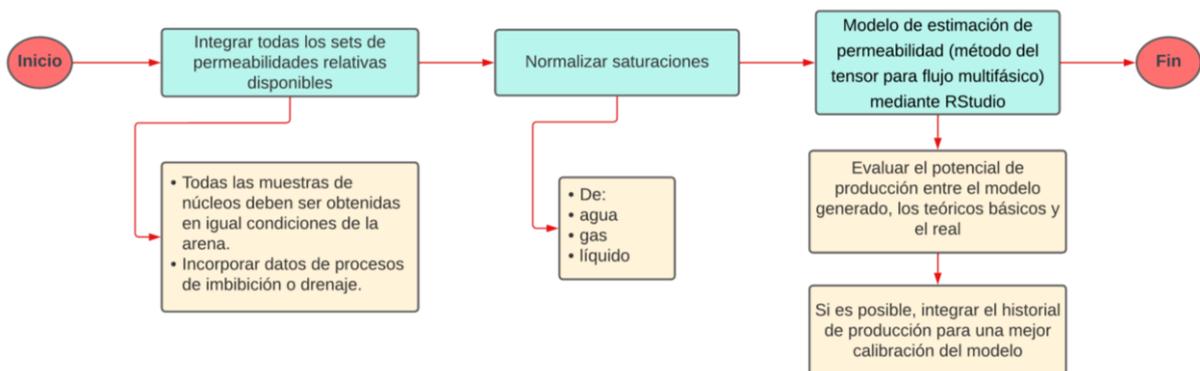
Para crear modelos predictivos que representen yacimientos productores, se impusieron ciertos criterios en la selección de datos (curvas de permeabilidad relativa y otra información pertinente). Los criterios de selección de datos utilizados en este estudio fueron:

1. Las curvas de permeabilidad relativa se generan a partir de experimentos en estado estacionario o no estacionario. En otras palabras, en este estudio se excluyen las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a partir de correlaciones o datos obtenidos de estudios de simulación hipotéticos.
2. El núcleo utilizado en el experimento debe ser una muestra de roca formada naturalmente. No se consideran los datos obtenidos de núcleos sintéticos o artificiales.
3. Sólo se utilizan datos de imbibición para los sistemas de petróleo-agua y gas-agua, mientras que para los sistemas de gas-petróleo y gas-condensado, sólo se utilizan en el análisis los datos de drenaje; y
4. Solo se seleccionan los datos primarios cuando se presentan múltiples procesos de imbibición o drenaje.

La figura 8 muestra las fases generales del esquema de trabajo de este estudio:

Figura 8.

Guía de trabajo para construir el modelo de permeabilidades relativas



Nota: Elaboración propia.

3.2 MUESTRA DE DATOS

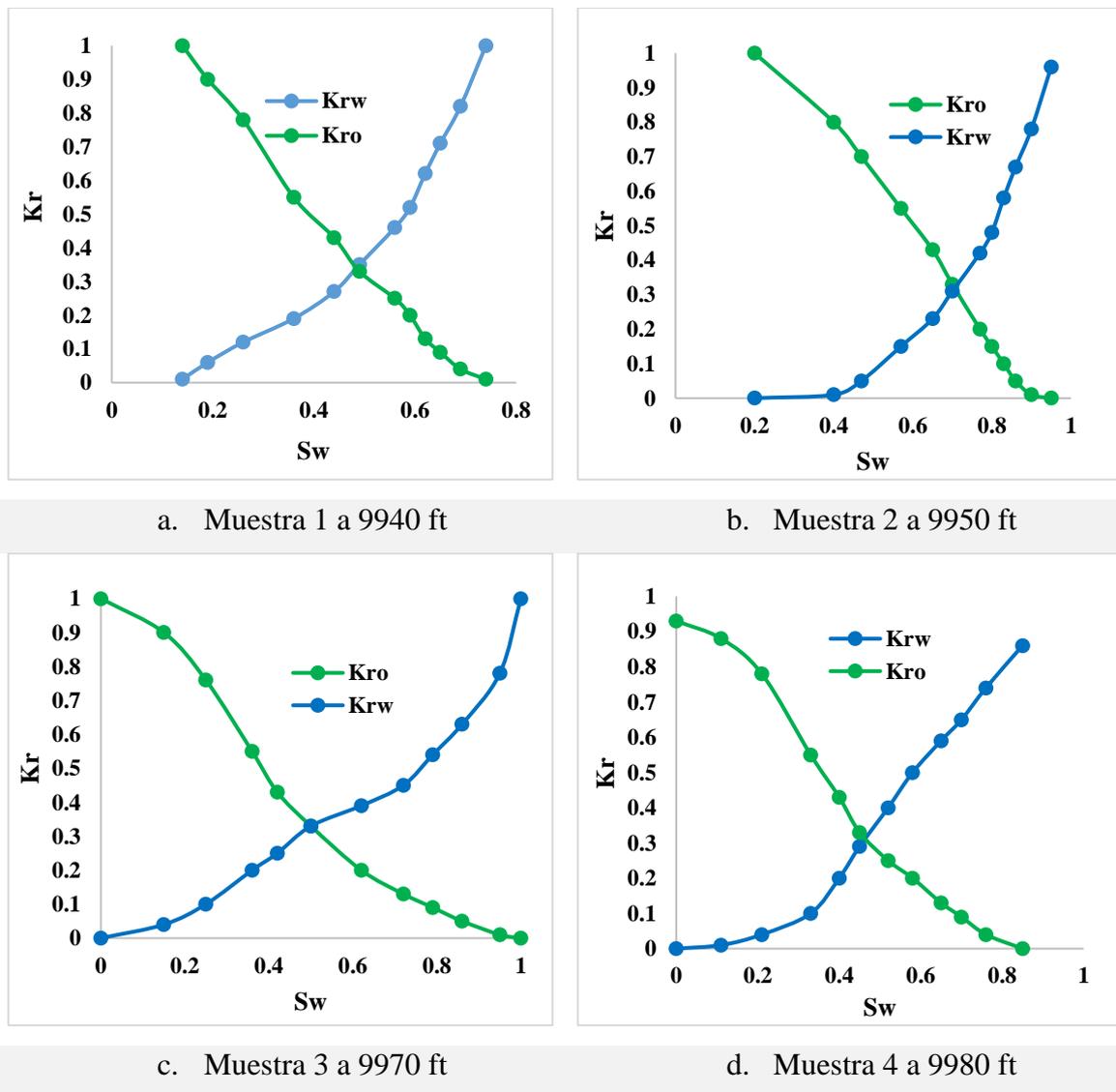
Existen tres tipos principales de trabajos experimentales que obtienen datos de permeabilidad relativa, que son el estado estacionario (Osoba et al., 1951), el estado

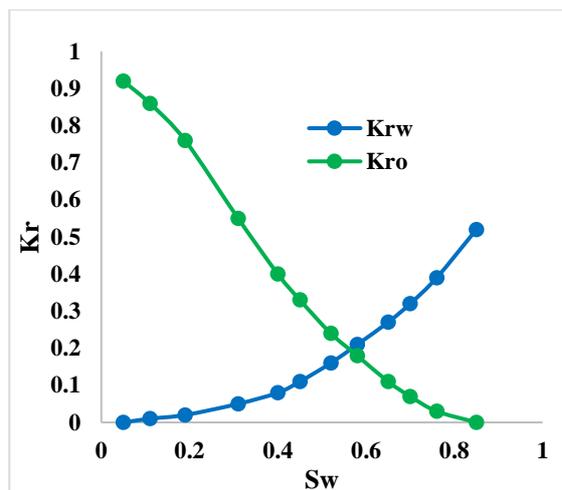
inestable (Bennion & Thomas, 1991) y el método de centrifugado (M. Honarpour et al., 2018). Cada método tiene sus propias ventajas e inconvenientes. Estos métodos se aplican a muestras de núcleos representativos de la arena a caracterizar como la Hollín Superior (Quinapallo Ortiz & Sanguil Medina, 2020).

Los siguientes sets de permeabilidades relativas tomados a diferentes profundidades, caracterizan a la arena Hollín superior del campo Pucuna.

Figura 9.

Sets de permeabilidades relativas, arena Hollín Superior, campo Pucuna





e. Muestra 5 a 10000 ft

Nota: Elaboración propia.

Las ecuaciones de predicción para la permeabilidad relativa de los sistemas petróleo-agua tanto para areniscas como para carbonatos, que incluyen calizas y dolomitas, se presentan para cuatro tipos diferentes de mojabilidad de rocas, es decir, fuertemente mojada por agua, mojada por agua, intermedia (o mojada mixta) y húmedo por petróleo según la regla de Craig (Craig, 1993). Sin embargo, muchas curvas petróleo-agua no siguen estrictamente la regla de Craig.

Esto no es inesperado porque la regla de Craig no se basó en estudios experimentales detallados sino simplemente en una regla heurística anterior a 1971; por lo tanto, no será cierto para todos los casos. Se hicieron algunos ajustes a la regla introduciendo tolerancias sin cambiar su principio básico para categorizar datos que violan ligeramente la regla original. La Tabla 4 resume la regla de Craig modificada que se utilizó para determinar la humectabilidad en este estudio. Si bien muchos conjuntos de datos no tenían indicadores de humectabilidad, pero con la regla de Craig modificada suple esta necesidad.

Tabla 4.*Regla modificada de Craig*

Mojabilidad de roca	S_{wc}	S_w a la cual k_{rw}^* y k_{row}^* son iguales	k_{rw}^* a $S_w = 100 - S_{orw}$ (fracción)
Fuertemente mojado por agua	$\geq 15\%$	$\geq 45\%$	≤ 0.07
Mojado por agua	$\geq 10\%$	$\geq 45\%$	$0.07 < k_{rw}^* \leq 0.3$
Mojado por petróleo	$\leq 15\%$	$\leq 55\%$	≥ 0.5
Intermedio:	$\geq 10\%$	$45\% \leq S_w \leq 55\%$	> 0.3
humedad mezclada	$\leq 15\%$	$45\% \leq S_w \leq 55\%$	< 0.5

Nota: Obtenido de *Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression Model* (p. 7), por Ibrahim y Koederitz, 2000. Society of Petroleum Engineers.

La información de las muestras o núcleos resume la caracterización de estos y complementaron la construcción del modelo de permeabilidades. Hay que resaltar que estos valores que se presentan a continuación son indicadores del comportamiento y tendencia a una mojabilidad.

Tabla 5.*Data general y endpoints de muestras del campo Pucuna*

	Depth, ft	ϕ	Hi, ft	Ki, mD	Swc	Sor	(Kro)Swc	(Krw)Sor
Muestra 1	9940	0.15	1	38.03	0.14	0.26	1.00	1.00
Muestra 2	9950	0.15	1	38.03	0.20	0.05	1.00	0.96
Muestra 3	9970	0.18	1	92.28	0.00	0.00	1.00	1.00
Muestra 4	9980	0.24	1	388.24	0.00	0.15	0.93	0.86
Muestra 5	10000	0.21	1	198.06	0.05	0.15	0.92	0.52

Nota: Obtenido de *Estudio técnico-económico para incrementar la producción de petróleo en el Campo Pucuna operado por EP-PETROECUADOR*, por Agila y Espinosa, 2012. Escuela Politécnica Nacional.

3.2.1 Normalización de los datos

Las curvas de permeabilidad relativa utilizadas en este estudio no tenían originalmente el mismo formato, es decir, algunas de las curvas se presentaban en la forma clásica mientras que el resto no estaban normalizadas. Para ser coherentes, es necesario convertir estas curvas al mismo formato (clásico o normalizado) antes de realizar el análisis de regresión. Dado que menos de la mitad de los datos recogidos estaban en la forma clásica, se eligió la forma normalizada como la forma estándar a lo largo de este estudio. Además, es más fácil convertir los datos clásicos en la forma normalizada que convertir los datos normalizados en la forma clásica.

Esto se debe a las dificultades para localizar los valores de permeabilidad absoluta del punto final de permeabilidad relativa clásica (que la mayoría de los autores no proporcionaron). Para los sistemas gas-condensado, se emplea el mismo procedimiento de normalización que en los sistemas gas-petróleo, en los que la permeabilidad efectiva del líquido (condensado) a $S_g = 0$ se define como la permeabilidad absoluta.

Dado que las curvas recopiladas no tenían el mismo rango de valores de saturación (en lo que respecta a las abscisas) debido al hecho de que algunas de las curvas eran más largas que otras, además de las diferencias en las saturaciones de las fases críticas de humectación y no humectación. Estas inconsistencias contribuirían a una alta variación en la respuesta (ordenada). Por lo tanto, es necesario encontrar una manera de trazar cada curva de su clase en la misma escala horizontal para reducir esta variación y poder lograr un mejor modelo de predicción. Esto se puede lograr normalizando la saturación de la fase humectante o la saturación de la fase no humectante, lo que da como resultado que el eje horizontal siempre oscile de cero a uno.

Para sistemas petróleo-agua, la saturación de agua normalizada se define como (Ibrahim & Koederitz, 2000):

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (18)$$

Normalizar la permeabilidad relativa al petróleo y agua a diversos valores de saturación se emplean las siguientes ecuaciones (Leonardo & Grijalva, 2008):

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{Swc}} \quad (19)$$

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{Sor}} \quad (20)$$

Donde S_w^* es la saturación de agua normalizada, S_{wc} saturación de agua connata, S_{or} saturación de petróleo residual, k_{ro}^* permeabilidad relativa al petróleo normalizada, $(k_{ro})_{Swc}$ permeabilidad relativa al petróleo tomada a la saturación de agua connata, k_{rw}^* permeabilidad relativa al agua normalizada, $(k_{rw})_{Sor}$ permeabilidad relativa al agua tomada a la saturación de petróleo residual.

Lo siguiente es determinar las permeabilidades relativas promedio de los datos normalizados para cada fase:

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h \cdot k \cdot k_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h \cdot k)_i} \quad (21)$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h \cdot k \cdot k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h \cdot k)_i} \quad (22)$$

Donde n, h y k son el número total de muestras, el espesor de la muestra en ft y la permeabilidad absoluta de las mismas, respectivamente. Se busca reemplazar las ecuaciones 21 y 22 por las correlaciones obtenidas del modelo matemático.

Los endpoints se deben determinar, tales como $(k_{ro})_{Swc}$, $(k_{rw})_{Sor}$ por las ecuaciones 23 y 24 (ecuaciones de promedio); pero las saturaciones S_{wc} y S_{or} pueden obtenerse sea por un sencillo promedio aritmético o algún otro método matemático pero que sea representativo de todas las muestras.

$$(\overline{k_{ro}})_{Swc} = \frac{\sum_{i=1}^n [h \cdot k \cdot (k_{ro})_{Swc}]_i}{\sum_{i=1}^n (h \cdot k)_i} \quad (23)$$

$$(\overline{k_{rw}})_{Sor} = \frac{\sum_{i=1}^n [h \cdot k \cdot (k_{rw})_{Sor}]_i}{\sum_{i=1}^n (h \cdot k)_i} \quad (24)$$

Finalmente, los datos se desnormalizan tanto para saturaciones como para permeabilidades relativas.

$$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{or}) + (\overline{k_{ro}})_{S_{wc}} \quad (25)$$

$$k_{ro} = (k_{ro}^*)_{avg} (\overline{k_{ro}})_{S_{wc}} \quad (26)$$

$$k_{rw} = (k_{rw}^*)_{avg} (\overline{k_{rw}})_{Sor} \quad (27)$$

En adicional, la estimación de la permeabilidad a partir de los registros puede hacerse utilizando muchas ecuaciones diferentes, como Coates, Timur, Tixier, Salazar, y otros (Bazara & Salman, 2009). Todas estas ecuaciones pueden simplificarse en la siguiente fórmula:

$$k = \left(\frac{a \phi^b}{S_{wi}^c} \right)^d \quad (28)$$

Donde, ϕ es porosidad, S_{wi} saturación de agua irreductible, los coeficientes y exponentes a b c d se detallan en la Tabla 6.

Tabla 6.

Valores de coeficiente y exponentes métodos empíricos

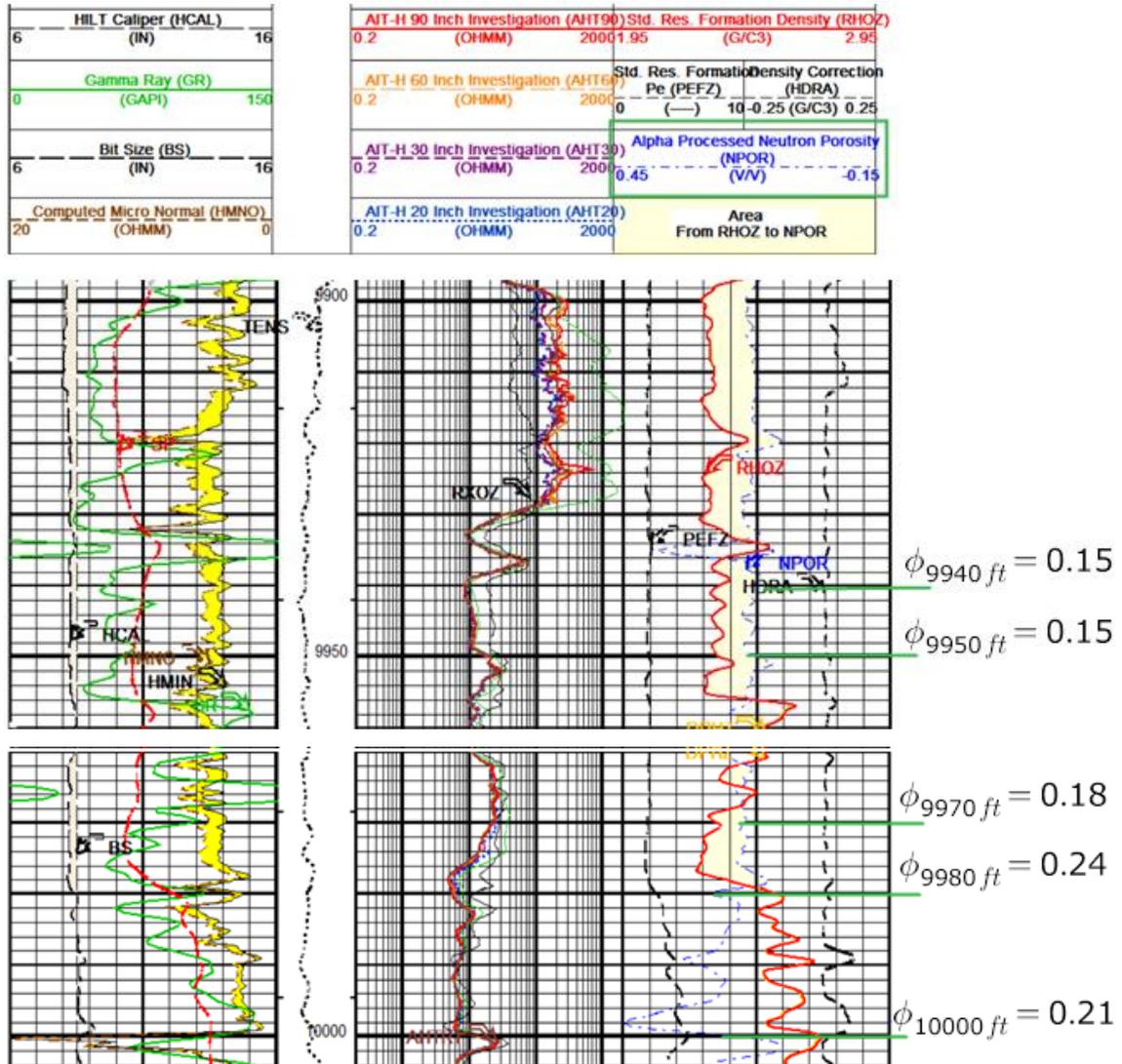
Método o Autor	Coeficientes y exponentes			
	a	b	c	d
Coates	100	2	1	2
Tixier	250	3	1	2
Salazar	4.22x10*6	7.5	0.09	1
Timur	0.136	4.4	2	1

Nota: Modificado de *Permeability Estimation Using Log Data, Abu Dhabi Offshore Field, UAE* (p. 2), por Bazara y Salman, 2009. Society of Petroleum Engineers.

Los valores de porosidad fueron obtenidos desde el registro de porosidad, marcado en el recuadro verde.

Figura 10.

Lectura de porosidad del campo Pucuna a partir de registros



Nota: Elaborado por Petroecuador, 2023.

Las estimaciones de permeabilidad efectiva realizadas con la ecuación 28, fueron sometidas a análisis para identificar qué valores pueden representar a la arena productora. De acuerdo con la experiencia técnica de los campos de la Cuenca Oriente es difícil encontrar arenas productoras donde la permeabilidad efectiva supere los 600 mD y bajo la premisa de que todas las muestras poseen interés de producción se descartan en base a criterio de

conocimiento de campo y los valores representativos son los que están sombreados en la tabla 7.

Tabla 7.

Permeabilidad efectiva a partir de registros

	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
Coates	140.24	181.54	290.79	919.05	2243.77
Tixier	19.72	29.05	58.89	330.86	1262.12
Salazar	3.24	5.26	12.73	110.11	586.99
Timur	56.34	74.84	125.67	445.62	1189.5

Nota: Elaboración propia.

3.3 COMPROBACIÓN DEL MODELO

3.3.1 Análisis de regresión

Este trabajo de investigación utilizó análisis de regresión múltiple para determinar el modelo matemático de ajuste de permeabilidades relativas. La regresión múltiple es un método estadístico que se utiliza para determinar la relación que existe entre la variable dependiente y las variables independientes que se utilizan en una función (Lee et al., 2023). El modelo de regresión lineal múltiple se expresa de la siguiente manera:

$$y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n \quad (29)$$

Donde y es la variable dependiente.

$X_1 \dots X_n$ son las variables independientes.

β_0 es el intercepto.

$\beta_1 \dots \beta_n$ son los coeficientes de estimación.

La tabla 8 muestra la distribución de variables del modelo matemático del estudio:

Tabla 8.*Distribución de variables del modelo matemático*

Variable	Símbolo	Descripción
Y ₁	Kro	Permeabilidad relativa al petróleo
Y ₂	Krw	Permeabilidad relativa al agua
X ₁	Sw	Saturación de agua
*X ₂	∅	Porosidad
*X ₃	Ki	Permeabilidad efectiva de la muestra

Nota: Las variables de porosidad y permeabilidad efectiva se incorporaron en la desnormalización del modelo matemático. Elaboración propia.

Además, se utilizaron los siguientes estadísticos para validar el modelo matemático: coeficiente de determinación (R^2), significancia de variables (p) y error estándar (EE). Estos argumentos permitieron caracterizar la diferencia entre los datos modelados, medidos y que comprueban la bondad de ajuste del modelo de estimación (Patonai et al., 2022).

3.4 COMPARACIÓN DE MODELOS EXISTENTES

Una vez obtenido el modelo de permeabilidades relativas que corresponde a las ecuaciones de este, se pueden comparar con correlaciones existentes tales como; Wyllie & Gardner (1958), Torcaso & Wyllie (1958), Pirson (1958), Corey (1954). Existen otras correlaciones que no emplean preferencias de humectabilidad o no distinguen entre humectabilidad mojada por aceite e intermedia (mixta), y entre sistemas humedecidos por agua y fuertemente humedecidos por agua, como: (M. Honarpour et al., 1982; Naar & Henderson, 1961; Rose et al., 1949). Además, las ecuaciones de Rose y Naar son tan generales que no especifican el tipo de roca.

El análisis se centrará en el contraste de los sets de permeabilidades relativas y en la caracterización estática y dinámica del yacimiento mediante un simulador (Imex-CMG) por ajuste de historial de producción. En la validación del modelo matemático de permeabilidades relativas se necesitó construir el modelo reservorio característico de la

arena Hollín del campo Pucuna. Para esto fue necesaria la información petrofísica y el PVT del mismo, que se presentan a continuación:

Tabla 9.

Parámetros petrofísicos promedio de la arena Hollín

Parámetro	Valor	Unidades
Tope	9940	ft
Base	10010	Ft
Espesor neto	62	ft
Espesor zona de pago	17-24	ft
Porosidad	17	%
Permeabilidad promedio	335	mD
K-i	330	md
K-j	240	md
K-k	120	md
Saturación de agua	19	%
Saturación de petróleo	74	%
Saturación de gas	7	%
Area de drenaje	2050	acres
Salinidad	20000	ppm
Presión del reservorio	4100	Psi
Temperatura de la formación	203	°F
Presión de burbuja	1465	Psi
-----Roca-----		
	3.6×10^{-6} a	
Compresibilidad	$p_{ref} =$ 4000 <i>psi</i>	<i>psi</i> ⁻¹
Calor específico	0.20	BTU/lb-°F
Densidad	142.0	lb/ft ³
Capacidad calorífica roca saturada	32.15	BTU/ft ³ -°F

Capacidad calorífica lutita saturada	31.74	BTU/ft ³ -°F
Conductividad térmica	0.975	BTU/h-ft-°F
Gradiente de presión	0,499732	Psi/ft
Gradiente de formación	0,00004	1/Psi

Nota: Elaborado por (Quinapallo Ortiz & Sanguil Medina, 2020)

La caracterización del fluido contenido en reservorio se presenta en el reporte PVT de las Tabla 10 y 11.

Tabla 10.

Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio

	Parámetro	Valor	Unidades
Petróleo	Gravedad específica del petróleo relativa al agua, SG_{oil}	29.5	API
	Solución relación gas-petróleo, R_{sb}	523.2	SCF/STB
	Densidad, ρ_{oil}	50.9	lbm/ft ³
	Factor volumétrico de la formación, β_{oil}	1.288	bbLY/bblN
	Viscosidad de petróleo muerto, $\mu_{oil\ dead}$	1.01	cP
	Viscosidad del petróleo, μ_{oil}	2.68	cP
	Compresibilidad, C_{oil}	$7.88e^{-6}$	psia ⁻¹
	Tensión interfacial gas/petróleo, σ_{oil}	1.0	dyn/cm
Gas	Gravedad específica del gas relativa al aire, SG_{gas}	1.5	[Adim]
	Densidad, ρ_{gas}	28.4	lbm/ft ³
	Factor volumétrico de formación, β_{gas}	4.031	scfY/scfN
	Viscosidad, μ_{gas}	0.072	cP
	Compresibilidad, C_{gas}	$3.66 e^{-5}$	psia ⁻¹
Agua	Gravedad específica del agua, SG_{water}	1.0	[Adim]
	Densidad, ρ_{water}	60.5	lbm/ft ³
	Factor volumétrico de formación, β_{water}	1.032	bbLY/bblN
	Viscosidad, μ_{water}	0.34	cP

Compresibilidad, C_{water}	3.09 e ⁻⁶	psia ⁻¹
Tensión interfacial gas/agua, σ_{water}	40.5	dyn/cm

Nota: Obtenido de (PetroAmazonas, 2020).

Tabla 11.

Matching de Propiedades PVT a condiciones de reservorio

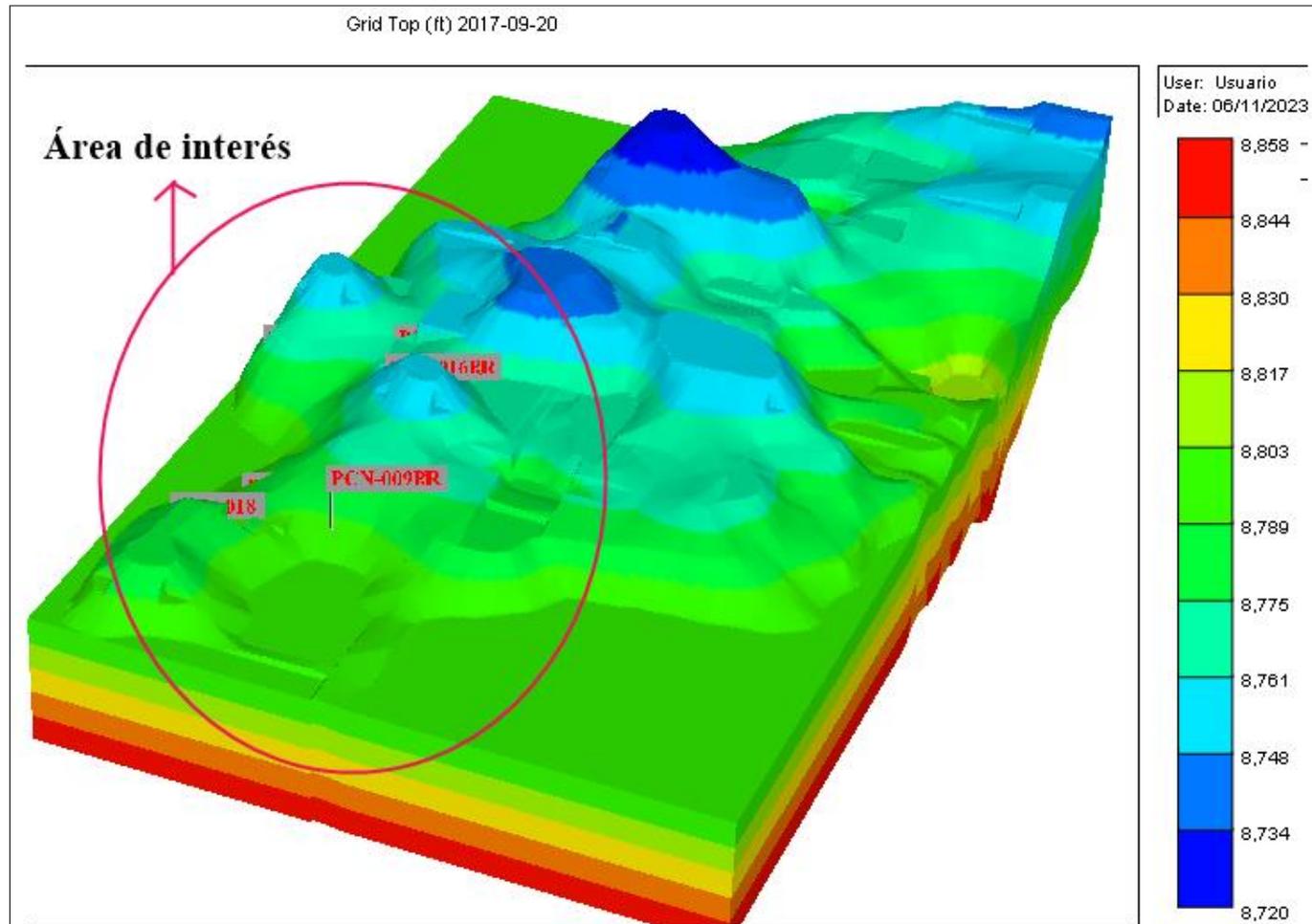
P_{res}	R_s	B_{oil}	Z_g	μ_{oil}	μ_{gas}	C_{oil}
psia	scf/bbl	bblY/bblN	[Adim]	cP	cP	psia⁻¹
14.7	0.69	1.071	0.99	2.68	0.010	0.0004
201.0	253.9	1.196	0.89	1.06	0.011	9.39E-05
387.3	312.8	1.226	0.78	0.95	0.011	5.63E-05
573.7	358.5	1.249	0.64	0.88	0.013	4.20E-05
760.0	397.9	1.269	0.42	0.83	0.018	3.43E-05
946.3	433.5	1.287	0.30	0.79	0.033	2.94E-05
1133.0	466.5	1.304	0.32	0.76	0.040	2.60E-05
1319.0	497.6	1.319	0.35	0.73	0.045	2.35E-05
1465.0	520.9	1.331	0.37	0.71	0.049	2.20E-05

Nota: Elaboración propia ajustada por simulador.

Durante la generación del modelo reservorio, se observó que el área de interés (ubicación de los pozos) podría ser sectorizada del reservorio total, para evitar una carga excesiva de cálculo y optimizar el tiempo de la simulación. Siendo así que se redujo la malla y se ubicó en la zona de los pozos, reduciendo el área del modelo reservorio inicial (figura 11 a 12).

Figura 11.

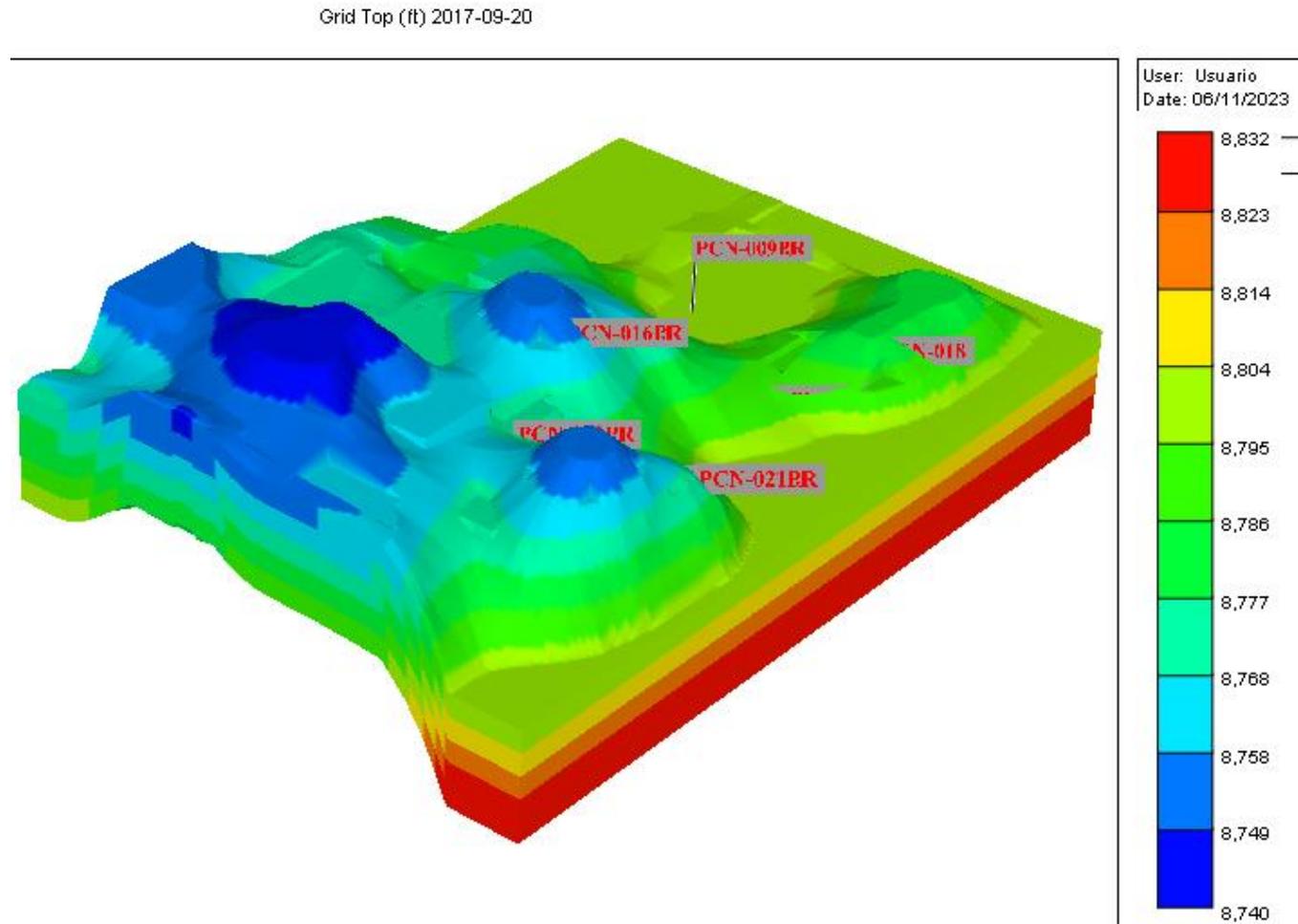
Modelo de reservorio de la arena Hollín Superior generado por simulador



Nota: Elaboración propia.

Figura 12.

Sectorización de área de interés del Modelo de reservorio



Nota: Elaboración propia

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 NORMALIZACIÓN DE SETS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

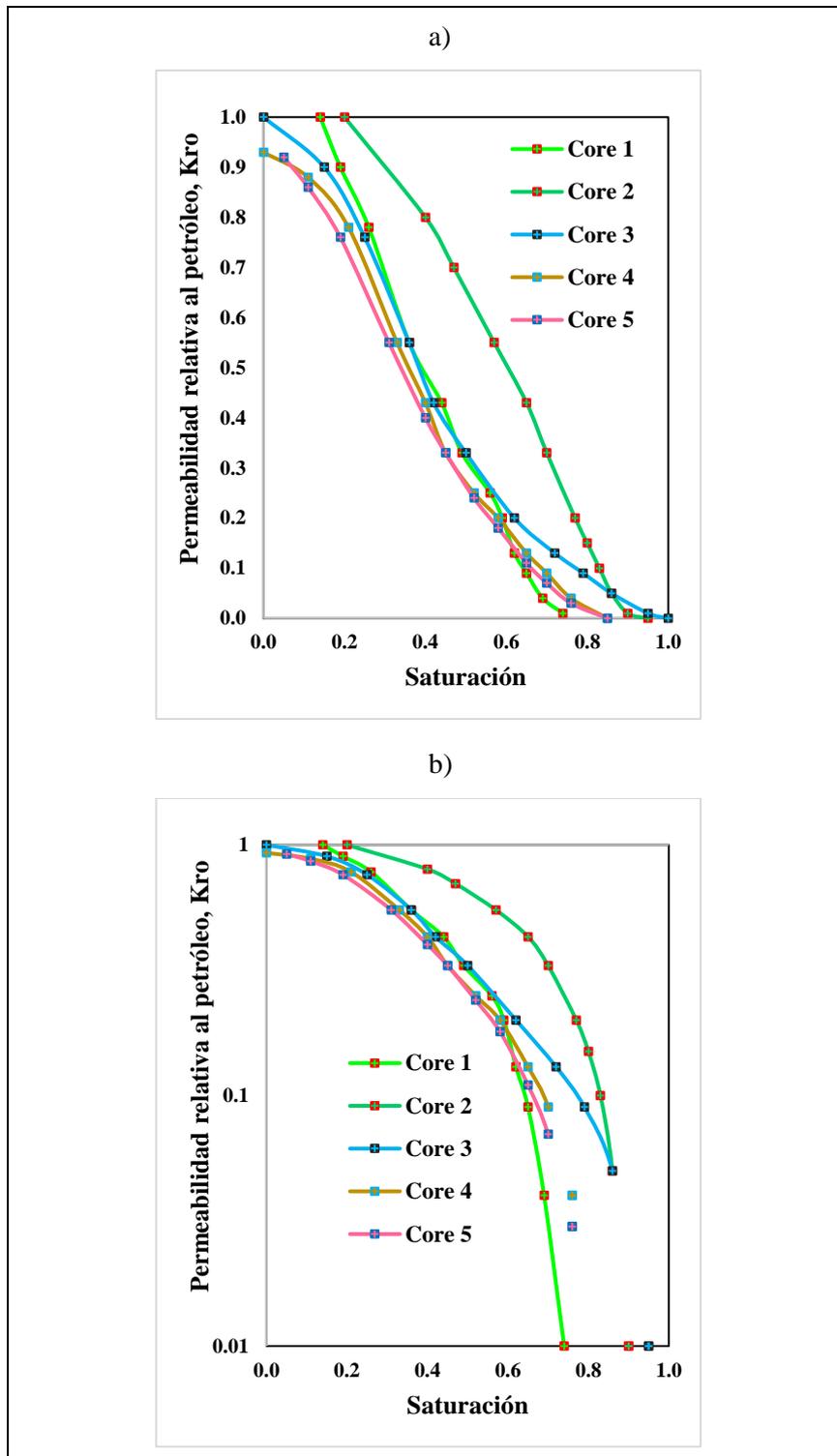
El análisis de las curvas de permeabilidades relativas al petróleo (k_{ro}) en escala lineal (Figura 13a), denota que los núcleos 1, 3, 4 y 5 tienen visiblemente una buena correspondencia (asemeja una linealidad en la parte media) a diferencia del núcleo 2, que se aleja con un ensanchamiento en la parte media de la curva. La gráfica semilogarítmica (Figura 13b) busca identificar si existe un perfil de comportamiento definido, lo cual no ocurre en ninguno de los núcleos, partiendo de que las saturaciones de petróleo residual están muy dispersas y la del núcleo 1 es incluso asíntota a saturaciones altas de agua.

Bajo criterios similares se aborda el análisis de permeabilidades relativas al agua (k_{rw}), donde en ninguna de las gráficas las curvas indican una correlación visible entre ellas. Incluso la Figura 14a donde se esperaría una linealidad en saturaciones bajas no ocurre, y existe mucha dispersión en los valores de saturaciones de agua connata (Figura 14b). En la gráfica semilogarítmica, el núcleo 1 nos vuelve a indicar una asíntota para saturaciones bajas y; los núcleos 3 y 4 se alejan mucho más en comportamiento con respecto a los otros.

Los puntos de permeabilidades relativas generados por laboratorio de las muestras de núcleos fueron normalizados de acuerdo con un orden, los valores de saturaciones fueron los primeros, por consiguiente, los valores de permeabilidades relativas mediante las ecuaciones de (M. Honarpour et al., 1982). En las figuras 15 y 16 se demuestra el contraste entre los resultados de laboratorio y los obtenidos por normalización para cada núcleo tomado. Acerca del núcleo 3, este no presentó alguna variación de la normalización por lo que su análisis no es necesario. Finalmente, en las figuras 17 y 18 se presenta el resumen de todas las curvas normalizadas, observándose que todas redujeron la dispersión entre ellas y los endpoints se correlacionan muy bien.

Figura 13.

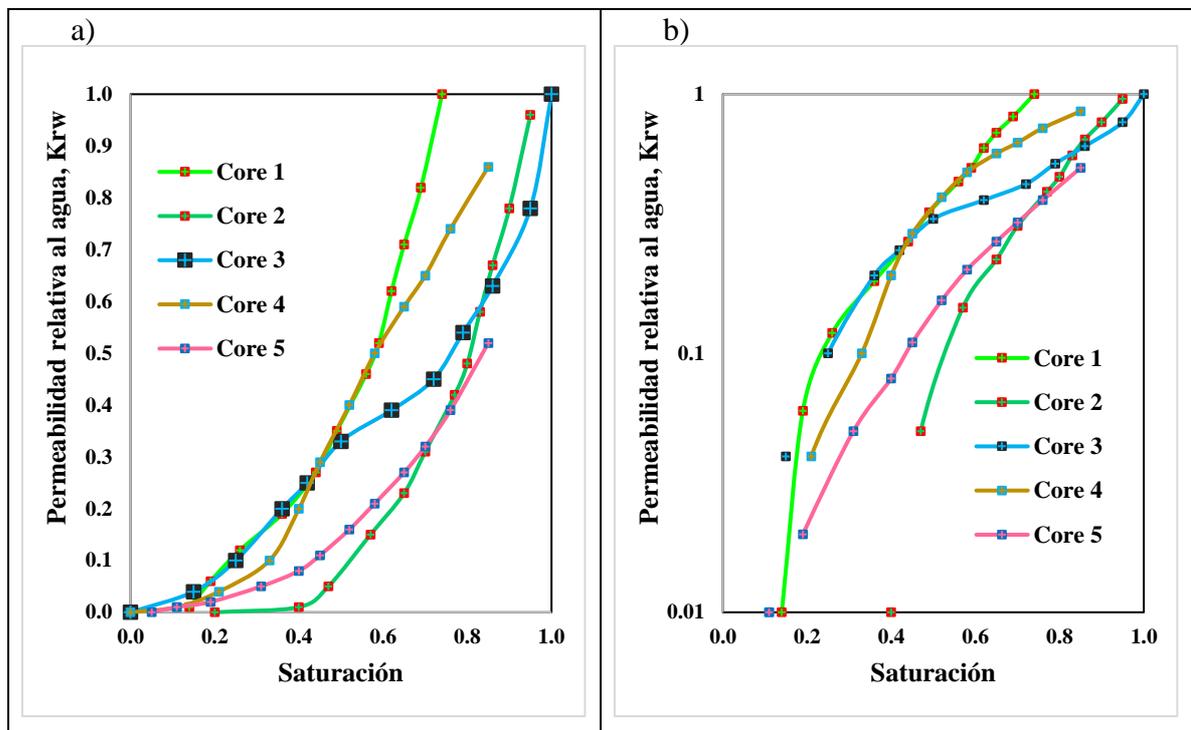
Permeabilidades relativas al petróleo Kro de núcleos tomados del campo Pucuna



Nota: a) escala lineal, b) escala semilogarítmica. Elaboración propia.

Figura 14.

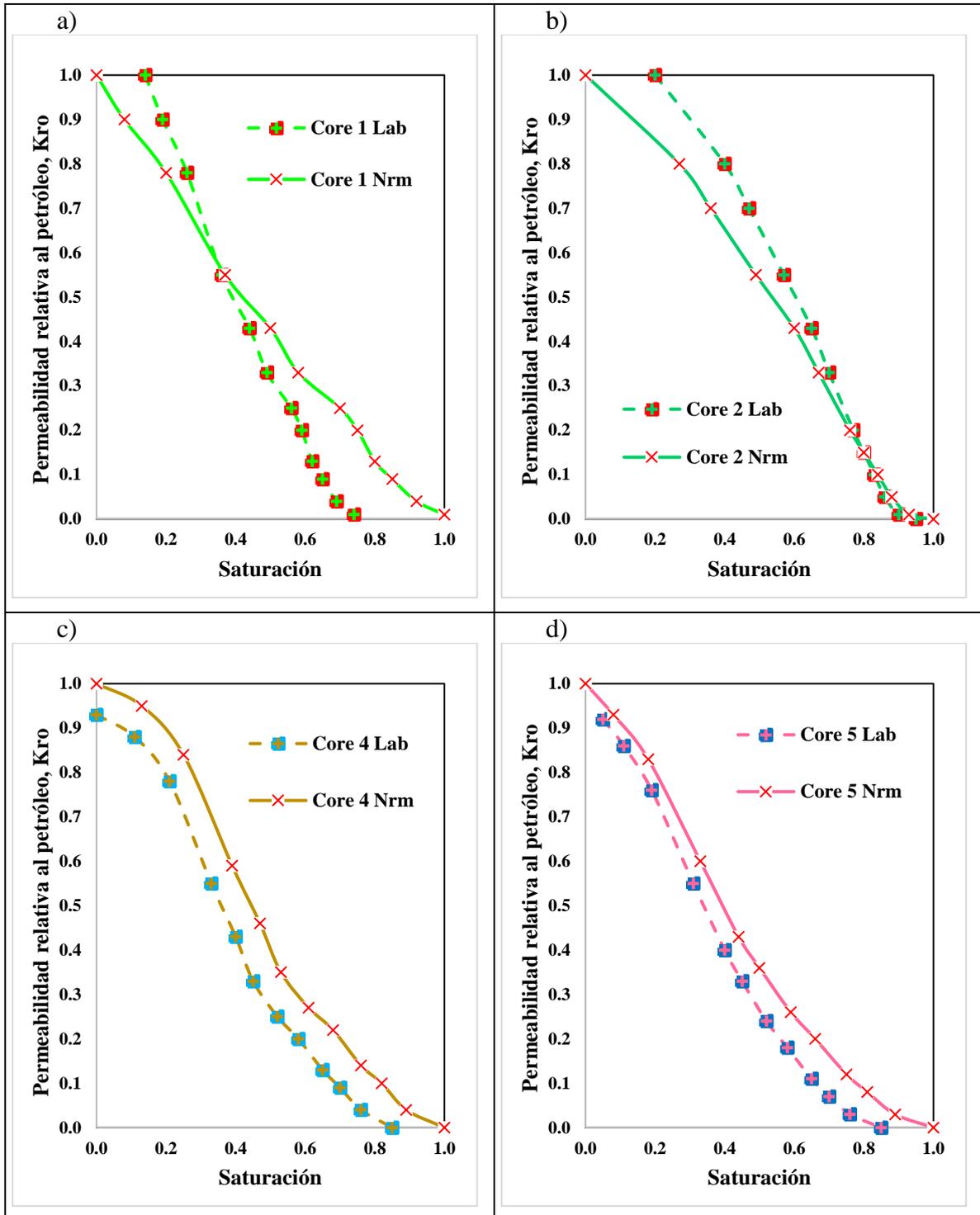
Permeabilidades relativas al agua K_{rw} de varios núcleos tomados del campo Pucuna



Nota: a) escala lineal, b) escala semilogarítmica. Elaboración propia.

Figura 15.

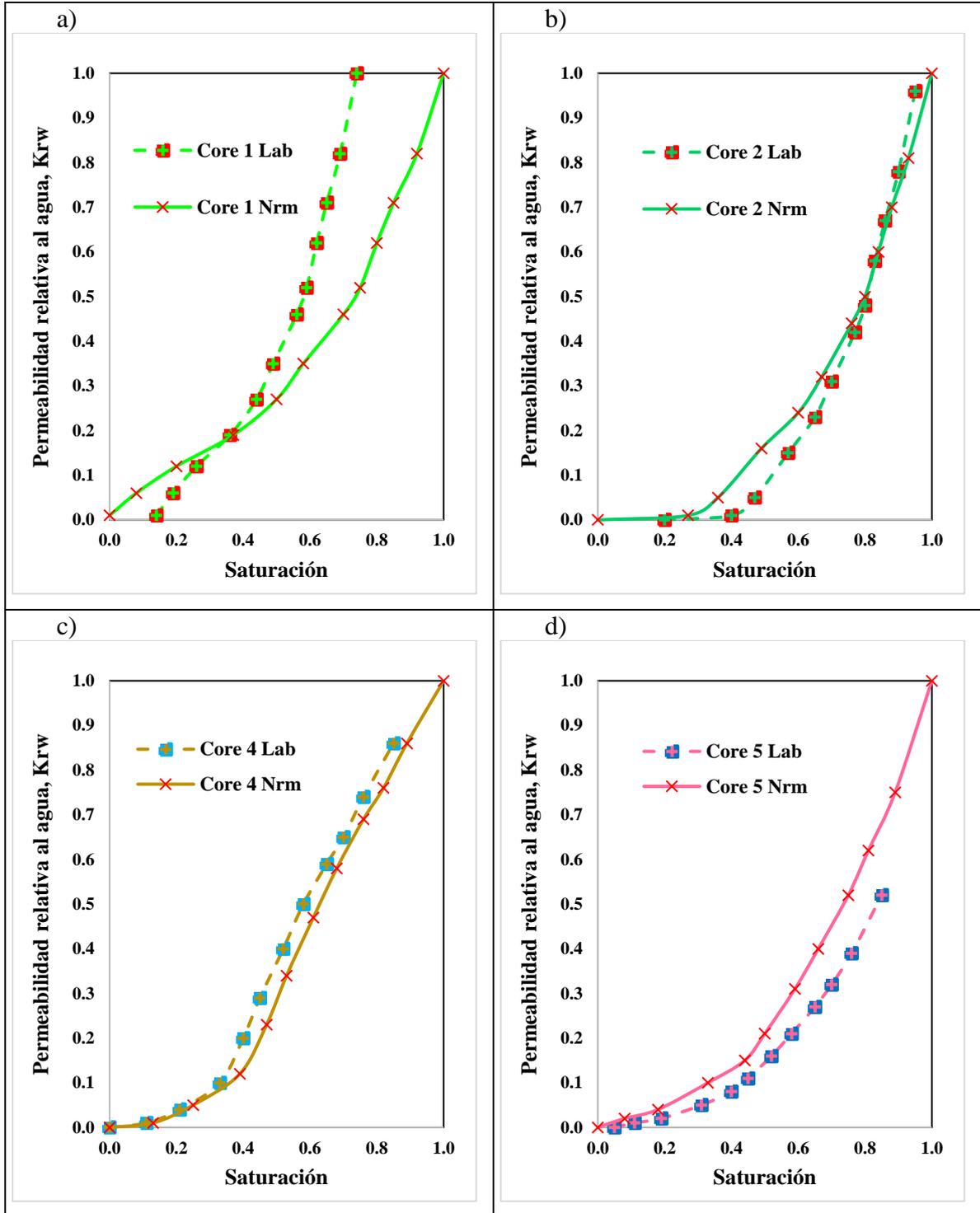
Contraste entre datos de laboratorio y normalización de curvas permeabilidades relativas al petróleo Kro del campo Pucuna



Nota: Elaboración propia.

Figura 16.

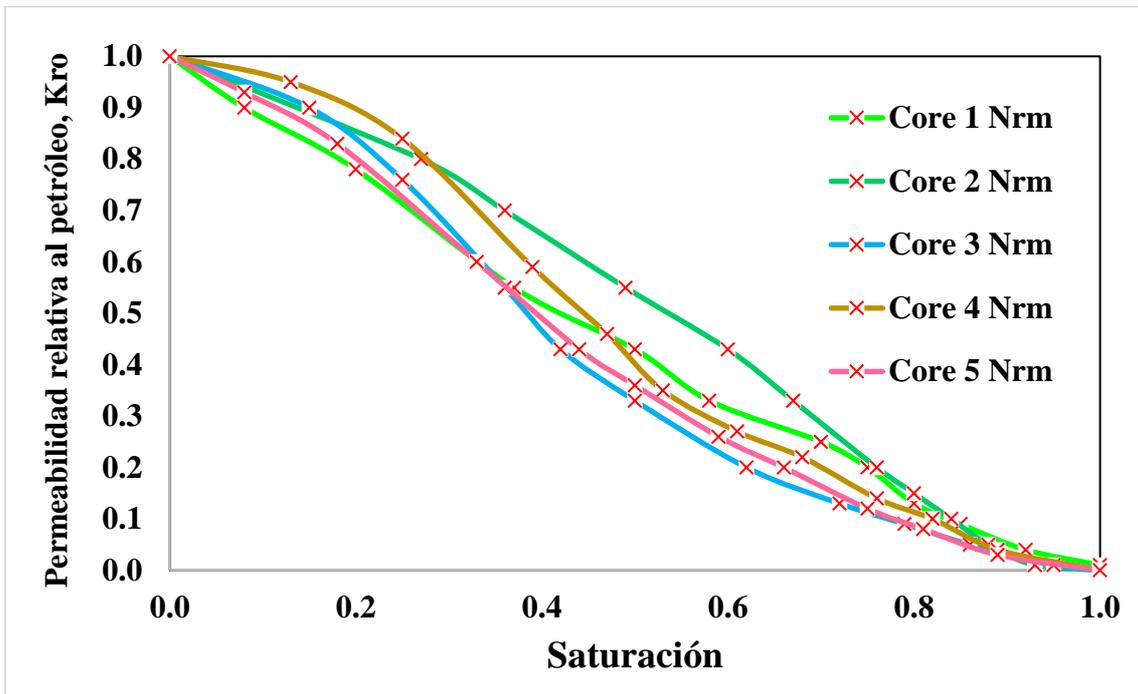
Contraste entre datos de laboratorio y normalización de curvas permeabilidades relativas al agua K_{rw} del campo Pucuna



Nota: Elaboración propia.

Figura 17.

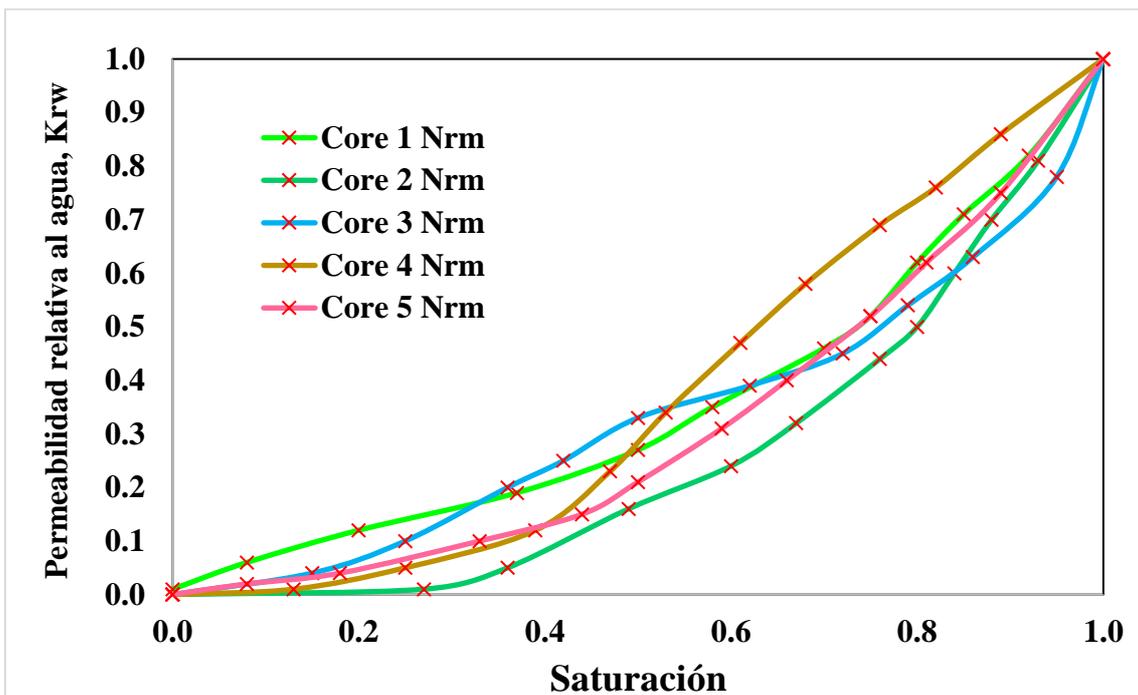
Normalización de curvas permeabilidades relativas al petróleo Kro del campo Pucuna



Nota: Elaboración propia.

Figura 18

Normalización de curvas permeabilidades relativas al agua Krw del campo Pucuna

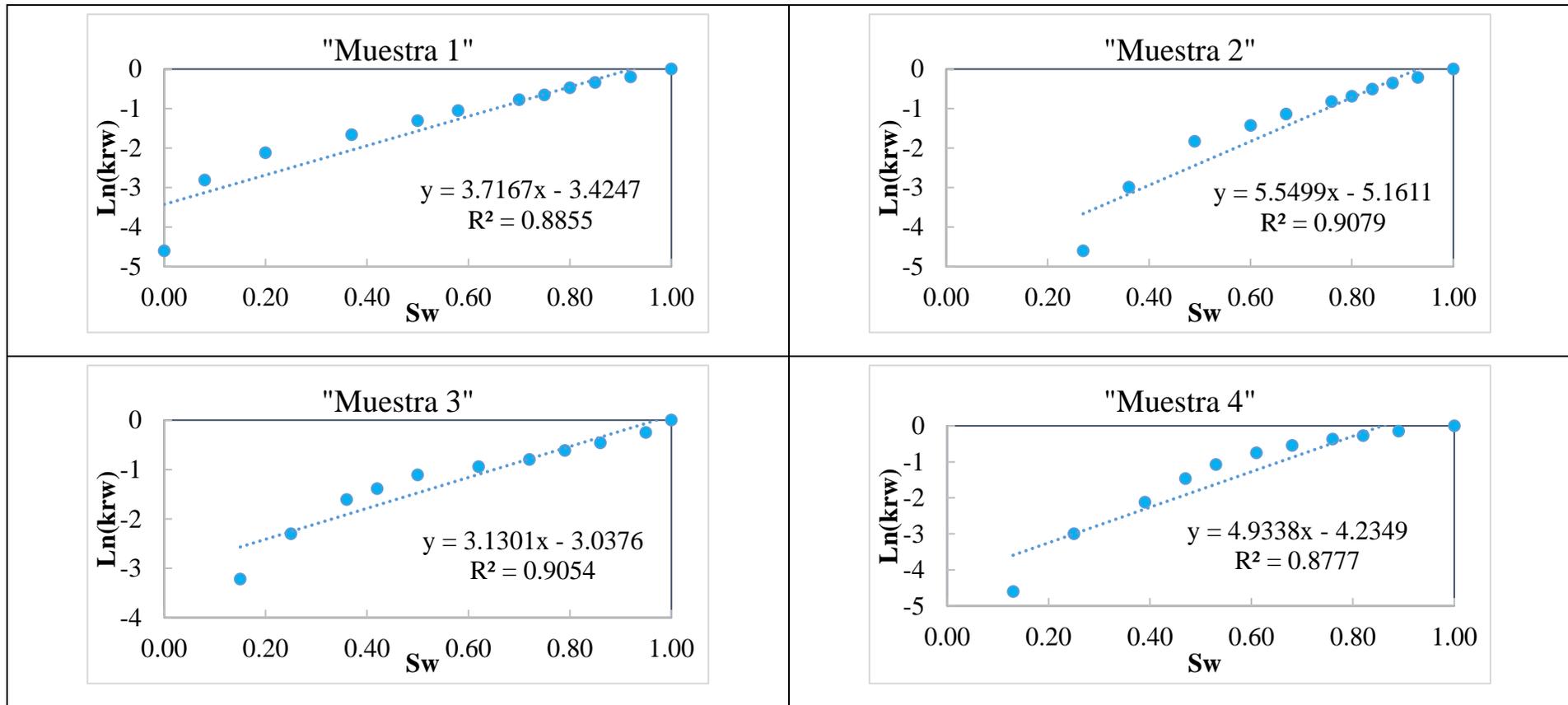


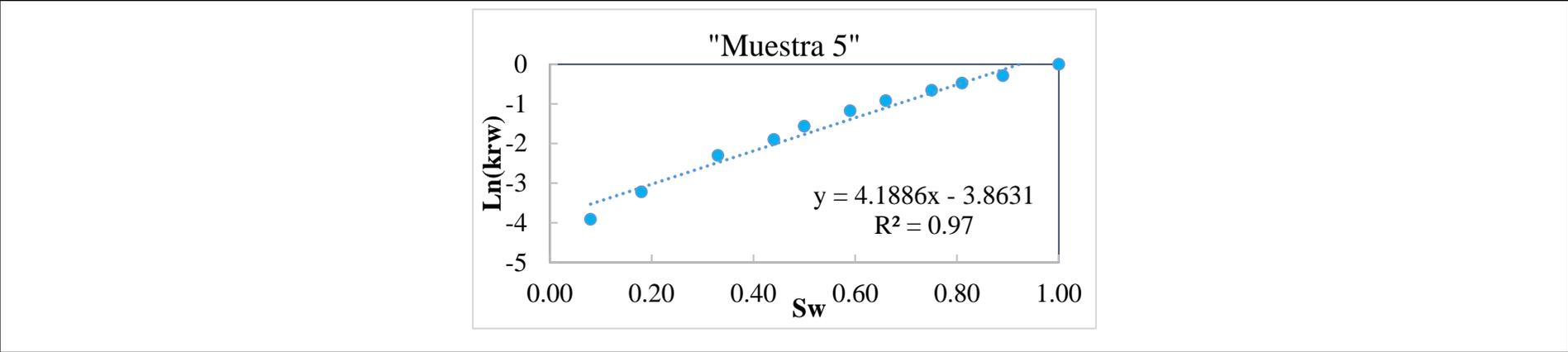
Nota: Elaboración propia.

De acuerdo con las figuras 17 y 18, los datos normalizados muestran un comportamiento exponencial, y para una óptima modelización, se aplicó logaritmo natural a las permeabilidades relativas con lo cual sus comportamientos son linealmente explicables.

Figura 19.

Relación logarítmica de las muestras para el modelo de permeabilidad relativa al agua

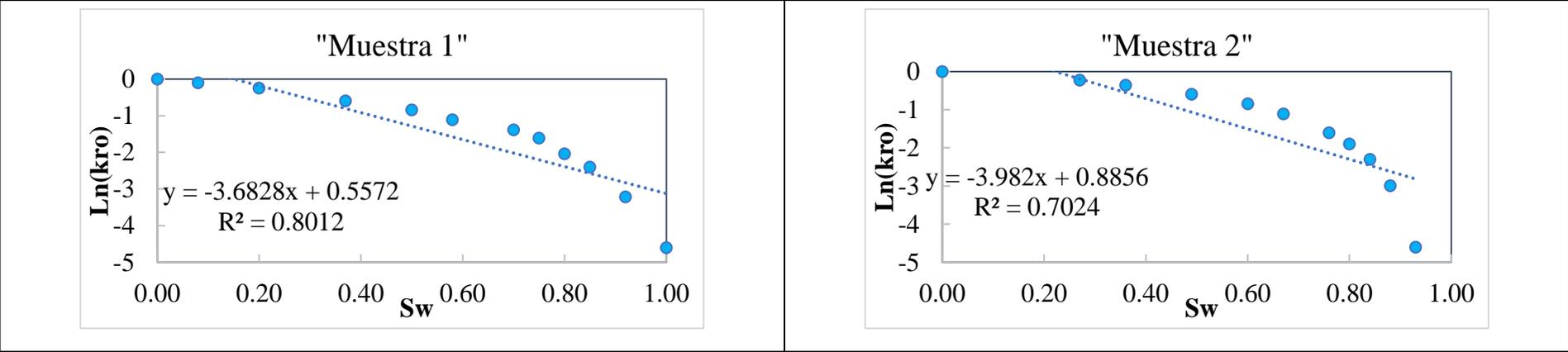


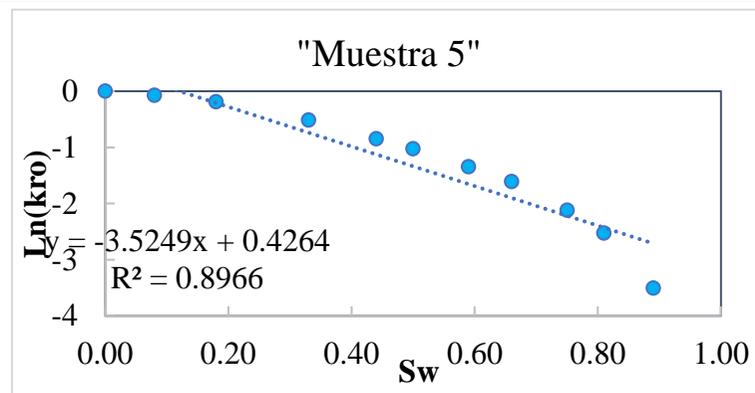
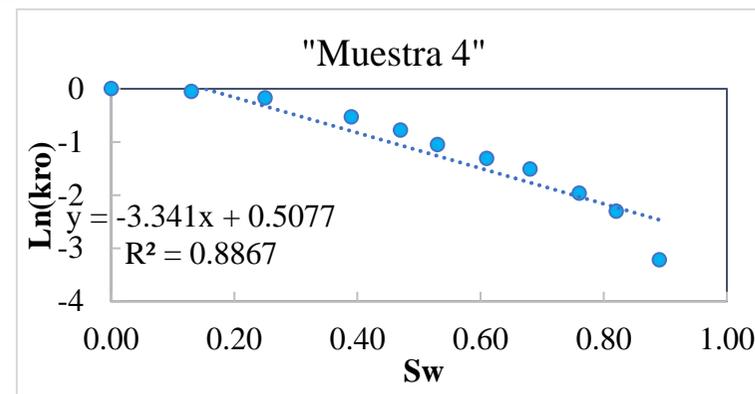
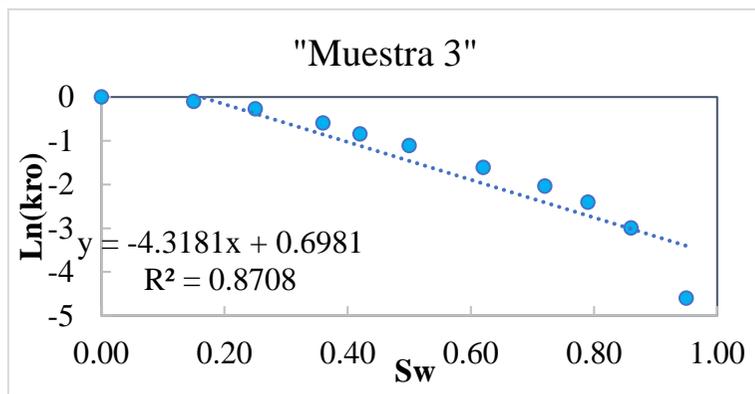


Nota: Elaboración propia.

Figura 20.

Relación logarítmica de las muestras para el modelo de permeabilidad relativa al petróleo





Nota: Elaboración propia.

4.2 MODELO MATEMÁTICO DE ESTIMACIÓN

El análisis estadístico encontró un modelo matemático que relaciona fuertemente a las variables dependientes (K_{ro} y K_{rw}) e independientes (X_1 a X_3), es decir, la correlación entre variables se encuentra en el cuartil superior (>75%). Cabe resaltar que las variables profundidad, H_i , y los endpoints no se correlacionan con la permeabilidad relativa del petróleo-agua, por lo tanto, no forman parte del modelo matemático debido al comportamiento de los datos.

Por otro lado, se resalta la significancia que poseen las variables correlacionadas (X_1 a X_3), con una probabilidad ($p < 0.05$) que concluye en el nivel de importancia de esa variable para estimar la permeabilidad relativa del petróleo (ver Tablas 12).

Por otro lado, el modelo presenta una bondad de ajuste promedio del 95.00% y 83.60% para la permeabilidad relativa normalizada al agua y al petróleo, respectivamente; considerando todas las muestras, característica que valida a este modelo para estimar con precisión la variabilidad de las permeabilidades relativas.

El modelo matemático inicial tomado de la tabla 12, representa las permeabilidades relativas promedio de los datos normalizados, las cuales son:

$$\ln(k_{rw}^*) = 4.3038S_w^* - 3.9443 \quad (30)$$

$$\ln(k_{ro}^*) = -3.7698S_w^* + 0.615 \quad (31)$$

Tabla 12.*Modelo matemático de estimación de permeabilidades relativas normalizadas.*

a. Agua							b. Petróleo						
Muestras	Y	Intercepto	X ₁	P	EE	R ²	Muestras	Y	Intercepto	X ₁	P	EE	R ²
	K _{rw}		S _w					K _{ro}		S _w			
1	K _{rw1}	-3.4247	3.7167	0,000	0,102	0,986	1	K _{ro1}	0.5572	-3.6828	0,099	0,640	0,777
2	K _{rw2}	-5.1611	5.5499	0,000	0,041	0,959	2	K _{ro2}	0.8856	-3.982	0,000	0,118	0,723
3	K _{rw3}	-3.0376	3.1301	0,000	0,060	0,945	3	K _{ro3}	0.6981	-4.3181	0,000	0,092	0,883
4	K _{rw4}	-4.2349	4.9338	0,000	0,078	0,888	4	K _{ro4}	0.5077	-3.341	0,000	0,076	0,905
5	K _{rw5}	-3.8631	4.1886	0,000	0,044	0,971	5	K _{ro5}	0.4264	-3.5249	0,002	0,087	0,894
Promedio		-3.9443	4.3038	0,000	0,065	0,950	Promedio		0.615	-3.7698	0,000	0,203	0,836

Nota: Y = variable dependiente; X₁ a X₃ = variables independientes; P = probabilidad o nivel de significancia; EE = error estándar; y R² = coeficiente de determinación. Elaboración propia.

Se despejaron las incógnitas de interés de las ecuaciones 29 y 30:

$$k_{rw}^* = e^{4.3038S_w^* - 3.9443} \quad (32)$$

$$k_{ro}^* = e^{-3.7698S_w^* + 0.615} \quad (33)$$

Finalmente desnormalizamos el modelo con las ecuaciones 25, 26 y 27, para determinar el modelo definitivo de permeabilidades relativas representativo de las muestras. Las propiedades como porosidad, permeabilidad efectiva y saturación de agua connata no fueron incluidas en este modelo, debido a que no demostraron correlación alguna (Anexo A2).

$$k_{ro} = (\overline{k_{ro}})_{S_{wc}} e^{-3.7698 \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} + 0.615} \quad (34)$$

$$k_{rw} = (\overline{k_{rw}})_{S_{or}} e^{4.3038 \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} - 3.9443} \quad (35)$$

Se definió el set de permeabilidades representativo de la arena Hollín superior del campo Pucuna, complementando con las ecuaciones 23 y 24 (Anexo A3).

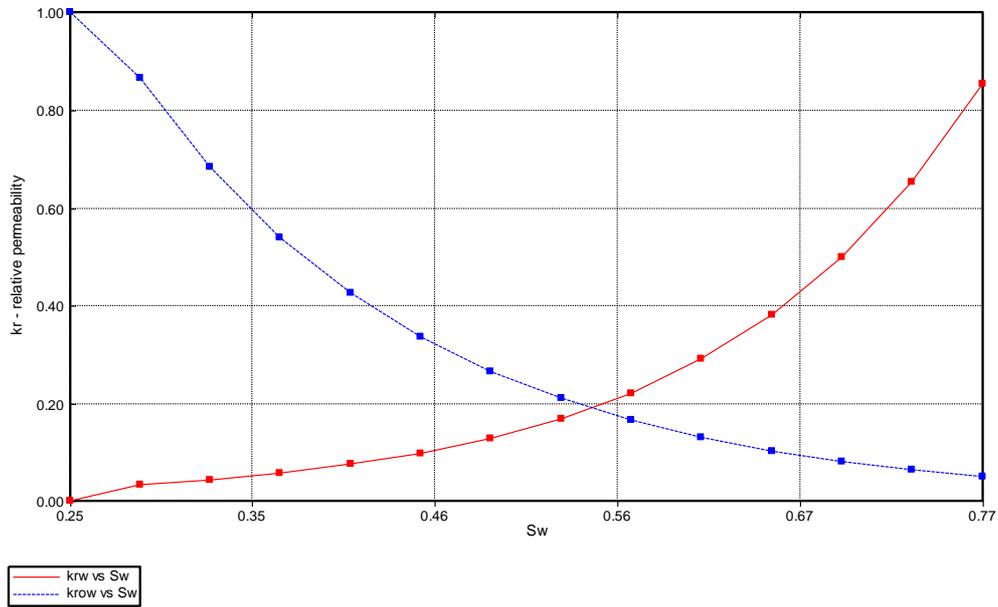
Tabla 13.*Set representativo de permeabilidades relativas de la arena Hollín del campo Pucuna.*

Endpoints	$S_{wc} = 0.17$	$(k_{ro})_{S_{wc}} = 0.95$
	$S_{or} = 0.19$	$(k_{rw})_{S_{or}} = 0.78$
S_w	k_{rw}	k_{ro}
0.25	0.000	1.000
0.29	0.034	0.867
0.33	0.044	0.685
0.37	0.058	0.541
0.41	0.076	0.427
0.45	0.099	0.338
0.49	0.130	0.267
0.53	0.170	0.211
0.57	0.222	0.167
0.61	0.291	0.132
0.65	0.381	0.104
0.69	0.499	0.082
0.73	0.653	0.065
0.77	0.854	0.051
0.81	1.00	0.000

Nota: Elaboración propia generada por el modelo matemático.

Figura 21.

Set representativo gráfico generado por el simulador.



Nota: Elaboración propia

4.3 VALIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

La primera forma de verificación es mediante la comparación del petróleo original en sitio tomada desde (Rodríguez Solis, 2021) de la arena completa de Hollín por parte de Petroamazonas EP, 2019 con respecto al desarrollado por el simulador en construcción con las tablas 9 y 10. El error demuestra que no alcanza el 1% siendo una excelente medida inicial de validez del modelo.

Tabla 14.

Validación del POES de Hollín, Campo Pucuna.

	POES, bbls
Simulador	82461624
Fuente de Rodríguez Solis (2021)	82506100
Error	0.054%

Nota: Elaboración propia

La siguiente forma fue validando los historiales de producción de los pozos (Anexo B1) y el generado en el simulador con el set de permeabilidades relativas. Además, el contraste de los historiales de producción e inyección con otras correlaciones proporcionadas por los simuladores de modelamiento de reservorios. Para el petróleo producido se obtuvo un excelente matching desde el modelo matemático propuesto hasta las correlaciones del simulador con un 2% de error medio absoluto. Con respecto a la producción del agua, es siempre una variable problemática de ajustar para cualquier correlación, sin embargo, nuestro modelo tuvo el más bajo error medio absoluto de 17%, mientras que los otros se elevan drásticamente. Visiblemente podemos ver el aceptable matching tanto para petróleo y agua en las figuras 22 y 23, demostrando nuevamente que, para la predicción de producción de agua, las correlaciones u otros modelos generales no tienen un buen ajuste.

Tabla 15.

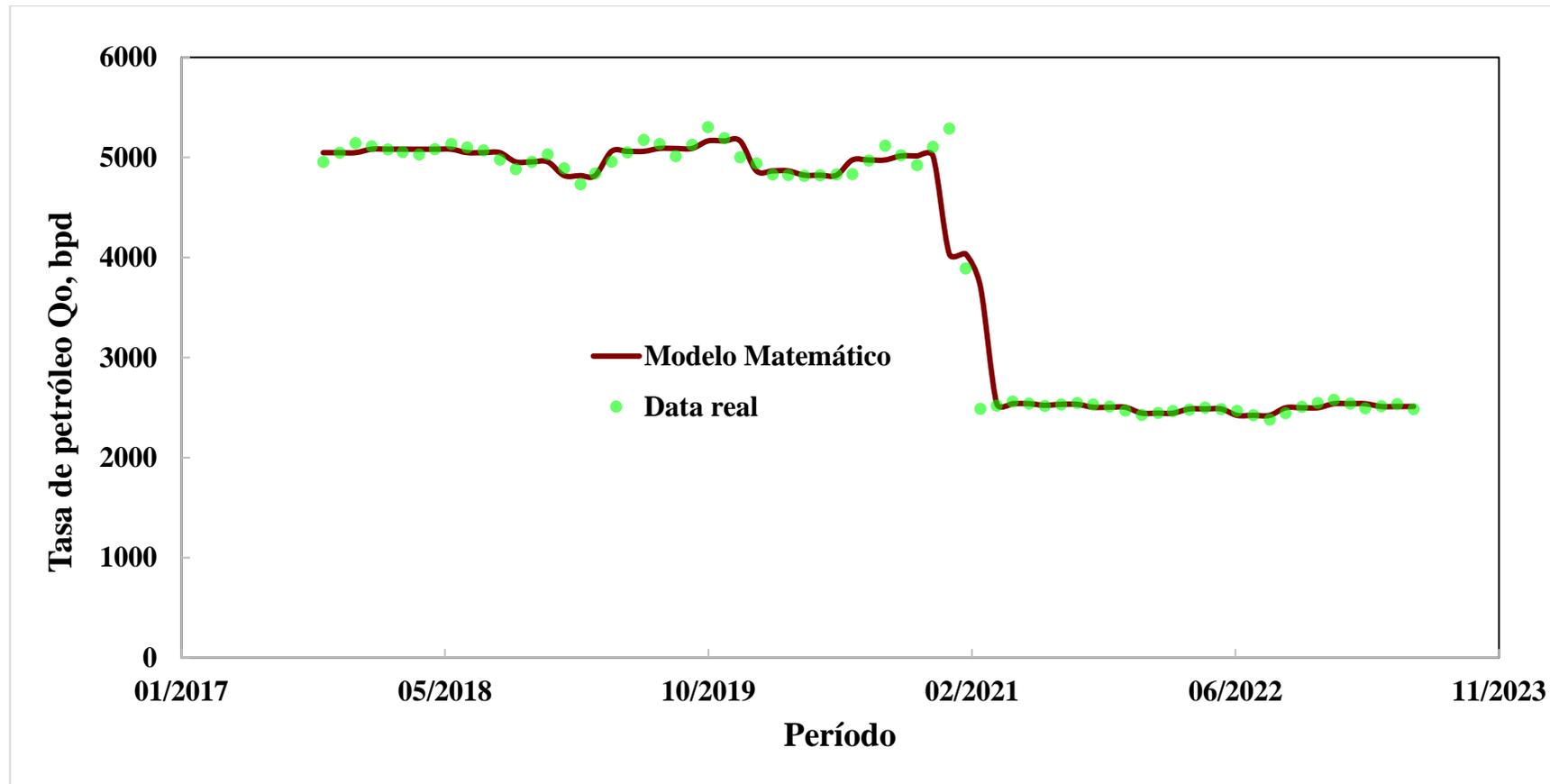
Error medio absoluto de predicción del historial de producción entre las correlaciones generales y el modelo matemático generado.

Tipología de correlación	Autor	Historial	
		Petróleo Producido	Agua producida
Modelo matemático	Elaboración propia	2%	17%
Correlaciones generales para petróleo, agua y gas - areniscas consolidadas definida	(Corey, 1954)	2%	34%
Correlaciones generales para petróleo, agua y gas - areniscas no consolidadas e intercaladas	(Corey, 1954)	2%	43%
Arenisca y conglomerado mojados por agua	(M. Honarpour & Mahmood, 1988)	2%	67%
Arenisca y conglomerado intermedio húmedo	(M. Honarpour & Mahmood, 1988)	2%	48%

Nota: Elaboración propia

Figura 22.

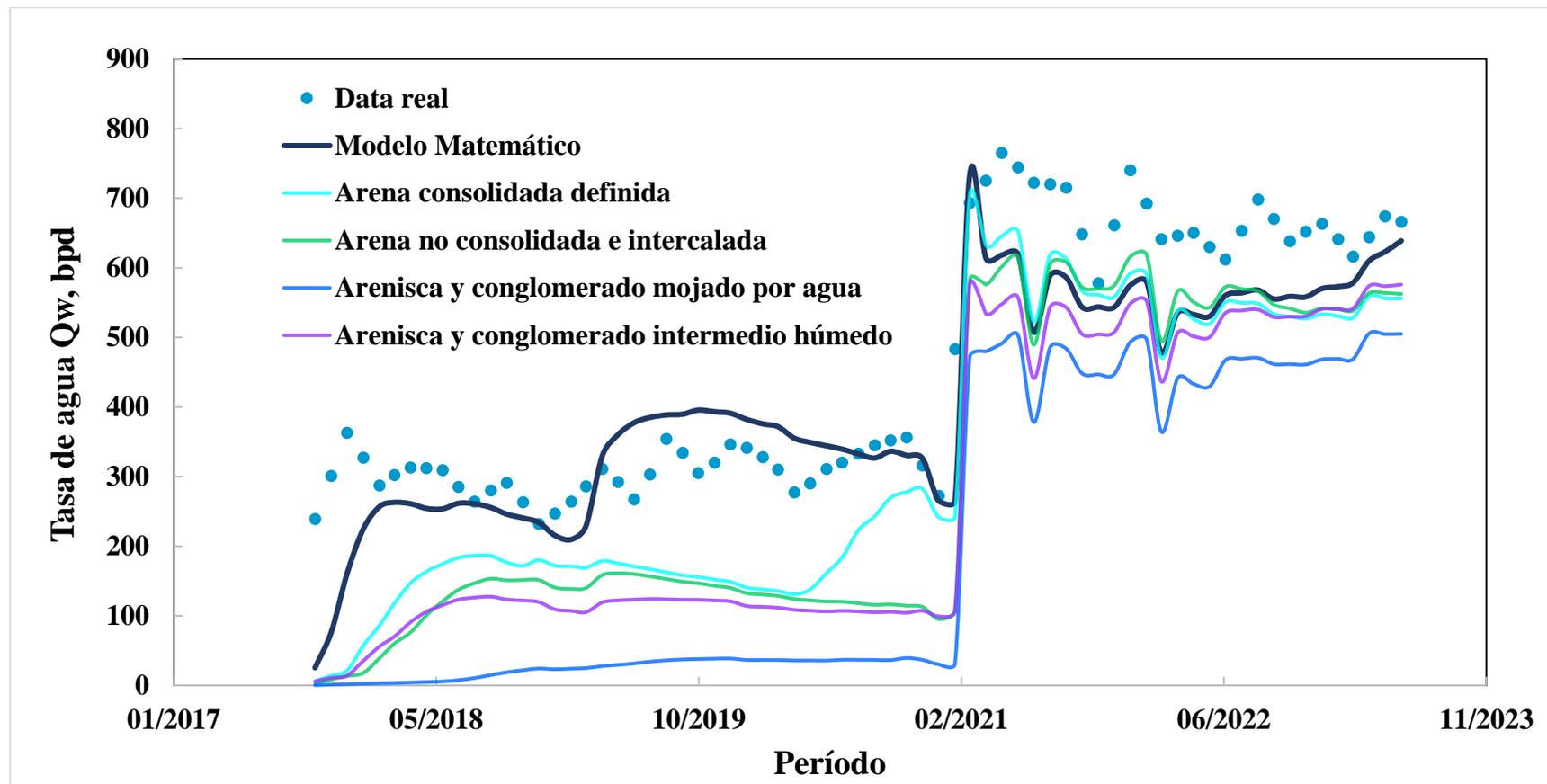
Contraste de exactitud del modelo con respecto a la producción real de petróleo.



Nota: Elaboración propia

Figura 23.

Contraste de exactitud del modelo propuesto y otros modelos generales con respecto a la producción real de agua.



Nota: Elaboración propia

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Como lo explican las correlaciones generales de los autores citados en este trabajo, las permeabilidades pueden modelarse con respecto a la saturación de agua, cuyo análisis de regresión determinó una bondad de ajuste del 95% para agua y 83.6 % para petróleo, en relación con este parámetro. Además, se pudo determinar que la porosidad y permeabilidad no correlacionaron para explicar su influencia en los cambios de permeabilidades relativas. Esto ocurrió por ser necesario un gran conjunto de datos de estas variables, y cuáles no estaban disponibles.
- El modelo se planteó bajo la misma premisa que algunas correlaciones, y es fijarse en el comportamiento exponencial de los sets de datos de las muestras disponibles, pero fue necesaria la normalización de estos para lograr mediante una linealización por logaritmo su tendencia característica. Aquellos parámetros que describen esas tendencias son los coeficientes de correlación, los cuales fueron obtenidos y promediados para construir el modelo de permeabilidades relativas.
- El modelo matemático de permeabilidades relativas, representado por las ecuaciones 33 y 34, además de estar en función de los cambios de saturación de agua, quedan limitados por los endpoints promediados de la arena Hollín y dichos cambios son generados en el set de permeabilidades que describen al campo en estudio. Estos datos fueron validados en primera instancia con respecto a la evaluación del POES en el software, demostrando un error menor al 1% con respecto al valor estimado real.

- Los simuladores recomiendan modelos generales, y estos fueron evaluados con respecto a la producción de fluidos del reservorio y los determinados por el modelo. Se contrastaron con los generados por Corey (1954) y Honarpour & Mahmood (1988). Tanto el modelo matemático y los otros, tuvieron buen ajuste para la producción de petróleo con un 2% de error medio absoluto, diferente a la producción de agua que se eleva sobre el 34% de error; y aunque la propuesta presentó 17% es un aceptable ajuste que aún podría optimizarse.

5.2 RECOMENDACIONES

- Los modelos de permeabilidades relativas tienden a ajustarse con la data real de mejor manera si existe una óptima cantidad de muestras representativas de la arena. Además, para las mismas muestras o testigos son necesarias pruebas de laboratorio que permitan interpretar otras variables como la presión de poro, permeabilidad y salinidad.
- Los sets de permeabilidades relativas deben ser observados cada uno porque en ocasiones suele ser confuso si los datos ya han sido normalizados, pues si esto ocurre se estarían tabulando de forma incorrecta y por consiguiente la modelización tendría inconvenientes. Uno de los aspectos que pueden ser afectados es la mal interpretación de los endpoints.
- En cualquier modelado de yacimientos es imprescindible su cotejamiento con la información real del petróleo en sitio, porque esta estimación no sólo depende de la saturación si no de otras variables que intervienen en el yacimiento como la correcta delimitación areal, parámetros petrofísicos, PVT y las permeabilidades relativas.
- Como se mencionó, el matching de la producción real de agua es siempre un desafío en la simulación, debido a que depende directamente de los cambios de permeabilidad relativa y saturaciones, además, de los parámetros petrofísicos. Como se observó, las correlaciones generales no tienen un buen ajuste de perfil para esta variable, y cuando se refiere a simuladores, se debería proporcionar información precisa para calibrar el modelado considerando todas las disciplinas de enseñanza con referencia al petróleo en los simuladores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agila Mejía, C. A., & Espinosa Erazo, C. I. (2012). *Estudio técnico - económico para incrementar la producción de petróleo en el campo Pucuna operado por EP Petroecuador*. Escuela Politécnica Nacional. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4497>
- Ahmed, T. (2019a). *Reservoir Engineering Handbook* (Fifth). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2016-0-04718-6>
- Ahmed, T. (2019b). *Reservoir Engineering Handbook-Tarek Ahmed-5th Edition*. Oxford: Elsevier inc., 5(4), 53.
- Al-Hussainy, R., Ramey Jr., H. J., & Crawford, P. B. (1966). The Flow of Real Gases Through Porous Media. *Journal of Petroleum Technology*, 18(05), 624–636. <https://doi.org/10.2118/1243-A-PA>
- Amott, E. (1959). Observations Relating to the Wettability of Porous Rock. *Transactions of the AIME*, 216(01), 156–162. <https://doi.org/10.2118/1167-G>
- Bazara, M., & Salman, S. M. (2009). Permeability Estimation Using Log Data, Abu Dhabi Offshore Field, UAE. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 1*, 74–78. <https://doi.org/10.2118/118741-MS>
- Bennion, D. B., & Thomas, F. B. (1991). Recent improvements in experimental and analytical techniques for the determination of relative permeability data from unsteady state flow experiments. *Proceeding of SPE 10th Technical Conference and Exposition held in Port of Spain, Trinidad*.
- Bradley, H. B., & Gipson, F. W. (1987). *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. <https://books.google.com.ec/books?id=EvZPAQAIAAJ>
- Buryakovskiy, L. A. (2012). *Petrophysics : fundamentals of the petrophysics of oil and gas reservoirs*. <https://www.wiley.com/en-ae/Fundamentals+of+the+Petrophysics+of+Oil+and+Gas+Reservoirs-p-9781118344477>
- Cannon, S. (2015). *Petrophysics: A Practical Guide*. John Wiley & Sons Incorporated. <https://books.google.com.ec/books?id=dirNjgEACAAJ>
- Chen, Z., Wang, X., Jian, G., Zhang, L., Dong, P., Singer, P. M., & Hirasaki, G. J. (2020). Fast Permeability Estimation of an Unconventional Formation Core by Transient-

- Pressure History Matching. *SPE Journal*, 25(06), 2881–2897.
<https://doi.org/10.2118/201107-PA>
- Corey, A. (1954). The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeability. *Producers Monthly*, 19.
- Craig, F. F. (1993). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME.
<https://books.google.com.ec/books?id=v6YpmgEACAAJ>
- da Rocha, H. O., da Costa, J. L. S., Carrasquilla, A. A. G., & Carrasco, A. M. V. (2019). Petrophysical characterization using well log resistivity and rock grain specific surface area in a fractured carbonate pre-salt reservoir in the Santos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183.
<https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2019.106372>
- Dagan, G. (1989). *Flow and transport in porous formations*.
- Dake, L. P. (2001). *The practice of reservoir engineering*. 546.
- Donaldson, E. C., Thomas, R. D., & Lorenz, P. B. (1969). Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9(01), 13–20. <https://doi.org/10.2118/2338-PA>
- Ezekwe, N. (2010). *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. Pearson Education.
<https://books.google.com.ec/books?id=TKgw9CxaeBIC>
- Fahim, M. A., Abdel-Aal, H. K., & Aggour, M. (2003). Chapter 1. Oil and Gas: From Formation to Production. En *Petroleum and Gas Field Processing*. (Marcel Dekker Inc). <http://www.dekker.com>
- García, L. (2014). *Estimación de la permeabilidad a partir de determinaciones fractales para rocas extraídas de yacimientos petroleros*.
- Gutiérrez Héctor. (2010). *Modelo preliminar para calcular el efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso* [Bachelo Thesis]. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Haghshenas, B., & Qanbari, F. (2021, abril 27). Pressure Depletion Mapping Using Multi-Well DFITs and its Applications in Hydraulic Fracture Characterization and Permeability Estimation: Examples from Montney Formation. *Day 3 Thu, May 06, 2021*. <https://doi.org/10.2118/204191-MS>

- Honarpour, M., Koederitz, L. F., & Harvey, A. H. (1982). Empirical Equations for Estimating Two-Phase Relative Permeability in Consolidated Rock. *Journal of Petroleum Technology*, 34(12), 2905–2908. <https://doi.org/10.2118/9966-PA>
- Honarpour, M., Koederitz, L., & Harvey, A. H. (2018). Relative permeability of petroleum reservoirs. *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*, 1–143. <https://doi.org/10.1201/9781351076326/RELATIVE-PERMEABILITY-PETROLEUM-RESERVOIRS-HONARPOUR>
- Honarpour, M. M., Nagarajan, N., & Sampath, K. (2007). *Rock/fluid characterization and their integration - Implications on reservoir management: Reply*. 59.
- Honarpour, M., & Mahmood, S. (1988). Relative-Permeability Measurements: An Overview. *Journal of Petroleum Technology - J PETROL TECHNOL*, 40, 963–966. <https://doi.org/10.2118/18565-PA>
- Ibrahim, M. N. M., & Koederitz, L. F. (2000). Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression Model. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/65631-MS>
- Jadhunandan, P. P., & Morrow, N. R. (1995). Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems. *SPE Reservoir Engineering*, 10(01), 40–46. <https://doi.org/10.2118/22597-PA>
- Lake, L. W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook: Vols. I–VII*. <https://store.spe.org/Petroleum-Engineering-Handbook-Volumes-I-VII-Print-Set-P126.aspx>
- Leonardo, E., & Grijalva, M. (2008). *Estudio de factibilidad para incorporar a la producción los crudos pesados del yacimiento X de un campo del Oriente Ecuatoriano*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/862>
- Mena, J. (2014). *Estimación y calibración de propiedades petrofísicas de un campo petrolero de interés económico*.
- Monicard, R. P. (1980). *Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis*. Gulf Publishing. <https://books.google.com.ec/books?id=VfOXCgAAQBAJ>
- Naar, J., & Henderson, J. H. (1961). An Imbibition Model - Its Application to Flow Behavior and the Prediction of Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1(02), 61–70. <https://doi.org/10.2118/1550-G>

- Noufal, Dr. A., Belouahchia, M., Amri, M., Belayouni, N., & Petrov, A. (2022, octubre 31). Carbonate Reservoir Permeability Estimation from Borehole Image Logs. *Day 3 Wed, November 02, 2022*. <https://doi.org/10.2118/211715-MS>
- Osoba, J. S., Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A., & Blair, P. M. (1951). Laboratory Measurements of Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 3(02), 47–56. <https://doi.org/10.2118/951047-G>
- Pirson, S. J. (1958). *Oil Reservoir Engineering*. McGraw-Hill. <https://books.google.com.ec/books?id=q9q3SIYB5gEC>
- Qiao, J., Zeng, J., Chen, D., Cai, J., Jiang, S., Xiao, E., Zhang, Y., Feng, X., & Feng, S. (2022). Permeability estimation of tight sandstone from pore structure characterization. *Marine and Petroleum Geology*, 135, 105382. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105382>
- Quinapallo E., & Sanguil B. (2020). *Estudio de factibilidad técnico – económico para incrementar la producción de los pozos productores del Campo Pucuna mediante la técnica de fracturamiento hidráulico* [BachelorThesis, Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/20533>
- Quinapallo Ortiz, E. V., & Sanguil Medina, B. S. (2020). *Estudio de factibilidad técnico – económico para incrementar la producción de los pozos productores del Campo Pucuna mediante la técnica de fracturamiento hidráulico*.
- Rodríguez Solis, B. M. (2021). Estudio de factibilidad para desarrollar la zona sur oeste del campo Pucuna. *Escuela Politécnica Nacional*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21654>
- Rose, W., Member, J., & Me, A. I. (1949). Theoretical Generalizations Leading to the Evaluation of Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 1(05), 111–126. <https://doi.org/10.2118/949111-G>
- Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). Fundamentals of fluid flow through porous media. En *Reservoir Engineering* (pp. 155–169). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800219-3.00009-7>
- Terry, R. E., Rogers, J. B., & Craft, B. C. (2014). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Prentice Hall. <https://books.google.com.ec/books?id=rNwRBAAAQBAJ>

- Terry Ronald, & Rogers J. (2014). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (Third). Prentice Hall. <https://books.google.com.ec/books?id=rNwRBAAAQBAJ>
- Torcaso, M. A., & Wyllie, M. R. J. (1958). A Comparison of Calculated krg/kro Ratios With a Correlation of Field Data. *Journal of Petroleum Technology*, 10(12), 57–58. <https://doi.org/10.2118/1180-G>
- Van Der Knaap, W. (1959). *Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media*. <http://onepetro.org/TRANS/article-pdf/216/01/179/2176601/spe-1124-g.pdf>
- Wyllie, M. R. J., & Gardner, G. H. F. (1958). Permeability and the Size Distribution of Pores. *Nature*, 181, 477. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:35293929>

ANEXO A

Anexo A1. PLANTEAMIENTO MATEMÁTICO PARA DETERMINAR EL MODELO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS NORMALIZADAS

Con el modelo matemático de permeabilidades relativas promedio normalizadas se aplicaron la función logaritmo natural para mejorar su explicación y modelar mediante promedios de sus constantes determinadas por regresión lineal.

Muestra 1			Muestra 2			Muestra 3			Muestra 4			Muestra 5		
Sw*	Krw*	Ln(krw)												
0.00	0.01	-4.61	0.00	0.00	---	0.00	0.00	---	0.00	0.00	---	0.00	0.00	---
0.08	0.06	-2.81	0.27	0.01	-4.61	0.15	0.04	-3.22	0.13	0.01	-4.61	0.08	0.02	-3.91
0.20	0.12	-2.12	0.36	0.05	-3.00	0.25	0.10	-2.30	0.25	0.05	-3.00	0.18	0.04	-3.22
0.37	0.19	-1.66	0.49	0.16	-1.83	0.36	0.20	-1.61	0.39	0.12	-2.12	0.33	0.10	-2.30
0.50	0.27	-1.31	0.60	0.24	-1.43	0.42	0.25	-1.39	0.47	0.23	-1.47	0.44	0.15	-1.90
0.58	0.35	-1.05	0.67	0.32	-1.14	0.50	0.33	-1.11	0.53	0.34	-1.08	0.50	0.21	-1.56
0.70	0.46	-0.78	0.76	0.44	-0.82	0.62	0.39	-0.94	0.61	0.47	-0.76	0.59	0.31	-1.17
0.75	0.52	-0.65	0.80	0.50	-0.69	0.72	0.45	-0.80	0.68	0.58	-0.54	0.66	0.40	-0.92
0.80	0.62	-0.48	0.84	0.60	-0.51	0.79	0.54	-0.62	0.76	0.69	-0.37	0.75	0.52	-0.65
0.85	0.71	-0.34	0.88	0.70	-0.36	0.86	0.63	-0.46	0.82	0.76	-0.27	0.81	0.62	-0.48
0.92	0.82	-0.20	0.93	0.81	-0.21	0.95	0.78	-0.25	0.89	0.86	-0.15	0.89	0.75	-0.29
1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	0.00

Muestra 1		
Sw*	Kro*	Ln(kro)
0.00	1.00	0.00
0.08	0.90	-0.11
0.20	0.78	-0.25
0.37	0.55	-0.60
0.50	0.43	-0.84
0.58	0.33	-1.11
0.70	0.25	-1.39
0.75	0.20	-1.61
0.80	0.13	-2.04
0.85	0.09	-2.41
0.92	0.04	-3.22
1.00	0.01	-4.61

Muestra 2		
Sw*	Kro*	Ln(kro)
0.00	1.00	---
0.27	0.80	0.00
0.36	0.70	-0.22
0.49	0.55	-0.36
0.60	0.43	-0.60
0.67	0.33	-0.84
0.76	0.20	-1.11
0.80	0.15	-1.61
0.84	0.10	-1.90
0.88	0.05	-2.30
0.93	0.01	-3.00
1.00	0.00	-4.61

Muestra 3		
Sw*	Kro*	Ln(kro)
0.00	1.00	---
0.15	0.90	0.00
0.25	0.76	-0.11
0.36	0.55	-0.27
0.42	0.43	-0.60
0.50	0.33	-0.84
0.62	0.20	-1.11
0.72	0.13	-1.61
0.79	0.09	-2.04
0.86	0.05	-2.41
0.95	0.01	-3.00
1.00	0.00	-4.61

Muestra 4		
Sw*	Kro*	Ln(kro)
0.00	1.00	---
0.13	0.95	0.00
0.25	0.84	-0.05
0.39	0.59	-0.17
0.47	0.46	-0.53
0.53	0.35	-0.78
0.61	0.27	-1.05
0.68	0.22	-1.31
0.76	0.14	-1.51
0.82	0.10	-1.97
0.89	0.04	-2.30
1.00	0.00	-3.22

Muestra 5		
Sw*	Kro*	Ln(kro)
0.00	1.00	---
0.08	0.93	0.00
0.18	0.83	-0.07
0.33	0.60	-0.19
0.44	0.43	-0.51
0.50	0.36	-0.84
0.59	0.26	-1.02
0.66	0.20	-1.35
0.75	0.12	-1.61
0.81	0.08	-2.12
0.89	0.03	-2.53
1.00	0.00	-3.51

Anexo A2. RESUMEN DE LA REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA POROSIDAD, PERMEABILIDAD EFECTIVA Y SATURACIÓN DE AGUA CONNATA

El análisis de regresión múltiple entre la porosidad, permeabilidad y saturación de agua connata, demostraron no estar correlacionados según el siguiente detalle de las variables estadísticas.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.37540338
Coefficiente de determinación R ²	0.14092769
R ² ajustado	-1.57721692
Error típico	0.02741693
Observaciones	4

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	0.00012331	6.1656E-05	0.08202319	0.92686154
Residuos	1	0.00075169	0.00075169		
Total	3	0.000875			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	0.20392636	0.09419654	2.16490273	0.27547667	-0.99295423	1.40080694	-0.99295423	1.40080694
	0.15	-0.15677163	-0.28172822	0.82517749	-7.22731789	6.91377464	-7.22731789	6.91377464
	140.24	2.7872E-05	7.2866E-05	0.38250297	0.76742221	-0.00089798	0.00095373	-0.00089798
					0.00095373	-0.00089798		0.00095373

Anexo A3. PROMEDIO DE LOS ENDPOINTS DE LAS MUESTRAS

Muestras	Saturación de agua connata S_{wc}	Saturación de petróleo residual S_{or}	Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata $(k_{ro})_{S_{wc}}$	Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual $(k_{rw})_{S_{or}}$	Permeabilidad, mD k
Muestra 1	0.14	0.26	1.00	1.00	140.24
Muestra 2	0.20	0.05	1.00	0.96	181.54
Muestra 3	0.00	0.00	1.00	1.00	290.79
Muestra 4	0.00	0.15	0.93	0.86	330.86
Muestra 5	0.05	0.15	0.92	0.52	586.99
Promedio	0.17	0.19	0.95	0.78	150.93

ANEXO B

Anexo B1. HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE ALGUNOS POZOS DEL CAMPO PUCUNA

De productor a inyector PCN-002			De productor a inyector PCN-002		
Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)	Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)
2017-09-21	115	10	2020-10-03	134	24
2017-11-20	159	52	2020-12-04	151	12
2018-01-19	138	21	2021-02-04	4	94
2018-03-20	118	49	2021-04-07	10	81
2018-05-19	159	51	2021-06-08	6	87
2018-07-20	129	30	2021-08-09	5	92
2018-09-20	121	48	2021-10-10	6	82
2018-11-21	111	10	2021-12-11	6	86
2019-01-22	112	30	2022-02-11	7	97
2019-03-25	156	13	2022-04-14	9	95
2019-05-26	115	23	2022-06-15	5	95
2019-07-27	135	35	2022-08-16	6	92
2019-09-27	124	46	2022-10-17	10	91
2019-11-28	149	49	2022-12-18	7	81
2020-01-29	112	27	2023-02-18	6	87
2020-03-31	149	45	2023-04-21	8	98
2020-06-01	112	52	2023-06-22	9	94
2020-08-02	154	58			

De productor a inyector PCN-009			De productor a inyector PCN-009		
Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)	Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)
2017-09-21	124	43	2020-10-03	153	55
2017-11-20	125	18	2020-12-04	143	41
2018-01-19	128	17	2021-02-04	10	133
2018-03-20	111	24	2021-04-07	5	134
2018-05-19	153	43	2021-06-08	11	118
2018-07-20	131	51	2021-08-09	8	116
2018-09-20	155	28	2021-10-10	11	71
2018-11-21	156	23	2021-12-11	5	102
2019-01-22	122	38	2022-02-11	8	72
2019-03-25	117	60	2022-04-14	11	78
2019-05-26	118	51	2022-06-15	6	128
2019-07-27	157	40	2022-08-16	11	129
2019-09-27	138	38	2022-10-17	6	108
2019-11-28	132	10	2022-12-18	7	73
2020-01-29	132	23	2023-02-18	3	139
2020-03-31	129	39	2023-04-21	11	98
2020-06-01	119	54	2023-06-22	7	88
2020-08-02	150	18			

De productor a inyector PCN-016			De productor a inyector PCN-016		
Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)	Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)
2017-09-21	410	22	2020-10-03	438	57
2017-11-20	430	32	2020-12-04	434	20
2018-01-19	447	20	2021-02-04	0	101
2018-03-20	455	25	2021-04-07	4	124
2018-05-19	435	35	2021-06-08	0	113
2018-07-20	424	43	2021-08-09	13	112
2018-09-20	411	24	2021-10-10	3	97
2018-11-21	415	12	2021-12-11	1	178
2019-01-22	446	10	2022-02-11	0	172
2019-03-25	454	20	2022-04-14	8	129
2019-05-26	420	43	2022-06-15	6	161
2019-07-27	429	37	2022-08-16	15	92
2019-09-27	456	39	2022-10-17	5	114
2019-11-28	434	43	2022-12-18	12	110
2020-01-29	401	56	2023-02-18	9	95
2020-03-31	410	17	2023-04-21	1	174
2020-06-01	439	51	2023-06-22	14	106
2020-08-02	455	29			

PCN-018			PCN-018		
Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)	Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)
2017-09-20	1194	22	2020-10-03	1261	81
2017-11-20	1296	95	2020-12-04	1293	57
2018-01-20	1206	75	2021-02-04	777	33
2018-03-20	1149	36	2021-04-07	771	72
2018-05-20	1167	8	2021-06-08	753	92
2018-07-20	1136	5	2021-08-09	727	98
2018-09-20	1184	28	2021-10-10	750	43
2018-11-21	1254	19	2021-12-11	726	6
2019-01-22	1160	23	2022-02-11	766	62
2019-03-25	1113	83	2022-04-14	782	91
2019-05-26	1115	5	2022-06-15	775	7
2019-07-27	1132	69	2022-08-16	734	100
2019-09-27	1216	23	2022-10-17	704	76
2019-11-28	1117	83	2022-12-18	784	80
2020-01-29	1220	77	2023-02-18	723	8
2020-03-31	1192	27	2023-04-21	735	55
2020-06-01	1100	3	2023-06-22	704	48
2020-08-02	1176	57			

PCN-20			PCN-20		
Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)	Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)
2017-09-21	1696	42	2020-10-03	1534	38
2017-11-20	1463	29	2020-12-04	1694	43
2018-01-19	1638	49	2021-02-04	920	49
2018-03-20	1647	57	2021-04-07	1036	51
2018-05-19	1481	53	2021-06-08	971	47
2018-07-20	1651	34	2021-08-09	1046	38
2018-09-20	1579	43	2021-10-10	971	44
2018-11-21	1490	48	2021-12-11	970	60
2019-01-22	1402	46	2022-02-11	909	45
2019-03-25	1508	34	2022-04-14	974	55
2019-05-26	1665	48	2022-06-15	915	31
2019-07-27	1433	31	2022-08-16	905	34
2019-09-27	1607	37	2022-10-17	993	45
2019-11-28	1453	38	2022-12-18	964	27
2020-01-29	1579	29	2023-02-18	973	40
2020-03-31	1459	51	2023-04-21	984	35
2020-06-01	1610	46	2023-06-22	981	34
2020-08-02	1433	43			

De productor a inyector			De productor a inyector		
PCN-021			PCN-021		
Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)	Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)
2017-09-21	484	86	2020-10-03	497	96
2017-11-20	485	99	2020-12-04	498	83
2018-01-19	473	88	2021-02-04	7	253
2018-03-20	481	81	2021-04-07	16	289
2018-05-19	499	100	2021-06-08	11	242
2018-07-20	484	94	2021-08-09	6	239
2018-09-20	469	82	2021-10-10	15	215
2018-11-21	488	82	2021-12-11	11	282
2019-01-22	477	95	2022-02-11	14	176
2019-03-25	471	92	2022-04-14	12	153
2019-05-26	472	80	2022-06-15	6	153
2019-07-27	464	97	2022-08-16	8	228
2019-09-27	467	81	2022-10-17	11	192
2019-11-28	490	96	2022-12-18	5	261
2020-01-29	463	95	2023-02-18	16	201
2020-03-31	464	86	2023-04-21	15	204
2020-06-01	464	89	2023-06-22	16	255
2020-08-02	490	91			

PCN-022			PCN-022		
Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)	Fecha	Qo(BPPD)	Qw(BWPD)
2017-09-21	930	14	2020-10-03	904	5
2017-11-20	1186	38	2020-12-04	1075	16
2018-01-19	1050	17	2021-02-04	768	30
2018-03-20	1069	41	2021-04-07	718	14
2018-05-19	1240	19	2021-06-08	763	23
2018-07-20	1114	7	2021-08-09	739	20
2018-09-20	964	38	2021-10-10	755	26
2018-11-21	1117	38	2021-12-11	706	26
2019-01-22	1011	22	2022-02-11	759	17
2019-03-25	1139	9	2022-04-14	702	49
2019-05-26	1270	17	2022-06-15	753	37
2019-07-27	1263	45	2022-08-16	701	23
2019-09-27	1293	41	2022-10-17	777	12
2019-11-28	1227	27	2022-12-18	799	31
2020-01-29	923	21	2023-02-18	764	46
2020-03-31	1013	12	2023-04-21	780	10
2020-06-01	989	25	2023-06-22	703	31
2020-08-02	1258	49			

Anexo B1. PROPIEDADES PVT DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR DEL CAMPO PUCUNA

