

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA**



**PROYECTO DE GRADO**

**ESTUDIO DE MODELOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS  
PARA YACIMIENTOS PERTENECIENTES A LA ZONA DEL  
BOOMERANG CON SIMULACIONES NUMÉRICAS**

Postulante: UNIV. CALLA MORALES IVAR BRUNO

Tutor: ING. HERMAS HERRERA CALLEJAS

**LA PAZ BOLIVIA 2022**



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERIA**



**LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.**

**LICENCIA DE USO**

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

**TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Un eterno y profundo agradecimiento a Dios y a la vida por haberme puesto en el camino tantos obstáculos, los mismos que han sido superados con ahínco, entereza y madurez logrando al fin alcanzar los objetivos trazados.

A mi madre quien ha sido un ejemplo de sacrificio, dedicación y humildad, a mis hermanos quienes han estado siempre en los momentos alegres y tristes de mi vida y a toda mi familia en general.

A las personas que fueron partícipes de este anhelado proyecto de titulación, Ing. Hermas Herrera Callejas y a los docentes de la comisión revisora quienes dirigieron el mismo de manera acertada y magistral.

Por último, pero no menos importante a todos mis amigos y compañeros por compartir las alegrías y tristezas presentadas dentro y fuera de las aulas de clases.

## **DEDICATORIA**

Como no dedicar este logro a mi familia, sin ellos nada de esto sería posible. He sido bendecido con una hermosa familia que ha sabido inculcar en mí los valores necesarios para desenvolverme adecuadamente en cualquier aspecto de mi vida.

A toda mi familia, que de una u otra manera me han brindado su apoyo, sus consejos y su interés por mi bienestar son el mayor impulso y motivación del que he podido gozar.

Gracias, de verdad, a todos, mientras escribía estas letras me he puesto a recordar a cada uno de ustedes y lo agradecido que estoy con Dios por hacerlos parte de mi vida y de este momento, la finalización de mi carrera y la culminación de un objetivo.

## INDICE GENERAL

### CAPITULO 1: GENERALIDADES

<b>1.1. Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2. Antecedentes</b> .....	<b>2</b>
1.2.1. Geología regional Análisis estructural Boomerang Hills .....	5
1.2.2. Yacimiento como objeto de estudio .....	7
<b>1.3. Planteamiento del problema</b> .....	<b>8</b>
1.3.1. Identificación del problema .....	8
1.3.2. Formulación del problema .....	9
<b>1.4. Objetivo y acciones de la investigación</b> .....	<b>10</b>
1.4.1. Objetivo general.....	10
1.4.2. Objetivos específicos .....	10
<b>1.5. Justificación</b> .....	<b>10</b>
1.5.1. Justificación técnica .....	10
1.5.2. Justificación económica .....	11
1.5.3. Justificación social .....	11
1.5.4. Justificación ambiental.....	11
<b>1.6. Alcance</b> .....	<b>12</b>
1.6.1. Alcance temático .....	12
1.6.2. Alcance temporal .....	12
1.6.3. Alcance geográfico .....	12

### CAPITULO 2: MARCO TEÒRICO

<b>2.1. Introducción a la ley de Darcy</b> .....	<b>13</b>
<b>2.2. Propiedades de las rocas y de los fluidos</b> .....	<b>14</b>
2.2.1. Fuerzas capilares.....	14
2.2.1.1. Tensión superficial e interfacial.....	14

2.2.1.2. Humectabilidad .....	16
2.2.1.3. Presión capilar .....	17
<b>2.3. Distribución de los fluidos en el yacimiento.....</b>	<b>18</b>
<b>2.4. Porosidad.....</b>	<b>19</b>
2.4.1. Clasificación de Ingeniería de la porosidad .....	19
2.4.1.1. Porosidad absoluta .....	20
2.4.1.2. Porosidad efectiva .....	20
2.4.1.3. Porosidad no efectiva .....	21
<b>2.5. Permeabilidad.....</b>	<b>21</b>
2.5.1. Tipos de permeabilidades.....	22
<b>2.6. Procedimiento para el uso de datos de permeabilidad relativa .....</b>	<b>24</b>
<b>2.7. Curvas de permeabilidad relativa .....</b>	<b>27</b>
<b>2.8. Reconocimiento de datos válidos.....</b>	<b>28</b>
<b>2.9. Permeabilidad Relativa en Sistemas bifásicos .....</b>	<b>31</b>
2.9.1. Proceso de drenaje.....	35
2.9.2. Proceso de imbibición.....	35
<b>2.10. Correlaciones de permeabilidad relativa de dos fases .....</b>	<b>36</b>
2.10.1. Correlación de Wyllie y Gardner .....	38
2.10.2. Correlación de Torcaso y Wyllie .....	38
2.10.3. Correlación de Pirson.....	39
2.10.4. Método de Corey .....	40
2.10.5. Permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar.....	40
2.10.6. Permeabilidad relativa de ecuaciones analíticas .....	41
<b>2.11. Permeabilidad Relativa en Sistemas trifásicos.....</b>	<b>42</b>
<b>2.12. Correlaciones trifásicas de permeabilidad relativa .....</b>	<b>45</b>

2.12.1.	Correlaciones de Wyllie .....	45
2.12.2.	Modelo de Stone I .....	46
2.12.3.	Modelo de Stone II .....	48
2.12.4.	La correlación de Hustad-Holt.....	48
<b>2.13.</b>	<b>Histéresis en medios porosos.....</b>	<b>49</b>
<b>2.14.</b>	<b>Histéresis en Permeabilidad Relativa .....</b>	<b>49</b>
<b>CAPITULO 3: METODOLOGIA DE APLICACION</b>		
<b>3.1.</b>	<b>Simulador numérico .....</b>	<b>51</b>
<b>3.2.</b>	<b>Lenguajes de programación.....</b>	<b>51</b>
<b>3.3.</b>	<b>Python .....</b>	<b>51</b>
3.3.1.	¿Por qué usar Python? .....	52
3.3.2.	Modo interactivo .....	54
<b>3.4.</b>	<b>Ejecución del programa .....</b>	<b>54</b>
<b>CAPITULO 4: SELECCIÓN DEL YACIMIENTO PARA REALIZAR ANALISIS DE LOS MODELOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA</b>		
<b>4.1.</b>	<b>Metodología .....</b>	<b>56</b>
<b>4.2.</b>	<b>Campo Yapacaní.....</b>	<b>56</b>
4.2.1.	Descripción general del campo Yapacaní.....	56
4.2.2.	Correlación estratigráfica – Reservoirio Petaca.....	57
<b>4.3.</b>	<b>Campo Boquerón Norte .....</b>	<b>58</b>
4.3.1.	Descripción general del campo Boquerón norte .....	59
4.3.1.1.	Reservoirio Yantata .....	59
<b>4.4.</b>	<b>Selección de los reservorios .....</b>	<b>61</b>
<b>4.5.</b>	<b>Presentación de datos numéricos .....</b>	<b>61</b>
4.5.1.	Datos para Pozo YPC-17D yacimiento Petaca con un sistema bifásico Gas Petróleo .....	61

4.5.2. Datos para Pozo BQN N-X4D yacimiento Yantata con un sistema Trifásico.....	62
---	----

**CAPITULO 5: APLICACIÓN PRACTICA PARA MODELOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS**

<b>5.1. Aplicación de los cálculos.....</b>	<b>63</b>
<b>5.2. Análisis para el Pozo YPC-17D.....</b>	<b>63</b>
5.2.1. Correlación de Willie y Gardner sistema Gas-Petróleo .....	63
5.2.2. Correlación de Torcaso y Willie sistema Gas-Petróleo.....	67
5.2.3. Método de Corey .....	69
5.2.4. Permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar sistema Gas-Petróleo.....	71
5.2.5. Permeabilidad relativa por ecuaciones analíticas para sistema Gas-Petróleo.....	74
<b>5.3. Análisis para el pozo BQN N-X4D .....</b>	<b>76</b>
5.3.1. Correlación de Willie .....	76
5.3.2. Modelo de Stone I.....	78
5.3.3. Modelo de Stone II.....	80
5.3.4. La correlación de Hustad-Holt .....	81

**CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

<b>6.1. Conclusiones.....</b>	<b>84</b>
<b>6.2. Recomendaciones.....</b>	<b>85</b>



## **ANEXOS**

<b>ANEXOS 1: PROCEDIMIENTO DE PROGRAMACION .....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXOS 2: GEOLOGIA REGIONAL .....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXOS 3: DESCRIPCIÓN DEL ESTRATO PRODUCTOR .....</b>	<b>103</b>
<b>ANEXOS 4: FICHAS TECNICAS DE PLANTAS QUE OPERAN EN BOLIVIA .</b>	<b>106</b>

## **ÍNDICE DE FIGURAS**

<b>Figura 1.1</b> Mapa de Ubicación Llanura Beniana - Boomerang .....	<b>3</b>
<b>Figura 1.2</b> Mapa Tectónico Boomerang- Llanura beniana.....	<b>3</b>
<b>Figura 1.3</b> Truncamiento de la cuña sedimentaria Boomerang–Llanura beniana...	<b>4</b>
<b>Figura 1.4</b> Localización de Boomerang Hills, límite geográfico entre la Llanura Beniana Central y la Llanura del Chaco .....	<b>6</b>
<b>Figura 2.1</b> Dispositivo utilizado para la obtención de la ley de Darcy .....	<b>13</b>
<b>Figura 2.2.</b> Vista microscópica de un sistema roca fluido .....	<b>15</b>
<b>Figura 2.3.</b> Uso de un tubo capilar para determinar la tensión superficial .....	<b>16</b>
<b>Figura 2.4.</b> Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un solido.....	<b>17</b>
<b>Figura 2.5.</b> Distribución de los fluidos en el medio poroso.....	<b>18</b>
<b>Figura 2.6.</b> Porosidad como característica petrofísica de las rocas.....	<b>20</b>
<b>Figura 2.7.</b> Porosidad efectiva y no efectiva .....	<b>21</b>
<b>Figura 2.8.</b> Curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.....	<b>29</b>
<b>Figura 2.9.</b> Ejemplo de resultados no confiables. ....	<b>30</b>
<b>Figura 2.10.</b> Curvas de permeabilidad relativa en escala logarítmica. ....	<b>30</b>
<b>Figura 2.11.</b> Comportamiento típico de flujo de dos fases.....	<b>32</b>
<b>Figura 2.12.</b> Curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo. ....	<b>34</b>
<b>Figura 2.13.</b> Efectos de histéresis en la permeabilidad relativa.....	<b>37</b>

<b>Figura 2.14.</b> Imbibición de permeabilidad relativa de tres placas. ....	<b>44</b>
<b>Figura 2.15.</b> Drenaje trifásico.....	<b>44</b>
<b>Figura 3.1.</b> Modelo de ejecución de tiempo de ejecución tradicional de Python...	<b>55</b>
<b>Figura 4.1.</b> Ubicación del Campo Yapacaní .....	<b>57</b>
<b>Figura 4.2.</b> Columna estratigráfica para el Campo Yapacaní y posibles sistemas petrolíferos que puede explicar las acumulaciones comerciales existentes.....	<b>58</b>
<b>Figura 4.3.</b> Ubicación del Campo Boquerón Norte .....	<b>59</b>
<b>Figura 4.4.</b> Ubicación del Campo Boquerón Norte Columna estratigráfica para el Campo Boquerón Norte y posibles sistemas petrolíferos que puede explicar las acumulaciones comerciales existentes.....	<b>60</b>
<b>Figura 5.1.</b> kro y krg VS Sg Correlación de Willie y Gardner .....	<b>66</b>
<b>Figura 5.2.</b> krg/kro vs Sg escala logarítmica Correlación de Willie y Gardner .....	<b>67</b>
<b>Figura 5.3.</b> kro y krg VS Sg Correlación de Torcaso y Willie .....	<b>68</b>
<b>Figura 5.4.</b> krg/kro vs Sg en escala logarítmica Correlación Torcaso y Willie....	<b>69</b>
<b>Figura 5.5.</b> Sg*, kro y krg VS Sg Método de Corey .....	<b>70</b>
<b>Figura 5.6.</b> krg/kro vs Sg en escala logarítmica Método de Corey .....	<b>71</b>
<b>Figura 5.7.</b> kro y krg VS Sg Por presión capilar sistema G-O.....	<b>72</b>
<b>Figura 5.8.</b> kro y krg VS Pc. Por presión capilar sistema G-O .....	<b>73</b>
<b>Figura 5.9.</b> krg/kro vs Sg escala logarítmica Por presión capilar sistema G-O .....	<b>73</b>
<b>Figura 5.10.</b> kro y krg VS Sg Por ecuaciones analíticas sistema G-O.....	<b>74</b>
<b>Figura 5.11.</b> kro y krg VS Pcgo Por ecuaciones analíticas sistema G-O .....	<b>75</b>
<b>Figura 5.12.</b> krg/kro vs Sg escala logarítmica por ecuaciones analíticas G-O.....	<b>75</b>
<b>Figura 5.13.</b> Saturaciones del sistema trifásico Correlación de Willie .....	<b>77</b>
<b>Figura 5.14.</b> krw, kro y krg VS Sw Correlación de Willie Sistema Trifásico .....	<b>77</b>
<b>Figura 5.15.</b> kro/krw y krg/kro vs Sw escala logarítmica Correlación de Willie .....	<b>78</b>
<b>Figura 5.16.</b> Saturaciones efectivas del sistema trifásico Modelo Stone I .....	<b>79</b>

<b>Figura 5.17.</b> krw, kro y krg VS Sw Modelo de Stone I .....	<b>79</b>
<b>Figura 5.18.</b> kro/krw y krg/kro vs Sw en escala logarítmica Modelo de Stone I ....	<b>80</b>
<b>Figura 5.19.</b> krw, kro y krg VS Sw Modelo de Stone II .....	<b>81</b>
<b>Figura 5.20.</b> kro/krw y krg/kro vs Sw en escala logarítmica Modelo de Stone II ...	<b>81</b>
<b>Figura 5.21.</b> Saturaciones del sistema trifásico Correlación de Hustad y Holt.....	<b>82</b>
<b>Figura 5.22.</b> krw, kro y krg VS Sw Correlación de Hustad-Holt .....	<b>83</b>
<b>Figura 5.23.</b> kro/krw, krg/kro vs Sw escala logarítmica Correlación Hustad-Holt..	<b>83</b>

## **ÍNDICE DE TABLAS**

<b>TABLA 1.1</b> Resumen Área Morfológica Boomerang – Llanura beniana.....	<b>5</b>
<b>TABLA 4.1.</b> Datos para sistemas bifásicos Agua Petróleo.....	<b>61</b>
<b>TABLA 4.2.</b> Datos para sistemas Trifásicos.....	<b>62</b>
<b>TABLA 5.1.</b> Resultados Correlación de Willie y Gardner Sistema G-O .....	<b>64</b>
<b>TABLA 5.2.</b> Resultados Correlación de Torcaso y Willie Sistema G-O .....	<b>67</b>
<b>TABLA 5.3.</b> Resultados Método de Corey Sistema G-O.....	<b>69</b>
<b>TABLA 5.4.</b> Resultados Por Presión Capilar Sistema G-O .....	<b>72</b>
<b>TABLA 5.5.</b> Resultados Por Ecuaciones Analíticas Sistema G-O.....	<b>74</b>
<b>TABLA 5.6.</b> Resultados Correlación de willie Sistema Trifásico.....	<b>76</b>
<b>TABLA 5.7.</b> Resultados por Modelo de Stone I.....	<b>78</b>
<b>TABLA 5.8.</b> Resultados por Modelo de Stone II.....	<b>80</b>
<b>TABLA 5.9.</b> Resultados Correlación Hustad-Holt.....	<b>82</b>

## SIMBOLOGIA

SIMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
<b>Pm</b>	presion fase mojante	M/LT <sup>2</sup>
<b>Pnm</b>	presion fase no mojante	M/LT <sup>2</sup>
<b>kg</b>	permeabilidad de gas	L/ T <sup>2</sup>
<b>ko</b>	permeabilidad de petroleo	L/ T <sup>2</sup>
<b>kw</b>	permeabilidad de agua	L/ T <sup>2</sup>
<b>kr<sub>g</sub></b>	permeabilidad relativa de gas	
<b>kro</b>	permeabilidad relativa de petroleo	
<b>kr<sub>w</sub></b>	permeabilidad relativa de agua	
<b>Sw</b>	Saturacion de agua	
<b>So</b>	Saturacion de petroleo	
<b>Sg</b>	Saturacion de gas	
<b>Sw*</b>	Saturacion efectiva de agua	
<b>So*</b>	Saturacion efectiva de petroleo	
<b>Sg*</b>	Saturacion efectiva de gas	
<b>Swc</b>	Saturacion de agua connata	
<b>(kr)<sub>nw</sub></b>	Permeabilidad relativa de la fase no mojante	
<b>Snw</b>	Saturacion de fase no mojante	
<b>Pc</b>	presion capilar	M/ T <sup>2</sup>
<b>Slc</b>	Saturacion de líquido critica	
<b>(kro)<sub>Swc</sub></b>	Permeabilidad relativa de petroleo a la Saturacion de agua con nata	
<b>(kro)<sub>Sgc</sub></b>	Permeabilidad relativa de petroleo a la saturacion critica de gas	
<b>Sorw</b>	Saturacion de petroleo residual en el sistema agua petroleo	
<b>Sorg</b>	Saturacion de petroleo residual en el sistema gas petroleo	

<b>(krw)Sorw</b>	permeabilidad relativa a la saturacion agua en el pretroleo residual	
<b>no</b>	exponente de curva de permeabilidad relativa de petroleo	
<b>nw</b>	exponente de curva de permeabilidad relativa de agua	
<b>ng</b>	exponente de curva de permeabilidad relativa de gas	
<b>ngo</b>	exponente de curva de permeabilidad relativa de gas en petroleo	
<b>Pcwp</b>	presion capilar sistema agua petroleo	M/ T2
<b>(Pc)Swc</b>	presion capilar en saturacion de agua connata	M/ T2
<b>np</b>	exponente de la curva de presion caplar para el sistema agua petroleo	
<b>Pcgp</b>	presion capilar del sistema gas petroleo	
<b>npg</b>	exponente de la curva de presion capilar en gas petroleo	
<b>(Pc)Slc</b>	presion capilar a saturacion de líquido critica	
<b>Som</b>	Saturacion de petroleo minima	

## RESUMEN EJECUTIVO

Con la finalidad de comprender el comportamiento de los fluidos y sus propiedades como es el caso del estudio de permeabilidades relativas y respondiendo a la problemática de la falta de un método de comparación y visualización del comportamiento que tienen los fluidos respecto a las permeabilidades relativas durante la producción para que personas naturales, estudiantes y profesionales que no tengan acceso a este tipo de información, se considera realizar un estudio de permeabilidades relativas que estarán aplicadas en la zona del Boomerang, por medio de la selección de los pozos YPC-17D y BQN N-X4D, ya que los reservorios, los cuales explotan estos pozos, se encuentran en sistema bifásico y trifásico respectivamente. Primeramente, el presente trabajo describe las generalidades del área de estudio en este caso la zona del Boomerang y en posteriores capítulos la selección de los reservorios como es Yantata y Petaca B+C. Posteriormente se establecen los conceptos y parámetros necesarios para el estudio de permeabilidades relativas y los criterios utilizados para la selección de los modelos y correlaciones a utilizar para el trabajo, y finalmente definiendo las ecuaciones a emplearse para el cálculo de los diferentes valores que se requieren para observar el comportamiento de las permeabilidades a diferentes saturaciones.

Con el objetivo de realizar la aplicación práctica, se utiliza un software de lenguaje de programación Python que actualmente está siendo utilizado para diferentes aplicaciones en todas las áreas de estudio. Actualmente, este software está siendo utilizado para desarrollar inteligencia artificial por lo cual es apropiado su uso para la actualización de estudiantes en proceso de profesionalización. Habiendo definido los parámetros del estudio que se desarrollará en este trabajo, se hace uso de Python como herramienta de cálculo para los diferentes modelos y correlaciones mencionadas a través del proyecto para calcular las permeabilidades relativas para sistemas bifásicos y trifásicos.

Finalmente, se realizan gráficas que puedan ayudar en la comprensión del comportamiento de cada una de las permeabilidades con respecto a la saturación de agua. Permitiendo comparar los resultados y variaciones de cada uno de los modelos y correlaciones entre sí.

# CAPITULO 1: GENERALIDADES

## 1.1. Introducción

En la actualidad existe un constante desarrollo científico y tecnológico, por lo que es de esperarse que la industria petrolera no está exenta de este, en especial el campo de la ingeniería de yacimientos, donde, no es de sorprenderse que cada día se puedan encontrar nuevos modelos y simuladores numéricos, muchos de estos presentados como software, que permiten predecir el comportamiento de los yacimientos y de los fluidos que se encuentran en interacción dentro de estos de una manera más rápida, efectiva y eficiente.

Es conocido que para el desarrollo de dichos modelos y simuladores es necesario partir de ecuaciones y leyes desarrolladas con anterioridad por estudiosos de la materia como Darcy, de quien parte el estudio del flujo de fluidos en medios porosos y Buckley-Leverett, que gracias a su teoría se permite modelar el flujo de dos fases en medios porosos. Es así que hoy en día podemos enumerar diferentes modelos de permeabilidades relativas para dos y tres fases, mediante correlaciones derivadas de constantes estudios de campo y laboratorio.

El estudio de la permeabilidad relativa es de gran importancia debido a que permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir en su presencia de otros, esto debido a que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo, a causa de los efectos combinados de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de saturación.

El flujo simultáneo de dos y tres fases, es un fenómeno que suele presentarse a lo largo de la vida productiva de los yacimientos de hidrocarburos, tanto en su etapa de explotación primaria, como en las etapas de recuperación secundaria y mejorada, donde se evidencia con mayor frecuencia.

Los métodos primarios y secundarios de recobro de petróleo, conocidos también como convencionales, utilizan la energía natural del yacimiento o diversos esquemas de re-presurización mediante la inyección de agua o gas para extraer el petróleo de la roca-yacimiento hasta la superficie, mientras que la recuperación de

petróleo se orienta hacia el recobro del crudo no barrido por estos métodos convencionales.

El conocimiento de las permeabilidades relativas es fundamental para el correcto modelado de este fenómeno, por esto, diversas metodologías experimentales han sido propuestas para la estimación de esta propiedad. Dentro de estas, son frecuentemente usadas las que involucran el uso de experimentos de inyección de fluidos en estado no-estacionario, debido al poco tiempo que requieren para su ejecución. La información obtenida de estos ensayos se analiza e interpreta para estimar cuales son las permeabilidades relativas que reproducen el comportamiento observado en el laboratorio.

Aunque la estimación de permeabilidades relativas para los casos de dos fases ha sido ampliamente estudiada, menores esfuerzos se realizan para estimar el comportamiento de esta propiedad en los casos de flujo de tres fases, principalmente por la dificultad existente para interpretar la información experimental obtenida. El presente trabajo expone el desarrollo de una nueva metodología para la determinación experimental de las permeabilidades relativas de dos y tres fases por medio del enfoque de ajuste histórico. Un algoritmo para el ajuste automático es propuesto y se valida por medio de su aplicación con datos experimentales.

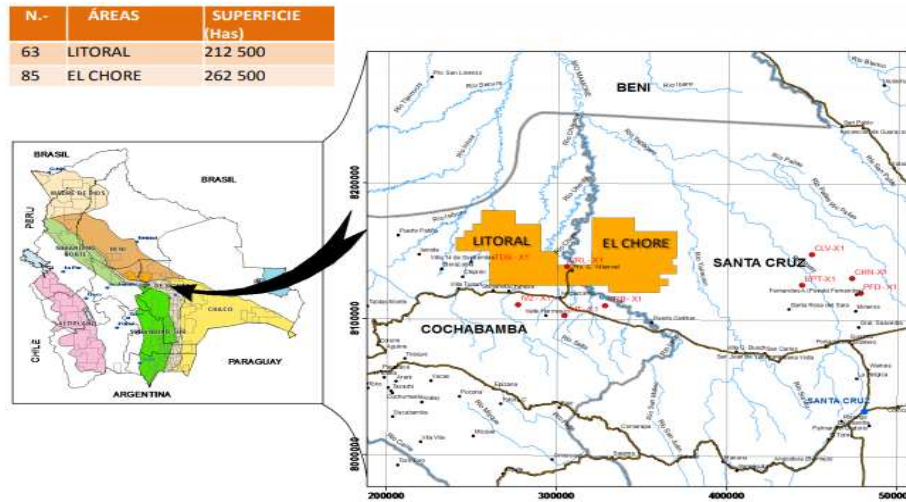
Se debe prestar especial atención a cualquier prueba que se realice a fin de comparar el efecto de distintas condiciones experimentales. Por ejemplo, cuando se realizan pruebas de desplazamiento sobre una misma muestra empleando crudo vivo y crudo sin gas, los resultados indican una clara diferencia, no obstante, los laboratorios poseen la práctica habitual de trabajar con crudo sin gas.

## **1.2. Antecedentes**

La Llanura Beniana se encuentra ubicada entre los departamentos de Santa Cruz y Cochabamba, con una extensión aproximada de 475000 Has, constituye una planicie de sedimentos cuaternarios, afectada por frentes de cabalgamiento del Subandino y la zona del Boomerang Hills. (YPFB Corporación, 2012)



**Figura 1.1** Mapa de Ubicación Llanura Beniana - Boomerang



**Fuente:** YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS; Exploration Bidding Round Bolivia; 2012.

Se encuentra afectada por un frente de deformación antiguo (Paleozoico) y el frente de deformación Andino (Mioceno-Plioceno) del “Boomerang Hills”. Está caracterizado por la zona de transferencia del Boomerang-Chapare, se interpreta como una rampa oblicua, cuya estructuración ha sido controlada por el borde septentrional de la cuña sedimentaria paleozoica, oblicua en relación con la dirección regional de acortamiento. (YPFB Corporación 2012)

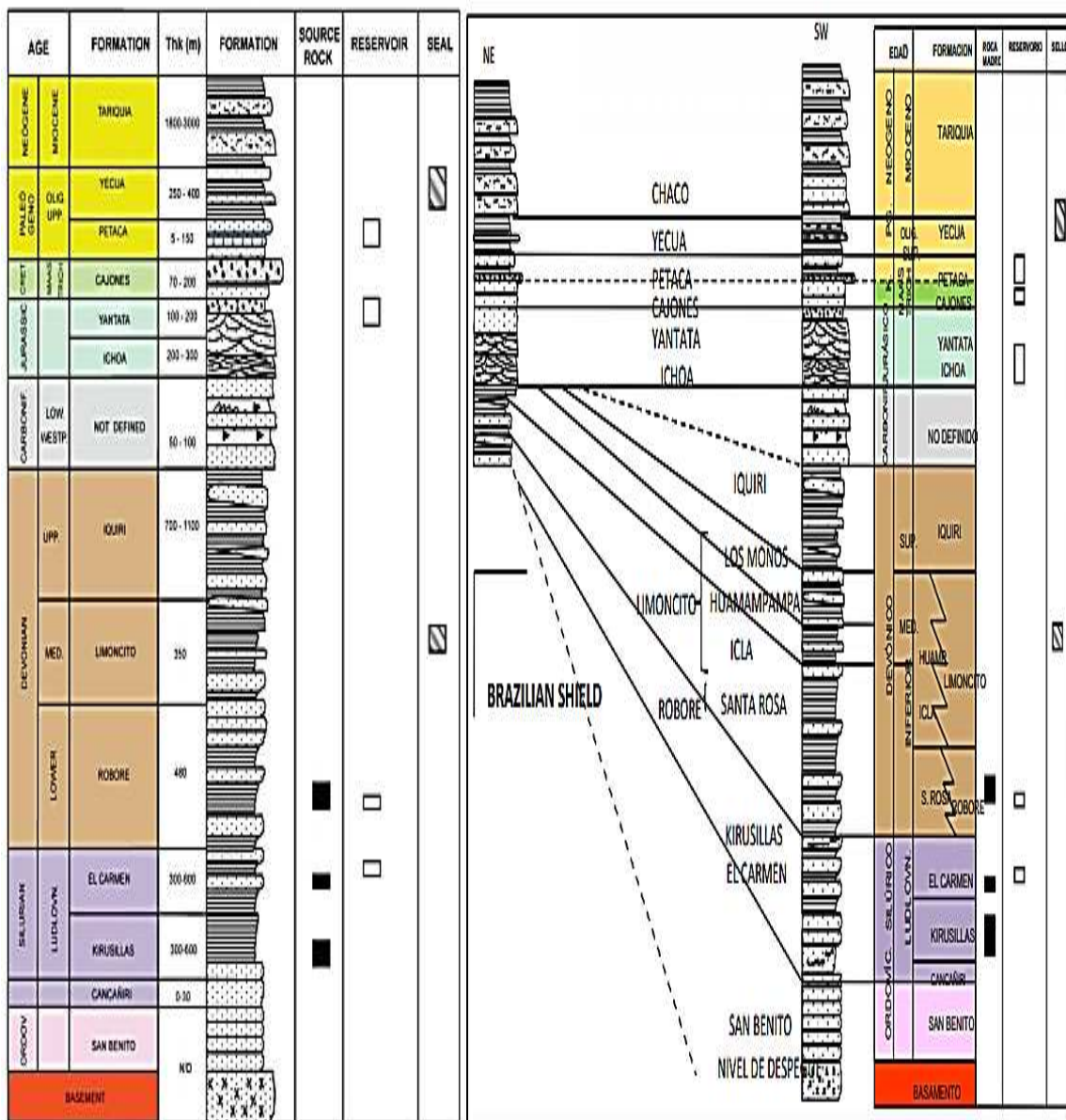
**Figura 1.2** Mapa Tectónico Boomerang- Llanura beniana



**Fuente:** YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS; Exploration Bidding Round Bolivia; 2012.

Esta zona constituye el borde de cuenca de la mayoría de las secuencias fanerozoicas, hecho que confiere un gran interés petrolero debido a la presencia de buenas rocas madre, migración producida por marcada pendiente regional y la presencia de excelentes rocas reservorio en trampas, tanto estratigráficas (por acuñamiento) como estructurales. (YPFB Corporación, 2012)

**Figura 1.3** Truncamiento de la cuña sedimentaria Boomerang–Llanura beniana



**Fuente:** YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS; Exploration Bidding Round Bolivia; 2012.

**TABLA 1.1** Resumen Área Morfológica Boomerang – Llanura beniana

Tipo de Cuenca	Foreland
Superficie Disponible	475 000 (Ha)
Areas Disponibles	Litoral 212 500 Has El Chore 262 500 Has
Pozos Aledaños	137
Sísmica 2D	7213 (Km)
Roca Generadora	Silúrico El Carmen Devónico Robore
Roca Reservorio	Devónico (Robore) Terciario (Petaca) Cretácico (Ichoa, Yantata, Cajones) Tericario (Petaca)
Roca Sello	Devónico (Pelitas) Terciario (Yecua)
Trampas	Estratigráficas y estructurales
Tipo de Hidrocarburo	Gas y condensado

**Fuente:** YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS; Exploration Bidding Round Bolivia; 2012.

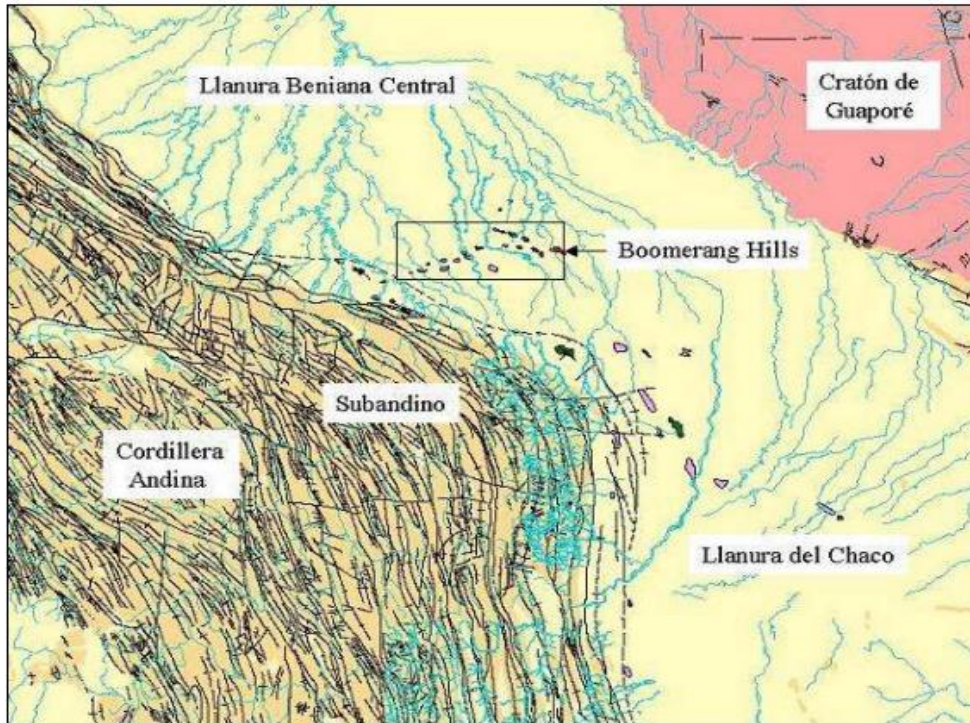


### **1.2.1. Geología regional Análisis estructural Boomerang Hills**

El área de Boomerang Hills se encuentra en la zona de interferencia entre el Subandino Norte (de dirección estructural NW-SE) y el Subandino Sur (de dirección estructural N-S). Dicha zona de interferencia presenta una mayor complejidad estructural de mantos de corrimiento que en las áreas del Subandino Norte y Subandino Sur, así se reconoce un mayor desplazamiento de los sistemas de

cabalgamiento y plegamiento, hacia el Este, a favor, principalmente, de estructuras de transferencia N70° E y N10° E.

**Figura 1.4** Localización de Boomerang Hills, límite geográfico entre la Llanura Beniense Central y la Llanura del Chaco.



**Fuente:** YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS ANDINA; PROGRAMA DE TRABAJO Y PRESUPUESTO; AREA DE CONTRATO YAPACANI; 2016.

El mismo campo de esfuerzos compresivo propagado desde el frente de plegamiento y cabalgamiento Subandino ha dejado su impronta en la reactivación de otros sistemas de fracturación ya existentes, y en el basculamiento y rotación del área de Boomerang Hills (posible Tectónica de Escape). Así, se interpreta que las directrices WSW-ENE, NNW-SSE localizadas en Sara Boomerang originalmente eran directrices NW-SE y NE-SW, que habrían sufrido una rotación en relación a la tectónica de bloques que se desarrolló a favor de la propagación de los campos de esfuerzos andinos. En esta rotación juega un papel determinante la Faja del Chapare o Corredor de Ichilo (la Falla de Puerto Palos-Palacios es su límite Sur), la cual habría permitido el deslizamiento de los bloques de basamento. Mientras que, dentro del Corredor de Ichilo, donde se localiza el Trend de ARN-LCS, el bloque de

basamento habría sufrido un basculamiento transtensivo desde una paleovergencia estructural NW a la vergencia actual SE.

- Dominio Transtensivo en el área de Arroyo Negro-Los Cusís, dentro del Corredor de Ichilo, en el Extremo Nororiental de Sara Boomerang.

- Dominio Transpresivo en el área de Víbora-Sirari-Yapacaní, parte Occidental de Sara Boomerang.

- Dominio Compresivo en el área de Palacios-Puerto Palos-Humberto Roca, Límite Sudoccidental del Corredor de Ichilo, en la parte Oriental de Sara Boomerang. (YPFB Andina, 2015).

### **1.2.2. Yacimiento como objeto de estudio**

Yapacaní, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos descubrió 28 millones de barriles de petróleo (MMBbl) en el reservorio Yantata, ubicado en el Campo Boquerón Norte, municipio de Yapacaní del departamento de Santa Cruz.

Las evaluaciones técnicas dan la certeza de contar con por lo menos 28 MMBbl de petróleo (valor que podría llegar a incrementarse puesto que falta un tramo por evaluar). Las proyecciones de producción son del orden de los 6.500 barriles por día (BPD) con un total de 25 pozos. (AN-YPFB, 2015)

El campo Yapacaní, descubierto en 1968, cuenta con 41 pozos perforados, de los cuales 27 se encuentran en producción. Produce de los reservorios Petaca (Terciario), Yantata (Cretácico), Arenisca N°1 (Devónico), Ayacucho (Devónico) y Sara (Silúrico). Cuenta con una Planta Dew Point y de Aminas con una capacidad de proceso de 130 y 48 MMPCD respectivamente. La producción acumulada es de 463.68 Bcf de gas neto producido, 4.83 MMBbl de condensado/petróleo y 1.08 MMBbl de gasolina; y el promedio de producción del campo es de 100 MMPCD de gas, 550 BPD de condensado y 280 BPD de gasolina. (YPFB Andina, 2020)

Las rocas del Cretácico afloran en la zona occidental en el extremo Sur del área. Las Formaciones Cajones, Yantata e Ichoa, forman un conjunto de anticlinales y sinclinales angostos, cuya composición litológica predominante está compuesta por areniscas y areniscas calcáreas intercaladas con lutitas hacia el tope. (YPFB Andina, 2020)

La empresa nacionalizada YPFB Andina halló un reservorio de crudo en el nivel Yantata del pozo Boquerón Norte (BQN N-X4D) que permitirá aportar 28 millones de barriles de petróleo (MMBbl) y casi triplicar las reservas de crudo del país, de 16 MMBbl a 44 MMBbl. El campo se ubica en Yapacaní, Santa Cruz. (AN-YPFB, 2015). Han pasado casi dos años y los primeros resultados no son alentadores porque el campo Boquerón está en declinación. Si bien la perforación del pozo BQN N-X4D fue exitosa dando un esperanzador yacimiento de petróleo de 40 a 42 grados API (American Petroleum Institute), petróleo que de acuerdo a los análisis de destilación tiene un rendimiento de 50% de diésel y de contar con 28 MMBbl.

Los resultados generaron una proyección de producción de 6.500 barriles por día (BPD) y la posibilidad de perforar 25 pozos. Ahora, ese ambicioso plan queda en la nebulosa, pues en 2016 se han perforado dos pozos (X2 y X3) pero están secos, según un informe oficial de las autoridades energéticas divulgado en audiencia pública. Lo cierto es que el mayor descubrimiento de petróleo en 23 años y las inversiones prometidas de \$us 220 millones en 25 pozos y baterías de recolección, son objeto de dudas y críticas, mucho más tomando en cuenta que la producción de ese campo en 2016 fue en declinación, según informes del Ministerio de Hidrocarburos.

El informe de producción de esa cartera, al 22 de marzo de 2015, revela que el campo Boquerón producía 166 BPD; sin embargo, al 31 de octubre de 2016 apenas produjo 75 BPD. (Equipo Nizkor, 2017)

### **1.3. Planteamiento del problema**

#### **1.3.1. Identificación del problema**

El estudio de la permeabilidad es de gran importancia en la industria petrolera debido a que se ha determinado que esta posee una relación directa sobre las propiedades de los fluidos del reservorio, siendo definida como la conductividad de la roca a los fluidos, o en otros casos, como la facultad que posee la roca para permitir el paso de los fluidos a través de la red de poros interconectados presentes en el yacimiento y a su vez puede ser calculada por datos de pruebas aplicados en

métodos existentes; también puede ser obtenida mediante mediciones directas de laboratorio aplicando el proceso de flujo en estado estable, cálculos de permeabilidad relativa a partir del comportamiento del campo y a partir de datos de presión capilar. Existen diferentes tipos de permeabilidades, absoluta, efectiva y relativa, cada una de gran importancia pues la una depende de la otra para su estudio.

La permeabilidad relativa es una relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, de manera que se procederá a analizar diferentes modelos matemáticos propuestos a lo largo de la historia en la industria hidrocarburífera, entre los que podemos referenciar los modelos de Corey, Wyllie, Stone I y II, etc.; como también el estudio para las diferentes fases que los fluidos en yacimientos pueden presentar, estas pueden ser una, dos o tres fases, entre las cuales pueden existir gas, petróleo y agua, o combinaciones entre estos, y por consiguiente poder establecer un estudio de dichos modelos de permeabilidades relativas para aplicarlos en una simulación numérica que permita determinar el comportamiento de la permeabilidad a través del tiempo de producción.

En la actualidad el uso de software de diferentes tipos para caracterizar un reservorio puede resultar costoso, ya sea para una institución, empresa o cualquier persona que quisiera realizar un estudio o investigación, no es fácil obtener acceso a datos ni mucho menos a un método para caracterizar un reservorio.

### **1.3.2. Formulación del problema**

Para la realización de una simulación numérica se deben tomar en cuenta los factores que pueden influenciar en el comportamiento del yacimiento al estar sometido a un proceso de recuperación primaria, recuperación secundaria o inclusive una recuperación terciaria. Entre los factores que sean reconocidos de influencia importante en la simulación de este tipo de procesos de recuperación, se encuentra la selección de modelo de estimación de permeabilidades trifásicas (Stone I y Stone II), los efectos por histéresis (Killough, Carlson y Land) y gas atrapado en el yacimiento. Para lograr establecer la influencia de estos factores sobre las predicciones de los fluidos de producción, es pertinente generar diferentes

corridas con diferentes métodos, en las que se utilicen sensibilidades con cada una de estas variables, entre otras.

## **1.4. Objetivo y acciones de la investigación**

### **1.4.1. Objetivo general**

Desarrollar una simulación numérica para modelos de permeabilidades relativas mediante la utilización de software de lenguaje de programación Python para yacimientos que nos permitirá caracterizar la interacción de las permeabilidades de los fluidos presentes en medios porosos.

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Aplicar de manera práctica el Software de lenguaje de programación Python de manera efectiva con el área de la ingeniería Petrolera.
- Describir correctamente las funciones de permeabilidades relativas para determinarlas de manera precisa.
- Modelar curvas de permeabilidades relativas que permitan apreciar el comportamiento de las permeabilidades de acuerdo a la saturación de agua o gas respectivamente.
- Determinar el tipo de relación que existe entre permeabilidades de los fluidos en el yacimiento.
- Comparar entre diferentes modelos de permeabilidades relativas para observar el comportamiento y la variación de un modelo a otro.

## **1.5. Justificación**

### **1.5.1. Justificación técnica**

Al realizar un estudio de los modelos de permeabilidades relativas en sistemas bifásicos y trifásicos, se pretende aportar al área verificando, analizando y comparando como varían los resultados de acuerdo al modelo utilizado. Realizar una simulación numérica para un yacimiento permitirá comprender el



comportamiento de los fluidos en yacimiento y reforzar los conocimientos adquiridos a través de la carrera de ingeniería petrolera.

### **1.5.2. Justificación económica**

Teniendo en cuenta que un estudiante, un profesional o un investigador no puede acceder de manera sencilla al uso de un software complejo sin la aprobación del ente regulador o brazo operativo como instituciones que tienen un control sobre los datos y tecnología de yacimientos, la accesibilidad a una forma de análisis sencilla, rápida y eficiente es necesaria para comprender la naturaleza de un yacimiento, no solo para una persona interesada sino también para una empresa o institución, es por eso que en el presente estudio que se realizará con el siguiente proyecto aportará a la industria con un método de comparación entre modelos utilizados a través de la historia, aplicado en las permeabilidades relativas para sistemas bifásicos o trifásicos, representaría un costo que económicamente podría afectar a la empresa, o se requeriría la presencia de terceros para realizar un estudio similar.

### **1.5.3. Justificación social**

Con este proyecto se da a conocer públicamente, a la sociedad estudiantil y petrolera, como debe realizarse una comparación entre modelos matemáticos y un simulador numérico otorgando un método y guía para los siguientes estudios a realizarse a futuro.

### **1.5.4. Justificación ambiental**

Medio ambientalmente hablando este proyecto aporta poco a corto plazo, pero si consideramos que un estudio más especializado y aplicado, podría mejorar la eficiencia de recuperación de hidrocarburos y también reducir significativamente el impacto medio ambiental a largo plazo.

## **1.6. Alcance**

### **1.6.1. Alcance temático**

Desarrollar una programación numérica para modelos de permeabilidades relativas que nos permita caracterizar la interacción de los fluidos con el medio poroso, nos permitirá también oportunamente conocer las propiedades del yacimiento. Se podrá realizar comparaciones de los resultados obtenidos durante la simulación.

### **1.6.2. Alcance temporal**

Desarrollar una programación numérica para determinar las características de un yacimiento no es ajeno a las tecnologías pasadas, actuales y futuras, ya que, su uso trasciende el tiempo tanto para un mejor entendimiento del comportamiento de los fluidos como para caracterizar y usar los datos obtenidos para una buena recuperación de los fluidos de yacimiento.

### **1.6.3. Alcance geográfico**

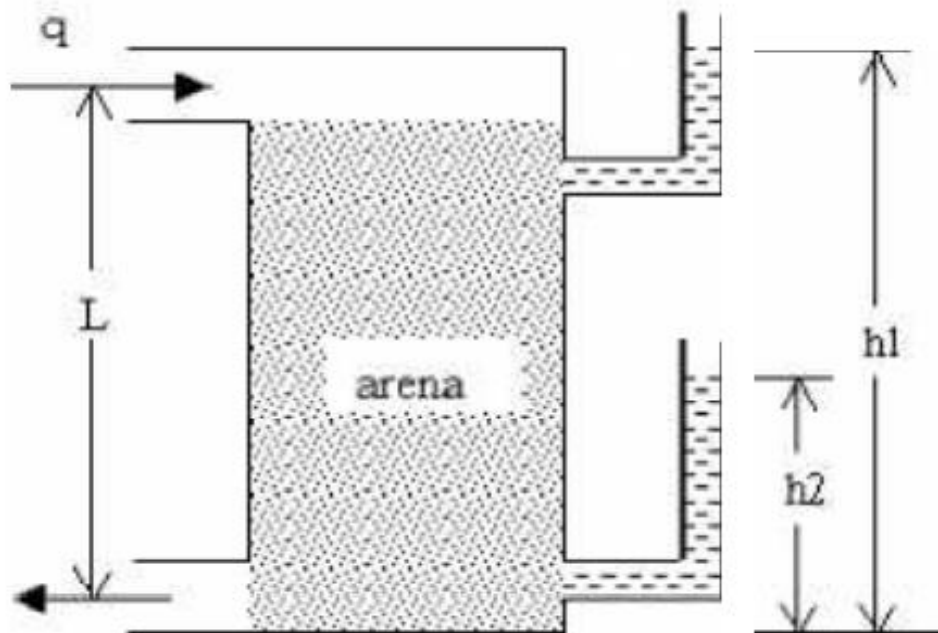
Para realizar una programación numérica y caracterizar un yacimiento es necesario conocer la zona geográficamente, por ello, se deberá evaluar las circunstancias y ubicación del yacimiento a evaluar, de esta manera podremos usar y referenciar datos similares de yacimientos cercanos.

## CAPITULO 2: MARCO TEÒRICO

### 2.1. Introducción a la ley de Darcy

Un reservorio está constituido por granos de arena unidos y compactados. Admitiendo que la forma esférica de los granos ocurre con mayor frecuencia probabilística que otras formas, existen espacios huecos que unidos entre sí forman canales de pequeño diámetro, de dimensiones capilares. El movimiento de fluidos a través de estos canales capilares es diferente al de las tuberías de diámetro grande. Son muchas las variables que intervienen en la hidrodinámica de fluidos a través de medios porosos, y aunque hubo varios intentos de establecer ecuaciones, éstas no resultaron de uso práctico.

**Figura 2.1** Dispositivo utilizado para la obtención de la ley de Darcy



**Fuente:** Herrera Herrera; Ingeniería de Reservorios I Contenido Temático por Capítulos; 2009.

La ley de Darcy ha sido el punto de partida para el desarrollo de la Ingeniería de Yacimientos tal como se la conoce en las últimas décadas. Henry Darcy no estaba

relacionado con la industria petrolera, pero estableció esta ley en forma netamente experimental para representar el flujo de agua a través de un sistema de arena empacada y poder calcular de ese modo la velocidad de flujo. Darcy observó en su experimento, que la velocidad de flujo era directamente proporcional a la diferencia de presiones (en realidad alturas piezométricas) e inversamente proporcional a la longitud del medio poroso.

La característica de permeabilidad de un medio poroso es el resultado de un descubrimiento empírico hecho por el famoso hidrólogo francés Darcy (1856). Dicha característica se relaciona proporcionalmente el caudal de flujo del fluido en movimiento a la carga hidrostática del fluido aumentada por la presión ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el flujo sobre un trayecto una cierta longitud. (Pirson S.1958)

## **2.2. Propiedades de las rocas y de los fluidos**

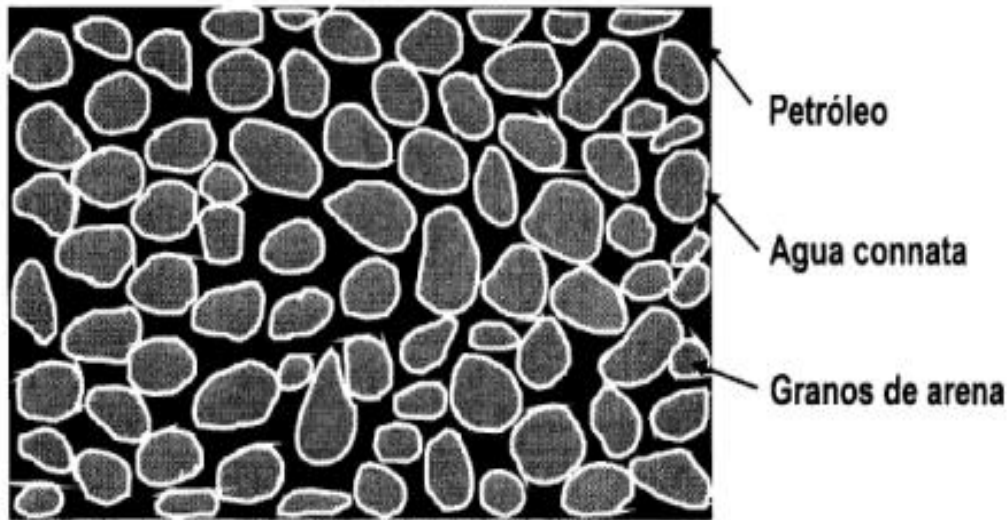
Un requisito fundamental para poder comprender el comportamiento del desplazamiento inmiscible de un fluido por otro es conocer las propiedades de las rocas del yacimiento, sobre todo las que son relativas al flujo de dos fases.

### **2.2.1. Fuerzas capilares**

#### **2.2.1.1. Tensión superficial e interfacial**

Cuando en un medio poroso coexisten dos fases inmiscibles, la energía de superficie relacionada con las interfaces de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento. Como se muestra en la figura 2.2, el agua y el petróleo coexisten en el yacimiento a pesar de que este no se haya invadido con agua. Aun en el caso que el agua sea inmóvil, las fuerzas interfaciales pueden tener influencia en los procesos de flujo subsiguientes. Si el yacimiento ha sido invadido con agua o tiene la influencia de un acuífero, se obtendrán altas saturaciones de agua y la fase de esta será móvil. (París de Ferrer M, 2001)

**Figura 2.2.** Vista microscópica de un sistema roca fluido (Según Green y Willhie)

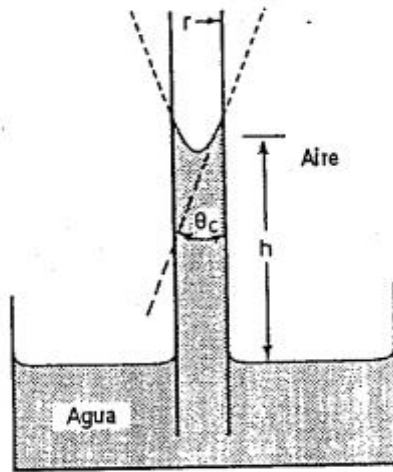


**Fuente:** París de Ferrer M.; Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos; 2001.

Una superficie libre de un líquido se ilustra en la Figura 2.3, donde A, B y C representan moléculas del líquido. Las moléculas como A, que se encuentran en la parte más baja de la superficie, en promedio, son atraídas igualmente en todas direcciones por las fuerzas de cohesión y su movimiento no tiende a ser afectado por ellas. En cambio, las moléculas B y C que se encuentran en la interfase agua-aire, o cerca de ella, si lo están: una fuerza tiende a bajar las moléculas y que se mantengan dentro del líquido, mientras que la superficie actúa como una membrana tensa que tiende a reducirse lo más posible. (París de Ferrer M, 2001)

El término tensión superficial se utiliza usualmente para el caso específico donde la superficie de contacto es entre un líquido y su vapor o aire; así, por ejemplo, la tensión superficial del agua en contacto con su vapor y a la temperatura ambiente, es de 73 dinas/cm. Si la superficie es entre dos líquidos inmiscibles, se usa la expresión tensión interfacial (TIF); así, la TIF entre el agua y los hidrocarburos puros varía entre 30 y 50 dinas/cm, mientras que en las mezclas de hidrocarburos será menor, dependiendo de la naturaleza y complejidad del líquido. Ambas tensiones varían fuertemente según la temperatura. (París de Ferrer M, 2001)

**Figura 2.3.** Uso de un tubo capilar para determinar la tensión superficial



**Fuente:** París de Ferrer M.; Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos; 2001.

Una de las formas más simples para medir la tensión de superficie de un líquido es usando un tubo capilar, tal como se muestra en la Figura 2.3. Cuando un tubo capilar de radio " $r$ " se coloca en un recipiente con agua, ésta se elevará en el capilar a una cierta altura  $h$ , como resultado de las diferentes fuerzas que actúan a través de la curvatura del menisco. En condiciones estáticas, la fuerza que genera la tensión superficial se balanceará con la fuerza de gravedad que actúa sobre la columna del fluido. Así, si se puede medir el ángulo  $\theta$ , (a través del líquido) y la altura de la columna de fluido para un determinado radio de capilar, entonces se puede determinar la tensión de superficie. (París de Ferrer M, 2001)

### 2.2.1.2. Humectabilidad

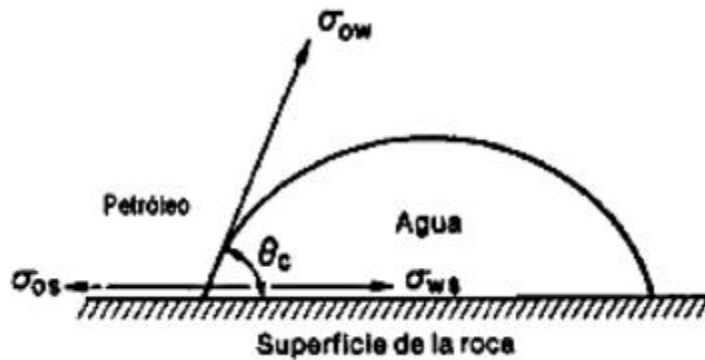
También conocida como mojabilidad, es una propiedad importante pues afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento de las rocas yacimiento.

Podemos definirla como la habilidad de la fase de un fluido para poder adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de una segunda fase inmiscible. En un yacimiento, la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, petróleo y gas.

Una medida de la humectabilidad es el ángulo de contacto  $\Phi_c$ , el cual se relaciona con las energías de superficie, se representa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de los dos fluidos con la superficie sólida, lo cual genera una

tensión de adhesión,  $A_t$ , tal como se muestra en la figura 2.4. (París de Ferrer M, 2001)

**Figura 2.4.** Fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y un sólido



**Fuente:** París de Ferrer M.; Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos; 2001.

Factores que pueden ser afectados por la humectabilidad:

- La localización y la saturación de agua irreducible.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, esto es, la localización del petróleo y del agua en el espacio poroso.
- El valor y la localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

### 2.2.1.3. Presión capilar

Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca. Si se toma positiva entonces es la presión de la fase no mojante menos la presión de la mojante (París de Ferrer M, 2001), es decir:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

$P_m$  es la presión de la fase mojante

$P_{nm}$  es la presión de la fase no mojante

Y para sistemas agua- gas y gas-petróleo se tiene respectivamente:

$$P_c = P_o - P_w \quad (\text{Ec. 2.2})$$

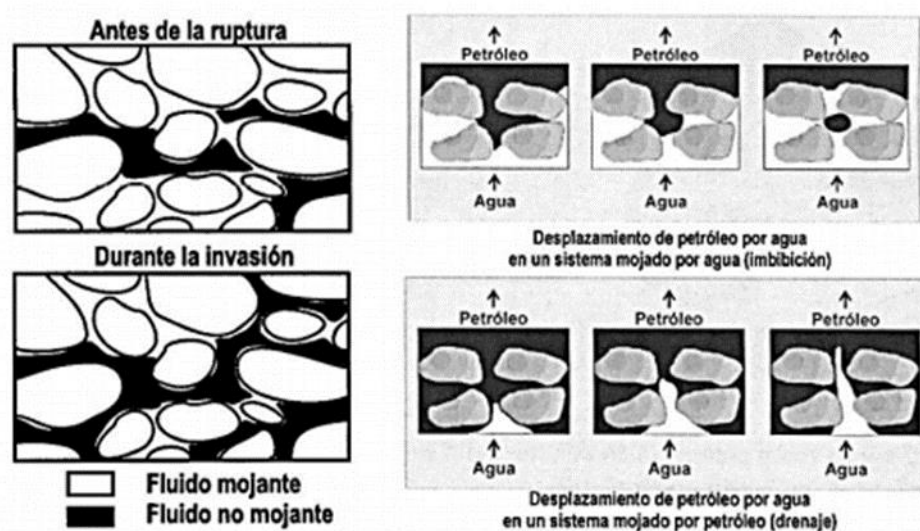
$$P_c = P_g - P_o \quad (\text{Ec. 2.3})$$

### 2.3. Distribución de los fluidos en el yacimiento

Antes de 1950, la idea convencional de la distribución de los fluidos en un medio poroso consistía en suponer la fase mojante fluyendo cercana a la roca y la fase no mojante fluyendo dentro de la fase mojante, pero sin entrar en contacto con la roca. En otras palabras, se presumía que las dos fases, mojante y no mojante, fluyen simultáneamente en un mismo canal de flujo o abertura porosa. Aunque esta idea condujo a muchos de los desarrollos sobre permeabilidades relativas, fue considerada errónea a partir de 1950, cuando con base en observaciones microscópicas se estableció la teoría de los canales de flujo.

Esta teoría considera que cada fluido que satura la roca se mueve a través de su propia red de canales de flujo interconectados. El agua se moverá en una red de canales y el petróleo en otra red diferente, como se observa a continuación en la Figura 2.5.

**Figura 2.5.** Distribución de los fluidos en el medio poroso.



**Fuente:** París de Ferrer M.; Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos; 2001.



Los canales varían en diámetro y están limitados por interfases líquido-líquido o por interfases sólido-líquido. Con un cambio en saturación, la geometría de los canales de flujo se puede ver alterada con un cambio en la saturación. Cuando la saturación del fluido no mojante es aumentada, el número de canales de flujo de petróleo aumenta y el correspondiente al agua disminuye.

La distribución de los fluidos en un yacimiento depende tanto de la saturación de cada fase como de la dirección del cambio de saturación. Así la inyección de agua en un yacimiento mojado por agua es un proceso de imbibición, mientras que esta, en un yacimiento humectado por petróleo es un proceso de drenaje. Es decir, a la distribución de los fluidos le afecta principalmente, la humectabilidad preferencial y la historia del cambio de saturación. (París de Ferrer M, 2001)

## **2.4. Porosidad**

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (la propiedad inversa a la porosidad es la compacidad). Matemáticamente:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

$V_p$  es volumen poroso

$V_t$  es volumen total

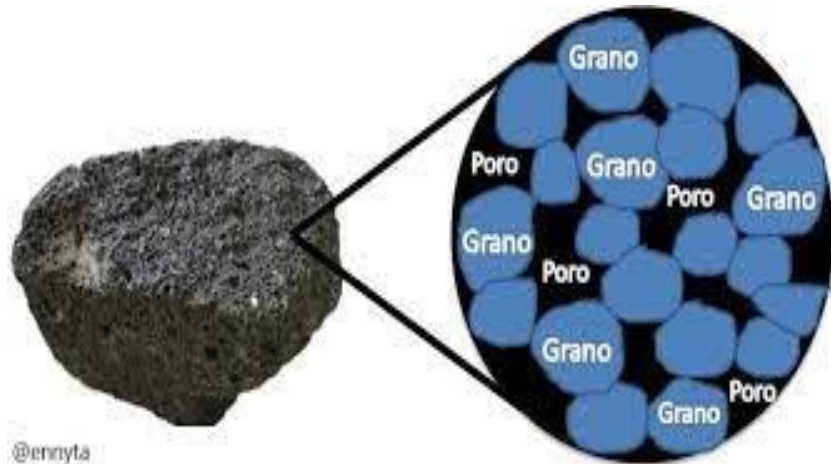
De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.

### **2.4.1. Clasificación de Ingeniería de la porosidad**

Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados. Esto conlleva a clasificar la

porosidad en absoluta y efectiva dependiendo de qué espacios porales se miden durante la determinación del volumen de estos espacios porosos. (París de Ferrer M, 2001)

**Figura 2.6.** Porosidad como característica petrofísica de las rocas.



**Fuente:** Tabalera Ennyta; The Steemit Crypto Academy; 2017.

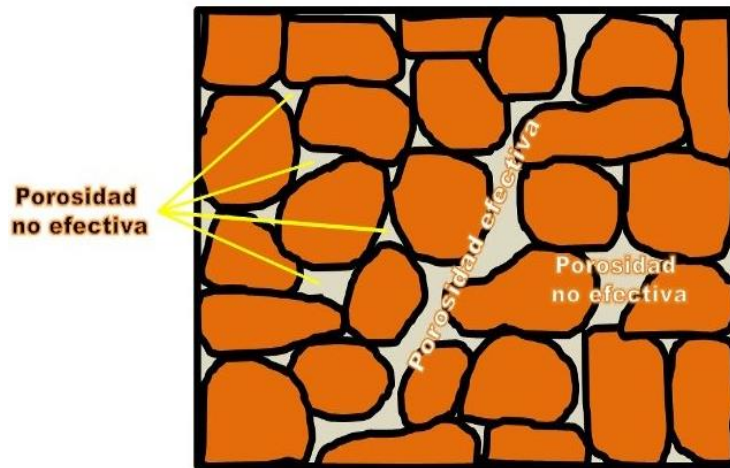
#### **2.4.1.1. Porosidad absoluta**

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La lava es un ejemplo típico de esto. (París de Ferrer M, 2001)

#### **2.4.1.2. Porosidad efectiva**

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros. (París de Ferrer M, 2001)

**Figura 2.7.** Porosidad efectiva y no efectiva



Fuente: Tabalera Ennyta; The Steemit Crypto Academy; 2017.

#### 2.4.1.3. Porosidad no efectiva

Es la diferencia que existe entre las porosidad absoluta y efectiva.

#### 2.5. Permeabilidad

La permeabilidad, denotada por  $k$ , es la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos. (Paris de Ferrer M, 2009)

Es la propiedad de un yacimiento que describe la manera en que un fluido fluye a través del medio poroso. Se conoce que la permeabilidad se determina por la cantidad y el tamaño de los poros dentro del yacimiento, los cuales, a su vez, dependen también del tamaño de las partículas que forman el medio, la cantidad de carga en el medio y la cantidad de cemento añadido tras la deposición. La permeabilidad es también la más variable de las propiedades petrofísicas de un yacimiento, son comunes las variaciones del orden de 1000 o más, entre el mínimo

y el máximo. Todos los yacimientos generalmente muestran una significativa heterogeneidad en su permeabilidad, aunque algunas regiones dentro de un yacimiento pueden ser muy homogéneas. Según Pirson (1958), la cantidad, distribución y clase de arcilla presente en la roca de acumulación tiene un efecto considerable sobre la permeabilidad a líquidos, especialmente si el fluido reacciona con las arcillas. Sin embargo, el agua que fluye a través de un medio poroso controlan el estado físico de las arcillas. El término puede referirse a muchos tipos de mediciones debido a que puede ser efectiva o absoluta, horizontal o vertical. Cuando un solo fluido fluye a través de la formación, se puede medir una permeabilidad absoluta que es más o menos independiente del fluido. Por otro lado, cuando dos o más fluidos están presentes, cada uno reduce la capacidad de fluir del otro. La permeabilidad efectiva es la permeabilidad de cada fluido en presencia de los otros, y la permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. (Pirson S.1958).

### **2.5.1. Tipos de permeabilidades**

En las discusiones anteriores sobre la ley de Darcy y la determinación de la permeabilidad absoluta, siempre se consideró que el medio poroso se encontraba saturado totalmente con una sola fase, esto es, 100% de saturación. Sin embargo, en los yacimientos de hidrocarburos, las rocas están saturadas con dos o más fluidos. Por lo tanto, el concepto de permeabilidad absoluta debe modificarse para describir el comportamiento de flujo cuando más de un fluido está presente en el yacimiento. Así pues, cuando una muestra de un núcleo está parcialmente saturada con un fluido (diferente al de la prueba) y ambas saturaciones se mantienen constantes a través del flujo, la medida de permeabilidad al fluido de la prueba estará por debajo de la medida que se obtendría si el núcleo estuviese saturado 100% con el fluido de la prueba.

A medida que la saturación de una fase disminuye, la permeabilidad a esa fase también disminuye. La permeabilidad medida se refiere como la permeabilidad efectiva y es una medida de la conductancia del medio poroso hacia un fluido cuando está saturado con más de uno. Esto implica que es una propiedad asociada

con cada fluido del yacimiento, esto es, gas, petróleo y agua, cuyas permeabilidades efectivas se representan por:

- $k_g$  = permeabilidad efectiva al gas
- $k_o$  = permeabilidad efectiva al petróleo
- $k_w$  = permeabilidad efectiva al agua

Es conveniente señalar que una característica de las permeabilidades efectivas de múltiples fases es que la suma de ellas siempre es menor o igual a la permeabilidad absoluta, esto es,  $k_g + k_o + k_w \leq k$

Las permeabilidades efectivas se miden normalmente en el laboratorio en pequeñas muestras de núcleos y usualmente los datos son reportados como permeabilidades relativas.

Estas últimas se definen como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a una determinada saturación con respecto a la permeabilidad a una saturación 100%. Las expresiones más usadas para esta definición son:  $\frac{k_g}{k}$ ,  $\frac{k_o}{k}$ ,  $\frac{k_w}{k}$ , las cuales representan la permeabilidad relativa al gas, al petróleo y al agua, respectivamente. Como  $k$  es una constante para un medio poroso dado, la permeabilidad relativa varía con la saturación del fluido en la misma forma que la permeabilidad efectiva. Dicha variación va desde cero a un valor bajo de saturación hasta un valor de 1 a 100% de saturación del fluido. Por lo tanto, la permeabilidad relativa se puede expresar así:

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad \text{(Ec. 2.5)}$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad \text{(Ec. 2.6)}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad \text{(Ec. 2.7)}$$

Estas son fórmulas que representan las permeabilidades relativas al gas, al petróleo y al agua, respectivamente.

Resumiendo, se puede concluir que según las fases almacenadas en el medio poroso, la permeabilidad se puede clasificar en tres tipos, a saber:

- Permeabilidad absoluta,  $k$ : Cuando existe una sola fase, la cual satura 100% el medio poroso.
- Permeabilidad efectiva,  $k_i$ : Cuando existe más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente ( $i$  = petróleo, gas o agua). Esta permeabilidad es función de la saturación del fluido considerado y, como es lógico suponer, será siempre menor que la permeabilidad absoluta.
- Permeabilidad relativa,  $k_{ri}$  Se refiere a la relación entre la efectiva y la absoluta. Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido y siempre será menor o igual a la unidad ( $i$  = petróleo, gas o agua).

## 2.6. Procedimiento para el uso de datos de permeabilidad relativa

Tanto la permeabilidad efectiva como la relativa requieren del conocimiento previo de la saturación de cada una de las fases, que a su vez depende de las características de mojabilidad de la roca y de su historia de saturación. Cuando en un medio poroso se tiene flujo multifásico, el concepto de permeabilidad debe ser aplicado a cada fase por separado. Para un sistema bifásico se encuentra que las permeabilidades asociadas a cada fase son función de la saturación. En el caso de tres fluidos fluyendo a través del medio poroso se tiene el mismo comportamiento. La determinación de la permeabilidad relativa es un problema complejo que depende fuertemente de la geometría de la roca y su interacción con los fluidos del yacimiento (mojabilidad). Un análisis detallado del significado de cada una de las regiones de saturación que se encuentran en la curva de permeabilidad relativa, que para un sistema agua-petróleo mojando el agua se resume a continuación:

- Baja saturación de la fase mojante, esta región es de especial interés en el diseño de algunos procesos de recuperación de petróleo.
- Saturaciones medias, aquí la suma de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  es menor que uno, por lo tanto, con dos fases inmiscibles en un medio poroso, cada fase obstaculiza el flujo de la otra. En esta región (saturaciones mayores que  $S_{wi}$ ) la fase mojante fluirá si existe una diferencia de presión a través de la muestra. A

medida que  $S_w$  aumenta, también aumenta la tasa de flujo de agua y por lo tanto la permeabilidad relativa.

- Alta saturación de la fase mojante, región que usualmente solo tiene interés académico. Cuando la saturación de petróleo es menor que  $S_{or}$ , esta fase forma islas y la saturación de agua es funicular. Esas condiciones no deben alcanzarse en un yacimiento bajo condiciones de operaciones normales de recuperación primaria o secundaria

En el caso de un sistema gas-petróleo, al igual que el caso de sistemas agua-petróleo, un gráfico de permeabilidad relativa tendrá la misma forma, pero con el eje vertical entre 0 a uno en lugar de 0 a  $k$ . Usando el mismo razonamiento aplicado para el sistema agua-petróleo, las formas de la curva indican que el petróleo es la fase mojante en este sistema, y el gas representa la fase no mojante. Sin embargo, el gas puede existir dentro del fase mojante, de hecho, en la mayoría de las situaciones de interés práctico, tres fases están presentes (agua, gas, petróleo). En el caso donde el gas y el petróleo son de mayor importancia, la suposición de que el agua presente no excede su valor de saturación irreducible es necesaria.

Con la suposición anterior, el agua debe ser considerada como inmóvil, sirviendo solamente para reducir el espacio poroso y simplificando la configuración de poros. La saturación de petróleo o gas sobre el espacio poroso total puede determinarse multiplicando cada saturación por  $(1 - S_{wi})$  la cual es la fracción del volumen total de poro que realmente ocupan los hidrocarburos. Si se descubre una zona de petróleo con saturación de gas libre igual a cero, en condiciones originales, cualquier zona de gas libre en el yacimiento estará por encima de la zona de petróleo en la brecha de gas. Con la producción la presión de gas declina. Si la caída de presión es lo suficientemente baja (hasta el punto de burbujeo), el gas libre comienza a ser liberado desde el petróleo. Por lo tanto, a medida que disminuye la presión por debajo del punto de burbujeo,  $S_g$  aumenta en la zona de petróleo.

La saturación de gas en equilibrio,  $S_{gc}$  (también llamada saturación crítica de gas), representa la saturación a la cual se obtiene el primer valor de permeabilidad al gas. Pueden existir saturaciones de gas menores como bolsillos aislados los cuales no

son continuos, pero a la saturación de gas critica, se forman un filamento continuo el cual permite el flujo de gas dentro del medio poroso. De modo similar, la disminución de permeabilidad a la fase petróleo ocurre cuando la saturación de este se reduce a su valor de saturación residual ( $S_{or}$ ).

El dato que se utiliza en los cálculos de ingeniería de yacimiento (especialmente con mecanismos de conducción de gas) es la razón  $kg/ko$ . En general se hace la gráfica de la razón  $kg/ko$  en función de la saturación de líquido. Sin embargo, se encuentran gráficos en función de la saturación de gas. La permeabilidad relativa está afectada por factores que inciden directamente sobre las medidas experimentales y el comportamiento del flujo en el medio poroso, entre estos destacan:

- Gradiente de presión
- Expansión de gas en pruebas a condiciones normales
- Migración de saturaciones parciales de una fase
- Características de mojado del sistema
- Historia de saturación de los fluidos
- Temperatura
- Presión de poro y presión de confinamiento
- Tamaño finito de las muestras analizadas en el laboratorio
- Composición de los fluidos
- Migración de finos
- Presencia de asfáltenos

Para hacer una predicción del comportamiento futuro de un yacimiento, se necesitan relaciones de permeabilidad relativa de los fluidos envueltos en el sistema. Existen tres métodos para determinar curvas de permeabilidad relativa:

- A partir de medidas en el laboratorio
- A partir de correlaciones publicadas
- A partir de datos de campo

Es importante destacar que obtener experimentalmente datos representativos del yacimiento es muy difícil, ya que el trabajo experimental involucra un número limitado de pequeñas muestras. Cuando no se tienen datos experimentales, se usan



correlaciones generalizadas para representar la permeabilidad relativa de la formación. Para muchos yacimientos, los datos de permeabilidad relativa se derivan a partir de la data de producción. La intrusión de fluidos procedentes de otras formaciones de agua o gas pueden invalidar los datos. Se necesita, por lo tanto, que la producción del yacimiento sea lo suficientemente alta para que la data sea confiable. Esta técnica solamente provee razones  $k_g/k_o$  y no las permeabilidades efectivas por separado. En sistemas agua-petróleo, cuando no se dispone de datos de laboratorio, deben usarse correlaciones en lugar de datos de producción debido a:

- Las ecuaciones usadas para predecir el comportamiento del desplazamiento de agua necesitan además de la razón  $k_o/k_w$ , la relación  $k_{ro}$  en función de la saturación.
- Muchos yacimientos no producen con mecanismos de inyección de agua, por consiguiente, se requiere gran cantidad de datos de producción para generar suficientes datos de permeabilidad relativa.
- Existen mecanismos de transporte de agua hacia el pozo de producción.

En lugar de utilizar datos de campo, se usan correlaciones. Un problema con esta aproximación para sistemas agua-petróleo es la ecuación de saturación. En general, un yacimiento no contiene agua en todos sus puntos, sino que ésta proviene desde alguna región (capa) o desde el fondo, por lo tanto, no existe una ecuación adecuada que proporcione la información precisa acerca del estado de saturación. Se han derivados ecuaciones para el sistema gas-petróleo que pueden extenderse a los sistemas agua-petróleo. (Portal del petróleo, 2012)

## **2.7. Curvas de permeabilidad relativa**

Las curvas de permeabilidad relativa representan de manera gráfica el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso. Se definen por parámetros físicos de la roca como: distribución del tamaño de grano, mineralogía de la roca, contenido y tipo de arcillas, parámetros de la interacción roca fluidos como tensión interfacial, presión capilar, mojabilidad, historia de saturación, entre otros.

Estos parámetros físicos se ven representados gráficamente por: la curvatura de las curvas, y la ubicación de los puntos finales.

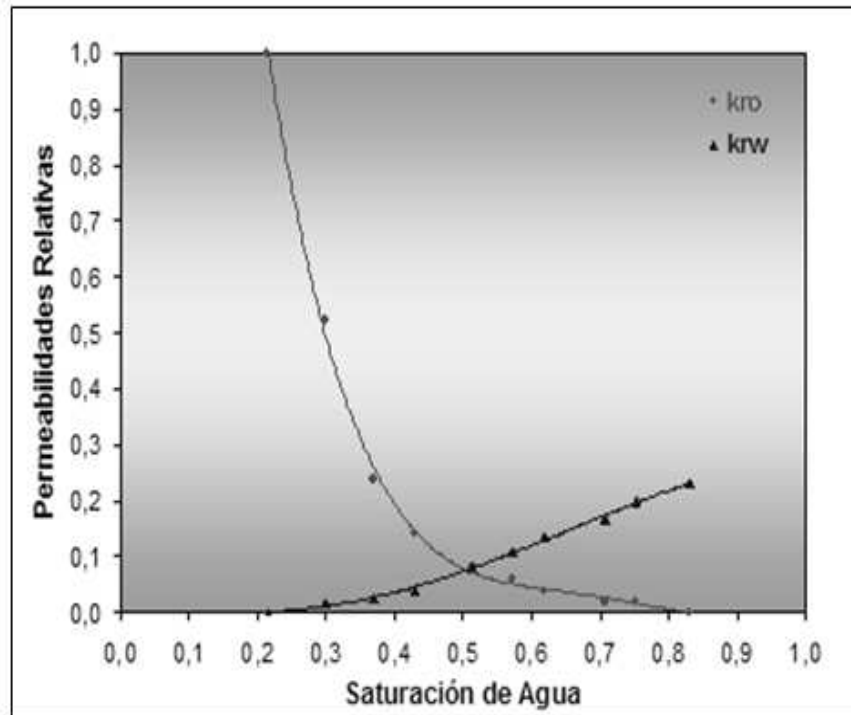
## 2.8. Reconocimiento de datos válidos

Es importante aprender a reconocer las denominadas “curvas buenas” de permeabilidad relativa ( $k_r$ ), para ello es necesario tener claro las características de dichas curvas, que para el sistema agua-petróleo se muestran en la Figura 2.8, donde se representan las medidas realizadas en una muestra de roca de yacimiento que contenía petróleo ( $S_o$ ) y agua irreducible ( $S_{wi}$ ). Previo al desplazamiento de petróleo con agua (ciclo de drenaje), se determina la permeabilidad efectiva al crudo, cuyo valor es empleado como permeabilidad de referencia en los cálculos de las permeabilidades relativas al crudo,  $k_{ro}$ , y al agua,  $k_{rw}$ . Las dos curvas de permeabilidad relativa se determinan simultáneamente a medida que la saturación de agua aumenta. Para reconocer datos válidos se debe chequear el cumplimiento de las siguientes características presentes en una buena curva de permeabilidad relativa:

- $k_{ro} = 1$  cuando  $S_w = S_{wi}$ .
- Las saturaciones residuales son mayores que cero (usualmente  $S_{or} > S_{wi}$ ).
- El valor máximo de permeabilidad relativa de la fase mojante (ej.  $k_{rw}$ ) es menor que la  $k_r$  máxima de la fase no-mojante (ej.  $k_{ro}$ ).
- La suma de ambas curvas tiene un mínimo.
- Las curvas son monótonas y no-lineales. Para muestras homogéneas las curvas son suaves. La curva de  $k_{ro}$  siempre decrece con  $S_w$  en tanto que  $k_{rw}$  siempre es creciente.
- La fase no-mojante exhibe una curva  $S$ , mientras que la mojante es una curva cóncava.

- Una característica importante de las curvas de  $k_r$  es el valor de  $k_{rw}$  en situación de  $S_{or}$ , que en la gráfica está referida como “punto final de  $k_{rw}$ ”.

**Figura 2.8.** Curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.

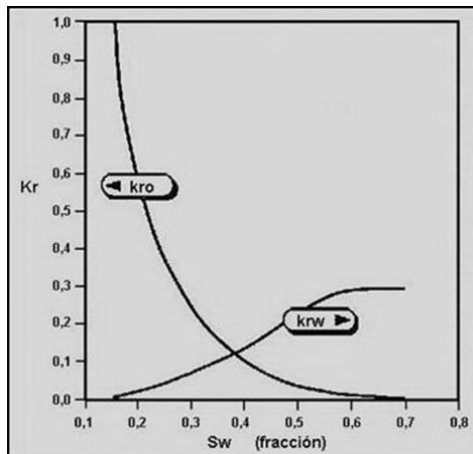


**Fuente:** Portal del petróleo; Curvas de Permeabilidad Relativa Parte I: Introducción; 2012.

La saturación de crudo al final de la prueba, conocida como saturación de crudo residual ( $S_{or}$ ), puede ser un término ambiguo y debe emplearse cuidadosamente. Se sospecha de un resultado no confiable cuando (Figura 2.9.):

- Se presenta una curvatura pequeña para bajas  $S_w$ .
- La curva  $k_{rw}$  es cóncava hacia abajo para altas  $S_w$ .

**Figura 2.9.** Ejemplo de resultados no confiables.

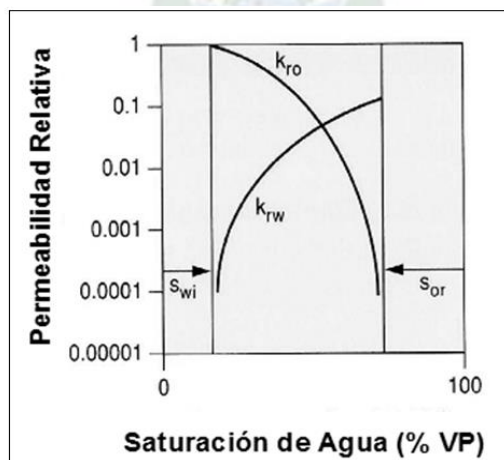


**Fuente:** Portal del petróleo; Curvas de Permeabilidad Relativa Parte I: Introducción; 2012.

En general las curvas de  $k_r$  se grafican en escala lineal, sin embargo, es recomendable hacer una curva suplementaria en escala logarítmica (Figura 2.10), este tipo de gráfico es útil en la construcción de una curva de  $k_{ro}$  suave para bajas saturaciones de agua, ya que es en esta zona donde existe gran dificultad experimental y por lo tanto pocos datos.

La curva en escala logarítmica también es muy útil para validar la calidad de los datos experimentales, en particular para acceso a valores de  $k_{ro}$  a bajas saturaciones de crudo. Adicionalmente, puede servir como criterio de validación cuando se debe extender la curva hasta saturaciones de crudo muy bajas.

**Figura 2.10.** Curvas de permeabilidad relativa en escala logarítmica.



**Fuente:** Portal del petróleo; Curvas de Permeabilidad Relativa Parte I: Introducción; 2012.

## 2.9. Permeabilidad Relativa en Sistemas bifásicos

Cuando una fase humectante y una no humectante fluyen juntas en una roca reservorio, cada fase sigue caminos separados y distintos. La distribución de las dos fases de acuerdo con sus características humectantes da como resultado permeabilidades relativas características humectantes y no humectantes. Dado que la fase de humectación ocupa las aberturas de poro más pequeñas en pequeñas saturaciones y estas aberturas de poro no contribuyen materialmente al flujo, se deduce que la presencia de una pequeña saturación de la fase de humectación afectará la permeabilidad de la fase no humectante sólo en un grado limitado. Dado que la fase no humectante ocupa las aberturas de los poros centrales o más grandes que contribuyen materialmente al flujo de fluido a través del depósito, una pequeña saturación de la fase no humectante reducirá drásticamente la permeabilidad de la fase humectante. La Figura 2.11 presenta un conjunto típico de curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo en el que el agua se considera la fase de humectación. La Figura 2.11 muestra los siguientes cuatro puntos distintos y significativos:

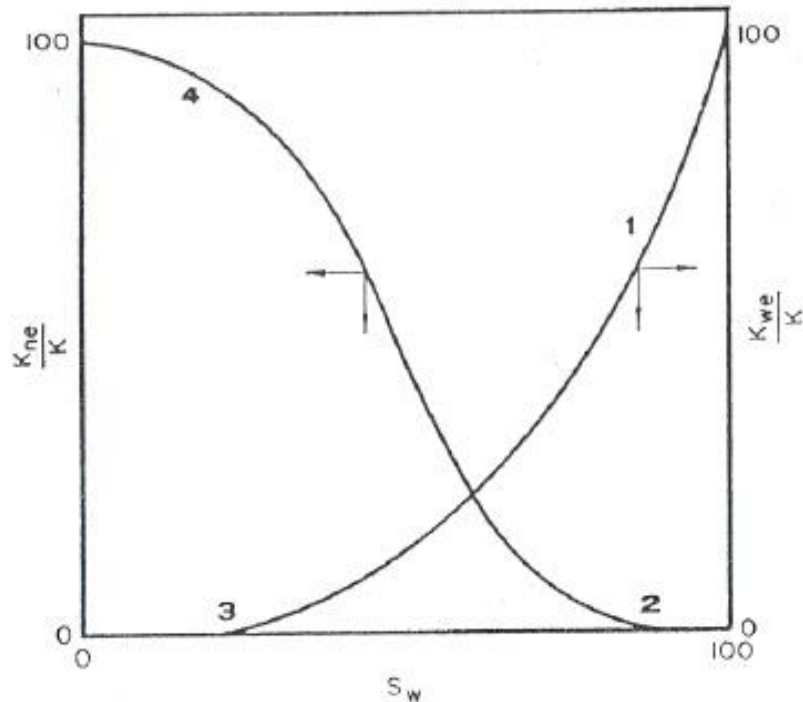
- Punto 1

El punto 1 sobre la permeabilidad relativa de la fase humectante muestra que una pequeña saturación de la fase no humectante reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase humectante. La razón de esto es que la fase no humectante ocupa los espacios porosos más grandes y es en estos espacios porosos grandes donde se produce el flujo con la menor dificultad.

- Punto 2

El punto 2 de la curva de permeabilidad relativa de la fase no humectante muestra que la fase no humectante comienza a fluir en la saturación relativamente baja de la fase no humectante. La saturación del petróleo en este punto se denomina saturación de petróleo crítica  $S_{oc}$

**Figura 2.11.** Comportamiento típico de flujo de dos fases.



**Fuente:** Ahmed Tarek.; Reservoir Engineering Handbook; 2001.

- Punto 3

El punto 3 de la curva de permeabilidad relativa de la fase de humectación muestra que la fase de humectación dejará de fluir con una saturación relativamente grande. Esto se debe a que la fase de humectación ocupa preferentemente los espacios porosos más pequeños, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación del agua en este punto se conoce como saturación de agua irreducible  $S_{wir}$  o saturación de agua connata  $S_{wi}$ ; ambos términos se usan indistintamente.

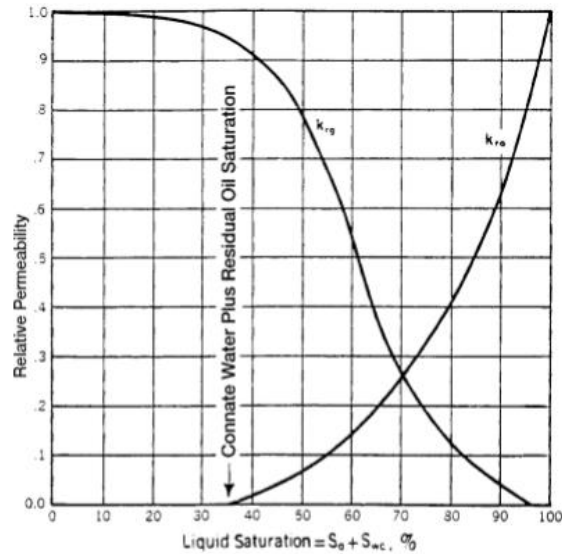
- Punto 4

El punto 4 de la curva de permeabilidad relativa de la fase no humectante muestra que, en las saturaciones más bajas de la fase humectante, los cambios en la saturación de la fase humectante tienen solo un pequeño efecto sobre la magnitud de la curva de permeabilidad relativa de la fase no humectante. La razón del fenómeno en el punto 4 es que, en las saturaciones bajas, el fluido de la fase de humectación ocupa los espacios porosos pequeños que no contribuyen

materialmente al flujo, por lo tanto, el cambio de la saturación en estos espacios porosos pequeños tiene un efecto relativamente pequeño en el flujo de la fase no humectante. Este proceso también podría haberse visualizado al revés. Cabe señalar que este ejemplo describe el petróleo como no humectante y el agua como humectante. Las formas de las curvas que se muestran son típicas de las fases de humectación y no humectación y pueden invertirse mentalmente para visualizar el comportamiento de un sistema humedecido por petróleo. Se debe tener en cuenta también que la permeabilidad total a ambas fases  $k_{rw} + k_{ro}$ , es menor que 1, en las regiones B y C.

La discusión anterior también se puede aplicar a los datos de permeabilidad relativa de gas-petróleo, como puede verse para un conjunto típico de datos en la Figura 2.16. Se debe tener en cuenta que esto podría denominarse permeabilidad relativa gas-líquido, ya que se representa frente a la saturación del líquido. Esto es típico de los datos de permeabilidad relativa de gas-petróleo en presencia de agua connata. Dado que el agua connata (irreducible) normalmente ocupa los poros más pequeños en presencia de petróleo y gas, parece haber poca diferencia si el agua o el petróleo, que también estaría inmóvil en estos pequeños poros, ocupan estos poros. En consecuencia, al aplicar los datos de permeabilidad relativa de gas-petróleo a un yacimiento, la saturación de líquido total se usa normalmente como base para evaluar la permeabilidad relativa al gas y al petróleo. Se tiene en cuenta que la curva de permeabilidad relativa que representa el petróleo cambia completamente de la forma de la curva de permeabilidad relativa del petróleo en el sistema agua-petróleo. En el sistema agua-petróleo, como se señaló anteriormente, el petróleo es normalmente la fase no humectante, mientras que en presencia de gas el petróleo es la fase humectante. En consecuencia, en presencia de agua solamente, la curva de permeabilidad relativa del petróleo toma forma de "S" mientras que en presencia de gas la curva de permeabilidad relativa del petróleo toma la forma de la fase de humectación, o es cóncava hacia arriba. Se debe tener en cuenta además que la saturación de gas crítica  $S_{gc}$  es generalmente muy pequeña.

**Figura 2.12.** Curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo.



**Fuente:** Ahmed Tarek.; Reservoir Engineering Handbook; 2001.

Otro fenómeno importante asociado con el flujo de fluidos a través de medios porosos es el concepto de saturaciones residuales. Como cuando un fluido inmisible está desplazando a otro, es imposible reducir la saturación del fluido desplazado a cero. En una pequeña saturación, que se supone que es la saturación en la que la fase desplazada deja de ser continua, el flujo de la fase desplazada cesará. Esta saturación a menudo se denomina saturación residual. Este es un concepto importante ya que determina la recuperación máxima del embalse. Por el contrario, un fluido debe desarrollar una cierta saturación mínima antes de que la fase comience a fluir. Esto es evidente al examinar las curvas de permeabilidad relativa que se muestran en la Figura 2.12. La saturación a la que un fluido comenzará a fluir se llama saturación crítica. En teoría, la saturación crítica y la saturación residual deberían ser exactamente iguales para cualquier fluido; sin embargo, no son idénticos. La saturación crítica se mide en la dirección de aumentar la saturación, mientras que la saturación irreducible se mide en la dirección de reducir la saturación. Por tanto, las historias de saturación de las dos medidas son diferentes. Como se discutió para los datos de presión capilar, también hay un efecto de historial de saturación para la permeabilidad relativa. El efecto del historial de saturación sobre la permeabilidad relativa se ilustra en la Figura 2.17. Si la



muestra de roca está inicialmente saturada con la fase de humectación (por ejemplo, agua) y los datos de permeabilidad relativa se obtienen disminuyendo la saturación de la fase de humectación mientras fluye fluido no humectante (por ejemplo, petróleo) en el núcleo, el proceso se clasifica como drenaje o desaturación. Si los datos se obtienen aumentando la saturación de la fase de humectación, el proceso se denomina imbibición o re-saturación. La nomenclatura es coherente con la utilizada en relación con la presión capilar. Esta diferencia de permeabilidad al cambiar el historial de saturación se llama histéresis. Dado que las mediciones de permeabilidad relativa están sujetas a histéresis, es importante duplicar, en el laboratorio, el historial de saturación del yacimiento.

### **2.9.1. Proceso de drenaje**

En general, se acepta que los espacios porosos de las rocas del reservorio se llenaron originalmente con agua, después de lo cual el petróleo se movió al reservorio, desplazando parte del agua y reduciendo el agua a cierta saturación residual. Cuando se descubren, los espacios porosos del depósito se llenan con una saturación de agua connata y una saturación de petróleo. Si el gas es el agente de desplazamiento, entonces el gas entra en el depósito y desplaza el petróleo. Este mismo historial debe duplicarse en el laboratorio para eliminar los efectos de la histéresis. El procedimiento de laboratorio es primero saturar el núcleo con agua, luego desplazar el agua a una saturación de agua residual, o connata, con petróleo, después de lo cual el petróleo en el núcleo es desplazado por gas. Este proceso de flujo se denomina proceso de agotamiento de impulsión de gas o drenaje. En el proceso de agotamiento de la impulsión de gas, el fluido de la fase no humectante aumenta continuamente y el fluido de la fase humectante disminuye continuamente.

### **2.9.2. Proceso de imbibición**

El proceso de imbibición se realiza en el laboratorio saturando primero el núcleo con agua (fase de humectación) y luego desplazando el agua a su saturación irreducible (connata) mediante inyección de petróleo. Este procedimiento de "drenaje" está

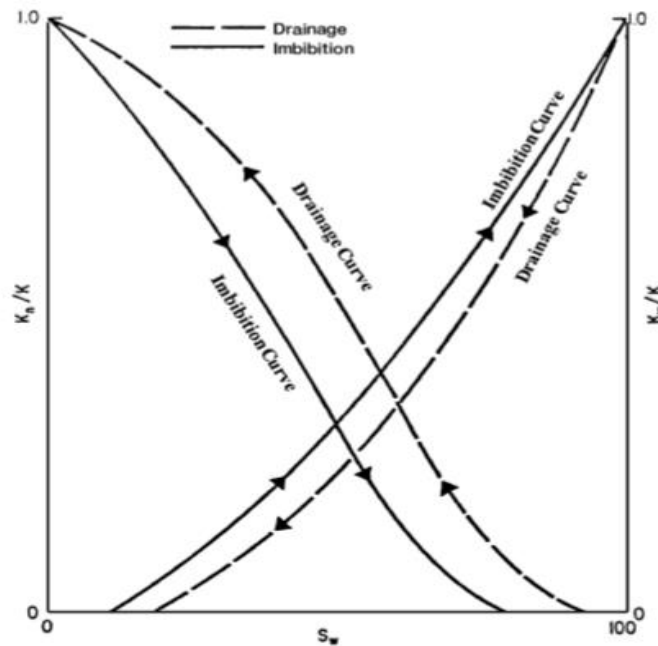
diseñado para establecer las saturaciones de fluido originales que se encuentran cuando se descubre el yacimiento. La fase humectante (agua) se reintroduce en el núcleo y el agua (fase humectante) se incrementa continuamente. Este es el proceso de imbibición y está destinado a producir los datos de permeabilidad relativa necesarios para los cálculos de impulsión de agua o inundación de agua. La Figura 2.13 ilustra esquemáticamente la diferencia en 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 de humectación (agua). El método de drenaje hace que la fase de humectación pierda su movilidad a valores más altos de saturación de la fase de humectación que el método de imbibición.

#### **2.10. Correlaciones de permeabilidad relativa de dos fases**

En muchos casos, los datos de permeabilidad relativa de muestras reales del yacimiento en estudio pueden no estar disponibles, en cuyo caso es necesario obtener los datos de permeabilidad relativa deseados de alguna otra manera. Los datos de permeabilidad relativa de campo generalmente se pueden calcular. Sin embargo, los datos de campo no están disponibles para la producción futura y se debe idear algún sustituto. Se han desarrollado varios métodos para calcular las relaciones de permeabilidad relativa. Se han utilizado varios parámetros para calcular las relaciones de permeabilidad relativa, que incluyen:

- Saturaciones iniciales y residuales
- Datos de presión capilar

**Figura 2.13.** Efectos de histéresis en la permeabilidad relativa



**Fuente:** Ahmed Tarek; Reservoir Engineering Handbook; 2001.

Además, la mayoría de las correlaciones propuestas utilizan la saturación de fase efectiva como parámetro de correlación. La saturación de fase efectiva se define mediante el siguiente conjunto de relaciones:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1-S_{wc}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

$S_o^*, S_w^*, S_g^*$  = saturación efectiva de petróleo, agua y gas, respectivamente

$S_o, S_w, S_g$  = saturación de petróleo, agua y gas, respectivamente

$S_{wc}$  = saturación de agua connata (irreducible)

### 2.10.1. Correlación de Wyllie y Gardner

Wyllie y Gardner (1958) observaron que, en algunas rocas, la relación entre la presión capilar recíproca al cuadrado ( $1/P_c^2$ ) y la saturación de agua efectiva  $S_w^*$  es lineal en un amplio rango de saturación. Honapour y col. (1988) tabularon convenientemente las correlaciones de Wyllie y Gardner como se muestra a continuación:

<b>Drenaje Permeabilidades Relativas Petroleo-Agua</b>			
<b>Tipo de formación</b>	$k_{ro}$	$k_{rw}$	<b>Ecuación</b>
Arena no consolidada, bien clasificado	$(1 - S_w^*)$	$(S_w^*)^3$	2.11
Arena no consolidada, mal clasificada	$(1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*1.5})$	$(S_o^*)^{3.5}$	2.12
Arenisca cementada, caliza oolítica	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_w^{*2})$	$(S_o^*)^4$	2.13
<b>Drenaje Permeabilidades Relativas gas-petróleo</b>			
<b>Tipo de formación</b>	$k_{ro}$	$k_{rw}$	<b>Ecuación</b>
Arena no consolidada, bien clasificado	$(S_o^*)^3$	$(1 - S_o^*)^3$	2.14
Arena no consolidada, mal clasificada	$(S_o^*)^{3.5}$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*1.5})$	2.15
Arenisca cementada, caliza oolítica, rocas con porosidad vugular	$(S_o^*)^4$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*2})$	2.16

### 2.10.2. Correlación de Torcaso y Wyllie

Torcaso y Wyllie (1958) desarrollaron una expresión simple para determinar la permeabilidad relativa de la fase petrolera en un sistema gas-petróleo. La expresión

permite el cálculo de  $k_{ro}$  a partir de las medidas de  $k_{rg}$ . La ecuación tiene la siguiente forma:

$$k_{ro} = k_{rg} \left( \frac{(S_o^*)^4}{(1-S_o^*)^2(1-(S_o^*)^2)} \right) \quad (\text{Ec. 2.17})$$

La expresión anterior es muy útil ya que las mediciones de  $k_{rg}$  se realizan fácilmente y las mediciones de  $k_{ro}$  generalmente se realizan con dificultad.

### 2.10.3. Correlacion de Pirson

A partir de consideraciones petrofísicas, Pirson (1958) derivó relaciones para determinar la fase de humectación y no humectación relativa permeabilidad tanto para procesos de imbibición como de drenaje. El generalizado se aplica expresiones para rocas mojadas por agua.

- Para la fase de agua (humectación)

$$k_{ro} = \sqrt{S_w^*} S_w^3 \quad (\text{Ec. 2.18})$$

La expresión anterior es válida tanto para la imbibición como para los procesos de drenaje.

- Para la fase no humectante
- Imbibición

$$(k_r)_{\text{nonwetting}} = \left[ 1 - \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{nw}} \right) \right]^2 \quad (\text{Ec. 2.19})$$

- Drenaje

$$(k_r)_{\text{nonwetting}} = (1 - S_w^*) [1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w}]^{0.5} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Dónde:

$S_{nw}$  = saturación de la fase no humectante

$S_w$  = saturación de agua

$S_w^*$  = saturación de agua efectiva

#### 2.10.4. Método de corey

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

$$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad (\text{Ec. 2.21})$$

$$k_{rg} = (S_g^*)(2 - S_g^*) \quad (\text{Ec. 2.22})$$

#### 2.10.5. Permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar

Rose y Bruce (1949) demostraron que la presión capilar  $P_c$  es una medida de las características fundamentales de la formación y también podría ser utilizado para predecir las permeabilidades relativas. Con base en los conceptos de tortuosidad, Wyllie y Gardner (1958) desarrollaron la siguiente expresión matemática para determinar la permeabilidad relativa agua-petróleo de drenaje a partir de datos de presión capilar:

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wc}}^{S_w} dS_w / P_c^2}{\int_{S_{wc}}^1 dS_w / P_c^2} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$$k_{ro} = \left( \frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wc}}^1 dS_w / P_c^2}{\int_{S_{wc}}^{S_w} dS_w / P_c^2} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Wyllie y Gardner también presentaron dos expresiones para generar las permeabilidades relativas al petróleo y al gas en presencia de la saturación de agua connata. Los autores consideraron el agua connata como parte de la roca matriz para dar:

$$k_{ro} = \left( \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_o} (dS_o / P_c^2)}{\int_0^1 (dS_o / P_c^2)} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$k_{rg} = \left( 1 - \frac{S_o - S_{or}}{S_g - S_{gc}} \right)^2 \frac{\int_{S_o}^1 (dS_o / P_c^2)}{\int_0^1 (dS_o / P_c^2)} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Dónde:

$S_{gc}$  = saturación de gas crítica

$S_{wc}$  = Saturación de agua connata

$S_{or}$  = saturación de petróleo residual

### 2.10.6. Permeabilidad relativa de ecuaciones analíticas

Representaciones analíticas para permeabilidades relativas de fase individual se utilizan comúnmente en simuladores numéricos. El más utilizado de las formas funcionales para expresar los datos de permeabilidad relativa y presión capilar se dan a continuación:

- Sistemas de petróleo-agua:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wc}} \left[ \frac{1-S_w-S_{orw}}{1-S_{wc}-S_{orw}} \right]^{n_o} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{S_{orw}} \left[ \frac{S_w-S_{wc}}{1-S_{wc}-S_{orw}} \right]^{n_w} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

$$P_{cwo} = (P_c)_{S_{wc}} \left[ \frac{1-S_w-S_{orw}}{1-S_{wc}-S_{orw}} \right]^{n_p} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

- Sistemas de gas-petróleo:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{gc}} \left[ \frac{1-S_g-S_{lc}}{1-S_{gc}-S_{lc}} \right]^{n_{go}} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{S_{wc}} \left[ \frac{S_g-S_{gc}}{1-S_{lc}-S_{gc}} \right]^{n_g} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

$$P_{cgo} = (P_c)_{S_{lc}} \left[ \frac{S_g-S_{gc}}{1-S_{lc}-S_{gc}} \right]^{n_{pg}} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Con:

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org}$$

Dónde:

$S_{lc}$  = saturación de líquido crítica total

$(k_{ro})_{S_{wc}}$  = permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata

$(k_{ro})_{S_{gc}}$  = Permeabilidad relativa del petróleo a saturación crítica de gas.

$S_{orw}$  = saturación de petróleo residual en el sistema agua- petróleo

$S_{org}$  = saturación de petróleo residual en el sistema gas- petróleo

$S_{gc}$  = saturación de gas crítica

$(k_{rw})_{S_{orw}}$  = permeabilidad relativa a la saturación agua en el petróleo residual

$n_o, n_w, n_g, n_{go}$  = exponentes en curvas de permeabilidad relativa

$P_{cwo}$  = presión capilar de los sistemas agua- petróleo

$(P_c)_{S_{wc}}$  = presión capilar en saturación de agua connata

$n_p$  = exponente de la curva de presión capilar para el sistema petróleo -agua

$P_{cgo}$  = presión capilar del sistema de gas- petróleo

$n_{pg}$  = exponente de la curva de presión capilar en un sistema gas- petróleo

$(P_c)_{S_{lc}}$  = presión capilar a saturación de líquido crítica.

Los exponentes y coeficientes de las ecuaciones 2.30 2.35 son generalmente determinados por el método de mínimos cuadrados para igualar la permeabilidad relativa experimental o de campo y los datos de presión capilar.

## **2.11. Permeabilidad Relativa en Sistemas trifásicos**

La permeabilidad relativa a un fluido se define como la relación de permeabilidad efectiva a una saturación dada de ese fluido a la permeabilidad absoluta al 100% de saturación. Cada sistema poroso tiene características únicas de permeabilidad relativa, que deben medirse experimentalmente. La determinación experimental directa de las propiedades de permeabilidad relativa trifásica es extremadamente difícil e implica técnicas bastante complejas para determinar la distribución de la saturación de fluido a lo largo del núcleo. Por esta razón, las características de permeabilidad relativa de dos fases son más fáciles de medir y se determinan experimentalmente.



En un sistema trifásico de este tipo, se encuentra que la capacidad relativa de permeabilidad al agua depende únicamente de la saturación del agua. Ya que el agua puede fluir solo a través de los poros interconectados más pequeños que están presentes en la roca y capaz de acomodar su volumen, no es de extrañar que el flujo de agua no depende de la naturaleza de los fluidos que ocupan los otros poros. De manera similar, la permeabilidad relativa del gas depende solo de la saturación del gas. Este fluido, como el agua, está restringido a un determinado rango de tamaños de poro y su flujo no es influenciado por la naturaleza del fluido o fluidos que llenan los poros restantes.

Los poros disponibles para el flujo de petróleo son aquellos que, en tamaño, son más grandes que los poros donde solo pasa agua, y más pequeños que los poros por donde solo pasa gas. El número de poros ocupados por el petróleo depende del tamaño particular, distribución de los poros en la roca en la que coexisten las tres fases y sobre la saturación del petróleo en sí mismo.

En general, la permeabilidad relativa de cada fase, es decir, agua, gas y petróleo, en un sistema trifásico está esencialmente relacionado con la saturación existente por las siguientes funciones:

$$k_{rw} = f(S_w) ; \quad k_{rg} = f(S_g) ; \quad k_{ro} = f(S_w, S_g)$$

La ecuación 2.28 rara vez se conoce y, por lo tanto, varias prácticas proponen enfoques basados en la estimación de las tres fases permeabilidad relativas de dos conjuntos de datos de dos fases:

- Conjunto 1: Sistema petróleo – agua

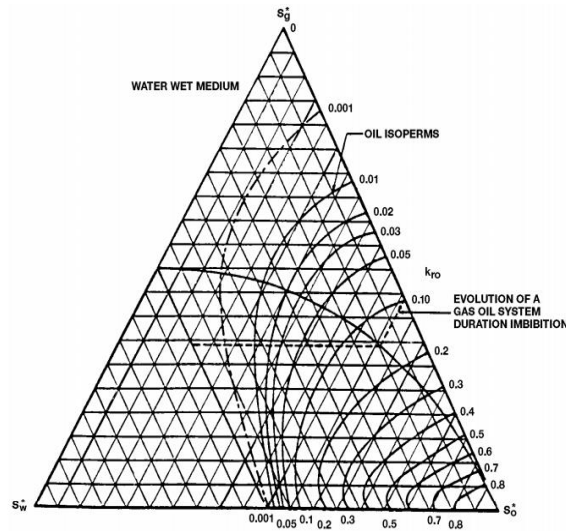
$$k_{row} = f(S_w) ; \quad k_{rw} = f(S_w)$$

- Conjunto 2: Sistema petróleo - gas

$$k_{rog} = f(S_g) ; \quad k_{rg} = f(S_g)$$

Donde  $k_{row}$  y  $k_{rog}$  se definen como la permeabilidad relativa al petróleo en el sistema de dos fases agua-petróleo y de manera similar  $k_{rog}$  es la permeabilidad relativa del petróleo en el sistema gas-petróleo. El símbolo  $k_{ro}$  está reservado para la permeabilidad relativa del petróleo en el sistema trifásico.

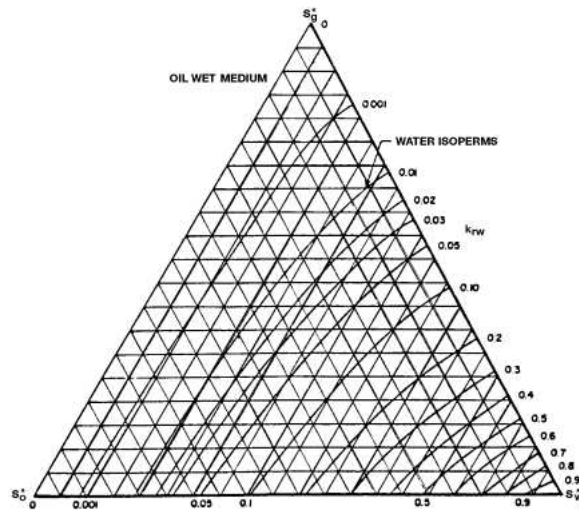
**Figura 2.14.** Imbibición de permeabilidad relativa de tres placas.



**Fuente:** Ahmed Tarek; Reservoir Engineering Handbook; 2001.

El papel cuadrículado triangular se usa comúnmente para ilustrar los cambios en los valores de permeabilidad relativa cuando las tres fases fluyen simultáneamente, como se ilustra en las Figuras 2.14 y 2.15. Los datos de permeabilidad relativa se grafican como líneas de permeabilidad relativa porcentual constante (petróleo, isopermas de agua y gases). Las Figuras 2.14 y 2.15 muestran que los datos de permeabilidad relativa, expresados como isopermas, dependen de los valores de saturación para las tres fases en la roca.

**Figura 2.15.** Drenaje trifásico.



**Fuente:** Ahmed Tarek; Reservoir Engineering Handbook; 2001.

## 2.12. Correlaciones trifásicas de permeabilidad relativa

Honarpour, Keoderitz y Harvey (1988) proporcionaron un tratamiento de las permeabilidades relativas de dos y tres fases. Los autores enumeraron numerosas correlaciones para estimar permeabilidades relativas. El enfoque más simple para predecir la permeabilidad relativa a la fase petróleo en un sistema trifásico se define como:

$$k_{ro} = k_{row}k_{rog} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Hay varias correlaciones prácticas y más precisas que se han desarrollado a lo largo de los años, que incluye:

- Correlaciones de Wyllie
- Modelo de Stone I
- Modelo de Stone II
- La correlación de Hustad-Holt

### 2.12.1. Correlaciones de Wyllie

Wyllie (1961) propuso las siguientes ecuaciones para permeabilidades relativas trifásicas en un sistema mojado por agua:

- En arenisca cementada, roca yugular o caliza oolítica:

$$k_{rg} = \frac{S_g^2[(1-S_{wc})^2 - (S_w + S_o - S_{wc})^2]}{(1-S_{wc})^4} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3[2S_w + S_o - 2S_{wc}]}{(1-S_{wc})^4} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4 \quad (\text{Ec. 2.36})$$

- En arena no consolidada y bien clasificada:

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \quad (\text{Ec. 2.37})$$

$$k_{ro} = \frac{(S_o)^3}{(1 - S_{wc})^3} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

$$k_{rg} = \frac{(S_o)^3(2S_w+S_o-2S_{wc})^4}{(1-S_{wi})^4} \quad (\text{Ec. 2.39})$$

### 2.12.2. Modelo de Stone I

Stone (1970) desarrolló un modelo de probabilidad para estimar datos de permeabilidad relativa de tres fases de los datos de dos fases medidos en laboratorio. El modelo combina la teoría del flujo de canal en medios porosos con conceptos de probabilidad para obtener un resultado simple para determinar la permeabilidad relativa al petróleo en presencia de flujo de agua y gas. El modelo tiene en cuenta los efectos de histéresis cuando las saturaciones de agua y gas cambian en la misma dirección de los dos conjuntos de datos.

El uso de la teoría del flujo del canal implica que la capacidad de permeabilidad relativa al agua y la presión capilar agua-petróleo en el sistema de tres fases son funciones de la saturación de agua sola, independientemente de las saturaciones relativas de petróleo y gas. Además, tienen la misma función en el sistema trifásico que en el sistema agua-petróleo de dos fases. De manera similar, la permeabilidad relativa de la fase gaseosa y la presión capilar de gas- petróleo son las mismas funciones de la saturación del gas en el sistema trifásico como en el sistema de gas-petróleo bifásico.

Stone sugirió que una saturación de petróleo residual distinta de cero, llamada mínima saturación de petróleo,  $S_{om}$  existe cuando el petróleo es desplazado simultáneamente por el agua y gas. Cabe señalar que esta mínima saturación de petróleo  $S_{om}$  es diferente a la saturación crítica de petróleo en el sistema de petróleo-agua (es decir,  $S_{orw}$ ) y la saturación de petróleo residual en el sistema gas-petróleo, es decir,  $S_{org}$ ). Stone introdujo las siguientes saturaciones normalizadas:

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})}, \text{ para } S_o \geq S_{om} \quad (\text{Ec. 2.40})$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})}, \text{ para } S_w \geq S_{wc} \quad (\text{Ec. 2.41})$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad (\text{Ec. 2.42})$$

La permeabilidad relativa al petróleo en un sistema trifásico se define entonces como:

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g \quad (\text{Ec. 2.43})$$

Los dos multiplicadores  $\beta_w$ ,  $\beta_g$  se determinan a partir de:

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1-S_w^*} \quad (\text{Ec. 2.44})$$

$$\beta_g = \frac{k_{rog}}{1-S_g^*} \quad (\text{Ec. 2.45})$$

Donde:

$S_{om}$  = Saturación mínima del petróleo

$k_{row}$  = permeabilidad relativa del petróleo determinada a partir de la permeabilidad relativa de dos fases petróleo-agua en  $S_w$

$k_{rog}$  = permeabilidad relativa del petróleo determinada a partir de la permeabilidad relativa de dos fases gas-petróleo en  $S_g$

La dificultad de utilizar el primer modelo de Stone es seleccionar la saturación de petróleo mínimo  $S_{om}$ . Fayers y Mathews (1984) sugirieron una expresión para Determinando  $S_{om}$ .

$$S_{om} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha) S_{org} \quad (\text{Ec. 2.46})$$

Con:

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1-S_{wc}-S_{org}} \quad (\text{Ec. 2.47})$$

Donde:

$S_{orw}$  = saturación de petróleo residual en el sistema de permeabilidad relativa petróleo -agua

$S_{org}$  = saturación de petróleo esencial en el sistema de permeabilidad relativa gas-petróleo

Aziz y Sattari (1979) señalaron que la correlación de Stone podría dar valores de  $k_{ro}$  mayores que la unidad. Los autores sugirieron la siguiente forma normalizada del modelo de Stone:

$$k_{ro} = \frac{S_o^*}{(1-S_w^*)(1-S_g^*)} \left( \frac{k_{row}k_{rog}}{(k_{ro})_{swc}} \right) \quad (\text{Ec. 2.48})$$

Donde  $(k_{ro})_{swc}$  es el valor de la permeabilidad relativa del petróleo en la saturación de agua connata determinada a partir del sistema de permeabilidad relativa agua-petróleo. Cabe señalar que generalmente se supone que  $k_{rg}$  y las curvas  $k_{rog}$  se miden en presencia de agua connata.

### 2.12.3. Modelo de Stone II

Fueron las dificultades para elegir  $S_{om}$  las que llevaron al desarrollo de Modelo de Stone II. Stone (1973) propuso lo siguiente expresión normalizada:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{swc} \left[ \left( \frac{k_{row}}{(k_{ro})_{swc}} + k_{rw} \right) \left( \frac{k_{rog}}{(k_{ro})_{swc}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right] \quad (\text{Ec. 2.49})$$

Este modelo da una aproximación razonable a la permeabilidad relativa trifásica.

### 2.12.4. La correlación de Hustad-Holt

Hustad y Holt (1992) modificaron el Modelo I de Stone introduciendo un término exponente “n” a las saturaciones normalizadas para dar:

$$k_{ro} = \left[ \frac{k_{row}k_{rog}}{(k_{ro})_{swc}} \right] (\beta)^n \quad (\text{Ec. 2.50})$$

Donde:

$$\beta = \frac{S_o^*}{(1-S_w^*)(1-S_g^*)} \quad (\text{Ec. 2.51})$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (\text{Ec. 2.52})$$

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (\text{Ec. 2.53})$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (\text{Ec. 2.54})$$

El término  $\beta$  puede interpretarse como una variable que varía entre cero y uno para saturaciones de petróleo bajo y alto, respectivamente. Si el exponente n es uno, la

correlación es idéntica al primer modelo de Stone. El aumento de  $n$  por encima de la unidad hace que las isopermas de petróleo a bajas saturaciones de petróleo se propaguen desde unos y otros. Los valores de  $n$  por debajo de la unidad tienen el efecto contrario.

### **2.13. Histéresis en medios porosos**

La histéresis posee un efecto pronunciado en la predicción del rendimiento en el campo y la economía del proyecto para:

- La recuperación de hidrocarburos en la zona de transición.
- El almacenamiento de carbono geológico.
- Los proyectos que imponen varias variaciones en el historial de saturación.

Por otro lado, afecta a varios parámetros, los cuales incluyen:

- El factor de recuperación de hidrocarburos.
- La tasa de agotamiento.
- El contenido del inventario de gas.

En el estudio de flujo de fluidos en medios porosos, se han encontrado cuatro características que muestran un comportamiento irreversible y dependiente de esta, entre los que se encuentran:

- Permeabilidad relativa.
- Presión capilar.
- Resistividad eléctrica.
- Generación y flujo de espuma.

Para este trabajo se empleó una revisión de la histéresis de dos y tres fases en la Permeabilidad relativa.

### **2.14. Histéresis en Permeabilidad Relativa**

La permeabilidad relativa depende de la historia de la saturación, por lo cual la histéresis puede inducir a una discrepancia entre la permeabilidad relativa de la fase en los procesos de saturación de fase en aumento y en disminución, por lo que esta tendencia de irreversibilidad aumenta a medida que aumenta el número de fases in

situ. Existen pruebas de laboratorio y de campo en donde se demuestra que, dependiendo del estado de humectabilidad, la fase de gas, petróleo o agua mostraron variaciones en su permeabilidad relativa a la saturación de fase idéntica, pero a diferentes historiales de saturación. En el flujo de dos fases la histéresis contribuye principalmente a la variación de la permeabilidad relativa de la fase cuando cambia la dirección de saturación de una fase. En el flujo multifásico, este efecto es más complicado a medida que aumenta el grado de saturación de las trayectorias en comparación con las dos fases, por otro lado, también es más pronunciado para las fases menos húmedas. Dependiendo del historial de saturación da como resultado curvas de exploración en el espacio de saturación de permeabilidad relativa debido al hecho de que, dependiendo del punto de inversión de saturación, la cantidad total de atrapamiento de fase difiere, en dicha fase, la permeabilidad relativa depende de la saturación libre, las muestras consolidadas y no consolidadas muestran diferentes comportamientos de irreversibilidad (No se entiende lo que se pretende expresar). Al comparar la permeabilidad relativa del fluido no humectante en los procesos de saturación creciente y decreciente a un valor de saturación designado, la estructura de poros también afecta el nivel del efecto de histéresis. Las rocas consolidadas comúnmente representan una permeabilidad relativa disminuida en el proceso de saturación decreciente relacionada con la captura de fase elevada en el proceso de saturación decreciente, sin embargo, las muestras no consolidadas han mostrado un aumento del valor de la permeabilidad relativa de la sección de saturación decreciente en comparación con el proceso de saturación creciente.



## **CAPITULO 3: METODOLOGIA DE APLICACION**

### **3.1. Simulador numérico**

Un simulador numérico es un conjunto de programas de computación que, mediante algoritmos apropiados, resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático y obtiene soluciones aproximadas de tales ecuaciones.

Como todos conocemos, los métodos y procesos realizados en un yacimiento, además de ser sumamente costosos, son irreversibles, por lo cual los simuladores numéricos se presentan como una herramienta muy útil para modelar un yacimiento a través de diferentes programas, que permitan reproducir su comportamiento histórico. Partiendo de la premisa de que un modelo matemático que logra reproducir el comportamiento histórico de permeabilidades relativas, podrá predecir de igual forma su comportamiento futuro, plantea la posibilidad de evaluar diferentes estrategias de explotación en el yacimiento y observar su respuesta en el futuro, lo cual permite probar los potenciales beneficios de nuevas ideas a implantar. (Lutz M, 2013)

### **3.2. Lenguajes de programación**

El lenguaje de programación es un sistema estructurado de comunicación, el cual está conformado por conjuntos de símbolos, palabras claves, reglas semánticas y sintácticas que permiten el entendimiento entre un programador y una máquina. (Lutz M, 2013)

### **3.3. Python**

Python es un popular lenguaje de programación de código abierto que se utiliza tanto para programas independientes como para aplicaciones de scripting en una amplia variedad de dominios. Es gratuito, portátil, potente y, a la vez, relativamente fácil y muy divertido de usar. Los programadores de todos los rincones de la industria del software han descubierto que el enfoque de Python en la productividad del desarrollador y la calidad del software es una ventaja estratégica en proyectos tanto grandes como pequeños. (Lutz M, 2013)

Este lenguaje tiene múltiples paradigmas. Probablemente se pueda pensar en Python como una navaja suiza en el mundo de la codificación, ya que este lenguaje es compatible con la programación estructurada, la programación orientada a objetos, la programación funcional y otros tipos de programación. Se puede usar para escribir programas en todas las industrias, minería de datos y la construcción de sitios web. (Dark S, 2018)

Dicho de otro modo, Python es:

- Interpretado: Se ejecuta sin necesidad de ser procesado por el compilador y se detectan los errores en tiempo de ejecución.
- Multiparadigma: Soporta programación funcional, programación imperativa y programación orientada a objetos.
- Digitado dinámico: Las variables se comprueban en tiempo de ejecución.
- Multiplataforma: disponible para plataformas de Windows, Linux o MAC.
- Gratuito: No dispone de licencia para programar.

Al hacer uso de una sintaxis legible, la curva de aprendizaje es muy rápida, siendo de este modo, uno de los mejores lenguajes para iniciarse en la programación en modo texto. Por ejemplo, si comparamos un código escrito en lenguaje de programación por bloques como Blockly y el mismo código lo escribimos utilizando Python, vemos las similitudes en las instrucciones.

Python contiene una gran cantidad de librerías, tipos de datos y funciones incorporadas en el propio lenguaje, que ayudan a realizar muchas tareas comunes sin necesidad de tener que programarlas desde cero, como ser la importación de documentos para alimentación de datos, manejo de información referido a los denominados Data frames que simplemente son series de datos a utilizar, cálculos básicos, cálculos de regresiones para un mejor ajuste y sistema de gráficos 2D para interpretaciones de los resultados. (PROGRAMO ERGO SUM, 2021)

### **3.3.1. ¿Por qué usar Python?**

Debido a que hay muchos lenguajes de programación disponibles en la actualidad, la elección de las herramientas de desarrollo a veces se basa en limitaciones únicas o preferencias personales.

Los usuarios de Python parecen preferirlo por estas razones:

- Calidad del software

El enfoque de Python en la legibilidad, la coherencia y la calidad del software en general lo distingue de otras herramientas en el mundo de las secuencias de comandos. El código Python está diseñado para ser legible y, por lo tanto, reutilizable y mantenible, mucho más que los lenguajes de scripting tradicionales. La uniformidad del código Python hace que sea fácil de entender, incluso si no lo escribió. Además, Python tiene un soporte profundo para mecanismos de reutilización de software más avanzados, como la programación de funciones y la orientación a objetos.

- Productividad del desarrollador

Python aumenta la productividad del desarrollador muchas veces más allá de los lenguajes compilados o tipados estáticamente como C, C ++ y Java. El código Python suele tener de un tercio a un quinto del tamaño del código C ++ o Java equivalente. Eso significa que hay menos que escribir, menos que depurar y menos que mantener después del hecho. Los programas de Python también se ejecutan de inmediato, sin los largos pasos de compilación y enlace que requieren otras herramientas, lo que aumenta aún más la velocidad del programador.

- Bibliotecas de apoyo

Python viene con una gran colección de funcionalidad portátil y prediseñada, conocida como biblioteca estándar. Esta biblioteca admite una variedad de tareas de programación a nivel de aplicación, desde la coincidencia de patrones de texto hasta la creación de scripts de red. Además, Python se puede ampliar tanto con bibliotecas propias como con una amplia colección de software de soporte de aplicaciones de terceros. El dominio de terceros de Python ofrece herramientas para la construcción de sitios web, programación numérica, acceso al puerto serie, desarrollo de juegos y mucho más (consulte más adelante para ver una muestra). La extensión NumPy, por ejemplo, ha sido descrita como un equivalente gratuito y más poderoso al sistema de programación numérica Matlab.

- Integración de componentes

Los scripts de Python pueden comunicarse fácilmente con otras partes de una aplicación, utilizando una variedad de mecanismos de integración. Dichas integraciones permiten que Python se utilice como una herramienta de extensión y personalización de productos. (Lutz M, 2013)

### 3.3.2. Modo interactivo

El intérprete de Python estándar incluye un modo interactivo en el cual se escriben las instrucciones en una especie de intérprete de comandos: las expresiones pueden ser introducidas una a una, pudiendo verse el resultado de su evaluación inmediatamente, lo que da la posibilidad de probar porciones de código en el modo interactivo antes de integrarlo como parte de un programa. Esto resulta útil tanto para las personas que se están familiarizando con el lenguaje como para los programadores más avanzados. (Downey, Elkner y Meyers. 2002)

### 3.4. Ejecución del programa

Lo que significa escribir y ejecutar una secuencia de comandos de Python depende de si miras estas tareas como programador o como intérprete de Python. Ambas vistas ofrecen perspectivas importantes sobre la programación Python. (Lutz M, 2013)

- La visión del programador

En su forma más simple, un programa de Python es solo un archivo de texto que contiene declaraciones de Python. Por ejemplo, el siguiente archivo, llamado `script0.py`, es uno de los scripts de Python más simples (Lutz M, 2013):

```
print('hello world')  
print(2 ** 100)
```

Este archivo contiene dos declaraciones de impresión de Python, que simplemente imprimen una cadena (el texto en comillas) y un resultado de expresión numérica (2 elevado a 100) en el flujo de salida. (Lutz M, 2013).

- Vista de Python

La breve descripción de la sección anterior es bastante estándar para lenguajes de secuencias de comandos. Escribe el código en el texto archivos, y los ejecuta a través del intérprete. El conocimiento de los aspectos internos de Python no es

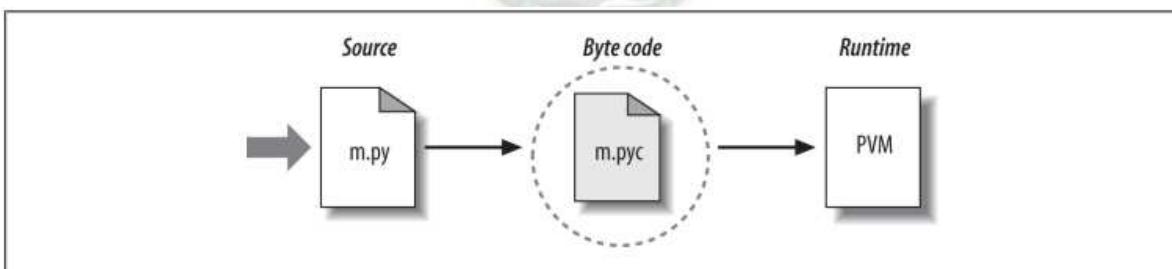
estrictamente necesario para la programación de Python y una comprensión básica del tiempo de ejecución. La estructura de Python puede ayudarlo a comprender el panorama más amplio de la ejecución del programa.

Cuando le indica a Python que ejecute su secuencia de comandos, hay algunos pasos que lleva a cabo Python antes de que su código comience a procesarse. Específicamente, se compila primero para algo llamado "código de bytes" y luego enrutado a algo llamado "máquina virtual". (Lutz M, 2013).

- Variaciones del modelo de ejecución

Ahora que hemos estudiado el flujo de ejecución interno descrito en la sección anterior, se debe tener en cuenta que refleja la implementación estándar de Python en la actualidad, pero no es realmente un requisito del propio lenguaje Python. Por eso, el modelo de ejecución es propenso a cambiar con el tiempo. De hecho, ya existen algunos sistemas que modifican la imagen en la Figura 3.1. de una manera pequeña manera. (Lutz M, 2013).

**Figura 3.1.** Modelo de ejecución de tiempo de ejecución tradicional de Python: el código fuente que escribe se traduce a bytes código, que luego es ejecutado por la máquina virtual de Python. Su código se compila automáticamente, pero luego se interpreta.



**Fuente:** Lutz Marck.; Learning Python; O'Reilly Media, Inc.; 2013.

## **CAPITULO 4: SELECCIÓN DEL YACIMIENTO PARA REALIZAR ANALISIS DE LOS MODELOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

### **4.1. Metodología**

En el presente capítulo se realiza una selección de un pozo para analizar la permeabilidad del yacimiento a través del tiempo de producción, se recopiló la información necesaria para realizar el análisis propuesto, y se presenta la información general e histórica del pozo seleccionado.

### **4.2. Campo Yapacaní**

#### **4.2.1. Descripción general del campo Yapacaní**

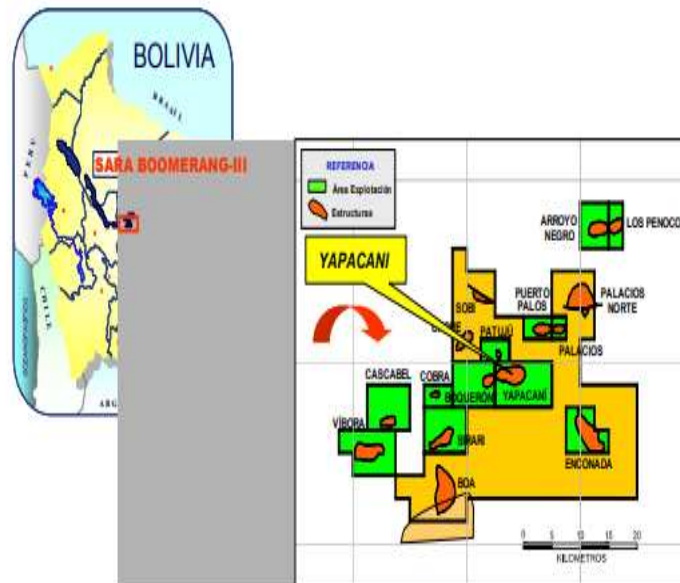
El campo Yapacaní está ubicado en el área del Boomerang. Está constituido por cinco reservorios ubicados en la columna estratigráfica de la siguiente manera: Reservorio Petaca conformado por areniscas de edad Terciaria, produce gas – condensado, reservorio Yantata constituido por areniscas de edad Cretácica, produce gas – condensado, las Areniscas N° 1 y Ayacucho en rocas de edad Devónica, producen gas – condensado y el reservorio Sara constituido por areniscas de edad Silúrica y tiene un cinturón de petróleo y casquete de gas.

El campo se encuentra en periodo de desarrollo y explotación considerando para este año la perforación de cinco pozos. Actualmente el campo cuenta con 26 pozos productores, 3 cerrados y 3 abandonados.

El campo Yapacaní está situado en el lineamiento estructural conocido como el Boomerang Hills. Fue descubierto por la Bolivian Gulf Oil Co. en el año 1968, con la perforación del pozo YPC-X1, que resultó descubridor de importantes reservorios productores de gas y condensado en niveles arenosos del Terciario (Petaca), Cretácico (Yantata) y Devónico (Ar 1 y Ayacucho) y Silúrico (Sara). El primer pozo, que alcanzó niveles del sistema Silúrico, fue el YPC-X5, perforado por YPFB en el año 1981, mismo que resultó descubridor de un importante depósito comercial de hidrocarburos (Gas/Condensado) en el reservorio. Seguidamente, se perforó el

pozo YPC-X4, ubicado en el hundimiento Occidental de la estructura; el cual además de confirmar la productividad de los niveles someros Petaca y Yantata, verificó también la existencia de un anillo de petróleo por debajo del casquete gasífero en el reservorio Sara.

**FIGURA 4.1.** Ubicación del Campo Yapacaní



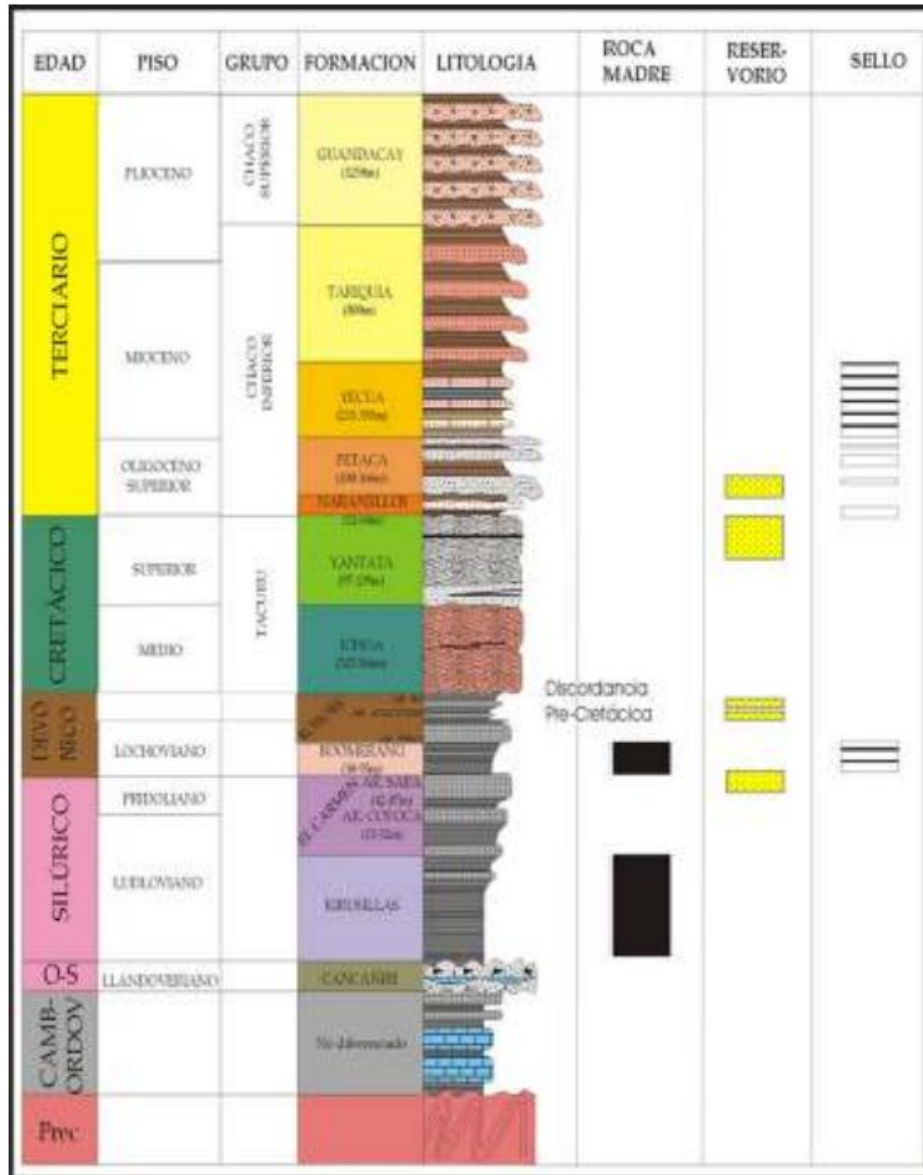
**Fuente:** YPFB Andina; Programa de trabajo y presupuesto Área De Contrato Yapacaní; Bolivia, 2016.

#### 4.2.2. Correlación estratigráfica – Reservorio Petaca

El reservorio Petaca está constituido por areniscas y arcillitas depositadas en un ambiente fluvial y que tienen contenidos de gas – condensado. Está dividido en tres niveles denominados A, B+C y D. Para fines del proyecto solo se describirán las formaciones de interés.

- Petaca B: Está conformado por secuencias fluviales de canales arenosos en la base. El espesor bruto promedio de la secuencia es 34.7 m, tiene contenido de gas-condensado.
- Petaca C: Está constituido por areniscas blanquecinas friables, de 44 m de espesor bruto promedio y que tiene contenidos de gas – condensado

**FIGURA 4.2.** Columna estratigráfica para el Campo Yapacaní y posibles sistemas petrolíferos que puede explicar las acumulaciones comerciales existentes (amarillo)



**Fuente:** YPFB Andina; Programa de trabajo y presupuesto Área De Contrato Yapacaní; Bolivia, 2016.

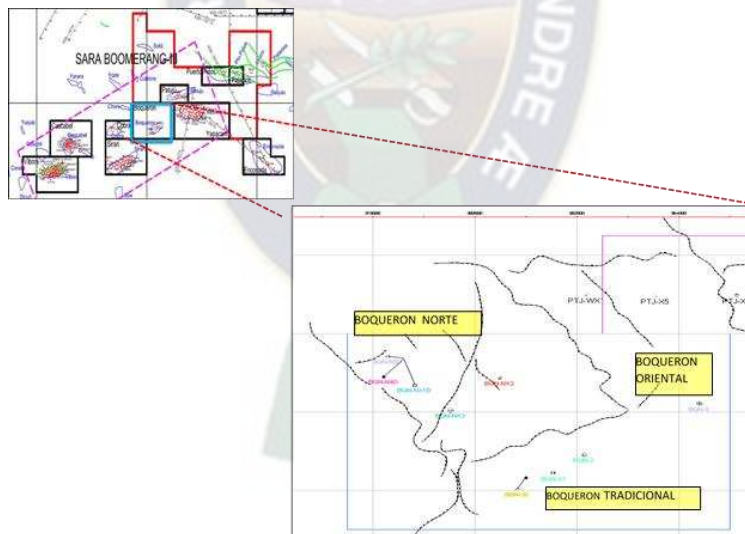
### 4.3. Campo Boquerón Norte

El campo Boquerón Norte se encuentra ubicado en el área del Boomerang, al oeste del conocido campo productor Yapacaní. Geográficamente, se encuentra en la Provincia Ichilo del Departamento de Santa Cruz. El área de contrato Boquerón



presenta tres zonas y/o estructuras denominadas (Ver figura 4.3): Boquerón tradicional ubicada en el área Occidental que fue descubierto en 1985 donde se tiene perforado tres pozos (BQN-X1, BQN-2, BQN-3D) actualmente se tiene producción de gas/condensado de los reservorios Petaca y Cajones; Boquerón oriental que se constituye en la zona occidental de la estructura Yapacaní donde se ubica el pozo BQN-5 (productor de Gas/condensado en el Reservorio Petaca y Petróleo del reservorio Sara) y el Boquerón Norte ubicada al noroeste del área de contrato recientemente descubierta con la perforación del pozo BQN-NX1D (antes denominado BQN-4D), donde se tienen pruebas positivas de producción de petróleo en el reservorio Yantata y Gas/Condensado del reservorio Cajones, el plan de desarrollo contempla la perforación de pozos solo en el reservorio Yantata, debido a que se tiene incertidumbre en la comunicación hidráulica con el reservorio Cajones y además, el espaciamiento de pozos es resultado de un análisis técnico económico para pozos de petróleo.

**FIGURA 4.3.** Ubicación del Campo Boquerón Norte



**Fuente:** Fuente: YPFB Andina; Programa de trabajo y presupuesto Area De Contrato Campo Boquerón Norte; Bolivia, 2017.

#### **4.3.1. Descripción general del campo Boquerón norte**

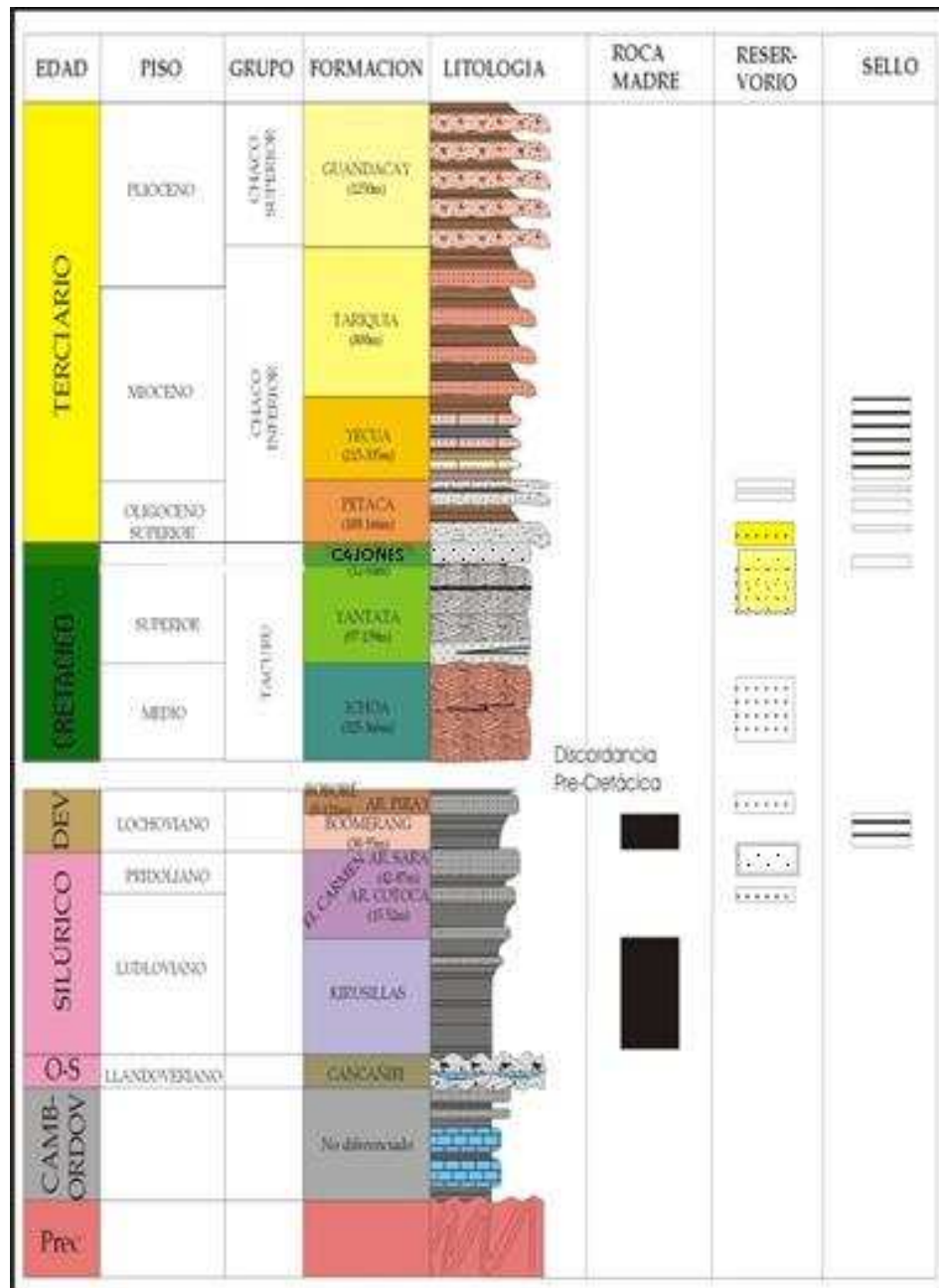
##### **4.3.1.1. Reservorio Yantata**

El reservorio Yantata está constituido por potentes paquetes arenosos color blanquecino amarillento, grano fino, friable. Intercalan delgadas capas de lutitas que

no significan barreras de permeabilidad. El ambiente de deposición corresponde a eólico y cerca del tope ambiente fluvial. El espesor máximo en la parte más alta del campo es 117 m de los cuales 82 están saturados de gas condensado.

**FIGURA 4.4.** Ubicación del Campo Boquerón Norte

Columna estratigráfica para el Campo Boquerón Norte y posibles sistemas petrolíferos que puede explicar las acumulaciones comerciales existentes (amarillo)



**Fuente:** Fuente: YPFB Andina; Programa de trabajo y presupuesto Área De Contrato Campo Boquerón Norte; Bolivia, 2017.

#### 4.4. Selección de los reservorios

- El pozo YPC-17D con el reservorio Petaca B+C con características de contener gas condensado. Un gas condensado es un tipo de fluido que se encuentra en fase gaseosa dentro del yacimiento. Cuando ocurre una disminución de presión, se produce una condensación de líquidos proveniente del gas en forma de fase líquida libre en el yacimiento. Los gases condensados se caracterizan por una relación gas/líquido (RGP) (Portal del petróleo, 2009).
- En el pozo BQN N-X4D (Dirigido) se encontró en un yacimiento con petróleo crudo con característica de Gravedad específica de 40 a 42 °API en el reservorio Yantata en el 2015. En la actualidad, este proyecto de explotación ha sido descartado debido a que los pozos X2 y X3 resultaron secos. De todas maneras, se debe realizar un análisis para pozos con reservorios de similares características, para posibles descubrimientos en dicha zona.

#### 4.5. Presentación de datos numéricos

##### 4.5.1. Datos para Pozo YPC-17D yacimiento Petaca con un sistema bifásico Gas Petróleo

**TABLA 4.1.** Datos para sistemas bifásicos Agua Petróleo

Sg%	0	7,9	12,9	19,4	24,2	29,1	32,9	37,1	38,7
Sg%	40,6	41,9	42,8	44,1	44,6	45,4	46,4	47,6	

Sor	0,25	Pc	$12,34/((So+7,45)^2)$
Sgc	0,05	(Pc)Slc	30 Psi
Swc	0,25		
Soc	0,3		
Sorg	0,23		
(kro)Sgc	0,6		
ngo	1,2		
ng	0,6		
npg	0,51		

**Fuente:** YPFB Corporación; Documentos Múltiples; 2021. Bolivia

**4.5.2. Datos para Pozo BQN N-X4D yacimiento Yantata con un sistema Trifásico**

**TABLA 4.2.** Datos para sistemas Trifásicos

Sg%	0	0,023	0,042	0,063	0,084	0,106	0,126	0,148	0,165
Sw%	0,356	0,325	0,291	0,263	0,239	0,235	0,229	0,225	0,222
Sg%	0,183	0,239	0,274	0,315	0,356	0,405	0,459	0,534	0,597
Sw%	0,219	0,217	0,214	0,211	0,209	0,207	0,205	0,203	0,2

Sgc	0,1
Swc	0,15
Sorw	0,15
Sorg	0,05
(kro)Swc	0,88
krow	0,403
krog	0,175

**Fuente:** YPFB Corporación; Documentos Múltiples; 2021. Bolivia

## CAPITULO 5: APLICACIÓN PRACTICA PARA MODELOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

### 5.1. Aplicación de los cálculos

Los cálculos serán realizados con la ayuda de un lenguaje de programación conocido como Python, debido a la versatilidad de este lenguaje para utilizar librerías de programación y graficadoras se considera la mejor opción para realizar los cálculos necesarios para nuestro análisis.

### 5.2. Análisis para el Pozo YPC-17D

Este sistema será considerado como un sistema bifásico de gas condensado teniendo una relación Gas y petróleo (RGP) en el reservorio Petaca B+C que presenta arenas no consolidadas y poco clasificada, utilizando los modelos para permeabilidades relativas para sistemas bifásicos Gas- Petróleo de acuerdo a estas características.

#### 5.2.1. Correlación de Willie y Gardner sistema Gas-Petróleo

Para utilizar este método se necesita saber el tipo de arena que presenta el reservorio, conociendo esta característica se debe utilizar las ecuaciones 2.8 y 2.15, realizando los pasos necesarios en el software de lenguaje de programación Python (Anexo 1), se debe realizar los siguientes pasos para el desarrollo:

- Se importa las librerías necesarias como son Pandas que permite acceder a los datos mediante índices o nombres para filas y columnas, y Numpy que proporciona potentes estructuras de datos, implementando matrices y matrices multidimensionales, se lo realiza como en el siguiente ejemplo:

```
import pandas as pd
```

```
import numpy as np
```

- Se importa el documento en formato de preferencia desde el equipo que se esté utilizando, esto se realiza especificando la siguiente programación:

```
from google.colab import files
```

```
files.upload()
```

- Se define un Dataframe realizando la lectura del documento importado en el formato que se encuentre y se define tanto parámetros como las ecuaciones correspondientes a la correlación utilizada, como se muestra en el siguiente ejemplo:

```
df = pd.read_csv( "C. de Willie y Gardner.csv" )
Swc=0.25
df["kro"]=((1-df[ "Sw_e" ])**2)*(1-((df[ "Sw_e" ])**1.5))
```

- Una vez realizada la anterior programación se podrá visualizar un dataframe con los resultados:

**TABLA 5.1.** Resultados Correlación de Willie y Gardner Sistema G-O

Sg%	Sg	So	So_e	kro	krq	krq/kro
0		0,75	1	1	0	
7,9	0,079	0,671	0,894667	0,677352	0,001706	0,002519
12,9	0,129	0,621	0,828	0,516543	0,007294	0,014122
19,4	0,194	0,556	0,741333	0,35079	0,024201	0,068991
24,2	0,242	0,508	0,677333	0,255746	0,046076	0,180163
29,1	0,291	0,459	0,612	0,179321	0,078468	0,437585
32,9	0,329	0,421	0,561333	0,132517	0,1115	0,8414
37,1	0,371	0,379	0,505333	0,091732	0,156794	1,709259
38,7	0,387	0,363	0,484	0,078879	0,176602	2,238917
40,6	0,406	0,344	0,458667	0,065349	0,202014	3,091297
41,9	0,419	0,331	0,441333	0,057106	0,220601	3,862996
42,8	0,428	0,322	0,429333	0,051854	0,234047	4,513598
44,1	0,441	0,309	0,412	0,044889	0,254312	5,665337
44,6	0,446	0,304	0,405333	0,042398	0,262372	6,188332
45,4	0,454	0,296	0,394667	0,038619	0,275576	7,135681
46,4	0,464	0,286	0,381333	0,034243	0,292618	8,545444
47,6	0,476	0,274	0,365333	0,029472	0,313856	10,64922

**Fuente:** Elaboración Propia. Software Python

- A continuación se debe describir el comportamiento de las variables que nos importan, por este motivo se importarán los paquetes necesarios como son; Os que nos permite acceder a funcionalidades dependientes del Sistema Operativo, Sklearn es un conjunto de rutinas escritas en Python para hacer análisis predictivo, que incluyen clasificadores, algoritmos de clusterización;

de estas utilizaremos las funciones PolynomialFeatures y LinearRegression, y por ultimo la libreria Matplotlib que es una librería de Python especializada en la creación de gráficos en dos dimensiones:

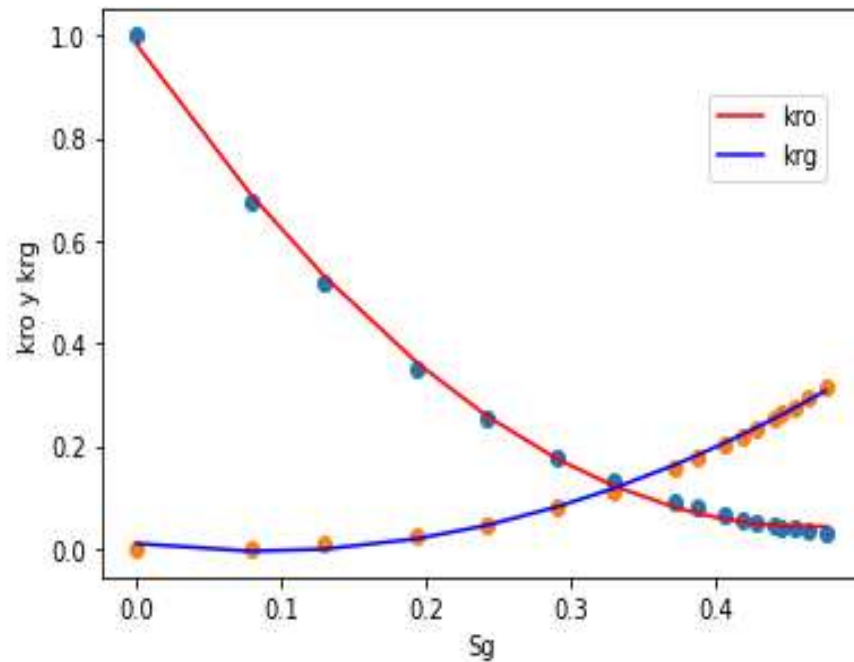
```
import os
from sklearn.preprocessing import PolynomialFeatures
from sklearn.linear_model import LinearRegression
import matplotlib
import matplotlib.pyplot as plt
```

- Se realiza el acondicionamiento de los pares de series para realizar tanto un bosquejo como una regresion para describir el comportamiento de cada una de las variables a estudiar, un ejemplo de la programacion a utilizar se muestra a continuacion:

```
x = df.Dias.values.reshape(-1,1)
y1 = df.Sw_e.values.reshape(-1,1)
Regresion_polinomial1 = PolynomialFeatures(degree=2)
x_polinomial1 = Regresion_polinomial1.fit_transform(x,y1)
regresion_linear1 = LinearRegression()
regresion_linear1.fit(x_polinomial1,y1)
y_result1=regresion_linear1.predict(x_polinomial1)
plt.plot(x,y_result1, color="red", label="red")
plt.scatter(x,y1)
```

- Una vez realizado dicha programación para cada una de las variables a estudiar, tendremos una gráfica resultante:

**FIGURA 5.1.** kro y krg VS Sg Correlación de Willie y Gardner



**Fuente:** Elaboración Propia. Software Python

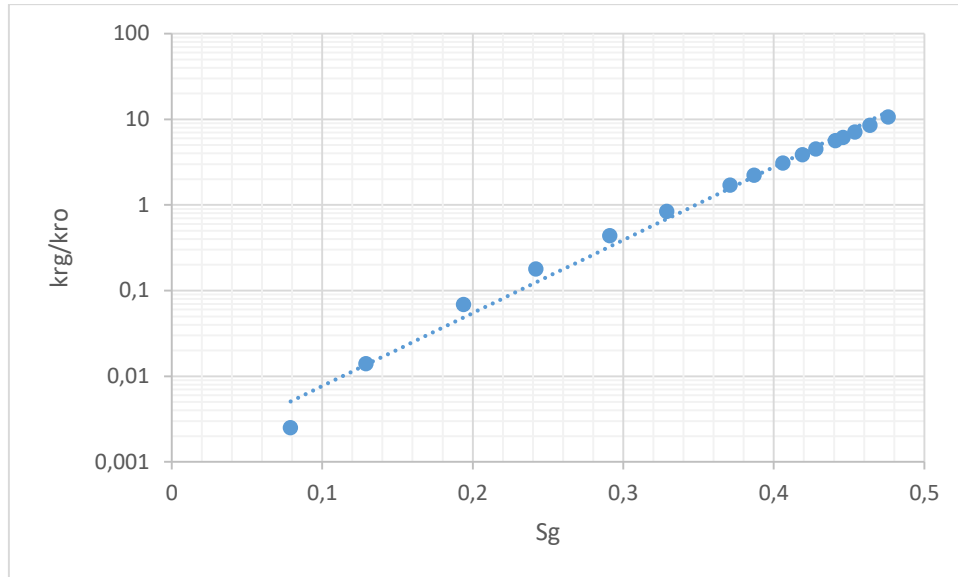
- Para verificar que la regresión realizada sea confiable se debe realizar el cálculo del coeficiente de determinación que caracteriza un buen ajuste de la curva descrita por los puntos de los resultados el cual es estimado por medio de la siguiente programación:

```
from sklearn.metrics import r2_score  
print("r1: ", r2_score(y1,y_result1))
```

- En este caso se muestra los coeficientes de determinación para las regresiones realizadas para las curvas de kro y krg respectivamente.
- r1: 0.99869
- r2: 0.99795



**FIGURA 5.2.** krg/kro vs Sg en escala logarítmica Correlación de Willie y Gardner



Fuente: Elaboración Propia. Excel

### 5.2.2. Correlación de Torcaso y Willie sistema Gas-Petróleo

Esta correlación se basa específicamente para el sistema bifásico Gas – Petróleo y se utiliza para determinar la permeabilidad relativa del petróleo conociendo previamente la permeabilidad relativa del gas.

Se utilizará los datos obtenidos de la saturación efectiva del petróleo y permeabilidad relativa de gas obtenidos en el punto 5.2.1. y la ecuación para la correlación de Torcaso y Willie 2.17. Realizando los pasos necesarios para la programación al igual que en el anterior punto para el uso del software de lenguaje de programación Python (Anexo 1), se obtiene los siguientes resultados.

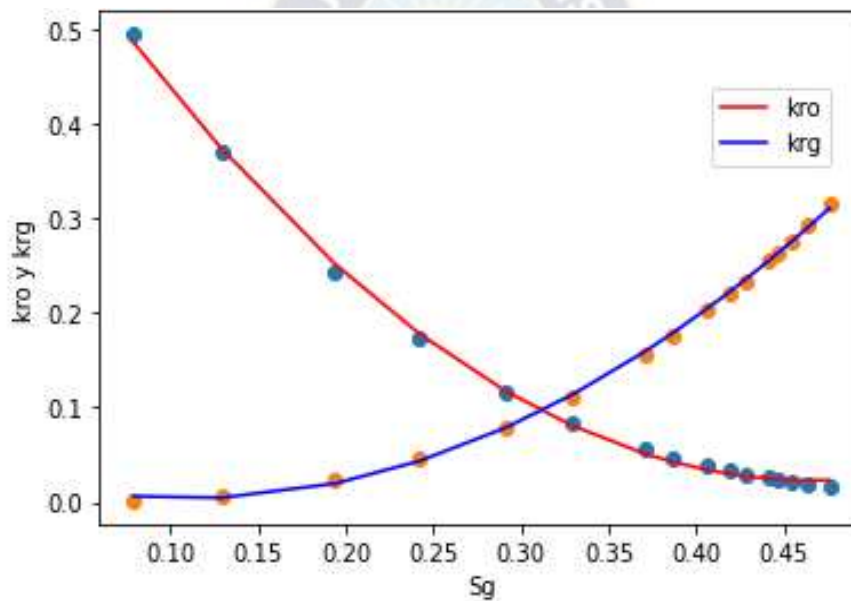
**TABLA 5.2.** Resultados Correlación de Torcaso y Willie Sistema G-O

Sg	So_e	krg	kro	krg/kro
0,079	0,894667	0,001706	0,493626	0,003456
0,129	0,828	0,007294	0,368575	0,01979
0,194	0,741333	0,024201	0,242539	0,099782
0,242	0,677333	0,046076	0,172108	0,267716
0,291	0,612	0,078468	0,116906	0,671204
0,329	0,561333	0,1115	0,083996	1,32745

0,371	0,505333	0,156794	0,056114	2,794221
0,387	0,484	0,176602	0,047533	3,715366
0,406	0,458667	0,202014	0,038639	5,22829
0,419	0,441333	0,220601	0,0333	6,624571
0,428	0,429333	0,234047	0,029936	7,818161
0,441	0,412	0,254312	0,025526	9,962717
0,446	0,405333	0,262372	0,023964	10,94846
0,454	0,394667	0,275576	0,021613	12,75059
0,464	0,381333	0,292618	0,018917	15,46862
0,476	0,365333	0,313856	0,016018	19,59389

Fuente: Elaboración Propia. Software Python

**FIGURA 5.3.** kro y krg VS Sg Correlación de Torcaso y Willie

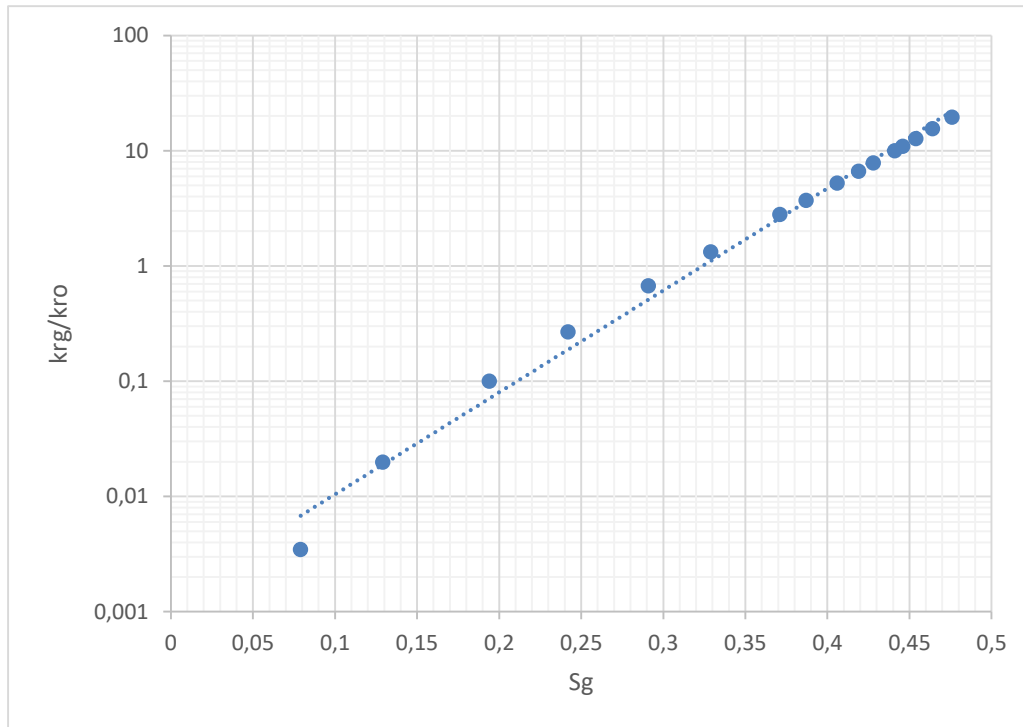


Fuente: Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- r1: 0.99872
- r2: 0.99944

**FIGURA 5.4.** krg/kro vs Sg en escala logarítmica Correlación Torcaso y Willie



Fuente: Elaboración Propia. Excel

### 5.2.3. Método de Corey

Este método se usa específicamente para el sistema bifásico Gas-Petróleo. Los datos se adecuan al sistema especificado con condiciones similares a los reservorios en estudio. Se utilizarán las ecuaciones para el Método de Corey 2.21 y 2.22. y realizando los mismos pasos que en anterior punto para el uso del software de lenguaje de programación Python (Anexo 1), se obtiene los siguientes resultados.

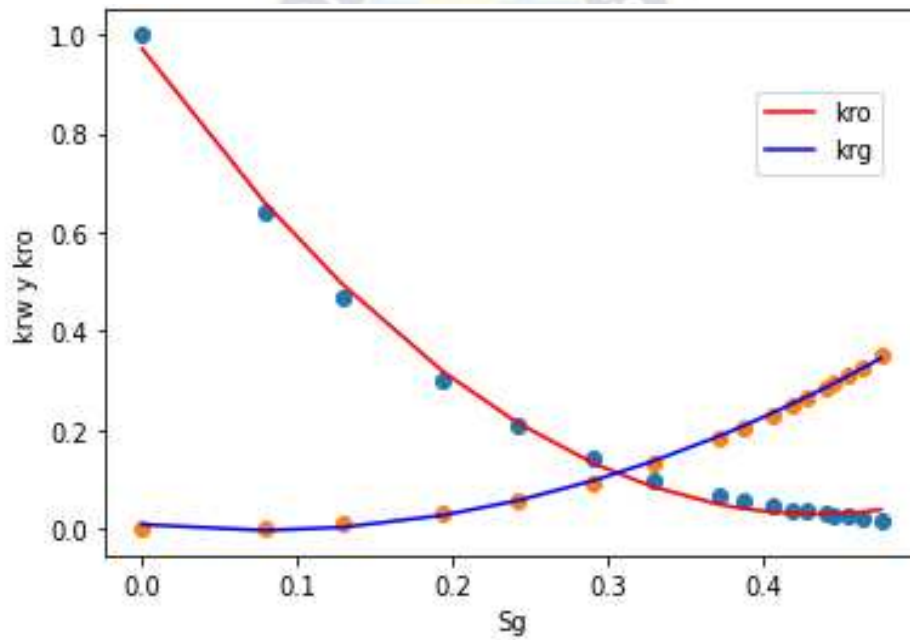
**TABLA 5.3.** Resultados Método de Corey Sistema G-O

Sg%	Sg	Sg_e	kro	krg	krg/kro
0		0	1	0	
7,9	0,079	0,105333	0,640686	0,002214	0,003456
12,9	0,129	0,172	0,470025	0,009302	0,01979
19,4	0,194	0,258667	0,302033	0,030137	0,099781
24,2	0,242	0,322667	0,210479	0,056348	0,267714
29,1	0,291	0,388	0,140283	0,094159	0,671204

32,9	0,329	0,438667	0,099285	0,131795	1,327444
37,1	0,371	0,494667	0,06521	0,182209	2,794209
38,7	0,387	0,516	0,054876	0,203884	3,715366
40,6	0,406	0,541333	0,044258	0,231393	5,228314
41,9	0,419	0,558667	0,037937	0,251317	6,624541
42,8	0,428	0,570667	0,033976	0,265632	7,818125
44,1	0,441	0,588	0,028813	0,287056	9,962717
44,6	0,446	0,594667	0,026993	0,295529	10,9484
45,4	0,454	0,605333	0,024262	0,309353	12,75065
46,4	0,464	0,618667	0,021146	0,327091	15,46855
47,6	0,476	0,634667	0,017814	0,34904	19,5938

Fuente: Elaboración Propia. Software Python

**FIGURA 5.5.**  $S_g^*$ , kro y krg VS  $S_g$  Método de Corey

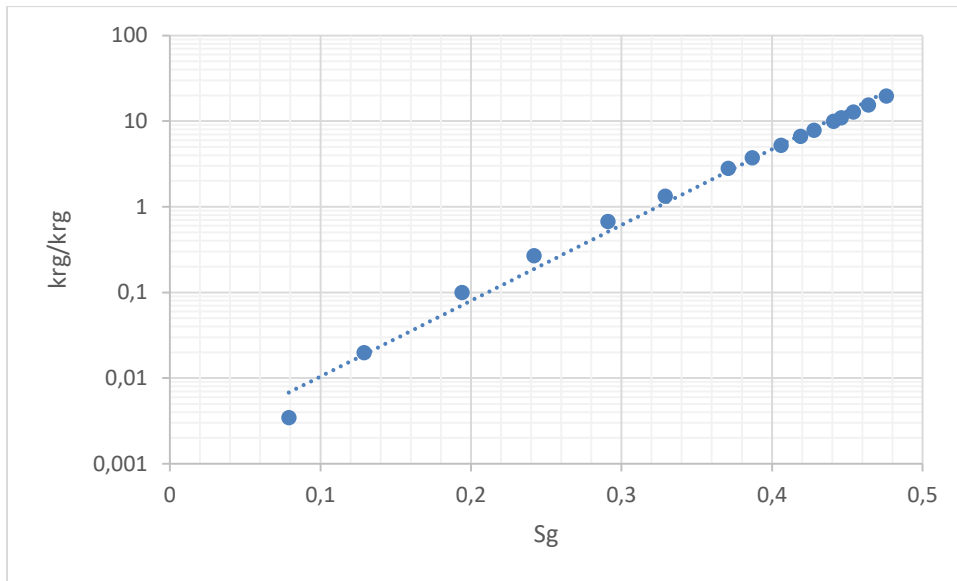


Fuente: Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- r1: 0.99698
- r2: 0.99896

**FIGURA 5.6.**  $k_{rg}/k_{ro}$  vs  $S_g$  en escala logarítmica Método de Corey



Fuente: Elaboración Propia. Excel

#### 5.2.4. Permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar sistema Gas-Petróleo

Para el análisis a partir de datos de presión capilar en el sistema Gas-Petróleo se utilizarán las ecuaciones 2.25 y 2.26 que tienen por componentes unas integrales que deben ser resueltas previamente. Estas integrales podrían ser resueltas de igual manera en el software Python importando la librería sympy que es una biblioteca de Python para matemáticas simbólicas que tiene la función integrate para resolver integrales directamente y se utilizara la función init:printing que nos permitirá visualizar la integral resuelta, con la siguiente programación:

```
from sympy import integrate, init_printing
from sympy.abc import x
init_printing(use_latex="mathjax")
```

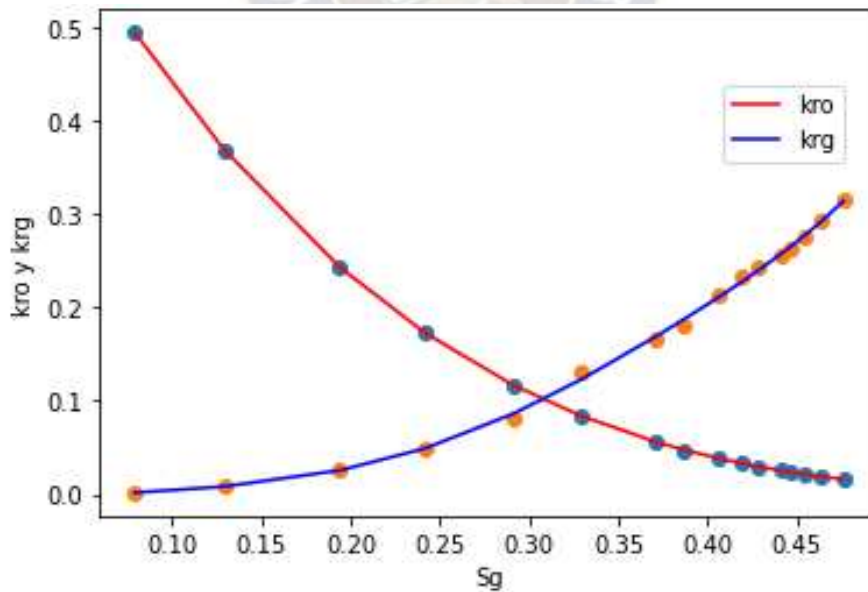
Por lo demás, será necesario utilizar el mismo tipo de programación utilizado en los anteriores puntos para resolver las ecuaciones y obtener los resultados:

**TABLA 5.4.** Resultados Por Presión Capilar Sistema G-O

Sg	So_e	Pc	kr <sub>g</sub>	kro	So	kr <sub>g</sub> /kro
0,079	0,894667	22	0,001866	0,493626	0,671	0,00378
0,129	0,828	20,42	0,008094	0,368575	0,621	0,02196
0,194	0,741333	19,42	0,026201	0,242539	0,556	0,108028
0,242	0,677333	18,12	0,050076	0,172108	0,508	0,290957
0,291	0,612	17,16	0,080468	0,116906	0,459	0,688312
0,329	0,561333	16,18	0,1315	0,083996	0,421	1,565557
0,371	0,505333	15,42	0,166794	0,056114	0,379	2,972431
0,387	0,484	14,58	0,179602	0,047533	0,363	3,77848
0,406	0,458667	14,26	0,212014	0,038639	0,344	5,487099
0,419	0,441333	13,88	0,232301	0,0333	0,331	6,975918
0,428	0,429333	13,62	0,242047	0,029936	0,322	8,085395
0,441	0,412	13,44	0,254312	0,025526	0,309	9,962717
0,446	0,405333	13,18	0,262372	0,023964	0,304	10,94846
0,454	0,394667	13,08	0,275576	0,021613	0,296	12,75059
0,464	0,381333	12,92	0,292618	0,018917	0,286	15,46862
0,476	0,365333	12,72	0,313856	0,016018	0,274	19,59389

Fuente: Elaboración Propia. Software Python

**FIGURA 5.7.** kro y kr<sub>g</sub> VS Sg Por presión capilar sistema G-O

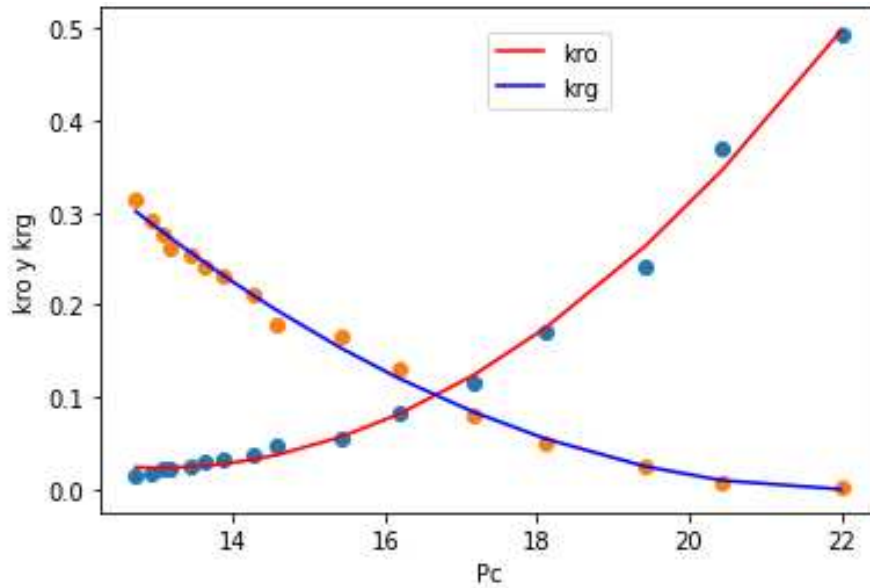


Fuente: Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- r1: 0.99999
- r2: 0.99868

**FIGURA 5.8.** kro y krg VS Pc. Por presión capilar sistema G-O

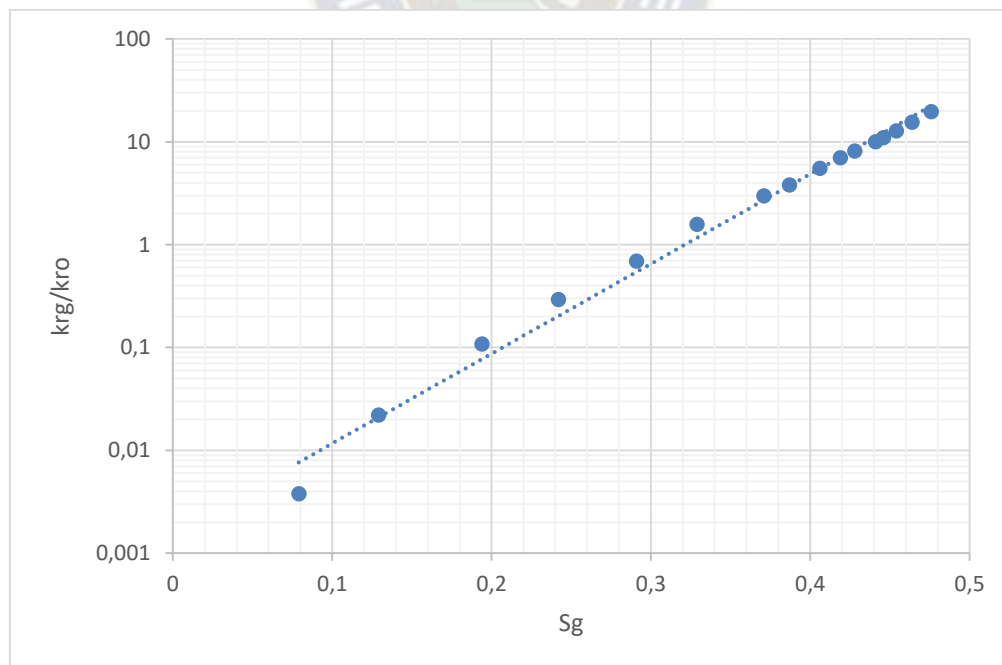


**Fuente:** Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- r1: 0.9954
- r2: 0.99495

**FIGURA 5.9.** krg/kro vs Sg en escala logarítmica Por presión capilar sistema G-O



**Fuente:** Elaboración Propia. Excel

### 5.2.5. Permeabilidad relativa por ecuaciones analíticas para sistema Gas-Petróleo

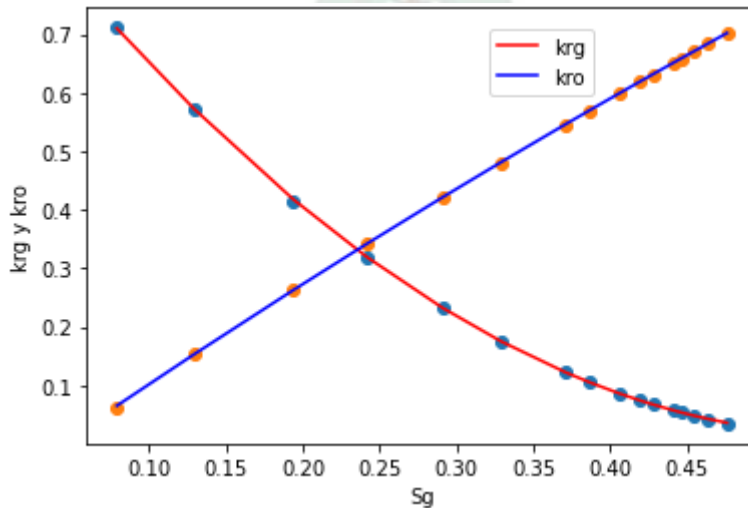
Se utilizará las ecuaciones para calcular la permeabilidad relativa por ecuaciones analíticas con 2.30, 2.31 y 2.32. Realizando una programación similar a los anteriores puntos y siguiendo los pasos necesarios en el software de lenguaje de programación Python (Anexo 1), se obtiene los siguientes resultados.

**TABLA 5.5.** Resultados Por Ecuaciones Analíticas Sistema G-O

Sg	kro	krp	Pcgo	krp/kro
0,079	0,711679	0,062666	6,627784	0,088054
0,129	0,572526	0,154432	11,04931	0,269738
0,194	0,415989	0,265094	15,00756	0,637262
0,242	0,317645	0,343435	17,37917	1,081192
0,291	0,231961	0,421394	19,51525	1,816656
0,329	0,175481	0,480748	21,02827	2,739598
0,371	0,1229	0,545416	22,58723	4,437886
0,387	0,105523	0,569823	23,15456	5,399993
0,406	0,086749	0,598657	23,8114	6,901057
0,419	0,07505	0,618297	24,25095	8,238484
0,428	0,067489	0,631853	24,55083	9,362299
0,441	0,057336	0,651377	24,97788	11,36071
0,446	0,05367	0,658869	25,14027	12,27626
0,454	0,048078	0,670836	25,39802	13,95295
0,464	0,041558	0,685762	25,71672	16,50141
0,476	0,034412	0,703626	26,09422	20,44726

Fuente: Elaboración Propia. Software Python

**FIGURA 5.10.** kro y krp VS Sg Por ecuaciones analíticas sistema G-O



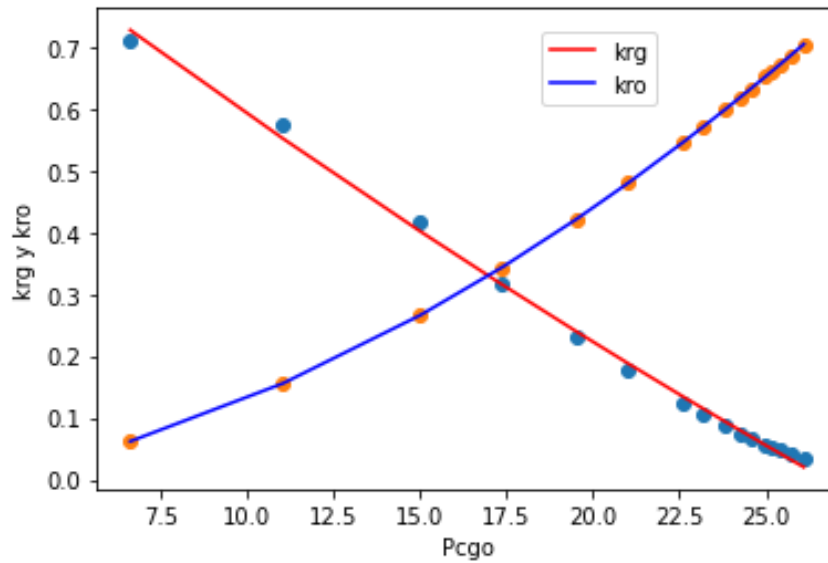
Fuente: Elaboración Propia. Software Python



Con coeficientes de determinación:

- $r_1$ : 0.99998
- $r_2$ : 0.99996

**FIGURA 5.11.** kro y krg VS Pcgo Por ecuaciones analíticas sistema G-O

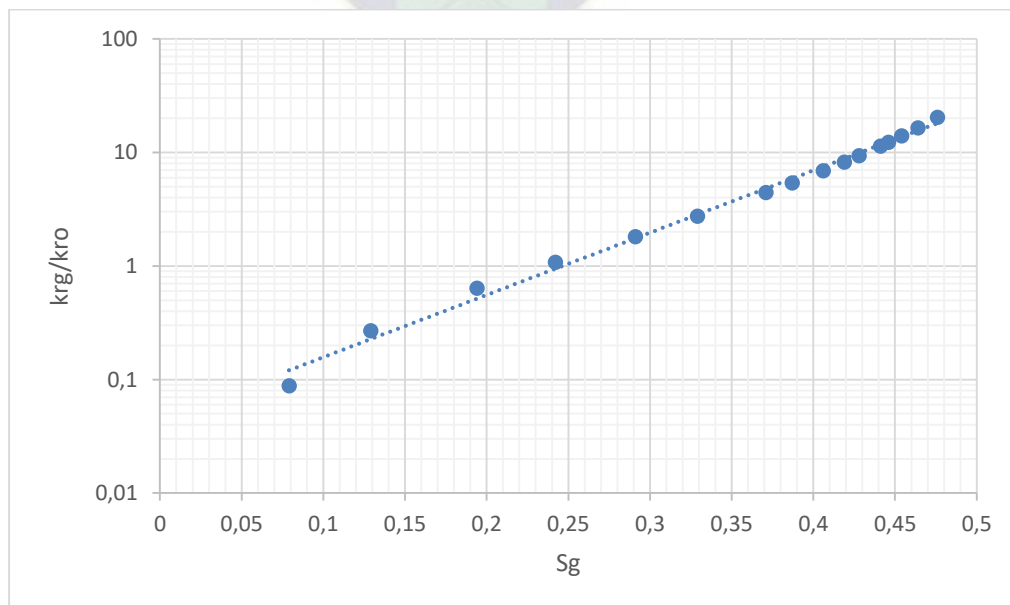


**Fuente:** Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- $r_1$ : 0.99724
- $r_2$ : 0.99999

**FIGURA 5.12.** krg/kro vs Sg en escala logarítmica por ecuaciones analíticas G-O



**Fuente:** Elaboración Propia. Excel

### 5.3. Análisis para el pozo BQN N-X4D

En el pasado este pozo encontró petróleo en su reservorio Yantata el cual fue puesto en pruebas de producción donde se evidencio tres cortes de las diferentes fases que constituyen un reservorio como es el agua, petróleo y gas; es por ello podremos considerarlo como un sistema de hidrocarburos trifásico. Para el estudio de permeabilidades relativas este sistema será considerado como un sistema trifásico de petróleo con presencia de gas el reservorio Yantata que presenta arenas no consolidadas y bien clasificadas, utilizando los modelos para permeabilidades relativas para sistemas trifásicos de acuerdo a estas características.

#### 5.3.1. Correlación de Willie

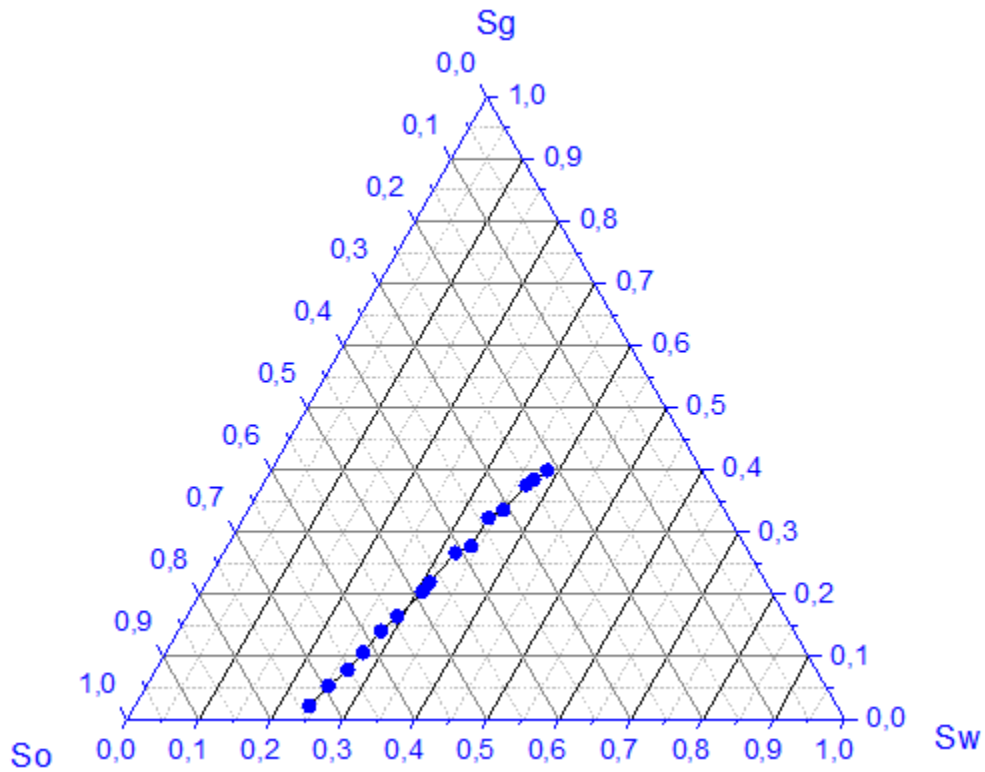
Para utilizar este método se necesita saber el tipo de arena que presenta el reservorio en este caso se presenta una arena no consolidada y bien clasificada, conociendo esta característica deberemos utilizar las ecuaciones 2.37, 2.38 y 2.39. Realizando una programación similar a los pasos anteriores y siguiendo los pasos necesarios en el software de lenguaje de programación Python (Anexo 1), se obtiene los siguientes resultados.

**TABLA 5.6.** Resultados Correlación de willie Sistema Trifásico

Sw	So	Sg	kr <sub>g</sub>	kr <sub>o</sub>	kr <sub>w</sub>	kr <sub>o</sub> /kr <sub>w</sub>	kr <sub>g</sub> /kr <sub>o</sub>
0,242	0,737	0,021	3,57E-05	0,80239	7,6E-06	105620,5584	4,44933E-05
0,253	0,694	0,053	0,000562	0,652843	1,93E-05	33889,48116	0,00086129
0,267	0,654	0,079	0,001831	0,538145	4,92E-05	10938,56248	0,003402131
0,274	0,619	0,107	0,004465	0,444127	7,32E-05	6066,531152	0,010054115
0,282	0,577	0,141	0,009985	0,347525	0,00011	3148,402423	0,028732074
0,293	0,542	0,165	0,015738	0,282989	0,000183	1549,520923	0,055612766
0,308	0,488	0,204	0,028934	0,199743	0,000332	601,3635531	0,144858437
0,311	0,47	0,219	0,035413	0,175404	0,000371	473,2686674	0,201895368
0,323	0,41	0,267	0,061945	0,110381	0,000559	197,5308642	0,561188191
0,339	0,383	0,278	0,069344	0,090665	0,000911	99,48064224	0,764835542
0,341	0,336	0,323	0,10506	0,057233	0,000965	59,31026393	1,83565963
0,355	0,309	0,336	0,117059	0,044587	0,001409	31,64020543	2,625420178
0,367	0,257	0,376	0,158849	0,024492	0,001899	12,89795823	6,4857186
0,373	0,242	0,385	0,169277	0,020345	0,002187	9,303342539	8,320224455
0,385	0,216	0,399	0,186252	0,014418	0,00286	5,041641444	12,91822442

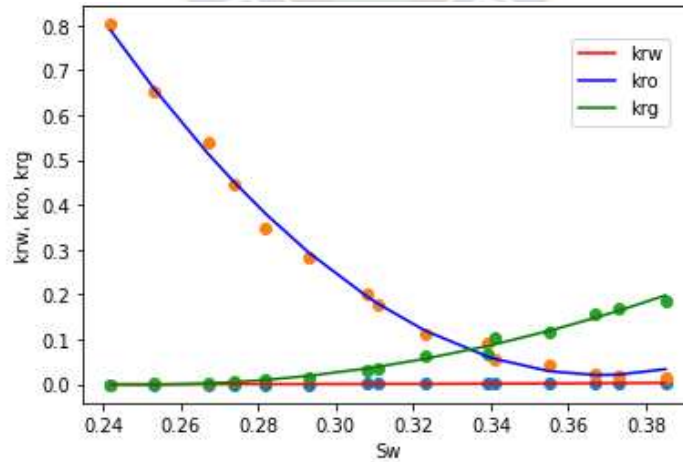
Fuente: Elaboración Propia. Software Python

**FIGURA 5.13.** Saturaciones del sistema trifásico Correlación de Willie



Fuente: Elaboración Propia. Origin

**FIGURA 5.14.**  $k_{rw}$ ,  $k_{ro}$  y  $k_{rg}$  VS  $S_w$  Correlación de Willie Sistema Trifásico

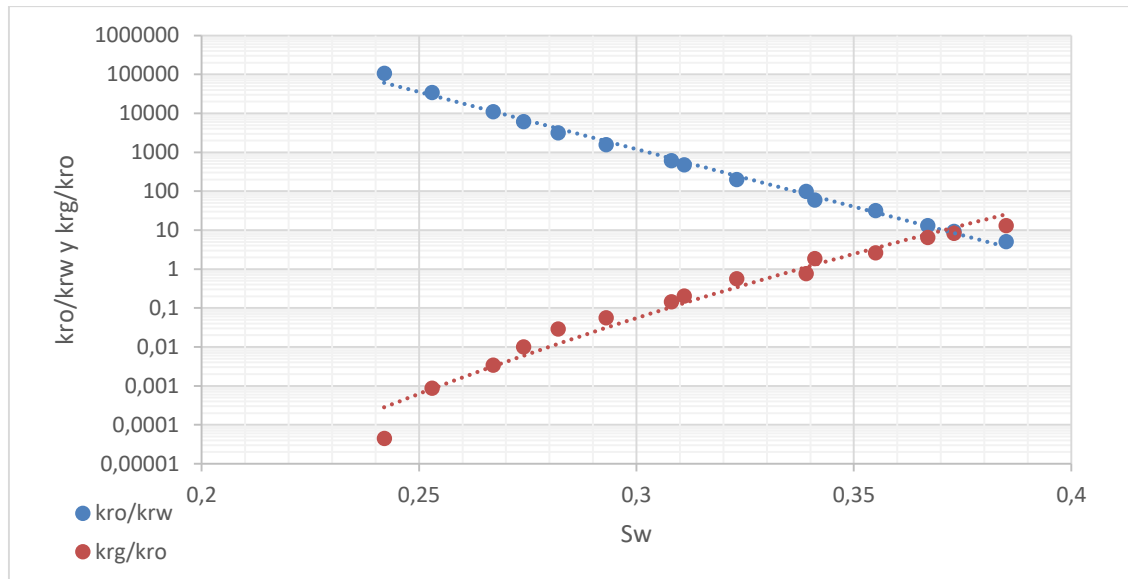


Fuente: Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- $r_1$ : 0.99293
- $r_2$ : 0.99605
- $r_3$ : 0.98591

**FIGURA 5.15.** kro/krw y krg/kro vs Sw en escala logarítmica Correlación de Willie



Fuente: Elaboración Propia. Excel

### 5.3.2. Modelo de Stone I

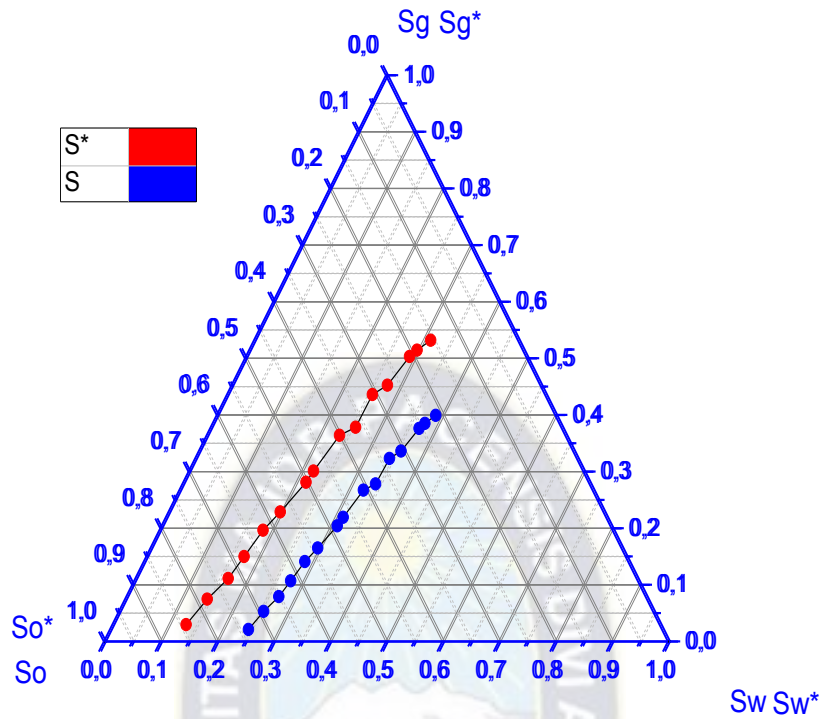
Para utilizar este método se necesita tener una gran cantidad de datos ya conocidos para utilizar las ecuaciones de 2.40 a la ecuación 2.48, Realizando la programación similar a los puntos anteriores y siguiendo los pasos necesarios en el software de lenguaje de programación Python (Anexo 1), se obtiene los siguientes resultados.

**TABLA 5.7.** Resultados por Modelo de Stone I

Sw	So	Sg	krow	krw_bf	krog	krg_bf	So_e	Sw_e	Sg_e	kro	kro/krw	krg/kro
0,242	0,737	0,021	0,709	0,001	0,652	0,002	0,839	0,131	0,030	1,150	907,213	0,002
0,253	0,694	0,053	0,679	0,002	0,544	0,006	0,779	0,146	0,075	0,911	511,871	0,007
0,267	0,654	0,079	0,641	0,003	0,455	0,012	0,724	0,165	0,111	0,712	273,089	0,017
0,274	0,619	0,107	0,623	0,003	0,386	0,020	0,676	0,174	0,150	0,579	186,582	0,035
0,282	0,577	0,141	0,603	0,004	0,313	0,033	0,620	0,184	0,196	0,445	118,916	0,074
0,293	0,542	0,165	0,575	0,005	0,259	0,048	0,573	0,198	0,229	0,346	72,572	0,138
0,308	0,488	0,204	0,540	0,006	0,189	0,077	0,501	0,218	0,281	0,227	35,417	0,340
0,311	0,470	0,219	0,533	0,007	0,169	0,089	0,478	0,221	0,301	0,198	29,069	0,452
0,323	0,410	0,267	0,505	0,008	0,112	0,139	0,400	0,236	0,364	0,117	13,842	1,189
0,339	0,383	0,278	0,470	0,011	0,091	0,166	0,364	0,257	0,378	0,085	7,721	1,954
0,341	0,336	0,323	0,466	0,011	0,062	0,221	0,306	0,258	0,436	0,053	4,636	4,204
0,355	0,309	0,336	0,437	0,014	0,048	0,258	0,271	0,276	0,453	0,036	2,559	7,182
0,367	0,257	0,376	0,413	0,017	0,028	0,340	0,206	0,290	0,503	0,017	1,003	20,337
0,373	0,242	0,385	0,401	0,018	0,023	0,366	0,187	0,298	0,515	0,013	0,705	28,748
0,385	0,216	0,399	0,379	0,021	0,016	0,415	0,155	0,313	0,532	0,007	0,354	55,523

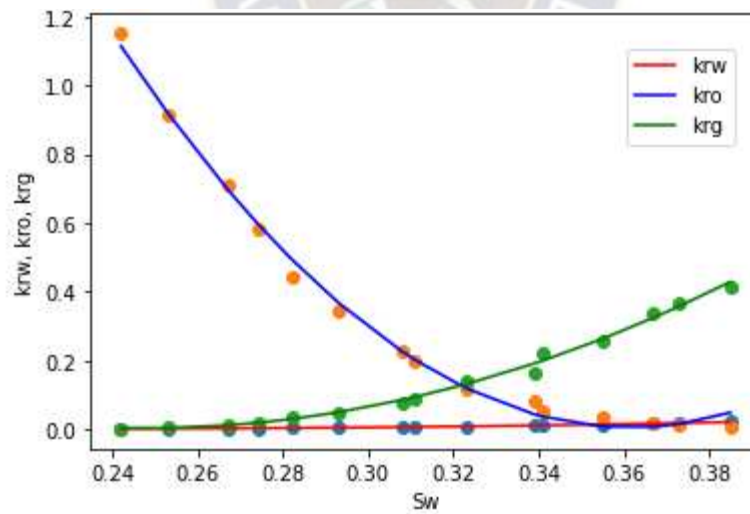
Fuente: Elaboración Propia. Software Python

**FIGURA 5.16.** Saturaciones efectivas del sistema trifásico Modelo Stone I



**Fuente:** Elaboración Propia. Origin

**FIGURA 5.17.**  $k_{rw}$ ,  $k_{ro}$  y  $k_{rg}$  VS  $S_w$  Modelo de Stone I

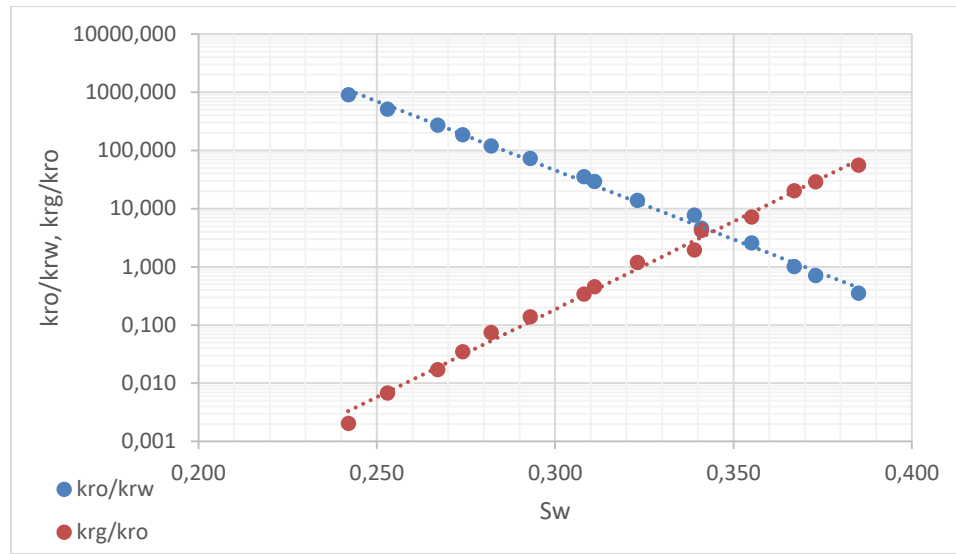


**Fuente:** Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- r1: 0.99969
- r2: 0.99481
- r3: 0.99363

**FIGURA 5.18.** kro/krw y krg/kro vs Sw en escala logarítmica Modelo de Stone I



Fuente: Elaboración Propia. Excel

### 5.3.3. Modelo de Stone II

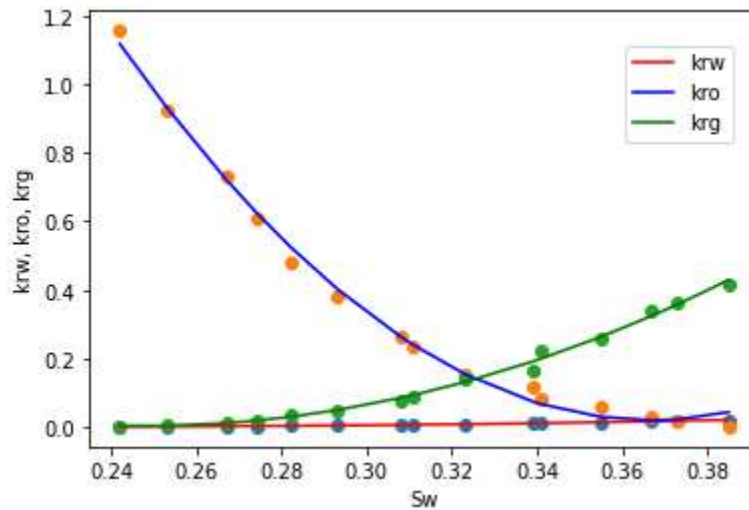
Para utilizar este método se utilizará los mismos datos del modelo Stone I, con la ecuación 2.49 que fue propuesta en este modelo por la complejidad del cálculo de Som. Realizando una programación similar que en los anteriores puntos y siguiendo los pasos necesarios en el software de lenguaje de programación Python (Anexo 1), se obtiene los siguientes resultados.

**TABLA 5.8.** Resultados por Modelo de Stone II

Sw	So	Sg	krow	krw_bifase	krog	krg_bifase	kro	kro/krw	krg/kro
0,242	0,737	0,021	0,709	0,001	0,652	0,002	1,157	912,269	0,002
0,253	0,694	0,053	0,679	0,002	0,544	0,006	0,926	520,168	0,007
0,267	0,654	0,079	0,641	0,003	0,455	0,012	0,733	281,203	0,017
0,274	0,619	0,107	0,623	0,003	0,386	0,020	0,606	195,213	0,033
0,282	0,577	0,141	0,603	0,004	0,313	0,033	0,478	127,572	0,069
0,293	0,542	0,165	0,575	0,005	0,259	0,048	0,381	79,962	0,125
0,308	0,488	0,204	0,540	0,006	0,189	0,077	0,265	41,245	0,292
0,311	0,470	0,219	0,533	0,007	0,169	0,089	0,236	34,673	0,379
0,323	0,410	0,267	0,505	0,008	0,112	0,139	0,154	18,313	0,898
0,339	0,383	0,278	0,470	0,011	0,091	0,166	0,117	10,601	1,423
0,341	0,336	0,323	0,466	0,011	0,062	0,221	0,084	7,379	2,641
0,355	0,309	0,336	0,437	0,014	0,048	0,258	0,059	4,171	4,406
0,367	0,257	0,376	0,413	0,017	0,028	0,340	0,029	1,744	11,701
0,373	0,242	0,385	0,401	0,018	0,023	0,366	0,019	1,080	18,772
0,385	0,216	0,399	0,379	0,021	0,016	0,415	0,002	0,101	195,009

Fuente: Elaboración Propia. Software Python

**FIGURA 5.19.** krw, kro y krg VS Sw Modelo de Stone II

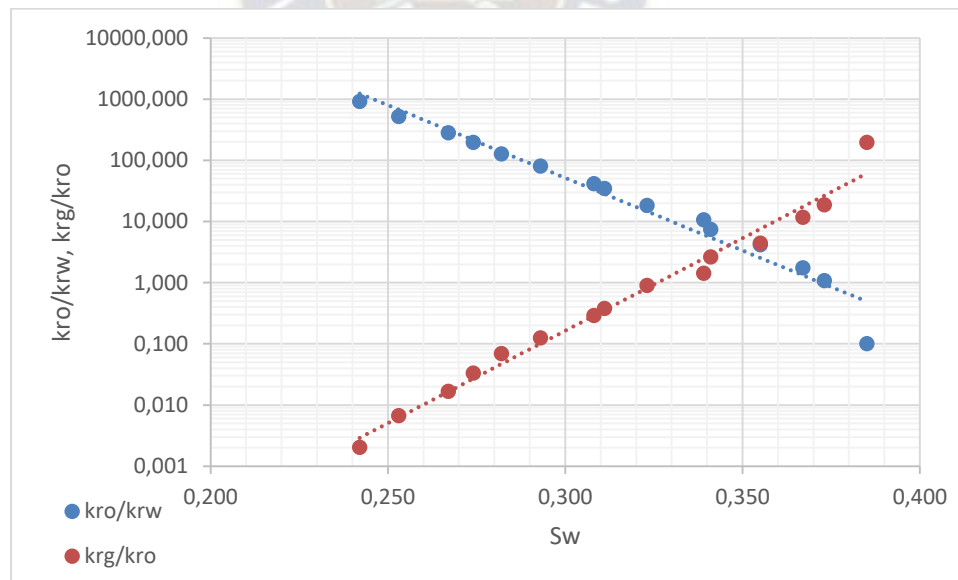


Fuente: Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- r1: 0.999692
- r2: 0.994618
- r3: 0.993634

**FIGURA 5.20.** kro/krw y krg/kro vs Sw en escala logarítmica Modelo de Stone II



Fuente: Elaboración Propia. Excel

### 5.3.4. La correlación de Hustad-Holt

Este método modificó el modelo de Stone I proponiendo las ecuaciones 2.50 a la 2.54 para el cálculo de la permeabilidad relativa de petróleo. Realizando los pasos

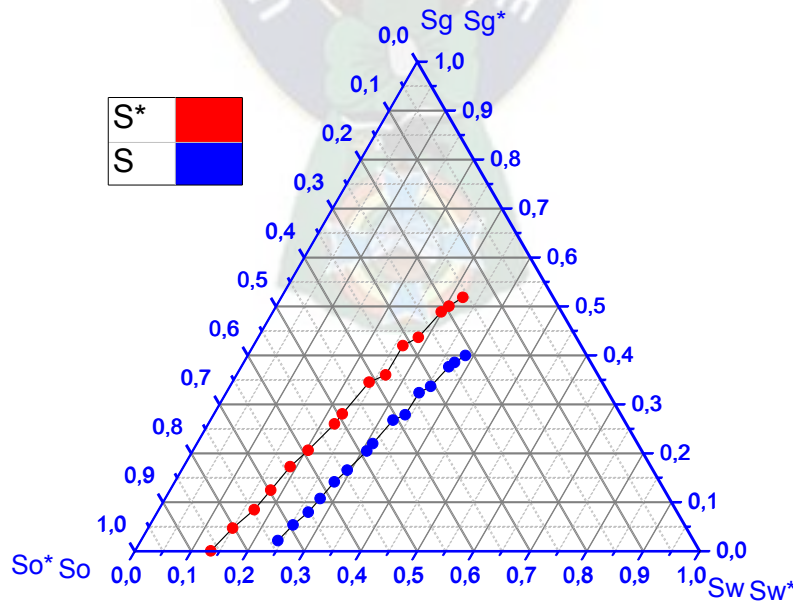
necesarios en el software de lenguaje de programación Python (Anexo 1), se obtiene los siguientes resultados.

**TABLA 5.9.** Resultados Correlación Hustad-Holt

Sw	So	Sg	krow	krw_bf	krog	krg_bf	So*	Sw*	Sg*	kro	kro/krw	krg/kro
0,242	0,737	0,021	0,709	0,001	0,652	0,002	0,864	0,135	0,001	1,155	911,235	0,002
0,253	0,694	0,053	0,679	0,002	0,544	0,006	0,802	0,150	0,048	0,915	514,428	0,007
0,267	0,654	0,079	0,641	0,003	0,455	0,012	0,745	0,170	0,086	0,716	274,660	0,017
0,274	0,619	0,107	0,623	0,003	0,386	0,020	0,696	0,179	0,125	0,583	187,721	0,034
0,282	0,577	0,141	0,603	0,004	0,313	0,033	0,637	0,189	0,173	0,448	119,690	0,074
0,293	0,542	0,165	0,575	0,005	0,259	0,048	0,589	0,204	0,207	0,348	73,088	0,137
0,308	0,488	0,204	0,540	0,006	0,189	0,077	0,515	0,224	0,261	0,229	35,699	0,337
0,311	0,470	0,219	0,533	0,007	0,169	0,089	0,491	0,228	0,281	0,199	29,304	0,449
0,323	0,410	0,267	0,505	0,008	0,112	0,139	0,411	0,243	0,346	0,118	13,963	1,178
0,339	0,383	0,278	0,470	0,011	0,091	0,166	0,375	0,264	0,361	0,086	7,797	1,935
0,341	0,336	0,323	0,466	0,011	0,062	0,221	0,314	0,265	0,421	0,053	4,681	4,163
0,355	0,309	0,336	0,437	0,014	0,048	0,258	0,278	0,284	0,438	0,036	2,586	7,106
0,367	0,257	0,376	0,413	0,017	0,028	0,340	0,212	0,298	0,490	0,017	1,015	20,108
0,373	0,242	0,385	0,401	0,018	0,023	0,366	0,192	0,306	0,501	0,013	0,713	28,413
0,385	0,216	0,399	0,379	0,021	0,016	0,415	0,159	0,322	0,519	0,008	0,358	54,829

Fuente: Elaboración Propia. Software Python

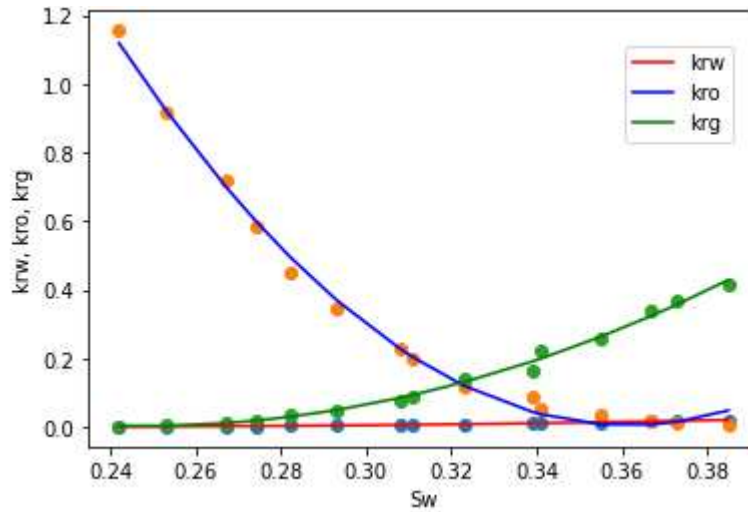
**FIGURA 5.21.** Saturaciones del sistema trifásico Correlación de Hustad y Holt



Fuente: Elaboración Propia. Prosim



**FIGURA 5.22.**  $k_{rw}$ ,  $k_{ro}$  y  $k_{rg}$  VS  $S_w$  Correlación de Hustad-Holt

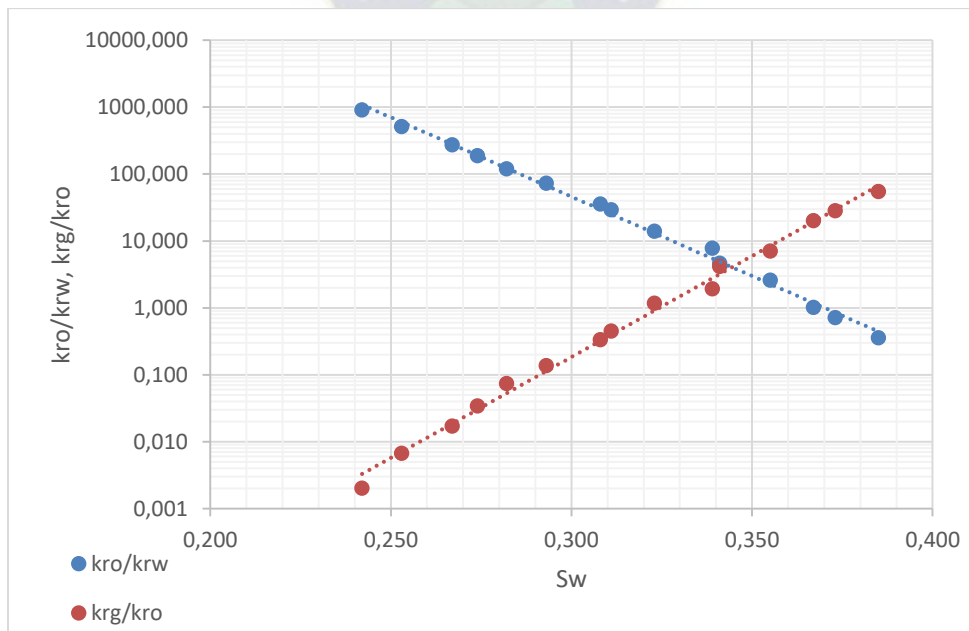


Fuente: Elaboración Propia. Software Python

Con coeficientes de determinación:

- $r_1$ : 0.99969
- $r_2$ : 0.99487
- $r_3$ : 0.99363

**FIGURA 5.23.**  $k_{ro}/k_{rw}$  y  $k_{rg}/k_{ro}$  vs  $S_w$  en escala logarítmica Correlación de Hustad-Holt



Fuente: Elaboración Propia. Excel

## CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. Conclusiones

- Al establecer los criterios y parámetros necesarios para la selección de los reservorios a los cuales, el análisis de permeabilidades relativas se aplicará, se pudo seleccionar el pozo YPC-17D con el reservorio Petaca B+C y BQN N-X4D con el reservorio Yantata como los reservorios de muestreo del área del Boomerang. Esto nos permite aplicar esta metodología a todos los pozos pertenecientes a dicha área.
- Se utilizó efectivamente el software de lenguaje de programación Python para realizar los cálculos necesarios para cada una de las correlaciones y métodos de cálculo de permeabilidades relativas concernientes al área de la ingeniería petrolera.
- Se describió correctamente las funciones de permeabilidades relativas para la aplicación de las mismas con el software de lenguaje de programación Python y, esta, no se ve limitado a través del tiempo y permite evaluar el comportamiento de diferentes reservorios tanto en sistemas bifásicos como trifásicos.
- Se modelo curvas en las cuales se puede apreciar el comportamiento de las permeabilidades relativas de acuerdo a las saturaciones de agua y gas respectivamente.
- Para sistemas bifásicos se realizó las gráficas de permeabilidades relativas con respecto a la saturación de agua para observar la relación que existe entre las permeabilidades de agua y petróleo.
- Para sistemas trifásicos se realizó las gráficas de permeabilidades relativas con respecto a la saturación de gas para observar la relación que existe entre las permeabilidades de agua – petróleo y gas – petróleo respectivamente.
- Se comparó las gráficas de permeabilidades relativas tanto en sistemas bifásicos como trifásicos donde se observa la variación de un método o correlación a otro, esto permitirá, en conjunto con otros estudios, la toma de decisiones oportuna para el método de explotación a aplicar.

## 6.2. Recomendaciones

- Previo a la realización del análisis para cualquier sistema ya sea bifásico o trifásico se debe recopilar datos de inicio de cálculos como es la saturación de agua y propiedades de la roca, estos datos la mayor parte del tiempo solo pueden ser obtenidos desde laboratorios especializados o en este caso desde un ente que proporcione dichos datos como es el caso de YPFB Corporación quien abrió las puertas para la recopilación de datos, estos datos fueron proporcionados de manera presencial sin la posibilidad de medios digitales ni fotografías.
- Existen una mayor cantidad de correlaciones y métodos para calcular la permeabilidad relativa, no se desprestigia el uso de otras formas de cálculo y podrían ser uso de análisis como el caso de los métodos usados durante este proyecto. Las estatales como YPFB realizan este cálculo por los métodos Feril, Indonesia y Simandoux. Pero para sus cálculos ellos utilizan los resultados de una empresa de servicios que utiliza el método VOLAN.
- La evaluación de las gráficas de permeabilidades relativas resulta en algunos casos con variación mínima por lo cual es necesario realizar una evaluación de error para la selección del método que se acerque más a los datos reales.
- Es posible aplicar las correlaciones utilizadas para reservorios en donde se esté realizando la inyección de agua para mejorar el rendimiento y vida productiva del reservorio.
- Para utilizar métodos especializados como es el caso del cálculo de permeabilidades relativas por presión capilar y ecuaciones analíticas es necesario una gran cantidad de datos que solo pueden ser previamente estimados por laboratorios, por lo que es necesario disponer de un repositorio de datos para el uso aplicativo de los mismos.

## BIBLIOGRAFIA

- /1/Ortiz A.F., Carrillo L.F. y Rojas J.A. (2017). Metodología Experimental para la Estimación de Permeabilidades Relativas en Dos y Tres Fases por Medio de Ajuste Histórico. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. Recuperado de: <https://n9.cl/ja7ab>
- /2/ Al-Fattah, S. M. (2004). Equations for Water/Oil Relative Permeability in Saudi Arabian Sandstone. SAUDI ARAMCO JOURNAL OF TECHNOLOGY
- /3/ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. 2012. Exploration Bidding Round Bolivia. Área Morfológica Boomerang – Llanura Beniana. Recuperado de: <https://afly.co/ngz5>
- /4/ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Andina. 2020. Areas Operadas. Recuperado de: <https://n9.cl/uv3j>
- /5/ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Noticias 2015. YPFB descubre 28 millones de barriles de petróleo en el campo Boquerón Norte.
- /6/ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Transierra SA 2007. Estudio de Evaluación Impacto Ambiental. Recuperado de: <https://n9.cl/eo3ea>
- /7/ Herrera H. (2009). Ingeniería de Reservorios I Contenido Temático por Capítulos. Universidad Mayor de San Andrés, UMSA, Bolivia.
- /8/ Pirson, S.J. (1958). Oil Reservoir Engineering. Nueva York: Mc. Graw-Hill Book Company, Inc.
- /9/ Colmont G.J. y Pinoargorte C. I. (2017). Flujo de fluidos en medios porosos. Editorial UPSE, 1ra Edición. Ecuador
- /10/París de Ferrer M, (2001). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Ediciones Astro Dala S.A. Maracaibo, Venezuela.
- /11/Escobar Macualo F.H. (2004). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Huila. Editorial Universidad Surcolombiana. Colombia.
- /12/Tabalera Ennyta. (2017). The Steemit Crypto Academy. Recuperado de: <https://n9.cl/hyfye>
- /13/París de Ferrer M, (2009). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Ediciones Astro Dala S.A. Maracaibo, Venezuela.

- /14/Portal del petróleo, 2012. Curvas de Permeabilidad Relativa Parte. Recuperado de: <https://n9.cl/jnzy7>
- /15/Ahmed Tarek, 2001. Reservoir Engineering Handbook. 2da edición. Gulf Professional Publishing. Texas.
- /16/ Lozano F.A., Ramírez J. y Duarte A. (2014). Manual: Introducción a la Programación en Mathematica. Universidad Politécnica de Querétaro. Mexico.
- /17/ La comunidad Petrolera 2008. IMEX: una alternativa de CMG. Recuperado de: <https://n9.cl/9y640>
- /18/ PROGRAMA ERGO SUM 2021. Curso de iniciación a Python en Raspberry Pi: Recuperado de:
- /19/Downey A., Elkner J. y Meyers C. 2002. Aprenda a Pensar Como un Programador con Python. Green Tea Press. Wellesley, Massachusetts.
- /20/Equipo Nizkor. Dos pozos de Boquerón están secos y YPFB asume cautela. Recuperado de: <https://n9.cl/lahoh>
- /21/Portal del Petróleo. Comportamiento de Fases en Yacimientos de Gas Condensado. Recuperado de: <https://n9.cl/e6qp1>
- /22/ YPFB Andina 2016. PROGRAMA DE TRABAJO Y PRESUPUESTO, AREA DE CONTRATO YAPACANI 2016. Bolivia.
- /23/ Wikipedia, 2020. Análisis formal de conceptos. Recuperado de: <https://bit.ly/3yz1HK2>
- /24/ Luis Rico 2004. ANÁLISIS CONCEPTUAL E INVESTIGACIÓN EN DIDÁCTICA DE LA MATEMÁTICA. Universidad de Granada. España.
- /25/Agmed T. y Meehan D. 2012. Advanced Reservoir Management and Engineering, 2da edición. Oxford. USA

# **ANEXOS**

## **ANEXOS 1: PROCEDIMIENTO DE PROGRAMACION**

## PROGRAMACION REALIZADA EN LENGUAJE PYTHON

La siguiente programación debe ser adecuada definiendo variables que requiera cada una de las correlaciones utilizadas, es decir los nombres de las variables en estudio. la programación será similar para cada correlación y debe ser reescrita para cada caso para el buen funcionamiento de las mismas, se deberá seguir los siguientes pasos:

- Se importa las primeras librerías que nos permitirá el buen funcionamiento y tratamiento de datos que ordenemos al software de programación, los documentos con los datos correspondientes y se realiza la lectura de los mismos.

```
import numpy as np
import pandas as pd
from google.colab import files
files.upload()
df = pd.read_excel("Documento con datos necesarios")
```

- Como está especificado en el capítulo V, cada correlación o método deberá utilizar sus ecuaciones y funciones correspondientes esta será como sigue a continuación:

- Correlación De Willy Y Gardner. Sistema G-O

```
Swc = 0.25
df["So"] = (1-df["Sg"]- Swc)
df["So_e"] = ((df["So"])/(1- Swc))
df["kro"] = (df["So_e"])**(3.5)
df["krg"] = ((1 - df["So_e"])**2)*(1 - ((df["So_e"])**(1.5)))
df
```

- Correlación De Torcaso y Willie. Sistema G-O

```
df["kro"] = (df["krg"]*(((df["So_e"])**4)/(((1-df["So_e"])**2)*(1-
((df["So_e"])**2)))))
df
```

- Método de Corey. Sistema G-O

```
Swc = 0.25
df["Sg_e"] = (df["Sg"]/(1-Swc))
df["kro"] = (1-df["Sg_e"])**4
df["krg"] = ((df["Sg_e"])**3)*(2-df["Sg_e"])
```



- Permeabilidad Relativa por Presión Capilar. Sistema G-O

En caso de ser necesario se realizará la resolución de integrales con la siguiente programación; se importa las librerías para resolver integrales y se identifica la f(x) a integrarse

```
from sympy import integrate, init_printing
from sympy.abc import x
init_printing(use_latex="mathjax")
f = 1/((22-20*x)**2)
integrate(f, x)
```

$$-\frac{1}{400x - 440}$$

```
I4=(1/(440-400*(1)))-(1/(440-400*(0.3)))
```

```
I5=(1/(440-400*(df["So"])))-(1/(440-400*(0.3)))
```

```
I6=(1/(440-400*(1)))-(1/(440-400*(df["So"])))
```

```
df["kro"]=((df["So"]-Sor)/(1-Sor))**2*(df["I5"]/I4)
```

```
df["krg"]=((1-(df["So"])-Sor)/(df["Sg"]-Sgc))**2*(df["I6"]/I4)
```

```
df
```

- Permeabilidad Relativa por Ecuaciones Analíticas. Sistema G-O

```
Swc=0.20
```

```
Sorw=0.35
```

```
Sgc=0.05
```

```
Sorg=0.19
```

```
Kro_swc=0.85
```

```
kro_Sgc=0.8
```

```
krg_swc=0.90
```

```
ngo=2.2
```

```
ng=0.9
```

```
npg=0.51
```

```
Pc_Slc=30 #PSI
```

```
Slc=Swc+Sorg
```

```
df["kro"]=kro_Sgc*((1-df["Sg"]-Slc)/(1-Sgc-Slc))**ngo)
```

```
df["krg"]=krg_swc*((df["Sg"]-Sgc)/(1-Slc-Sgc))**ng)
```

```
df["Pcgo"]=Pc_Slc*((df["Sg"]-Sgc)/(1-Slc-Sgc))**npg)
```

```
df
```

- Correlación de Willie. Sistema Trifásico.

```
Swc=0.20
df["So"]=1-df["Sw"]-df["Sg"]
df["krg"]=((df["Sg"]**2)*(1-Swc)**2)-((df["Sw"]+df["So"]-Swc)**2))/((1-Swc)**4)
df["kro"]=(df["So"]**3)*(2*df["Sw"]+df["So"]-2*Swc)/((1-Swc)**4)
df["krw"]=((df["Sw"])-Swc)/(1-Swc)**4
```

df

- Método de Stone I. Sistema Trifásico

Para este caso se analiza en dos sistemas, sistema agua petróleo y sistema gas petróleo, para este efecto se utilizará la correlación de Willie y Gardner para sistemas bifásicos en ambos casos y así calcular la permeabilidad relativa del petróleo en el sistema agua petróleo y la permeabilidad relativa del sistema gas petróleo.

```
Swc=0.15
#willie y gardner W-O
df["Sw_ef"] = ((df["Sw"])-Swc)/(1-Swc)
df["krow"] = (1-df["Sw_ef"])**3
df["krw_bifase"] = (df["Sw_ef"])**3
#willie y gardener O-G
df["So_ef"] = (df["So"])/(1-Swc)
df["krog"] = (df["So_ef"])**3
df["krg_bifase"] = (1-df["So_ef"])**3
```

```
Sgc=0.1
Swc=0.15
Sorw=0.15
Sorg=0.05
kro_Swc=0.40
```

```
df["a"] = 1 - (df["Sg"] / (1 - Swc - Sorg))
df["Som"] = df["a"] * Sorw + (1 - df["a"]) * Sorg
df["So"] = 1 - df["Sw"] - df["Sg"]
```

```

df["So_e"]=(df["So"]-df["Som"])/(1-Swc-df["Som"])
df["Sw_e"]=(df["Sw"]-Swc)/(1-Swc-df["Som"])
df["Sg_e"]=(df["Sg"])/(1-Swc-df["Som"])

df["kro"]=(df["So_e"]/((1-df["Sw_e"])*(1-
df["Sg_e"])))*((df["krow"])*(df["krog"])/kro_Swc)
df["kro/krw"]=df["kro"]/df["krw_bifase"]
df["krg/kro"]=df["krg_bifase"]/df["kro"]

```

```

df = df.drop(['Sw_ef', 'So_ef', 'a', 'Som'], axis=1)
df

```

- Método de Stone II. Sistema Trifásico

Este caso será similar al anterior en donde se utilizaba la correlación de Willie y Gardner para sistemas bifásicos.

```

Sgc=0.02
Swc=0.15
Sorw=0.15
Sorg=0.05
kro_Swc=0.40
#willie y gardner W-O
df["Sw_ef"] = ((df["Sw"]-Swc)/(1-Swc))
df["krow"] = (1-df["Sw_ef"])**3
df["krw_bifase"]=(df["Sw_ef"])**3
#willie y gardener O-G
df["So_ef"] = (df["So"])/(1-Swc)
df["krog"] = (df["So_ef"])**3
df["krg_bifase"] =(1-df["So_ef"])**3

df["kro"]=kro_Swc*((df["krow"])/kro_Swc)+df["krw_bifase"]*((df["krog"]
)/kro_Swc)+df["krg_bifase"]-(df["krw_bifase"]+df["krg_bifase"])
df["kro/krw"]=df["kro"]/df["krw_bifase"]
df["krg/kro"]=df["krg_bifase"]/df["kro"]

df = df.drop(['Sw_ef', 'So_ef'], axis=1)
df

```

- Correlación de Hustad y Holt. Sistema Trifásico

```

Sgc=0.02
Swc=0.15
Sorw=0.15
Sorg=0.05
kro_Swc=0.40

#willie y gardner W-O
df["Sw_ef"] = ((df["Sw"]-Swc)/(1-Swc))
df["krow"] = (1-df["Sw_ef"])**3
df["krw_bifase"] = (df["Sw_ef"])**3
#willie y gardener O-G
df["So_ef"] = (df["So"])/(1-Swc)
df["krog"] = (df["So_ef"])**3
df["krg_bifase"] = (1-df["So_ef"])**3

df["a"] = 1 - (df["Sg"] / (1 - Swc - Sorg))
df["Som"] = df["a"] * Sorw + (1 - df["a"]) * Sorg
df["So*"] = (df["So"] - df["Som"]) / (1 - Swc - df["Som"] - Sgc)
df["Sw*"] = (df["Sw"] - Swc) / (1 - Swc - df["Som"] - Sgc)
df["Sg*"] = (df["Sg"] - Sgc) / (1 - Swc - df["Som"] - Sgc)
df["B"] = (df["So*"]) / ((1 - df["Sw*"]) * (1 - df["Sg*"]))

n=1
df["kro"] = (((df["krow"]) * (df["krog"]))) / kro_Swc * ((df["B"]) ** n)
df["kro/krw"] = df["kro"] / df["krw_bifase"]
df["krg/kro"] = df["krg_bifase"] / df["kro"]
df = df.drop(['Sw_ef', 'So_ef', 'a', 'Som', 'B'], axis=1)
df

```

- Para realizar la representación gráfica se utilizará la biblioteca de aprendizaje automático Sklearn. Para sistemas Bifásicos y Sistemas trifásicos la programación resultara similar, pero es necesario diferenciar unas de otras.

- Cabe aclarar que la programación a realizar deber ser repetida y/o adaptada para cada correlación o método. Para sistemas Bifásicos la programación será similar:

#### **Visualización de la distribución de puntos**

```
import os
from sklearn.preprocessing import PolynomialFeatures
from sklearn.linear_model import LinearRegression
import matplotlib
import matplotlib.pyplot as plt
x = df.Sg.values.reshape(-1,1)
y1 = df.kro.values.reshape(-1,1)
plt.scatter(x,y1)

x = df.Sg.values.reshape(-1,1)
y2 = df.krg.values.reshape(-1,1)
plt.scatter(x,y2)

plt.xlabel("Sg")
plt.ylabel("kro y krg")
plt.show()
```

#### **Regresión que se ajuste a la distribución de puntos**

```
Regresion_polinomial1 = PolynomialFeatures(degree=2)
x_polinomial1 = Regresion_polinomial1.fit_transform(x,y1)
regresion_linear1 = LinearRegression()
regresion_linear1.fit(x_polinomial1,y1)
y_result1=regresion_linear1.predict(x_polinomial1)
plt.plot(x,y_result1, color="red", label="red")
plt.scatter(x,y1)

Regresion_polinomial2 = PolynomialFeatures(degree=2)
x_polinomial2 = Regresion_polinomial2.fit_transform(x,y2)
regresion_linear2 = LinearRegression()
regresion_linear2.fit(x_polinomial2,y2)
y_result2=regresion_linear2.predict(x_polinomial2)
plt.plot(x,y_result2, color="blue", label="blue")
```

```
plt.scatter(x,y2)

plt.xlabel("Sg")
plt.ylabel("kro y krg")
plt.title("Titulo de la gráfica")
Leyenda = ["kro","krg"]
plt.legend(loc= [0.8,0.7], labels = Leyenda)
plt.show()
```

```
from sklearn.metrics import r2_score
print("r1: ", r2_score(y1,y_result1))
print("Coeficientes1: ",regresion_lineal1.coef_)
print("r2: ", r2_score(y2,y_result2))
print("Coeficientes2: ",regresion_lineal2.coef_)
```

- Cabe aclarar que la programación a realizar deber ser repetida y/o adaptada para cada correlación o método. Para sistemas trifásicos la programación será similar:

#### **Visualización de la distribución de puntos**

```
import os
from sklearn.preprocessing import PolynomialFeatures
from sklearn.linear_model import LinearRegression
import matplotlib
import matplotlib.pyplot as plt
x = df.Sw.values.reshape(-1,1)
y1 = df.krw.values.reshape(-1,1)
plt.scatter(x,y1)

x = df.Sw.values.reshape(-1,1)
y2 = df.kro.values.reshape(-1,1)
plt.scatter(x,y2)

x = df.Sw.values.reshape(-1,1)
y3 = df.krg.values.reshape(-1,1)
plt.scatter(x,y3)
```

```

plt.xlabel("Sw")
plt.ylabel("krw, kro, krg")
plt.show()
Regresión que se ajuste a la distribución de puntos
Regresion_polinomial1 = PolynomialFeatures(degree=2)
x_polinomial1 = Regresion_polinomial1.fit_transform(x,y1)
regresion_linear1 = LinearRegression()
regresion_linear1.fit(x_polinomial1,y1)
y_result1=regresion_linear1.predict(x_polinomial1)
plt.plot(x,y_result1, color="red", label="red")
plt.scatter(x,y1)

Regresion_polinomial2 = PolynomialFeatures(degree=2)
x_polinomial2 = Regresion_polinomial2.fit_transform(x,y2)
regresion_linear2 = LinearRegression()
regresion_linear2.fit(x_polinomial2,y2)
y_result2=regresion_linear2.predict(x_polinomial2)
plt.plot(x,y_result2, color="blue", label="blue")
plt.scatter(x,y2)

Regresion_polinomial3 = PolynomialFeatures(degree=2)
x_polinomial3 = Regresion_polinomial3.fit_transform(x,y3)
regresion_linear3 = LinearRegression()
regresion_linear3.fit(x_polinomial3,y3)
y_result3=regresion_linear3.predict(x_polinomial3)
plt.plot(x,y_result3, color="green", label="green")
plt.scatter(x,y3)

plt.xlabel("Sw")
plt.ylabel("krw, kro, krg")
plt.title("Titulo del grafico")
Leyenda = ["krw", "kro", "krg"]
plt.legend(loc= [0.8,0.7], labels = Leyenda)
plt.show()

from sklearn.metrics import r2_score

```

```
print("r1: ", r2_score(y1,y_result1))
print("Coeficientes1: ",regresion_linear1.coef_)
print("r2: ", r2_score(y2,y_result2))
print("Coeficientes2: ",regresion_linear2.coef_)
print("r3: ", r2_score(y3,y_result3))
print("Coeficientes3: ",regresion_linear3.coef_)
```



## **ANEXOS 2: GEOLOGIA REGIONAL**

## **GEOLOGIA REGIONAL**

### **Análisis estructural Boomerang Hills**

El área de Boomerang Hills se encuentra en la zona de interferencia entre el Subandino Norte (de dirección estructural NW-SE) y el Subandino Sur (de dirección estructural N-S). Dicha zona de interferencia presenta una mayor complejidad estructural de mantos de corrimiento que en las áreas del Subandino Norte y Subandino Sur, así se reconoce un mayor desplazamiento de los sistemas de cabalgamiento y plegamiento, hacia el Este, a favor, principalmente, de estructuras de transferencia N70° E y N10° E. El mismo campo de esfuerzos compresivo propagado desde el frente de plegamiento y cabalgamiento Subandino ha dejado su impronta en la reactivación de otros sistemas de fracturación ya existentes, y en el basculamiento y rotación del área de Boomerang Hills (posible Tectónica de Escape). Así, interpretamos que las directrices WSW-ENE, NNW-SSE localizadas en Sara Boomerang originalmente eran directrices NW-SE y NE-SW, que habrían sufrido una rotación en relación a la tectónica de bloques que se desarrolló a favor de la propagación de los campos de esfuerzos andinos. En esta rotación juega un papel determinante la Faja del Chapare o Corredor de Ichilo (la Falla de Puerto Palos-Palacios es su límite Sur), la cual habría permitido el deslizamiento de los bloques de basamento. Mientras que, dentro del Corredor de Ichilo, donde se localiza el Trend de ARN-LCS, el bloque de basamento habría sufrido un basculamiento transtensivo desde una paleovergencia estructural NW a la vergencia actual SE. En el área de Boomerang Hills se presentan cuatro sistemas de lineamientos principales WSW-ENE, NNW-SSE, NW-SE y la NE-SW.

Todos los lineamientos; WSW-ENE, NNW-SSE, NW-SE y la NE-SW, se relacionan con la compartimentalización original de la estructura de basamento, que fue especialmente activa durante los períodos Silúrico-Devónicos de manera transtensional, generando estructuras en semigraben, dentro de una deformación intracratónica, pero que han seguido siendo zonas de debilidad para la deposición de unidades Jurásico-Cretácicas e incluso Terciarias como se reconoce a partir de diversas reconstrucciones paleogeográficas y de la sísmica.

Como ya se ha mencionado, los lineamientos WSW-ENE, NNW-SSE, que se interpretan al sur de la falla de Puerto Palos-Palacios Norte (Falla del Corredor de Ichilo Sub-occidental), se interpreta que en un origen pudieron presentar una orientación NW-SE y NE-SW, y que habrían sufrido movimientos de rotación y basculamiento durante las diferentes fases andinas hasta presentar su configuración inicial de WSW-ENE, NNW-SSE. Este tipo de movimientos de bloques de basamento se englobarían dentro del modelo de tectónica de escape.

Actualmente se reconocen tres dominios estructurales en el área de Sara Boomerang, generados a partir de la fase andina. Los tres dominios estructurales diferentes se explican dentro del Modelo de Tectónica de escape propuesto, modelo que implica movimientos de basculamiento y de rotación de bloques de basamento. Los Dominios son:

- Dominio Transtensivo en el área de Arroyo Negro-Los Cusis, dentro del Corredor de Ichilo, en el Extremo Nororiental de Sara Boomerang.
- Dominio Transpresivo en el área de Víbora-Sirari-Yapacaní, parte Occidental de Sara Boomerang.
- Dominio Compresivo en el área de Palacios-Puerto Palos-Humberto Roca, Límite Sudoccidental del Corredor de Ichilo, en la parte Oriental de Sara Boomerang.

**Dominio Transtensivo;** en esta área los lineamientos NW-SE y NE-SW han preservado su directriz original a partir de la orogenia Andina. Estos lineamientos se localizan al norte de la falla de Puerto Palos-Palacios Norte, dentro del llamado Corredor de Ichilo. Durante las fases andinas han desarrollado una actividad principalmente transtensional, así las fallas NW-SE han seguido presentando un movimiento extensional con cierto componente dextral, y las fracturas NE-SW han presentado un juego principalmente de desgarre dextral y a su vez han permitido de forma extensional la acomodación del basculamiento de todo el trend de ARN-LCS desde una paleovergencia NW a la vergencia actual SE.

**Dominio Compresivo;** esta área es el límite entre el Corredor de Ichilo y lo que hemos denominado como Sara Boomerang Occidental. A partir de Sísmica 2D y 3D, interpretamos el comienzo de los lineamientos WSW-ENE y NNW-SSE. Para estos lineamientos se reconoce una deformación compresiva, con sistemas de

cabalgamiento a favor de los lineamientos NNW-SSE y la Falla regional del Corredor de Ichilo, mientras los lineamientos WSW-ENE presentan movimientos de rumbo para acomodar la deformación compresiva. Esta deformación compresiva caracteriza a las estructuras de cabalgamiento de Puerto Palos, Palacios, Humberto Roca.

**Dominio Transpresivo;** es el área donde mejor se reconoce el desarrollo de los lineamientos WSW-ENE y NNW-SSE (Sísmica 3D), así los lineamientos WSW-ENE se interpretan como sistemas de desgarre transpresivos, y los NNW-SSE como sistemas de desgarre que acomodan los movimientos de los lineamientos WSW-ENE. La transpresión, rotación y basculamiento de estas directrices origina la distribución escalonada y segmentada del lineamiento estructural de Víbora, Sirari, Cobra, Cascabel, Boquerón, Yapacaní (Área Occidental de Sara Boomerang). Encontramos grandes evidencias de inversión tectónica para los frentes de falla del lineamiento WSW-ENE, a partir de fallas normales de basamento. Las fallas NNW-SSE, presentan una peculiaridad exploratoria importante por afectar principalmente a las unidades de basamento y paleozoicas, al dar potencial a estructuras reconocidas sólo a nivel de unidades paleozoicas.

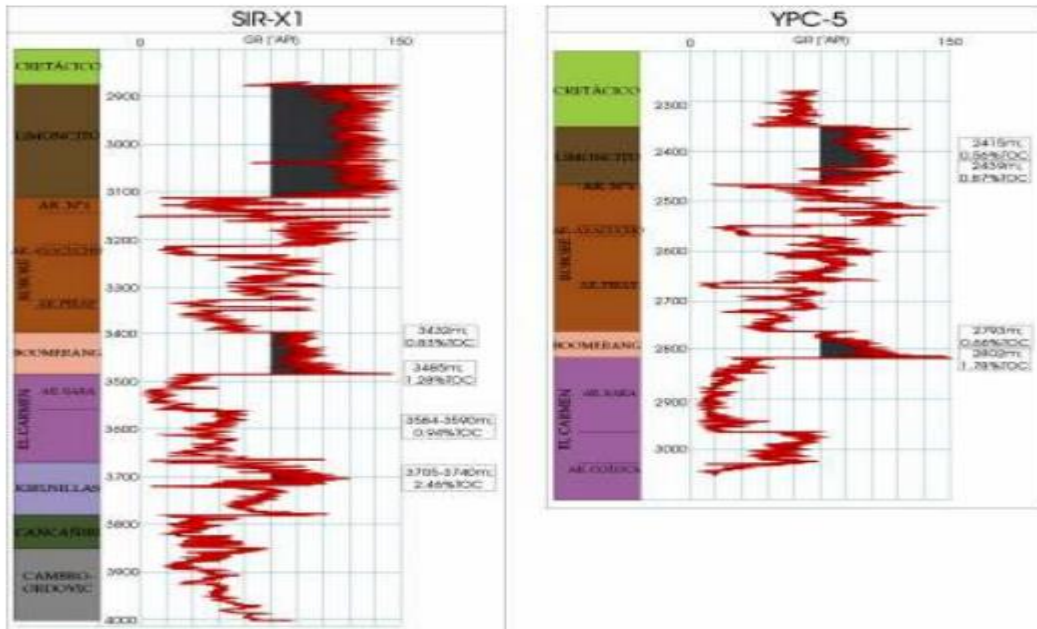
## **ANEXOS 3: DESCRIPCIÓN DEL ESTRATO PRODUCTOR**

## **Descripción del estrato productor**

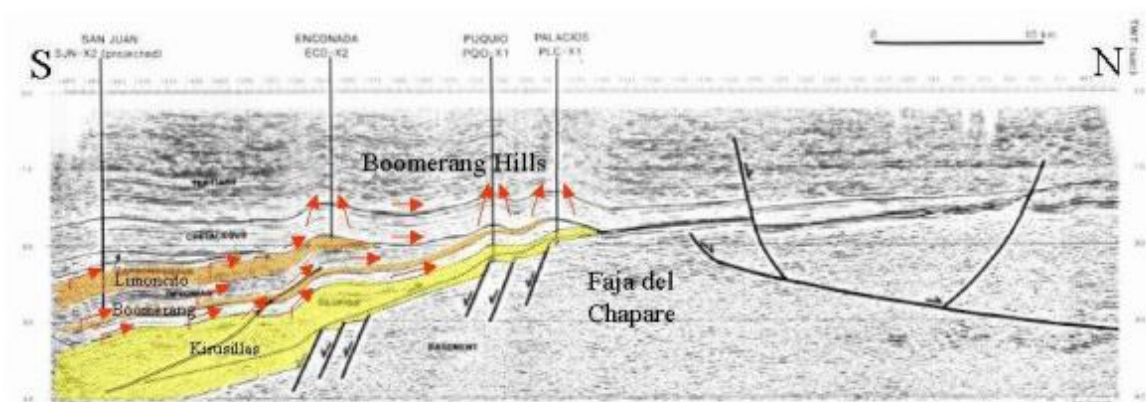
### **Roca Madre, generación y migración de hidrocarburos en el Boomerang Hill.**

Los sistemas petrolíferos modelados por Prayitmo (ETMA, 2002), reconocen el origen de las acumulaciones descubiertas en Sara Boomerang, en los depocentros paleozoicos del Sur de Boomerang Hills. Tradicionalmente se han propuesto varios modelos regionales para la generación, expulsión, migración y acumulación, de los hidrocarburos descubiertos en el área. Un modelo de generación y migración regional propone; dos fases principales de migración, una temprana relacionada con el Carbonífero Superior y una más tardía ya para el timing de la estructuración Andina (Baby et al, 1995). Las migraciones tempranas habrían sido mayormente perdidas ya por falta de trampas pre-Carboníferas Superiores o por la deformación y estructuración Andina, que habría hecho perder las acumulaciones previas. Las migraciones tardías se pueden relacionar a esa pérdida o craking de acumulaciones preexistentes o a una segunda expulsión residual de las rocas madres Silúrico-Devónicas que se desarrollarían a partir de las fases de deformación Andina y a la fuerte subsidencia durante el Terciario de la cuenca de antepaís Andina, es decir nuestra zona de estudio. Según este primer modelo; en el área de Sara Boomerang, las acumulaciones de Gas y Condensado preservada en los reservorios Cretácico-Terciarios son relacionadas con la migración tardía y/o secundaria, mientras los hidrocarburos líquidos descubiertos en unidades del Silúrico (Ar. Sara), son relictos de la migración temprana del Carbonífero Superior. Un segundo modelo de generación y migración propone; dos sistemas petrolíferos diferentes, el más antiguo corresponde a las lutitas marinas del Silúrico inferior (Fm Kirusillas), éste sistema habría cargado los reservorios del Silúrico Superior (Arenas Sara), sellados a su vez por rocas pelíticas del Devónico Inferior (Fm Boomerang) y ocasionalmente los reservorios del cretácico y terciario en ciertos sectores del Boomerang (Illich et al, 1981). Así, según este segundo modelo, se estima que los hidrocarburos líquidos en las Ar. Sara de Ichoa, Sicurí, Víbora, Cascabel y Yapacaní pertenecerían a este sistema petrolífero Kirusillas-Sara (Laffitte et al, 1998). El segundo sistema está constituido por lutitas marinas del devónico inferior y medio (Fm Boomerang y Fm Limoncito) y es considerado como la fuente principal que generó la mayor parte de

los hidrocarburos entrampados en la cuenca, tanto en los reservorios del Devónico (Fm. Roboré), en los Carbonífero (Fm Tupambi), como en los del Cretácico (Fm Yantata y Fm Cajones) y Terciario (Fm Petaca).



**Niveles caracterizados como potenciales generadores de hidrocarburos en la Cuenca del Chaco y Sara Boomerang; Fm Limoncito, Fm Boomerang, Fm Kirusillas. Pozos SIR-X1 y YPC-5.**



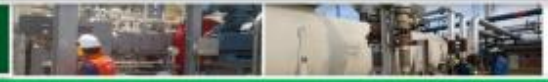
**Modelo de generación y migración regional a partir de dos rocas madres; una Silúrica (Fm Kirusillas) y otra Devónica (Fm Boomerang y Fm Limoncito) que daría lugar a los diferentes tipos de hidrocarburos reconocidos en Sara Boomerang**

**ANEXOS 4: FICHAS TECNICAS DE PLANTAS QUE  
OPERAN EN BOLIVIA**





## FICHAS TÉCNICAS DE LAS PLANTAS OPERADORAS EN BOLIVIA



### YPFB ANDINA S.A. PLANTA YAPACANI

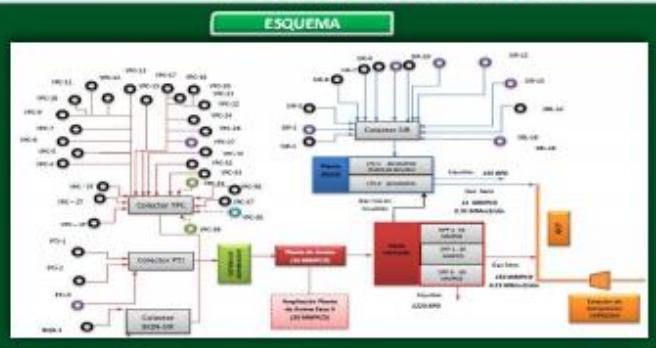
**UBICACIÓN:** Se encuentra ubicada en la provincia Ichilo del departamento de Santa Cruz a 235 Km. de distancia sobre la margen izquierda del Río Yacapani.

**TIPO DE PLANTA:** Dese Poro

**FABRICACIÓN:** YPFB ANDINA S.A.

**CAMPOS QUE LA ALIMENTAN:** Los campos que alimentan la Planta Yacapani son: Yacapani, Boqueron, Boqueron Norte, Patujú Oeste y Patujú.

**PRODUCCIÓN PROMEDIO:** 2.845.5 BPD



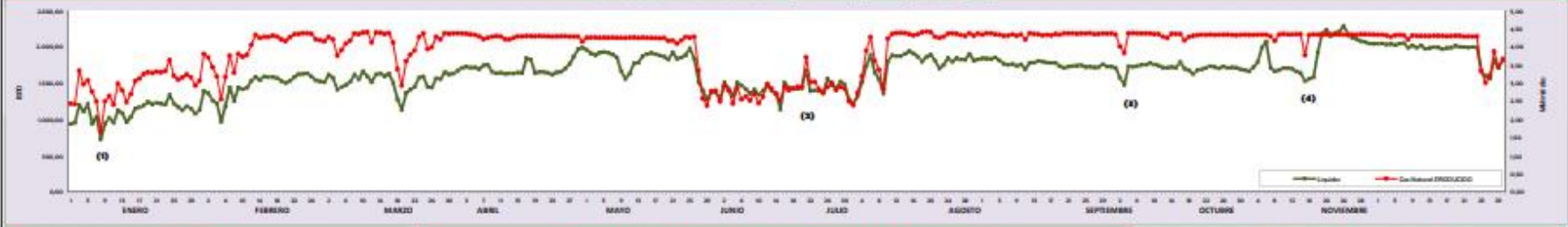
**RESUMEN**

La Planta Yacapani, se encuentra ubicada en la provincia Ichilo del departamento de Santa Cruz distante 235 Km. de distancia para producir un total de 2.845.5 MMpc/d, actualmente procesa 2.255.5 MMpc/d, distribuidos en sus tres plantas DPP 1 (55 MMpc/d), DPP 2 (55 MMpc/d) y DPP 3 (55.5 MMpc/d). La producción de los pozos del Campo Yacapani es recolectada y transportada mediante líneas de recolección desde la plataforma de cada pozo hasta los cuatro (4) colectores de Campo que se unen posteriormente al flujo se dirige al manifold de Planta donde es direccionado a los 7 separadores, estos se que están divididos en dos etapas, la primera de ella (2200 Psig) y la segunda de Baja (200 Psig). Los separadores de alta son de tipo horizontal (V-182, V-300, V-85, V-220), los Separadores de Baja son de tipo vertical (V-82, V-170, V-180). El agua de formación es enviada a la Planta PA (Inyección de Agua) en la Planta Vitoria donde recibe un tratamiento para ser reinyectado a un otro yacimiento. El gas ácido separado es enviado a la planta de Ammonia para su explotación, posteriormente el gas dulce más el gas condensado proveniente de la planta de amon, se envían en los tres (3) plantas dese porón (DPP - 1, DPP - 2, DPP - 3) con las que cuenta Yacapani.

El condensado separado es enviado a las plantas Dese Porón 1 y 2 para su estabilización (ajuste del punto de rocío), la gasolina recuperada de la corriente de gas natural por un proceso de refrigeración con Propano (Circuito). Posteriormente el condensado y la gasolina estabilizada con amoniacos en los cuatro (4) tanques de almacenamiento con los que cuenta la planta, de 1100 Bbl de capacidad, uno de 500 Bbl y otro de 500 Bbl de capacidad, para ser enviada en los buques al Puerto del Albufera OTC. El gas procesado es enviado a los 3 compresores con los que cuenta la planta (AUX - 1, AUX - 2 y AUX - 3, una parte es enviada a un sistema de fibras y scrubbers para ser usado como gas combustible en los motores de la planta (Motorizadora, Compresores de Gas Natural - 221 Mpc/d), el resto es comprimido a 1550 Psig y se envía al Gasoducto GCY. La Planta Yacapani, está equipada con los siguientes sistemas:

• Recolección de Pozos - Separación Primaria - Almacenamiento y Bombeo de Hidrocarburos Líquidos - Sistema de Compresión - Recuperación de Gas - Generación Eléctrica - Sistema Controlado.

### PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMm3/D) Y LIQUIDOS (BPD)



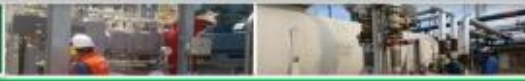
### EVENTOS

**(0) Planta Yacapani:** Desde ahora hasta se registra incremento de flujo de 45.87 MMpc/d con un máximo de 54.87 MMpc/d a horas cúbicas desde hora 10:44 hasta hasta se registra un nivel (CO2) con una velocidad promedio de 5.76, se comienza a la YPFB Transporte para su verificación en Planta, al estar operativa y ejecutando dentro de los rangos.

**(2) Planta Yacapani:** A Hrs. 10:45 - Compresor de Intermedia Aire #2 en servicio, #2 parado para habilitar válvulas SOE. A Hrs. 10:45 - Compresor de Intermedia Aire #2 en servicio, #2 parado para habilitar válvulas SOE, con tasa de control de Gases "X", No cumple Normativa.

**(3) Planta Yacapani:** Reducción de flujo de hora 04:15 a 05:30 a 11:20 MMpc/d 09:45 a cambio el compresor por otro mecánico, 06:00 - 07:00 Compresor de presión C-602 en reparación, De Hrs. 07:00 a 07:00 Compresor de venta 2 y 3 en línea, compresor de venta Direct Read 4 parado para cambio de packing, 07 Hrs. 08:00 a 08:00 - Arreglo 1 Se cambia elemento filtrante al F-410, De Hrs. 08:00 a 08:00 - Arreglo 1 Se realiza limpieza de diáfragma en la succión de la bomba P-100 a P-102.

**(4) Planta Yacapani:** Planta Cerrada para regular calidad de alimentación, De Hrs. 08:00 - 08:00 - VPC-15.1 (1) coque - VPC-15.2 (1) coque - VPC-15.3 (1) coque - VPC-15.4 (1) gas - VPC-15.5 (1) gas - VPC-15.6 (1) gas - VPC-15.7 (1) gas - VPC-15.8 (1) gas - VPC-15.9 (1) gas - VPC-15.10 (1) gas - VPC-15.11 (1) gas - VPC-15.12 (1) gas - VPC-15.13 (1) gas - VPC-15.14 (1) gas - VPC-15.15 (1) gas - VPC-15.16 (1) gas - VPC-15.17 (1) gas - VPC-15.18 (1) gas - VPC-15.19 (1) gas - VPC-15.20 (1) gas - VPC-15.21 (1) gas - VPC-15.22 (1) gas - VPC-15.23 (1) gas - VPC-15.24 (1) gas - VPC-15.25 (1) gas - VPC-15.26 (1) gas - VPC-15.27 (1) gas - VPC-15.28 (1) gas - VPC-15.29 (1) gas - VPC-15.30 (1) gas - VPC-15.31 (1) gas - VPC-15.32 (1) gas - VPC-15.33 (1) gas - VPC-15.34 (1) gas - VPC-15.35 (1) gas - VPC-15.36 (1) gas - VPC-15.37 (1) gas - VPC-15.38 (1) gas - VPC-15.39 (1) gas - VPC-15.40 (1) gas - VPC-15.41 (1) gas - VPC-15.42 (1) gas - VPC-15.43 (1) gas - VPC-15.44 (1) gas - VPC-15.45 (1) gas - VPC-15.46 (1) gas - VPC-15.47 (1) gas - VPC-15.48 (1) gas - VPC-15.49 (1) gas - VPC-15.50 (1) gas - VPC-15.51 (1) gas - VPC-15.52 (1) gas - VPC-15.53 (1) gas - VPC-15.54 (1) gas - VPC-15.55 (1) gas - VPC-15.56 (1) gas - VPC-15.57 (1) gas - VPC-15.58 (1) gas - VPC-15.59 (1) gas - VPC-15.60 (1) gas - VPC-15.61 (1) gas - VPC-15.62 (1) gas - VPC-15.63 (1) gas - VPC-15.64 (1) gas - VPC-15.65 (1) gas - VPC-15.66 (1) gas - VPC-15.67 (1) gas - VPC-15.68 (1) gas - VPC-15.69 (1) gas - VPC-15.70 (1) gas - VPC-15.71 (1) gas - VPC-15.72 (1) gas - VPC-15.73 (1) gas - VPC-15.74 (1) gas - VPC-15.75 (1) gas - VPC-15.76 (1) gas - VPC-15.77 (1) gas - VPC-15.78 (1) gas - VPC-15.79 (1) gas - VPC-15.80 (1) gas - VPC-15.81 (1) gas - VPC-15.82 (1) gas - VPC-15.83 (1) gas - VPC-15.84 (1) gas - VPC-15.85 (1) gas - VPC-15.86 (1) gas - VPC-15.87 (1) gas - VPC-15.88 (1) gas - VPC-15.89 (1) gas - VPC-15.90 (1) gas - VPC-15.91 (1) gas - VPC-15.92 (1) gas - VPC-15.93 (1) gas - VPC-15.94 (1) gas - VPC-15.95 (1) gas - VPC-15.96 (1) gas - VPC-15.97 (1) gas - VPC-15.98 (1) gas - VPC-15.99 (1) gas - VPC-15.100 (1) gas - VPC-15.101 (1) gas - VPC-15.102 (1) gas - VPC-15.103 (1) gas - VPC-15.104 (1) gas - VPC-15.105 (1) gas - VPC-15.106 (1) gas - VPC-15.107 (1) gas - VPC-15.108 (1) gas - VPC-15.109 (1) gas - VPC-15.110 (1) gas - VPC-15.111 (1) gas - VPC-15.112 (1) gas - VPC-15.113 (1) gas - VPC-15.114 (1) gas - VPC-15.115 (1) gas - VPC-15.116 (1) gas - VPC-15.117 (1) gas - VPC-15.118 (1) gas - VPC-15.119 (1) gas - VPC-15.120 (1) gas - VPC-15.121 (1) gas - VPC-15.122 (1) gas - VPC-15.123 (1) gas - VPC-15.124 (1) gas - VPC-15.125 (1) gas - VPC-15.126 (1) gas - VPC-15.127 (1) gas - VPC-15.128 (1) gas - VPC-15.129 (1) gas - VPC-15.130 (1) gas - VPC-15.131 (1) gas - VPC-15.132 (1) gas - VPC-15.133 (1) gas - VPC-15.134 (1) gas - VPC-15.135 (1) gas - VPC-15.136 (1) gas - VPC-15.137 (1) gas - VPC-15.138 (1) gas - VPC-15.139 (1) gas - VPC-15.140 (1) gas - VPC-15.141 (1) gas - VPC-15.142 (1) gas - VPC-15.143 (1) gas - VPC-15.144 (1) gas - VPC-15.145 (1) gas - VPC-15.146 (1) gas - VPC-15.147 (1) gas - VPC-15.148 (1) gas - VPC-15.149 (1) gas - VPC-15.150 (1) gas - VPC-15.151 (1) gas - VPC-15.152 (1) gas - VPC-15.153 (1) gas - VPC-15.154 (1) gas - VPC-15.155 (1) gas - VPC-15.156 (1) gas - VPC-15.157 (1) gas - VPC-15.158 (1) gas - VPC-15.159 (1) gas - VPC-15.160 (1) gas - VPC-15.161 (1) gas - VPC-15.162 (1) gas - VPC-15.163 (1) gas - VPC-15.164 (1) gas - VPC-15.165 (1) gas - VPC-15.166 (1) gas - VPC-15.167 (1) gas - VPC-15.168 (1) gas - VPC-15.169 (1) gas - VPC-15.170 (1) gas - VPC-15.171 (1) gas - VPC-15.172 (1) gas - VPC-15.173 (1) gas - VPC-15.174 (1) gas - VPC-15.175 (1) gas - VPC-15.176 (1) gas - VPC-15.177 (1) gas - VPC-15.178 (1) gas - VPC-15.179 (1) gas - VPC-15.180 (1) gas - VPC-15.181 (1) gas - VPC-15.182 (1) gas - VPC-15.183 (1) gas - VPC-15.184 (1) gas - VPC-15.185 (1) gas - VPC-15.186 (1) gas - VPC-15.187 (1) gas - VPC-15.188 (1) gas - VPC-15.189 (1) gas - VPC-15.190 (1) gas - VPC-15.191 (1) gas - VPC-15.192 (1) gas - VPC-15.193 (1) gas - VPC-15.194 (1) gas - VPC-15.195 (1) gas - VPC-15.196 (1) gas - VPC-15.197 (1) gas - VPC-15.198 (1) gas - VPC-15.199 (1) gas - VPC-15.200 (1) gas - VPC-15.201 (1) gas - VPC-15.202 (1) gas - VPC-15.203 (1) gas - VPC-15.204 (1) gas - VPC-15.205 (1) gas - VPC-15.206 (1) gas - VPC-15.207 (1) gas - VPC-15.208 (1) gas - VPC-15.209 (1) gas - VPC-15.210 (1) gas - VPC-15.211 (1) gas - VPC-15.212 (1) gas - VPC-15.213 (1) gas - VPC-15.214 (1) gas - VPC-15.215 (1) gas - VPC-15.216 (1) gas - VPC-15.217 (1) gas - VPC-15.218 (1) gas - VPC-15.219 (1) gas - VPC-15.220 (1) gas - VPC-15.221 (1) gas - VPC-15.222 (1) gas - VPC-15.223 (1) gas - VPC-15.224 (1) gas - VPC-15.225 (1) gas - VPC-15.226 (1) gas - VPC-15.227 (1) gas - VPC-15.228 (1) gas - VPC-15.229 (1) gas - VPC-15.230 (1) gas - VPC-15.231 (1) gas - VPC-15.232 (1) gas - VPC-15.233 (1) gas - VPC-15.234 (1) gas - VPC-15.235 (1) gas - VPC-15.236 (1) gas - VPC-15.237 (1) gas - VPC-15.238 (1) gas - VPC-15.239 (1) gas - VPC-15.240 (1) gas - VPC-15.241 (1) gas - VPC-15.242 (1) gas - VPC-15.243 (1) gas - VPC-15.244 (1) gas - VPC-15.245 (1) gas - VPC-15.246 (1) gas - VPC-15.247 (1) gas - VPC-15.248 (1) gas - VPC-15.249 (1) gas - VPC-15.250 (1) gas - VPC-15.251 (1) gas - VPC-15.252 (1) gas - VPC-15.253 (1) gas - VPC-15.254 (1) gas - VPC-15.255 (1) gas - VPC-15.256 (1) gas - VPC-15.257 (1) gas - VPC-15.258 (1) gas - VPC-15.259 (1) gas - VPC-15.260 (1) gas - VPC-15.261 (1) gas - VPC-15.262 (1) gas - VPC-15.263 (1) gas - VPC-15.264 (1) gas - VPC-15.265 (1) gas - VPC-15.266 (1) gas - VPC-15.267 (1) gas - VPC-15.268 (1) gas - VPC-15.269 (1) gas - VPC-15.270 (1) gas - VPC-15.271 (1) gas - VPC-15.272 (1) gas - VPC-15.273 (1) gas - VPC-15.274 (1) gas - VPC-15.275 (1) gas - VPC-15.276 (1) gas - VPC-15.277 (1) gas - VPC-15.278 (1) gas - VPC-15.279 (1) gas - VPC-15.280 (1) gas - VPC-15.281 (1) gas - VPC-15.282 (1) gas - VPC-15.283 (1) gas - VPC-15.284 (1) gas - VPC-15.285 (1) gas - VPC-15.286 (1) gas - VPC-15.287 (1) gas - VPC-15.288 (1) gas - VPC-15.289 (1) gas - VPC-15.290 (1) gas - VPC-15.291 (1) gas - VPC-15.292 (1) gas - VPC-15.293 (1) gas - VPC-15.294 (1) gas - VPC-15.295 (1) gas - VPC-15.296 (1) gas - VPC-15.297 (1) gas - VPC-15.298 (1) gas - VPC-15.299 (1) gas - VPC-15.300 (1) gas - VPC-15.301 (1) gas - VPC-15.302 (1) gas - VPC-15.303 (1) gas - VPC-15.304 (1) gas - VPC-15.305 (1) gas - VPC-15.306 (1) gas - VPC-15.307 (1) gas - VPC-15.308 (1) gas - VPC-15.309 (1) gas - VPC-15.310 (1) gas - VPC-15.311 (1) gas - VPC-15.312 (1) gas - VPC-15.313 (1) gas - VPC-15.314 (1) gas - VPC-15.315 (1) gas - VPC-15.316 (1) gas - VPC-15.317 (1) gas - VPC-15.318 (1) gas - VPC-15.319 (1) gas - VPC-15.320 (1) gas - VPC-15.321 (1) gas - VPC-15.322 (1) gas - VPC-15.323 (1) gas - VPC-15.324 (1) gas - VPC-15.325 (1) gas - VPC-15.326 (1) gas - VPC-15.327 (1) gas - VPC-15.328 (1) gas - VPC-15.329 (1) gas - VPC-15.330 (1) gas - VPC-15.331 (1) gas - VPC-15.332 (1) gas - VPC-15.333 (1) gas - VPC-15.334 (1) gas - VPC-15.335 (1) gas - VPC-15.336 (1) gas - VPC-15.337 (1) gas - VPC-15.338 (1) gas - VPC-15.339 (1) gas - VPC-15.340 (1) gas - VPC-15.341 (1) gas - VPC-15.342 (1) gas - VPC-15.343 (1) gas - VPC-15.344 (1) gas - VPC-15.345 (1) gas - VPC-15.346 (1) gas - VPC-15.347 (1) gas - VPC-15.348 (1) gas - VPC-15.349 (1) gas - VPC-15.350 (1) gas - VPC-15.351 (1) gas - VPC-15.352 (1) gas - VPC-15.353 (1) gas - VPC-15.354 (1) gas - VPC-15.355 (1) gas - VPC-15.356 (1) gas - VPC-15.357 (1) gas - VPC-15.358 (1) gas - VPC-15.359 (1) gas - VPC-15.360 (1) gas - VPC-15.361 (1) gas - VPC-15.362 (1) gas - VPC-15.363 (1) gas - VPC-15.364 (1) gas - VPC-15.365 (1) gas - VPC-15.366 (1) gas - VPC-15.367 (1) gas - VPC-15.368 (1) gas - VPC-15.369 (1) gas - VPC-15.370 (1) gas - VPC-15.371 (1) gas - VPC-15.372 (1) gas - VPC-15.373 (1) gas - VPC-15.374 (1) gas - VPC-15.375 (1) gas - VPC-15.376 (1) gas - VPC-15.377 (1) gas - VPC-15.378 (1) gas - VPC-15.379 (1) gas - VPC-15.380 (1) gas - VPC-15.381 (1) gas - VPC-15.382 (1) gas - VPC-15.383 (1) gas - VPC-15.384 (1) gas - VPC-15.385 (1) gas - VPC-15.386 (1) gas - VPC-15.387 (1) gas - VPC-15.388 (1) gas - VPC-15.389 (1) gas - VPC-15.390 (1) gas - VPC-15.391 (1) gas - VPC-15.392 (1) gas - VPC-15.393 (1) gas - VPC-15.394 (1) gas - VPC-15.395 (1) gas - VPC-15.396 (1) gas - VPC-15.397 (1) gas - VPC-15.398 (1) gas - VPC-15.399 (1) gas - VPC-15.400 (1) gas - VPC-15.401 (1) gas - VPC-15.402 (1) gas - VPC-15.403 (1) gas - VPC-15.404 (1) gas - VPC-15.405 (1) gas - VPC-15.406 (1) gas - VPC-15.407 (1) gas - VPC-15.408 (1) gas - VPC-15.409 (1) gas - VPC-15.410 (1) gas - VPC-15.411 (1) gas - VPC-15.412 (1) gas - VPC-15.413 (1) gas - VPC-15.414 (1) gas - VPC-15.415 (1) gas - VPC-15.416 (1) gas - VPC-15.417 (1) gas - VPC-15.418 (1) gas - VPC-15.419 (1) gas - VPC-15.420 (1) gas - VPC-15.421 (1) gas - VPC-15.422 (1) gas - VPC-15.423 (1) gas - VPC-15.424 (1) gas - VPC-15.425 (1) gas - VPC-15.426 (1) gas - VPC-15.427 (1) gas - VPC-15.428 (1) gas - VPC-15.429 (1) gas - VPC-15.430 (1) gas - VPC-15.431 (1) gas - VPC-15.432 (1) gas - VPC-15.433 (1) gas - VPC-15.434 (1) gas - VPC-15.435 (1) gas - VPC-15.436 (1) gas - VPC-15.437 (1) gas - VPC-15.438 (1) gas - VPC-15.439 (1) gas - VPC-15.440 (1) gas - VPC-15.441 (1) gas - VPC-15.442 (1) gas - VPC-15.443 (1) gas - VPC-15.444 (1) gas - VPC-15.445 (1) gas - VPC-15.446 (1) gas - VPC-15.447 (1) gas - VPC-15.448 (1) gas - VPC-15.449 (1) gas - VPC-15.450 (1) gas - VPC-15.451 (1) gas - VPC-15.452 (1) gas - VPC-15.453 (1) gas - VPC-15.454 (1) gas - VPC-15.455 (1) gas - VPC-15.456 (1) gas - VPC-15.457 (1) gas - VPC-15.458 (1) gas - VPC-15.459 (1) gas - VPC-15.460 (1) gas - VPC-15.461 (1) gas - VPC-15.462 (1) gas - VPC-15.463 (1) gas - VPC-15.464 (1) gas - VPC-15.465 (1) gas - VPC-15.466 (1) gas - VPC-15.467 (1) gas - VPC-15.468 (1) gas - VPC-15.469 (1) gas - VPC-15.470 (1) gas - VPC-15.471 (1) gas - VPC-15.472 (1) gas - VPC-15.473 (1) gas - VPC-15.474 (1) gas - VPC-15.475 (1) gas - VPC-15.476 (1) gas - VPC-15.477 (1) gas - VPC-15.478 (1) gas - VPC-15.479 (1) gas - VPC-15.480 (1) gas - VPC-15.481 (1) gas - VPC-15.482 (1) gas - VPC-15.483 (1) gas - VPC-15.484 (1) gas - VPC-15.485 (1) gas - VPC-15.486 (1) gas - VPC-15.487 (1) gas - VPC-15.488 (1) gas - VPC-15.489 (1) gas - VPC-15.490 (1) gas - VPC-15.491 (1) gas - VPC-15.492 (1) gas - VPC-15.493 (1) gas - VPC-15.494 (1) gas - VPC-15.495 (1) gas - VPC-15.496 (1) gas - VPC-15.497 (1) gas - VPC-15.498 (1) gas - VPC-15.499 (1) gas - VPC-15.500 (1) gas - VPC-15.501 (1) gas - VPC-15.502 (1) gas - VPC-15.503 (1) gas - VPC-15.504 (1) gas - VPC-15.505 (1) gas - VPC-15.506 (1) gas - VPC-15.507 (1) gas - VPC-15.508 (1) gas - VPC-15.509 (1) gas - VPC-15.510 (1) gas - VPC-15.511 (1) gas - VPC-15.512 (1) gas - VPC-15.513 (1) gas - VPC-15.514 (1) gas - VPC-15.515 (1) gas - VPC-15.516 (1) gas - VPC-15.517 (1) gas - VPC-15.518 (1) gas - VPC-15.519 (1) gas - VPC-15.520 (1) gas - VPC-15.521 (1) gas - VPC-15.522 (1) gas - VPC-15.523 (1) gas - VPC-15.524 (1) gas - VPC-15.525 (1) gas - VPC-15.526 (1) gas - VPC-15.527 (1) gas - VPC-15.528 (1) gas - VPC-15.529 (1) gas - VPC-15.530 (1) gas - VPC-15.531 (1) gas - VPC-15.532 (1) gas - VPC-15.533 (1) gas - VPC-15.534 (1) gas - VPC-15.535 (1) gas - VPC-15.536 (1) gas - VPC-15.537 (1) gas - VPC-15.538 (1) gas - VPC-15.539 (1) gas - VPC-15.540 (1) gas - VPC-15.541 (1) gas - VPC-15.542 (1) gas - VPC-15.543 (1) gas - VPC-15.544 (1) gas - VPC-15.545 (1) gas - VPC-15.546 (1) gas - VPC-15.547 (1) gas - VPC-15.548 (1) gas - VPC-15.549 (1) gas - VPC-15.550 (1) gas - VPC-15.551 (1) gas - VPC-15.552 (1) gas - VPC-15.553 (1) gas - VPC-15.554 (1) gas - VPC-15.555 (1) gas - VPC-15.556 (1) gas - VPC-15.557 (1) gas - VPC-15.558 (1) gas - VPC-15.559 (1) gas - VPC-15.560 (1) gas - VPC-15.561 (1) gas - VPC-15.562 (1) gas - VPC-15.563 (1) gas - VPC-15.564 (1) gas - VPC-15.565 (1) gas - VPC-15.566 (1) gas - VPC-15.567 (1) gas - VPC-15.568 (1) gas - VPC-15.569 (1) gas - VPC-15.570 (1) gas - VPC-15.571 (1) gas - VPC-15.572 (1) gas - VPC-15.573 (1) gas - VPC-15.574 (1) gas - VPC-15.575 (1) gas - VPC-15.576 (1) gas - VPC-15.577 (1) gas - VPC-15.578 (1) gas - VPC-15.579 (1) gas - VPC-15.580 (1) gas - VPC-15.581 (1) gas - VPC-15.582 (1) gas - VPC-15.583 (1) gas - VPC-15.584 (1) gas - VPC-15.585 (1) gas - VPC-15.586 (1) gas - VPC-15.587 (1) gas - VPC-15.588 (1) gas - VPC-15.589 (1) gas - VPC-15.590 (1) gas - VPC-15.591 (1) gas - VPC-15.592 (1) gas - VPC-15.593 (1) gas - VPC-15.594 (1) gas - VPC-15.595 (1) gas - VPC-15.596 (1) gas - VPC-15.597 (1) gas - VPC-15.598 (1) gas - VPC-15.599 (1) gas - VPC-15.600 (1) gas - VPC-15.601 (1) gas - VPC-15.602 (1) gas - VPC-15.603 (1) gas - VPC-15.604 (1) gas - VPC-15.605 (1) gas - VPC-15.606 (1) gas - VPC-15.607 (1) gas - VPC-15.608 (1) gas - VPC-15.609 (1) gas - VPC-15.610 (1) gas - VPC-15.611 (1) gas - VPC-15.612 (1) gas - VPC-15.613 (1) gas - VPC-15.614 (1) gas - VPC-15.615 (1) gas - VPC-15.616 (1) gas - VPC-15.617 (1) gas - VPC-15.618 (1) gas - VPC-15.619 (1) gas - VPC-15.620 (1) gas - VPC-15.621 (1) gas - VPC-15.622 (1) gas - VPC-15.623 (1) gas - VPC-15.624 (1) gas - VPC-15.625 (1) gas - VPC-15.626 (1) gas - VPC-15.627 (1) gas - VPC-15.628 (1) gas - VPC-15.629 (1) gas - VPC-15.630 (1) gas - VPC-15.631 (1) gas - VPC-15.632 (1) gas - VPC-15.633 (1) gas - VPC-15.634 (1) gas - VPC-15.635 (1) gas - VPC-15.636 (1) gas - VPC-15.637 (1) gas - VPC-15.638 (1) gas - VPC-15.639 (1) gas - VPC-15.640 (1) gas - VPC-15.641 (1) gas - VPC-15.642 (1) gas - VPC-15.643 (1) gas - VPC-15.644 (1) gas - VPC-15.645 (1) gas - VPC-15.646 (1) gas - VPC-15.647 (1) gas - VPC-15.648 (1) gas - VPC-15.649 (1) gas - VPC-15.650 (1) gas - VPC-15.651 (1) gas - VPC-15.652 (1) gas - VPC-15.653 (1) gas - VPC-15.654 (1) gas - VPC-15.655 (1) gas - VPC-15.656 (1) gas - VPC-15.657 (1) gas - VPC-15.658 (1) gas - VPC-15.659 (1) gas - VPC-15.660 (1) gas - VPC-15.661 (1) gas - VPC-15.662 (1) gas - VPC-15.663 (1) gas - VPC-15.664 (1) gas - VPC-15.665 (1) gas - VPC-15.666 (1) gas - VPC-15.667 (1) gas - VPC-15.668 (1) gas - VPC-15.669 (1) gas - VPC-15.670 (1) gas - VPC-15.671 (1) gas - VPC-15.672 (1) gas - VPC-15.673 (1) gas - VPC-15.674 (1) gas - VPC-15.675 (1) gas - VPC-15.676 (1) gas - VPC-15.677 (1) gas - VPC-15.678 (1) gas - VPC-15.679 (1) gas - VPC-15.680 (1) gas - VPC-15.681 (1) gas - VPC-15.682 (1) gas - VPC-15.683 (1) gas - VPC-15.684 (1) gas - VPC-15.685 (1) gas - VPC-15.686 (1) gas - VPC-15.687 (1) gas - VPC-15.688 (1) gas - VPC-15.689 (1) gas - VPC-15.690 (1) gas - VPC-15.691 (1) gas - VPC-15.692 (1) gas - VPC-15.693 (1) gas - VPC-15.694 (1) gas - VPC-15.695 (1) gas - VPC-15.696 (1) gas - VPC-15.697 (1) gas - VPC-15.698 (1) gas - VPC-15.699 (1) gas - VPC-15.700 (1) gas - VPC-15.701 (1) gas - VPC-15.702 (1) gas - VPC-15.703 (1) gas - VPC-15.704 (1) gas - VPC-15.705 (1) gas - VPC-15.706 (1) gas - VPC-15.707 (1) gas - VPC-15.708 (1) gas - VPC-15.709 (1) gas - VPC-15.710 (1) gas - VPC-15.711 (1) gas - VPC-15.712 (1) gas - VPC-15.713 (1) gas - VPC-15.714 (1) gas - VPC-15.715 (1) gas - VPC-15.716 (1) gas - VPC-15.717 (1) gas - VPC-15.718 (1) gas - VPC-15.719 (1) gas - VPC-15.720 (1) gas - VPC-15.721 (1) gas - VPC-15.722 (1) gas - VPC-15.723 (1) gas - VPC-15.724 (1) gas - VPC-15.725 (1) gas - VPC-15.726 (1) gas - VPC-15.727 (1) gas - VPC-15.728 (1) gas - VPC-15.729 (1) gas - VPC-15.730 (1) gas - VPC-15.731 (1) gas - VPC-15.732 (1) gas - VPC-15.733 (1) gas - VPC-15.734 (1) gas - VPC-15.735 (1) gas - VPC-15.736 (1) gas - VPC-15.737 (1) gas - VPC-15.738 (1) gas - VPC-15.739 (1) gas - VPC-15.740 (1) gas - VPC-15.741 (1) gas - VPC-15.742 (1) gas - VPC-15.743 (1) gas - VPC-15.744 (1) gas - VPC-15.745 (1) gas - VPC-15.746 (1) gas - VPC-15.747 (1) gas - VPC-15.748 (1) gas - VPC-15.749 (1) gas - VPC-15.750 (1) gas



YPFB ANDINA S.A. PLANTA YAPACANI

POZOS PRODUCTORES

CAMPO YAPACANI		
POZOS	ESTADO	TIPO DE TERMINACION
YPC-1Y	ABIERTO	SIMPLE
YPC-2T	ABIERTO	SIMPLE
YPC-3T	ABIERTO	SIMPLE
YPC-4LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-4LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-5T	ABIERTO	SIMPLE
YPC-6T	ABIERTO	DOBLE
YPC-7LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-8LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-9LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-10LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-10LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-11LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-11LC	CERRADO	DOBLE
YPC-12LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-12LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-13LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-14	CERRADO	SIMPLE
YPC-16T	ABIERTO	SIMPLE
YPC-17D	ABIERTO	SIMPLE
YPC-18T	ABIERTO	SIMPLE
YPC-20LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-20LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-21LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-21LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-20LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-22LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-24LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-24LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-26	ABIERTO	DOBLE
YPC-26LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-26LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-27LL	CERRADO	DOBLE
YPC-27LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-28LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-28LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-29	ABIERTO	SIMPLE
YPC-30	ABIERTO	SIMPLE
YPC-31	ABIERTO	SIMPLE
YPC-32T	CERRADO	SIMPLE
YPC-33LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-33LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-34D	ABIERTO	DOBLE
YPC-35	ABIERTO	DOBLE
YPC-36LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-36LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-37LC	ABIERTO	DOBLE
YPC-37LL	ABIERTO	DOBLE
YPC-38	ABIERTO	SIMPLE
YPC-40	ABIERTO	DOBLE

CAMPO BOQUERON		
POZOS	ESTADO	TIPO DE TERMINACION
BQN-1LC	ABIERTO	DOBLE
BQN-1LL	ABIERTO	DOBLE
BQN-2LC	ABIERTO	DOBLE
BQN-2LL	ABIERTO	DOBLE
BQN-3T	CERRADO	SIMPLE
BQN-5T	CERRADO	SIMPLE

CAMPO BOQUERON NORTE		
POZOS	ESTADO	TIPO DE TERMINACION
BQN-NX1LL	CERRADO	DOBLE
BQN-NX1LL	ABIERTO	DOBLE
BQN-N5D	ABIERTO	SIMPLE
BQN-N1D	CERRADO	SIMPLE
BQN-N10D	CERRADO	SIMPLE
BQN-N23D	CERRADO	SIMPLE

CAMPO PATUJU		
POZOS	ESTADO	TIPO DE TERMINACION
PTJ-1LC	ABIERTO	DOBLE
PTJ-1LL	ABIERTO	DOBLE
PTJ-3LL	CERRADO	DOBLE
PTJ-3LC	ABIERTO	DOBLE
PTJ-3LL	ABIERTO	DOBLE
PTJ-4D	ABIERTO	DOBLE
PTJ-WX1	ABIERTO	DOBLE

CLASIFICACIÓN DE POZOS



POZOS PRODUCTORES DE LA PLANTA



POZOS ABANDONADOS

CAMPO	POZOS
BOQUERON	BQN - NX2D
	BQN - NX3D
YAPACANI	YPC -08
	YPC - 16
	YPC - 19D
PATUJU	PTJ - X5

ENTRE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE ABANDONO DE LOS POZOS ESTAN:  
 \* BAJA PRESIÓN (SIN REACCIÓN)  
 \* SE ENCUENTRAN SECOS  
 \* LLEGO AL FIN DE SU VIDA PRODUCTIVA