

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA ESTÁNDAR PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO Y CARACTERIZACIÓN
PETROFÍSICA EN YACIMIENTOS COMPLEJOS**

**SERGIO ANDRÉS ALVAREZ PABÓN
GABRIEL EDUARDO VÉLEZ BARRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA ESTÁNDAR PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO Y CARACTERIZACIÓN
PETROFÍSICA EN YACIMIENTOS COMPLEJOS**

SERGIO ANDRÉS ALVAREZ PABÓN

GABRIEL EDUARDO VÉLEZ BARRERA

Trabajo de Grado para optar al título de Ingenieros de Petróleos

Director:

ING. WILLIAN NAVARRO GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A Dios

A mi padre Luis Alvarez, Mi madre Faride Pabón y mi hermana Yerly Alvarez por ser parte de mi formación, con ellos comparto esta meta.

A la Universidad Industrial de Santander, la institución que me forjo.

A mis amigos, gracias por la compañía desinteresada y momentos.

Lo logré.

Sergio Andrés Alvarez Pabón

DEDICATORIA

A Dios, que hizo posible la culminación de este trabajo, que me llena diariamente de bendiciones y en quien confío.

A mi mamá, Betty Barrera, por ser esa amiga incondicional que siempre está ahí para mí, dispuesta a todo por mi bienestar. Gracias por ser la mejor, sabes que todo lo que soy te lo debo a ti.

A mi papá, Jairo Vélez, por todo el amor y apoyo prestado.

A mi sobrina Sarita, que la adoro y es la luz de mis ojos.

A Doña Claudia, Don Juaco, José Andrés, Tatiana y Juancho, mi familia adoptiva, por acogerme en su casa y hacerme sentir siempre parte de ella.

A Grillo y a la Rolita, porque son mis mejores amigos, son mis hermanos.

A mis amigos de la U, con quienes compartí momentos muy importantes y de los cuales aprendí mucho. Siempre los recordaré, en especial a Laurita, Harvarito, Michelle, Sergio, Mons, Jhou, Marce B, Yamit, Jairo. Gracias por todo.

A Catalina Lores, porque es parte fundamental de mi vida, gracias por tanto amor, por no dejarme desfallecer y siempre alentarme a seguir adelante.

Gabriel Eduardo Vélez Barrera

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, nuestra alma mater, en la cual vivimos momentos que siempre recordaremos.

A la ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS, y a sus profesores por aquellos conocimientos brindados para nuestra formación personal y profesional.

Ing. William Navarro García, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes, orientación, paciencia, apoyo incondicional y constante.

Edwar Hernando Herrera Otero, Geólogo, por su acompañamiento y valiosa ayuda durante el transcurso del proyecto.

Jairo Enrique Dimaté Bautista, Estudiante de Ingeniería de Petróleos, por apoyarnos en todo lo correspondiente al área de simulación en ECLIPSE 100.

Ambrosio Torres, por apoyarnos en el manejo del software estadístico.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA.	22
1.1 Conceptos.	22
1.1.1 Facies.	22
1.1.2 Unidad de flujo.....	23
1.1.3 Contenedor.....	24
1.1.4 Escala de la heterogeneidad en el yacimiento	25
1.1.5 Definición de poro y radio de garganta de poro	26
1.1.6 Análisis petrográfico	28
1.2 Porosidad	29
1.2.1 Definición.....	29
1.2.2 Clasificación	29
1.2.2.1 Según su origen	29
1.2.2.2 Según la comunicación de sus poros.....	30
1.2.3. Medición Directa.....	30
1.2.3.1 Porosímetro Boyle.....	30
1.2.3.2 Porosímetro de Mercurio.....	31
1.2.3.3 Por medida de Saturación de fluido.....	31
1.2.4 Métodos indirectos.....	32
1.2.4.1 Registro densidad.....	32
1.2.4.2 Registro Neutrón:	32
1.2.4.3 Registro Sónico:	33
1.3 Permeabilidad	33
1.3.1 Flujo Darcy	33
1.3.2 Clasificación de la permeabilidad	35
1.3.3 Medición Directa.....	35
1.3.3.1 Permeabilidad Absoluta usando un líquido	35
1.3.4 Medición Indirecta.....	36
1.3.4.1 Permeabilidad de datos de pruebas de presión (Well test)	36
1.3.4.2 Ecuaciones empíricas	38
1.3.4.3 Permeabilidad del grafico Bulk Volume Water (BVW).....	39

1.4 Saturación de fluido	40
1.4.1 Medición Directa:	42
1.4.1.1 Método de la Retorta:	42
1.4.1.2 Método de Destilación por extracción.....	42
1.4.2 Medición Indirecta:.....	42
1.4.2.1 Ecuación de Archie.....	43
1.4.2.2 Bulk Volume Water (BVW)	45
1.5 Net-To-Gross (NTG)	47
1.5.1 Definición de Cut-offs	47
1.5.2. Aplicación de Cut-off's	48
1.5.3 Factores que inciden en la especificación de cut-offs.....	51
1.6 Presión capilar	52
1.6.1 Concepto.	52
1.6.2 Presión capilar en las rocas del yacimiento	53
1.6.3 Distribución inicial de fluidos en el yacimiento.	54
1.6.4 Medición directa de la presión capilar.....	56
1.6.4.1 Plato poroso.	56
1.6.4.2 Centrifuga	57
1.6.4.3 Inyección de mercurio.	57
1.6.5. Conversión datos de presión capilar de laboratorio a condiciones de yacimiento.	57
1.6.6 Medición indirecta de la presión capilar.....	58
1.6.6.1 Grafico de Pickett	58
1.7 Permeabilidad Relativa	62
1.7.1 Concepto.	62
1.7.2 Medición Directa	65
1.7.2.1 Método Estable	65
1.7.2.2 Método Inestable	66
1.7.3. Obtención Indirecta.....	68
1.7.3.1 Correlación Hirasaki.	68
2. MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS	70
2.1 Relación Clásica de Porosidad y Permeabilidad	70
2.2 Carman-Kozeny	70

2.3 Radio de poro	71
2.3.1 Winland r_{35}	71
2.3.2 Pittman	73
2.4 Gráfico Stratigraphic Modified Lorenz (SMLP)	74
2.5 Grafico Stratigraphic Flow Profile (SFP):	78
2.6 Gráfico Modified Lorenz Plot (MLP):	78
2.7 Grafico RQI Versus PHiz	79
2.8 Conductividad Hidráulica	81
3. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA ESTÁNDAR	83
4. GENERALIDADES CAMPO ESCUELA COLORADO	90
4.1 Localización	90
4.2 Modelo Estructura	91
4.3 Formaciones Productoras	92
4.4 Propiedades del Yacimiento	92
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	94
5.1 Recopilación de la informacion disponible	94
5.2 Grafico semilog permeabilidad versus porosidad de núcleo.	95
5.3 Agrupamiento por radios de poro e indices de zona de flujo similares ...	97
5.3.1 Radio de poro e índice de zona de flujo (FZI).....	97
5.3.2 Histogramas de frecuencia	97
5.3.3 Agrupamiento Estadístico de r_{35} y FZI	99
5.3.4. Unidades de Flujo.....	100
5.4 Grafico de profundidad versus permeabilidad	100
5.5 Modelo conceptual de simulación	103
5.5.1 Modelo Estático	103

5.5.2 Modelo Dinámico	105
5.5.3 Condiciones de equilibrio.....	111
5.5.4 Resultados.....	111
CONCLUSIONES.....	115
RECOMENDACIONES.....	117
BIBLIOGRAFÍA.....	118
ANEXOS.....	124
Anexo 1. Datos de Susilo, Agus. Permeability Prediction Based on Capillary, 2010, Paper SPE 141122. p. 18-20.....	124
Anexo 2. Corrección de porosidad y permeabilidad a presión de confinamiento.	128
Anexo 3. Gráfico de Pickett para hallar Sw, K y la relación (K/Phi).	131
Anexo 4. Diagrama completo de la metodología.	144
Anexo 5. Tabla resumen de la metodología aplicada.	148
Anexo 6. Desarrollo de la ecuación de Carman-Kozeny	151
Anexo 7. Gráficos de los métodos de identificación de unidades de flujo.	158

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Identificación de facies con el registro Potencial Espontaneo (SP).	22
Figura 2. Proceso de identificación de unidades de flujo.	23
Figura 3. Muestra de contenedores en un yacimiento.	24
Figura 4. Escala de heterogeneidad en el yacimiento.	26
Figura 5. Características del sistema poroso.	27
Figura 6. Medida de poro y garganta de poro.	28
Figura 7. Diagrama de variables de la ecuación Darcy.	34
Figura 8. Grafico PDD.	37
Figura 9. Grafico PBU.	37
Figura 10. Gráfico de Buckles, con permeabilidad.	40
Figura 11. Definición de la saturación para cada fluido de yacimiento	41
Figura 12. Gráfico de saturación de agua irreducible versus porosidad.	46
Figura 13. Secuencia de aplicación de cut-offs.	50
Figura 14. Ejemplos de Net Pay identificado utilizando 2 grupos de cut-offs.	51
Figura 15. Presión capilar para un sistema agua-petróleo (mojado por agua).	53
Figura 16. Curva de presión capilar para sistema agua-petróleo	56
Figura 17. Gráfico de Pickett con relación P_c	62
Figura 18. Permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo	63
Figura 19. Comportamiento de la permeabilidad relativa para un sistema gas-líquido.	64
Figura 20. Diagrama de flujo de la metodología (valores de entrada)	83

Figura 21. Diagrama de Flujo (corrección de porosidad y permeabilidad por esfuerzos. Amarre roca-registro)	85
Figura 22. Diagrama de flujo (aplicación de relación clásica y asociación por propiedades petrológicas).....	86
Figura 23. Diagrama de flujo (generación de valores parámetro y generación de clúster's).....	87
Figura 24. Diagrama de flujo (Modelos de permeabilidad y elección del modelo de poblamiento).	88
Figura 25. Diagrama de flujo (Poblamiento de permeabilidad a pozos no corazonados o parcialmente corazonados)	89
Figura 26. Localización del Campo Colorado	90
Figura 27. Estructura del Campo Colorado.....	91
Figura 28. Grafica Permeabilidad versus Porosidad.....	96
Figura 29. Histograma de r_{35}	98
Figura 30. Histograma de FZI	98
Figura 31. Clúster's r_{35}	99
Figura 32. Clúster's FZI	99
Figura 33. Grafico Profundidad vs Permeabilidad (núcleo y FZI).....	101
Figura 34. Grafico Profundidad vs Permeabilidad (núcleo y r_{35})	102
Figura 35. Grafico Profundidad vs Permeabilidad (núcleo y K_{Ecp})	102
Figura 36. Registro de descripción sedimentológico del pozo C-25	104
Figura 37. Comportamiento de la solubilidad del petróleo	106
Figura 38. Comportamiento de la viscosidad del petróleo	106
Figura 39. Comportamiento del factor volumétrico de formación.....	107
Figura 40. Curvas para K_{ro} y K_{rw}	108
Figura 41. Curvas para K_{ro} y K_{rg}	108

Figura 42. Tasa de agua y de aceite.....	110
Figura 43. Tasa de producción de agua histórica y simulada vs tiempo.....	111
Figura 44. Tasa de gas histórica y simulada vs tiempo	112
Figura 45. Tasa de producción de petróleo histórica y simulada vs tiempo.....	113
Figura 46. Presión vs tiempo	114

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Escala de investigación según la heterogeneidad.	36
Tabla 2. Tabla de correlaciones para estimar la permeabilidad.....	38
Tabla 3. Valores típicos de la ecuación de Archie	44
Tabla 4. BVW en función del tamaño de grano.....	46
Tabla 5. Valores cut-offs propuestos para calcular hidrocarburos en sitio.....	48
Tabla 6. Tensiones interfaciales, superficiales y ángulos de contactos para diferentes sistemas.	58
Tabla 7. Valores de la constante A y B para las diferentes saturaciones de agua.	59
Tabla 8. Valores de presión capilar (Pc) para los datos de la tabla 1, anexo 3. ..	61
Tabla 9. Ecuaciones empíricas para determinar radios de garganta de poro (μm) correspondientes a varios porcentajes de saturación de mercurio (%).k (mD), ϕ (%).	74
Tabla 10. Valores de (ϕ^*h) y (k^*h)	76
Tabla 11. Valores de (ϕ^*h) fracción y (k^*h) fracción.....	76
Tabla 12. Valores de (ϕ^*h) acumulado y (k^*h) acumulado.	77
Tabla 13. Ecuación de regresión para cada Unidad Hidráulica.	82
Tabla 14. Pruebas a realizarse a corazones.....	84
Tabla 15. Datos básicos de propiedades de las arenas.	92
Tabla 16. Datos básicos del yacimiento.....	93
Tabla 17. Inventario de registros, corazones y PVT para los pozos del bloque I...95	95
Tabla 18. Valor promedio de FZI y de r_{35} para cada grupo.....	100
Tabla 19. Información PVT pozo C-25.....	105

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA ESTÁNDAR PARA LA IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO Y CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA EN YACIMIENTOS COMPLEJOS*

AUTORES:

Sergio Andrés Alvarez Pabón

Gabriel Eduardo Vélez Barrera**

PALABRAS CLAVES: Porosidad, permeabilidad, unidades de flujo, radio de poro, índice de calidad de roca de yacimiento.

DESCRIPCIÓN:

En un estudio integrado de yacimientos, un paso importante es caracterizarlo al conocer su heterogeneidad, la estructura geológica y las propiedades de las rocas; para esto se utiliza las técnicas de identificación de unidades de flujo que ofrece diferentes formas de caracterización con base en la información disponible. Cada unidad de flujo se identifica mediante modelos de porosidad y permeabilidad de base teórico-empírica o empírica, que integran otros datos petrofísicos.

En el presente trabajo se desarrolla una metodología estándar, para identificar las unidades de flujo existentes en un yacimiento complejo, mediante la interrelación de diferentes parámetros petrofísicos, además del uso de diversas ecuaciones y graficas existentes en la literatura.

Esta metodología aplicó al bloque I del Campo Escuela Colorado, analizando la calidad y representatividad de la información disponible. Se determinó las unidades de flujo con la metodología propuesta, con 97 datos de pruebas de corazones de seis pozos del bloque I, se encontró un modelo más ajustado de distribución de permeabilidad. Cabe resaltar que el modelo hallado estuvo más ajustado a la permeabilidad de corazón, si se compara con la ecuación de permeabilidad del campo. Posteriormente se desarrolló un modelo de simulación conceptual al pozo C-25, ante la escasa información disponible del bloque I. Se utilizó el software ECLIPSE 100 y se logró a un ajuste aproximado con la historia de producción del pozo.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Ing. William Navarro García.

ABSTRACT

TITLE: “DEVELOPMENT OF A STANDARD METHODOLOGY TO THE IDENTIFICATION OF FLOW UNITS AND CHARACTERIZATION OF PETROPHYSICS IN COMPLEX RESERVOIRS”**

AUTHORS:

Sergio Andrés Alvarez Pabón

Gabriel Eduardo Vélez Barrera**

KEYWORDS: Porosity, permeability, flow unit, pore aperture radius, reservoir quality index.

DESCRIPTION:

In an integrated study of a reservoir, a significant step is to characterize it; it means to know its heterogeneity, the geological structure and the properties of the rocks; to do this. Techniques of identification of flow units for different ways of nature on the basis of the information available were used. Each flow unit was identified by models of porosity and permeability of theoretical base or empirical evidence, which is composed of other data include petrophysical data derived.

In this paper a standard methodology is carried out in order to identify the existing flow units in a reservoir complex through the interface of different parameters including petrophysical data derived apart from the use of various equations and graphics in the literature.

The methodology was applied to *block I* in the Field of Colorado School. Analysis of the quality and representativeness of the information are also available. It was found that the flow units with the methodology on a database of ninety seven samples of cores from six oil wells of the *block I* found a model more likely to the set of distribution of permeability. It was noticeable that the found model was more than the set to the permeability of core as compared with the equation of permeability on the field. Then, a simulation model conceptual to the oil well C-25 was developed before the limited information was available in the *block I*. By using the software ECLIPSE 100 it was possible an approximate approach of the history of production of the oil well.

*Degree Project.

**Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing. William Navarro García.

INTRODUCCIÓN

En la industria de los hidrocarburos, diferentes disciplinas (ingeniería y geología) caracterizan las heterogeneidades y discontinuidades del yacimiento, con el propósito de definir un modelo petrofísico confiable que logre comprender el flujo de fluidos en el medio poroso y permita dar criterios para tomar decisiones en la planificación del desarrollo del activo.

Un reto en la construcción de un modelo petrofísico es comprender la relación porosidad-permeabilidad a través de las heterogeneidades, mediante la observación directa de resultados de pruebas básicas y especiales de corazones y/o indirectamente a través de interpretación de registros.

Debido a las heterogeneidades en el yacimiento y a la alta dispersión numérica que comúnmente muestran las parejas de datos de porosidad y permeabilidad en el gráfico semi-log clásico, se podría afirmar que no existe una relación directa entre la porosidad y permeabilidad, por efecto de los eventos diagenéticos y de litificación durante la depositación de los sedimentos que definen el tamaño, forma, empaquetamiento, entre otras propiedades de la roca; esto da a entender la necesidad de una metodología para definir unidades de flujo que mejore la descripción de yacimientos al interrelacionar varios parámetros petrofísicos.

El principal objetivo de este proyecto de grado es definir una metodología estándar que permita caracterizar petrofísicamente yacimientos clásticos, para ello se usará definiciones como índice de calidad de roca, indicador de zona de flujo de Amaefule y radio de poro de Winland, entre otros conceptos útiles en la identificación de las unidades de flujo en los geocuerpos.

Se realizará una evaluación de la información disponible en la literatura para la construcción de la metodología, luego se evaluará la aplicabilidad que tenga esta metodología en el Campo Escuela Colorado. Debido a la escases de información del Campo, solamente se aplicó al pozo Colorado 25, por ser el pozo más representativo al tener pruebas básicas de corazones y un estudio PVT propio.

1. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA.

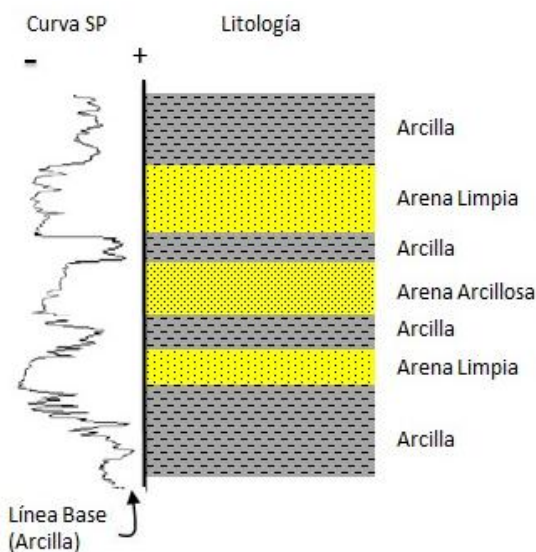
1.1 CONCEPTOS.

1.1.1 Facies.

División o capa de una roca sedimentaria que tiene características específicas y propiedades similares. Se define con base en su color, mineralogía, textura, composición, fósiles, estructura sedimentaria, contenido de fluidos y propiedades hidráulicas. Reciben un nombre dependiendo de la forma como se obtiene la información de sus propiedades^{1 2}. Litofacies o Petrofacies (de análisis de núcleos, rípios de perforación), Electrofacies (de registros eléctricos).

En la figura 1. Se muestra como se identifican las facies utilizando un registro SP.

Figura 1. Identificación de facies con el registro Potencial Espontaneo (SP).



Fuente: BASSIOUNI, Zaki, Theory, Measurement and Interpretation Of Well Logs, SPE Texbook series vol. 4, Richardson, TX, 1994.p.131.

¹PORRAS, J. C y CAMPOS, O.: Rock Typing: “A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin”, artículo SPE 69458 presentado en Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 2001 p.3.

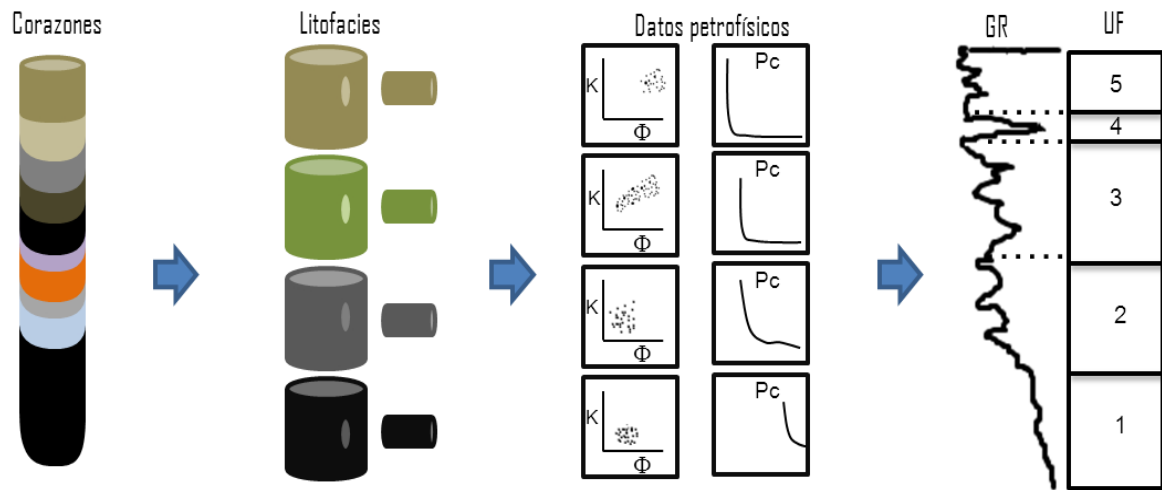
²PEREZ,H.H., DATTA-GUPTA, A., Y MISHRA, S.: “ The Role of Electrofacies, Hydraulic Flow Units in Permeability Prediction from Well Logs: A Comparative Using Classification Trees”, artículo SPE 84301 presentado en SPE Annual Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 2003.p. 145.

1.1.2 Unidad de flujo

Según Ebanks³, una unidad de flujo es una región continua y mapeable en el yacimiento que tiene propiedades geológicas y petrofísicas similares que afectan el movimiento de fluidos inyectados o producidos; además tiene la capacidad de transmitir fluidos lateral y verticalmente.

Para identificar las unidades de flujo se divide el yacimiento en intervalos con características petrofísicas uniformes utilizando registros de pozos y gráficos de saturación de fluido, porosidad, permeabilidad y presión capilar. Ver figura 2.

Figura 2. Proceso de identificación de unidades de flujo.



Fuente: EBANKS, W. J (JR), SCHEIHING, M. H y ATKINSON, C.D. Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, part 6, 1992. P. 283.

³ EBANKS, W. J (JR), SCHEIHING, M. H y ATKINSON, C.D. Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, part 6, 1992. p. 282.

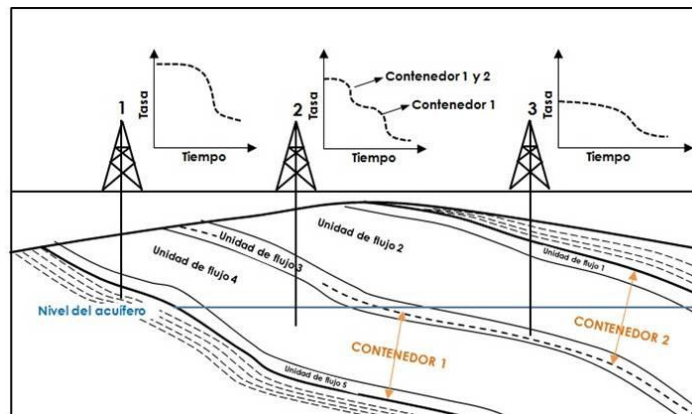
1.1.3 Contenedor⁴

Es un sistema poroso, y subdivisión del yacimiento, compuesto por una o varias unidades de flujo que están comunicadas entre ellas.

Para definir un contenedor se relacionan las unidades de flujo entre varios pozos analizando su estructura y estratigrafía, para conocer si hay comunicación entre ellas. Posteriormente, se identifica la calidad de roca de las unidades y se hallan los límites entre contenedores, encontrando barreras de flujo o interpretando dentro de una unidad de flujo compartida por dos contenedores, donde diverge el flujo.

La figura 3 es un yacimiento que tiene dos contenedores caracterizados por sistemas porosos diferentes. Las unidades de flujo 1 y 3 son microporosas; las unidades de flujo 2 y 5 son mesoporosas y la unidad 4 es macroporosa. El límite entre los contenedores es donde el flujo de fluidos diverge en la unidad de flujo 3. Tres pozos drenan el yacimiento y al lado de cada pozo se muestra su curva de declinación.

Figura 3. Muestra de contenedores en un yacimiento.



Fuente: HARTMANN, D. J., and BEAUMONT, E. A., Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 "Predicting Reservoir System Quality and Performance", 1999, p. 9-9.

⁴HARTMANN, D. J., and BEAUMONT, E. A., Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 "Predicting Reservoir System Quality and Performance", 1999, p. 9-9.

1.1.4 Escala de la heterogeneidad en el yacimiento⁵

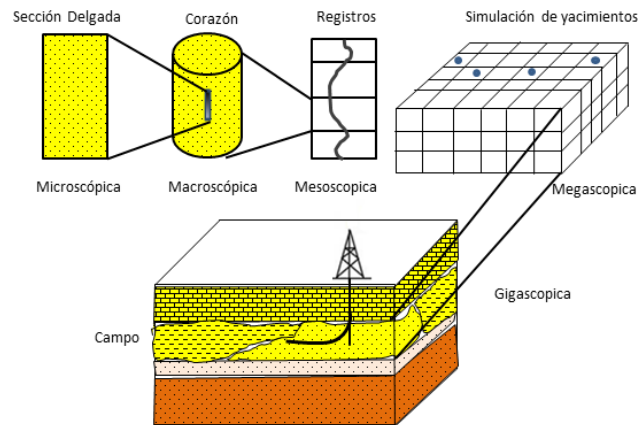
La descripción y cuantificación de varias heterogeneidades en el yacimiento es clave para conformar un modelo robusto; requiere la integración tecnológica de diferentes disciplinas y datos de diversas fuentes, que se adquieren a diferentes escalas de heterogeneidad explicadas a continuación (ver figura 4):

1. Heterogeneidades Microscópicas (micrómetros, μ): Se da a nivel poral, caracterizado usualmente a través de análisis petrográfico de secciones delgadas de las cuales se obtienen tamaño de garganta de poro, geometría de poro, mojabilidad, determinación de distribución original de saturaciones.
2. Heterogeneidades Macroscópicas (centímetros, Cm): Un corazón representa a un yacimiento en esta escala, se pueden realizar pruebas a rocas y a los fluidos que estos contengan, asimismo se determina porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, razones de movilidad, curvas de Presión capilar, entre otros ensayos.
3. Heterogeneidades Mesoscópicas (Metros, M): Información principalmente de registros de pozo que escalan las anteriores heterogeneidades, se relaciona interpretaciones petrofísicas como información geológica, sedimentológica, estratigráfica y estructural con registros de pozo.
4. Heterogeneidades Megascópicas (miles de metros): A esta escala se suele representar las unidades de flujo, normalmente investigando a través de simulación numérica. A esta escala se definen los contactos entre fluidos en el yacimiento, la compartimentalización de yacimiento, entre otros.

⁵TIAB, DJEBBAR and DONALDSON, ERLE C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties., 2nd ed, Gulf Professional Publishing, 2004, p. 161.

5. Heterogeneidades Gigascópicas (kilómetros): A este nivel se caracteriza la división del yacimiento en uno o más zonas productoras, se precisa la posición, tamaño, forma y conectividad en las unidades del yacimiento, se evalúan las litofacies según su ambiente deposicional.

Figura 4. Escala de heterogeneidad en el yacimiento.



Fuente: EBANKS, W. J (JR), SCHEIHING, M. H y ATKINSON, C.D. Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, part 6, 1992. p. 283. Modificado.

1.1.5 Definición de poro y radio de garganta de poro

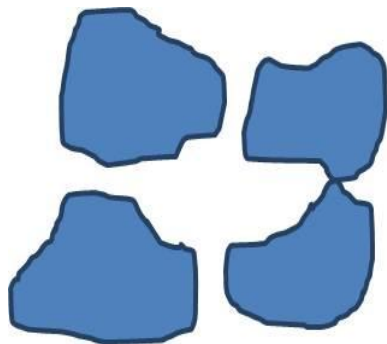
La descripción y caracterización del sistema poroso de un yacimiento es importante para entender su comportamiento. Sus características se basan en tipos de poros y su geometría.

Algunos parámetros para caracterizar el sistema poroso son (ver figura 5):

- **Tamaño de poro:** Un poro se define como un espacio entre las partículas de la roca y su tamaño absoluto; es el radio de la esfera más grande que cabe dentro de él. Ver figura 5. Se estima visualmente mediante un *Scanning Electron Microscope* (SEM).

- **Forma del poro:** Describe cualitativamente la forma que tienen los poros que puede ser circular, triangular, poliédrico o irregular.
- **Tamaño de garganta de poro:** Es el factor que controla la transmisibilidad de la red porosa. Se define como el radio de un disco perpendicular al flujo que se ajuste a su punto más angosto. Ver figura 6. Se mide utilizando pruebas de presión capilar de inyección de mercurio.
- **Relación de aspecto:** Es la relación entre el tamaño de poro y el tamaño de garganta de poro. Tiene valores pequeños en sistemas porosos intergranulares e intercristalinos.
- **Numero de coordinación:** Este parámetro define el número promedio de gargantas que interceptan los poros. Es importante porque muestra la conectividad del yacimiento, que incrementa con el tamaño y el número de gargantas de poro que rodean o se conectan a cada poro. Nada le aportan al flujo de fluidos poros muy grandes pero que no están comunicados con otros poros.

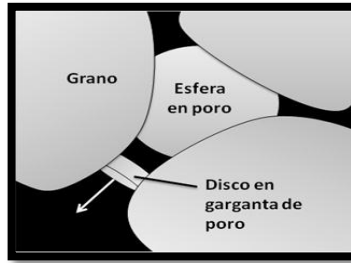
Figura 5. Características del sistema poroso.



Tamaño de poro: 30 μ .
 Forma de poro: Irregular.
 Tamaño de garganta de poro: 3-5 μ .
 Relación de aspecto: 10.
 Numero de coordinación: 3.

Fuente: CONSENTINO, Luca. Integrated Reservoir Studies, 1st ed, Paris, Editions Technip, 2001. p 89.Modificado.

Figura 6. Medida de poro y garganta de poro.



Fuente: HARTMANN, D. J., and BEAUMONT, E. A., Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 "Predicting Reservoir System Quality and Performance", 1999, p. 9-20. Modificado.

1.1.6 Análisis petrográfico

Existen tres técnicas utilizadas para hacer un análisis detallado de la mineralogía de la roca yacimiento. En este análisis se caracteriza el tipo, cantidad y ubicación de los minerales en la roca yacimiento y en sistemas porosos. Estas tres técnicas son:

- **Difracción de rayos X (XRD)**

Consiste en dos análisis separados, uno de arena y otro de la fracción de sedimentos y clastos, para identificar y cuantificar los minerales de una muestra de núcleo.

- **Secciones delgadas**

Es la técnica más aplicada y su análisis se aplica a muestras de rípios de perforación y núcleos convencionales que permite describir la mineralogía así como el tipo, naturaleza, cantidad y distribución de sistema poroso de la roca.

- **Escaneo con microscopio electrónico (SEM)**

Esta técnica es relativamente reciente y rápida, provee información precisa de la cantidad, tamaño y morfología de los poros presentes en la roca yacimiento y mineralogía relacionada.

1.2 POROSIDAD

1.2.1 Definición

Es una propiedad de la roca importante ya que mide el volumen potencial de hidrocarburos que puede almacenar. Es la fracción del volumen total del yacimiento que no está ocupado por la estructura sólida de la roca y se define matemáticamente así:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (1.1)$$

ϕ = Porosidad [fracción]

V_b = Volumen total de la roca.

V_p = Volumen poroso.

V_{gr} = Volumen de grano.

1.2.2 Clasificación

La porosidad es clasificada según su origen y la comunicación como se explica a continuación:

1.2.2.1 Según su origen

Según su origen, la porosidad se clasifica en primaria o secundaria.

- **Porosidad Primaria:** Es la porosidad formada en la depositación de los sedimentos; se clasifica en intercrystalina (Poros localizados en minerales cristalizados como carbonatados) e intergranular (Poros ubicados entre granos clásticos como arenas). Siendo la más común la intergranular.
- **Porosidad Secundaria:** Es la porosidad que se origina por procesos naturales (diagénesis, catagénesis) o artificiales (estimulaciones), después de la depositación de los sedimentos. Los tipos de porosidad secundaria más comunes son la porosidad de fractura, por dolomitización y por disolución.

1.2.2.2 Según la comunicación de sus poros

El material cementante sella algunos poros de la roca aislándolos del resto del volumen poroso, la porosidad se clasifica como:

- **Total o absoluta:** Fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por la matriz.
- **Interconectada o efectiva:** Fracción del volumen poroso que contiene fluidos y se encuentran comunicados entre sí. La porosidad efectiva es de gran importancia para un ingeniero de yacimientos, por representar el volumen poroso ocupado por fluidos y que facilita el flujo estos a través de del medio poroso.
- **No interconectada o no efectiva:** Fracción del volumen poroso que contiene fluidos pero no se encuentran comunicados entre sí.

1.2.3. Medición Directa

La medición en el laboratorio determina el volumen total de roca, el volumen poroso y el volumen de los granos. A corazonces obtenidos durante la perforación del pozo, se le extraen tapones que son muestras de diámetro pequeño (entre 25-40 mm).

1.2.3.1 Porosímetro Boyle

Este método está basado en la Ley de Boyle para cuantificar la porosidad, donde un gas inerte se desplaza a temperatura constante. La muestra preservada se sumerge en un fluido de referencia para conocer su volumen total. El volumen de grano se obtiene aplicando la ecuación 1.2, haciendo una perturbación de presión mediante el movimiento de un pistón y la medición de longitudes del desplazamiento del gas inerte (helio) en el pistón, que se convierten a volúmenes (cm^3) al usar curvas de calibración.

Si la temperatura $T_1 = T_2$,

$$V_{gr} = V_c - V_r \left(\frac{P_1 - P_2}{P_2 - P_a} \right) + V_v \left(\frac{P_2}{P_2 - P_a} \right) \quad (1.2)$$

Dónde:

V_{gr} : Volumen de grano ; V_c : Volumen de la muestra.

V_v : Volumen desplazado por la muestra ; V_r : Volumen referencia de portamuestras.

P_1 : Presión de referencia; P_2 : Presión de expansión; P_a : Presión absoluta.

1.2.3.2 Porosímetro de Mercurio

En el Porosímetro, el mercurio se inyecta a una presión máxima de 750 psig, en el portamuestras, se mide el volumen desplazado por el pistón llamado volumen poroso aparente en cm^3 (V_{p-a_p}), el cual es corregido con la ecuación (1.3) mostrada a continuación:

$$V_p = (V_{p-a_p} - F_c) \times 1.02 \quad (1.3)$$

Donde F_c es el factor de corrección por volumen desplazo por el mercurio en la muestra, cuando alcanza la presión de referencia (750 psig).

1.2.3.3 Por medida de Saturación de fluido.

Los métodos de estimación de saturación de fluido permiten cuantificar el volumen poroso; mediante estos métodos se superponen los volúmenes de gas (V_g), petróleo (V_o) y agua (V_w) en el medio poroso y de esta manera se obtiene el volumen poroso (V_p) que es igual al volumen de fluido como es mostrado en la ecuación (1.4).

$$V_p = V_f = V_g + V_o + V_w \quad (1.4)$$

1.2.4 Métodos indirectos

La combinación de herramientas de medición indirecta como registros densidad y neutrón es una buena fuente para cuantificar la porosidad, especialmente en formación de alta complejidad litológica y donde las operaciones de corazonamiento por motivos económicos no se llevan a cabo.

1.2.4.1 Registro densidad

El registro densidad mide la densidad electrónica de la formación. La fuente (herramienta) emite rayos gamma hacia la formación y un dispositivo de la herramienta mide número de rayos *gamma* que retornan de la formación. El número de rayos gamma de retorno es un indicador de la densidad de grano de la formación.

La densidad total de la formación es una función de la densidad de la matriz, porosidad y fluidos que contiene el espacio poroso, y se convierte a porosidad mediante el uso de cartas, o calculando la porosidad de la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1.5)$$

Donde la porosidad (ϕ) está en fracción, la densidad total de la formación (ρ_b) en $[g/cm^3]$, la densidad del líquido saturando (ρ_f) la roca en la cara del pozo (generalmente filtrado de lodo) en $[g/cm^3]$ y densidad de la matriz ρ_{ma} en $[g/cm^3]$.

1.2.4.2 Registro Neutrón:

El registro neutrón son registros de porosidad que miden el contenido de hidrogeno que tiene la formación (Shale) y sus fluidos (agua, gas y petróleo). La respuesta de la herramienta varía dependiendo de: espaciamiento entre la fuente y el detector, la litología (arenisca, caliza y dolomita).

1.2.4.3 Registro Sónico:

La medida básica del registro sónico es tiempo de viaje que es recíproco de la velocidad de viaje. Este parámetro es medido en microsegundos/pie.

El tiempo de viaje acústico en una formación depende de la litología. En términos generales, entre más densa o consolidada una formación, el tiempo de viaje (Δt) es bajo. Un incremento en el tiempo de viaje indica un incremento de porosidad.

Wyllie⁶, encuentra una relación de porosidad en función del tiempo promedio, después de numerosos experimentos para formaciones limpias y consolidadas con poros distribuidos de manera uniforme, como se muestra en la ecuación (1.6):

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (1.6)$$

Dónde:

Δt_{log} = Tiempo de tránsito de la onda leído del registro ($\mu s/pie$)

Δt_f = Tiempo de la onda en la matriz de la roca ($\mu s/pie$)

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la onda en el espacio poroso ($\mu s/pie$)

ϕ = Porosidad (fracción)

1.3 PERMEABILIDAD

1.3.1 Flujo Darcy

La permeabilidad es el parámetro más asociado al potencial productor de yacimiento, es esencial para el desarrollo del activo, crucial para la elección del espesor productor y las tasas de producción.

⁶WILLYE, M. R. J., GREGORY, A. R and GARDNER, G, H, F.: "Elastic Wave Velocity in Heterogeneous and Porous Media", Geophysical (Jan.1956) 21, No. 1, p. 50.

Darcy⁷ desarrolla una ecuación empírica de flujo, que caracteriza la facilidad del fluido para pasar a través de un material poroso como se muestra en la figura 7. Para un sistema lineal horizontal, la ecuación es la siguiente:

$$v = \frac{Q}{A} = -\frac{k dp}{\mu dx} \quad (1.7)$$

Dónde:

v = velocidad del fluido [cm/s]

Q = tasa de flujo [cm³/s]

A = Area transversal de la muestra [cm²]

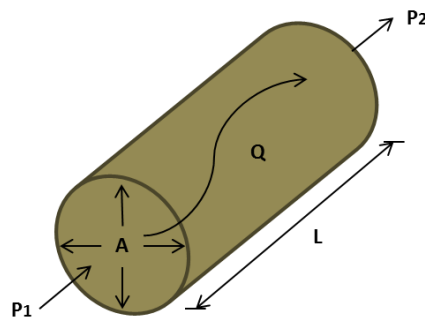
μ = Viscosidad, centipoises [cP]

k = Permeabilidad [1 D = 0,986923μm²]

$$\frac{dp}{dx} = \frac{P_2 - P_1}{L} = \text{Gradiente de presión [atm/cm]}$$

El signo negativo en la ecuación (1.7) es adicionado porque el gradiente de presión, (dp/dx) es negativo, en dirección al flujo.

Figura 7. Diagrama de variables de la ecuación Darcy



Fuente: HARTMANN, D. J., and BEAUMONT, E. A., Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 "Predicting Reservoir System Quality and Performance", 1999, p. 9-38.

⁷DARCY, HENRY. Les fontaines publiques de la ville de Dijon, VictorDalmont, 1856. p. 360

La permeabilidad de la ecuación (1.7), es llamada absoluta, si la roca está saturada con un sólo fluido (o fase) como petróleo, gas o agua. A estas condiciones un Darcy, que es la unidad de medida estándar de la permeabilidad, expresa el flujo a una tasa de un centímetro cúbico por segundo, de un líquido (una fase) con una viscosidad de un centipoise, a través de una muestra con una área transversal de un centímetro cuadrado y con un gradiente de presión de una atmósfera por segundo.

1.3.2 Clasificación de la permeabilidad

Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria conocida como permeabilidad de matriz y permeabilidad secundaria. La permeabilidad de matriz es originada al mismo tiempo de la depositación y litificación de las rocas sedimentarias. La permeabilidad secundaria es resultado de la matriz de la roca por compactación, fracturamiento y disolución.

La compactación y cementación generalmente reduce la permeabilidad, mientras que el fracturamiento y la disolución tienden a incrementarla.

1.3.3 Medición Directa

Los análisis de corazones permiten la medida directa de la permeabilidad bajo condiciones controladas de laboratorio. Por esta razón la permeabilidad obtenida por medición directa es considerada como representativa, para calibrar la permeabilidad obtenida de manera indirecta.

1.3.3.1 Permeabilidad Absoluta usando un líquido

La permeabilidad es medida determinando el tiempo requerido para un volumen de líquido fijo, a temperatura constante, al pasar a través del corazón a gradiente de presión específico. Los solventes como salmuera, suelen reaccionar con arcillas, influenciando la lectura de permeabilidad.

1.3.4 Medición Indirecta

La determinación de la permeabilidad de manera indirecta, mediante el uso de herramientas calibradas correctamente con los datos de laboratorio, ofrece una medición más económica y tiene una mayor escala de caracterización como se ve en la tabla 1.

Tabla 1. Escala de investigación según la heterogeneidad.

Técnica	Tipo	Escala	Presión y temperatura	Saturación	Método	Cantidad
Corazones	Absoluta	Macroscópica	Ambiente*	Absoluta	Directo	Permeabilidad
	Relativa		Ambiente*	Relativa	Directo	Permeabilidad
Registros	$k - \phi$	Megascopica	En sitio	Absoluta	Indirecta	Permeabilidad
	NML		En sitio	Absoluta	Indirecta	Permeabilidad
	RFT		En sitio	Absoluta	Indirecta	Conductividad
Well-test	PDD PBU	Gigascopica	En sitio	Relativa	Directa	Conductividad

Fuente: AHMED, U. CRARY, S. F, and COATES, G. R., Permeability Estimation: The Various Sources and Their Interrelationships, JPT, May 1991. p. 584 Modificado.

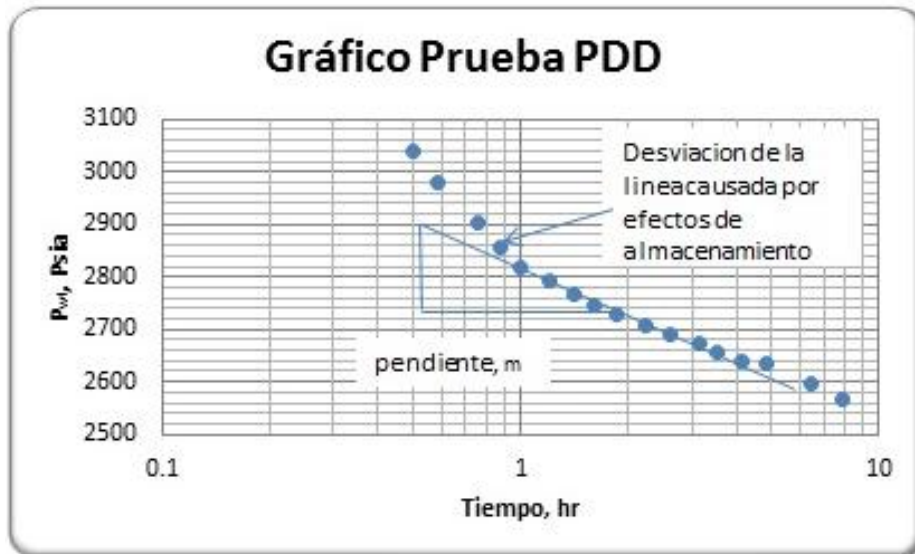
* Puede ser la permeabilidad medida, simulando las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

1.3.4.1 Permeabilidad de datos de pruebas de presión (Well test)

En una prueba de presión en la cual existe un periodo de flujo y otro de cierre, causado por una caída de presión entre la presión en el límite del yacimiento y la presión de radio de pozo. En una prueba de presión “drawdown” (PDD), la prueba se desarrolla en un periodo de producción, en cambio las pruebas de presión “buildup” (PBU) la prueba se da en los periodos de cierre.

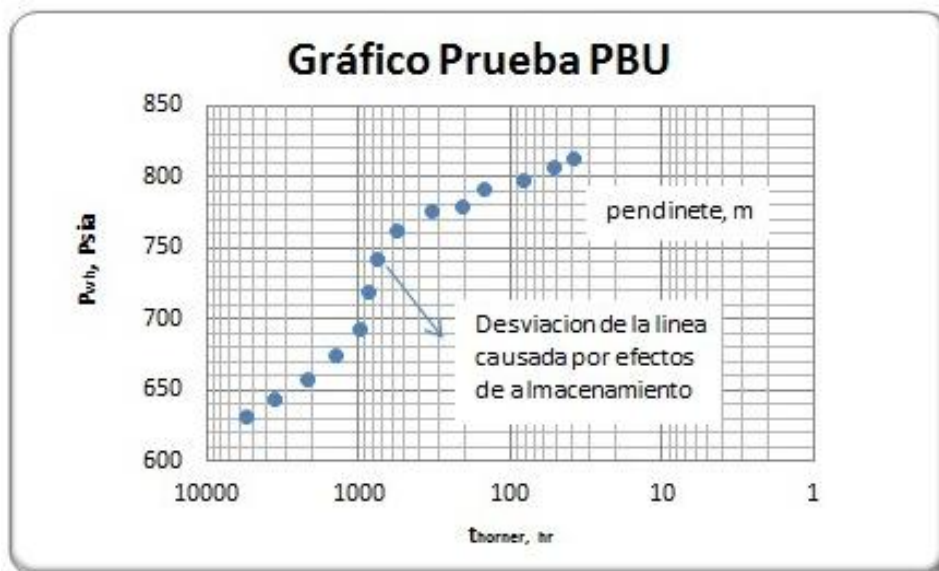
El método más común para obtener la permeabilidad es de manera grafico semi-logarítmico de datos de presión versus tiempo. En la figura 8 y figura 9 se muestra un gráfico de una prueba PDD y PBU respectivamente.

Figura 8. Grafico PDD



TIAB, DJEBBAR AND DONALDSON, ERLE C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties., 2nd ed, Gulf Professional Publishing, 2004. Modificado.

Figura 9. Grafico PBU



TIAB, DJEBBAR AND DONALDSON, ERLE C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties., 2nd ed, Gulf Professional Publishing, 2004. Modificado.

De la pendiente de las figuras 8 y 9, se calcula la permeabilidad con siguiente ecuación:

$$k = 162,6 \frac{q_o \mu B_o}{mh} \quad (1.8)$$

Dónde: $k =$ Permeabilidad de la formación, [mD] $\mu =$ Viscosidad del fluido, [cP]

$h =$ Espesor de la formación, [ft] $B_o =$ Factor volumétrico de formación, [bbl/STB].

$q_o =$ Tasa de flujo, [STB/D] $m =$ Pendiente de la línea recta, [psi/ciclo log]

1.3.4.2 Ecuaciones empíricas

Investigadores (ver tabla 2) desarrollaron correlaciones lineales entre la porosidad y permeabilidad, siendo la porosidad fácilmente cuantificable de registros.

Tabla 2. Tabla de correlaciones para estimar la permeabilidad

Correlación	Condiciones
<p>Carman-Kozeny (1950)</p> $k = \frac{1}{2\tau^2 S_{vg}^2} \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2}$	Modelos de tubos capilares, para en empaquetamiento esférico $\tau^2 = 2,5$. S_{vgr} Área superficial por volumen de grano [cm^{-1}], explicado en detalle en la sección 3.2.
<p>Tixier (1949)</p> $k = 105,8 \left[\frac{1}{R_o(\rho_w - \rho_o)} \left(\frac{\Delta R_t}{\Delta h} \right) \right]$	La presión capilar es inversamente proporcional a $k^{0,5}$. $\left(\frac{\Delta R_t}{\Delta h} \right) =$ Gradiente resistivo en la zona de transición.
<p>Morris and Biggs (1967)</p> $k = U_2^2 \frac{\phi^6}{S_{wi}^2}$	$U_2 = 250$ para petróleo de gravedad media. $U_2 = 79$ para gas seco.
<p>Timur (1968)</p> $k = \frac{0,136\phi^{4,4}}{S_{wi}^2}$	La ecuación fue generada empleando muestras de corazones saturados con una mezcla agua-aire.

<p>Coats and Dumanoir (1973)</p> $k = 10^4 \frac{\phi^{4,5}}{S_{wi}^2}$	<p>S_{wi} Saturación de agua irreducible, sólo usar para estas condiciones.</p>
<p>Coats and Denoo (1981)</p> $k = 10^4 \phi^4 \left(\frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \right)^2$	<p>Asegura que la permeabilidad sea cero para $S_{wi} = 1$, pero requiere el conocimiento de S_{wi}. Para areniscas limpias con porosidad intergranular o intercrystalina.</p>

Fuente: ELKEWIDY, Tarek Ibrahim, Characterization of hydraulic (flow) units in heterogeneous clastic and carbonate reservoirs, 1996, University of Oklahoma. p.107-108 Modificado.

1.3.4.3 Permeabilidad del grafico Bulk Volume Water (BVW)

En las zonas con saturación de agua irreducible, S_{wi} , tendrán un valor constante de BVW a una altura dada sobre el nivel de agua libre.

$$BVW_i = \phi S_{wi} = C \quad (1.9)$$

Donde

$$\phi = \text{Porosidad [Frac]} \quad S_{wi} = \text{Saturación de Agua irreducible [Frac]}$$

Se introduce la ecuación de Coats and Dumanoir⁸ en la ecuación (1.9), se despeja la S_{wi} quedando en función de la permeabilidad y porosidad:

$$S_{wi} = \left(10^4 \frac{\phi^{4,5}}{k} \right)^{0,5} \quad (1.10)$$

$$k = \text{Permeabilidad [mD]}$$

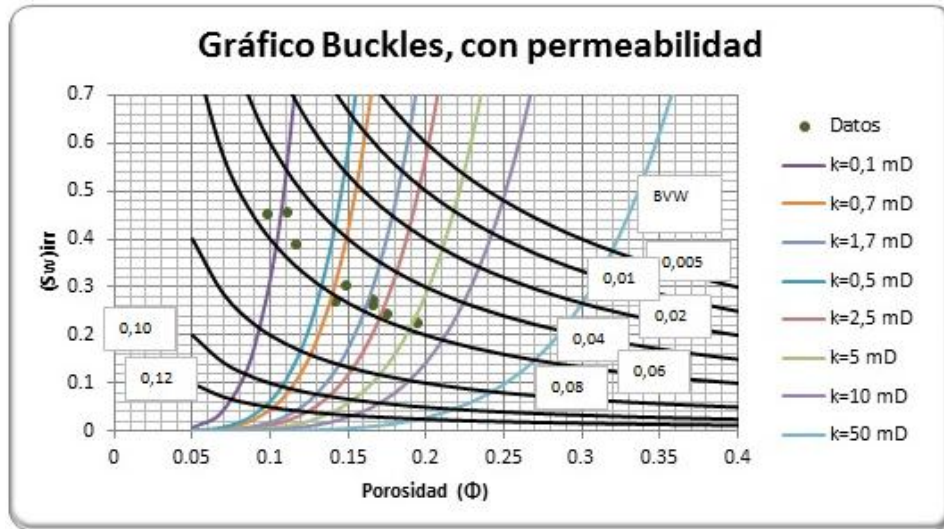
Se realiza el reemplazo de la ecuación (1.10) en la ecuación (1.9) y se obtiene.

$$BVW_i = \phi \left(10^4 \frac{\phi^{4,5}}{k} \right)^{0,5} = C \quad (1.11)$$

Se realiza un gráfico de S_{wi} vs. ϕ , como se muestra a continuación en la figura 10.

⁸COATS, G.R., and DUMANOIR, J.L., A new approach to Improved Log-Derived Permeability, Trans. SPWLA, 1973.p. 20.

Figura 10. Gráfico de Buckles, con permeabilidad



Fuente: BUCKLES, R. S., Correlating and Averaging Connate Water Saturation Data, JCPT, 1965. Modificado. Datos tomados de AAPG, CHAPTER III: USE OF BULK VOLUME WATER, Case Study II— Ordovician Red River Formation, Williston Basin, North Dakota. Modificado.

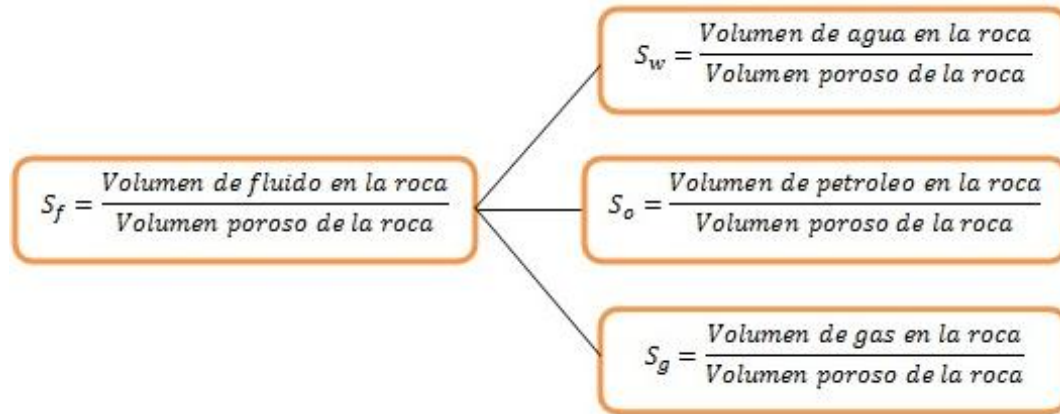
1.4 SATURACIÓN DE FLUIDO.

El medio poroso en los yacimientos hidrocarburos está ocupado por más de un fluido. Se habla de que una fracción del medio poroso está siempre ocupado por agua, independientemente del ambiente sedimentario en el cual se encuentre el yacimiento, debido a que el agua del mar está presente en los sedimentos desde la depositación y litificación, mucho antes de que el petróleo migre a la roca almacén.

El volumen poroso restante puede estar ocupado por petróleo, si este yacimiento se encuentra subsaturado, o por los tres (agua, petróleo y gas) para el caso de un yacimiento de petróleo saturado. Es indispensable el conocimiento de esta propiedad petrofísica ya que es uno de los factores para cuantificar los volúmenes originales de hidrocarburos, para elegir el mejor método de recuperación secundaria o terciaria, etc.

La saturación se define matemáticamente como se muestra en la figura 11:

Figura 11. Definición de la saturación para cada fluido de yacimiento



Fuente: Autores

La superposición de las saturaciones da:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Por otro lado:

$$V_w + V_o + V_g = V_p$$

Dentro de los métodos para cuantificación de la saturación de fluido de manera directa e indirecta, la información obtenida de manera directa es la más representativa.

1.4.1 Medición Directa:

Se utiliza un corazón de la zona de interés debidamente preservado como lo recomienda la Norma API-RP 40, según el grado de consolidación, composición química y el tipo de fluido de la muestra.

Para determinar la saturación de fluido se citaran brevemente a continuación los métodos más importantes:

1.4.1.1 Método de la Retorta: Es aplicable a rocas clásticas consolidadas, rocas de baja permeabilidad, rocas carbonatadas fracturadas, shales.

La saturación de petróleo y agua se mide mediante la aplicación de alta temperatura en el equipo (retorta), los fluidos vaporizados son condensados y medidos por una probeta. La saturación de gas se obtiene midiendo la cantidad de mercurio inyectado dependiendo si es un sistema gas-petróleo o gas-agua.

1.4.1.2 Método de Destilación por extracción

Este método para hallar la saturación de fluido se basa en la destilación de la fracción de agua y en la extracción de solvente de la fracción de aceite de la muestra. El solvente es insoluble en agua y es utilizado para filtrar los fluidos de una muestra saturada.

1.4.2 Medición Indirecta:

Se utilizan registros eléctricos resistivos basados en la ley de Ohm, para cuantificar la capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de una roca saturada de fluidos; a esta capacidad se le denomina resistividad. Las rocas secas tienen una resistividad infinita.

1.4.2.1 Ecuación de Archie

Archie en 1942 desarrolla una ecuación que calcula de registros, la saturación de agua (S_w) de una zona no invadida por el filtrado de lodo en la formación. De manera experimental encontró:

Si

$$F_R = \frac{R_o}{R_w}$$
$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{F_R R_w}{R_t}\right)^{1/n} \quad (1.12)$$

Dónde:

R_o : Resistividad del agua [Ωm] R_w : Resistividad del agua de la formación. [Ωm]

R_t : Resistividad verdadera. [Ωm] F_R : Factor de Formación de Resistividad.

Entonces:

$$S_w = \left(\frac{a R_o}{\phi^m R_t}\right)^{1/n} \quad (1.13)$$

La razón R_o/R_t es comúnmente llamado índice de resistividad I que es función de la saturación de agua. Si la formación está saturada completamente por salmuera entonces $R_o = R_t$ e $I = 1$. Reescribiendo la ecuación (1.12) queda:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{-1/n} = I^{-1/n} \quad (1.14)$$

Introduciendo la ecuación 1.14 y reescribiendo la ecuación 1.12, se encuentra la ecuación de Archie:

$$S_w^n = \frac{R_w}{(\phi^m R_t)} \quad (1.15)$$

Los valores de las cinco variables Archie son relativamente fáciles de obtener cuando el espesor de la formación es grande, se tiene una matriz libre de arcilla y/o está dominado por la porosidad intergranular o intercrystalina (porosidad Archie). La siguiente tabla muestra las cinco variables y métodos para cuantificarla:

Tabla 3. Valores típicos de la ecuación de Archie

Variable	Use. . .	Sí. . .	Entonces. . .
n	2.0 Porosidad Archie 1.8 (o menos) para rocas de matriz arcillosa. 4.0 para roca fuertemente mojadas por petróleo.	No está seguro	Use 2.0
R_w	Valor calculado del registro SP. Estimado de Catálogos de R_w Medido de muestra de agua.	Hay incertidumbre en el cálculo de a partir del SP por espesor de la formación.	Use una corrección por espesor u otro método.
ϕ	Valores de corazones o de registros density, density-neutrón o sónicos.	La configuración de la matriz del registro no coincide con matriz de la formación.	Use un <i>crossplot</i> density-neutron
m	2.0 para porosidad Archie. 1.7-2.0 para arenas arcillosas. 2.0-2.5 para porosidad conectada por "vugs". 2.5-3.3 para porosidad móldica (no conectada). ~1.0 para rocas fracturadas.	No está seguro de tipo de roca o geometrías de poro	Use 2.0
R_t	Valor calculado de los registros resistivos profundos como RILD o RLLD.	Si hay "washouts"	Use cartas para correcciones.

Fuente: HARTMANN, D. J., and E. A. BEAUMONT, Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 "Predicting Reservoir System Quality and Performance", 1999, p. 9-47. Modificado.

Numerosas relaciones han sido desarrolladas, pero la ecuación de Archie es la más versátil y ampliamente usada. Sin embargo, su correcta aplicación requiere el conocimiento de sus limitaciones para su aplicación:

1. Minerales conductivos arcillas y pirita.
2. Geometría de poro no Archie, la conectividad de los poros es irregular.
3. Agua de formación con baja salinidad.

1.4.2.2 Bulk Volume Water (BVW)

Está definido como el producto de saturación de agua y porosidad, es uno de los parámetros más importantes del yacimiento.

$$BVW = \phi S_w$$

Donde: ϕ [Frac]; S_w [Frac].

Se utiliza comúnmente para indicar si un yacimiento está en su saturación de agua irreducible, es decir, que produce hidrocarburos libres de agua, porque el agua connata ocupa los poros pequeños y está adherida a ellos por la tensión superficial y una alta presión capilar.

Las zonas con saturación de agua irreducible, S_{wi} , tendrán un valor constante de BVW a una altura dada sobre el nivel de agua libre (ecuación 1.16).

$$BVW_i = \phi S_{wi} = C \quad (1.16)$$

La porosidad está relacionada con la saturación de agua irreducible, al aumentar la primera disminuye la segunda lo que hace que el producto permanezca constante a través de los intervalos que tienen saturación de agua irreducible.

Al graficar saturación de agua y porosidad se obtiene líneas hiperbólicas (ver figura 12) y cada una de estas representa un valor constante de BVW. Las zonas con saturación de agua irreducible de cada unidad de flujo caerán en una línea hiperbólica o con su misma tendencia, mientras en las zonas de transición existirán altos valores de BVW. Esta grafica refleja la productibilidad de la

formación y especifica que zonas producen hidrocarburos libres de agua, que zonas producen hidrocarburos con alto corte de agua y que zonas producen agua libre.

Figura 12. Gráfico de saturación de agua irreducible versus porosidad.



Fuente: BUCKLES, R. S., Correlating and Averaging Connate Water Saturation Data, JCPT, 1965.p.8 Modificado

La Tabla 4 muestra una lista de valores de BVW en función del tamaño de grano, asumiendo que el yacimiento está en su saturación de agua irreducible o con una saturación cercana a ella. Esta tabla es útil porque al clasificar en ella los valores que se tengan de *Bulk Volume Water*, para un tipo de roca y tamaño de grano dados, se dice si un yacimiento está en su saturación irreducible de agua o cercana a ella.

Tabla 4. BVW en función del tamaño de grano.

Tamaño de grano	BulkVolumeWater (BVW)
Grueso (1 a 0,5 mm)	0,02 a 0,025
Medio (0,5 a 0,25 mm)	0,025 a 0,035
Fino (0,25 a 0,125 mm)	0,035 a 0,05
Muy fino (0,125 a 0,0625 mm)	0,05 a 0,07
Limo (< 0,00625 mm)	0,07 a 0,09

Fuente: BUCKLES, R. S., Correlating and Averaging Connate Water Saturation Data, JCPT, 1965.p.8 Modificado.

1.5 NET-TO-GROSS (NTG)

Es una variable importante utilizada por los geólogos e ingenieros de petróleos, para determinar el potencial productor y cuantificar el volumen original en el yacimiento. No existe una definición universal pero en forma general para los geólogos el concepto de Net-to-Gross son las zonas del yacimiento capaces de almacenar hidrocarburos, mientras que para el ingeniero de petróleos son las zonas que tienen la capacidad de almacenar y producir hidrocarburos a tasas rentables. Pero esta definición se asocia también, a un criterio de selección para adelantar una estimulación un yacimiento o un proceso de recuperación mejorada.

El Net-to-Gross es una medida de la continuidad del yacimiento mediante la aplicación de diferentes cut-offs. Es un cociente entre el intervalo con uno o más cut-offs aplicados y el intervalo total del yacimiento. Como se muestra en el pie de la figura 13.

1.5.1 Definición de Cut-offs

Los cut-offs son valores límites o umbrales de parámetros petrofísicos que evalúan la formación. Su propósito es eliminar los volúmenes de roca, como arcillas y arenas apretadas, que no contribuyen a un buen almacenamiento y flujo de fluidos.

Los cut-offs usados con frecuencia son porosidad, volumen de Shale (Vsh), saturación de agua, permeabilidad, resistividad de la formación e índice de movilidad de hidrocarburos (MHI). Pero estos valores no se establecen de la misma forma para todos los tipos litológicas, por lo que varios autores a través de los años han publicado diferentes criterios de aplicación de cut-offs, en diversos tipos de roca como se encuentra en Worthington⁹.

⁹WORTHINGTON, P. F., and COSENTINO, L., The role of cut-offs in Integrated Reservoir Studies, Paper SPE 84387, 2005.p. 280.

Se definen los siguientes rangos para definir un valor cut-off que sirva como referencia según la definición de tipo de roca (ver tabla 5).

Tabla 5. Valores cut-offs propuestos para calcular hidrocarburos en sitio.

Litología	Parámetro Cut-Off	Rango de valores
Areniscas	V_{sh}	0.3 - 0.5
	ϕ	0.06 - 0.08
	S_w	0.5 - 0.6
Carbonatos	V_{sh}	0.3 - 0.5
	ϕ	0.04 - 0.05
	S_w	0.5 - 0.6

Fuente: WORTHINGTON, P. F., and COSENTINO, L., The role of cut-offs in Integrated Reservoir Studies, Paper SPE 84387, 2005. p. 278 Modificado.

Ante la diversidad de criterios y en la subjetividad de quien o quienes aplican los valores para cada cut-off, es de vital importancia que se definan cut-offs de forma particular para cada yacimiento en lo que se refiere al tipo de roca, para evitar incurrir en errores en la determinación de áreas usadas para los cálculos volumétricos de volúmenes originales, en cálculos del factor de recobro, en diseños de estimulación y en interpretaciones de pruebas de presión de pozos.

1.5.2. Aplicación de Cut-off's

A medida que se van aplicando los diferentes cut-off's se va redefiniendo el intervalo del yacimiento que contiene hidrocarburos dependiendo de las siguientes categorías definidas por Ifeanyi¹⁰:

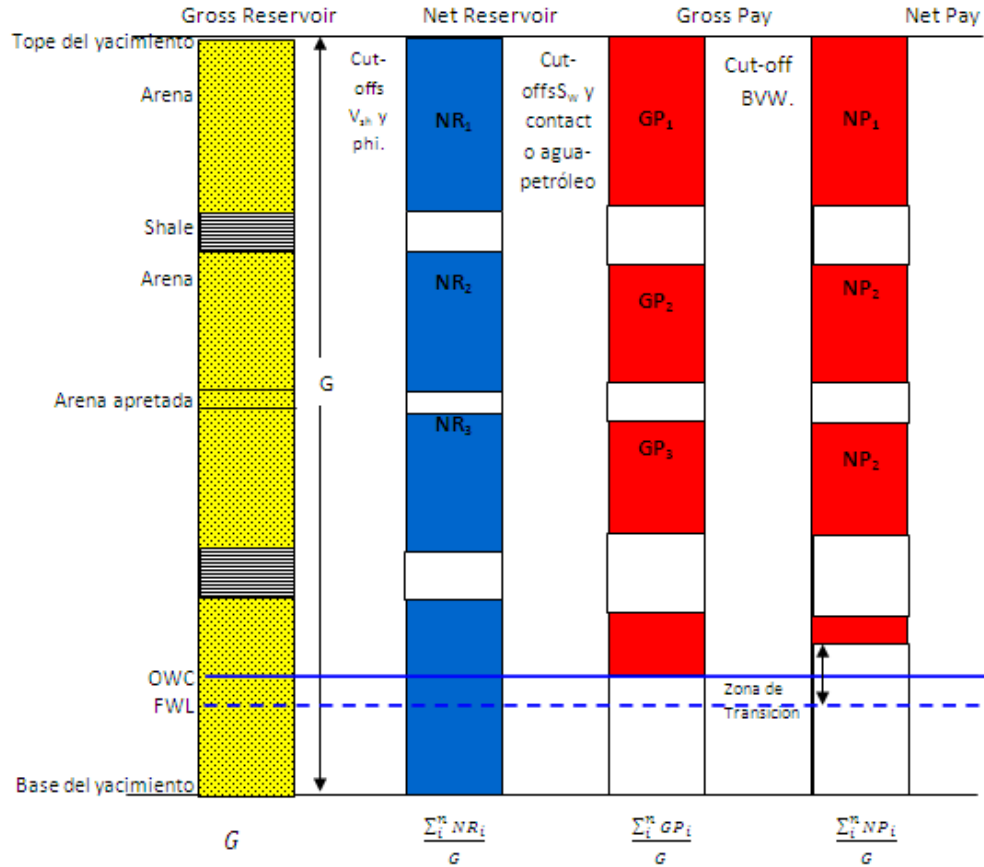
¹⁰IFEANYI EZUKA, Emmanuel Egbele. Net-To-Gross Ratios: Implication in Integrated Reservoir Management Studies, 2005, Paper SPE 98808. p. 8.

- *Gross Reservoir*: Es la porción del yacimiento que se va a estudiar, desde el tope hasta la base incluyendo todos los componentes. No se le han aplicado ningún tipo de cut-offs.
- *Net Reservoir*: Es la porción del yacimiento que tiene buena calidad de roca en lo que se refiere a la capacidad de almacenamiento y flujo. Se le aplica al *Gross Reservoir* los cut-offs de porosidad para excluir rocas con poca capacidad de almacenamiento y de volumen de Shale lo que permite no tener en cuenta los intervalos del yacimiento que contienen componentes que impiden el flujo de fluidos.
- *Gross Pay*: Es el intervalo del yacimiento que contiene fluidos y permite su flujo pero que contiene bajas cantidades de agua. Se le aplica al *Net Reservoir* el cut-off de saturación de agua y se eliminan las profundidades por debajo del contacto agua-aceite.
- *Net Pay*: Es el intervalo óptimo para almacenar y producir hidrocarburos, con un bajo corte de agua. Se le aplica al *Gross Pay* el cut-off de volumen total de agua (ϕS_w) eliminando los intervalos con baja saturación de agua pero que producen altos cortes de agua. Además se le han aplicado los cut-offs aplicados anteriormente pero de forma más estricta.

La identificación del Net Pay es de gran utilidad en la estimación de reservas recuperables en un yacimiento porque se eliminan intervalos en los cuales se encuentran almacenados hidrocarburos que no se pueden recuperar. También es útil para calcular los hidrocarburos en sitio.

Un esquema de la aplicación secuencial de los cut-offs es mostrada en la figura 13:

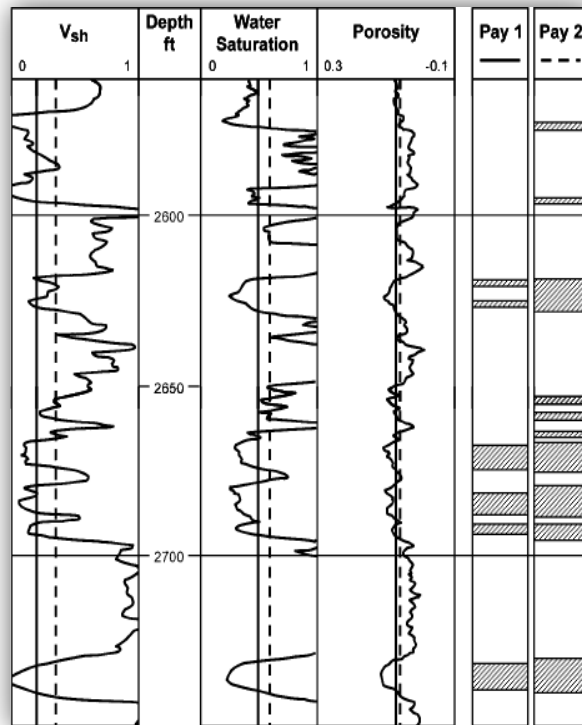
Figura 13. Secuencia de aplicación de cut-offs.



Fuente: IFEANYI EZUKA, Emmanuel Egbele. Net-To-Gross Ratios: Implication in Integrated Reservoir Management Studies, 2005, Paper SPE 98808.p.11 Modificado. OWC=Contacto agua-petróleo, FWL=Nivel de agua-libre. Modificado.

La figura 14 muestra ejemplos de Net Pay identificados, utilizando para cada uno un grupo de cut-offs. Para Net Pay 1 se utilizó $V_{sh} < 0,2$, $\phi \geq 0,07$, $S_w < 0,5$. Para Net Pay 2 se utilizó $V_{sh} < 0,35$, $\phi \geq 0,06$, $S_w < 0,6$.

Figura 14. Ejemplos de Net Pay identificado utilizando 2 grupos de cut-offs



Fuente: WORTHINGTON, P. F., and COSENTINO, L., The role of cut-offs in Integrated Reservoir Studies, Paper SPE 84387, 2005. p. 281 Modificado

1.5.3 Factores que inciden en la especificación de cut-offs

Según Worthington y Cosentino¹¹ existen factores que influyen en la aplicación de cut-offs al intervalo del yacimiento en estudio.

El espesor mínimo del Net Pay: Debe ser mayor a 0,25 m. Esto se debe a que si la altura del intervalo en el cual se corren los registros es muy pequeña, las respuestas de estos no son confiables.

¹¹WORTHINGTON op.cit., p.283.

El tipo de roca: Es importante porque la formación se divide en varias unidades de diferentes propiedades petrofísicas; cada unidad requiere un conjunto de cut-offs específico debido a que las condiciones de movilidad y almacenamiento varían dependiendo si las rocas son carbonatos, calizas, areniscas o dolomitas. Varían también dependiendo si el yacimiento es laminado, naturalmente fracturado o de gas apretado.

La relación de la permeabilidad con otras variables: El objetivo es hallar un valor cut-off de permeabilidad que se ajuste a las condiciones del yacimiento, utilizando una variedad de datos que van desde niveles inadmisibles hasta niveles admisibles de movilidad. Después de identificar dicho valor se debe relacionar con V_{sh} , S_w , ϕ para ayudar en la evaluación de la formación a identificar de manera más precisa el *Net Pay*.

1.6 PRESIÓN CAPILAR.

1.6.1 Concepto.

La presión capilar influencia la distribución inicial de fluidos y los procesos de recuperación mejorada, como resultado de la interacción de dos fluidos inmiscibles entre la fase mojante y no mojante. La presión capilar se define como la diferencia de presión a través del contacto entre dos fluidos inmiscibles, se expresa matemáticamente como:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (1.17)$$

Donde

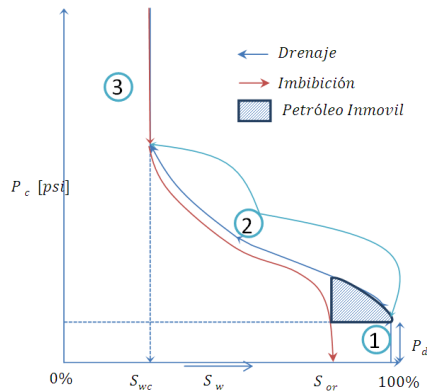
P_c : Presión capilar [psi]. P_{nw} : Presión fase no mojante [psi].

P_w : Presión fase mojante [psi].

1.6.2 Presión capilar en las rocas del yacimiento

La figura 15 muestra el comportamiento típico de la presión capilar en función de la saturación de agua en un yacimiento. Como se observa en el punto 1 de la figura, a una saturación de agua de 100% saturando la muestra (corazón), donde se mueve preferencialmente agua, se procede a forzar la fase no mojante (petróleo) en la muestra. La mínima presión capilar necesaria para comenzar el desplazamiento por la fase mojante (agua), es conocida como la presión de desplazamiento (P_d). En el punto 2 de la figura, ocurre un fenómeno de desplazamiento inmiscible donde la fase no mojante (agua) desplaza a la mojante (petróleo), producto de este fenómeno comienza disminuir la saturación de agua hasta la saturación de agua irreducible. En el punto 3 de la figura, la saturación de agua irreducible permite el flujo preferencial de la fase mojante (petróleo). Lo anteriormente descrito es llamado drenaje, cuando la fase no mojante desplaza a la mojante. La imbibición un proceso opuesto es cuando, la fase mojante desplaza a la no mojante.

Figura 15. Presión capilar para un sistema agua-petróleo (mojado por agua).



Fuente: AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Third Edition, Gulf Professional Publishing, 2006.p. 213.Modificado.

En la figura 15 se observa que en proceso de imbibición, cuando se fuerza la fase mojante (agua), la saturación de agua en la muestra no alcanza la saturación de

agua del 100%, este fenómeno es conocido como histéresis capilar. Según Escobar¹² en un proceso de saturación y desaturación, las presiones capilares no son las mismas en un proceso de imbibición que en un proceso de drenaje, debido a que el camino termodinámico es aleatorio y por lo tanto diferente, tal diferencia en los valores de presión capilar se conoce como histéresis.

La saturación de agua al final de procesos de imbibición, es denominada saturación de petróleo residual (S_{or}), que está en función de la saturación mediante la siguiente ecuación:

$$S_{or} = 1 - S_{wmx}$$

Dónde: S_{wmx} : Saturación de agua máxima en el proceso de imbibición. [Frac]

1.6.3 Distribución inicial de fluidos en el yacimiento.

La aplicación de la curva de presión capilar permite determinar la distribución de fluidos al principio de la explotación del yacimiento. Además ayuda a ubicar zonas del yacimiento con saturación de agua móvil e irreducible.

A continuación, en la figura 16, se definen los puntos más importantes en una curva capilar.

- **Zona de transición:** Es la zona del yacimiento en donde ocurre grandes cambios de saturación, en una corta distancia vertical. Esta zona se encuentra acotada, entre la saturación de agua irreducible (S_{wc}) y la saturación de agua del 100%. El sistema agua-petróleo está caracterizado por una zona de transición capilar amplia, porque hay una pequeña diferencia entre sus densidades.

¹² ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2008. p.72.

- **Nivel de agua libre (FWL):** Se denomina a la región, donde la curva de la presión capilar tiene una saturación de agua de 100%. El nivel de agua libre es definido como la presión capilar es cero:

$$P_{c@FWL} = P_{nw} - P_w = 0$$

Para un sistema agua-petróleo:

$$P_{c@FWL} = P_o - P_w = 0 \rightarrow P_{c@FWL} = P_o = P_w = 0$$

Se reemplaza en la ecuación (1.18):

$$h = \frac{144P_c}{(\rho_w - \rho_o)} [ft] \quad (1.18)$$

$$FWL = h = \frac{144P_{c@FWL}}{(\rho_w - \rho_o)} [ft]$$

$$FWL = 0$$

El nivel de agua libre (FWL) es un datum empleado para conocer la distribución de fluidos en el yacimiento.

- **Contacto agua petróleo (WOC):** Es definido como la profundidad superior o tope donde del yacimiento, donde la saturación de agua es de 100%. A continuación se define de manera matemática:

$$FWL = WOC + \frac{144P_c}{\Delta\rho} \quad (1.19)$$

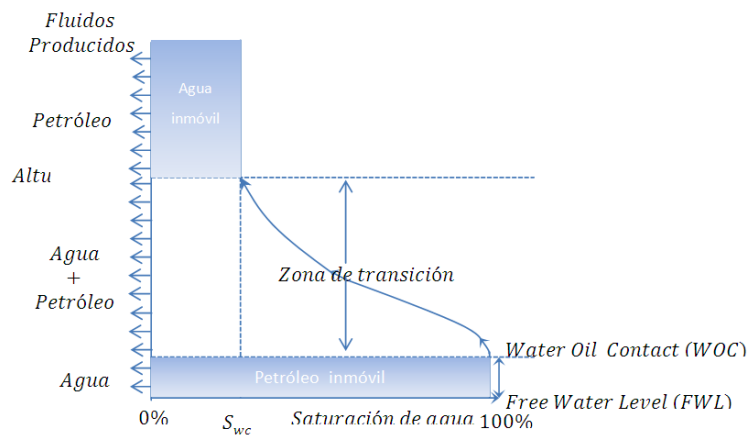
Dónde:

$$FWL = \text{Nivel de agua libre [ft]} \quad WOC = \text{Contacto agua petróleo [ft]}$$

$$P_c = \text{Presión capilar [psi]} \quad \Delta\rho = (\rho_w - \rho_o) [lb/ft^3]$$

- **Contacto gas-liquido (GLC):** Es la mínima profundidad en la que la saturación de líquidos (petróleo, agua o agua más petróleo) es del 100%. Se considera que la zona de transición capilar entre la fase líquida y gaseosa es despreciable, por la alta diferencia de densidades.

Figura 16. Curva de presión capilar para sistema agua-petróleo



Fuente: Autores

1.6.4 Medición directa de la presión capilar.

1.6.4.1 Plato poroso.

El corazón es saturado con la fase mojante (agua o salmuera), principalmente salmuera debido a que las sales (NaCl, CaCl₂ o KCl) previene el hinchamiento de los materiales arcillosos. El núcleo saturado es puesto sobre plato poroso, que se encuentra saturado con agua.

La presión capilar se grafica como función de la saturación de agua, para un sistema mojado por agua la curva de presión capilar de drenaje e imbibición, sería como la que se mostró en la figura 15.

1.6.4.2 Centrifuga

Es un método volumétrico que emplea un corazón, montado en un soporte central de un rotor de una centrifuga que se pone a girar a una velocidad, cada vez mayor por etapas; la fuerza centrífuga es aplicada a los fluidos para saturar el núcleo, y un gradiente de presión se genera en cada fase del líquido de acuerdo con la diferencia de densidad.

1.6.4.3 Inyección de mercurio.

Es uno de los métodos más sencillos y rápidos para la medición de la presión capilar pero el uso del mercurio implica riesgos de seguridad y a su vez causa la destrucción de la muestra. En este método, el mercurio líquido se inyecta en una muestra del núcleo que se ha limpiado y secado previamente. Por etapas de aumento de la presión de inyección, la cantidad de mercurio que entra en la muestra se mide y se convierte en la saturación de la fase no mojante. La presión de la fase gaseosa (vapor de mercurio) es muy pequeña, y por lo tanto la presión absoluta del mercurio líquido es la presión capilar.

1.6.5. Conversión datos de presión capilar de laboratorio a condiciones de yacimiento.

Es común para determinar la presión capilar en laboratorio, usar sistemas aire-mercurio y aire-salmuera. Dado que las condiciones en superficie son diferentes que en yacimiento (en sitio), se suelen realizar correcciones para cambiar el tipo de fluido del sistema gas-petróleo, agua-petróleo o gas-aire que es función de la tensión interfacial o superficial (σ) y del ángulo de contacto(θ). La presión capilar de laboratorio y de yacimiento se relaciona mediante la siguiente ecuación:

$$P_{c @ Res} = P_{c @ Lab} \frac{(\sigma \cos \theta)_{Res}}{(\sigma \cos \theta)_{Lab}} \quad (1.20)$$

Dónde:

$P_{c @ Res}$ = Presión capilar a condiciones de yacimiento [psi]

$P_{c @ Lab} = \text{Presión capilar a condiciones de laboratorio [psi]}$

$(\sigma \cos \theta)_{Res} = \text{Producto tensión interfacial y coseno del ángulo de contacto [Dinas/cm]}$

$(\sigma \cos \theta)_{Res} = \text{Producto tensión interfacial y coseno del ángulo de contacto [Dinas/cm]}$

Tabla 6. Tensiones interfaciales, superficiales y ángulos de contactos para diferentes sistemas.

Medición a condiciones de laboratorio				
Sistema	θ	$\cos \theta$	σ [Dinas/cm]	$\sigma \cos \theta$
Aire-Agua	0	1	72	72
Petróleo-Agua	30	0,866	48	42
Aire-Mercurio	40	0,766	480	367
Aire-Petróleo	0	1	24	24
Medición a condiciones de yacimiento				
Sistema	θ	$\cos \theta$	σ [Dinas/cm]	$\sigma \cos \theta$
Agua-Petróleo	30	0,866	30	26
Agua-Gas	0	1	50	50

Fuente: HARTMANN, D. J., and E. A. BEAUMONT, Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 "Predicting Reservoir System Quality and Performance", 1999, p. 9-37.

1.6.6 Medición indirecta de la presión capilar.

1.6.6.1 Grafico de Pickett

Aguilera¹³¹⁴ presentó ecuaciones para construir líneas de presión capilar constante sobre el gráfico de Pickett. La ecuación empírica de Kwon and Pickett¹⁵ relaciona la presión capilar con la saturación de agua y porosidad. Cabe resaltar que la aplicación de esta ecuación está sujeta saturaciones de agua que varía entre el 30% y 90%. La ecuación Kwon and Pickett¹⁵ es:

¹³ AGUILERA, R., Incorporating capillary pressure, pore throat apertura radii, height above free-water table, and Winland r35 values on Pickett plots, AAPG Bulletin, v. 86, no. 4, p. 608, (April 2002).

¹⁴ AGUILERA, R., and M. S. Aguilera, The integration of capillary pressures and Pickett plots for determination of flow units and reservoir containers: Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, SPE paper 71725,2001, 13 p.

¹⁵KWON, B. S., and PICKETT G. R., A new pore structure model and pore structure interrelationships: Society of Professional Well Log Analysts 16th Annual Logging Symposium, 1,975, p.7

$$P_c = A[k/100 \phi]^{-B} \quad (1.21)$$

Donde

P_c : Presión Capilar mercurio – aire [psi]

A : Constante para determinada saturación.

B : Exponente de la ecuación de presión capilar.

Para el desarrollo de la ecuación (1.21) Kwon and Pickett usaron 2500 muestras de roca de 30 formaciones de Norte América. La constante B es aproximadamente igual a 0,45 y la constante A es función de la saturación de agua como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Valores de la constante A y B para las diferentes saturaciones de agua.

$S_w(\%)$	A	B
30	151,530	0,407
40	93,320	0,455
56	64,570	0,468
60	46,770	0,452
70	36,310	0,446
80	29,510	0,440
90	22,910	0,428

Fuente: KWON, B. S., and PICKETT G. R., A new pore structure model and pore structure interrelationships: Society of Professional Well Log Analysts 16th Annual Logging Symposium, 1,975, p.7.

Esta tabla fue construida para valores de presión capilar cuando la relación permeabilidad porosidad es igual 1mD/%.

Esta correlación está basada en un gráfico log-log de k/ϕ versus P_c usando la saturación de agua como parámetro. Con la población de corazones Kwon and Pickett realiza sensibilidades de la relación k/ϕ , para agrupar según la calidad de roca y así obtener los valores de presión capilar según el radio de garganta de poro de cada tipo de roca.

Mediante la siguiente ecuación, se generan valores de A vistos en la tabla 17 para cualquier saturación de agua entre 30% y 90%:

$$A = 19,55S_w^{-1,7} \quad (1.22)$$

$S_w = \text{Saturación de agua [Frac]}$

Elevando al cuadrado la ecuación de Morris and Biggs¹⁶ y despejando k, se obtiene:

$$k = 250^2 \phi^6 / S_{wi}^2 \quad (1.23)$$

Reemplazando la ecuación anterior junto con la ecuación (1.22) en la ecuación (1.21), con B=0,45, se obtiene:

$$P_c = \frac{S_{wi}^{-0,8} \phi^{-2,25}}{0,929} \quad (1.24)$$

Se despeja la S_{wi} de la ecuación (1.24):

$$S_{wi} = \left(\frac{0,929 P_c}{\phi^{-2,25}} \right)^{-1,25} \quad (1.25)$$

¹⁶ MORRIS, R. L., and BIGGS W. P.. Using log-derived values of water saturation and porosity: Society of Professional Well Log Analysts Annual Logging Symposium, 1967, 26 p.

Reemplazando la ecuación (1.25) en la ecuación 6 del anexo 3, para obtener un R_t en función de la presión capilar:

$$R_t = \phi^{-m} aR_w \left[\left(\frac{0,929P_c}{\phi^{-2,25}} \right)^{-1,25} \right]^{-n} \quad (1.26)$$

Agrupando términos convenientemente:

$$R_t = \phi^{-m+2,8125n} (aR_w) [0,929P_c]^{1,25n} \quad (1.27)$$

Aplicando logaritmo a ambos lados en la ecuación (1.27) y aplicando sus propiedades se obtiene:

$$\log R_t = (-m + 2,8125n) \log \phi + \log \left[aR_w (1,0961P_c^{-1,25})^{-n} \right] \quad (1.28)$$

Con la ecuación (1.28) se construye un gráfico log-log R_t Vs ϕ de una línea recta de pendiente $-m + 2,8125n$. Para los intervalos con saturación de agua irreducible con aR_w constante y P_c constante, de la extrapolación de la línea recta hasta la porosidad del 100% se obtiene el producto $aR_w (1,0961P_c^{-1,25})^{-n}$.

Para el desarrollo con los datos del anexo 2 se construye la siguiente tabla:

Con: $a = 2,061$; $m = 1,644$; $R_w = 2,357 \times 10^{-2}$; $n = 4$ y $P_c = 110$

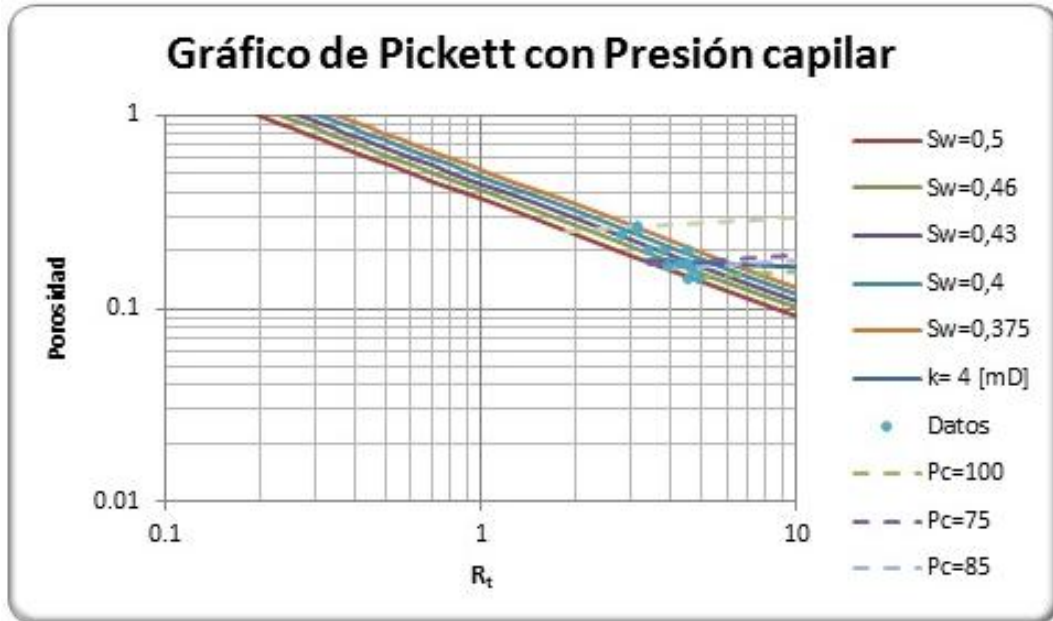
Tabla 8. Valores de presión capilar (Pc) para los datos de la tabla 1, anexo 3.

Tipo	$P_c = 110$	$P_c = 75$	$P_c = 85$	$P_c = 55$	$P_c = 32$
$\phi[Frac]$	$R_t[\Omega m]$	$R_t[\Omega m]$	$R_t[\Omega m]$	$R_t[\Omega m]$	$R_t[\Omega m]$
0,16	12,256	1,806	3,377	0,383	0,026
0,18	37,997	5,599	10,468	1,187	0,079
0,2	104,548	15,405	28,803	3,267	0,218

Fuente: Autores.

El gráfico de las curvas tipo con los datos del ejemplo se presenta a continuación:

Figura 17. Gráfico de Pickett con relación(P_c)



Fuente: Autores.

1.7 PERMEABILIDAD RELATIVA

1.7.1 Concepto.

La permeabilidad absoluta (k_{abs}) es la medida del flujo de un fluido en un medio poroso, sin embargo, el yacimiento es un sistema multifásico donde están tres fases presentes, agua, petróleo y gas con una cierta saturación. La permeabilidad relativa (k_r) relaciona la permeabilidad efectiva (k_e) que tiene un fluido con respecto a otro; el valor de las permeabilidades relativas varía entre cero y uno. Si en el medio poroso se encuentra solo saturado con un fluido, entonces la permeabilidad relativa y la permeabilidad efectiva son iguales.

La permeabilidad relativa (k_r) en función de la permeabilidad efectiva (k_e) para agua, petróleo y gas, se expresan matemáticamente así:

$$k_{rw} = k_{ew}/k_{abs} \quad (1.29)$$

$$k_{ro} = k_{eo}/k_{abs} \quad (1.30)$$

$$k_{rg} = k_{eg}/k_{abs} \quad (1.31)$$

Dónde:

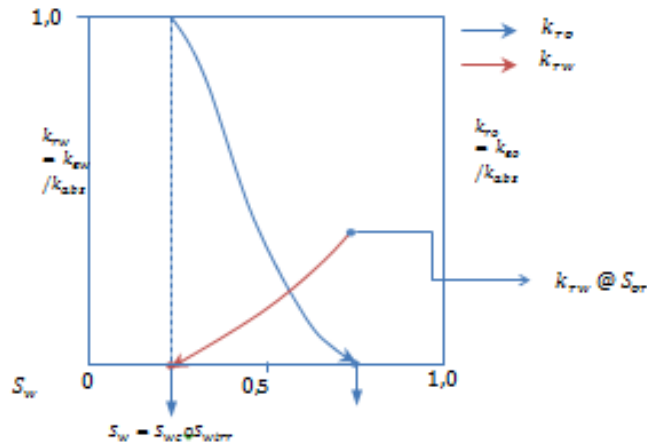
k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} = Permeabilidad relativa de agua, petróleo y gas a saturaciones específicas, respectivamente.

k_{ew}, k_{eo}, k_{eg} = Permeabilidad efectivas de agua, petróleo y gas a saturaciones específicas, respectivamente [mD].

k_{abs} = Permeabilidad absoluta [mD].

El flujo multifásico más común es un sistema bifásico, donde dos fases fluyen a través de espacios porosos interconectados al mismo tiempo. Un gráfico típico de permeabilidad relativa es mostrado en la figura 18 para un sistema agua-petróleo.

Figura 18. Permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo



Fuente: AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Third Edition, Gulf Professional Publishing, 2006.p. 306 Modificado.

La saturación de agua connata (S_{wc}), irreducible (S_{wirr}) y crítica (S_c) son los nombres dados a un estado de saturación donde la fase agua no es móvil en la

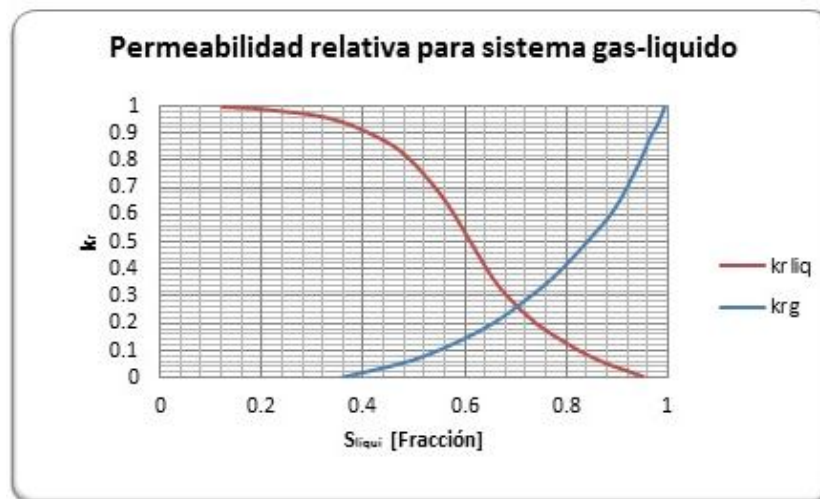
presencia del otro fluido (petróleo); donde la saturación del fluido no mojante es máxima, lo que permite una alta producción de petróleo. La saturación de agua inicial (S_{wi}) es la saturación original del yacimiento, esta saturación puede ser mayor o igual a la saturación de agua irreducible (S_{wirr}).

La saturación de petróleo residual (S_{or}) es la saturación a la cual la permeabilidad relativa de petróleo (k_{ro}) es cero, por lo tanto esta fase no se mueve con respecto a la fase agua; en zonas de saturación de petróleo residual existe una alta productividad de agua. Este punto con frecuencia también es llamado saturación de agua máxima (S_{wmax}).

Para el caso de un sistema gas-liquido, la figura 19 muestra el comportamiento de permeabilidades relativas para dicho sistema. Este tipo de sistemas se habla de saturación crítica de líquidos que es la suma de saturación de agua crítica y saturación de petróleo irreducible como se muestra en la ecuación (1.32). Generalmente la saturación de líquidos crítica (S_{lc}) es muy pequeña.

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{or} \quad (1.32)$$

Figura 19. Comportamiento de la permeabilidad relativa para un sistema gas-líquido.



Fuente: AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Third Edition, Gulf Professional Publishing, 2006.p. 307 Modificado.

La mojabilidad se infiere a partir de la curvas de permeabilidad relativa, pero estos indicadores no sustituyen las pruebas de laboratorio diseñados para la medida de la mojabilidad, aunque ayuda a caracterizar preliminarmente la mojabilidad presente en el yacimiento.

Los tres indicadores son los siguientes:

- En yacimientos mojados por agua, el corte de las curvas de permeabilidad relativa y saturación de agua es mayor a 0.5.

Otro indicador es la permeabilidad relativa del agua al S_{or} :

- Típicamente $S_{or} \leq 0.3$ en sistemas mojados por agua.
- Típicamente $S_{or} \geq 0.5$ en sistemas mojados por petróleo.

El valor de la permeabilidad relativa en los puntos finales de saturación (endpoint), también indica la mojabilidad:

- Para un sistema mojado por agua $k_{rw} @ S_{or} \ll k_{ro} @ S_{wirr}$.
- Para un sistema mojado por petróleo $k_{rw} @ S_{or} \approx k_{ro} @ S_{wirr}$.

1.7.2 Medición Directa

1.7.2.1 Método Estable

Al determinar la permeabilidad relativa mediante el método estable, dos fluidos son inyectados simultáneamente a una tasa fija hasta que la tasa producida sea igual a la inyectada. Las saturaciones en corazón tienen que ser medidas en cada equilibrio y una nueva tasa de fluido es aplicada. Este procedimiento es repetido hasta determinar todas las permeabilidades relativas, con frecuencia estas pruebas comienzan con el corazón saturado al 100% de la fase mojante (agua), después desaturado (drenaje). Mediante el uso de las siguientes ecuaciones, se cuantifica la permeabilidad efectiva (k_e):

$$k_{ew} = \frac{Q_w \times \mu_w L}{A \times \Delta P_w} = f(S_w)$$

$$k_{eo} = \frac{Q_o \times \mu_o L}{A \times \Delta P_o} = f(S_w)$$

Dónde:

Q = Tasa de flujo de cada de fluido ; k_e = Permeabilidad efectiva de cada fluido

μ = Viscosidad de cada fluido; A = Área del corazón; L = Longitud corazón.

Para obtener la k_{rw} y k_{ro} de las ecuaciones (1.29) y (1.30) para todas las saturaciones se asume que las presiones capilares entre las fases es despreciable. La saturación de agua es calculada por la siguiente relación:

$$S_w = \frac{M - D_M - V_p \times \rho_o}{V_p \times (\rho_w - \rho_o)} \quad (1.33)$$

Dónde:

D_M = Masa seca del corazón [g] V_p = Volumén poroso del corazón [ml]

M = Masa total del corazón con fluidos [g] ρ = Densidad [g/cm³]

Un problema que presenta esta pruebas es que la saturaciones en del corazón son determinadas o calculadas de un balance de materia y al despreciar las fuerzas capilares se estarían incurriendo en más incertidumbres en la medición, pero una de las ventajas de este método es que es conceptualmente sencillo y los datos de permeabilidad relativa se obtienen para todo rango de saturación.

1.7.2.2 Método Inestable

Es una prueba relativamente rápida y simple en lo que adquisición de datos se refiere, pero el análisis matemático es más complejo. La base matemática es la

combinación de la teoría de Buckley and Leverett¹⁷ con la Ley de Darcy, se obtiene:

$$f_{w2} = \frac{1 + (k_o/q_t)\mu_o * \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\gamma \text{sen}\theta \right]}{1 + \frac{k_{eo}\mu_w}{k_{ew}\mu_o}} = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (1.34)$$

Dónde:

f_{w2} = Fracción de agua en la corriente de salida.

q_t = Tasa de producción del corazón.

γ = Diferencia de densidad entre los fluidos desplazante y desplazado.

$\frac{\partial P_c}{\partial x}$ = Gradiente de Presion capilar.

μ = Viscosidad de cada fase.

θ = Ángulo de inclinacion.

Welge¹⁸ encuentra que si hay un flujo horizontal y se desprecian las fuerzas capilares la ecuación (1.34) se reduce a:

$$f_{o2}q_w = S_{w,av} - S_{w2} \quad (1.35)$$

Donde f_{o2} se define:

$$f_{o2} = \frac{q_o}{q_w + q_o} \quad (1.36)$$

Donde el subíndice 2 de la ecuación (1.35), es la medición realizada al final del corazón, $S_{w,av}$ es la saturación de agua promedio y q_w es el agua inyectada acumulada en volúmenes porosos.

Los parámetros q_w y $S_{w,av}$ son medidos experimentalmente, f_{o2} (el flujo fraccional de petróleo en la corriente de salida) se deduce de la pendiente de la gráfica de q_w como función de la saturación de agua promedio ($S_{w,av}$).

¹⁷BUCKLEY, S.E and LEVERETT, M. C, Mechanisms of Fluid Displacement in sands, Trans. AIME 146, 1942.p. 6

¹⁸WELGE, H, J., A simplified methods for computing recovery by gas o water drive, Trans. AIME, 195,p. 91, 1952.

La ecuación (1.36) usando la teoría de Buckley and Leverett¹⁹ y despreciando las presiones capilares y con flujo horizontal es:

$$f_{o2} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}} \quad (1.37)$$

Como se conoce μ_{wo} y μ_o , se obtiene la razón k_{ro}/k_{rw} a partir de la ecuación (1.37). Jhonson²⁰ extiende el trabajo de Welge presentando las siguientes ecuaciones:

$$k_{ro} = \frac{f_{o2}}{\frac{d\left(\frac{1}{q_w I_r}\right)}{d\left(\frac{1}{q_w}\right)}} \quad (1.38)$$

$$k_{rw} = \frac{f_{w2}\mu_w}{f_{o2}\mu_o} k_{ro} \quad (1.39)$$

Donde I_r es la inyectividad relativa, definida como:

$$I_r = \frac{\mu_o \left(\frac{L}{A}\right) q_w}{k_{eo}\Delta P}$$

Dónde:

$L =$ Longitud del corazón.

$A =$ Área del corazón.

1.7.3. Obtención Indirecta

1.7.3.1 Correlación Hirasaki.

Una de las correlaciones ampliamente usada es desarrollada por Hirasaki²¹. Está basado en una ecuación empírica que relaciona la saturación y permeabilidad relativa como se muestra a continuación:

¹⁹BUCLEY, op.cit., p. 8

²⁰ JHONSON, E. F, BOSSLER, D. P., and NEUMANN, V . O, Calculation of relative permeability from displacement experiments, Trans. AIME, 216 , p. 370 , 1959.

²¹HIRASAKY, G. J., Estimation of Reservoir parameters by History Matching Oil, Displacement by water or gas. Paper SPE 4283. 1975. p. 10.

Sistema agua-petróleo:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wc}} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_o} \quad (1.40)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{S_{orw}} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_w} \quad (1.41)$$

Sistema gas-petróleo:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{gc}} \left[\frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{n_{go}} \quad (1.42)$$

$$k_{rg} = (k_{rr})_{S_{wc}} \left[\frac{S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{n_g} \quad (1.43)$$

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

Dónde:

S_{lc} = Saturación total crítica de líquido. [frac]

$(k_{ro})_{S_{gc}}$ = Permeabilidad relativa a la saturación de gas connata. [frac]

$(k_{ro})_{S_{wc}}$ = Permeabilidad relativa a la saturación de agua connata. [frac]

S_{orw} = Saturación de petróleo residual en el sistema agua – petróleo. [frac]

S_{org} = Saturación de petróleo residual en el sistema gas – petróleo. [frac]

$(k_{ro})_{S_{orw}}$ = Permeabilidad relativa a la saturación de petróleo residual. [frac]

n_o, n_w, n_g, n_{go} = Exponentes en las curvas de permeabilidad relativa para la fase petróleo, agua, gas y gas – petróleo respectivamen. [frac]

2. MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS.

2.1 RELACIÓN CLÁSICA DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

La permeabilidad y su distribución normalmente son determinadas de pruebas a corazones. Pero la realidad es que pocos pozos son corazonados, por lo tanto para el resto, la permeabilidad debe ser hallada de relaciones de porosidad-permeabilidad, las cuales son cualitativas y no cuantitativas, ya que no hay una relación directa ni indirecta entre estas variables. Para esto se utiliza una gráfica semi-log de permeabilidad versus porosidad con base en la siguiente ecuación (ver figura 1, anexo 7):

$$\log k = a\phi + b \quad (2.1)$$

La relación clásica es inadecuada cuando se tiene una alta dispersión numérica de los datos (porosidad y permeabilidad). Autores han propuesto modelos alternativos, debido a la importancia de definir relaciones de porosidad-permeabilidad óptimas ya que estas son útiles para entender el flujo de fluidos a través de un medio poroso.

2.2 CARMAN-KOZENY

La siguiente ecuación (2.2), cuyo desarrollo se encuentra en el anexo 6, es desarrollada para un modelo de tubos capilares; es útil para la caracterización de rocas consolidadas, asumiendo que los capilares poseen un radio promedio y que este es no rugoso. Sin embargo, los capilares en un medio poroso no tiene secciones transversales constantes. Es por esto que el factor de rugosidad está incluido en la tortuosidad (razón entre la distancia entre dos puntos en la roca a través de los poros y la distancia de esos dos puntos conectados por una línea recta).

$$k = \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{Vgr}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \quad (2.2)$$

Donde $F_s \tau^2$ comúnmente es llamada la constante de Kozeny. El F_s denominado factor de forma es 2 para una geometría circular cilíndrica.

2.3 RADIO DE PORO

2.3.1 Winland r_{35} .

La distribución de los tamaños de radios de poro, permeabilidad, porosidad, evalúa la calidad de la roca del yacimiento, mediante correlaciones matemáticas, desarrolladas por H. D. Winland en 1970 y publicadas por Kolodzie²²; se plantea una relación empírica entre porosidad, permeabilidad de aire y radio de apertura, donde se reproduce los resultados de una prueba de desplazamiento con mercurio para una población cerca de 300 muestras, entre las que se encuentran areniscas y carbonatos.

Para el desarrollo del grafico de Winland, se realizan pruebas a corazones con aire. Se requiere tener una relación que aproxime la permeabilidad de aire (k_{aire}) con la permeabilidad de mercurio (k_{Hg}); Swanson²³ desarrollo varias relaciones que cumple con este objetivo.

Winland hizo regresiones entre ϕ , k y radio de poro a varios percentiles (30, 40, 50) pero encontró que la mejor correlación (la de más alta R^2) era la del percentil 35.

²²KOLODZIE, S, Jr, 1980, Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 55th Annual Fall Technical Conference, Paper SPE-9382, 10p.

²³SWASON, Swanson, B. F., 1981. A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures: Journal of Petroleum Technology, Dec., p. 2500

La ecuación de Winland es la siguiente:

$$\log r_{35} = 0,732 + 0,588 \log k_{aire} - 0,864 \log \phi \quad (2.3)$$

Dónde:

r_{35} : Radio de apertura de poro correspondiente al percentil 35

k_{aire} : Permeabilidad del aire no corregida [mD] ϕ : Porosidad [%]

Despejando la ecuación de Winland (2.3) se obtiene:

$$\log k_{aire} = \frac{0,864 \log \phi + (\log r_{35} - 0,732)}{0,588}$$

Al graficar k vs ϕ en escala logarítmica se obtiene una línea recta de pendiente $m = \frac{0,864}{0,588}$, y con intercepto $b = \frac{(\log r_{35} - 0,732)}{0,588}$; m y b están en función del tipo de roca.

La curva r_{35} se utiliza para identificar intervalos que tengan similares radios de poro (isoporo), a una saturación de mercurio del 35% y así se divide el yacimiento en varias unidades de flujo. Utilizando las ecuaciones de Winland para calcular r_{35} se caracterizan los intervalos como unidades de flujo sin hacer un análisis especial de núcleos.

De la relación r_{35} son distinguidos cuatro categorías y rangos de tamaño de puerto (Garganta de poro), los cuales son convenientes para caracterizar un sistema poroso.

Según Alden²⁴ estos rangos se definen así:

²⁴ALDEN J MARTIN, et al, Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs, 1997, AAPG Bulletin, V. 81, No. 5, p. 735.

- Megaporo: Son unidades de flujo, con gran tamaño de poro (>10 [μm]), que producen fácilmente cerca de diez mil barriles por día de aceite, de mediana gravedad si el espesor de la zona y otros factores son constantes.
- Macroporo: Unidades de flujo con tamaño de poro un poco más pequeño (2-10 [μm]), capaces de producir miles de barriles de aceite por día.
- Mesoporo: Unidades de flujo que permiten solo cientos de barriles de aceite por día, no tienen tasas máximas a menos que la zona tenga un espesor muy grande y continuidad del tipo de poro. (0.5-2 [μm]).
- Microporo: Unidades de flujo de grosor moderado que son de interés pero como sellos potenciales, ya que solo producen pocos barriles de aceite de gravedad mediana por día sin restricciones mecánicas. (<0.5 [μm]).

Winland R35 es una ecuación ampliamente utilizada en la industria, pero no es la única para definir distribuciones de permeabilidad en función de la porosidad y el radio de poro. Cabe notar que el modelo Winland asume que el medio poroso homogéneo que se compone de tubos capilares rectos, circulares y no intercomunicados. Por tanto no toma en cuenta la tortuosidad. Un gráfico típico de Winland R35, es la figura 2, del anexo 7.

2.3.2 Pittman

Edward D. Pittman²⁵, extendió el trabajo de Winland al desarrollar varias relaciones empíricas (Ver tabla 9), que permiten hallar los radios de garganta de poro para saturaciones de mercurio del 10 al 75%, utilizando un sistema de

²⁵PITTMAN, Edward D, Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone, 1992, American Association of Petroleum Geologist Bulletin. p.196

regresión múltiple con datos de porosidad, permeabilidad, y varios parámetros derivados de las curvas de presión capilar generadas al aplicar el método de inyección de mercurio. Para hacerles dichas pruebas, utilizó un grupo de muestras representativo, variadas en composición y textura y con un amplio rango de porosidad y permeabilidad.

Tabla 9. Ecuaciones empíricas para determinar radios de garganta de poro (μm) correspondientes a varios porcentajes de saturación de mercurio (%). k (mD), ϕ (%).

Ecuaciones	Coefficiente
$\text{Log } r_{10} = 0.459 + 0.500 \log k - 0.385 \log \phi^*$	0.901
$\text{Log } r_{15} = 0.333 + 0.509 \log k - 0.344 \log \phi^*$	0.919
$\text{Log } r_{20} = 0.218 + 0.519 \log k - 0.303 \log \phi^*$	0.926
$\text{Log } r_{25} = 0.204 + 0.531 \log k - 0.350 \log \phi^*$	0.926
$\text{Log } r_{30} = 0.215 + 0.547 \log k - 0.420 \log \phi^*$	0.923
$\text{Log } r_{35} = 0.255 + 0.565 \log k - 0.523 \log \phi^*$	0.918
$\text{Log } r_{40} = 0.360 + 0.582 \log k - 0.680 \log \phi$	0.918
$\text{Log } r_{45} = 0.609 + 0.608 \log k - 0.974 \log \phi$	0.913
$\text{Log } r_{50} = 0.778 + 0.626 \log k - 1.205 \log \phi$	0.908
$\text{Log } r_{55} = 0.948 + 0.632 \log k - 1.426 \log \phi$	0.900
$\text{Log } r_{60} = 1.096 + 0.648 \log k - 1.666 \log \phi$	0.893
$\text{Log } r_{65} = 1.372 + 0.643 \log k - 1.979 \log \phi$	0.876
$\text{Log } r_{70} = 1.664 + 0.627 \log k - 2.314 \log \phi$	0.862
$\text{Log } r_{75} = 1.880 + 0.609 \log k - 2.626 \log \phi$	0.820

ϕ^* No es estadísticamente significativa.

Fuente: PITTMAN, Edward D, Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone, 1992, American Association of Petroleum Geologist Bulletin. p.196

2.4 GRÁFICO STRATIGRAPHIC MODIFIED LORENZ (SMLP)

Es una herramienta gráfica donde se identifican preliminarmente unidades de flujo existentes en un intervalo de estudio, basados en la variación vertical en la capacidad de flujo ($k * h$) y en la capacidad de almacenamiento ($\phi * h$).

Utilizando datos de corazones y/o de registros ordenados estratigráficamente, además permite seleccionar preliminarmente los intervalos que representaría las unidades de flujo. Para construir el SMLP se hace una gráfica cartesiana de $(k * h)$ acumulado versus $(\phi * h)$ acumulado.

La ecuación para obtener un valor de capacidad de flujo acumulado es la siguiente:

$$(kh)cum = k_1(h_1 - h_0) + k_2(h_2 - h_1) + \dots + k_i(h_i - h_{i-1}) / \sum k_i(h_i - h_{i-1})$$

Donde k es permeabilidad (mD) y h es la altura del intervalo de la muestra

La ecuación para obtener un valor de capacidad de almacenamiento acumulado es la siguiente:

$$(\phi h)cum = \phi_1(h_1 - h_0) + \phi_2(h_2 - h_1) + \dots + \phi_i(h_i - h_{i-1}) / \sum \phi_i(h_i - h_{i-1})$$

Donde ϕ es la porosidad (fracción)

En el siguiente ejemplo se muestra el procedimiento para definir dos unidades de flujo tomando 5 datos²⁶.

Paso 1:

Se realiza el producto de porosidad y altura (capacidad de almacenamiento). Luego el producto permeabilidad y altura (capacidad de flujo) para cada intervalo. Estos productos individuales se suman para obtener valores totales de capacidad de almacenamiento y de flujo (Ver Tabla 10):

²⁶SLATT, ROGER M., Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologist, Geophysicists and Engineers, 2006, Elsevier B, V.

Tabla 10. Valores de $(\phi * h)$ y $(k * h)$.

Paso 1				
Profundidad (ft)	ϕ	$(\phi * h)$	Permeabilidad	$(k * h)$
1805	0,15	$(0,15)(1) = 0,15$	10	$(10)(1) = 10$
1804	0,2	$(0,20)(1) = 0,20$	20	$(20)(1) = 20$
1803	0,15	$(0,15)(1) = 0,15$	10	$(10)(1) = 10$
1802	0,1	$(0,10)(1) = 0,10$	5	$(5)(1) = 5$
1801	0,05	$(0,05)(1) = 0,05$	2	$(2)(1) = 2$
Total		0.65		47

Paso 2:

Se calcula para cada intervalo la fracción de capacidad de almacenamiento realizando el cociente de $(\phi * h)$ por capa entre la capacidad de almacenamiento total. Se utiliza el mismo procedimiento para calcular la fracción de capacidad de flujo para cada intervalo. (Ver Tabla 11).

Tabla 11. Valores de $(\phi * h)$ fracción y $(k * h)$ fracción.

Paso 2		
	$(\phi * h)$ fracción = $(X)/0,65$	$(k * h)$ fracción = $(Y)/47$
1805	$(0,15)/0,65 = 0,23$	$(10)/47 = 0,21$
1804	$(0,20)/0,65 = 0,31$	$(20)/47 = 0,43$
1803	$(0,15)/0,65 = 0,23$	$(10)/47 = 0,21$
1802	$(0,10)/0,65 = 0,15$	$(5)/47 = 0,11$
1801	$(0,05)/0,65 = 0,08$	$(2)/47 = 0,04$
Total	1	1

Paso 3:

Las fracciones de capacidad de almacenamiento y de flujo se van sumando para ir obteniendo los valores de capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo acumulados. (Ver Tabla 12)

Tabla 12. Valores de $(\phi * h)$ acumulado y $(k * h)$ acumulado.

Paso 3		
	$(\phi * h)$ acumulado	$(k * h)$ acumulado
1805	0,23	0,21
1804	$0,23+0,31 = 0,54$	$0,21+0,43 = 0,64$
1803	$0,54+0,23 = 0,77$	$0,64+0,21 = 0,85$
1802	$0,77+0,15 = 0,92$	$0,85+0,11 = 0,96$
1801	$0,92+0,08 = 1$	$0,96+0,04 = 1$

Estos valores se grafican y los segmentos de línea recta definen las unidades de flujo. La figura 3, del anexo 7, se construyó graficando $(k * h)$ acumulado versus $(\phi * h)$ acumulado después de seguir los anteriores pasos con los datos de porosidad y permeabilidad encontrados en Susilo²⁷ (Anexo 1).

Cada punto de inflexión y/o cambio de tendencia muestra un cambio en el comportamiento de flujo. Los segmentos de la gráfica cuya pendiente es mayor a 45° indican zonas de alto potencial de flujo y baja capacidad de almacenamiento, por el contrario los segmentos cuya pendiente es menor a 45° indican zonas de bajo potencial de flujo, posiblemente debido a barreras o presencia de arenas sucias, y alta capacidad de almacenamiento.

²⁷SUSILO, Agus. Permeability Prediction Based on Capillary, 2010, Paper SPE 141122 p. 18-20

Los segmentos cuya pendiente es aproximadamente 45° representan zonas de capacidad de flujo y de almacenamiento similares.

2.5 GRAFICO STRATIGRAPHIC FLOW PROFILE (SFP):

Es una herramienta grafica integrada mediante la inclusión de diferentes registros petrofísicos. Lo componen típicamente registros nucleares (Rayos Gama), litológico, R35, relación (k/ϕ) , capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo que varían con la profundidad.

Mediante la construcción del perfil de flujo estratigráfico (Figura 4, anexo 7) se valida la consistencia de los resultados obtenidos de las diferentes herramientas graficas expuestas hasta el momento como la identificación de potenciales barreras de flujo, zonas de alta velocidad de entrega, entre otras. Asimismo podría definir preliminarmente cut-offs, por arcillosidad, por almacenamiento o conductividad.

2.6 GRÁFICO MODIFIED LORENZ PLOT (MLP):

Es un gráfico que modifica la distribución de puntos del grafico SMLP y permite jerarquizar las unidades de flujo presentes tomando como criterio el *Flow Unit Speed FUS* (k/ϕ) , ya que provee una indicación relativa del almacenamiento y cuán rápido se mueven los fluidos a través del medio poroso.

Para su construcción se organiza de forma descendente según su relación k/ϕ (pendiente) cada unidad de flujo hallada en la SMLP. Se grafica la capacidad de flujo acumulada versus la capacidad de almacenamiento acumulada para cada unidad de flujo hallada en el SMLP (Ver figura 5, anexo 7).

Cualitativamente se observan las unidades de flujo partiendo del origen, las pendientes de las líneas deflectadas van disminuyendo hasta tener una pendiente nula.

Las unidades de flujo no están en el mismo orden en la MLP y la SMLP. Este grafico (MLP) es usado para identificar zonas con alto potencial de flujo y zonas con bajo potencial de flujo, por ejemplo zonas con barreras de permeabilidad.

2.7 GRAFICO RQI VERSUS PHIZ

En los yacimientos clásticos del mundo, son heterogéneos y anisotrópicos. Sin embargo se afirma que dentro de las heterogeneidades en el yacimiento pueden existir múltiples homogeneidades en los geocuerpos (unidades de flujo). Amaefule, Tiab, et al²⁸, parten de la ecuación de Carman-Kozeny (2.2), e introduce el factor K_T que básicamente es la constante de Kozeny, pero " K_T es una constante variable" puesto que varía en las diferentes unidades de flujo.

$$k = \left(\frac{1}{K_T S_{Vgr}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \quad (2.4)$$

K_T para una formación de arenisca homogénea se estima mediante la relación:

$$K_T = \frac{1}{J_1^2}$$

El índice litológico J_1 es determinado de los datos de presión capilar que se ajustan a una línea recta que tiene la siguiente ecuación:

$$\log J(S_w^*) = -\lambda \log S_w^* + \log J_1 \quad (2.5)$$

²⁸Amaefule, Jude O, et al. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, 1993, Paper SPE 26436. p.3.

Donde J_1 es el intercepto de la línea recta (si es necesario extrapolar) hasta $S_w^* = 1$; la normalización de la saturación de agua se realiza mediante la siguiente expresión:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Amaefule, Tiab, et al²⁹ introduce los términos:

Índice de Calidad de Roca de Yacimiento (RQI), $(k/\phi)^{0.5}$: Considera el cambio de radio de garganta de poro, distribución de grano y poro. Dividiendo la ecuación (2.4) en ambos lados por la porosidad y sacando la raíz cuadrada en ambos lados se obtiene:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \frac{1}{S_{Vgr}\sqrt{K_T}} \left(\frac{\phi}{1 - \phi} \right) \quad (2.6)$$

Para la permeabilidad en milidarcies y porosidad en fracción el lado izquierdo de la ecuación (2.6) queda:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (2.7)$$

Donde el RQI es expresado en micrómetros [μm].

Indicador de Zona de Flujo: es un parámetro único que incluye los atributos geológicos de la textura y mineralogía en la estructura de diferentes facies; está definido por la siguiente ecuación:

$$FZI = \frac{1}{S_{Vgr}\sqrt{K_T}} \quad (2.8)$$

La ecuación (2.6) se reescribe en función de las ecuaciones (2.7) y (2.8):

$$RQI = FZI (\phi_z) \quad (2.9)$$

Donde ϕ_z es la razón entre el volumen poroso y el volumen de roca

$$\phi_z = \frac{\phi}{1 - \phi}$$

Sacando logaritmo a ambos de lados de la ecuación 2.9 se obtiene:

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad (2.10)$$

En una gráfica log –log de RQI versus ϕ_z (Ver figura 6, anexo 7), la ecuación (2.12) proporciona una línea recta de pendiente unitaria cuyo intercepto con $\phi_z = 1$ es el indicador de zona de flujo (FZI). Cada línea recta representa características similares de garganta de poro, es decir, representa una unidad de flujo.

2.8 CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICA.

Scheidegger²⁹ asume un modelo capilar de un medio poroso y halla una ecuación de permeabilidad en función de una variable llamada conductividad hidráulica y porosidad como se muestra en la siguiente ecuación.

$$k = 1014 \times C \times \phi^3 \quad (2.11)$$

Susilo³⁰ modifica la ecuación (2.11) para obtener la conductividad hidráulica (C):

$$C = \frac{k}{1014 \times \phi^3} \quad (2.12)$$

Se crea un gráfico log-log relación permeabilidad-porosidad $(k/\phi)^{0.5}$ vs conductividad hidráulica(C), para encontrar varias unidades de flujo como se muestra en la figura 7 del anexo 7, estas unidades de flujo siguen la siguiente ecuación general de regresión:

$$\sqrt{k/\phi} = Const. C^{0.5} \quad (2.13)$$

²⁹SCHEIDEGGER, A. E. 1957, The physics of Flow through Porous Media, University of Toronto Press. p. 260

³⁰SUSILO, op.cit. p.5

En la ecuación (2.13), la pendiente de 0.5 muestra la calidad de roca del yacimiento, y una pendiente mayor a 0.5 Susilo³⁰ indica una calidad de roca media a alta, reflejado en un radio de poro grande y una sencilla geometría de poro, en contraste una pendiente menor a 0.5 indica una menor calidad de roca de yacimiento mostrando en estos tipos de roca: un radio de poro pequeño y una compleja geometría de poro.

Cada unidad hidráulica identificada en la figura 8 (anexo 3), se representa por una ecuación de regresión. Estas ecuaciones se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Ecuación de regresión para cada Unidad Hidráulica.

Unidad Hidráulica	Ecuación de regresión
UH1	$\sqrt{k/\phi} = 7,603 \times C^{0,577}$
UH2	$\sqrt{k/\phi} = 6,657 \times C^{0,548}$
UH3	$\sqrt{k/\phi} = 5,139 \times C^{0,564}$
UH4	$\sqrt{k/\phi} = 5,005 \times C^{0,492}$
UH5	$\sqrt{k/\phi} = 4,006 \times C^{0,525}$
UH6	$\sqrt{k/\phi} = 2,329 \times C^{0,577}$
UH7	$\sqrt{k/\phi} = 1,896 \times C^{0,416}$
Modelo Capilar Teórico	$\sqrt{k/\phi} = Constante \times C^{0,5}$

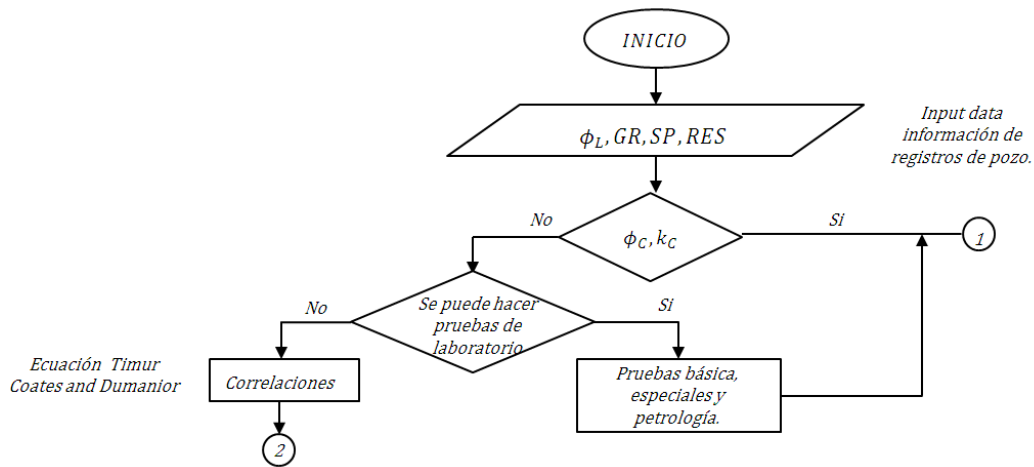
Fuente: Autores

3. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA ESTÁNDAR

A continuación se explicará de manera detallada la metodología, mediante un diagrama de flujo. El diagrama completo se mostrará en el anexo 4.

En la figura 20 se introduce la información básica para el desarrollo de la metodología, registros de pozo tipo litológicos entre los que se encuentran registros de potencial espontaneo (SP) y el registro de rayos gama (GR). Estos permiten diferenciar tipos de roca, por ejemplo, arcillas de arenas limpias o arenas sucias. Con los registros litológicos se construye una curva de volumen de shale (VSH). Otro valor de entrada es la porosidad de registro (ϕ_L) que se obtiene al correr registro densidad o un registro acústico. Por último los registros resistivos (RES) permiten conocer la saturación de fluido.

Figura 20. Diagrama de flujo de la metodología (valores de entrada)



Fuente: Autores

Sí no se posee porosidad de corazón (ϕ_C) ni permeabilidad de corazón (k_C), y sí se dispone de presupuesto y de tiempo, se deben efectuar pruebas básicas, especiales y de petrología, las cuales se listan en la tabla 14. La ventaja de

realizar estas pruebas es mejorar el conocimiento del yacimiento en términos de capacidad de flujo, almacenamiento y distribución de fluidos.

Tabla 14. Pruebas a realizarse a corazones

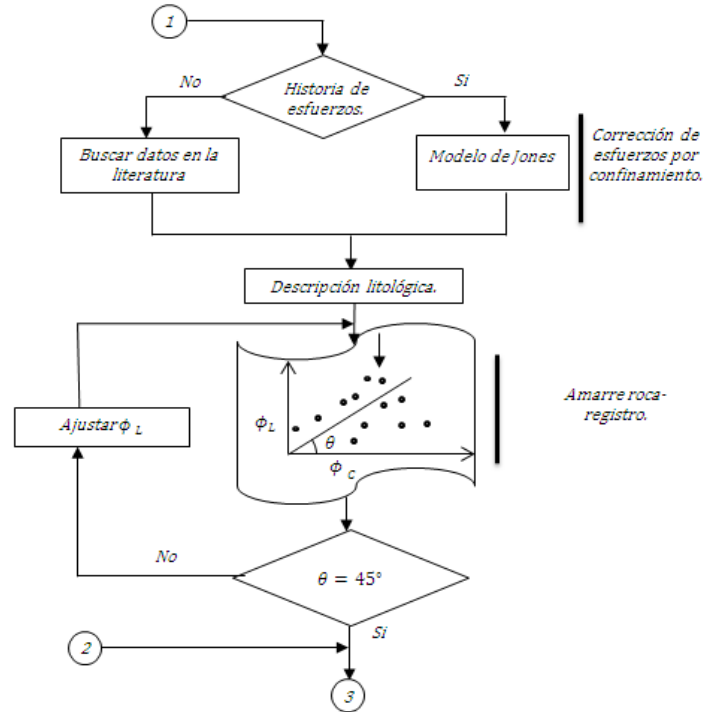
Pruebas Básicas	Pruebas Especiales	Petrología
Porosidad.	Presión capilar.	Análisis Mineralógico.
Permeabilidad.	Permeabilidad relativa.	Análisis rayos X y SEM.
Saturación de fluido.	Propiedades eléctricas.	Biodatación y asociación.

Si no se realizan estas pruebas, los datos se obtienen mediante el uso de correlaciones. Para cuantificar la permeabilidad, se utiliza la ecuación de Timur u otros autores que se encuentran en la tabla 2. Para determinar permeabilidad relativa y presión capilar, se utilizan las correlaciones de Hirasaky, las cuales parten de unos *end points* de saturación. Los datos de las pruebas de petrología no se pueden obtener de forma indirecta, por lo tanto se debe buscar información de campos cercanos.

Al conocer las propiedades básicas como porosidad y permeabilidad de corazones, ver figura 21, es necesario convertir estos valores a las condiciones de yacimiento. Si se conocen la historia de esfuerzos de la cuenca, se podría aplicar la ecuación de Jones (ver anexo 2). Al desconocer la historia de esfuerzos de la cuenca se buscaría información asociada a la misma cuenca si es posible y si no se utilizan valores de la literatura dependiendo del tipo de litología.

La descripción litológica identifica detalladamente características geológicas, físicas y mineralógicas de la roca, permitiendo definir diferentes tipos de roca. Este proceso puede darse de manera simultánea con lo anteriormente descrito.

Figura 21. Diagrama de Flujo (corrección de porosidad y permeabilidad por esfuerzos. Amarre roca-registro)



Fuente: Autores

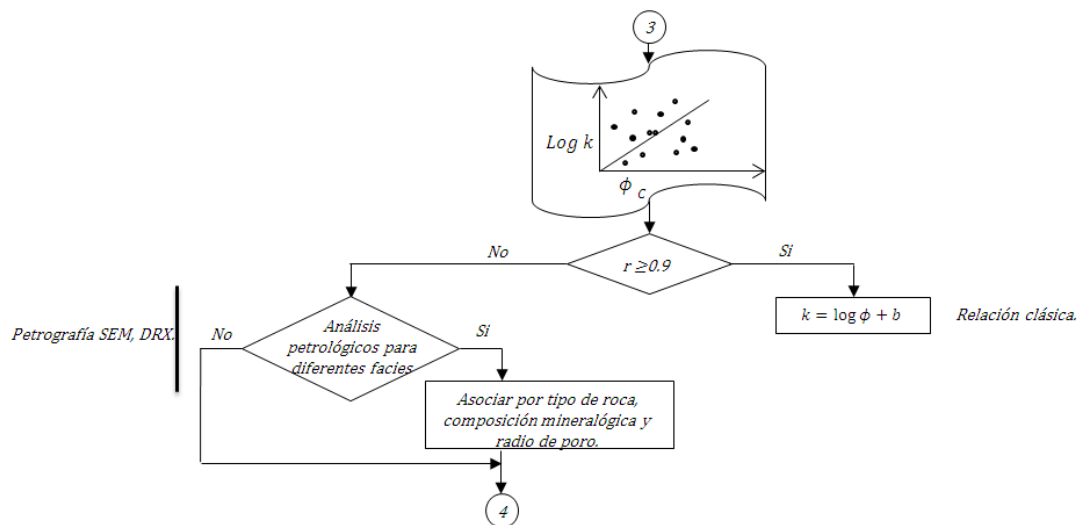
Después de realizar la descripción litológica, se procede a realizar el amarre roca-registro. Este es un proceso donde se gráfica, la porosidad de corazón (ϕ_C) en el eje de las abscisas y la porosidad de registro (ϕ_L) en el eje de las ordenadas. Esta grafica se hace en escala log-log. Posteriormente se realiza una regresión tipo exponencial y se cuantifica el ángulo formado entre la línea de la regresión y eje de las abscisas. Sí, el ángulo es diferente de 45° se debe ajustar la porosidad de registro (ϕ_L) para obtener dicho ángulo. Resultado de esto se obtiene un factor de calibración de registros de porosidad aplicable para los pozos no corazonados.

El punto 2 de la figura 21, proviene del proceso donde se obtiene la permeabilidad de correlaciones. Dado que los datos se generan por correlaciones se supone que los valores que resulten de ellas, están a condiciones de yacimiento.

Al tener las propiedades (porosidad y permeabilidad) a condiciones de yacimiento, en la figura 22, se usa el grafico semilog de permeabilidad versus porosidad del cual se obtiene una nube de puntos. Se realiza una regresión de tipo lineal, si el factor de correlación es de 0.9 se asume que en el yacimiento existe un solo tipo de roca. Si por el contrario hay una alta dispersión numérica, no existe una tendencia de los datos lo que refleja la existencia de diferentes tipos de roca.

Sí el factor de correlación es menor de 0.9 y existen estudios de petrología de rocas sedimentarias para las diferentes facies, se asociarían estos tipos de roca bajo un criterio mineralógico o radio de poro para aplicar otra metodología.

Figura 22. Diagrama de flujo (aplicación de relación clásica y asociación por propiedades petrológicas)



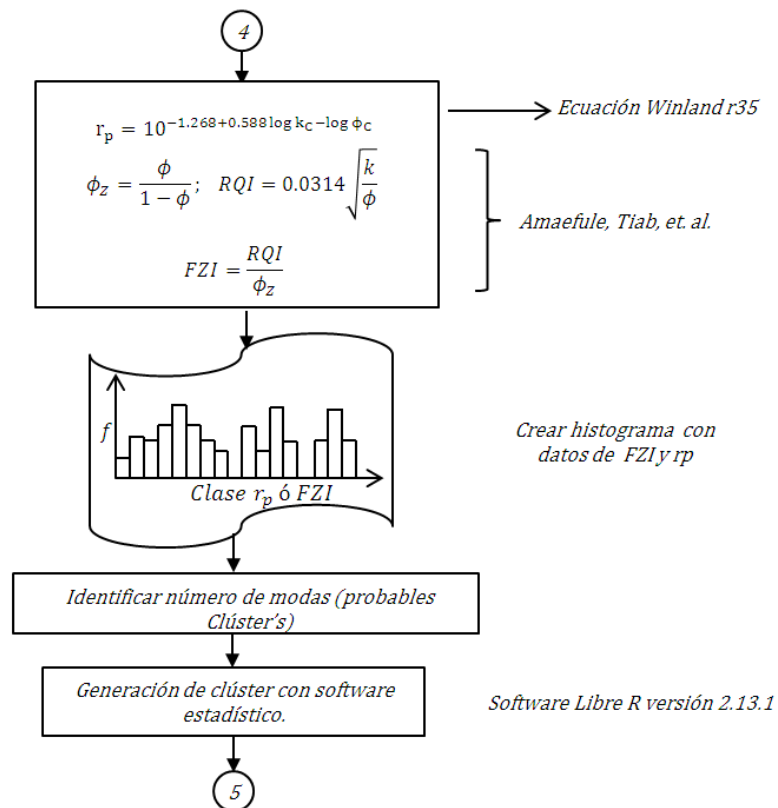
Fuente: Autores

La ecuación de Winland r_{35} (ecuación 2.3) y lo propuesto por Amaefule (ecuación 2.6) que están función de la permeabilidad y porosidad, sirve para determinar los tipos de rocas presentes en el yacimiento. Estas ecuaciones son mostradas en la figura 23 y estos cálculos son aplicables únicamente a información que proviene

de corazones. Posteriormente se genera un histograma de frecuencias con los valores de FZI y r_p (se recomienda usar Microsoft Excel), donde el intérprete variaría el intervalo o clases para visualizar el comportamiento unimodal o multimodal de los datos (FZI y r_p).

Para hacer el análisis de las modas evidenciadas en los histogramas, se utiliza algún software estadístico, se recomienda usar el software R (versión 2.13.1); el usuario ingresa el número de modas o grupos observados en el software. El software agrupa de manera estadística los datos ingresados por el usuario y asocia por el valor de FZI o r_p . El software genera un listado de variables discretas para cada grupo con sus respectivos valores promedios.

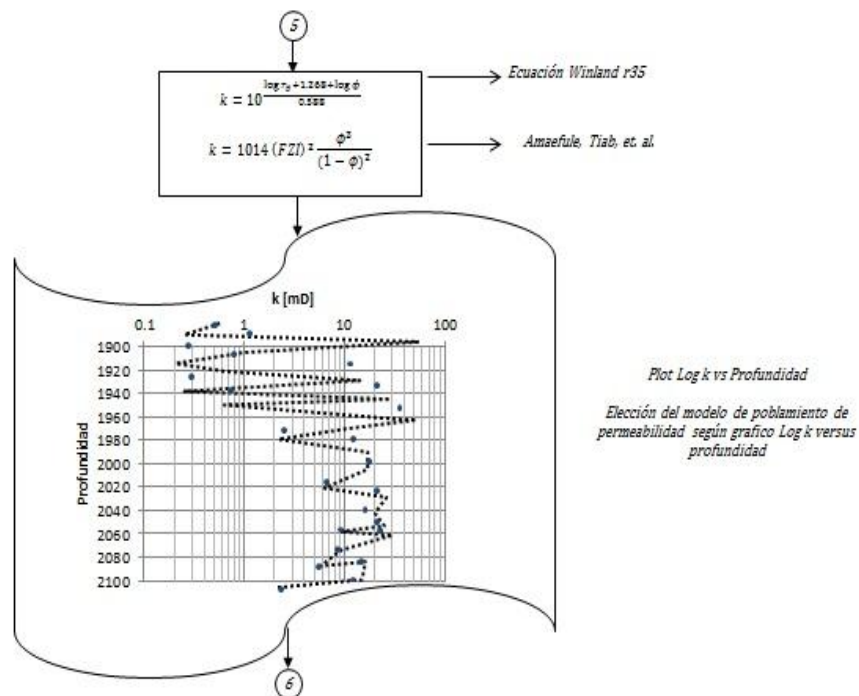
Figura 23. Diagrama de flujo (generación de valores parámetro y generación de clúster's).



Fuente: Autores

Al generar los clústeres con sus valores promedios, se realiza los cálculos con las ecuaciones de Winland r_{35} ³¹ y la de Amaefule et.al³² para hallar la permeabilidad, ver figura 24. Después se realiza un gráfico de logaritmo de permeabilidad versus profundidad y se compara los valores de permeabilidad de corazón con los valores de la ecuación de Winland r_{35} y Amaefule et.al. El intérprete elegirá gráficamente cual se encuentra más cerca de valor teórico (permeabilidad de corazón).

Figura 24. Diagrama de flujo (Modelos de permeabilidad y elección del modelo de poblamiento).



Fuente: Autores

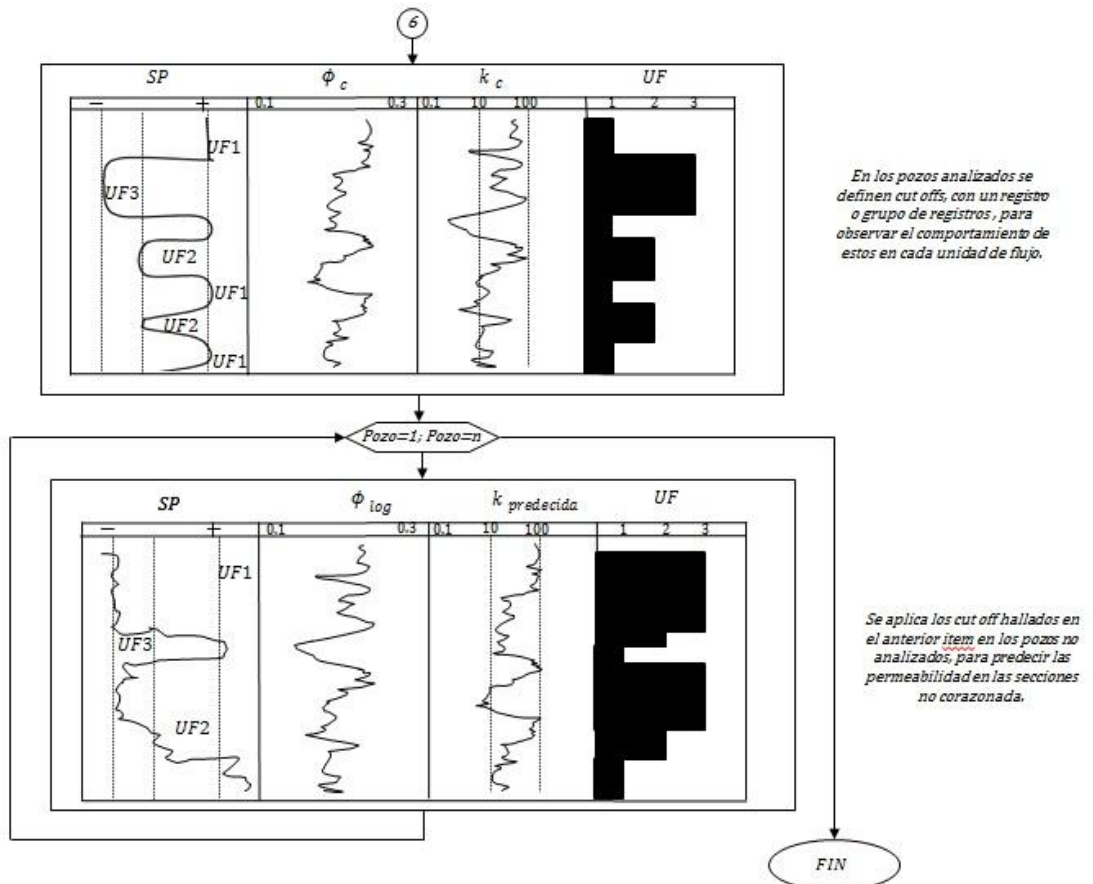
³¹ WINLAND, op.cit p 608

³² AMAEFULE, op.cit. p.3-5

Después de seleccionar el modelo de permeabilidad, se correlaciona con un registro litológico (SP o GR), con el objeto de definir cut-offs en dicho registro para cada unidad de flujo identificada en el o los pozos de estudio. Ver figura 25.

Posteriormente se aplican estos cut-offs a un grupo de registros, de los pozos no corazonados o parcialmente corazonados, para delimitar las unidades de flujo y saber qué valor promedio de FZI o r_p le corresponde a cada profundidad. Con la porosidad de registro y el valor de FZI o r_p , se calcula la distribución de la permeabilidad en todos los pozos.

Figura 25. Diagrama de flujo (Poblamiento de permeabilidad a pozos no corazonados o parcialmente corazonados)



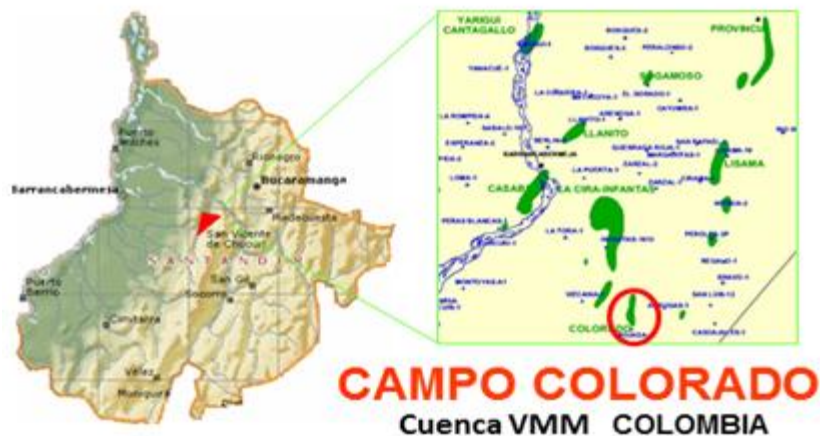
Fuente: Autores

4. GENERALIDADES CAMPO ESCUELA COLORADO

4.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Colorado se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio de Magdalena (VMM), en la provincia occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas, en el área de la antigua concesión de mares. El Campo Colorado fue descubierto en 1923 y su ubicación según las coordenadas X:(1'036.000-1'040.500) Este y Y:(1'238.000-1'247.000) Norte, tomando como punto de referencia a Bogotá.

Figura 26. Localización del Campo Colorado

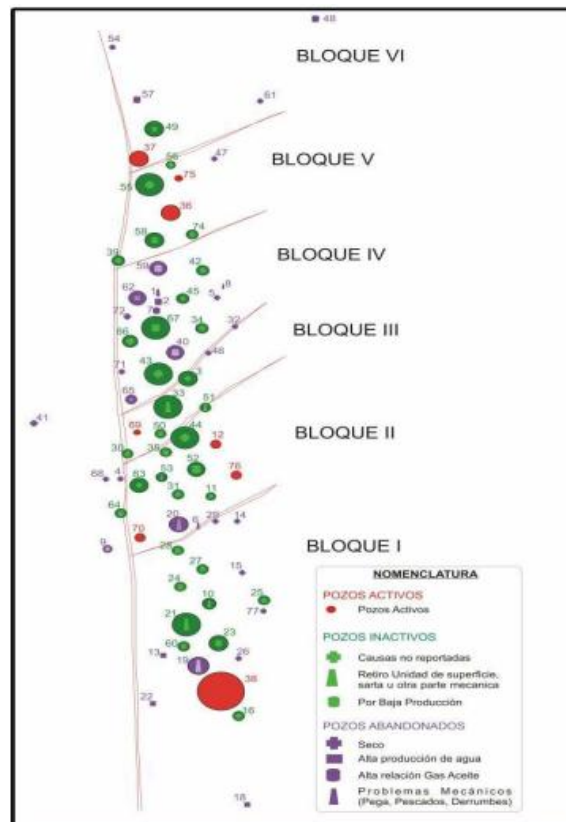


Fuente: GARZON, Fredy – ECOPEL GMM, ORDOÑEZ, Anibal – ECOPEL-ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo – A.I.P – ANSALL Y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y Estrategias de recobro del Campo Colorado. 2003

4.2 MODELO ESTRUCTURA

Corresponde al anticlinal Colorado que es asimétrico de hasta 80° en su flanco Oeste y hasta 25° en su flanco Este. Este anticlinal presenta un gran número de fallas que divide el campo en seis (6) bloques, por lo que corresponde a un modelo compartimentalizado. El yacimiento se caracteriza porque presenta poca continuidad lateral, al igual que una baja energía y arenas delgadas.

Figura 27. Estructura del Campo Colorado



Fuente: Informe "Información técnica Campo Escuela Colorado". Ing. César Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado - UIS

4.3 FORMACIONES PRODUCTORAS

Son las formaciones Mugrosa (Zona B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.

4.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Tabla 15. Datos básicos de propiedades de las arenas.

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Temp. Yacimiento (°F)	114	174	186	186
API @ 60°F	41,2	39,7	40,1	40,1
Profundidad promedio (ft)	1800	3500	4700	5600
Presión de burbuja, Pb (psia)	648	2078	2958	2958
Viscosidad @ Pb (cP)	1,64	0,462	0,441	0,441
Bo @ Pb (RB/STB)	1,091	1,401	1,373	1,373
Porosidad (%)	15,7	14,5	13	13
Swi (%)	40	40	50	50
OOIP (MMBls)	20,062	37,336	0,507	1,157
Rsb (scf/Bls)	140	648	667	667
Espesor promedio de arena (ft)	50	57	25	25
Area (acres)	634	1083	---	---

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Campo Colorado. Calculo de Reservas. Ing. Jorge Camacho. Junio de 1978. Modificado.

Tabla 16. Datos básicos del yacimiento

Parámetro	Unidad
Espaciamiento/pozo	20-30 Acres
Pozos perforados	75
Pozos activos	7
Pozos produciendo	4
Petróleo Original estimado, OOIP	121 MMBIs
Reservas primarias producidas	8,59 MMBIs
Factor de recobro	7,10%

Fuente: Campo Colorado. Cuarto informe de yacimientos campo Colorado. Ing. Karen L. Pachano, Diciembre de 2007. Modificado

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

5.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACION DISPONIBLE

En esta parte se recopiló y organizó la información existente del Campo Escuela Colorado que fuera útil para el desarrollo de la metodología. Dentro de esta información hay reportes, informes, registros en copia dura y digital, información de corazones e historia de perforación, cañoneos y producción.

Para hacer el modelo de simulación es necesaria información tanto estática como dinámica del yacimiento; de este modo se puede reproducir el comportamiento histórico de este y así mismo, a partir de ahí, se cuenta con un instrumento para reproducir el comportamiento histórico bajo el esquema de explotación adoptado. En el caso del campo Colorado la información no es suficiente, porque hacen falta estudios petrofísicos, estratigráficos y sedimentológicos más detallados.

La metodología será aplicada al bloque I del campo Colorado, debido a que es el bloque que más información tiene disponible, siendo el pozo C-25 el mejor candidato, por poseer registros de tipo eléctrico, muestras de corazón e información PVT propia, ya que es importante esta disponibilidad de información para un buen desarrollo del modelo de simulación.

En la tabla 17 se observan los pozos del bloque 1 con la información disponible, además se aprecia la variedad de información del pozo C-25.

Tabla 17. Inventario de registros, corazones y PVT para los pozos del bloque I.

	Well	Corazones		Registros						PVT Representativo
		MZB	MZC	GR	SP	RES	NPHI	DT	CAL	
BLOQUE I	COL-10			X	X	X			X	
	COL-13			X	X	X			X	
	COL-14			X	X	X			X	
	COL-15			X	X	X			X	
	COL-16			X	X	X			X	
	COL-18			X	X	X			X	
	COL-19	X		X	X	X			X	
	COL-21			X	X	X	X	X	X	
	COL-22			X	X	X			X	
	COL-23			X	X	X	X	X	X	
	COL-24	X	X	X	X	X			X	
	COL-25	X		X	X	X			X	X
	COL-26		X	X	X	X			X	
	COL-27	X	X	X	X	X			X	
	COL-28			X	X	X			X	
	COL-29			X	X	X			X	
	COL-38			X	X	X	X	X	X	
	COL-60			X	X	X			X	
COL-77			X	X	X	X	X	X		

Fuente: Autores.

5.2 GRAFICO SEMILOG PERMEABILIDAD VERSUS POROSIDAD DE NÚCLEO.

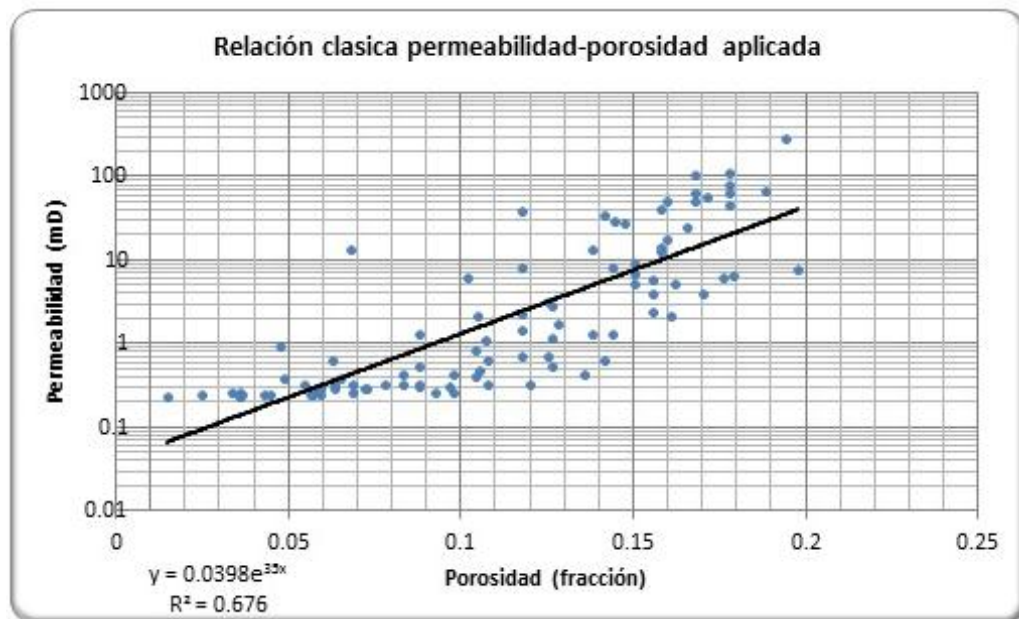
El bloque I cuenta con registros GR, SP y RES, pero no es posible hacer el paso de ajuste entre porosidades de núcleo y de registros debido a que ningún pozo cuenta con ambas fuentes de información por lo tanto se trabajará con datos de porosidad de núcleo.

Los datos de porosidad y permeabilidad que se utilizaron, ya están corregidos por el efecto de la presión de confinamiento³³.

³³ RAMIREZ, Jeny. MENESES, Jonanna. Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación mugrosa: Caso de estudio Campo Colorado. Bucaramanga. 2008, p.101-104. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

En la figura 28 se encuentra la gráfica semi-log de permeabilidad versus porosidad de corazón en la cual se aprecia que existe un coeficiente de correlación menor a 0.9, por lo tanto la relación clásica de permeabilidad-porosidad no se puede utilizar. Los datos para graficar la figura 28 se encuentran en el anexo 5.

Figura 28. Grafica Permeabilidad versus Porosidad.



Fuente: Autores.

Posteriormente se procede a hacer el análisis petrológico para identificar facies basándose en procedimientos de SEM y DRX. En el caso del bloque I estos análisis no son posibles debido a que la poca información existente no es representativa para todo el pozo.

5.3 AGRUPAMIENTO POR RADIOS DE PORO E INDICES DE ZONA DE FLUJO SIMILARES

5.3.1 Radio de poro e índice de zona de flujo (FZI).

Se procede a determinar los diferentes radios de poro (r_{35}) y los diferentes índices de zona de flujo (FZI), para esto se utilizan las ecuaciones propuestas por Winland y Amaefule, explicadas detalladamente en el Capítulo 2, ítems 2.3 y 2.7.

$r_{35} = 10^{-1.268+0.588 \log k_c - \log \phi_c}$ Ecuación de Winland para radio de poro

$\phi_z = \frac{\phi}{1-\phi}$; $RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}$; $FZI = \frac{RQI}{\phi_z}$Ecuaciones de Amaefule

En el anexo 5 se encuentra los datos de r_p , RQI, FZI y ϕ_z para cada profundidad, para los diferentes pozos del bloque I.

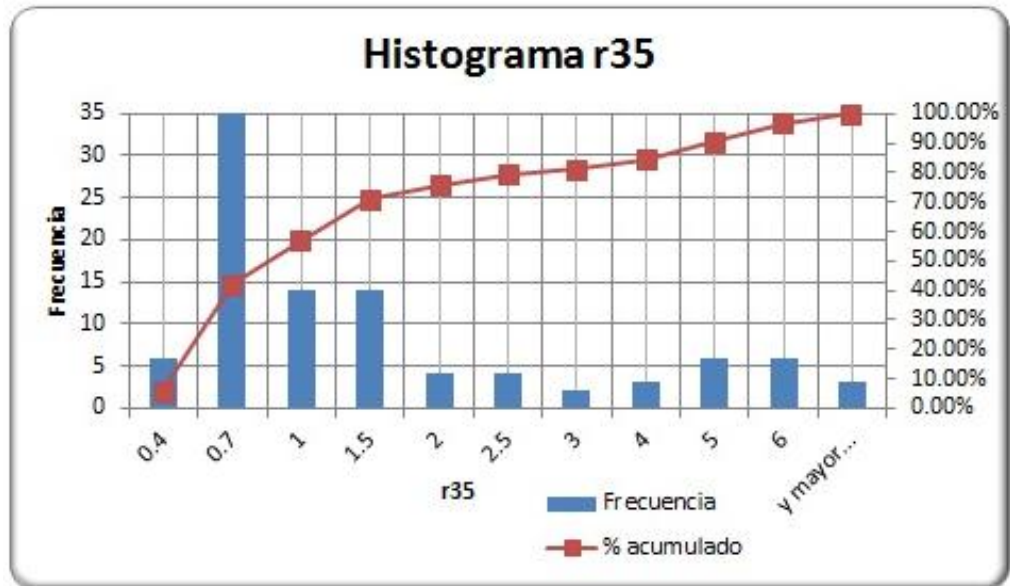
5.3.2 Histogramas de frecuencia

Posteriormente se generan dos histogramas de frecuencias, uno con los valores de r_{35} y otro con los de FZI (ver figuras 29 y 30). Se observan 3 modas en cada uno, las cuales hacen referencia a 3 unidades hidráulicas existentes.

En la figura 29 se aprecia que aproximadamente el 65% de las rocas tienen su radio de poro en un rango entre 0.4 y 1.5 μm . Es de tipo mesoporo según lo visto en el ítem 2.3.1.

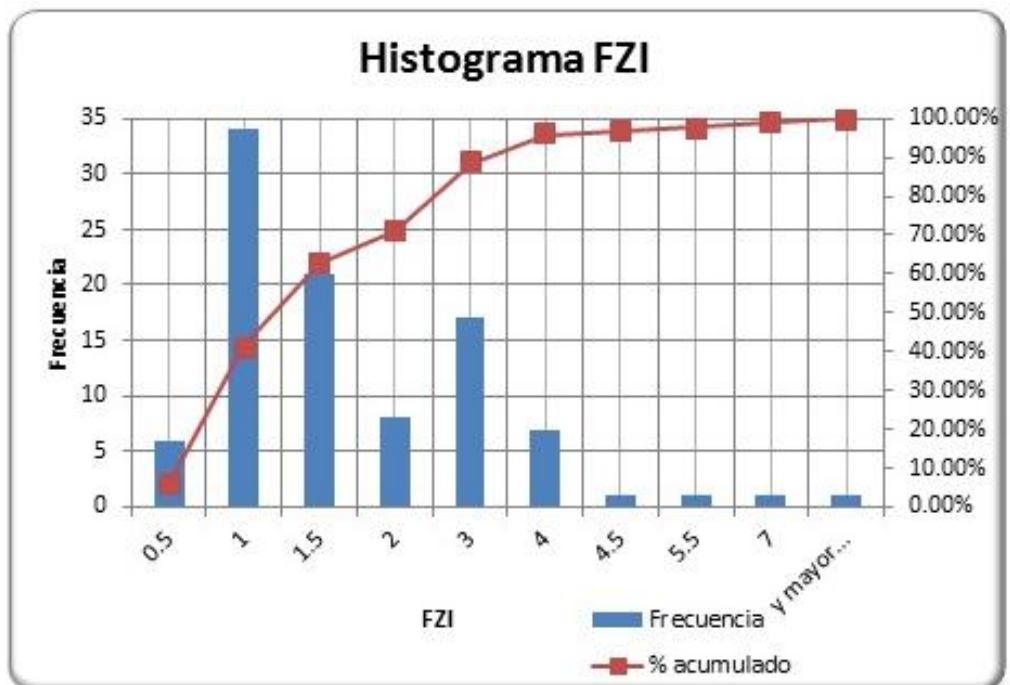
En la figura 230 se observa que casi el 60% de las rocas tienen un índice de zona de flujo en un intervalo entre 0.5 y 1.5, lo que indica que hay un bajo potencial productivo.

Figura 29. Histograma de r_{35}



Fuente: Autores.

Figura 30. Histograma de FZI



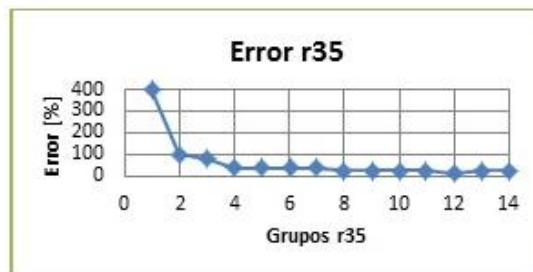
Fuente: Autores.

5.3.3 Agrupamiento Estadístico de r_{35} y FZI

El número de modas (3 en este caso para cada uno) de los histogramas de frecuencia de r_p y FZI, son ingresadas en el software libre estadístico R (versión 2.13.1), para que este agrupe los datos de manera estadística y genere un listado de variables discretas, con los valores promedios por grupo.

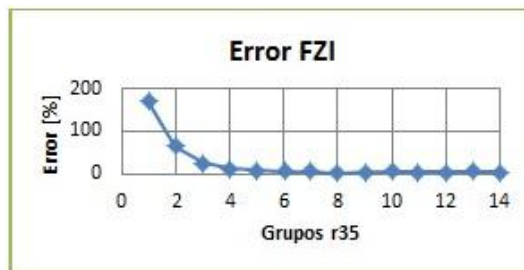
En el anexo 5 se encuentra los grupos de datos, además del valor r_{35} y FZI promedio para cada grupo. Las figuras 31 y 32 muestran el resultado del análisis estadístico que hace el software donde se aprecia la disminución del error en el aumento del número de Clúster's que se elige. No hay que considerar como único criterio minimizar este error porque haría que se eligiera el mayor número de Clúster's, lo cual sería inconveniente debido a que se tendría más unidades de flujo de las que existen.

Figura 31. Clúster's r_{35}



Fuente: Autores.

Figura 32. Clúster's FZI



Fuente: Autores.

5.3.4. Unidades de Flujo

Se identificaron tres unidades de flujo en el bloque, teniendo en cuenta que se observó tres modas en los histogramas; el software R después de hacer el análisis estadístico arroja como resultado tres grupos, y para cada uno de estos su respectivo valor promedio o representativo de FZI y r_{35} , como se aprecia en la tabla 18.

Tabla 18. Valor promedio de FZI y de r_{35} para cada grupo.

Grupo	FZI	r_{35}
1	2.7738105	0.722963
2	6.6601204	5.837796
3	0.9332621	2.510824

Fuente: Autores

5.4 GRAFICO DE PROFUNDIDAD VERSUS PERMEABILIDAD

Se realiza un gráfico de logaritmo de permeabilidad versus profundidad, para comparar los valores de permeabilidad de corazón con los valores de permeabilidad hallados de la ecuación de Winland r_{35} , de Amaefule y de la ecuación utilizada por Ecopetrol³⁴ (Ver figura 33, 34 y 35); así se elegirá gráficamente cual se encuentra más cerca de valor teórico (permeabilidad de corazón).

Para hallar estas permeabilidades se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$k = 10^{\frac{\log r_{35} - 0.732 + 0.864 \log \phi}{0.588}} \text{ Donde: } \phi[\%] \dots \dots \dots \text{Ecuación de Winland}$$

³⁴ ECOPETROL-ICP, Informe Diagnóstico Estrategias de Recobro Campo Colorado. 2003.

$$k = 1014 FZI^2 * \frac{\phi^2}{(1-\phi)^3} \text{ Donde: } \phi[\text{fraccion}] \dots \dots \dots \text{Ecuación de Amaefule}$$

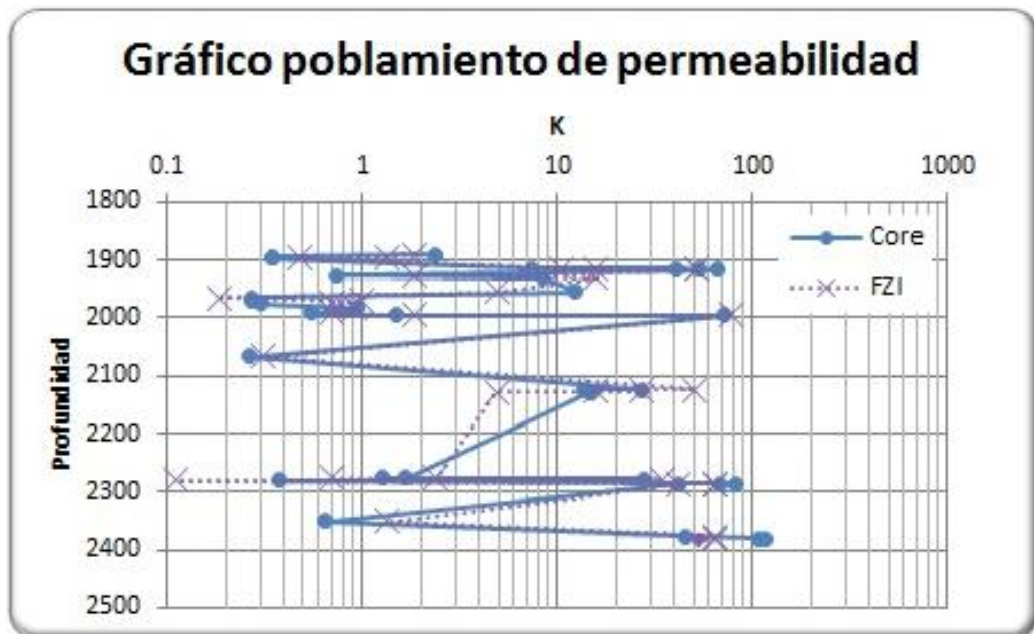
$$k = 0.0161707e^{0.3784659\phi} \text{ Donde: } \phi[\%] \dots \dots \dots \text{Ecuación de Ecopetrol}$$

Para cada grupo se utiliza su valor promedio de FZI y r_{35} en el reemplazo de las ecuaciones anteriores.

En el anexo 5 se encuentra los datos de permeabilidad hallados con cada ecuación para cada profundidad, para los diferentes pozos del bloque I.

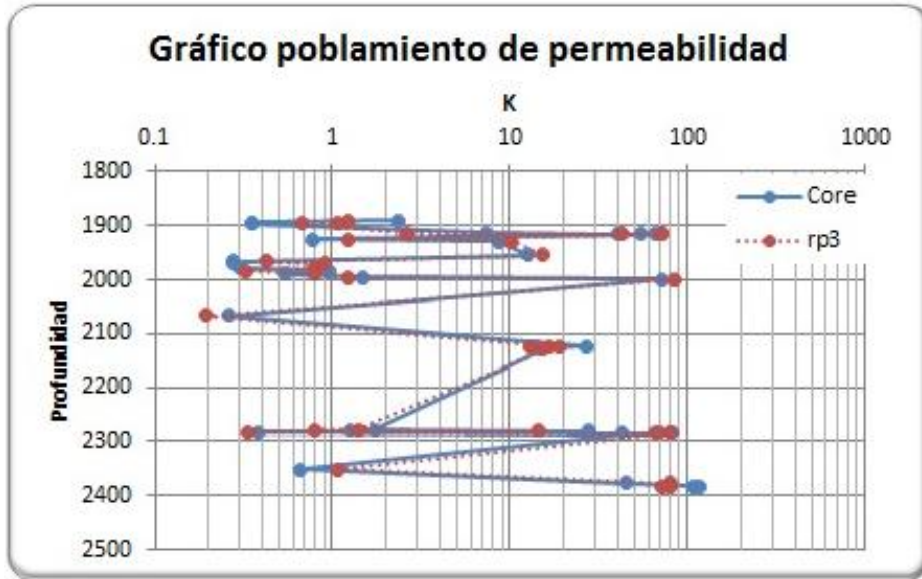
Se determinó que los valores de permeabilidad que más se ajustan a los teóricos son los hallados con la ecuación de Winland (figura 33), por lo tanto este es el modelo de poblamiento de permeabilidad elegido.

Figura 33. Grafico Profundidad vs Permeabilidad (núcleo y FZI)



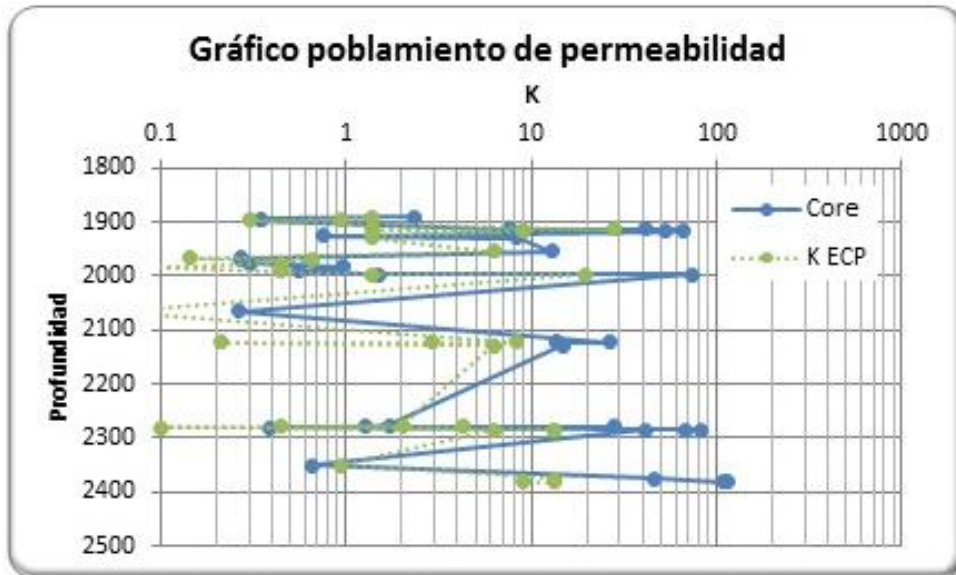
Fuente: Autores.

Figura 34. Grafico Profundidad vs Permeabilidad (núcleo y r_{35})



Fuente: Autores.

Figura 35. Grafico Profundidad vs Permeabilidad (núcleo y K Ecp)



Fuente: Autores.

Cabe resaltar que la ecuación utilizada por Ecopetrol está subestimando el valor de la permeabilidad, comparándola con la ecuación de Winland y la de Amaefule.

5.5 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

El modelo conceptual de simulación será aplicado al pozo C-25, debido a que dentro del bloque I, es el pozo que tiene más información útil para su desarrollo. Este pozo produce de la formación Mugrosa B1; además tiene información PVT propia. El objetivo de este modelo es reproducir el comportamiento histórico del pozo lo más cercano posible a la realidad. Se utiliza el software ECLIPSE 100 de Schlumberger 2009 para desarrollar la simulación.

5.5.1 Modelo Estático

Para una simulación el primer paso y el más importante es la construcción del modelo estático, porque de su representatividad y cercanía a la realidad depende lograr buenos resultados a la hora de reproducir el comportamiento del pozo.

- **Construcción del grid de simulación.**

Se construyó un grid de simulación de geometría cartesiana de 7x7x70 celdas y 164x164x5 pies, que consta de 3430 celdas, y está constituido de una capa que corresponde a la subzona B1. Se definió un tope a 1938 pies y una base a 2283 pies de profundidad.

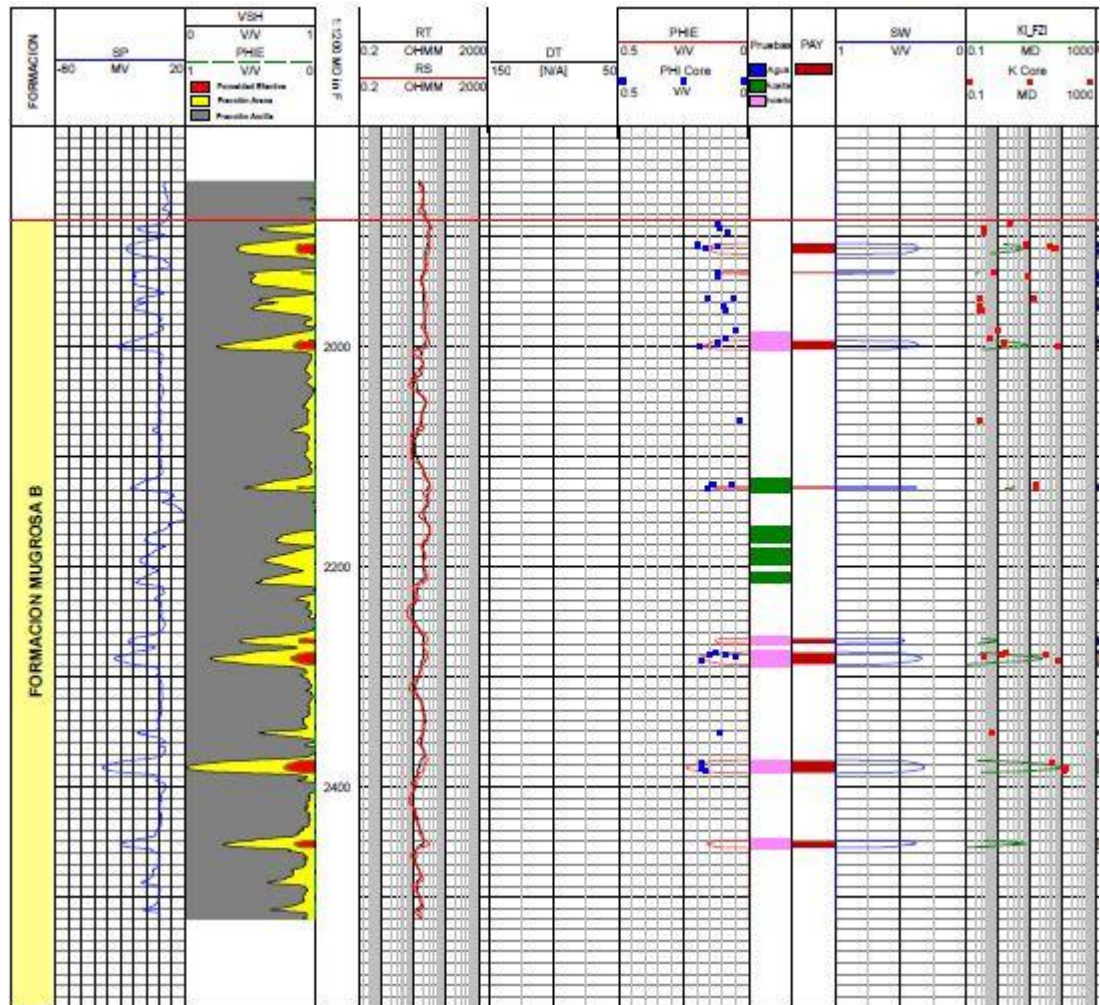
- **Modelo Petrofísico**

Puesto que el pozo C-25 no tiene registros de porosidad, se optó por usar una curva V_{sh}^{35} generada a partir del registro de potencial espontáneo y el registro de descripción sedimentológico del pozo, ver figura 36, para poblar la porosidad y permeabilidad en el pozo. Se aplicó un cut-off de 0.7 para V_{sh} ; en los intervalos donde no existía pruebas básicas de corazones y no fueron interpretados en el registro sedimentológico, se observó la curva de V_{sh} para determinar su litología y se le asignó una propiedad promedio de

³⁵ RAMIREZ., op.cit., anexo E.

acuerdo su tipo. Se identificó dos tipos de litología, arenas y arcillas. Para las arenas se les asignó un valor promedio de 0.18 de porosidad y 30 mD de permeabilidad. Para las arcillas fue un valor promedio de 0.01 de porosidad y 0.01 mD de permeabilidad.

Figura 36. Registro de descripción sedimentológica del pozo C-25



Fuente: RAMIREZ, Jeny. MENESES, Jonanna. Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación mugrosa: Caso de estudio Campo Colorado. Bucaramanga. 2008, Anexo 9. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

5.5.2 Modelo Dinámico

- **Información PVT**

Se evaluó la calidad de la información del PVT realizado al pozo C-25 y se encontró, al utilizar una correlación en la literatura, que al punto de burbuja registrado en las pruebas, la solubilidad del gas en el petróleo es diferente a la registrada en las pruebas.

En la tabla 19 se muestran las propiedades recalculadas con correlaciones disponibles en Banzer³⁶.

Tabla 19. Información PVT pozo C-25

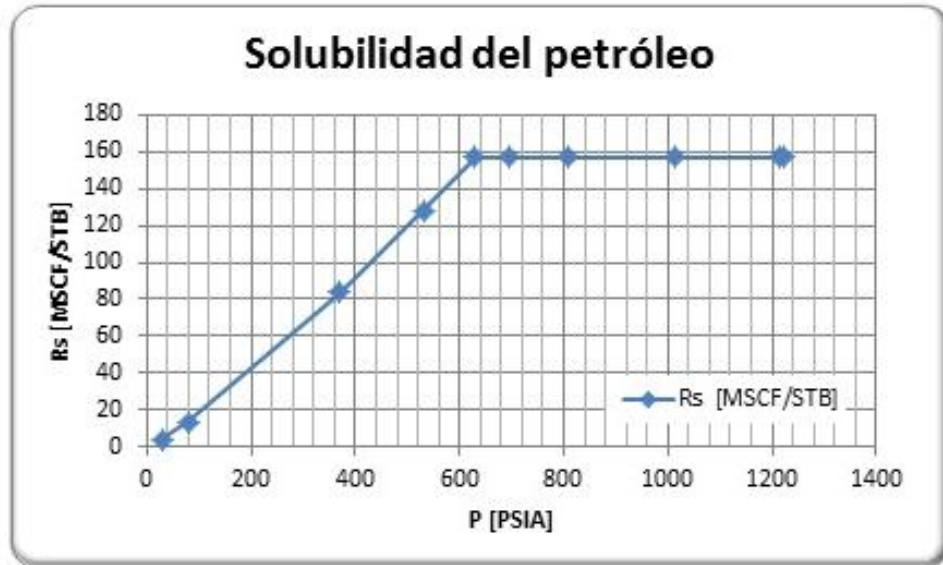
Temperatura de yacimiento	104 °F
API	36,73
Gravedad específica Gas Separador	0,958
P_b	630 psia
$B_o @ P_b$	1,09 Bbl/STB
$R_s @ P_b$	156,95 SCF/STB
$\mu_o @ P_b$	2,69 cp

Fuente: ARAMENDIZ, Jose J. VELASQUEZ, Miguel A. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT de crudos de campos maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga. 2008. p. 165-181. Modificado. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

El comportamiento de la solubilidad del petróleo, su viscosidad y el factor volumétrico de formación, en función de la presión, para el pozo C-25 se muestra en las figuras 37, 38 y 39. Cada una de estas curvas se construyó empleando correlaciones de la literatura encontradas en Banzer³⁶.

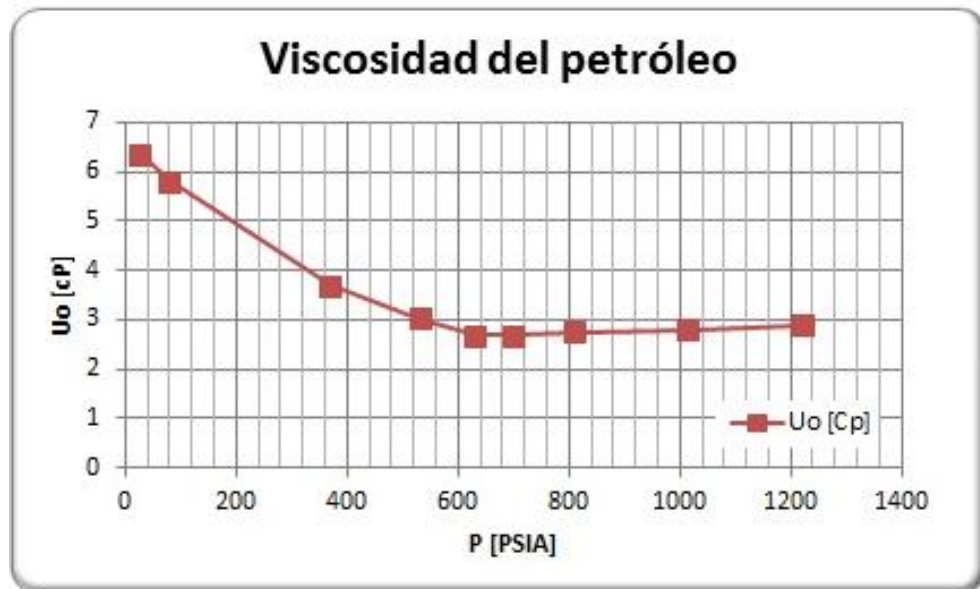
³⁶ BANZER, C., Correlaciones numéricas P.V.T, Universidad de Zulia, 1996, p. 54-105.

Figura 37. Comportamiento de la solubilidad del petróleo



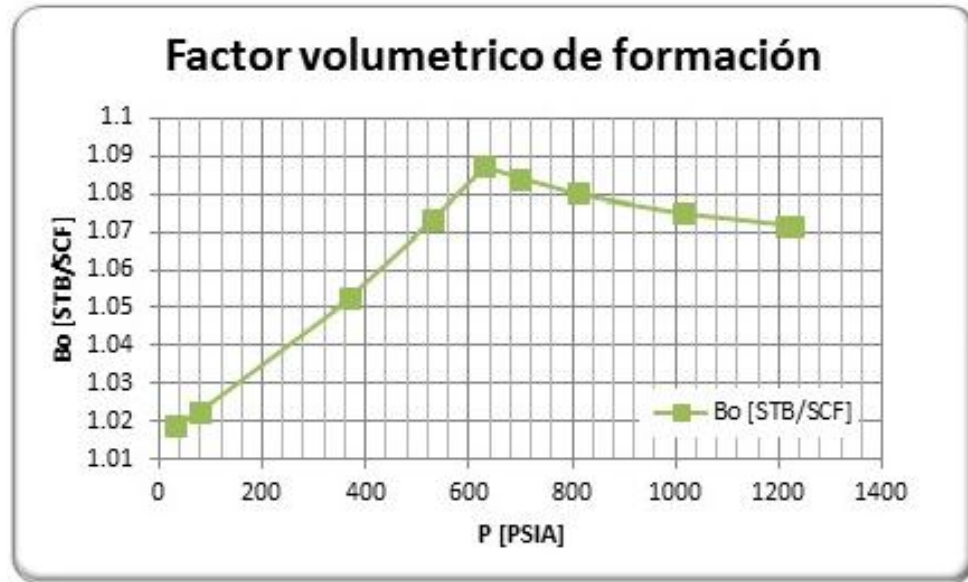
Fuente: Autores.

Figura 38. Comportamiento de la viscosidad del petróleo



Fuente: Autores.

Figura 39. Comportamiento del factor volumétrico de formación



Fuente: Autores.

- **Curvas de permeabilidad relativa**

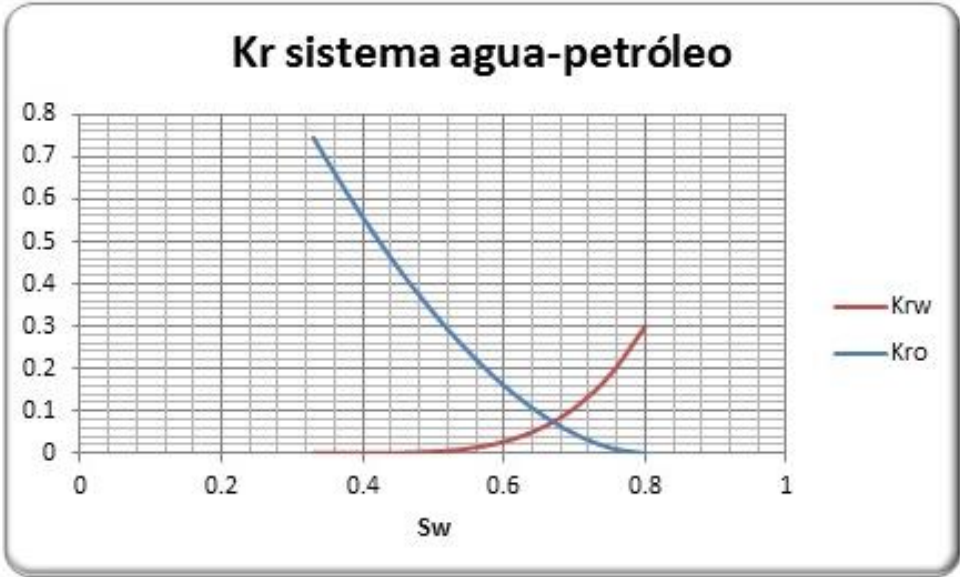
Según el informe de simulación realizado para campo escuela en el 2008³⁷, no hay antecedentes de curvas de permeabilidad relativa, solo se cuenta con una prueba de desplazamiento realizada en el pozo C-27 de la cual fueron obtenidos los *end points*.

Para obtener las curvas de permeabilidad relativa se emplearon las correlaciones de Hirasaki, las cuales están explicadas en la sección 1.7.3.

En las figuras 40 y 41 se observan las gráficas obtenidas.

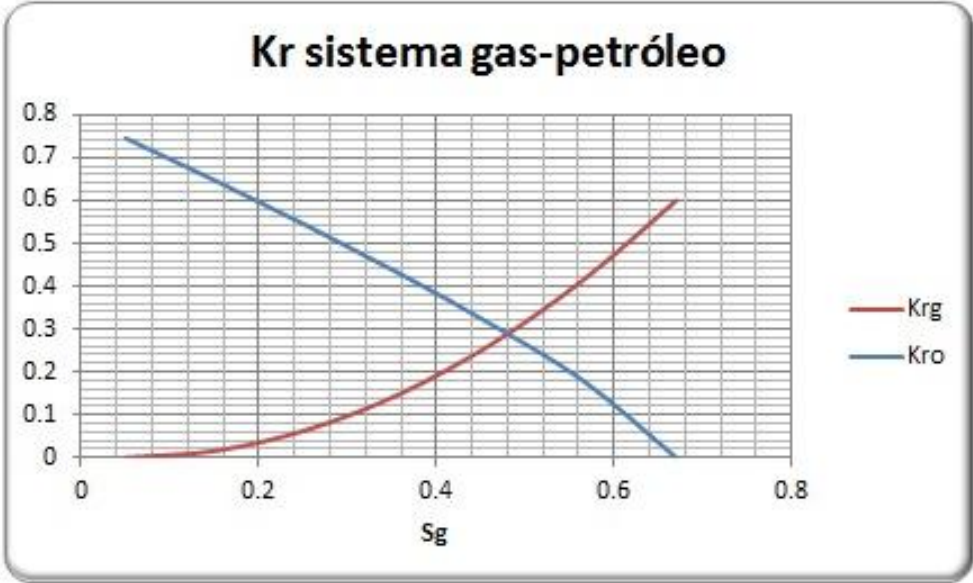
³⁷ CATALÁN, César. CORONEL, Darlinton. Desarrollo de un modelo conceptual de simulación para los bloques I y II del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga. 2010, p 56. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 40. Curvas para Kro y Krw



Fuente: Autores

Figura 41. Curvas para Kro y Krg



Fuente: Autores

- **Modelo de Producción**

El pozo C-25 está ubicado en N 1.240.767 pies y E 1.039.412,1 pies con origen en Bogotá. Tiene una elevación de la mesa rotaria de 405,2 pies.

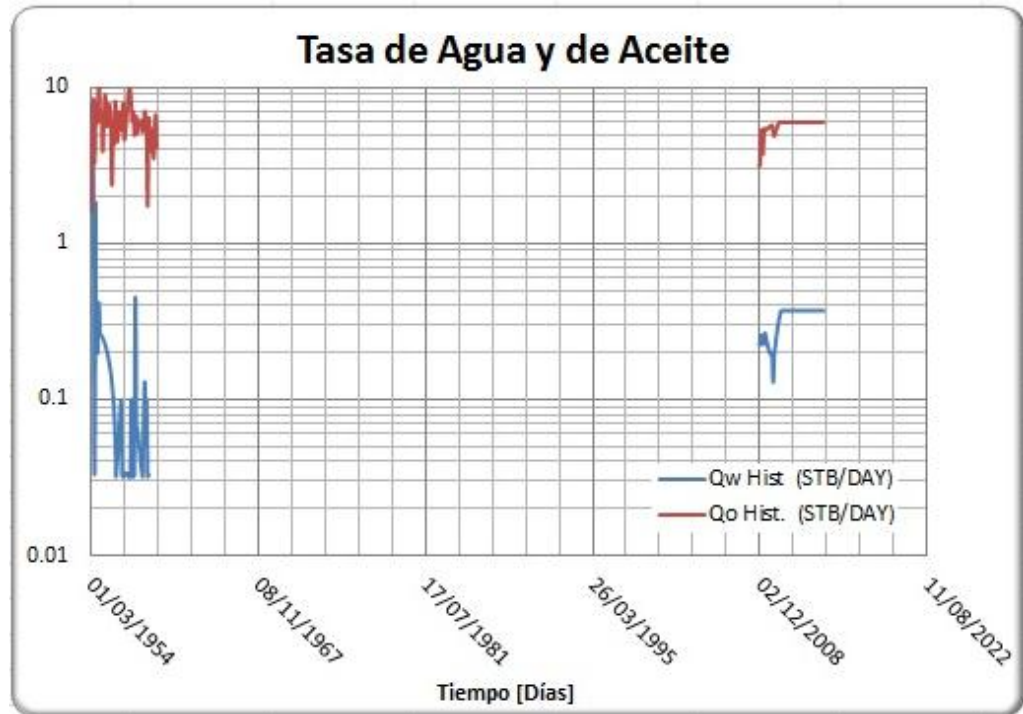
Se inició la perforación el 18 de Enero de 1954 y se completó el 12 de Abril del mismo año.

Se cañoneo los intervalos de 2456-2448, 2387-2376, 2456-2448, 2290-2276 y 2271-2263 pies obteniendo altos de corte de agua, por lo cual fueron aislados con un retenedor, después de solo un día de producción. Los intervalos petrolíferos de interés fueron cañoneados el 8 de marzo de 1954 a profundidades de 2205-2215, 2198-2184 y 2178-2164 pies, posteriormente se cañoneo otro intervalo a 2132-2120 pies. El 7 de Agosto de 1954 se realizó una estimulación acida en el intervalo 2215-2164, después del trabajo el pozo quedó produciendo 10 BPD de aceite, 2 bbls de agua libre y GOR = 2000 PC/Bbl.

La vida productiva del pozo comienza en marzo de 1954 hasta Julio de 1959, fecha en la cual se retiró la unidad de bombeo, por baja productividad. En octubre del 2008 se reactivó el pozo mediante un sistema llamado Recoil. A Junio del 2010, la producción acumulada del pozo C-25 de aceite es 14187 Bbls, de agua es 742 Bbls y de gas es 32031 PC, según el archivo de producción que se encuentran disponibles en formato OFM. La tasa de gas no es medida desde la reactivación.

La figura 42 muestra las tasas históricas de aceite y de agua, del pozo.

Figura 42. Tasa de agua y de aceite



Fuente: Autores.

- **Modelo de Presiones**

Se revisó los archivos de pozo y no se halló pruebas de presión realizadas a la subzona B1, de la cual produce el pozo.

Para este proyecto se utilizó la presión de referencia de 810 psia a una profundidad de 2171 pies, que se encontró en un cuadro comparativo de pozos, del análisis PVT hecho al pozo C-25 por Aramendiz³⁸.

³⁸ ARAMENDIZ, Jose J. VELASQUEZ, Miguel A. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT de crudos de campos maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga. 2008. p. 109. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

5.5.3 Condiciones de equilibrio

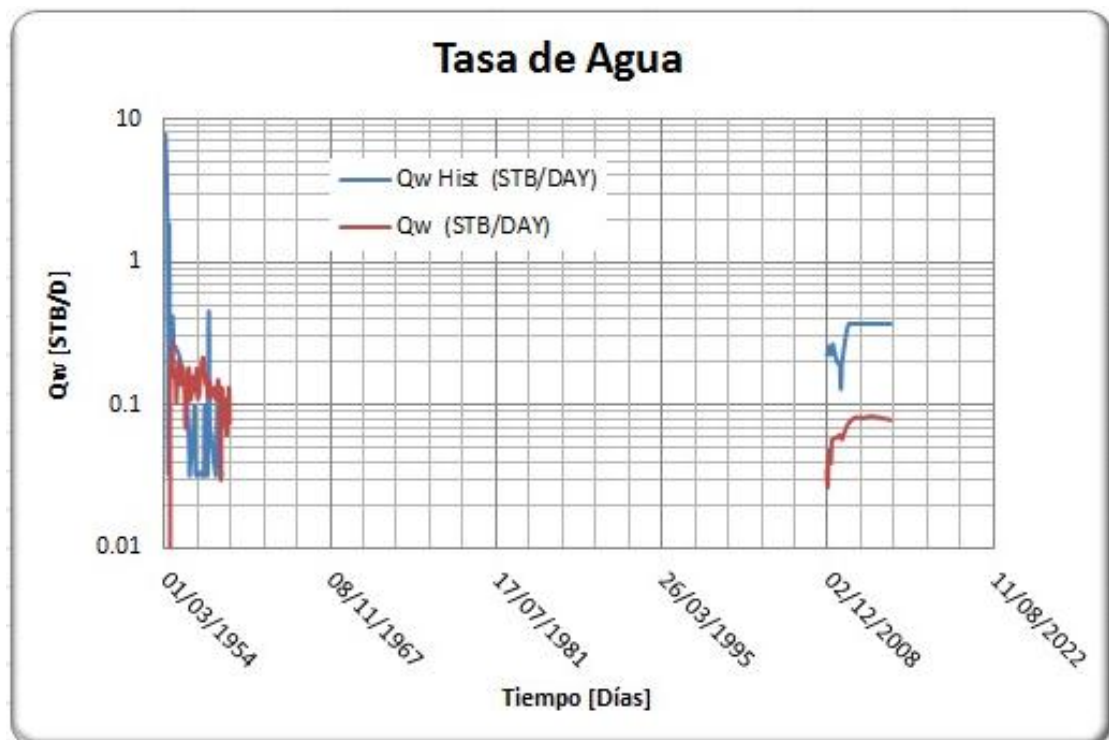
La presión de referencia es de 810 psia a una profundidad de 2171 pies.

Se definió el contacto Agua-Petróleo (WOC) a 2265 pies y el contacto Gas-Petróleo (GOC) a 2070 pies.

5.5.4 Resultados

Se realizó el control de la producción por tasa de petróleo; con las gráficas de permeabilidad relativa se intentó ajustar las tasa de producción de agua histórica con la simulada como se muestra en la figura 43.

Figura 43. Tasa de producción de agua histórica y simulada vs tiempo

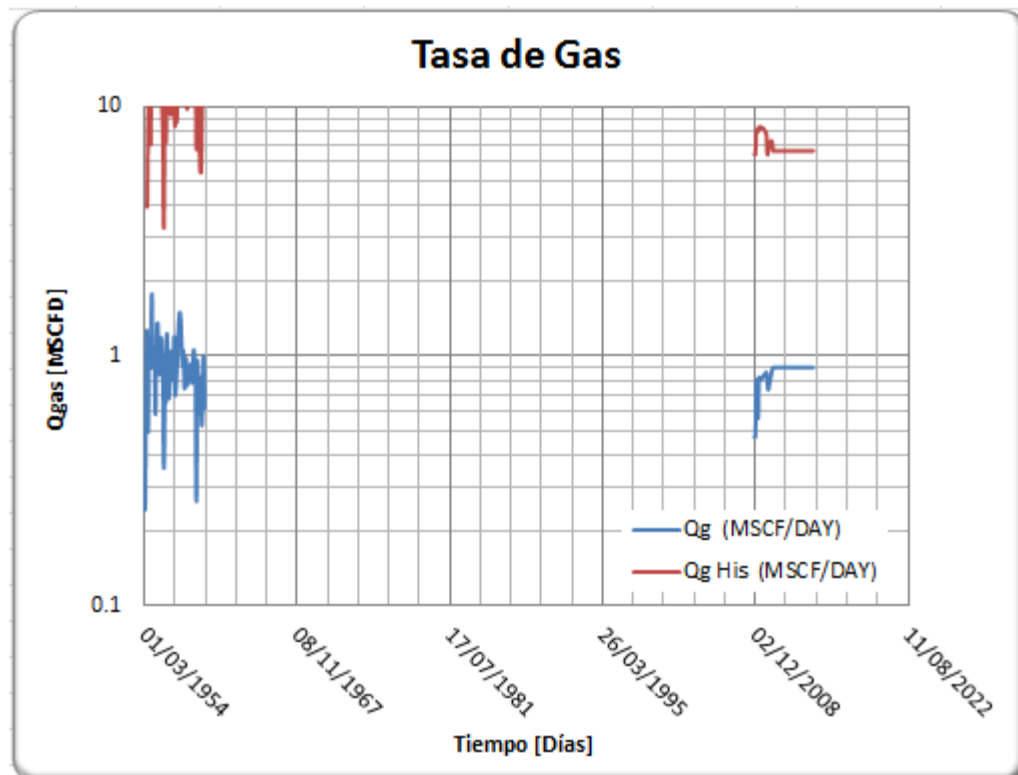


Fuente: Autores

La producción de agua proveniente del pozo en sus primeros días de explotación viene de cañoneos realizados por debajo del contacto Agua-Petróleo, estas zonas productoras fueron aisladas. La producción de agua posterior es de la zona de transición capilar presente entre las perforaciones y el contacto Agua-Petróleo.

En la figura 44 se observa que no fue posible la reproducción de la tasa de gas probablemente por influencia de zonas gasíferas en la producción; estas zonas no se tienen en cuenta al realizarse un muestreo PVT en fondo como el realizado a dicho pozo, por lo que al hacer la simulación se subestima la producción de gas.

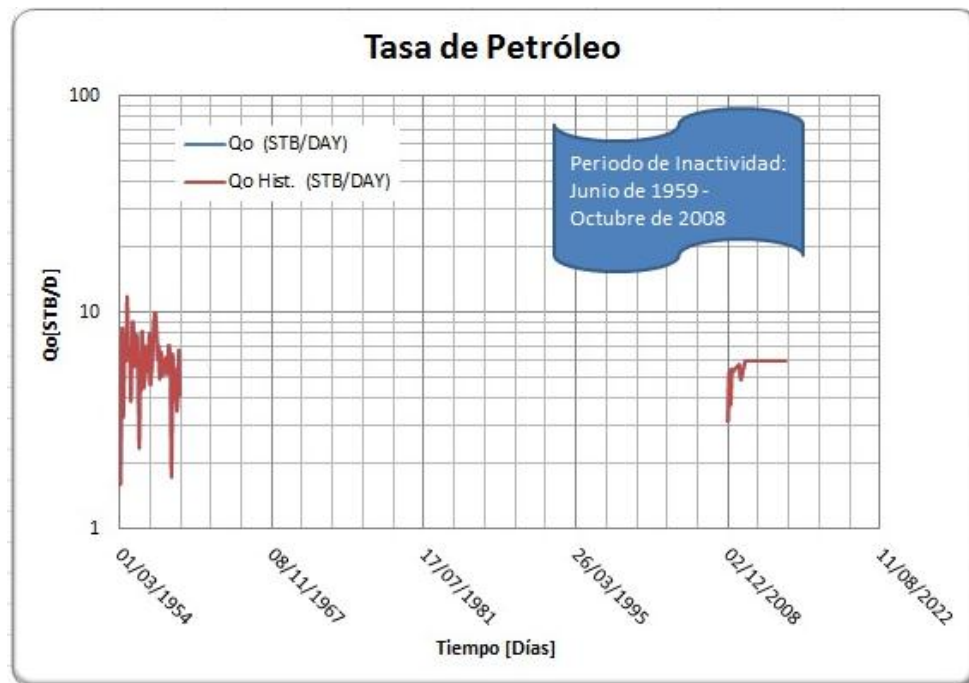
Figura 44. Tasa de gas histórica y simulada vs tiempo



Fuente: Autores

El pozo se controló por tasa de aceite, lo cual se evidencia en la figura 45 que presenta ambas tasas de petróleo, tanto la simulada como la histórica, ajustadas.

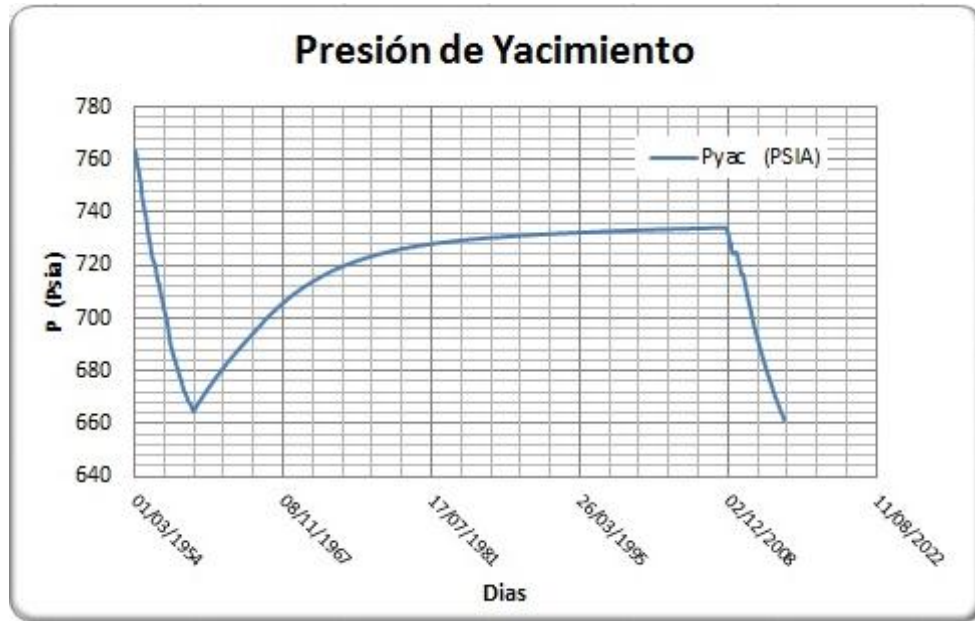
Figura 45. Tasa de producción de petróleo histórica y simulada vs tiempo



Fuente: Autores

En la figura 46 se observa que el comportamiento de la presión cae durante la primera fase de producción, producto del drenaje del pozo; durante el cierre hay una tendencia a restaurar la presión del yacimiento, un fenómeno similar a una prueba de presión PBU. A continuación la segunda fase productiva ocasiona una nueva caída de presión.

Figura 46. Presión vs tiempo



Fuente: Autores

Aunque el pozo C-25 tiene más información que los demás pozos del mismo bloque, es inadecuado para validar la metodología porque su historia de producción es muy corta (aproximadamente siete años) y con más de cuatro décadas de inactividad donde pozos cercanos podrían interferir con su área de drenaje lo que ocasiona la disminución de su potencial productor.

El pozo C-25 en su columna sedimentológica tiene Intervalos sin interpretación ni pruebas básicas de corazón (porosidad y permeabilidad), que están en cercanía con las zonas productoras. Para la simulación son importantes las propiedades de estos intervalos, por lo tanto al suponer estos valores se le adiciona más incertidumbre al modelo.

CONCLUSIONES

- Las unidades de flujo en el área de estudio (bloque I del Campo Escuela Colorado), se establecen mediante análisis estadístico, petrográfico y sedimentológico, con base en el radio de poro y el índice de zona de flujo (FZI).
- Para reproducir la tasa de fluidos en la vida productiva del yacimiento, es importante elegir correctamente el método de identificación de unidades de flujo, esto se debe a su relación con el modelo de distribución de permeabilidad que se utiliza.
- El bloque I del campo Colorado tiene tres unidades de flujo, que corresponden a las tres modas encontradas en los histogramas de frecuencia, con base en 97 muestras de 6 pozos del bloque I. Mediante el uso de un software estadístico, se obtuvo un valor promedio de radio de poro e índice de zona de flujo para cada unidad.
- El modelo de poblamiento de permeabilidad propuesto en este trabajo, basado en la ecuación de Winland, se ajusta adecuadamente a los datos de permeabilidad de núcleos con que se cuentan, a diferencia de la ecuación utilizada por Ecopetrol que está subestimando el valor de la permeabilidad.
- La información petrofísica del Campo Escuela Colorado no es suficiente; ningún pozo de este bloque cuenta con registros y con pruebas de núcleos, lo cual impide que se pueda hacer un amarre roca-registro al bloque. Por esta razón no se realizó un modelo de simulación al bloque.

- La definición del modelo conceptual de simulación, donde se reprodujo el comportamiento del pozo C-25, no es la adecuada; debido a que el pozo en su columna sedimentológica tiene intervalos sin interpretación ni pruebas básicas de corazón (porosidad y permeabilidad), que están en cercanía con las zonas productoras,. Para la simulación son importantes las propiedades de estos intervalos, por lo tanto al suponer estos valores se le adiciona más incertidumbre.

RECOMENDACIONES

- Actualizar el modelo estratigráfico, sedimentológico y petrofísico para cada subzona, para evitar el uso de mapas de isopropiedades que crean incertidumbres en los resultados de la simulación.
- Perforar nuevos pozos, correr el set de registros integrado por registros de porosidad, saturación y litológicos; además obtener corazones para hacerles pruebas básicas y especiales, con el fin de hacer los amarres roca-registro.
- Adelantar un estudio en el cual se localicen zonas gasíferas y revisar los estudios PVT's existentes para verificar la coherencia de la información con el comportamiento de producción, esto con el fin de lograr la reproducción de las tasas de gas.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGUILERA, Roberto. Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs, Paper SPE132845, 2010.
2. AGUILERA, R., Incorporating capillary pressure, pore throat apertura radii, height above free-water table, and Winland r35 values on Pickett plots, AAPG Bulletin, v. 86, no. 4, p. 605-624, (April 2002)
3. AGUILERA, ROBERTO, et al. The Integration of Capillary Pressures and Picket Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers, Paper SPE 71725, 2002b
4. AGUILERA, R., and M. S. AGUILERA, The integration of capillary pressures and Pickett plots for determination of flow units and reservoir containers: Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, SPE paper 71725,2001, 13 p.
5. AGUILERA, R. A new approach for analysis of the nuclear magnetic log-resistivity log combination: Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 29, no.1, p. 67-71. 1990.
6. AHMED, USMAN. CRARY, S. F, and COATES, G. R., Permeability Estimation: The Various Sources and Their Interrelationships, JPT, May 1991
7. AHMED, TAREK, Reservoir Engineering Handbook, Third Edition, Gulf Professional Publishing, 2006.
8. ALDEN J MARTIN, et al, Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs, 1997, AAPG Bulletin, V. 81, No. 5, p. 734-759.
9. AMABEOKU, M.O., et al. Incorporating Hydraulic Units Concepts in Saturation-Height Modeling in a Gas Field. Paper SPE 93763. 2005.
10. AMAEFULE, JUDE O, et al. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, 1993, Paper SPE 26436.

11. AMAEFULE, Jude O, DARE, K. Keelan, KERSEY, David G. and Marshall David M. Applications Of Core Data In Integrated Reservoir Description And Exploitation, Core Laboratories, Version 1.3, 1990.
12. AMIX, J. W., BASS, D. M. (JR) y WHITING, R, I, Petroleum Engineering Reservoir Physical Properties, McGraw-Hill, 1960.
13. ARAMENDIZ, José J. VELASQUEZ, Miguel A. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT de crudos de campos maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga. 2008. p. 109. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
14. ARCHIE, G. E. "The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics." Trans. AIME, Vol. 146, pág. 54-56, 1942
15. ARPS, J.J.: "The Effect of Temperature on the Density and Electrical Resistivity of Sodium Chloride Solutions", Trans., AIME (1953) 198 327-25.
16. BASSIOUNI, Zaki, Theory, Measurement and Interpretation Of Well Logs, SPE Textbook series vol. 4, Richardson, TX, 1994.
17. BUCKLES, R. S., Correlating and Averaging Connate Water Saturation Data, JCPT, 1965.
18. BUCKLEY, S.E and Leverett, M. C, Mechanisms of Fluid Displacement in sands, Trans. AIME 146, 1942.
19. CATALÁN, César. CORONEL, Darlinton. Desarrollo de un modelo conceptual de simulación para los bloques I y II del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga. 2010, p 56. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
20. COALSON, E.B., D.J. HARTMANN, and J.B. Thomas, Applied Petrophysics in Exploration and Exploitation: Notes from short course sponsored by Univ. of Colo.–Denver, 1990, var. pages.
21. COATS, G. R., and DENOO, S., The Permeability Answer Product, The Technical Review, 29, no. 2, June 1981, p. 55-63.

22. CONSENTINO, Luca. Integrated Reservoir Studies, 1st ed, Paris, Editions Technip, 2001.
23. EBANKS, W. J (JR), SCHEIHING, M. H y ATKINSON, C.D. Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, part 6, 1992. P. 282-285.
24. ELKEWIDY, Tarek Ibrahim, Characterization of hydraulic (flow) units in heterogeneous clastic and carbonate reservoirs, 1996, University of Oklahoma.
25. ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2008.
26. FANCHI, J. R., Integrated Flow Modeling, Elsevier, 2000.
27. FORCHHEIMER, P., "Wasserbewegung durch Boden," *Zeits. V. Deutsh. Ing.*, 1901, 45, 1782-88.
28. G. W. GUNTER, et al. Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method, 1997, Paper SPE 38679.
29. HARTMANN, D. J., and E. A. BEAUMONT, Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 "Predicting Reservoir System Quality and Performance" ,1999, p. 9-1 – 9-154.
30. HIRASAKI, G. J., Estimation of Reservoir parameters by History Matching Oil, Displacement by water or gas. Paper SPE 4283. 1975.
31. IFEANYIEZUKA, Emmanuel Egbele. Net-To-Gross Ratios: Implication in Integrated Reservoir Management Studies, 2005, Paper SPE 98808
32. JHONSON, E. F, Bossler, D. P., and NEUMAN, V . O, Calculation of relative permeability from displacement experiments, Trans. AIME, 216 , 370 , 1959.
33. JONES, S. C., "Using the Inertial Coefficient, β , to Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock," paper SPE 16949 presented at the 1987 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 27-30.
34. JONES, S. C.-Two-point-determination of permeability and PV vs. net stress: SPE Formation Evaluation, p.235-241, 1988

35. KATZ, A. J., and H. THOMPSON , 1986, Quantitative prediction of permeability in porous rock: *Physical Review B*, v. 34, p. 8179-8181
36. KLINKENBERG, L. J., "The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases," *Drilling and Production Practice*, 1941, 200-213
37. KOLODZIE, S, Jr, 1980, Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smiths equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 55th Annual Fall Technical Conference, Paper SPE-9382, 10p.
38. KOZENY J., "Über Kapillare Leitung des Wassersim Boden, Sitzungsber," *Akad. Wiss. Wien, Math. NaturwKlasse, Abt.IIA*, 1927, 136, 271-306.
39. KWON, B. S., and G. R. PICKETT, A new pore structure model and pore structure interrelationships: Society of Professional Well Log Analysts 16th Annual Logging Symposium, 1,975, p.7.
40. LAKE, L. W.: Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey (1989).
41. LAKE, L. W. and CARROLL. H.B. Jr.: Reservoir Characterization. Academic Press, Inc. Harcourt Bruce Jovanovich, Publishers. New York. 1986.
42. LUCIA F. Jerry, Carbonate Reservoir Characterization, 2007, Springer.
43. MORRIS, R. L., and W. P. BIGGs, 1967, Using log-derived values of water saturation and porosity: Society of Professional Well Log Analysts Annual Logging Symposium, 26 p
44. PICKETT, G. R., 1966, A review of current techniques for determination of water saturation from logs: *Journal of Petroleum Technology*, v. 18, p. 1425–1433
45. PICKETT, G. R., 1973, Pattern recognition as a means of formation evaluation: Society of Professional Well Log Analysts 14th Annual Logging Symposium Transactions, paper A, p. A1–A21
46. PITTMAN, Edward D, Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone, 1992, American Association of Petroleum Geologist Bulletin.

47. RAMIREZ, Jeny. MENESES, Jonanna. Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación mugrosa: Caso de estudio Campo Colorado. Bucaramanga. 2008, Anexo 9. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos
48. SCHEIDEGGER, A. E. 1957, The physics of Flow through Porous Media, University of Toronto Press.
49. SLATT, Roger M., Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologist, Geophysicists and Engineers, 2006, Elsevier B, V.
50. STOLZ, Anne-Kristine, et. al, Sensitivity Study of Flow Unit by Use Reservoir Simulation, 2003, Paper 84277.
51. SUSILO, Agus. Permeability Prediction Based on Capillary, 2010, Paper SPE 141122
52. SWANSON, B. F., 1981. A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures: Journal of Petroleum Technology, Dec., p. 2498-2504.
53. THOMEER, J. H. M., 1960, Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve: Journal of Petroleum Technology, Mar., p. 73-77.
54. TIAB, DJEBBAR AND DONALDSON, ERLE C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties,, 2nd ed, Gulf Professional Publishing, 2004.
55. TIXIER, M.P. Evaluation of permeability from electric-log resist Gradients, The Oil an Gas Journal, June 16, 1949. p 112- 123.
56. TIXIER, M. P., ALGER, R. P., and DOLL, C. A.: "Sonic Logging", Pet. Trans., AIME (1959) 216, 179-87
57. TIMUR, A., "An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships," *AIME*, June 1968.

58. WASHBURN, E. W., 1921, Note on a method of determining the distribution of pore sizes in a porous material: Proceedings of the National Academy of Science, v. 7, p. 115–116.
59. WELGE, H. J., A simplified methods for computing recovery by gas o water drive, Trans. AIME, 195, 91, 1952.
60. WILLYE, M. R. J., GREGORY, A. R and GARDNER, G, H, F.: “Elastic Wave Velocity in Heterogeneous and Porous Media”, Geophysicald (Jan.1956) 21, No. 1, 41-70.
61. WYLLIE, D. and GARDNER, G. H. F. “The generalized Kozeny-Carman equation.”WorldOil. March 1958.

ANEXOS

Anexo 1. Datos de Susilo, Agus. Permeability Prediction Based on Capillary, 2010, Paper SPE 141122. p. 18-20.

n	Profundidad	ϕ	k
1,00	1574,90	0,29	428,00
2,00	1575,15	0,36	2131,00
3,00	1575,30	0,33	2658,00
4,00	1575,65	0,34	3129,00
5,00	1576,52	0,36	4675,00
6,00	1577,00	0,32	2660,00
7,00	1577,19	0,34	2820,00
8,00	1577,32	0,32	1864,00
9,00	1577,38	0,32	2535,00
10,00	1578,32	0,24	841,00
11,00	1579,57	0,33	2461,00
12,00	1579,67	0,21	1033,00
13,00	1665,30	0,28	470,00
14,00	1665,30	0,30	307,00
15,00	1669,66	0,28	63,00
16,00	1670,67	0,33	317,00
17,00	1670,67	0,25	316,00
18,00	1671,50	0,26	66,00
19,00	1672,97	0,31	220,00
20,00	1672,97	0,28	198,00
21,00	1674,57	0,31	268,00
22,00	1676,02	0,24	131,00
23,00	1676,94	0,29	418,00
24,00	1676,94	0,33	398,00
25,00	1677,77	0,27	122,00
26,00	1677,77	0,30	111,00
27,00	1678,78	0,27	111,00
28,00	1679,66	0,34	1673,00
29,00	1681,42	0,24	419,00
30,00	1681,42	0,32	634,00
31,00	1682,26	0,19	15,00
32,00	1921,12	0,20	4,80

33,00	1922,13	0,10	23,00
34,00	1923,08	0,12	19,00
35,00	1924,04	0,11	0,37
36,00	1924,90	0,16	4,50
37,00	1936,14	0,14	35,00
38,00	1937,14	0,15	14,00
39,00	1942,51	0,12	6,20
40,00	1943,56	0,12	1,10
41,00	1943,56	0,17	0,52
42,00	1947,18	0,25	69,00
43,00	1948,32	0,29	561,00
44,00	1949,47	0,26	327,00
45,00	1950,51	0,24	69,00
46,00	1951,51	0,27	194,00
47,00	1951,75	0,25	203,00
48,00	1952,81	0,30	282,00
49,00	1953,72	0,31	905,00
50,00	1953,72	0,29	898,00
51,00	1954,54	0,20	6,30
52,00	1954,54	0,21	10,00
53,00	1955,57	0,13	6,20
54,00	1963,18	0,25	75,00
55,00	1963,18	0,22	105,00
56,00	1964,06	0,22	43,00
57,00	1964,88	0,23	135,00
58,00	1964,88	0,27	133,00
59,00	1965,88	0,28	323,00
60,00	1966,88	0,27	63,00
61,00	1973,12	0,14	0,74
62,00	1973,94	0,24	34,00
63,00	1974,82	0,21	34,00
64,00	1974,82	0,20	13,00
65,00	1975,99	0,22	30,00
66,00	1975,99	0,21	42,00
67,00	1977,46	0,16	3,30
68,00	1978,53	0,24	165,00
69,00	1978,53	0,26	158,00
70,00	1979,48	0,26	113,00

71,00	1980,33	0,15	0,28
72,00	1981,45	0,23	122,00
73,00	1982,41	0,21	108,00
74,00	1983,42	0,16	2,80
75,00	2011,10	0,24	62,00
76,00	2011,10	0,23	61,00
77,00	2011,70	0,24	91,00
137,00	2013,34	0,22	167,50
138,00	2013,80	0,23	52,00
139,00	2015,18	0,23	172,00
78,00	2018,45	0,20	53,00
79,00	2018,45	0,22	69,00
80,00	2019,46	0,22	43,00
81,00	2019,46	0,27	117,00
82,00	2020,42	0,24	111,00
83,00	2021,34	0,26	69,00
84,00	2022,23	0,28	52,00
85,00	2024,49	0,23	143,00
86,00	2024,49	0,20	137,00
87,00	2027,76	0,14	3,70
88,00	2027,76	0,14	1,10
89,00	2049,55	0,15	32,00
90,00	2049,55	0,15	0,90
91,00	2068,29	0,23	127,00
92,00	2068,29	0,26	95,00
93,00	2069,02	0,26	143,00
94,00	2069,02	0,23	63,00
95,00	2092,52	0,16	15,00
96,00	2093,39	0,19	1,90
97,00	2093,39	0,21	59,00
133,00	2114,17	0,20	1267,00
134,00	2114,75	0,15	98,00
135,00	2115,50	0,24	1959,50
136,00	2117,75	0,19	396,00
106,00	2148,70	0,22	808,00
107,00	2149,70	0,27	7442,00
108,00	2150,50	0,26	781,00
109,00	2152,20	0,25	35,00

110,00	2153,80	0,23	38,00
111,00	2154,70	0,24	301,00
112,00	2155,30	0,26	320,00
113,00	2156,40	0,28	3095,00
114,00	2170,80	0,19	1,60
115,00	2171,90	0,25	105,00
116,00	2173,30	0,21	53,00
117,00	2174,80	0,24	46,00
140,00	2176,15	0,21	1800,00
141,00	2176,38	0,18	30,00
118,00	2176,60	0,16	0,70
142,00	2178,04	0,19	56,00
143,00	2180,21	0,06	0,36
119,00	2184,80	0,23	3,10
120,00	2185,80	0,22	62,00
121,00	2186,40	0,04	4,10
144,00	2187,91	0,09	15,00
122,00	2189,60	0,05	0,60
123,00	2189,80	0,24	124,00
145,00	2189,80	0,10	0,68
124,00	2192,90	0,24	163,00
125,00	2193,50	0,25	282,00
126,00	2195,00	0,25	222,00
127,00	2196,80	0,23	200,00
128,00	2197,20	0,25	407,00
129,00	2201,70	0,23	98,00
130,00	2202,60	0,24	276,00
131,00	2203,40	0,26	192,00
132,00	2205,90	0,09	19,00
98,00	2206,36	0,21	36,00
99,00	2206,36	0,16	3,30
100,00	2207,18	0,04	14,00
101,00	2208,34	0,10	54,00
102,00	2225,74	0,16	1,50
103,00	2227,00	0,26	77,00
104,00	2227,00	0,16	7,00
105,00	2227,80	0,13	2,00

Anexo 2. Corrección de porosidad y permeabilidad a presión de confinamiento.

1. Corrección de porosidad a presión de confinamiento.

El esfuerzo neto de confinamiento (σ), como función de la profundidad para una celda a condiciones de presión hidrostática (con igual presiones en todas las direcciones, radial y axial) es igual a:

$$\sigma = \frac{P_v - 2P_h}{2} \quad (1)$$

Dónde:

$P_v =$ presión neta de sobrecarga vertical [psi]

$P_h =$ presión neta de sobrecarga horizontal [psi]

El producto de la profundidad (D) en ft por la diferencia entre el gradiente litostático (σ_L) e hidrostático (σ_h) es psi/ft , se conoce la presión neta de sobrecarga vertical (P_v) en psi .

$$P_v = D(\sigma_L - \sigma_h) \quad (2)$$

Si $\sigma_L = 1 \text{ psi/ft}$ y $\sigma_h = 0,433 \text{ psi/ft}$, la ecuación (2) queda:

$$\begin{aligned} P_v &= D(1 \text{ psi/ft} - 0,433 \text{ psi/ft}) \\ P_v &= 0,567D \end{aligned} \quad (3)$$

La presión de sobrecarga horizontal (P_h), en función del factor de Poisson (ν) (para el caso de una arenisca es 0,25) y presión neta de sobrecarga vertical:

$$P_h = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) P_v \quad (4)$$

Se reemplaza el valor de v y P_v de la ecuación (3) en la ecuación (4) queda:

$$P_h = 0,18711D \quad (5)$$

Se reemplaza las ecuaciones (5) y (2) en la ecuación (1), esta queda:

$$\sigma = \left(\frac{0,567 + 2(0,18711)}{2} \right) D$$

$$\sigma = 0,313D \quad (6)$$

Dónde:

$$\sigma = \text{Esfuerzo neto de confinamiento}[\text{psi}] \quad D = \text{Profundidad de interés} [\text{ft}]$$

Jones³⁹, realiza ensayos en laboratorio analizando la variación de la porosidad (volumen poroso) con los esfuerzos, encontrando la siguiente expresión:

$$V_p = V_{PV_0} \exp\{a_v[\exp(-\sigma/\sigma^*) - 1]\}/(1 + C\sigma) \quad (7)$$

$$V_p = \text{Volumén poroso corregida @ } \sigma \neq 0 [\text{cm}^3]$$

$$V_{PV_0} = \text{Volumén poroso @ } \sigma = 0 [\text{cm}^3]$$

$$C = \text{Compresibilidad de la roca} = 3E - 06 [\text{psi}^{-1}]$$

$$\sigma^* = \text{Máximo esfuerzo en la historia de depositación} [\text{psi}]$$

$$a_v = \text{Constante de la ecuación} \quad \sigma = \text{Esfuerzo neto de confinamiento} [\text{psi}]$$

³⁹JONES, S. C.-Two-point-determination of permeability and PV vs. net stress: SPE Formation Evaluation, p.236, 1988.

Reemplazando la ecuación (6) en la ecuación (7), la variación del volumen poroso con el esfuerzo neto de confinamiento, para una arenisca:

$$V_p = V_{pV_0} \exp\{a_v[\exp(-0,313D/\sigma^*) - 1]\}/(1 + 0,313CD) \quad (8)$$

2. Efecto de la presión de confinamiento en la permeabilidad absoluta.

La presión de confinamiento disminuye el valor de la permeabilidad absoluta, Jones⁴⁰ realizó medidas de analizando la variación de la permeabilidad con la presión de sobrecarga o confinamiento, encontrando la ecuación (9) mostrada a continuación:

$$k = \frac{k_o \exp\{a_k[\exp(-\sigma/\sigma^*) - 1]\}}{1 + C\sigma} \quad (9)$$

Dónde:

k = Permeabilidad corregida @ $\sigma \neq 0$ [mD] k_o = Permeabilidad @ $\sigma = 0$ [mD]

σ = Esfuerzo neto isostático [psi] C = Compresibilidad de la roca [psi^{-1}]

σ^* = Máximo esfuerzo en la historia de depositación [psi]

a_k = Constante de la ecuación

Si no se tiene conocimiento del valor σ^* , entonces se asume como 3000 psi y el valor de compresibilidad de la roca es comúnmente $3 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$.

Se introduce la ecuación (6) en la ecuación (9), quedando:

$$k = \frac{k_o \exp\{a_k[\exp(-0,313D/\sigma^*) - 1]\}}{1 + 0,313CD} \quad (10)$$

D = Profundidad de interes [ft]

⁴⁰ Ibid, p. 170.

Anexo 3. Gráfico de Pickett para hallar Sw, K y la relación (K/Phi).

Pickett^{41 42} introduce un gráfico log-log de porosidad en fracción en el eje de las ordenadas contra R_t resistividad verdadera en ohm m en el eje de las abscisas. Pickett mediante la manipulación de las siguientes ecuaciones básicas:

$$F = a\phi^{-m} \quad (1)$$

$$S_w = I^{-1/n} \quad (2)$$

$$I = R_t/R_o \quad (3)$$

$$F_R = R_o/R_w$$

Dónde:

F : Factor de Formación. m : Factor de cementación.

a : Constante en la ecuación factor de formación. ϕ : Porosidad [Frac]

S_w : Saturación de agua [Frac] n : Exponente de la saturación de agua.

I : Índice de resistividad. R_w : Resistividad del agua [ohm m]

R_t : Resistividad verdadera de la formación [ohm m]

Pero también,

$$I = R_t/FR_w \quad (4)$$

Despejando R_t de la ecuación (4) e incluyéndole la ecuación (1) se obtiene:

$$R_t = IFR_w$$

⁴¹PICKETT, G. R., 1966, A review of current techniques for determination of water saturation from logs: Journal of Petroleum Technology, v. 18, p. 1430.

⁴²PICKETT, G. R., 1973, Pattern recognition as a means of formation evaluation: Society of Professional Well Log Analysts 14th Annual Logging Symposium Transactions, paper A, p. A10.

$$R_t = I aR_w \phi^{-m} \quad (5)$$

Despajando I de la ecuación (2) para reemplazar en la ecuación (5) la nueva ecuación queda:

$$I = S_w^{-n}$$

$$R_t = S_w^{-n} aR_w \phi^{-m} \quad (6)$$

Aplicando logaritmo base 10 a ambos lados de la ecuación (6) se obtiene:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log(aR_w) - n \log S_w \quad (7)$$

La anterior ecuación es conocida como la ecuación de Pickett. Considerado zonas con un R_w constante y de la misma litología (de m y n similares), un gráfico log-log de ϕ Vs. R_t mostrará diferentes líneas paralelas de pendiente negativa que equivale a $-m$, cada línea le corresponde un valor específico de saturación de agua.

El vector de saturación de agua aumenta en dirección sur oeste en el primer cuadrante del plano cartesiano, es de aclarar que la máxima saturación de agua alcanzable es de 100%. En la línea de saturación de agua $S_w = 100\%$ y $\phi = 100\%$ se determina el $\log(aR_w)$.

Ejemplo:

Usando los datos de la tabla 1, se procede a elaborar el gráfico de Pickett:

“Los resultados de medidas de laboratorio se hacen a 12 muestras de areniscas limpias mojadas por agua y el análisis de registros es mostrado en la tabla. La resistividad de la muestra con agua de formación a 25°C es 0.056Ωm. La temperatura de la formación es 89°C”.

Tabla 1. Datos tomados de Tiab and Donaldson⁴³

Muestra	ϕ [Frac]	R_o [Ωm]	R_t [Ωm]
1	0,204	0,665	30
2	0,178	0,83	24
3	0,163	0,96	22
4	0,201	0,68	21
5	0,143	1,19	20
6	0,252	0,47	16,5
7	0,254	0,46	20
8	0,273	0,41	23
9	0,175	0,85	20
10	0,2	0,68	16
11	0,174	0,86	17
12	0,144	1,17	17

Fuente: TIAB, DJEBBAR AND DONALDSON, ERLE C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties., 2nd ed, Gulf Professional Publishing, 2004.p. 302 Modificado.

Aplicando la ecuación de Arps⁴⁴ se obtiene que la resistividad del agua a condiciones de yacimiento es:

$$R_1 = 0.056\Omega m \quad T_1 = 25C \quad T_2 = 89C \quad R_2 = ?$$

$$R_2 = \frac{0.056[25 + 21.5]}{89 + 21.5} = 2,3566 \times 10^{-2}\Omega m$$

Cuantificando el índice resistividad (I) y el factor de formación (F), para determinar el exponente de cementación (m).

$$R_o[\Omega m] = 0.665 \quad ; \quad R_t[\Omega m] = 30; \quad R_w[\Omega m] = 2,3566 \times 10^{-2}; \quad F = ?; \quad I = ?$$

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{0,665}{2,3566 \times 10^{-2}} = 28,219086$$

⁴³TIAB, op.cit., p. 302.

⁴⁴ ARPS, J.J.: "The Effect of Temperature on the Density and Electrical Resistivity of Sodium Chloride Solutions", Trans., AIME (1953) 198 p.327.

$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{30}{0,665} = 45,112782$$

En la tabla 2 se muestran para los otros valores. Para estimar la saturación de agua, último se supone un exponente de saturación de $n=4$ y para la primera muestra es así:

$$I = 45,112782 ; n = 4$$

$$S_w = I^{-1/n}$$

$$S_w = 45,113^{-1/4} = 0,386$$

A Continuación se muestra la tabla desarrollada, para las muestras restantes:

Tabla 2. Factor de formación (F), índice de resistividad (I) y saturación de agua (S_w).

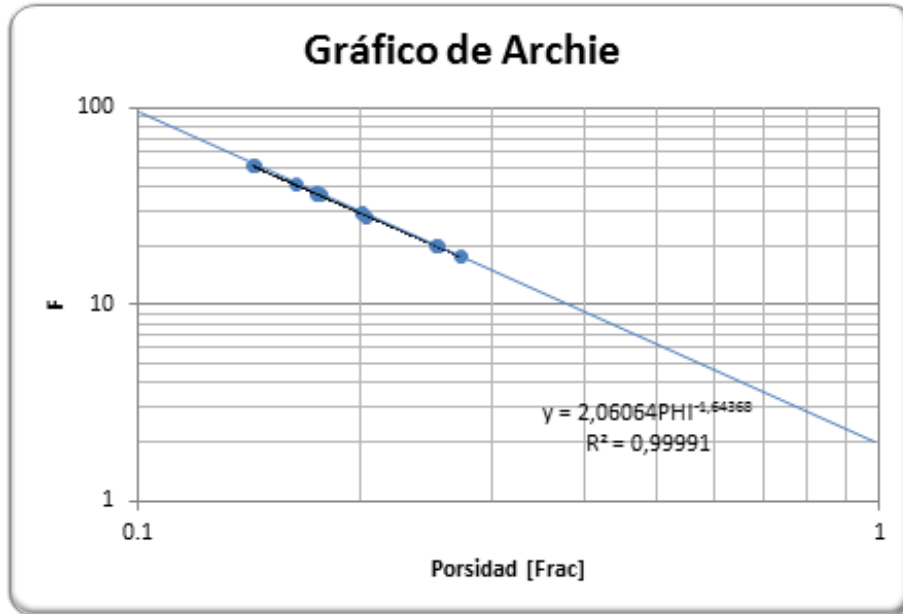
Muestra	ϕ [Frac]	R_o [Ωm]	R_t [Ωm]	F	I	S_w [Frac]
1	0,204	0,665	30	28,219	45,113	0,386
2	0,178	0,83	24	35,221	28,916	0,431
3	0,163	0,96	22	40,737	22,917	0,457
4	0,201	0,68	21	28,856	30,882	0,424
5	0,143	1,19	20	50,497	16,807	0,494
6	0,252	0,47	16,5	19,944	35,106	0,411

Fuente: TIAB, DJEBBAR AND DONALDSON, ERLE C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties., 2nd ed, Gulf Professional Publishing, 2004.p.312Modificado.

Realizando un gráfico log-log del factor de formación F versus porosidad ϕ se encuentra la constante a y el factor cementate m según la ecuación (1)

$$F = a\phi^{-m}$$

Figura 1. Factor de Formación versus Porosidad (Gráfico de Archie)



Fuente: Autores

Gráficamente se hace una regresión tipo potencial para los datos y se encuentra que:

$$F = 2,06064\phi^{-1,64368}$$

Se cuantifico $a = 2,06064$ y $m = 1,644$

Usando la ecuación (7) se genera la ecuación tipo de la siguiente forma:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log(aR_w) - n \log S_w$$

Siendo en la ecuación (7) la porosidad en fracción la variable independiente, la resistividad verdadera la variable dependiente y la saturación de agua (S_w) el parámetro de esta ecuación. Se hace el siguiente ejemplo para una $S_w = 0,5$:

La constante (a) de la ecuación de formación, el factor cementante (m) y la resistividad del agua (R_w) permanecen constantes, sólo la saturación de agua (S_w) es una constante variable.

Generando valores tipo para cada ejercicio:

$$a = 2,061; m = 1,644 ; R_w = 2,357 \times 10^{-2} \gamma S_w = 0,5$$

$$R_t = S_w^{-n} a R_w \phi^{-m}$$

Para $\phi = 0,1$

$$R_t = 0,5^{-4} \times 2,061 \times 2,357 \times 10^{-2} \times 0,1^{-1,644} = 8,5511 \Omega m$$

Para $\phi = 0,2$

$$R_t = 0,5^{-4} \times 2,061 \times 2,357 \times 10^{-2} \times 0,2^{-1,644} = 2,7366 \Omega m$$

Desarrollando la tabla para los valores de interés los cuales mejor se ajusten a los datos medidos en laboratorio:

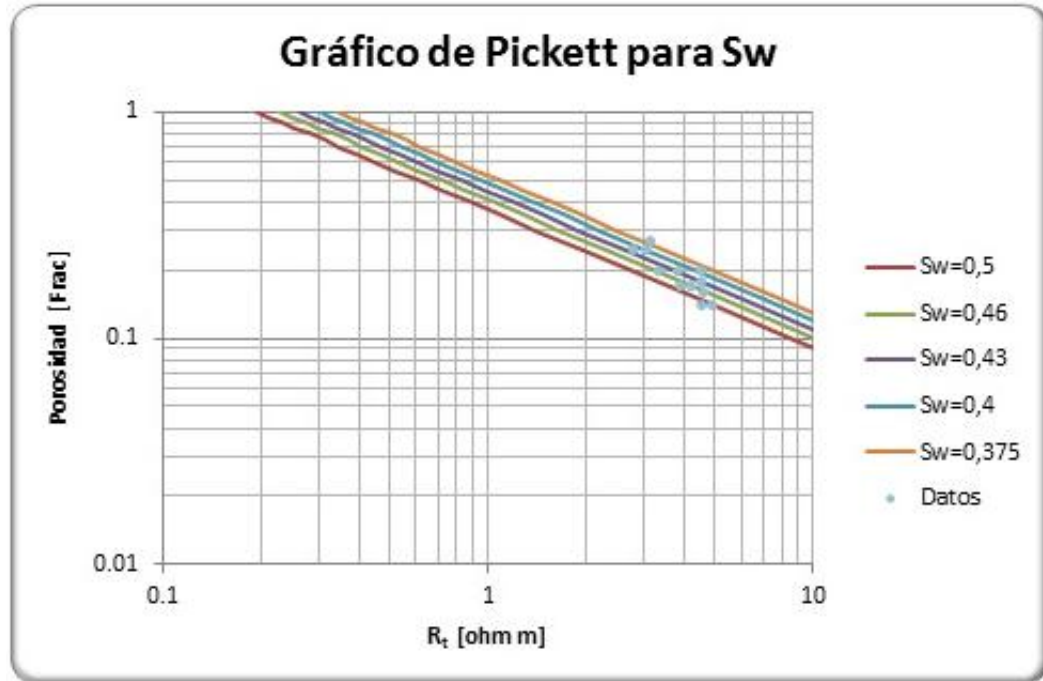
Tabla 3. Valores de saturación de agua (S_w)

Tipo	$S_w = 0,5$	$S_w = 0,46$	$S_w = 0,43$	$S_w = 0,4$	$S_w = 0,375$
$\phi [Frac]$	$R_t [\Omega m]$	$R_t [\Omega m]$	$R_t [\Omega m]$	$R_t [\Omega m]$	$R_t [\Omega m]$
0,1	8,551077	10,102879	11,561759	13,361058	15,201915
0,2	2,736679	3,233316	3,700215	4,276061	4,865207
0,3	1,405355	1,660391	1,900156	2,195868	2,498410
0,4	0,875844	1,034788	1,184213	1,368507	1,557056

Fuente: Autores.

Los datos de la tabla se muestran en la figura 2:

Figura 2. Gráfico de Pickett con datos de la tabla 1



Fuente: Autores. Datos tomados ASQUITH, G.B. Use of Bulk Volume Water: Chapter III AAPG Special Volumes. Volume ME 5: Handbook of Log Evaluation Techniques for Carbonate Reservoirs, p. 18 (1985).

1. Permeabilidad en la Pickett Plot

Morris and Biggs⁴⁵ encuentra una relación empírica de la permeabilidad en función de porosidad y saturación de agua irreducible. En situaciones donde se posee información de corazones disponibles las constantes suele calibrarse, para obtener un buen comportamiento de los modelos, la ecuación general de Morris and Biggs es la siguiente:

$$k^{1/c_4} = c_2 \phi^{c_3} / S_{wi} \quad (8)$$

⁴⁵MORRIS, R. L., and W. P. BIGGS. Using log-derived values of water saturation and porosity: Society of Professional Well Log Analysts Annual Logging Symposium, 1967, 26 p

$c_4 = n$ – esima raíz de la permeabilidad. $\phi =$ Porosidad [Frac]

$c_2 =$ Constante de permeabilidad para el gas o el petróleo.

$c_3 =$ Exponente de porosidad o factor de cementación.

$k =$ Permeabilidad [mD]

$S_{wi} =$ Saturación de agua irreducible [Frac] cuando $k_{rw} = 0$

Pero si no se dispone de dicha información, Morris and Biggs⁴⁶ sugiere para la constante c_2 Para el caso de un crudo medio (25 API) es igual a 250, pero en un gas seco a profundidades someras, la constante c_2 igual a 79, asimismo c_3 un valor de 3 y c_4 generalmente toma un valor de 2. Realizando los reemplazos correspondientes las ecuaciones para el caso de un yacimiento de petróleos y otro gas quedan:

$$k^{1/2} = 250 \phi^3 / S_{wi} \text{ Yacimiento de Petróleo} \quad (9)$$

$$k^{1/2} = 79 \phi^3 / S_{wi} \text{ Yacimiento de Gas.} \quad (10)$$

De la ecuación (9) despeja la saturación de agua irreducible (S_{wi}),

$$S_{wi} = 250 \phi^3 / k^{1/2} \quad (11)$$

Introduciendo la ecuación (11) en la ecuación (6) se obtiene:

$$R_t = a \phi^{-m} R_w \left(250 \phi^3 / k^{1/2} \right)^{-n}$$

$$R_t = a \phi^{-3n-m} R_w \left(250 / k^{1/2} \right)^{-n} \quad (12)$$

La expresión obtenida por Aguilera⁴⁷ aplicando logaritmo base 10 en la ecuación (12), la ecuación de manera general queda:

⁴⁶Ibid., p.27

⁴⁷AGUILERA, R., and AGUILERA, M. S., The integration of capillary pressures and Pickett plots for determination of flow units and reservoir containers: Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, SPE paper 71725, 2001, 13 p.

$$\log R_t = -(3n + m) \log \phi + \log \left[aR_w \left(c_2/k^{1/c_4} \right)^{-n} \right] \quad (13)$$

De manera particular queda:

$$\log R_t = -(3n + m) \log \phi + \log \left[aR_w \left(250/k^{1/2} \right)^{-n} \right] \quad (14)$$

Realizando un gráfico log-log de ϕ Vs. R_t con la ecuación (14), resultará una serie de curvas tipos lineales paralelas entre sí de permeabilidad, en donde la variable independiente es la porosidad y la dependiente es la resistividad verdadera. Estas líneas paralelas de permeabilidad tendrán una pendiente de $-(3n + m)$ para los intervalos de una saturación de agua irreducible con una permeabilidad constante y se mantendrá constante el producto aR_w . Cuando $m = n$, entonces la pendiente de las líneas es igual a $-4m$. Extrapolando la línea recta hasta la $\phi = 1$ se obtiene el producto $aR_w \left(250/k^{1/2} \right)^{-n}$.

Mediante el uso de la ecuación (12) usando los datos de la tabla 1:

$$a = 2,061; m = 1,644; n = 4; R_w = 2,357 \times 10^{-2}$$

$$R_t = a\phi^{-3n-m}R_w \left(250/k^{1/2} \right)^{-n}$$

➤ Para una permeabilidad de 1000 [mD]

Para $\phi = 0,1$

$$R_t = 2,061 \times 0,1^{-3 \times 4 - 1,644} \times 2,357 \times 10^{-2} \times \left(250/1000^{1/2} \right)^{-4} = 1368172,326 \Omega m$$

➤ Para una permeabilidad de 100 [mD]

Para $\phi = 0,1$

$$R_t = 2,061 \times 0,1^{-3 \times 4 - 1,644} \times 2,357 \times 10^{-2} \times \left(250/100^{1/2} \right)^{-4} = 54726,893 \Omega m$$

Desarrollando la ecuación para los valores de la tabla 1, donde se busca la mejor curva que se ajuste a los datos:

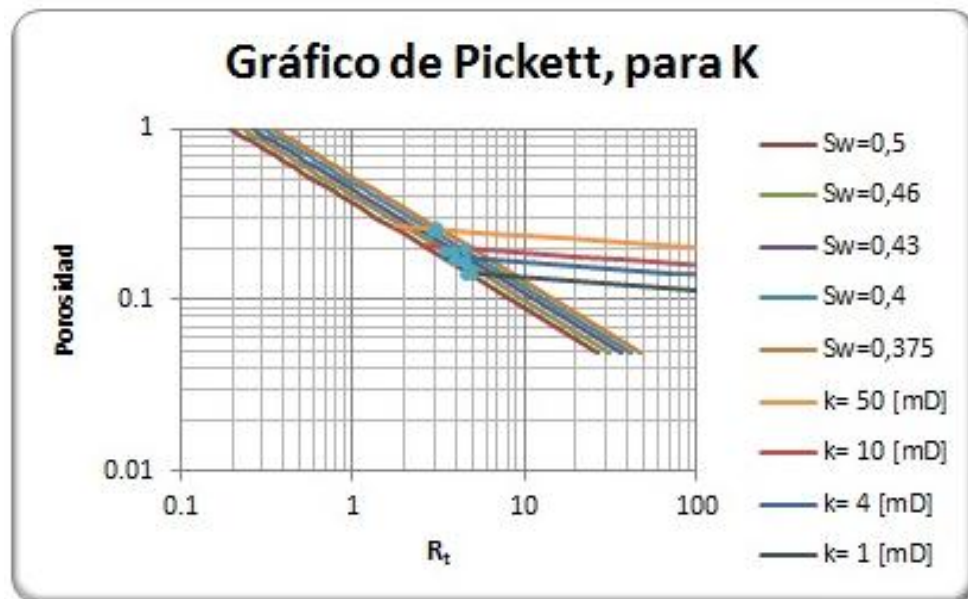
Tabla 4. Valores de permeabilidad (k) para los datos de la tabla 1

Tipo	$k = 50[mD]$	$k = 10[mD]$	$k = 4[mD]$	$k = 1[mD]$
$\phi[Frac]$	$R_t[\Omega m]$	$R_t[\Omega m]$	$R_t[\Omega m]$	$R_t[\Omega m]$
0,1	1368172,326	54726,893	8756,303	547,269
0,13	38153,481	1526,139	244,182	15,261
0,16	2244,880	89,795	14,367	0,898
0,19	215,236	8,609	1,378	0,086
0,22	29,123	1,165	0,186	0,012
0,25	5,091	0,204	0,033	0,002

Fuente: Autores.

Se grafican convenientemente en líneas continuas, similares a las que se usan para la saturación de agua, del gráfico de Pickett. A continuación se presenta el gráfico de Pickett donde se aprecia de manera gráfica la permeabilidad promedio de cada muestra (Ver Figura 3):

Figura 3. Gráfico de Pickett, con permeabilidad.



Fuente: Pickett, G. R., 1966, A review of current techniques for determination of water saturation from logs: Journal of Petroleum Technology, v. 18, p. 1430. Modificado.

2. Relación (K/Phi) constante en gráfico de Pickett.

Aguilera⁴⁸ modifica la ecuación (13) como se muestra a continuación para obtener como parámetro la relación $(k/\phi)^{n/c_4}$; se obtiene la ecuación (15):

$$R_t = \phi^{-c_3 n - m} a R_w \left(c_2 / k^{1/c_4} \right)^{-n} \times \left(\frac{\phi^{1/c_4}}{\phi^{1/c_4}} \right)^{-n}$$

$$R_t = \phi^{-c_3 n - m + \frac{n}{c_4}} \times a R_w \left(\frac{C_2}{\left(\frac{k}{\phi} \right)^{1/c_4}} \right)^{-n}$$

$$R_t = \phi^{-c_3 n - m + \frac{n}{c_4}} \times a R_w C_2^{-n} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{n/c_4} \quad (15)$$

Reemplazando las constantes en la ecuación 15 se obtiene:

$$R_t = \phi^{-\frac{5n}{2} - m} a R_w 250^{-n} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{n}{2}} \quad (16)$$

Aplicando logaritmo a ambos lados de la ecuación 16:

$$\log R_t = \left(-\frac{5n}{2} - m \right) \log \phi + \log \left[a R_w 250^{-n} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{n}{2}} \right] \quad (17)$$

Realizando un gráfico log-log de ϕ Vs. R_t con la ecuación (17) las líneas paralelas de la razón permeabilidad y porosidad tendrán una pendiente de $\left(-\frac{5n}{2} - m \right)$. Para los intervalos de una saturación de agua irreducible, con una permeabilidad y

⁴⁸AGUILERA, ROBERTO, et al. The Integration of Capillary Pressures and Picket Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers, Paper SPE 71725, 2002b. p.11

porosidad constante, se mantendrá constante el producto aR_w . Extrapolando la línea recta hasta la $\phi = 1$ se obtiene el producto $\left[aR_w 250^{-n} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{n}{2}} \right]$.

La ecuación (17) es útil puesto que es posible comparar cuantitativamente la relación (k/ϕ) , según Aguilera⁴⁹, “Es una herramienta poderosa para resolver problemas de ingeniería de yacimientos y geología”. Además se valida esta relación con los resultados obtenidos con el método de identificación de unidades de flujo ideado por Amaefule⁵⁰.

Usando los datos mostrados en la tabla 1, además de la ecuación 17, se construye curvas de valores constantes de relación permeabilidad-porosidad (k/ϕ) , para identificar el grado de heterogeneidad en las unidades de flujo presentes en dichos datos.

$$a = 2,061; m = 1,644 ; R_w = 2,357 \times 10^{-2} \gamma k = 1000 [mD]$$

$$R_t = \phi^{-\frac{5n}{2}-m} a R_w 250^{-n} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{n}{2}}$$

Para una relación (k/ϕ) de 2000 [mD]

➤ Para $\phi = 0,08$

$$R_t = 0,08^{-\frac{20}{2}-1,644} \times 2,061 \times 2,357 \times 10^{-2} \times 250^{-4} (2000)^{\frac{4}{2}} = 294204942,7 \Omega m$$

➤ Para $\phi = 0,1$

$$R_t = 0,1^{-\frac{20}{2}-1,644} \times 2,061 \times 2,357 \times 10^{-2} \times 250^{-4} (2000)^{\frac{4}{2}} = 21890757,22 \Omega m$$

⁴⁹AGUILERA, ROBERTO, et al. The Integration of Capillary Pressures and Picket Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers, Paper SPE 71725, 2002b. p.11

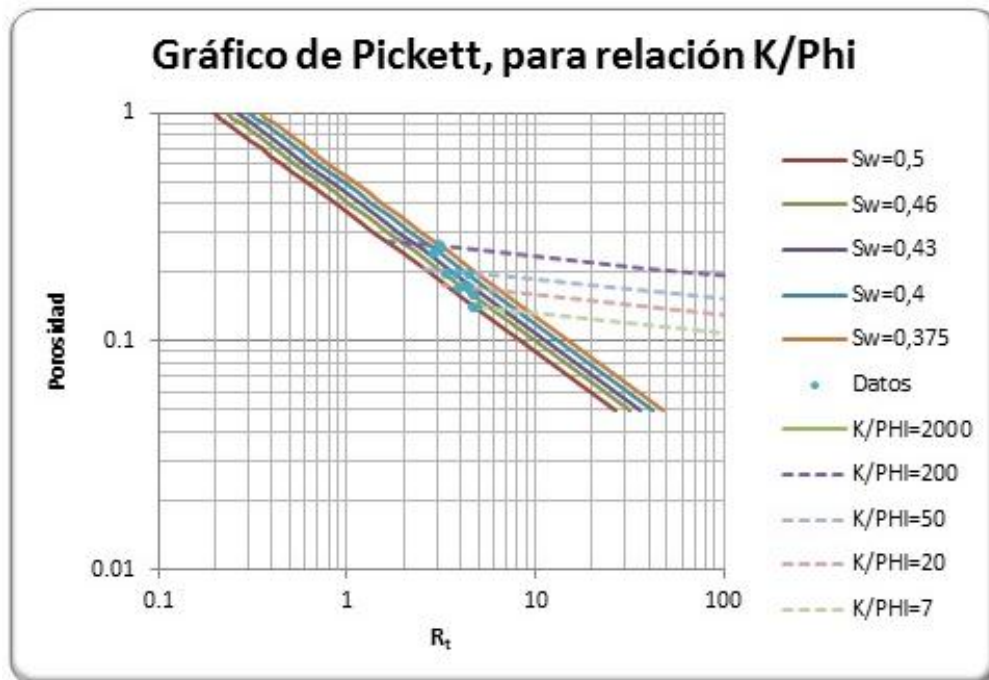
⁵⁰AMAEFULE, op.cit. p.4

Tabla 5. Valores de relación porosidad permeabilidad (k/ϕ).

Tipo para	$k/\phi = 2000$	$k/\phi = 200$	$k/\phi = 50$	$k/\phi = 20$	$k/\phi = 7$
$\phi [Frac]$	$R_t [\Omega m]$	$R_t [\Omega m]$	$R_t [\Omega m]$	$R_t [\Omega m]$	$R_t [\Omega m]$
0,08	294204942,66	2942049,43	183878,09	29420,49	3604,01
0,1	21890757,22	218907,57	13681,72	2189,08	268,16
0,12	2619990,36	26199,90	1637,49	262,00	32,09

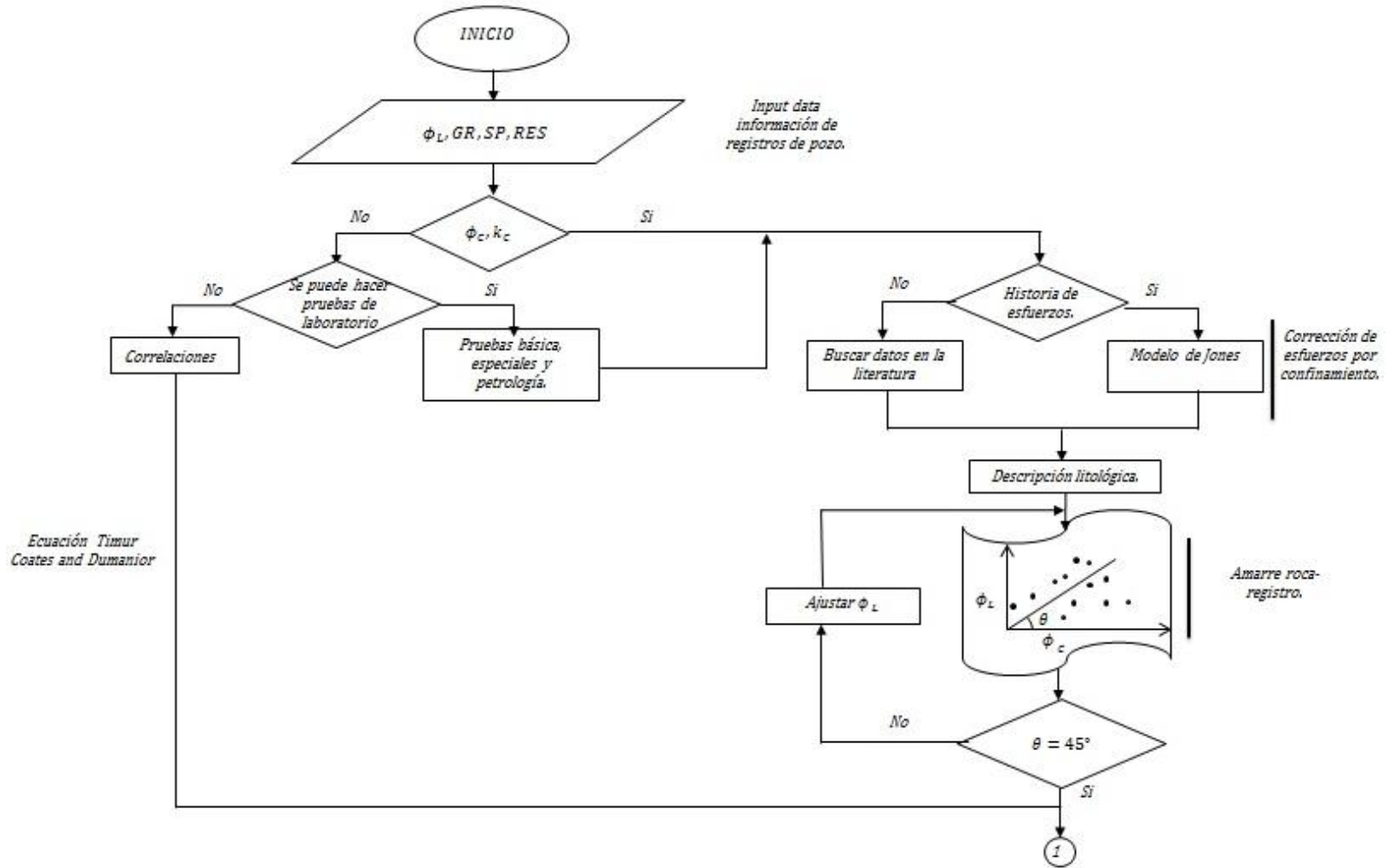
Fuente: Autores

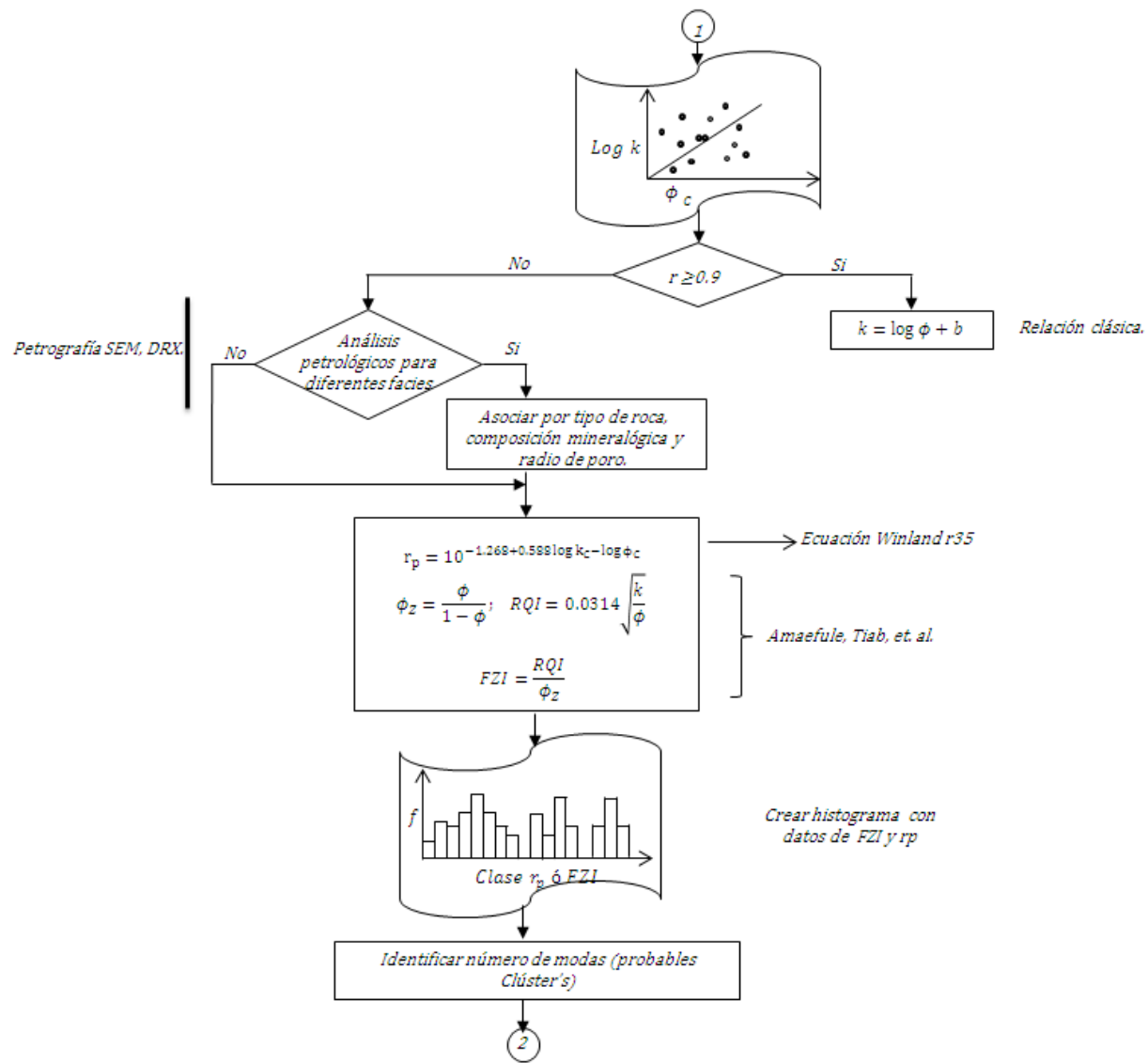
Figura 4. Gráfico de Pickett con relación(k/ϕ).

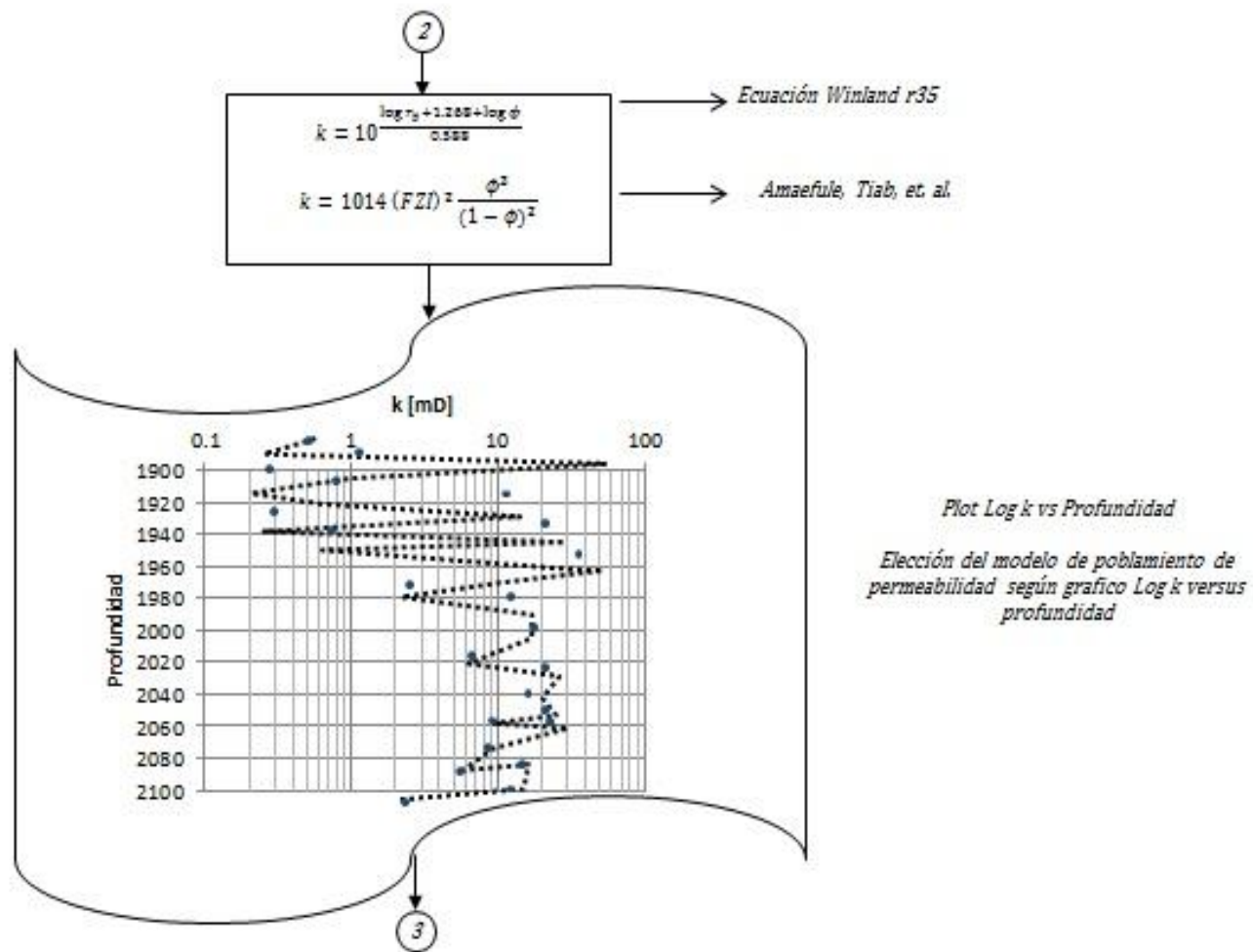


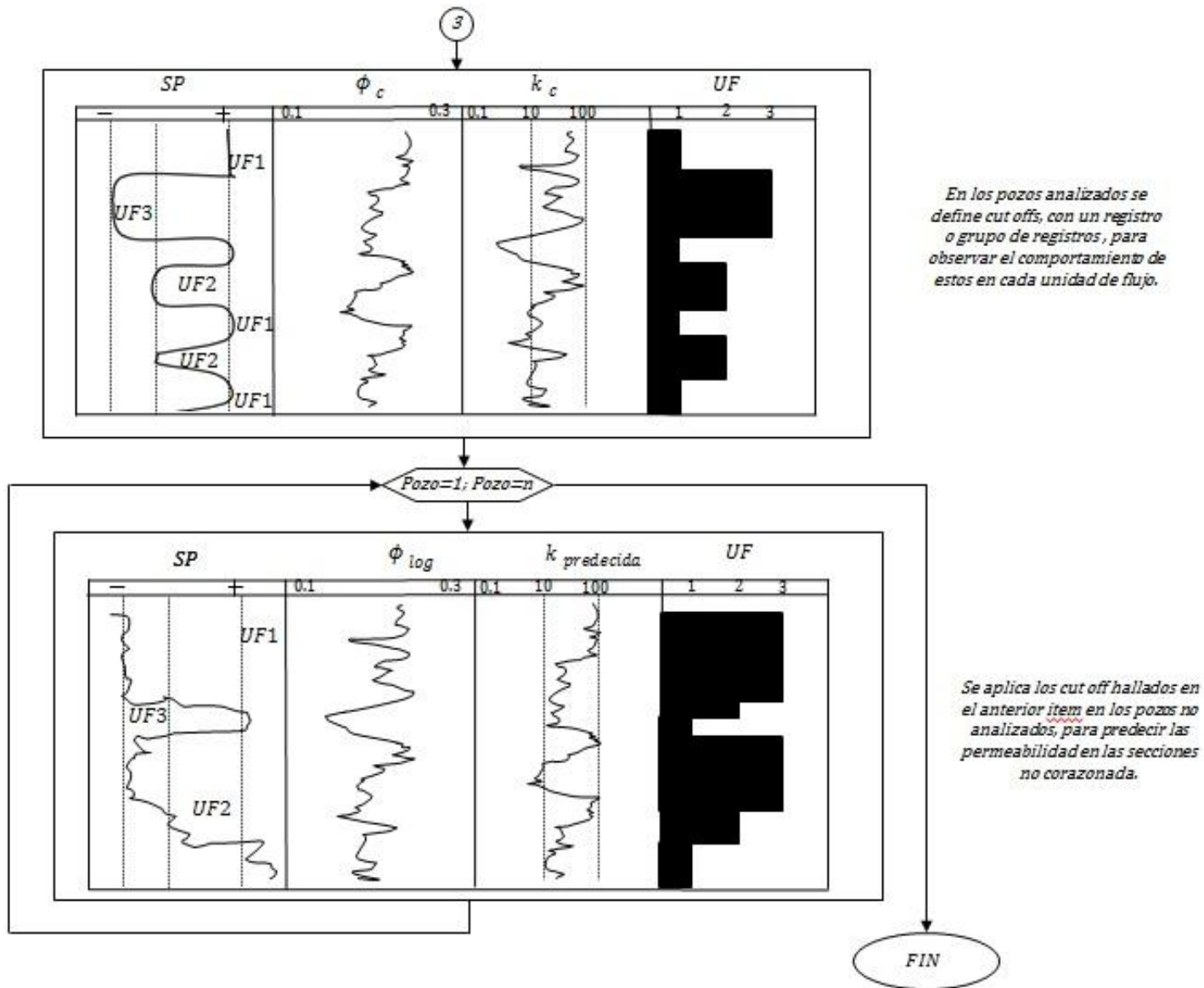
Fuente: Autores.

Anexo 4. Diagrama completo de la metodología.









Anexo 5. Tabla resumen de la metodología aplicada.

n	POZO	PROF. [ft]	phi	K[mDa]	PHIz	RQI	FZI	rp	Litotipos FZI	Litotipos r35	k[mDa] FZI	k[mDa] r35	k[mDa] Correlación ECP
1	COL 3	3985	0.10361	0.423	0.12	0.06	0.55	0.43	3	1	1.22	1.02	0.82
2	COL 3	4060	0.14362	8.328	0.17	0.24	1.43	1.88	3	3	3.57	13.66	3.71
3	COL 3	4060.17	0.15062	9.487	0.18	0.25	1.41	1.94	3	3	4.18	14.65	4.84
4	COL 3	4062.79	0.15962	18.852	0.19	0.34	1.80	2.77	3	3	5.09	15.95	6.80
5	COL 3	4064.54	0.12662	2.884	0.14	0.15	1.03	1.12	3	1	2.35	1.37	1.95
6	COL 3	4065.25	0.0636	0.293	0.07	0.07	0.99	0.53	3	1	0.26	0.50	0.18
7	COL 3	4066.17	0.10661	1.166	0.12	0.10	0.87	0.76	3	1	1.34	1.06	0.91
8	COL 3	4068.08	0.07161	0.295	0.08	0.06	0.83	0.48	3	1	0.38	0.59	0.24
9	COL 3	4070	0.01459	0.243	0.01	0.13	8.65	1.69	2	3	0.14	0.47	0.03
10	COL 3	4063	0.15962	53.471	0.19	0.57	3.03	5.11	1	2	44.93	67.00	6.80
11	COL 3	4073	0.14362	1.286	0.17	0.09	0.56	0.63	3	1	3.57	1.64	3.71
12	COL 19	3255	0.09661	0.317	0.11	0.06	0.53	0.39	3	1	0.98	0.92	0.63
13	COL 19	3271.3	0.15562	2.539	0.18	0.13	0.69	0.87	3	1	4.67	1.85	5.84
14	COL 19	3272.9	0.16062	2.226	0.19	0.12	0.61	0.78	3	1	5.19	1.94	7.06
15	COL 19	3274.2	0.08261	0.451	0.09	0.07	0.81	0.54	3	1	0.59	0.73	0.37
16	COL 19	3284.4	0.0546	0.347	0.06	0.08	1.37	0.67	3	1	0.16	0.40	0.13
17	COL 19	3285.8	0.16162	5.565	0.19	0.18	0.96	1.34	3	1	5.30	1.96	7.33
18	COL 19	3286.5	0.12462	0.764	0.14	0.08	0.55	0.52	3	1	2.23	1.33	1.81
19	COL 24	2141	0.0576	0.274	0.06	0.07	1.12	0.56	3	1	0.19	0.43	0.14
20	COL 24	2149	0.09261	0.274	0.10	0.05	0.53	0.37	3	1	0.85	0.86	0.54
21	COL 24	2152	0.08261	0.336	0.09	0.06	0.70	0.46	3	1	0.59	0.73	0.37
22	COL 24	2527	0.0586	0.316	0.06	0.07	1.17	0.59	3	1	0.20	0.44	0.15
23	COL 24	2531	0.0566	0.253	0.06	0.07	1.11	0.54	3	1	0.18	0.42	0.14
24	COL 24	3978	0.0446	0.253	0.05	0.07	1.60	0.66	3	1	0.09	0.29	0.09
25	COL 24	3981	0.07261	0.284	0.08	0.06	0.79	0.46	3	1	0.39	0.60	0.25
26	COL 24	4016	0.0246	0.253	0.03	0.10	3.99	1.10	1	1	0.12	0.12	0.04
27	COL 24	4025	0.0356	0.274	0.04	0.09	2.36	0.84	1	1	0.38	0.21	0.06
28	COL 25	1890	0.11762	2.33	0.13	0.14	1.05	1.05	3	1	1.85	1.23	1.39
29	COL 25	1895	0.10761	0.347	0.12	0.06	0.47	0.37	3	1	1.38	1.08	0.95
30	COL 25	1898	0.07761	0.347	0.08	0.07	0.79	0.49	3	1	0.49	0.67	0.31
31	COL 25	1914	0.19763	7.548	0.25	0.19	0.79	1.34	3	1	10.59	2.63	28.65
32	COL 25	1915	0.11762	40.947	0.13	0.59	4.40	5.69	1	2	16.31	42.78	1.39
33	COL 25	1916	0.16763	65.996	0.20	0.62	3.09	5.55	1	2	53.04	71.99	9.20
34	COL 25	1917	0.16763	53.471	0.20	0.56	2.78	4.90	1	2	53.04	71.99	9.20
35	COL 25	1924.5	0.11762	0.764	0.13	0.08	0.60	0.55	3	1	1.85	1.23	1.39
36	COL 25	1929	0.11762	8.592	0.13	0.27	2.01	2.27	1	3	16.31	10.19	1.39

37	COL 25	1956	0.15762	12.767	0.19	0.28	1.51	2.23	3	3	4.87	15.66	6.30
38	COL 25	1966	0.0576	0.274	0.06	0.07	1.12	0.56	3	1	0.19	0.43	0.14
39	COL 25	1972	0.09761	0.274	0.11	0.05	0.49	0.35	3	1	1.01	0.93	0.65
40	COL 25	1977	0.08761	0.305	0.10	0.06	0.61	0.41	3	1	0.71	0.80	0.45
41	COL 25	1984	0.0476	0.973	0.05	0.14	2.84	1.38	1	1	0.93	0.32	0.10
42	COL 25	1991	0.08761	0.556	0.10	0.08	0.82	0.59	3	1	0.71	0.80	0.45
43	COL 25	1995	0.11762	1.495	0.13	0.11	0.84	0.81	3	1	1.85	1.23	1.39
44	COL 25	1998	0.18763	72.258	0.23	0.62	2.67	5.31	1	2	78.09	84.96	19.62
45	COL 25	2067	0.0336	0.267	0.03	0.09	2.55	0.87	1	1	0.32	0.19	0.06
46	COL 25	2123	0.16562	26.641	0.20	0.40	2.01	3.29	1	3	50.91	16.84	8.53
47	COL 25	2125	0.06761	13.811	0.07	0.45	6.19	4.85	2	2	15.99	18.96	0.21
48	COL 25	2126	0.13762	13.811	0.16	0.31	1.97	2.62	1	3	27.34	12.83	2.96
49	COL 25	2129	0.15762	14.854	0.19	0.30	1.63	2.43	3	3	4.87	15.66	6.30
50	COL 25	2277	0.12762	1.704	0.15	0.11	0.78	0.82	3	1	2.41	1.38	2.02
51	COL 25	2278	0.08761	1.286	0.10	0.12	1.25	0.96	3	1	0.71	0.80	0.45
52	COL 25	2279	0.14762	28.422	0.17	0.44	2.52	3.77	1	3	34.54	14.22	4.32
53	COL 25	2282	0.0486	0.381	0.05	0.09	1.72	0.78	3	1	0.11	0.33	0.10
54	COL 25	2286	0.17763	81.651	0.22	0.67	3.12	5.98	1	2	64.66	78.39	13.44
55	COL 25	2286	0.17763	68.083	0.22	0.61	2.85	5.37	1	2	64.66	78.39	13.44
56	COL 25	2286	0.15762	41.991	0.19	0.51	2.74	4.48	1	2	43.05	65.77	6.30
57	COL 25	2351	0.10761	0.66	0.12	0.08	0.64	0.54	3	1	1.38	1.08	0.95
58	COL 25	2376	0.17763	46.165	0.22	0.51	2.34	4.28	1	2	64.66	78.39	13.44
59	COL 25	2381	0.17763	116.093	0.22	0.80	3.72	7.35	1	2	64.66	78.39	13.44
60	COL 25	2383	0.16763	107.744	0.20	0.80	3.95	7.40	1	2	53.04	71.99	9.20
61	COL 26	3548	0.15562	4.209	0.18	0.16	0.89	1.17	3	1	4.67	1.85	5.84
62	COL 26	3830	0.15062	5.461	0.18	0.19	1.07	1.41	3	1	4.18	1.76	4.84
63	COL 26	3832	0.12462	3.374	0.14	0.16	1.15	1.25	3	1	2.23	1.33	1.81
64	COL 26	3835	0.15062	7.34	0.18	0.22	1.24	1.67	3	3	4.18	14.65	4.84
65	COL 26	3846.5	0.19363	298.741	0.24	1.23	5.14	11.90	2	2	502.17	88.98	24.62
66	COL 26	3852.5	0.17163	56.602	0.21	0.57	2.75	4.97	1	2	57.48	74.53	10.71
67	COL 26	4120.7	0.09761	0.451	0.11	0.07	0.62	0.47	3	1	1.01	0.93	0.65
68	COL 26	4124.8	0.12662	1.182	0.14	0.10	0.66	0.66	3	1	2.35	1.37	1.95
69	COL 26	4127.2	0.15562	5.774	0.18	0.19	1.04	1.41	3	1	4.67	1.85	5.84
70	COL 26	4129.9	0.10361	0.869	0.12	0.09	0.79	0.66	3	1	1.22	1.02	0.82
71	COL 27	3495	0.10561	0.472	0.12	0.07	0.56	0.45	3	1	1.30	1.05	0.88
72	COL 27	3496.2	0.11962	0.347	0.14	0.05	0.39	0.34	3	1	1.95	1.26	1.50
73	COL 27	3496.9	0.13562	0.451	0.16	0.06	0.36	0.36	3	1	2.95	1.51	2.74
74	COL 27	3498.5	0.12662	0.556	0.14	0.07	0.45	0.43	3	1	2.35	1.37	1.95
75	COL 27	3499.9	0.13762	1.286	0.16	0.10	0.60	0.65	3	1	3.10	1.54	2.96
76	COL 27	3780	0.0646	0.389	0.07	0.08	1.12	0.62	3	1	0.27	0.51	0.19

77	COL 27	3780	0.0586	0.285	0.06	0.07	1.11	0.56	3	1	0.20	0.44	0.15
78	COL 27	3783.6	0.14162	0.66	0.16	0.07	0.41	0.43	3	1	3.40	1.61	3.44
79	COL 27	3785.1	0.0623	0.66	0.07	0.10	1.54	0.87	3	1	0.24	0.48	0.17
80	COL 27	3821.8	0.0636	0.347	0.07	0.07	1.08	0.59	3	1	0.26	0.50	0.18
81	COL 27	4035.6	0.17563	6.087	0.21	0.18	0.87	1.31	3	1	7.04	2.21	12.46
82	COL 27	4036.2	0.17863	6.818	0.22	0.19	0.89	1.38	3	1	7.46	2.27	13.96
83	COL 27	4037.3	0.16963	4.209	0.20	0.16	0.77	1.09	3	1	6.25	2.10	9.93
84	COL 27	4038.4	0.10461	2.226	0.12	0.14	1.24	1.14	3	1	1.26	1.03	0.85
85	COL 27	4061.7	0.06861	0.347	0.07	0.07	0.96	0.55	3	1	0.33	0.56	0.22
86	COL 27	4109.6	0.08761	0.347	0.10	0.06	0.65	0.44	3	1	0.71	0.80	0.45
87	COL 27	4473	0.0426	0.263	0.04	0.08	1.75	0.70	3	1	0.07	0.28	0.08
88	COL 27	4473	0.0366	0.247	0.04	0.08	2.15	0.77	1	1	0.41	0.22	0.06
89	COL 27	4473	0.0356	0.245	0.04	0.08	2.23	0.79	1	1	0.38	0.21	0.06
90	COL 27	4473	0.0356	0.245	0.04	0.08	2.23	0.79	1	1	0.38	0.21	0.06
91	COL 27	4499	0.06861	0.274	0.07	0.06	0.85	0.48	3	1	0.33	0.56	0.22
92	COL 27	4499	0.0586	0.258	0.06	0.07	1.06	0.53	3	1	0.20	0.44	0.15
93	COL 27	4499	0.0566	0.249	0.06	0.07	1.10	0.53	3	1	0.18	0.42	0.14
94	COL 27	4499	0.0556	0.248	0.06	0.07	1.13	0.54	3	1	0.17	0.41	0.13
95	COL 53	3691	0.10161	6.129	0.11	0.24	2.16	2.11	1	3	10.14	8.22	0.76
96	COL 53	3691	0.14142	35.102	0.16	0.49	3.00	4.43	1	2	29.93	56.08	3.41
97	COL 53	3691	0.14462	29.884	0.17	0.45	2.67	3.95	1	3	32.25	13.80	3.85

Anexo 6. Desarrollo de la ecuación de Carman-Kozeny

Poiseuille encuentra una ecuación que relaciona la tasa de flujo de un líquido compresible de viscosidad (μ) conocida a través de un capilar recto de longitud L y radio r , bajo la influencia de una diferencia de presión (ΔP).

El origen de esta ley está fundamentado en la ley experimental de la viscosidad. Esta ley establece que la fuerza tangencial F expresada en Dinás requerida para mantener una diferencia constante entre las velocidades entre dos capas paralelas que se están moviendo en el mismo sentido, donde se da una variación en la velocidad dV y el área A .

$$F_y = -\mu A \frac{dv}{dx}$$

Donde F_y es el componente de la fuerza que causa el esfuerzo de corte del fluido y es medido perpendicular a x . Aplicando esta relación a flujo de fluidos de un tubo capilar de radio r , longitud L , y bajo una diferencia de presión (ΔP):

$$\begin{aligned} \text{Esfuerzo de corte en un fluido en un tubo de radio } x &= \Delta P(\pi x^2) \\ &= -\mu(2\pi x)L \frac{dv}{dx} \end{aligned}$$

Separando las variables x y v e integrando entre los límites $v = 0$ a r y $v = vax$

$$\frac{\Delta P}{2\mu L} \int_r^x x \, dx = - \int_0^v dv$$

Desarrollando
$$v = \frac{\Delta P}{2\mu L} \frac{r^2 - x^2}{2}$$

Una tasa infinitesimal de flujo dQ entre el radio x y $x + dx$ esta dada por

$$dQ = v(2\pi x)dx$$

Integrando ahora para obtener el total de la tasa de flujo Q ,

$$Q = \frac{\pi \Delta P}{2\mu L} \int_0^r (r^2 - x^2)x dx$$

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L'} [cm^3/s] (1)$$

Donde

$$Q = cm^3/s, \quad L = cm, \mu = poise, r = cm, \Delta P = dinas/cm^2$$

La ley de Darcy aproxima el flujo de fluidos a través de n tubos capilares, donde A_c es el área de la sección trasversal incluyendo zonas con factor cementante del “paquete” de tubos capilares:

$$Q = \frac{kA_c \Delta P}{\mu L} [cm^3/s]$$

Donde

$$Q = cm^3/s, \quad L = cm, \mu = centipoise, k = darcy, \Delta P = atm$$

Haciendo las conversiones de unidades para que haya consistencia con la ecuación 1, la anterior ecuación queda así:

$$Q = 1.013 \times 10^8 \frac{kA_c \Delta P}{\mu L} [cm^3/s] \quad (2)$$

Igualando los caudales de las ecuaciones (1) y (2) se obtiene una función de permeabilidad en función de la porosidad:

$$k = \frac{1}{1.013 \times 10^8} \frac{r^2 n \pi r^2 L}{8 A L'} [cm^2] \quad (3)$$

Definiendo la porosidad en función de los tubos capilares presentes en el medio poroso:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{n \pi r^2 L'}{AL}$$

Despejando la relación de áreas

$$\frac{n \pi r^2}{A} = \phi \frac{L}{L'} \quad (4)$$

Reemplazando la relación de áreas de ecuación (4) en la ecuación (3) se obtiene:

$$k = \frac{\phi r^2}{8} \left(\frac{L}{L'}\right)^2 \times \frac{1}{1.013 \times 10^8} [cm^2] \quad (5)$$

El coeficiente de tortuosidad es un número adimensional, es la razón entre la distancia entre dos puntos en la roca a través de los poros y los conectados por una línea recta. Definida matemáticamente:

$$\tau = \left(\frac{L'}{L}\right)^2$$

Dónde:

L' = Longitud real del trayecto del flujo.
 L = Longitud de la muestra de roca.

Figura 1. Medio Poroso idealizado con $\tau = 1$ y con un \bar{r} constante

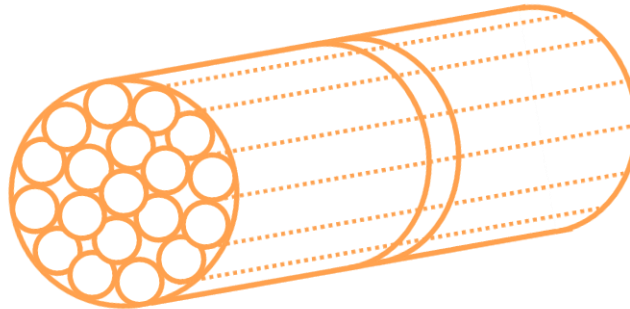


Figura 2. Capilar con $\tau = 1$

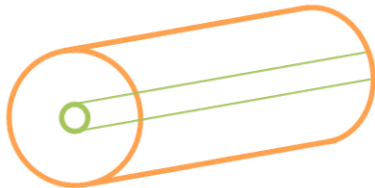


Figura 3. Capilar con $\tau \neq 1$



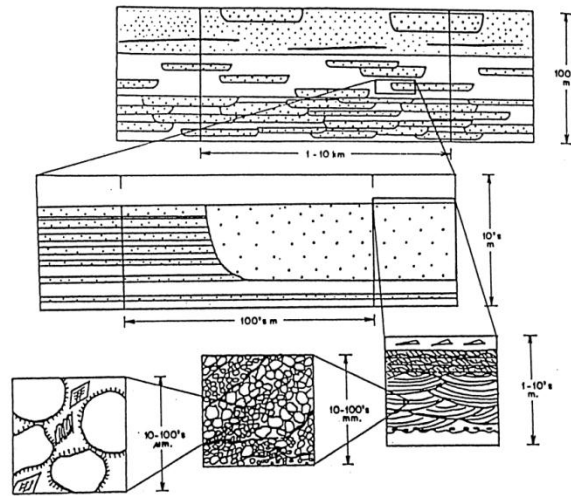
— L = Longitud en línea recta
 — L' = Longitud entre dos puntos en el medio

Incluyendo el término de tortuosidad, la ecuación 5 queda así:

$$k = \frac{\phi r^2}{8\tau^2} [cm^2] \quad (6)$$

La principal suposiciones en el desarrollo del anterior igualdad son que “el tiempo de viaje de un elemento de fluido en tubo capilar es igual que en un ERV (Elemento Representativo de Volumen), mostrado en la figura 4.

Figura 4. Representación de un ERV.



Fuente: Lake, L. W. and Carroll. H.B. Jr.: Reservoir Characterization. Academic Press, Inc. Harcourt Bruce Jovanovich, Publishers. New York. 1986. p.315

Definiendo el área superficial interna por unidad de volumen poroso (S_{vp}), es el cociente entre el área superficial y el volumen poroso:

$$S_{vp} = \frac{A_s}{V_p} = \frac{n(2\pi rL)}{n(\pi r^2L)} = \frac{2}{r} \quad (7)$$

Para un empaquetamiento esférico el área superficial interna por unidad de volumen poroso (S_{vp}) es:

$$S_{vp} = \frac{A_s}{V_p} = \frac{n(4\pi rL)}{n(\frac{4}{3}\pi r^3L)} = \frac{3}{r}$$

Para el empaquetamiento de tubos capilares que componen el medio poroso, el área superficial interna por unidad de volumen de grano se expresa:












$$S_{vgr} = \frac{A_s}{V_{gr}} = \frac{n(2\pi rL)}{AL(1-\phi)} = \frac{2\pi rn}{A(1-\phi)} = \frac{\pi r^2 n}{A} \left(\frac{2}{r}\right) \frac{1}{(1-\phi)} \quad (8)$$

Combinando la ecuación (7) y (8) da:

$$S_{Vgr} = S_{Vp} \left(\frac{\phi}{1 - \phi} \right) \quad (9)$$

La figura 5 muestra diferentes valores de S_{gv} para diferentes formas de grano.

Figura 5. Valores de S_{gv} para diferentes formas de grano.

Forma de grano	Modelo	Valor de S_{gv}
		$9/d_g$
		$6/d_g$
		$6/d_g$
		$5/d_g$
		$4/d_g$
		π

Fuente: Escobar Macualo, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2008. p. 95.

La ecuación 6, introduciendo la ecuación 7, se escribe como:

$$k = \left(\frac{\phi}{2\tau^2} \right) \frac{1}{(2/r)^2} = \left(\frac{1}{2S_{Vp}^2 \tau^2} \right) \phi \quad (10)$$

Sustituyendo el S_{Vp} en la ecuación 10, introduciendo la ecuación 9 y ordenando:

$$k = \left(\frac{1}{2\tau^2 S_{Vgr}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}$$

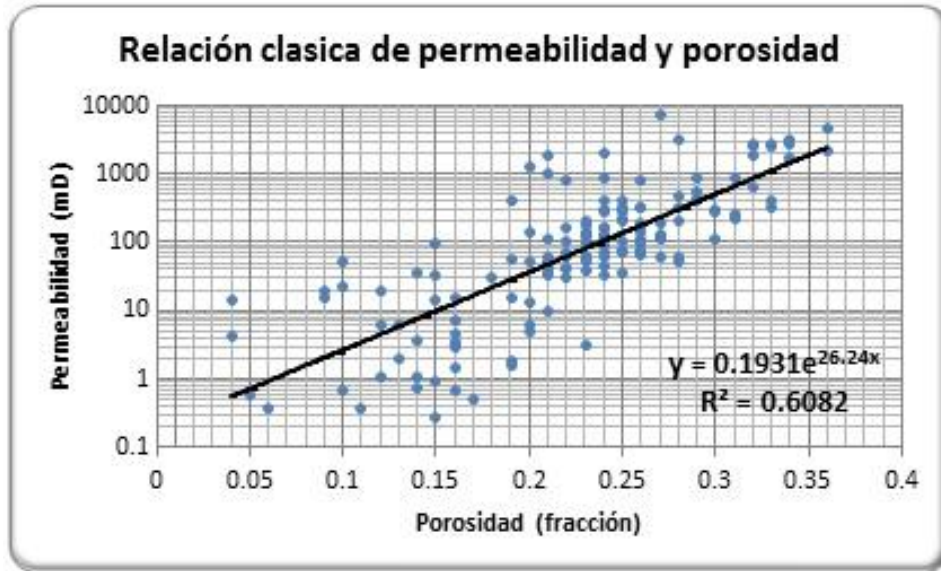
Donde genéricamente se escribe así:

$$k = \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{Vgr}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \quad (11)$$

Donde $F_s \tau^2$ comúnmente es llamada la constante de Kozeny. El F_s denominado factor de forma es 2 para una geometría circular cilíndrica.

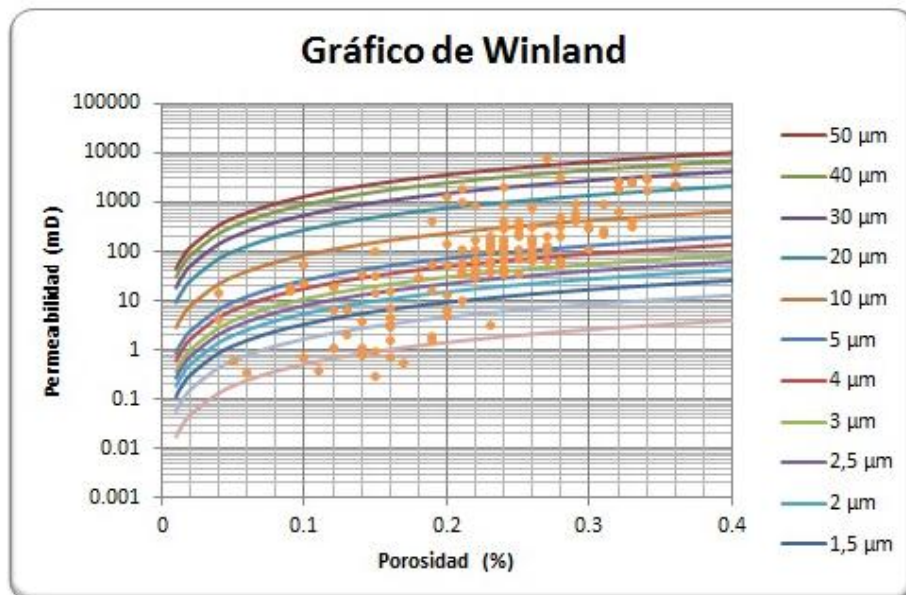
Anexo 7. Gráficos de los métodos de identificación de unidades de flujo.

Figura 1. Gráfico Relación Permeabilidad versus Porosidad.



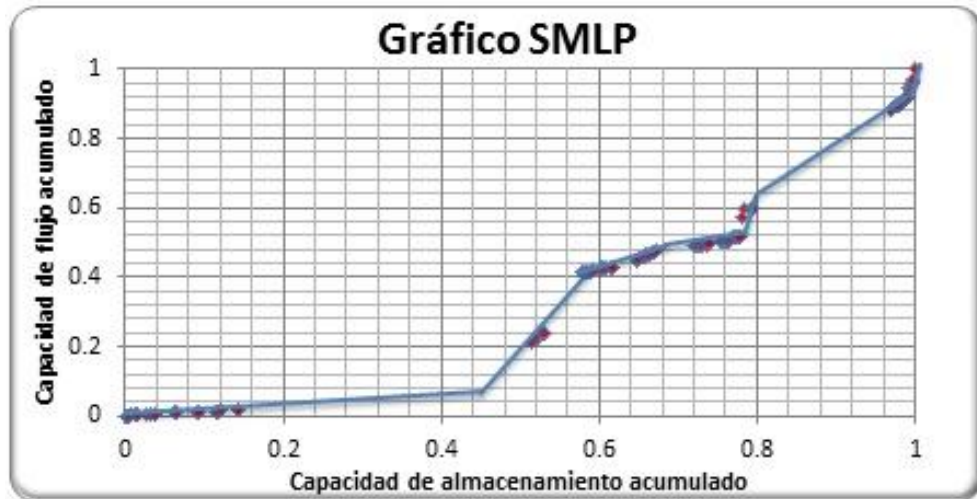
Fuente: Autores. Datos de Anexo 1.

Figura 2. Gráfico integrado de Permeabilidad vs Porosidad



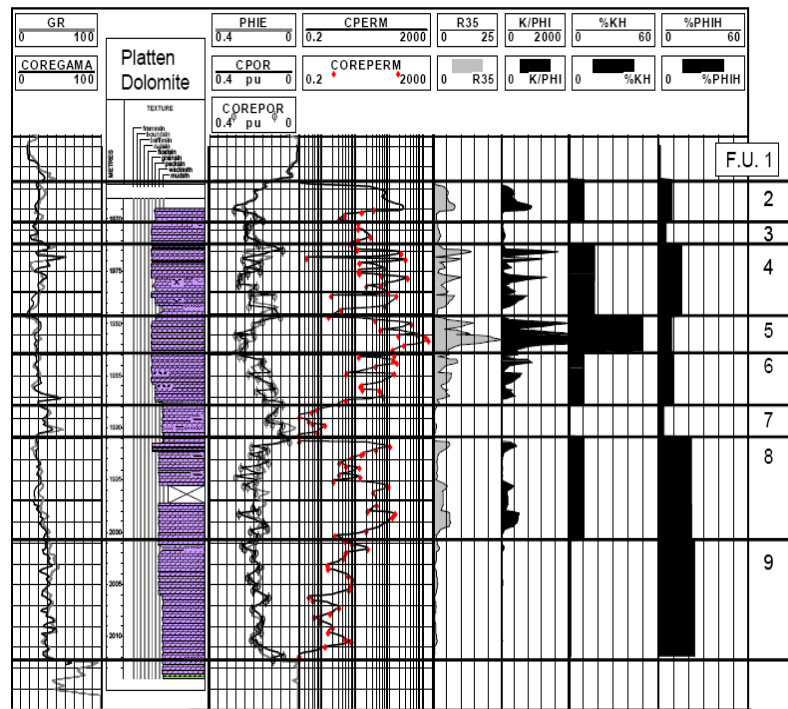
Fuente: Susilo, Agus. Permeability Prediction Based on Capillary, 2010, Paper SPE 141122. Modificado.

Figura 3. Gráfico Capacidad de flujo acumulado Vs Capacidad de almacenamiento acumulado.



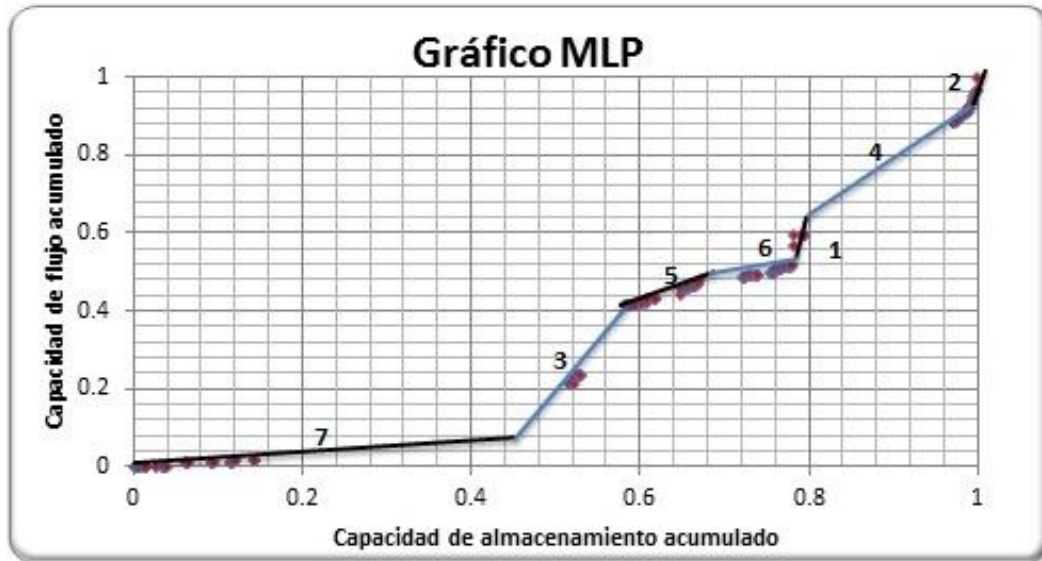
Fuente: Autores. Datos de Anexo 1.

Figura 4. StratigraphicFlowProfile.



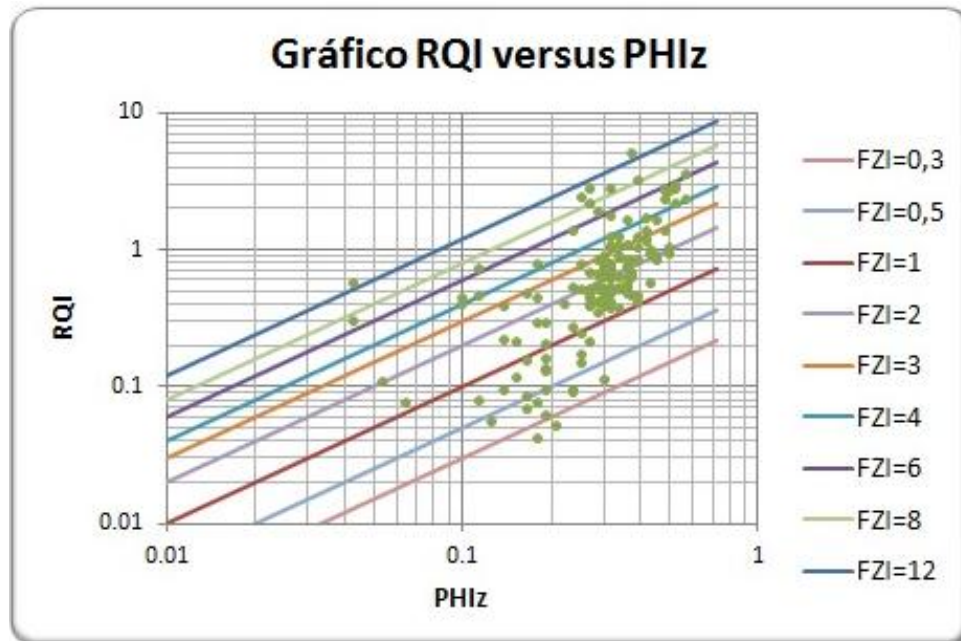
Fuente: G. W. Gunter, et al. Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method, 1997, Paper SPE 38679. p.5

Figura 5. Gráfico Capacidad de flujo acumulado Vs Capacidad de almacenamiento acumulado.



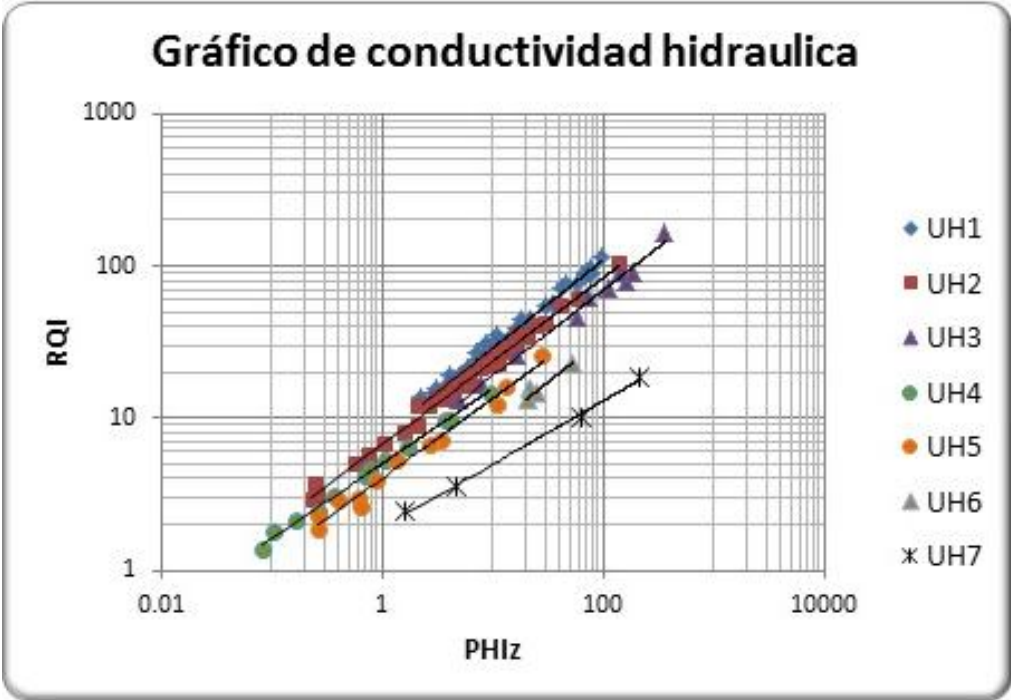
Fuente: Autores. Datos de Anexo 1.

Figura 6. Grafico RQI versus PHiz.



Fuente: Autores. Datos de Anexo 1.

Figura 7. Gráfico de permeabilidad-porosidad $(k/\phi)^{0.5}$ vs conductividad hidráulica(C).



Fuente: Autores. Datos de Anexo 1.