



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

TEMA:

**“DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL
INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL
MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE
LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN EN OPCIÓN AL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORA:

FLORES POZO JENIFFER LISET

TUTOR:

ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, Msc

La Libertad – Ecuador

2019

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

TEMA:

**“DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL
INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL
MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE
LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.”**

TRABAJO DE TITULACIÓN EN OPCIÓN AL TÍTULO DE:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORA:

FLORES POZO JENIFFER LISET

TUTOR:

ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, Msc

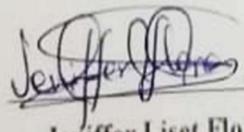
La Libertad - Ecuador

2019

DECLARACIÓN EXPRESADA

Yo, **Jeniffer Liset Flores Pozo**, con cédula de identidad **0922543327** declaro bajo juramento que el presente trabajo escrito de investigación es de mi autoría; cuyo tema titulado **“DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.”**, no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional en la Facultad de Ingeniería en Petróleo; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Por tal motivo, cedo mis derechos de propiedad intelectual sobre este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Jeniffer Liset Flores Pozo
C.I.: 0922543327

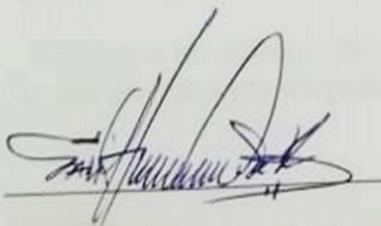


CERTIFICACIÓN DE TUTOR.

En calidad de Tutor de Tesis “DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.” desarrollada por el estudiante Flores Pozo Jeniffer Liset, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haberla dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,



Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, Msc.

C.I.: 0904349453

Docente Tutor.



CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Ing. Carlos Roberto Spencer Sandoval, PhD.

Cédula de identidad: 0900517608

Número de celular: 0997611738

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

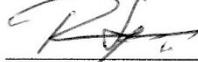
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **Determinación de unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela;** elaborado por **Flores Pozo, Jeniffer Liset** con cédula de identidad **0922543327**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Santa Elena a los once días del mes de febrero del dos mil diecinueve.

Certifica,



Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval

Ingeniero en Petróleo: SENESCYT número 8621105592

Magister en Informática Educativa: SENESCYT número 862294531

Doctor en Ciencias de la Educación: SENESCYT número 8622110185

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

La Libertad, 11 de Enero de 2019

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

002-TUTOR SAIK-2019

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.", elaborado por el (a) estudiante JENIFFER LISET FLORES POZO, egresado (a) de la CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO, de la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de INGENIERO EN PETRÓLEO, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 6% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Sadi Armando Iturralde Kure', is written over a horizontal line.

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, Msc.

C.I.:0904349453

DOCENTE TUTOR

Dirección: Vía La Libertad – Santa Elena. Teléfono: 2781738 – 2780019 telefax: 2780019
Cantón La Libertad – Ecuador Casilla postal No. 7047.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, a Dios porque sin Él nada soy, él que día a día me da la gran bendición del milagro de la vida para cumplir cada propósito en especial la culminación de este proyecto tan importante.

A mis abuelos (+) Domingo Y Claudina que en vida se convirtieron en aquellos padres que con grandes ejemplos me impulsaban a seguir con mis estudios y jamás darme por vencida.

A mi madre Mery que con su lucha diaria pude seguir adelante y hoy soy quien soy gracias a ella, por no rendirse nunca, estar con sus brazos abiertos y sus manos extendidas para levantarme en mis tantas caídas en esta etapa de mi vida.

A mi padrastro William por convertirse en el padre que necesitaba, por nunca dejarme vencer en días que no quería seguir en este camino a mi profesión.

A la universidad por abrirme sus puertas al conocimiento y preparación. También a la carrera Ingeniería en Petróleo, por brindarme este camino a la profesión.

Un gran agradecimiento al Ing. Sadi Iturralde tutor de tesis por su tiempo, dedicación y paciencia en el transcurso de la elaboración de este proyecto y con un gran aprecio y cariño a la Ing. Marllelis Gutiérrez, por enseñarme que pequeños cambios pueden hacer grandes cosas, por su tiempo, dedicación, enseñanzas de profesión y personal, ayudando a crecer mi espíritu y aprender a creer en mí.

Jeniffer Flores P.

DEDICATORIA.

A Dios por ser el creador del milagro de la vida.

A mis abuelos (+) Domingo y Claudina por ser ejemplos de lucha, sacrificio y constancia.

A mi madre Mery por su amor incondicional y lucha diaria por mí.

A mi padrastro William por sus cuidados, apoyo y a mi hermanastro William Manuel.

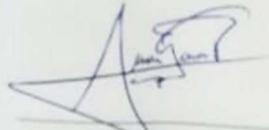
A mi prima hermana Aracelly por sus tantos consejos, por su apoyo moral y confianza incondicional en mí.

A mis amigos y personas especiales que siempre han estado pendientes en este camino importante de mi vida.

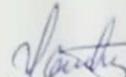
A la Universidad, a la carrera Ingeniería en Petróleo, a la directora de carrera y a mi tutor por su infinita confianza.

Jeniffer Flores P.

TRIBUNAL DE GRADO.



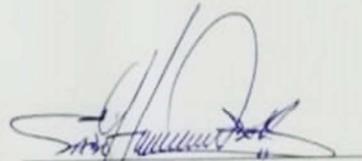
Ing. Juan Garcés Vargas, Msc.
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERIA



Ing. Marlleis Gutiérrez, PhD
DIRECTORA DE ESCUELA
INGENIERÍA EN PETROLEO

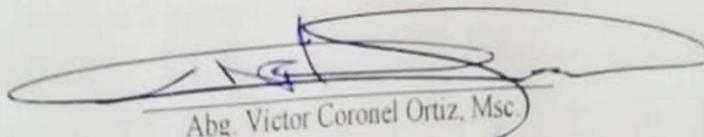


Ing. Humberto Peña, PhD.
PROFESOR DEL ÁREA



Ing. Sadi Iturralde Kure, Msc

TUTOR



Abg. Victor Coronel Ortiz, Msc.

SECRETARIA GENERAL

TABLA DE CONTENIDO

DECLARACIÓN EXPRESADA.....	iii
CERTIFICACIÓN DE TUTOR.....	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	v
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	vi
AGRADECIMIENTO	vii
DEDICATORIA.	viii
TRIBUNAL DE GRADO.....	ix
TABLA DE CONTENIDO.....	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvi
ÍNDICE DE TABLAS.	xviii
RESUMEN.....	xix
ABSTRACT	xx
INTRODUCCIÓN.	1
CAPÍTULO I.....	2
1. MARCO CONTEXTUAL.....	2
1.1 Título del proyecto.	2
1.2 Descripción del tema.	2
1.3 Planteamiento del problema.	3
1.4 Justificación.....	5
1.5 Objetivos.	5
1.5.1 Objetivo general.....	5
1.5.2 Objetivos Específicos.....	6
1.6 Alcance de la investigación.	6
CAPÍTULO II.....	7
2. MARCO TEÓRICO.	7
2.1 Unidades de flujo.....	7
2.1.1. Parámetros de las unidades de flujo.	7
2.1.2. Determinación de las Unidades de Flujo.	8
2.1.3. Método para determinar las unidades de flujo.	9
2.1.3.1. RQI (Índice de calidad del reservorio).	12

2.1.3.2.	Índice de porosidad normalizada.....	12
2.1.3.3.	Indicador de zona de flujo (FZI).	13
2.2	Petrofísica.....	14
2.2.1.	Funciones del petrofísico.	14
2.2.2.	Importancia de la información petrofísica.	15
2.2.3.	Propiedades físicas del sistema roca – fluido.....	16
2.2.3.1.	Porosidad (\emptyset).	16
2.2.3.1.1.	Tipos de Porosidad.	17
2.2.3.1.1.1.	La comunicación de sus poros.	18
2.2.3.1.1.1.1.	Porosidad Absoluta o Total.....	18
2.2.3.1.1.1.2.	Porosidad Efectiva.	18
2.2.3.1.1.2.	El origen y tiempo de deposición de las capas.	18
2.2.3.1.1.2.1.	Porosidad Primaria (intergranular).	18
2.2.3.1.1.2.2.	Porosidad Secundaria (Inducida o Vugular).....	19
2.2.3.1.1.2.2.1.	Porosidad por disolución.....	19
2.2.3.1.1.2.2.2.	Porosidad por fracturas.	19
2.2.3.1.1.2.2.3.	Porosidad por Dolomitización.	19
2.2.3.1.1.2.3.	Porosidad Total (\emptyset_t)	19
2.2.3.1.2.	Factores que afectan a la Porosidad.....	20
2.2.3.1.2.1.	Tipo de Empaque.	20
2.2.3.1.2.2.	Material Cementante.....	22
2.2.3.1.2.3.	Geometría de poro.	22
2.2.3.1.2.4.	Tipo de poro.....	23
2.2.3.1.2.5.	Orientación del grano y empacamiento.	24
2.2.3.1.2.6.	Presión de las capas suprayacentes.	24
2.2.3.1.3.	Calidad de la roca en función de la porosidad.....	25
2.2.3.1.4.	Obtención de la porosidad.....	25
2.2.3.2.	Permeabilidad (K).	26
2.2.3.2.1.	Tipos de permeabilidad.	27
2.2.3.2.1.1.	Permeabilidad Absoluta (k_a):	27
2.2.3.2.1.2.	Permeabilidad Efectiva (k_e):	27
2.2.3.2.1.3.	Permeabilidad Relativa (k_{ri}):.....	27

2.2.3.2.2.	Factores que afectan las mediciones de la permeabilidad.....	27
2.2.3.2.3.	Obtención de la permeabilidad.....	28
2.2.3.3.	Saturación de los fluidos.....	28
2.2.3.3.1.	Tipos de saturación.....	30
2.2.3.3.1.1.	Saturación Crítica de gas (S_{gc}).....	30
2.2.3.3.1.2.	Saturación residual del Aceite (S_{or}).....	30
2.2.3.3.1.3.	Saturación de Agua Irreductible (S_{wi}).....	30
2.2.3.3.2.	Factores que afectan a la saturación de fluidos.....	31
2.2.3.3.3.	Obtención de la saturación de fluidos.....	31
2.2.3.4.	Compresibilidad (C).....	32
2.2.3.4.1.	Tipos de Compresibilidad.....	33
2.2.3.4.1.1.	Compresibilidad de la matriz (Cr).....	33
2.2.3.4.1.2.	Compresibilidad de la roca (CB).....	34
2.2.3.4.1.3.	Compresibilidad de los poros (Cp).....	34
2.2.3.4.1.4.	Compresibilidad de la formación (Cf).....	35
2.2.3.4.1.5.	Compresibilidad total del Yacimiento (Ct).....	35
2.2.3.4.2.	Factores que afectan a la compresibilidad.....	36
2.2.3.4.3.	Obtención de la compresibilidad.....	36
2.2.3.5.	Tensión Interfacial (σ).....	37
2.2.3.5.1.	Tipos de interfases.....	38
2.2.3.5.2.	Factores que afectan a la tensión interfacial (TIF) y superficial (TS). 39	
2.2.3.5.3.	Obtención de la tensión interfacial (TIF) y superficial (TS).....	39
2.2.3.6.	Mojabilidad.....	40
2.2.3.6.1.	Tipos de Mojabilidad.....	40
2.2.3.6.1.1.	Mojado por agua.....	41
2.2.3.6.1.2.	Mojado por Aceite.....	42
2.2.3.6.1.3.	Mojabilidad Intermedia o Neutra.....	42
2.2.3.6.1.4.	Mojabilidad Fraccional.....	42
2.2.3.6.1.5.	Mojabilidad Mixta.....	42
2.2.3.6.2.	Factores que afectan la mojabilidad.....	43
2.2.3.6.3.	Obtención de la mojabilidad.....	43

2.2.3.7.	Capilaridad y Presión Capilar.....	44
2.2.3.7.1.	Factores que afectan a la presión capilar.....	45
2.2.3.7.2.	Obtención de la presión capilar.....	45
2.2.3.8.	Viscosidad (μ).....	46
2.2.3.8.1.	Tipos de viscosidad dependiendo del fluido.....	46
2.2.3.8.1.1.	Viscosidad del gas.....	46
2.2.3.8.1.2.	Viscosidad del Aceite.....	47
2.2.3.8.1.3.	Viscosidad del agua.....	47
2.2.3.8.2.	Tipos de viscosidad.....	47
2.2.3.8.2.1.	Viscosidad dinámica o absoluta.....	48
2.2.3.8.2.2.	Viscosidad cinemática.....	48
2.2.3.8.2.3.	Viscosidad aparente.....	48
2.2.3.8.2.4.	Viscosidad extensional.....	48
2.2.3.8.3.	Factores que afectan a la viscosidad.....	49
2.2.3.8.4.	Obtención de la viscosidad.....	49
2.2.3.9.	Tortuosidad (τ).....	50
2.2.3.9.1.	Factores que afectan a la tortuosidad.....	50
2.2.3.9.2.	Obtención la tortuosidad.....	51
2.2.4.	Perfiles o registros de pozos.....	52
2.2.4.1.	Registros eléctricos.....	52
2.2.4.1.1.	Resistividad.....	53
2.2.4.1.2.	Perfil de Potencial Espontáneo (SP).....	54
2.2.4.1.3.	Microperfil (ML).....	55
2.2.4.1.4.	Doble Lateroperfil (DLL).....	55
2.2.4.1.5.	Perfil Esférico Enfocado (SFL).....	55
2.2.4.1.6.	Perfil de Enfoque Microesferico (MSFL).....	55
2.2.4.2.	Registros radiactivos.....	56
2.2.4.2.1.	Perfil de Rayos Gamma (GR).....	56
2.2.4.2.2.	Registros de densidad.....	57
2.2.4.2.3.	Perfil de Densidad de Formación Compensada (FDC).....	57
2.2.4.2.4.	Perfil de Neutrones (NPHI).....	57
2.2.4.3.	Registros Acústicos.....	58

2.2.4.3.1.	Perfil Sónico Compensado (BHC).	58
2.2.4.3.2.	Registros en Pozos Entubado.	58
2.2.4.3.3.	Volumen de Cemento (CBL).	58
2.2.4.3.4.	Mapa de Cemento (VDL).	58
2.2.4.3.5.	Registros de Producción (PTL).	59
2.2.4.3.6.	Formation Microscanner tool, fms-cbil-emi-star-cast.	59
2.3	Yacimiento.	59
2.3.1.	Clasificación Geológica de los Yacimientos.	60
2.3.1.1.	Estratigráficos.	60
2.3.1.1.	Estructurales.	60
2.3.1.2.	Combinados:	61
2.3.2.	Clasificación de Acuerdo al Punto de Burbuja.	61
2.3.2.1.	Saturados.	61
2.3.2.2.	Subsaturados.	62
2.3.2.2.1.	Comportamiento de los yacimientos de petróleo subsaturado según su diagrama de fases.	63
2.3.3.	Clasificación de Acuerdo al Estado de los Fluidos.	64
2.3.3.1.	Petróleo negro.	65
2.3.4.	Clasificación de Acuerdo al Mecanismo de Producción.	67
2.3.5.	Clasificación de Acuerdo a Variaciones del Volumen Originalmente Disponible a Hidrocarburos.	69
2.3.6.	Método volumétrico para el cálculo de POES.	70
2.3.7.	Balance de materia.	73
CAPÍTULO III.		76
3.	METODOLOGÍA Y ANÁLISIS.	76
3.1.	Metodología de la investigación.	76
3.2.	Diseño de la investigación.	76
3.3.	Instrumentos de la investigación.	77
3.4.	Recolección y procesamiento de la información.	77
3.4.1.	Selección de los parámetros del modelo petrofísico.	78
3.4.1.1.	Propiedades del yacimiento.	78
3.4.1.2.	Tipo y calidad de roca.	80
3.4.1.2.1	Densidad de matriz de formación (pma).	80

3.4.1.2.2	Factor de formación (FF).	81
3.4.1.2.3	Coefficiente de tortuosidad (a) y factor de cementación (m).	82
3.4.1.2.4	Exponente de saturación (n).	84
3.4.1.3.	Establecer los parámetros de corte.	86
3.4.1.3.1	Determinación de permeabilidades.	87
3.4.1.3.2	Saturación de agua.	88
3.4.1.3.3	Volumen de arcilla corte.	89
3.4.1.3.4	Porosidad de la arcilla de corte.	90
3.4.1.3.5	Calcular Arena Neta Total (ANT) y Arena Neta Petrolífera (ANP).	91
3.4.1.4.	Precisar el petróleo original en sitio (POES) con el método volumétrico.	93
3.4.1.4.1	Método volumétrico.	93
3.4.1.4.2	Balance de materia.	94
3.4.1.5.	Establecer las características y la distribución de las unidades de flujo empleando el método FZI.	94
CAPÍTULO IV.		101
4.1.	Conclusiones.	101
4.2.	Recomendaciones.	103
BIBLIOGRAFÍA.		104

ÍNDICE DE FIGURAS.

FIGURA 2.1 PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO. .	8
FIGURA 2.2 GRAFICA ϕZ VS RQI, PARA DETERMINAR FZI.	14
FIGURA 2.3 REPRESENTACIÓN DE LA POROSIDAD	17
FIGURA 2.4 EMPAQUE RÓMBICO O CÚBICO.....	20
FIGURA 2.5 EMPAQUE ORTORRÓMBICO.	21
FIGURA 2.6 EMPAQUE TETRAGONAL.....	21
FIGURA 2.7 EMPAQUE ROMBOHEDRAL.....	22
FIGURA 2.8 PERMEABILIDAD EN LA ROCA	26
FIGURA 2.9 UBICACIÓN DEL AGUA IRREDUCTIBLE EN UN YACIMIENTO	31
FIGURA 2.10 TENSIÓN SUPERFICIAL ENTRE DOS LÍQUIDOS INMISCIBLES.	38
FIGURA 2.11 TIPOS DE INTERFASES.....	39
FIGURA 2.12 MOJABILIDAD.	40
FIGURA 2.13 PRESIÓN CAPILAR CONTRA SATURACIÓN DE AGUA, MUESTRA CURVAS DEL DRENE E IMBIBICIÓN.....	46
FIGURA 2.14 EFECTO DE LA PRESIÓN EN LA VISCOSIDAD DE VARIOS ACEITES	47
FIGURA 2.15 VISCOSIDAD DEL ACEITE COMO FUNCIÓN DE LA GRAVEDAD °API, A DIFERENTES TEMPERATURAS.	49
FIGURA 2.16 TORTUOSIDAD ENTRE DOS PUNTOS.....	50
FIGURA 2.17 A) TORTUOSIDAD A CONDICIONES NORMALES DE UN MEDIO POROSO B) TORTUOSIDAD CUANDO EXISTE UN INCREMENTO DE PRESIÓN Y DE LA TEMPERATURA.	51
FIGURA 2.18 REGISTRO DE RESISTIVIDAD	53
FIGURA 2.19 REGISTRO SP.....	54
FIGURA 2.20 REGISTRO GR.....	56
FIGURA 2.21 REGISTRO NPHI Y RHOB.....	57
FIGURA 2.22 CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA: ESTRATIGRÁFICO.....	60
FIGURA 2.23 CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA: ESTRUCTURAL.	60
FIGURA 2.24 CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA: COMBINADOS	61
FIGURA 2.25 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL DIAGRAMA DE PRESIÓN-TEMPERATURA.	64
FIGURA 2.26 DIAGRAMA DE FASES PARA EL PETRÓLEO NEGRO.....	65
FIGURA 2.27 DIAGRAMA DE FASES PARA EL PETRÓLEO NEGRO.....	66
FIGURA 2.28 VARIACIÓN EN EL % DE C7, DE ACUERDO A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO INICIAL.....	66

FIGURA 2.29 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL PUNTO DE BURBUJA.....	69
FIGURA 3.1 YACIMIENTOS SUB – SATURADO CON SUS 2 POZOS.	79
FIGURA 3.2 HISTOGRAMA DE MATRIZ DE FORMACIÓN	80
FIGURA 3.3 REGISTROS.	82
FIGURA 3.4 GRAFICA POROSIDAD VS FACTOR DE FORMACIÓN.	83
FIGURA 3.5 SATURACIÓN DE AGUA VS ÍNDICE DE RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN.	85
FIGURA 3.6 GRAFICA SATURACIÓN DE AGUA VS PERMEABILIDADES RELATIVAS.	87
FIGURA 3.7 GRAFICA DE SATURACIÓN DE AGUA VS RESISTIVIDAD.	88
FIGURA 3.8 SATURACIÓN DE AGUA VS VOLUMEN DE ARCILLA.	89
FIGURA 3.9 SATURACIÓN DE AGUA VS POROSIDAD.	90
FIGURA 3.10 REGISTROS.	91
FIGURA 3.11 MAPA DE ARENA NETA TOTAL (ANT).	92
FIGURA 3.12 MAPA DE ARENA NETA PETROLÍFERA (ANP).	93
FIGURA 3.13 UNIDADES DE DEL YACIMIENTO SUB -SATURADO DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.	96
FIGURA 3.14 GRAFICA LOG-LOG DE LA UNIDAD DE FLUJO DEL POZO LL-0848.	97
FIGURA 3.15 GRAFICA LOG-LOG DE LA UNIDAD DE FLUJO DEL POZO LL-0773.	97
FIGURA 3.16 GRAFICA DE LAS UNIDADES DE FLUJO.....	98
FIGURA 3.17 UNIDADES DE FLUJO EN COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.	99

ÍNDICE DE TABLAS.

TABLA 2.1 CALIDAD DE LA ROCA.....	25
TABLA 2.2 TIPOS DE MOJABILIDAD.....	41
TABLA 2.3 CONDICIONES DE MOJABILIDAD.....	43
TABLA 2.4 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL YACIMIENTO SUBSATURADO.....	63
TABLA 2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS DIFERENTES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	70
TABLA 3.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	78
TABLA 3.2 POZOS SELECCIONADOS.....	79
TABLA 3.3 DENSIDAD DE LA MATRIZ DE FORMACIÓN.....	81
TABLA 3.4 VALORES POROSIDAD Y FACTOR DE FORMACIÓN.....	82
TABLA 3.5 VALORES DE SW E ÍNDICE DE RESISTIVIDAD.....	84
TABLA 3.6 PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	85
TABLA 3.7 DETERMINACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ROCA DEL YACIMIENTO SUB-SATURADO.....	86
TABLA 3.8 VALORES DE PARÁMETROS DE CORTE.....	91
TABLA 3.9 VALORES DE ANT Y ANP.....	92
TABLA 3.10 VALORES K, PHIE,RQI, ØZ Y UNIDADES FLUJO (FZI).....	95
TABLA 3.11 UNIDADES DE FLUJO POR POZOS.....	96

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

**“DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL
INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL
MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE
LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.”**

Autora: Jeniffer Liset Flores Pozo.

Tutor: Ing. Sadi Iturralde, Msc.

RESUMEN

El siguiente proyecto determina las unidades de flujo de un yacimiento sub-saturado estableciendo la capacidad de hidrocarburo que puede almacenar un yacimiento. El objetivo general es determinar las unidades de flujo a partir del Indicador de la Zona de Flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela, dándole la importancia que merece a la petrofísica ya que esta define los parámetros necesarios para tener resultados favorables, de igual manera se hace la lectura de registros que juegan un papel fundamental para la investigación. Se seleccionaron propiedades del yacimiento sub-saturado para la elaboración del mismo, luego se establece los parámetros del modelo petrofísico para conocer el tipo, calidad de roca, densidad de matriz de formación, parámetros de corte, la arena neta petrolífera, arena neta total, conocer el Petróleo Original En Sitio (POES) a través del método volumétrico y de balance de materia. Una vez obtenidos todos los puntos necesarios se pone en marcha un modelo matemático que establece las unidades de flujo a partir del indicador de zona, este se realiza por cada pozo y profundidades.

Palabras claves: Modelo petrofísico, yacimiento sub-saturado, Unidades de flujo, Indicador de zona.

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

**“DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO A PARTIR DEL
INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI) CONSIDERANDO EL
MODELO PETROFÍSICO DE UN YACIMIENTO SUB-SATURADO DE
LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO-VENEZUELA.”**

Autora: Jeniffer Liset Flores Pozo.

Tutor: Ing. Sadi Iturralde, Msc.

ABSTRACT

The following project determines the flow units of a sub-saturated reservoir by establishing the hydrocarbon capacity a reservoir can hold. The general objective is to determine the flow units from the Flow Zone Indicator (FZI) as the petrophysical model of a sub-saturated reservoir in the Lake Maracaibo-Venezuela basin, giving the importance it deserves to petrophysics since it defines the necessary parameters to have favorable results, as well as the reading of the records that play a fundamental role for the investigation. The properties of the sub-saturated deposit were selected for the elaboration of the same, then the parameters of the petrophysical model are established to know the type, the quality of the rock, the density of the formation matrix, the cutting parameters, the net sand petroleum, the total net sand, the knowledge of the Original Petroleum in Site (POES) through the volumetric method and the material balance. Once all the points are given, a mathematical model is set up that establishes the flow units from the zone indicator, this is done for each well and depths.

Keywords: Petrophysical model, sub-saturated reservoir, flow units, zone indicator.

INTRODUCCIÓN.

Las unidades de flujo es una subdivisión del yacimiento, definida sobre las bases de características petrofísicas similares, tales como porosidad-permeabilidad y saturación de agua; es decir, se trata de un intervalo estratigráficamente continuo con una velocidad de proceso similar en el yacimiento, que mantiene el marco geológico y características de los tipos de roca.

Estas unidades sirven para tener un control de la litología, y calidad de la misma, así como para conocer las propiedades que afectan el flujo de los fluidos a través de comportamiento, es posible realizar una división del mismo en “unidades de flujo”,. además, un yacimiento de petróleo subsaturado es si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos y la presión del yacimiento es mayor al punto de burbuja.

Capítulo I: Planteamiento y formulación del problema a través del antecedente que se tiene, objetivos y justificación propuestos para el tema.

Capítulo II: Se detallan conceptos básicos de la petrofísica, la importancia, con respecto a las funciones en la determinación de las unidades de flujo, además de establecer las principales propiedades de las rocas.

Capítulo III: Se establecen la metodología que se usara para llevar a cabo la investigación cumpliendo con los objetivos planteados.

Capítulo IV: Se establecen las conclusiones y recomendaciones de acuerdo a los resultados de la investigación del proyecto.

CAPÍTULO I

1. MARCO CONTEXTUAL

1.1 Título del proyecto.

“Determinación de unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela.”

1.2 Descripción del tema.

En la industria petrolera se cumplen varios parámetros en diversas etapas para realizar exploraciones y explotaciones de un yacimiento petrolero. Esas etapas comprenden la ejecución de gran variedad de estudios técnicos, geológicos, petrofísicos además de realizar un estudio en la caracterización de yacimientos el mismo que se enfoca a obtener la información necesaria que conduzca a una explotación adecuada del mismo.

En la caracterización de yacimientos muchas veces se divide al yacimiento en zonas que tienen características geológicas y petrofísicas similares o iguales, a las cuales se les ha dado el nombre de unidades de flujo hidráulico o simplemente unidades de flujo los cuales no se pueden determinar simplemente a través de datos de análisis de núcleos, por lo tanto los métodos que se utilizan en los parámetros petrofísicos compuestos son de mayor utilidad para poder definir de manera más precisa estas unidades así poder definir el método de explotación óptimo, maximizando la recuperación minimizando gastos.

Para la determinación de las unidades del flujo en el yacimiento se llevará a cabo por medio del FZI que es un parámetro único que incorpora los atributos geológicos

de textura y mineralogía en la discriminación de distintos poros de facies geométricas (unidades hidráulicas), esta es una técnica basada en una modificación de la ecuación de Kozeny- Carmen y el concepto de radio hidráulico medio.

El FZI es correlacionado con ciertas combinaciones de las respuestas de las herramientas de registro con el que se desarrollará modelos de regresión para las predicciones de permeabilidad en intervalos o pozos tubulares y no tubulares, por lo tanto, es muy importante establecer el FZI porque ayuda a zonificar el yacimiento de acuerdo a su potencial hidráulico y establecen las unidades de flujo.

1.3 Planteamiento del problema.

En la industria petrolera existe mucha demanda de hidrocarburos por lo tanto son indispensables los estudios para un excelente manejo en los yacimientos ya que estos contienen propiedades únicas.

Debido a lo anterior es de gran importancia la determinación de las mismas las cuales se llevan a cabo mediante la precisión de los modelos petrofísicos con los parámetros necesarios ya que estudios realizados con anterioridad no han tenido éxito por lo que no se obtienen resultados esperados con el volumen de hidrocarburos, de la misma manera se da gran importancia a las unidades de flujo ya que estas son aquellas que describen la naturaleza del yacimiento con respecto a la geometría de los poros y las propiedades de la roca y que aquellas con zonas de flujo similares tendrán un carácter hidráulico también similar.

La determinación precisa de los poros de la roca o atributos de la garganta de los poros permiten controlar la distribución inicial de hidrocarburos y el fluido del flujo permitiendo una mejor descripción del yacimiento.

Las unidades de flujo es una subdivisión del yacimiento, definida sobre las bases de características petrofísicas similares, tales como porosidad-permeabilidad y saturación de agua; es decir, se trata de un intervalo estratigráficamente continuo con una velocidad de proceso similar en el yacimiento, que mantiene el marco geológico y características de los tipos de roca; estas unidades sirven para tener un control de la litología, y calidad de la misma, así como para conocer las propiedades que afectan el flujo de los fluidos a través de ellas.

Para determinar la interacción roca/fluido en el yacimiento y predecir su comportamiento, es posible realizar una división del mismo en “unidades de flujo”. El porcentaje de inlfujo de hidrocarburos en el pozo está en función del tipo de poro, geometría del poro, número y localización de las unidades de flujo presentes en el pozo y la presión diferencial entre las unidades y el pozo, además, un yacimiento de petróleo subsaturado es si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos y la presión del yacimiento es mayor al punto de burbuja.

Si el fluido se encuentra inicialmente a una presión y temperatura 3000 psi y 75 °F, respectivamente, a medida que la producción tiene lugar, la presión en el yacimiento disminuye hasta que se comienza a formar vapor en el punto de burbujeo a una presión de 2250 psi, originando 2 fases: vapor y líquido. Por debajo del punto de burbujeo aparecen burbujas o una fase de gas libre, si se continúa la disminución de la presión, continúa también la vaporización del líquido, con lo cual aumenta la cantidad de vapor y disminuye la de líquido. Dependiendo de la distribución de las fases se podrán establecer los respectivos métodos de explotación dando lugar a una mejor recuperación de hidrocarburos minimizando gastos indeseados.

1.4 Justificación.

En un estudio integrado de yacimientos, es de gran importancia establecer sus propiedades al conocer su heterogeneidad, la estructura geológica y las propiedades de las rocas; para esto se utilizan las técnicas de identificación de unidades de flujo que ofrecen 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, además de las reservas remanentes se determinan los parámetros de corte (volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y resistividad) para identificar las zonas saturadas con hidrocarburo comercialmente atractivo para su explotación.

La inclusión de un modelo petrofísico, ofrecerá información necesaria del yacimiento sub-saturado, para definir y proponer nuevas localizaciones donde se encuentren las mejores propiedades petrofísicas, minimizando la incertidumbre y aumentando el porcentaje de éxito volumétrico de estos trabajos y así poder desarrollar una metodología estándar, para identificar las unidades de flujo existentes en un yacimiento complejo, mediante la interrelación de diferentes parámetros, además del uso de diversas ecuaciones y gráficas existentes en la literatura.

1.5 Objetivos.

1.5.1 Objetivo general.

Determinar las unidades de flujo a partir del FZI considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela.

1.5.2 Objetivos Específicos.

- Caracterizar los parámetros petrofísicos del yacimiento sub-saturado con la finalidad de conocer el tipo y calidad de roca.
- Determinar los parámetros de corte que permitan cuantificar la arena neta total (ANT) y la arena neta petrolífera (ANP) para cada pozo.
- Calcular el petróleo original en sitio (POES) con el método volumétrico.
- Establecer las características y la distribución de las unidades de flujo empleando el método FZI de un yacimiento petrolero.

1.6 Alcance de la investigación.

Determinar las unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo (FZI) tomando en cuenta la caracterización petrofísica de un yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO.

2.1 Unidades de flujo.

Las unidades de flujo son una subdivisión del yacimiento, definida sobre las bases de características petrofísicas similares, es decir, se trata de un intervalo estratigráficamente continuo con una velocidad de proceso similar en el yacimiento, que mantiene el marco geológico, mineralogía, estructuras sedimentarias, los contactos de las capas y la naturaleza de las barreras de porosidad-permeabilidad, saturación de agua y características de los tipos de roca. (Castañeda, 2010).

Las unidades de flujo también son llamadas unidades hidráulicas las que están relacionadas con la distribución de facies geológicas, pero no necesariamente coinciden con los límites de facies, de esta manera, las unidades hidráulicas no son verticalmente contiguas. (Amaefule, 1993).

2.1.1. Parámetros de las unidades de flujo.

Los parámetros que se utilizan para distinguir las unidades de flujo son:

- 1) Permeabilidad.
- 2) Calidad y capacidad de flujo (kh).
- 3) Porosidad.
- 4) Distribución del tamaño de poro.
- 5) Presión capilar.
- 6) Relación de permeabilidades vertical y horizontal.
- 7) Saturación de aceite.
- 8) Estructuras sedimentarias.

- 9) Litología.
- 10) Tamaño de grano.

2.1.2. Determinación de las Unidades de Flujo.

Las unidades de flujo se logran mediante la integración de la información provista por los análisis de núcleos (convencionales y especiales) con los registros de pozos a partir de los cuales se determinan las propiedades petrofísicas de importancia tales como permeabilidad y porosidad; el comportamiento de producción de un yacimiento va a estar gobernado por la calidad de la roca. Esta calidad de roca se sustenta fundamentalmente en el parámetro k/Φ . (Windt, 2005)

La identificación de una unidad de flujo se basa principalmente en la determinación de la relación espacio poroso/garganta de poro la cual controla no solo la distribución de fluidos sino también la capacidad de flujo (transmisibilidad) del medio poroso. (Amaefule, 1993).

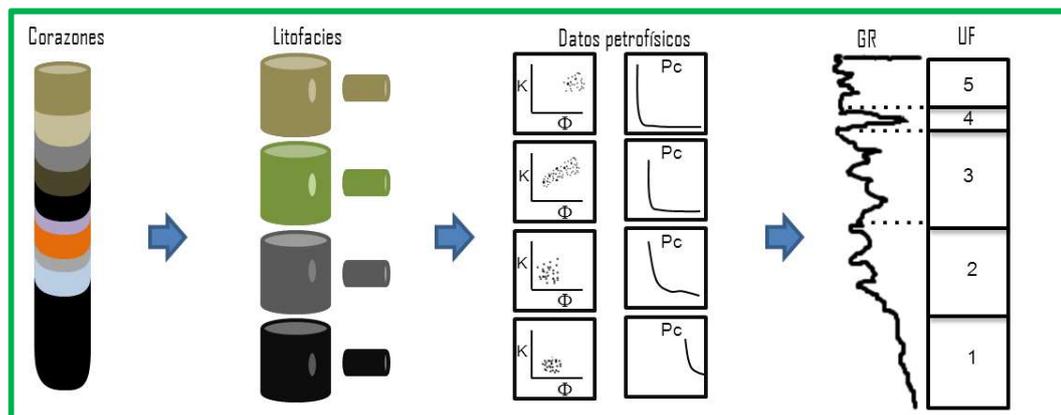


Figura 2.1 Proceso de identificación de Unidades de Flujo.

Fuente: (Vélez & Álvarez, 2011)

2.1.3. Método para determinar las unidades de flujo.

La calidad hidráulica de una roca es controlada por la geometría de los poros. Esto es una función de la mineralogía, es decir: el tipo, la abundancia, morfología y ubicación, además la textura: es decir, tamaño de grano, forma del grano, clasificación y embalaje.

Estos atributos geológicos a menudo indican la existencia de unidades de roca distintas con atributos de pasos de poros similares. La determinación de estos atributos es centrar a la zonificación precisa de depósitos en unidades con propiedades hidráulicas similares.

El concepto de la unidad de radio medio hidráulico (r_{mh}) es la clave para aclarar las unidades hidráulicas y relativa porosidad, la permeabilidad y la presión capilar.

$$r_{mh} = \frac{\text{Área seccional cruzada}}{\text{Perímetro mojado}} = \frac{\text{Volumen abierto al flujo}}{\text{Área de superficie mojada}} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Para un tubo capilar circular, cilíndrica:

$$r_{mh} = \frac{r}{2} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Al recurrir al concepto del radio medio hidráulico, Kozeny y Carmen consideran la roca del yacimiento estar compuesto de un haz de tubos capilares. Luego aplicaron las leyes de Poiseuille y Darcy para derivar una relación (Ecuación. 2.3) entre la porosidad y la permeabilidad.

$$k = \frac{\phi_e r^2}{8\tau^2} = \frac{\phi_e}{2\tau^2} \left(\frac{r}{2}\right)^2 = \frac{\phi_e r^2 mh}{2\tau^2} \quad \text{Ec. 2.3}$$

El radio medio hidráulico (r_{mh}) se puede relacionar con el área superficial por unidad de volumen de grano (S_{gv}) y la porosidad efectiva (ϕ_e) esto resulta:

$$S_{gv} = \frac{2}{r} \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) = \frac{1}{r_{mh}} \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad \text{Ec. 2.4}$$

Sustituyendo la ecuación. 4 para r_{mh} en la ecuación. 3, Kozeny y Carmen obtuvieron la siguiente relación:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left[\frac{1}{2\tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde k es en μm^2 y ϕ_e es una fracción.

La forma generalizada de la relación Kozeny-Carmen está dado por la Ecuación. 6.

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad \text{Ec. 2.6}$$

donde K está dada en μm^2 y S_{gv} en μm^{-1} . S_{gv} es conocida como la superficie específica la cual se define como la superficie intersticial del material por unidad de volumen, ϕ_e es la porosidad efectiva la cual es obtenida a partir de la integración núcleo-perfil, τ es la tortuosidad del medio poroso F_s es un factor de forma geométrico. Entre este grupo de variables, la superficie específica tiene un papel preponderante sobre la conductividad hidráulica del medio.

El termino $F_s \tau^2$ clásicamente se ha denominado como la constante de Carmen-Kozeny. Para una óptima y uniforme, y las rocas no consolidadas, Carmen y Leverett calculan el valor de este término en alrededor de 5. Sin embargo, Rose y Bruce demostraron que este término ($F_s \tau^2$) Podría variar de 5 a 100 en las rocas

reales del yacimiento. Desafortunadamente, no hay forma de determinar la constante de Kozeny a partir de registros de pozo (Amaefule, 1993).

La cuestión de la variabilidad de la constante Kozeny se aborda de la siguiente manera. Dividiendo ambos lados de la ecuación 2.6 por porosidad (ϕ_e) y tomando la raíz cuadrada de ambos lados resultados en:

$$0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right] \left[\frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right] \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

k = permeabilidad absoluta, en μm^2 .

ϕ_e = porosidad efectiva, en fracción.

F_s = factor de forma, adimensional.

τ = tortuosidad, adimensional.

S_{gv} = superficie por unidad de volumen de grano, en μm^{-1} .

Dentro del método para determinar las unidades de flujo se tiene la calidad del yacimiento el mismo que es un parámetro petrofísico compuesto, por lo que se puede definir como una medida íntimamente relacionada con las unidades hidráulicas existentes en la roca.

Entonces se da por entendido que las ecuaciones modificadas de Kozeny -Carmen ayudan a determinar los siguientes parámetros como son: índice de calidad de yacimiento (**RQI**), índice de porosidad normalizada (**Fz**) e indicador de zona de flujo **FZI**.

2.1.3.1. RQI (Índice de calidad del reservorio).

El RQI indica con la facilidad y cantidad que un fluido puede ser recuperado de una unidad. Cuando se tienen rocas relativamente homogéneas, con buenas Capacidades de almacenamiento y de flujo, normalmente se puede garantizar que la calidad de ellas es excelente. Para ciertos estudios a cada unidad de flujo del yacimiento se le asigna un valor de RQI. (Meza, 2013)

El índice de calidad del yacimiento (RQI) relaciona la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta con la siguiente ecuación:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde:

RQI = Índice de calidad del yacimiento o reservorio, expresado en micrómetros (μm).

K = permeabilidad absoluta, en md.

ϕ_e = Porosidad efectiva, en fracción.

2.1.3.2. Índice de porosidad normalizada.

ϕ_z es definido como el volumen de radio del poro entre la relación volumen a medida de peso.

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad \text{Ec. 2.9}$$

2.1.3.3. Indicador de zona de flujo (FZI).

Es un parámetro único, que incorpora atributos geológicos y petrofísicos, tales como tamaño y forma de los granos, área superficial expuesta del medio poroso y tortuosidad, y a su vez correlaciona las respuestas de las herramientas de registros para el desarrollo.

FZI (μm), designado como el indicador de zona de flujo, está dada por:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad \text{Ec. 2. 10}$$

De acuerdo con las ecuaciones (2.7) y (2.10), la ecuación (2.7) puede ser escrita como:

$$RQI = \phi_z FZI \quad \text{Ec. 2. 11}$$

Aplicando logaritmos a la ecuación (2.11) se obtiene:

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad \text{Ec. 2. 12}$$

La ecuación (2.12) indica que en coordenadas log-log se obtendrá una línea recta con pendiente unitaria (45°) cuando se grafica RQI vs ϕ_z , como se indica en la Figura 2.2. Basado en el desarrollo previo, RQI puede ser calculado en un pozo con núcleos y por consiguiente FZI. (Amaefule, 1993)

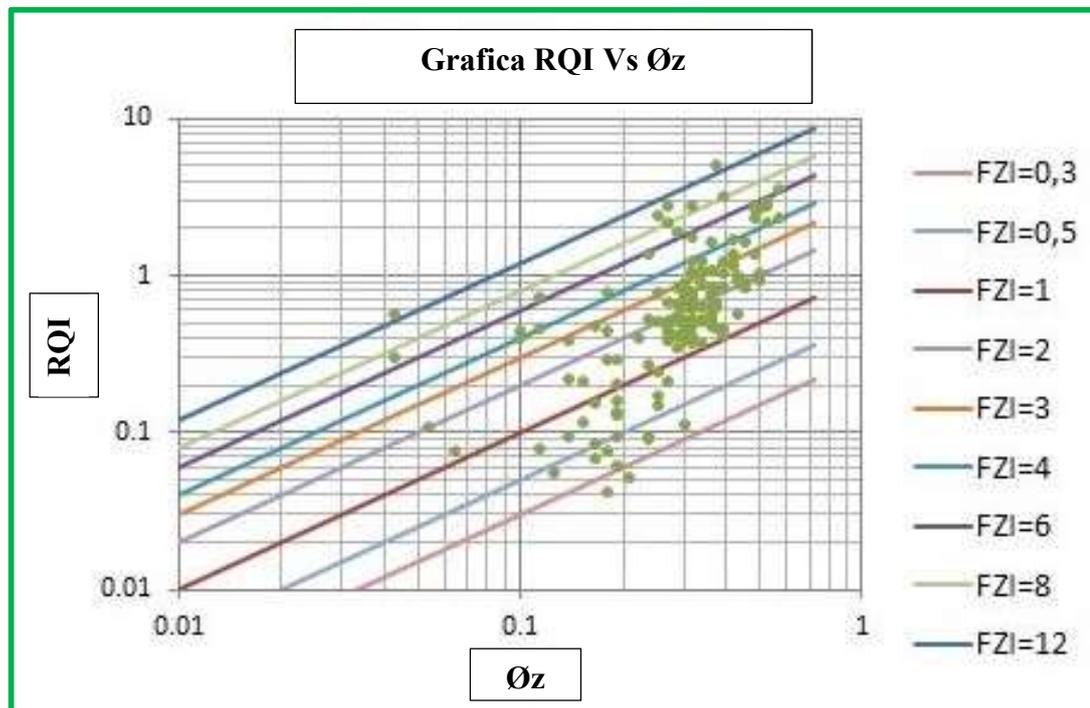


Figura 2.2 Gráfica Øz vs RQI, para determinar FZI.

Fuente: (Vélez & Álvarez, 2011)

2.2 Petrofísica.

Se encarga de caracterizar las propiedades físicas de las rocas en conjunto con la geología, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca, las características de los fluidos contenidos y producidos por los yacimientos y sus diferentes formaciones geológicas. También estudia la interacción de las rocas con los fluidos (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas) que contiene, mediante la integración del entorno geológico, análisis de núcleos y las historias de producción de los yacimientos.

2.2.1. Funciones del petrofísico.

La función principal es estudiar las propiedades físicas de la roca matriz estableciendo la mineralogía, textura, porosidad, uniones intergranulares y fracturas

de la formación. El conocimiento detallado de las características de la roca y el comportamiento de los fluidos, permiten optimizar el drenaje de los yacimientos, ya que estas propiedades proporcionan información como son la:

- 1) Porosidad (ϕ).
- 2) Permeabilidad (K).
- 3) Compresibilidad (C).
- 4) Mojabilidad (W).
- 5) Arcillosidad.
- 6) Saturaciones de fluidos(S).
- 7) Presión Capilar (P_c).
- 8) Tensión Interfacial (σ).
- 9) Viscosidad (μ).
- 10) Tortuosidad (τ).

Todas estas propiedades son importantes para el desarrollo de la explotación de un reservorio.

2.2.2. Importancia de la información petrofísica.

La información dada por los registros eléctricos, permiten conocer los parámetros importantes del yacimiento, además los análisis de los núcleos especiales y convencionales son imprescindibles para determinar las propiedades petrofísicas de las rocas. Para iniciar la determinación de las propiedades del yacimiento es necesario conocer aquellos aspectos petrofísicos que debe poseer una roca para convertirse en almacén de hidrocarburos y sea económicamente explotable.

2.2.3. Propiedades físicas del sistema roca – fluido.

Las rocas sedimentarias están representadas por gravas, conglomerados, arena, arenisca, arcilla, lutita, caliza, dolomita, yeso, anhidrita y sal gema. Estas rocas se derivan de las rocas ígneas y de las metamórficas por medio de la acción desintegradora de varios agentes como el viento, el agua, los cambios de temperatura, organismos, las corrientes de agua, las olas, y por acción de sustancias químicas disueltas en el agua.

En base a lo antes expuesto, ellas constituyen las grandes cuencas donde se han descubierto los yacimientos y campos petrolíferos del mundo. De la acumulación de datos teóricos y aplicaciones prácticas, tanto en el laboratorio como en trabajos de campo, se ha logrado catalogar una variedad de propiedades, constantes y relaciones acerca de las rocas que componen los estratos geológicos, muy importantes para el estudio de yacimientos. (Angel, 2011).

2.2.3.1. Porosidad (\emptyset).

Es el espacio o volumen poroso sobre el volumen total de roca, es expresada en fracción o porcentaje. La porosidad de hidrocarburos se refiere a aquella parte de la porosidad que contiene hidrocarburos es decir la porosidad total multiplicada por la fracción de volumen de poro que contiene hidrocarburos.

Para un yacimiento productivo, la porosidad debe ser excelente para almacenar un volumen apreciable de hidrocarburos, por lo que se establece como un parámetro muy importante en las rocas productivas.

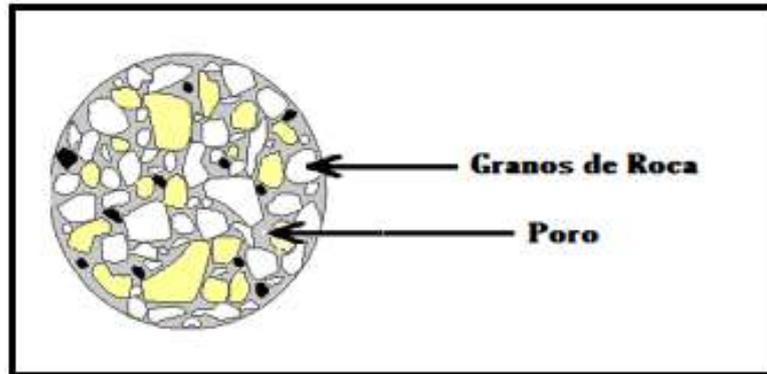


Figura 2.3 Representación de la porosidad

Fuente: (Meza, 2013)

La ecuación general es:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ec. 2. 13}$$

Donde:

\emptyset = Porosidad, parámetro adimensional, que se expresa en fracción o en porcentaje.

V_p = Volumen de poros total.

V_t = Volumen de roca.

2.2.3.1.1. Tipos de Porosidad.

La porosidad se clasifica dependiendo de la capacidad de conectar espacios porosos dentro de la roca, las que se clasifican de dos maneras según:

2.2.3.1.1.1. La comunicación de sus poros.

2.2.3.1.1.1.1. Porosidad Absoluta o Total.

Considera el volumen total de poros, que estén o no estén interconectados, es decir el volumen total poroso.

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen de la roca}} \quad \text{Ec. 2. 14}$$

2.2.3.1.1.1.2. Porosidad Efectiva.

Considera como volumen poroso solamente los poros conectados entre sí, siendo ésta la que permite medir las estimaciones de petróleo y gas en sitio. La diferencia entre ambas se denomina porosidad no efectiva.

$$\phi_e = \frac{\text{Vol de poros interconectados} + \text{vol. poros sin salida}}{\text{Volumen de la roca}} \quad \text{Ec. 2. 15}$$

2.2.3.1.1.2. El origen y tiempo de deposición de las capas.

2.2.3.1.1.2.1. Porosidad Primaria (intergranular).

Es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o deposición del estrato. Los poros formados en esta forma son intersticios de granos individuales de sedimento. Es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas (Detríticas o Clásticas) y calizas Oolíticas (NoDetríticas), formándose empaques del tipo cúbico u ortorrómbico.

2.2.3.1.1.2.2. Porosidad Secundaria (Inducida o Vugular).

Es aquella que se formó debido a un proceso geológico o geoquímico subsecuente a la deposición de los sedimentos.

Esta porosidad puede clasificarse en:

2.2.3.1.1.2.2.1. Porosidad por disolución.

Se presenta en rocas cuyos intersticios están formados por soluciones de algunas porciones solubles de roca contaminada.

2.2.3.1.1.2.2.2. Porosidad por fracturas.

Originadas en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.

2.2.3.1.1.2.2.3. Porosidad por Dolomitización.

Proceso mediante el cual las calizas se convierten en dolomitas, las cuales son más porosas. Los empaques de granos que presentan las rocas con porosidad secundaria son en general del tipo rombohedral, sin embargo, en rocas calcáreas es frecuente encontrar sistemas porosos de configuración compleja. (Yajamin, 2010)

2.2.3.1.1.2.3. Porosidad Total (\emptyset_t)

Corresponde a los llamados "yacimientos de doble porosidad", y no es más que la suma de la porosidad primaria más la porosidad secundaria.

2.2.3.1.2. Factores que afectan a la Porosidad.

2.2.3.1.2.1. Tipo de Empaque.

El empaque geométrico es la forma en la que los granos que forman la roca se agrupan. Todos los granos son esféricos y del mismo tamaño (sistema ideal). La porosidad se reduce cuando el tamaño de los empaques geométricos no es uniforme.

Si modificamos la disposición espacial de las esferas, podemos obtener los siguientes 4 tipos de empaque: (Yajamin, 2010)

- 1) **Rómbico o cúbico:** Es el arreglo de mínima compactación por lo que presenta la mínima porosidad. Los ejes entre las esferas forman entre sí ángulos de 90° , y mantienen una porosidad de 47.6 %.

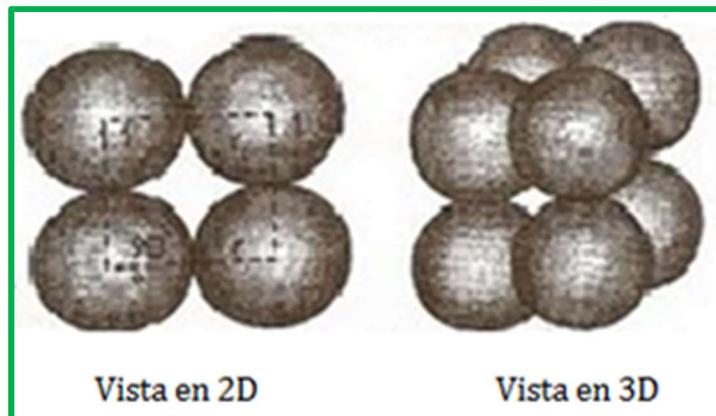


Figura 2.4 Empaque Rómbico o cúbico.

Fuente: (Yajamin, 2010)

- 2) **Ortorrómbico:** Presenta una porosidad del 39.54%, esta disminución en la porosidad se debe a una reducción en el volumen poroso del sistema, ya que parte de las esferas ocupan un volumen que anteriormente se encontraba vacío. Los ejes forman ángulos entre sí de 60° en un plano y 90° en otro plano.

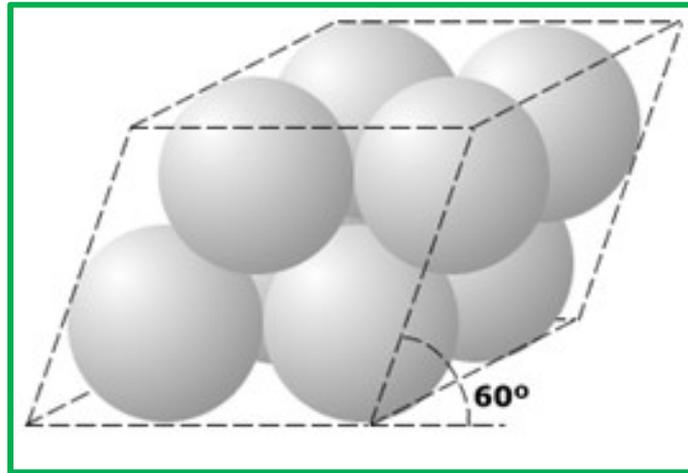


Figura 2.5 Empaque Ortorrómbico.

Fuente: (Yajamin, 2010)

- 3) **Tetragonal:** Los ejes de las esferas forman en todos los sentidos ángulos entre sí de 60° , aplicando las propiedades geométricas se obtiene una porosidad de 30.2 %.

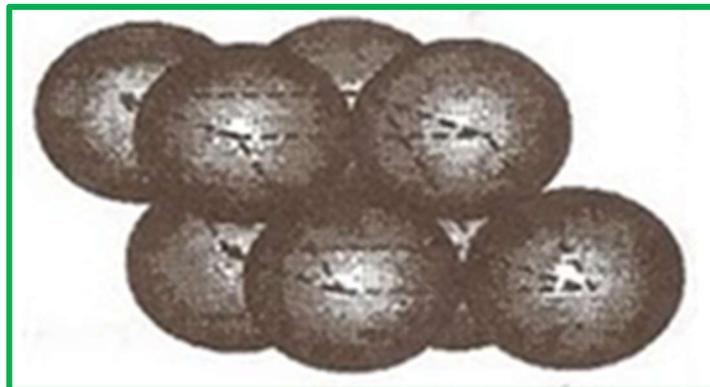


Figura 2.6 Empaque Tetragonal.

Fuente: (Yajamin, 2010)

- 4) **Rombohedral:** Este tipo de empaque es el arreglo de máxima compactación por su configuración geométrica, teniendo como porosidad 25.9%

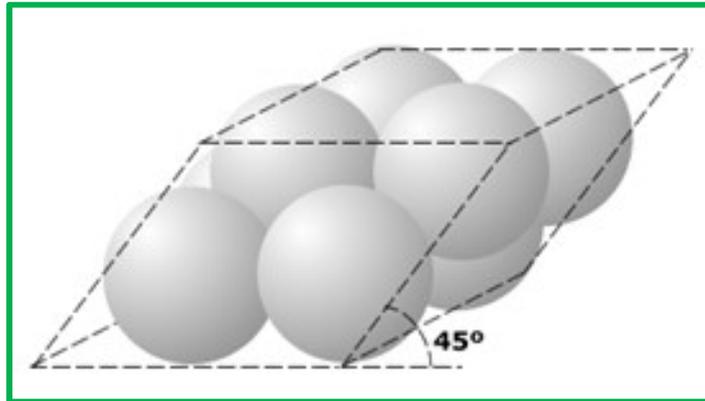


Figura 2.7 Empaque Rombohedral.

Fuente: (Yajamin, 2010)

2.2.3.1.2.2. Material Cementante.

Los granos que conforman la matriz de la roca se encuentran unidos entre sí por material cementante, el cual se encuentra compuesto principalmente por sílice (Si_2), carbonato de calcio (CaCO_3) y arcilla. La presencia de material cementante afecta la firmeza y compactación de la roca, por lo tanto, afecta la porosidad de la misma. A medida que aumenta la cantidad de material cementante, la porosidad del sistema disminuye, debido a que este material se aloja en los espacios disponibles para la acumulación de fluidos. Por esta razón, la porosidad de arenas no consolidadas (las cuales presentan poca cantidad de material cementante) es mucho mayor que la porosidad de arenas altamente consolidadas o compactadas. (Yajamin, 2010)

2.2.3.1.2.3. Geometría de poro.

La geometría de poro es definida por el ambiente sedimentario y procesos diagenéticos a través de procesos físicos y químicos posteriores al depósito de los sedimentos. Estos procesos operan de diferente manera en cada facies según sus diferentes componentes minerales originales.

Uno de los parámetros más influyente en el flujo de los fluidos es la geometría de las gargantas de los poros que depende de la geometría del poro la misma que es la geometría del empacamiento de los granos. Estas propiedades de las rocas sedimentarias influyen directamente y de manera importante en la porosidad y en la permeabilidad de las mismas.

La geometría de los poros está controlada por la mineralogía estos son: tipo, abundancia y ubicación de cada mineral, además de la textura como: tamaño, forma, empaquetamiento y tipo de los granos. La combinación de estas propiedades permite distinguir rocas con similares propiedades petrofísicas relacionadas al transporte de fluidos que podrían llegar a ser consideradas como unidades de flujo.

Se ha determinado que cada unidad de flujo puede llegar a contener varios tipos de facies, las cuales poseerán un contenido mineralógico, texturas depositacionales y aspectos petrofísicos muy parecidos.

2.2.3.1.2.4. Tipo de poro.

Para poder identificar las unidades de flujo se debe identificar los tipos de roca que posean propiedades y características geológicas similares. Para una clasificación e identificación de rocas se deben distinguir tipos de poro que se caractericen por tener algún tipo característico de canal, los cuales deben observar las siguientes propiedades petrofísicas para ser clasificados dentro de un mismo grupo:

- 1) **Forma y tamaño del cuerpo del poro.** Este aspecto se determina mediante el uso de un microscopio electrónico de barrido (scanner).
- 2) **Tamaño de garganta de poro.** Se determina a través de análisis de presión capilar.

- 3) **Relación de aspecto.** Es la relación entre el cuerpo de poro y la garganta de poro. Este parámetro es un controlador fundamental del desplazamiento de hidrocarburos.
- 4) **Número de coordinación.** Número de gargantas de poro que interceptan a cada poro.
- 5) **Arreglo poroso.** Es el detalle de la distribución de los poros de una muestra, algunas rocas poseen poros de considerables tamaños como para poder transportar aceite o gas a través de ellos y conducirlos hasta los pozos productores, pero también existen otras con poros de tamaños tan pequeños como son las arcillas y las lutitas, en las cuales los fluidos pierden su movilidad aún bajo la acción de las fuerzas moleculares, esto determina la capacidad de una roca para retener aceites o gases y promover su acumulación.

2.2.3.1.2.5. Orientación del grano y empaquetamiento.

Los factores más importantes que controlan la orientación de los granos es el régimen de transporte que los acarreo y los procesos de compactación. La compactación también altera radicalmente el empaquetamiento de los granos, ya que los carbonatos son particularmente propensos a la disolución por presión.

La información necesaria para caracterizar o modelar petrofísicamente un yacimiento proviene de extractos de roca del fondo del pozo y registros, estos núcleos y perfiles miden las características más importantes con la información.

2.2.3.1.2.6. Presión de las capas suprayacentes.

Otro de los factores que afecta la porosidad es la compactación mecánica originada por la presión de sobrecarga, la cual es ejercida por el peso de las capas suprayacentes de la roca. A medida que aumenta la profundidad, la presión ejercida por la columna de sedimentos aumenta, esto genera una fuerza que tiende a

deformar los granos y reducir el volumen de espacios vacíos, por lo tanto, se origina una reducción en la porosidad. (Rendon, 2010).

2.2.3.1.3. Calidad de la roca en función de la porosidad.

La porosidad de las formaciones varía dependiendo del tipo de roca, para las carbonatas su porosidad es cero, para las areniscas varía de 10% a 15% cuando están bien compacta y cuando no lo están su porosidad puede ser mayor a 30%; finalmente, las lutitas pueden tener una porosidad mayor al 40%. (Yajamin, 2010)

La calidad de la roca en el yacimiento puede ser determinada en función a la porosidad, como se observa a continuación:

Tabla 2.1 Calidad de la roca.

<i>Calidad de la roca</i>	<i>\emptyset (%)</i>
Muy satisfactorio	>20
Satisfactorio	15-20
Regular	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Fuente: (Yajamin, 2010)

2.2.3.1.4. Obtención de la porosidad.

Para poder determinar la porosidad de la roca de un yacimiento existen dos procesos diferentes: análisis de núcleos e interpretación de registros de pozos. El análisis de núcleos es el procedimiento más utilizado para cuantificar la porosidad y es un método directo, en el que se analizan grandes o pequeñas porciones de la roca. Con los registros de pozos se obtiene de manera indirecta el valor de la porosidad.

2.2.3.2. Permeabilidad (K).

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos, esta propiedad de la roca es muy importante porque controla el movimiento: dirección y gasto de flujo de los fluidos en la formación. (Meza, 2013)

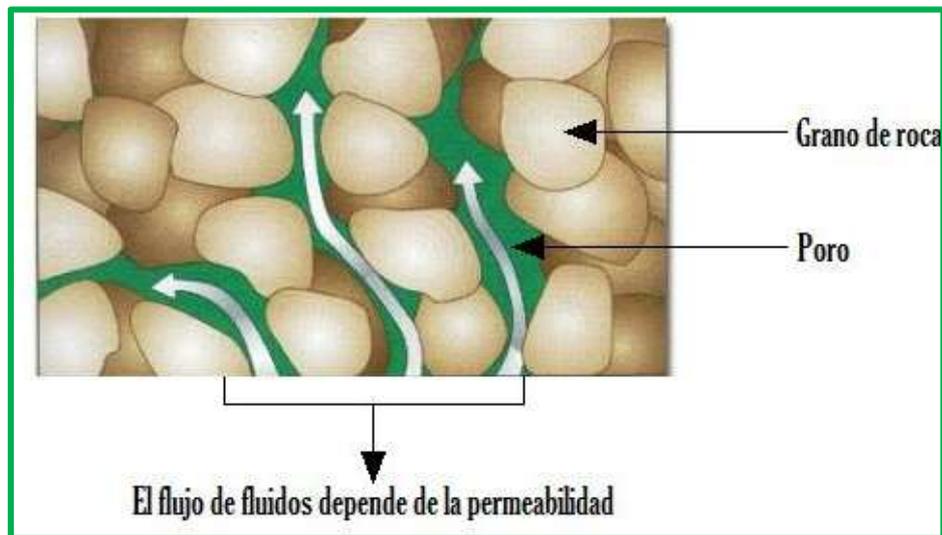


Figura 2.8 Permeabilidad en la roca

Fuente: (Meza, 2013)

La permeabilidad se expresa así:

$$K = \frac{q\mu dL}{A dP} \quad \text{Ec. 2. 16}$$

Donde:

k = Permeabilidad (darcys)

q = Tasa de flujo (barriles)

A = Área de la sección transversal total (ft^2)

μ = Viscosidad del fluido (centipoises)

dL = Longitud de la muestra (ft)

dP = Diferencial de Presiones (psi)

2.2.3.2.1. Tipos de permeabilidad.

2.2.3.2.1.1. Permeabilidad Absoluta (k_a):

Cuando existe una sola fase, la cual satura 100% el medio poroso.

2.2.3.2.1.2. Permeabilidad Efectiva (k_e):

Cuando existe más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente.

2.2.3.2.1.3. Permeabilidad Relativa (k_{ri}):

Se refiere a la relación entre la efectiva y la absoluta.

Esta también está en función de la saturación del fluido (i = petróleo, gas o agua) y siempre será igual o menor a la unidad. (Angel, 2011)

2.2.3.2.2. Factores que afectan las mediciones de la permeabilidad.

Los factores que afectan la permeabilidad absoluta se les puede clasificar en tres grupos: los relacionados con la roca, los termodinámicos y los mecánicos.

- Los factores relacionados con la roca o factores naturales, como son sus características internas, estructuras porosas o algunos otros aspectos de la roca que genera la variación del tamaño y forma de los granos, la arcillosidad y la cementación.
- Los factores termodinámicos que afectan a la permeabilidad básicamente consisten en los efectos debido a la temperatura.

- Los factores mecánicos están relacionados con los esfuerzos a los que es sometida la roca, así como a la presión de confinamiento.

Los factores que afectan a la permeabilidad relativa, dependen considerablemente de la saturación de fluidos; aunque existen otros parámetros que pueden llegar a afectar a la permeabilidad relativa, como la mojabilidad, la temperatura, la viscosidad, la tensión interfacial y los gastos de desplazamiento.

2.2.3.2.3. Obtención de la permeabilidad.

Existen tres técnicas principales para determinar el valor de la permeabilidad que son: pruebas de pozo, correlaciones empíricas y análisis de núcleos. Existen varios tipos de pruebas de pozo, pero todas involucran la medición de un cierto gasto del fluido en movimiento desde el yacimiento hasta el pozo, con lo que se determina una permeabilidad promedio, a diferencia de los análisis de núcleos que permiten tener un valor directo y puntual de la permeabilidad. Las correlaciones también permiten determinar la permeabilidad, basadas en datos obtenidos con anterioridad, estas correlaciones son de gran utilidad cuando se carece de muestras de núcleos y las condiciones no son aptas para realizar una prueba de pozo. (Meza, 2013)

2.2.3.3. Saturación de los fluidos.

La saturación cuantifica la cantidad de fluidos que se encuentran contenidos en el espacio poroso, es decir; la distribución que se tiene en el espacio poroso de los tres fluidos propios de un yacimiento, que son: agua, aceite y gas.

Por eso la saturación inicial es definida como la fracción del espacio poroso ocupado por aceite, gas o agua, sea la clave para la determinación de las reservas iniciales.

La saturación se puede definir como la fracción, o porcentaje, del volumen de poros ocupado por un fluido en particular que puede ser agua, gas o aceite.

La expresión general es:

$$\text{Saturación de un fluido} = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. 2. 17}$$

El volumen de poros en la ecuación es el volumen poroso efectivo.

De la ecuación se derivan las ecuaciones de saturación para cada uno de los fluidos como son agua, gas o aceite.

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. 2. 18}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. 2. 19}$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec. 2. 20}$$

Por lo tanto, si las saturaciones se expresan en fracción, la suma de las tres debe de ser igual a uno.

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad \text{Ec. 2. 21}$$

2.2.3.3.1. Tipos de saturación.

2.2.3.3.1.1. Saturación Crítica de gas (S_{gc}).

Los hidrocarburos en el yacimiento son sometidos a altas presiones y temperaturas; bajo estas condiciones todo el gas se encuentra disuelto en un aceite bajo saturado. Cuando se inicia la producción del aceite, la presión del yacimiento comienza a disminuir y si disminuye hasta el límite de solubilidad (punto de burbuja), el gas comienza a liberarse, y la saturación de gas se incrementa a la vez que la presión del yacimiento continúa disminuyendo.

2.2.3.3.1.2. Saturación residual del Aceite (S_{or}).

Se puede definir de 2 maneras las cuales son:

- 1) Indica que es la saturación de aceite que queda en el yacimiento después de que se concluye algún proceso de recuperación primaria o secundaria;
- 2) Se puede definir como la saturación final de aceite en una muestra de roca al término de un desplazamiento de aceite por gas o agua en el laboratorio; así mismo, también se puede indicar que es la mínima saturación de aceite que existe en el yacimiento a condiciones originales.

2.2.3.3.1.3. Saturación de Agua Irreductible (S_{wi}).

Se define como la saturación mínima de agua presente en el medio poroso al descubrirse el yacimiento.

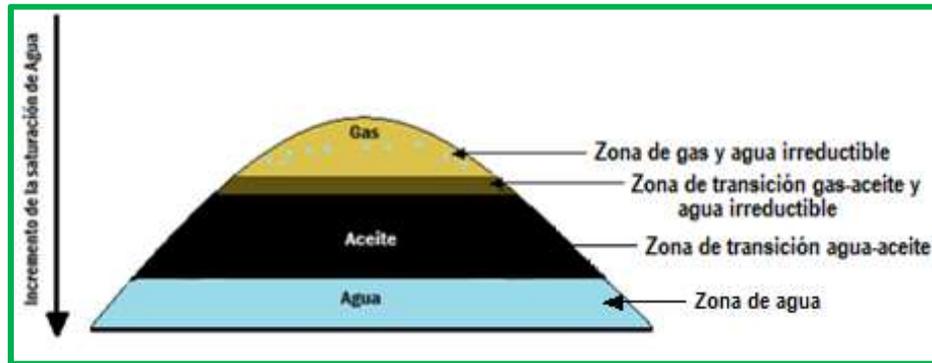


Figura 2.9 Ubicación del agua irreductible en un yacimiento

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.3.2. Factores que afectan a la saturación de fluidos.

La saturación de fluidos está relacionada directamente con los factores que influyen en la porosidad de la roca, por lo que la selección en la variación del tamaño de grano, tiene un gran impacto en la saturación de fluidos.

Las condiciones de presión y temperatura en las que se encuentra el yacimiento, son factores que influyen en la saturación de fluidos, si el yacimiento es de aceite bajo saturado, la saturación de gas no existe, solo hay aceite y agua, en comparación con un yacimiento de aceite saturado en el que existe gas, aceite y agua.

Si el yacimiento se encuentra conectado por una falla a un acuífero, la saturación de agua va a compensar la producción de hidrocarburos, haciendo que la saturación de agua se incremente mientras que la saturación de ellos disminuye.

2.2.3.3.3. Obtención de la saturación de fluidos.

La saturación de fluidos se determina en pequeñas muestras de roca a través de un núcleo completo recién sacado del pozo o preservado, que contenga los fluidos existentes en el yacimiento.

Existen otros procedimientos de laboratorio para determinar la saturación de fluidos, por ejemplo, cuando una muestra de roca es utilizada para obtener otras propiedades como la presión capilar que normalmente se relaciona con la saturación de fluidos, por lo que es necesario conocerla a medida que se realizan pruebas de comportamiento capilar.

La saturación de fluidos también puede ser determinada indirectamente por medio de la interpretación cuantitativa de registros geofísicos de pozo. (Meza, 2013)

2.2.3.4. Compresibilidad (C).

Se puede definir como la capacidad que tiene un material para reducir su volumen al aplicársele una presión determinada a temperatura constante. Se expresa en la siguiente ecuación:

$$C = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. 2. 22}$$

Donde:

C = Compresibilidad, expresada en psi^{-1}

V = Volumen en ft^3

P = Presión en psi , todo esto a una temperatura constante en $^{\circ}\text{C}$ o $^{\circ}\text{F}$.

Mientras los fluidos son extraídos del yacimiento, se presenta un cambio en la presión interna de la formación, lo que da lugar a un aumento en la presión ejercida sobre la roca. Este cambio en la presión de sobrecarga genera la compactación de la estructura de la roca. Esta compactación produce un cambio en el volumen de grano, de poros y de la roca.

La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro se conoce como la presión efectiva de sobrecarga. Durante las operaciones que causan caídas de presión, la presión interna de poro decae y de ahí que la presión efectiva de sobrecarga se incremente, esto provoca que el espacio poroso se reduzca y por lo mismo también su porosidad. (Meza, 2013)

2.2.3.4.1. Tipos de Compresibilidad.

Existen tres tipos de compresibilidad que se deben distinguir en la roca:

2.2.3.4.1.1. Compresibilidad de la matriz (Cr).

Que se define como el cambio que existe en el volumen del material sólido de la roca respecto al cambio de presión.

Se expresa así:

$$C_r = - \frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial v_r}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. 2. 23}$$

Donde:

Cr = Compresibilidad de la matriz, expresada en psi^{-1}

Vr = Volumen de sólidos en ft^3

P = Presión en psi , todo esto a una temperatura constante.

2.2.3.4.1.2. Compresibilidad de la roca (CB).

Se define como el cambio que existe en el volumen de la roca cuando existe un cambio de presión.

Se puede expresar así:

$$C_B = - \frac{1}{V_B} \left(\frac{\partial v_B}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. 2. 24}$$

Donde:

C_B = Compresibilidad de la roca, expresada en psi^{-1}

V_B = Volumen de roca en ft^3 .

P = Presión en *psi*, todo esto a una temperatura constante.

2.2.3.4.1.3. Compresibilidad de los poros (Cp).

Se define como el cambio que existe en el volumen de poros cuando existe un cambio de presión.

Se puede expresar así:

$$C_p = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial v_p}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. 2. 25}$$

Donde:

C_p = Compresibilidad de los poros, expresada en psi^{-1}

V_p = Volumen de los poros en ft^3 .

P = Presión del poro en *psi*, todo esto a una temperatura constante.

2.2.3.4.1.4. Compresibilidad de la formación (C_f).

Debido a que la compresibilidad de la matriz es muy pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros o de la roca, no se toma en cuenta, por lo que la compresibilidad de la formación, se expresa en términos del volumen poroso.

$$C_f = C_p = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial v_p}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. 2. 26}$$

2.2.3.4.1.5. Compresibilidad total del Yacimiento (C_t).

Para poder obtener la compresibilidad total del yacimiento, o sea la compresibilidad del sistema roca-fluidos, es necesario tener en cuenta los fluidos que se encuentran contenidos en la roca, por lo que, tanto las saturaciones como la compresibilidad de cada uno de los fluidos, son datos requeridos.

La compresibilidad total del yacimiento se expresa así:

$$C_t = S_g C_g + S_o C_o + S_w C_w + C_f \quad \text{Ec. 2. 27}$$

Las saturaciones de gas, aceite y agua, son expresadas en fracción y las compresibilidades de la misma, respectivamente.

2.2.3.4.2. Factores que afectan a la compresibilidad.

Una vez establecidos los tipos de compresibilidad de la roca, esta propiedad está altamente ligada con las características de la roca, en mayor medida con la porosidad, por lo que determina que todos aquellos factores que afectan a la porosidad por consecuencia afectan a la compresibilidad de la roca.

Cuando se trata de la compresibilidad total del yacimiento, existen otros factores que pueden llegar a tener influencia:

- 1) Tipo de roca.
- 2) Tipo de fluidos contenidos en el yacimiento.
- 3) La saturación que exista de estos fluidos, muchas veces en el yacimiento no hay presencia de gas, lo que provoca que no se considere la compresibilidad del gas en el cálculo de la compresibilidad total.

2.2.3.4.3. Obtención de la compresibilidad.

La compresibilidad de la roca se determina de la variación del volumen de la roca como un todo, de la materia como son los granos que la compone y/o de los poros o huecos que contienen, con respecto al esfuerzo efectivo de compresión a que se sujete.

La compresibilidad de mayor interés para el estudio de yacimientos de hidrocarburos es la que se determina con la variación del volumen de poros, dado que es mucho mayor en magnitud que las otras, la misma que se puede determinar variando la presión interior o de poro y/o variando la presión de confinamiento exterior; siendo la variación de presión de confinamiento exterior la que brinda mejores resultados porque se alcanza rápidamente un estado de equilibrio.

La compresibilidad se determina principalmente en laboratorios, analizando muestras de roca (núcleos). Uno de los métodos más usados consiste en saturar 100% a la muestra con un líquido y someterla a incrementos de presión externa y medir los volúmenes de líquido expulsado de ella. (Meza, 2013)

2.2.3.5. Tensión Interfacial (σ).

Un yacimiento petrolero contiene tres fluidos: agua, gas y aceite a diferentes saturaciones y distribuciones, pero cuando se tiene un sistema con un solo fluido se considera que sólo un tipo de fuerzas se encuentra actuando entre la roca y el fluido, por lo que su estudio no es muy complejo. Entonces en un sistema que contiene varios fluidos es muy importante el estudio de las fuerzas actuantes, ya que no solo es un tipo de fuerzas, son al menos tres fuerzas actuando, que son las de la interacción entre los fluidos y entre los fluidos con la roca, estas fuerzas son las que fundamentan propiedades del sistema roca-fluidos, como la tensión interfacial.

Los fluidos presentes en el yacimiento son inmiscibles a las condiciones del subsuelo (presión y temperatura altas). Cuando estos fluidos se encuentran en contacto, están separados por una interfaz gas-aceite, gas-agua y aceite-agua. A esta interfaz se le denomina tensión interfacial o tensión superficial, dependiendo de los fluidos en contacto. Cuando se refiere al contacto o fuerzas superficiales que existen entre un gas y un líquido se usa el término tensión superficial, y cuando se considera el contacto entre dos líquidos inmiscibles, el término utilizado es el de tensión interfacial. (Yajamin, 2010)

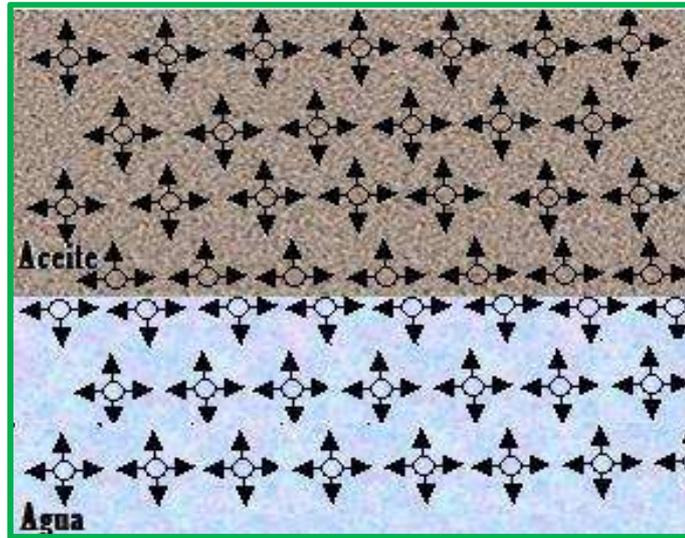


Figura 2.10 Tensión superficial entre dos líquidos inmiscibles.

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.5.1. Tipos de interfases.

Como ya está definido la tensión interfacial y la superficial se presentan por la interacción que existe entre dos fases. El lugar en el que dos fases se juntan, se denomina interfaz y es también la frontera entre ellas.

La interfaz está definida como la región del sistema donde las propiedades fisicoquímicas se modifican. Las interfases pueden definirse según el tipo de estado de agregación de las fases que separa, estas pueden ser:

- 1) Interfase líquido-gas.
- 2) Interface líquido-líquido.
- 3) Interfase sólido-líquido.
- 4) Interface sólido-gas.
- 5) Interface sólido-sólido.

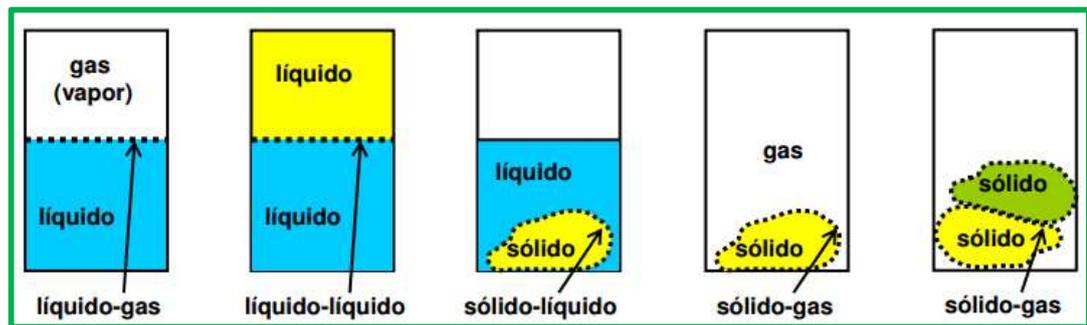


Figura 2.11 Tipos de interfases

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.5.2. Factores que afectan a la tensión interfacial (TIF) y superficial (TS).

La presión y la temperatura son los factores de mayor afectación en la TIF y TS, debido que el gas, el aceite y el agua coexisten en el yacimiento a altas presiones y temperaturas. La tensión superficial generalmente disminuye cuando se produce un incremento en la presión y temperatura. A medida que la temperatura incrementa, la agitación molecular también aumenta, por lo que se produce un decremento en los valores de TS. Lo mismo sucede, cuando se tienen presiones elevadas, la fase gaseosa empieza de disolverse en la fase líquida, por lo que la TS se reduce. (Yajamin, 2010)

El comportamiento que tiene la tensión interfacial entre el agua y el aceite ante los cambios de presión y temperatura, no son tan bien comprendidos, a diferencia de la TS.

2.2.3.5.3. Obtención de la tensión interfacial (TIF) y superficial (TS).

Las técnicas utilizadas para realizar la medición tanto de la tensión interfacial (TIF) como de la tensión superficial (TS) son en esencia las mismas. Existe una amplia variedad de técnicas experimentales para la determinación de la TS y la TIF, pero

todas estas derivan de la utilización de un instrumento llamado tensiómetro. Este instrumento simplemente mide la fuerza. (Meza, 2013)

2.2.3.6. Mojabilidad.

La mojabilidad es la tendencia que tiene un fluido a esparcirse sobre la superficie de un sólido en presencia de otro fluido, además está en función de todas las fuerzas combinadas en el sistema roca- fluido del yacimiento, tiene fuerte influencia en muchas otras características, como son: la distribución de fluidos en el yacimiento, la presión capilar y la permeabilidad relativa, de tal manera, la mojabilidad tiene un gran impacto en la producción de hidrocarburos.

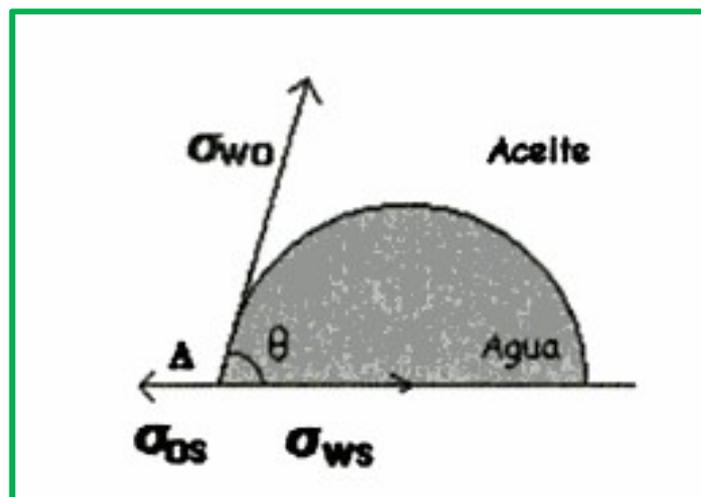


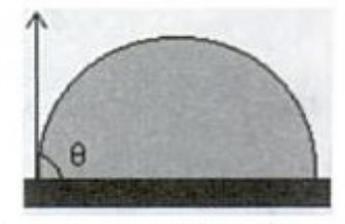
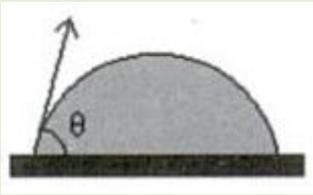
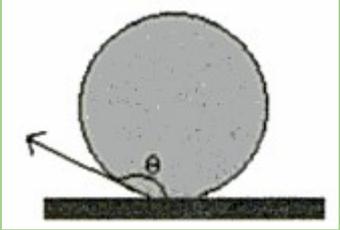
Figura 2.12 Mojabilidad.

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.6.1. Tipos de Mojabilidad.

Los tipos de mojabilidad en un yacimiento petrolero dependen de las características que se tengan tanto de los fluidos como de la roca almacenadora.

Tabla 2.2 Tipos de mojabilidad.

$\Theta=90^\circ$	<p>Roca con humectabilidad neutra: lo que significa que el sólido no presenta preferencia por agua o aceite.</p>	
$\Theta < 90^\circ$	<p>Roca hidrófila (humectable al agua): el agua tenderá a entrar a entrar más en contacto con la superficie sólida que el aceite.</p>	
$\Theta > 90^\circ$	<p>Roca oleófila (humectable al petróleo): la gota de agua se contrae para evitar el contacto el sólido.</p>	

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.6.1.1. Mojado por agua.

La superficie de la roca tiene preferencia mayor por el agua que por el aceite, de ahí que los hidrocarburos se encuentren confinados en el centro de los poros y que estos no cubran la superficie de la roca.

2.2.3.6.1.2. Mojado por Aceite.

El aceite se encuentra en contacto con la superficie de la roca y el agua se encuentra en medio de los poros, lejos de los sólidos.

2.2.3.6.1.3. Mojabilidad Intermedia o Neutra.

La superficie de la roca puede ser mojada por agua o aceite, lo que genera también un ángulo de contacto que está dado por un equilibrio de fuerzas, el ángulo θ varía entre $75 - 105^\circ$.

2.2.3.6.1.4. Mojabilidad Fraccional.

También, llamada mojabilidad dálmata, ya que los sólidos en algunos de los poros se encuentran mojados por agua y en algunos otros poros la superficie de la roca se encuentra mojada por aceite, esto ocurre cuando la superficie de la roca está compuesta por varios minerales, teniendo así distintas propiedades mineralógicas y químicas, que producen la variación de la mojabilidad.

2.2.3.6.1.5. Mojabilidad Mixta.

Se presenta cuando los poros más pequeños se encuentran ocupados por agua y los sólidos son mojados por ella, mientras que el aceite moja preferentemente a los sólidos relacionados a los poros grandes interconectados.

Tabla 2.3 Condiciones de mojabilidad.

<i>Condiciones de mojabilidad.</i>	<i>Ángulo de contacto (θ).</i>
Altamente mojado por agua.	0-30
Moderadamente mojado por agua.	30-75
Mojabilidad neutra.	75-105
Moderadamente mojado por aceite.	105-150
Altamente mojado por aceite.	150-180

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.6.2. Factores que afectan la mojabilidad.

Los factores que afectan a la mojabilidad son las características que posean los fluidos y la litología en la que se encuentran como también existen otros factores como son:

- 1) La presión.
- 2) Temperatura del yacimiento.
- 3) Efecto del filtrado de lodo durante la perforación.

2.2.3.6.3. Obtención de la mojabilidad.

La mojabilidad puede ser estudiada de dos diferentes maneras cualitativa y cuantitativa.

Los métodos cualitativos son inferidos indirectamente de otras mediciones, como las curvas de presión capilar o las curvas de permeabilidad relativa, estos métodos pueden llegar a ser poco eficientes cuando se tienen cambios muy pequeños en la mojabilidad.

Los métodos cuantitativos, son métodos de medición directa, donde la mojabilidad es medida de una muestra de roca del yacimiento, usando los fluidos propios del yacimiento. Los más comúnmente usados son: la medición del ángulo de contacto, la prueba de Amott y el método de “The U.S. Bureau of Mines (USBM)”.

El método del ángulo de contacto es el método más directo, ya que mide el ángulo de contacto en una representación de la superficie de la roca del yacimiento con los fluidos del yacimiento. Para los otros dos métodos, la mojabilidad es evaluada con base a diversas características de la muestra de roca. Para fines prácticos y de manera general los rangos del ángulo de contacto para detectar la mojabilidad son: entre 0 y 70° se considera mojado por agua, de 110 a 180° indica una superficie mojado por aceite, y por último si el ángulo de contacto está entre 70 y 110° indica una mojabilidad intermedia o neutra. (Meza, 2013)

2.2.3.7. Capilaridad y Presión Capilar.

La capilaridad ocurre en el medio poroso por las dimensiones capilares que tienen los poros. Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran en contacto en el medio poroso, existe una diferencia de presiones entre los dos fluidos, esta diferencia está muy relacionada a la curvatura de la interfaz que separa a los fluidos. La diferencia que existe entre las presiones de los fluidos se denomina presión capilar (P_c).

Las fuerzas capilares se producen por la combinación de diversos efectos como las tensiones interfacial y superficial, el tamaño de poro, su geometría y la mojabilidad existente en el sistema. Las fuerzas capilares son importantes porque en el proceso de desplazamiento de fluidos, especialmente durante los procesos de recuperación secundaria.

Esta misma se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Ec. 2.28

Donde:

P_c= presión capilar.

P_{nm}= Presión del fluido no mojante.

P_m= Presión del fluido mojante.

2.2.3.7.1. Factores que afectan a la presión capilar.

Los factores que afecta a la presión capilar son:

- 1) Material litológico.
- 2) Tipo de porosidad que existe en el yacimiento.
- 3) Tamaño y la geometría de los poros.

También la permeabilidad, la mojabilidad, la saturación y la distribución de fluidos pueden ser otros factores que la afecten.

2.2.3.7.2. Obtención de la presión capilar.

La medición de la presión capilar se encuentra sujeta a dos tipos de procesos denominados: drene e imbibición. En la imbibición, la fase mojante desplaza a la fase no mojante, mientras que en el drene la fase no mojante desplaza a la fase mojante. Estos procesos generan dos curvas de presión capilar, la de imbibición y la de drene. (Meza, 2013)

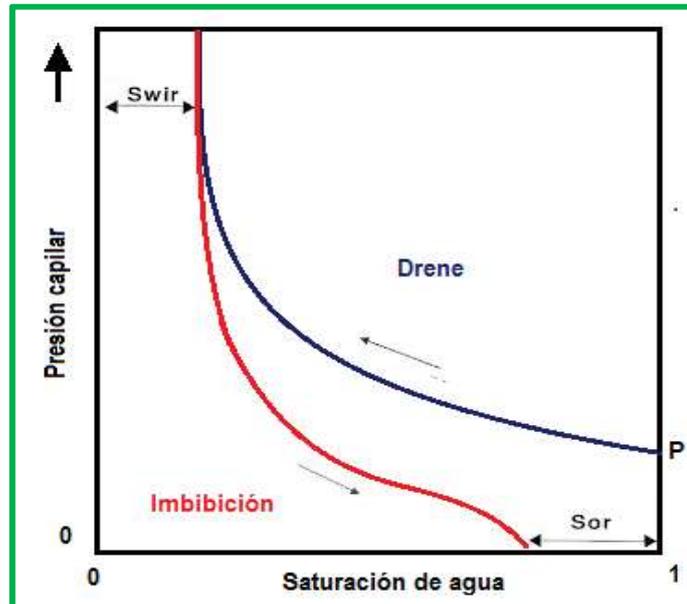


Figura 2.13 Presión capilar contra saturación de agua, muestra curvas del drene e imbibición.

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.8. Viscosidad (μ).

La viscosidad es la capacidad de un fluido que tiene para moverse, es un parámetro característico de los fluidos, que determina el flujo de fluidos en el medio poroso, la tendencia a fluir varía dependiendo del tipo de fluido.

2.2.3.8.1. Tipos de viscosidad dependiendo del fluido.

2.2.3.8.1.1. Viscosidad del gas.

La viscosidad del gas natural depende de su composición, es afectada por la presión y la temperatura, su viscosidad es menor que la del agua y del aceite. En un líquido, la viscosidad disminuye cuando aumenta la temperatura, pero en un gas, la viscosidad aumenta cuando aumenta la temperatura.

2.2.3.8.1.2. Viscosidad del Aceite.

La viscosidad del aceite es afectada por la presión, la temperatura, y el factor más importante, por la cantidad de gas en solución.

2.2.3.8.1.3. Viscosidad del agua.

La viscosidad del agua disminuye cuando hay un incremento de temperatura, también la salinidad influye aumentándola. A diferencia de la viscosidad del gas y del aceite, esta no varía significativamente con la variación de presión. La viscosidad del agua varía de 0.3 a 0.8 cp en el yacimiento.

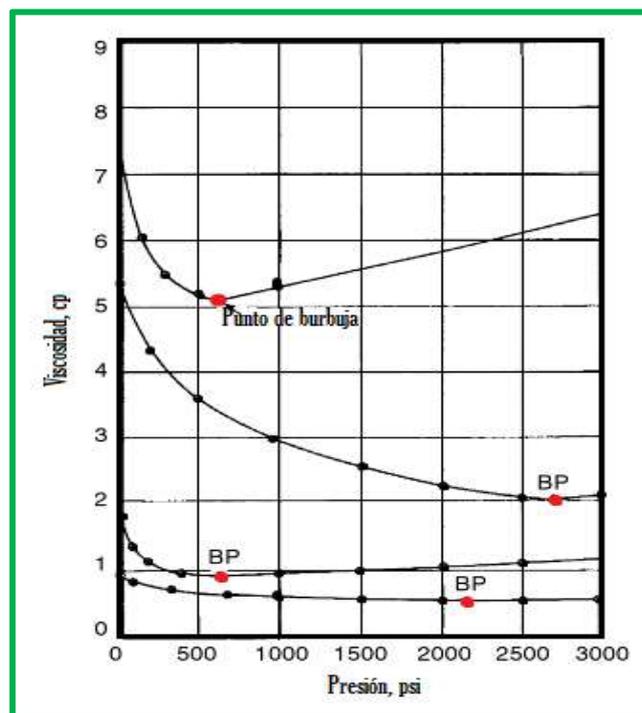


Figura 2.14 Efecto de la presión en la viscosidad de varios aceites

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.8.2. Tipos de viscosidad.

Existen cuatro tipos de viscosidad: la viscosidad dinámica, la viscosidad cinemática, la viscosidad aparente y la viscosidad extensional.

2.2.3.8.2.1. Viscosidad dinámica o absoluta.

Es una propiedad de los fluidos que indica la mayor o menor resistencia que estos ofrecen al movimiento de sus partículas cuando son sometidos a un esfuerzo cortante. Esta misma depende en gran importancia de la temperatura, disminuyendo al aumentar ésta.

2.2.3.8.2.2. Viscosidad cinemática.

Esta se relaciona la viscosidad dinámica con la densidad del fluido.

$$v = \frac{\mu_f}{\rho_f} \quad \text{Ec. 2.29}$$

Donde:

V = Viscosidad cinemática y se expresa generalmente en centistokes,

μ_f = Viscosidad del fluido en cp.

P_f = Densidad del fluido en g/cm^3 o lb/ft^3 .

2.2.3.8.2.3. Viscosidad aparente.

La viscosidad aparente, es el cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación para fluidos de comportamiento no lineal.

2.2.3.8.2.4. Viscosidad extensional.

Es la viscosidad que presenta un fluido no newtoniano cuando se aplica un esfuerzo de tracción sobre él. Presenta la relación entre el esfuerzo y la velocidad de deformación en el eje que se produzca.

2.2.3.8.3. Factores que afectan a la viscosidad.

La viscosidad de los fluidos también se ve afectada cuando ciertos elementos varían, los mismos que son: presión, temperatura y composición. La viscosidad del aceite depende de la cantidad de gas en solución, la misma que depende de la presión del yacimiento, cuando el aceite es muy viscoso requiere de mucha más energía para poder fluir a través del medio poroso, por lo que la recuperación del aceite es mucho menor.

2.2.3.8.4. Obtención de la viscosidad.

La viscosidad de un gas natural puede ser medida en el laboratorio, pero la práctica más común es la utilización de datos empíricos y gráficas. La viscosidad del aceite, cuando sólo se conoce el valor de la gravedad API del tanque de almacenamiento y la temperatura del yacimiento, se utilizan estimaciones como las de la figura 2.15, pero la manera más eficaz es la medición en laboratorio con un viscosímetro a temperatura y presión del yacimiento.

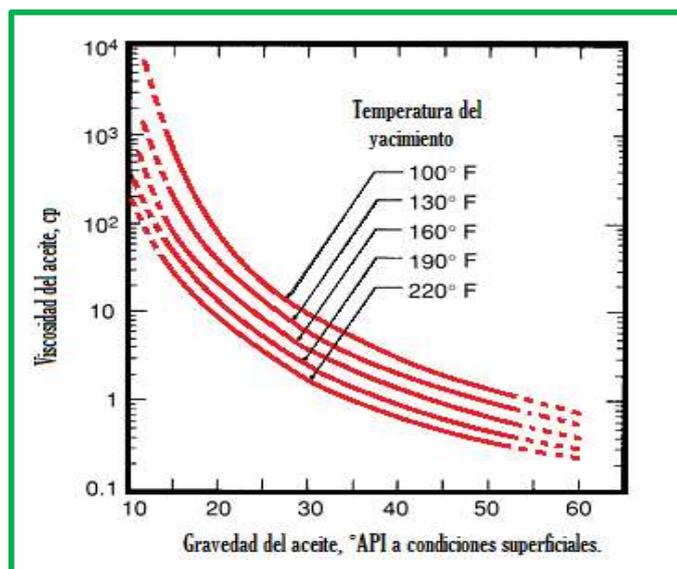


Figura 2.15 Viscosidad del aceite como función de la gravedad °API, a diferentes temperaturas.

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.9. Tortuosidad (τ).

Cuando los fluidos son producidos migran a través de la roca del yacimiento al pozo, es decir desde un punto de mayor energía hasta uno de menor energía. La ruta por la que viajan los fluidos dentro del medio poroso es muy diferente de un camino recto, la geometría del espacio poroso lo hace sinuoso o curvilíneo.

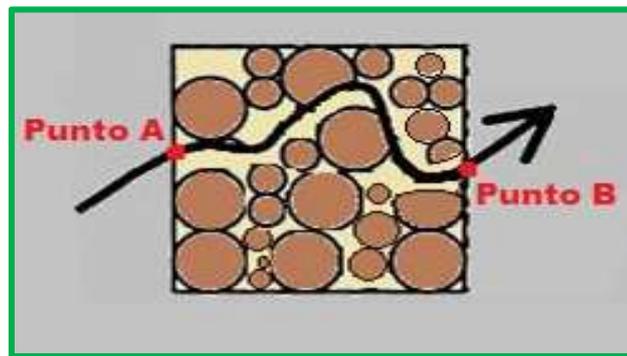


Figura 2.16 Tortuosidad entre dos puntos.

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.9.1. Factores que afectan a la tortuosidad.

Los principales factores que afectan a la tortuosidad son: la distribución del tamaño y la selección de granos, la porosidad efectiva, la variación del tamaño de garganta de poro, la forma de los granos, el grado de cementación.

La tortuosidad también es afectada por la mojabilidad existente en la roca, así como por la variación de temperatura, ya que el aumento de ésta produce una expansión de los minerales, lo que lleva a la reducción de la garganta de poro, además de la compresión que existe en el yacimiento por los efectos de la presión, dando como resultado que incremente la tortuosidad.

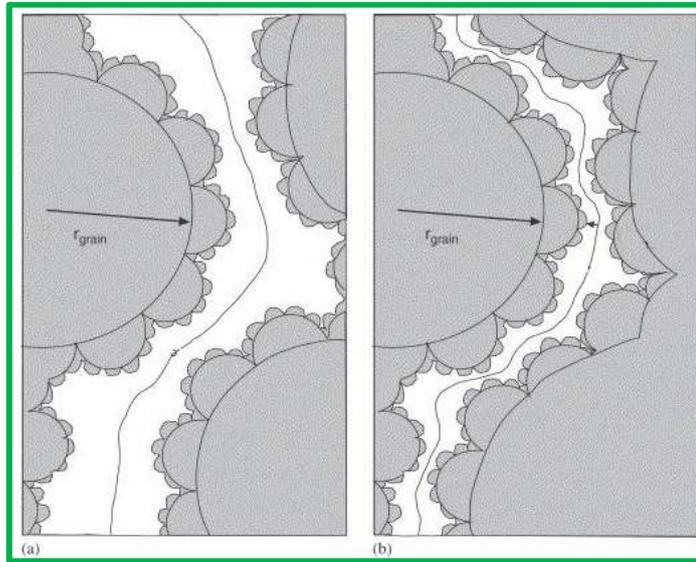


Figura 2.17 a) Tortuosidad a condiciones normales de un medio poroso b) Tortuosidad cuando existe un incremento de presión y de la temperatura.

Fuente: (Meza, 2013)

2.2.3.9.2. Obtención la tortuosidad.

La tortuosidad puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$\tau = \frac{L_t}{L} \quad \text{Ec. 2. 30}$$

Donde:

τ = Tortuosidad y es adimensional,

L_t = Distancia total desde el punto A hasta el punto B a través del medio poroso.

L = Distancia en línea recta entre estos dos puntos, ambos expresados en las mismas unidades de longitud.

Además de esta ecuación, la tortuosidad puede ser determinada a través de muestras de núcleos, estudios de laboratorio, experimentos físicos y pruebas entre pozos. (Meza, 2013).

2.2.4. Perfiles o registros de pozos.

Son registros en los cuales se busca los principales parámetros de las características inherentes a la roca y los fluidos, además la ubicación de los posibles reservorios de hidrocarburos comercialmente explotables. En el encabezado del registro se encuentran datos básicos acerca de las condiciones iniciales a las cuales fueron tomados, como: profundidad total, resistividad del filtrado de lodo de perforación, temperatura y presión de fondo, la densidad, la viscosidad del lodo.

Estos datos son utilizados para complementar la información requerida por las diferentes aplicaciones para realizar la evaluación petrofísica. Para llevar a cabo una evaluación petrofísica se requiere como mínimo: registros de densidad (FDC), registros gamma ray y registros eléctricos, estos registros deben estar acompañados de análisis de núcleos para consolidar un modelo confiable. (Angel, 2011)

Los registros pueden clasificarse en:

- 1) Eléctricos.
- 2) Los radiactivos que pueden ser naturales e inducidos.
- 3) Los acústicos.

2.2.4.1. Registros eléctricos.

Estos registros se clasifican en:

2.2.4.1.1. Resistividad.

Los registros de resistividad generalmente se corren a tres diferentes profundidades de investigación, las medidas proporcionan información de las resistividades de la formación Rt (zona virgen) y zona invadida RXO. Con dichas medidas se pueden identificar posibles zonas con contenido de hidrocarburos y zonas de agua.

Es la capacidad que tiene una sustancia de impedir el flujo de una corriente eléctrica. Es una propiedad física de la sustancia, independiente de su tamaño o forma.

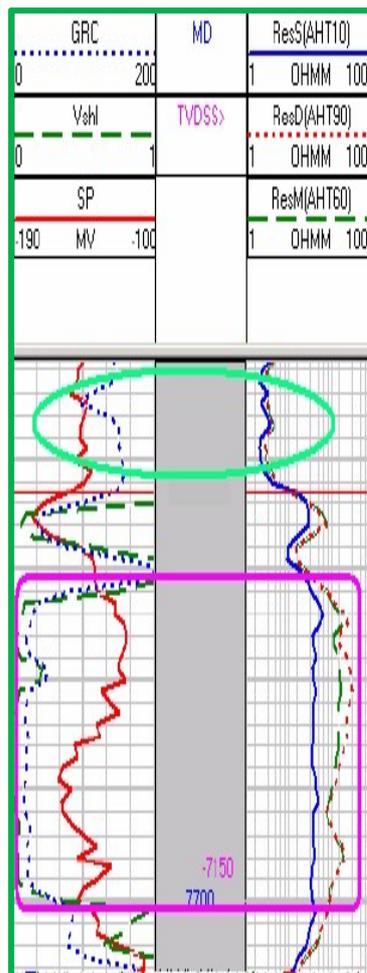


Figura 2.18 Registro de resistividad
Fuente: (Soto & Galeano, 2007).

2.2.4.1.2. Perfil de Potencial Espontáneo (SP).

Es un registro continuo de diferencia de potencial entre dos electrodos, un electrodo móvil dentro del pozo, es decir el que capta la señal y el otro electrodo es fijo y está colocado en la superficie el cual está en una potencial constante, todo el registro continuo es función de la profundidad y expresado en milivoltio, es un perfil de litología ya que permite diferenciar entre lutitas y no lutitas. Para que el SP pueda desarrollarse en el pozo tiene que haber un fluido conductor el cual es fluido de perforación a base de agua, además que el agua del lodo sea más dulce que el agua de formación.

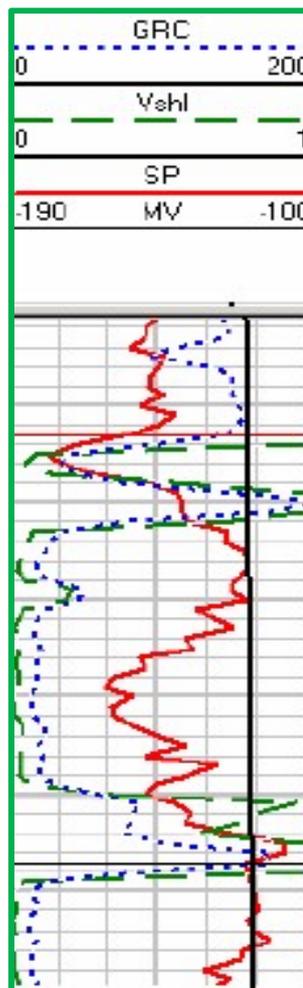


Figura 2.19 Registro SP

Fuente: (Soto & Galeano, 2007).

2.2.4.1.3. Microperfil (ML).

Este registro da dos curvas, la microresistividad y la micronormal, indicando si existe movilidad de los fluidos, también determinar el tope y la base de la formación.

2.2.4.1.4. Doble Lateroperfil (DLL).

La corriente de medición de todo lateroperfil debe atravesar el lodo y la zona invadida para llegar a la zona virgen, de manera que lo medido es una combinación de varios efectos. En una de sus formas, este aparato registra simultáneamente dos curvas lateroperfiles; la curva lateroperfil profunda (LLD) y la curvas lateroperfil somero (LLS).

2.2.4.1.5. Perfil Esférico Enfocado (SFL).

Este perfil mide la conductividad de la formación cerca del pozo y proporciona la investigación a un nivel relativamente poco profundo, que es requerida para evaluar los efectos de la invasión en mediciones de resistividad de mayor profundidad.

2.2.4.1.6. Perfil de Enfoque Microesferico (MSFL).

Con los electrodos de enfoque esférico montados en una almohadilla tiene dos ventajas como:

- 1) Mejoramiento en la medición de la resistividad de la formación lavada, en caso de invasiones somera y revoques de bastante espesor.
- 2) La combinación con otros registros, estos son: el doble lateroperfil y la densidad de formación.

2.2.4.2. Registros radiactivos.

Se clasifican en:

- 1) Perfil de rayos gamma.
- 2) Perfil de densidad de formación compensada.
- 3) Perfil de neutrones.

2.2.4.2.1. Perfil de Rayos Gamma (GR).

Fue diseñada para medir la radiactividad natural de las formaciones, midiendo la emisión natural de rayos gamma, los cuales tienen un alto poder de penetración, incluso en materiales tan densos como el acero. Este perfil litológico se puede correr en hoyo desnudo como hoyo entubado, es preciso para distinguir las lutitas del resto de las formaciones, la unidad de medición está expresada en API.

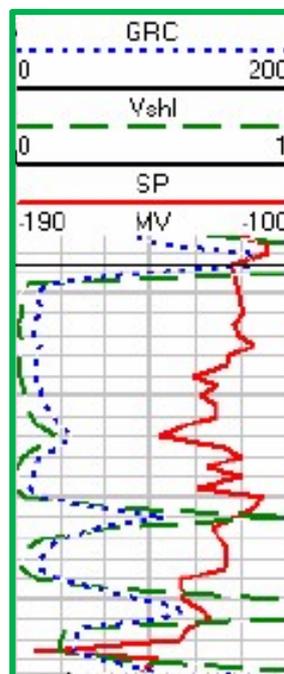


Figura 2.20 Registro GR

Fuente: (Soto & Galeano, 2007).

2.2.4.2.2. Registros de densidad.

Este registro se utiliza principalmente como registro de porosidad denominado RHOB.

2.2.4.2.3. Perfil de Densidad de Formación Compensada (FDC).

Permite determinar la porosidad a partir de una medida de la densidad electrónica de la formación.

2.2.4.2.4. Perfil de Neutrones (NPHI).

Estudia la porosidad total de las formaciones bombardeándolas con neutrones para que ellas mismas envíen rayos gamma. La herramienta responde a la concentración de hidrogeno presente en la formación, sirven para evaluar formaciones arcillosas, litología completa y para detectar gas en combinación con el perfil de densidad.



Figura 2.21 Registro NPHI y RHOB

Fuente: (Soto & Galeano, 2007).

2.2.4.3. Registros Acústicos.

2.2.4.3.1. Perfil Sónico Compensado (BHC).

Es el registro continuo del tiempo que determinan la porosidad empleando una onda sonora compresional en atravesar un pie lineal de formación, ese tiempo empleado por la onda en realizar ese viaje se denomina tiempo de tránsito que es expresado en ΔT (microseg/seg).

2.2.4.3.2. Registros en Pozos Entubado.

Una vez cementada la tubería de revestimiento, se debe verificar la calidad de la cementación para conocer si las diferentes zonas están debidamente aisladas. Así se confirma que no existe comunicación a través del espacio anular comprendido entre el revestidor y la pared del pozo.

2.2.4.3.3. Volumen de Cemento (CBL).

Es un registro continuo que permite la evaluación cuantitativa del estado de la cementación de la tubería mediante la amplitud de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería. Esta amplitud viene representada en milivoltio.

2.2.4.3.4. Mapa de Cemento (VDL).

Es un perfil de densidad acústica que representa el comportamiento de la atenuación de la amplitud del tren de ondas recibidas. Permite evaluar cualitativamente el estado de la calidad de la cementación tanto en la tubería como en la formación.

2.2.4.3.5. Registros de Producción (PTL).

Los registros de producción suministran una información completa de la cantidad y tipo de fluidos presentes en los intervalos abiertos a producción inyección, así como, determinación de anomalías de la completación, flujos cruzados, soporte para diseño-evaluación de fracturamiento, entre otros. (Soto & Galeano, 2007)

2.2.4.3.6. Formation Microscanner tool, fms-cbil-emi-star-cast.

Las técnicas de interpretación de los perfiles permiten evaluar la formación de las rocas clásticas para conocer la capacidad de almacenamiento y de producción de hidrocarburos, específicamente de las formaciones limpias y arcillosas. (Angel, 2011)

2.3 Yacimiento.

Un yacimiento es una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

Las características principales son:

- 1) Fuente.
- 2) Camino migratorio.
- 3) Trampa.
- 4) Almacenaje/porosidad.
- 5) Transmisibilidad.
- 6) Permeabilidad.

Los yacimientos se clasifican según:

2.3.1. Clasificación Geológica de los Yacimientos.

2.3.1.1. Estratigráficos.

Lentes de arena, cambios de facies, calizas o dolomitas porosas, cambios de permeabilidad.

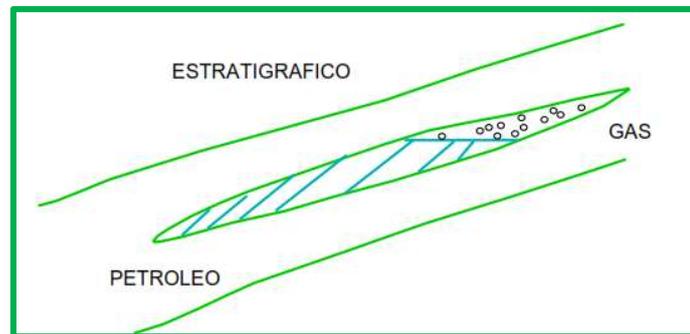


Figura 2.22 Clasificación Geológica: Estratigráfico

Fuente: (Escobar, 2007)

2.3.1.1. Estructurales.

Fracturas en calizas o rocas ígneas, discordancias, fallamiento en areniscas, sinclinales, anticlinales, domos salinos, etc.

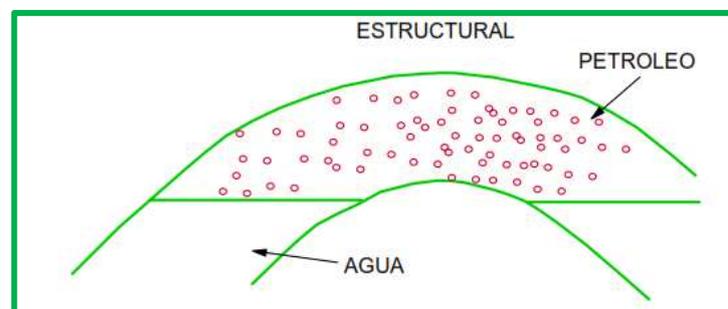


Figura 2.23 Clasificación Geológica: Estructural.

Fuente: (Escobar, 2007)

2.3.1.2. Combinados:

Hace referencia a las posibles combinaciones que se presenten entre los dos grupos anteriores.

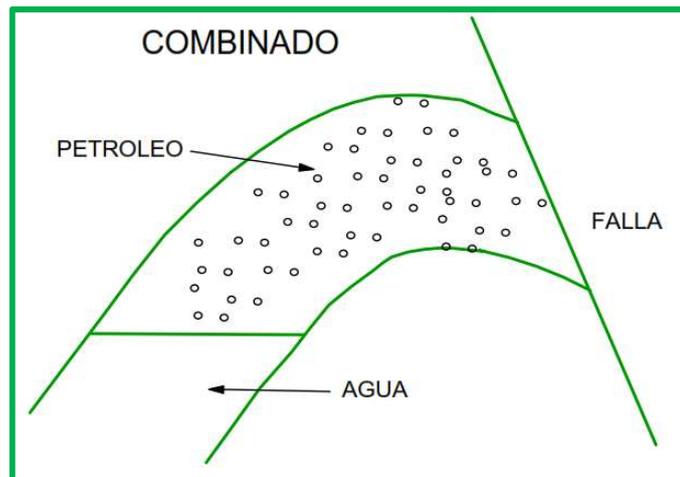


Figura 2.24 Clasificación geológica: combinados
Fuente: (Escobar, 2007)

2.3.2. Clasificación de Acuerdo al Punto de Burbuja.

2.3.2.1. Saturados.

Yacimientos cuya presión inicial es menor o igual que la presión en el punto de burbuja. Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa subyacente de una zona líquida. Puesto que la composición del gas y el crudo son completamente diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en composición. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas. La capa de gas está en el punto de rocío y podría ser retrógrada o no retrógrada (yacimiento de gas). (Escobar, 2007)

2.3.2.2. Subsaturados.

Yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja, inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza.; el gas librado se aglutina hasta tener condiciones de flujo hacia al pozo en cantidades cada vez incrementales. Por tal motivo el flujo de crudo decrementa gradualmente y en la etapa de depleción permanece mucho crudo en el yacimiento.

Por encima del punto de burbujeo se tiene que la relación gas-petróleo producido será igual a la relación gas petróleo inicial, dado que todo el gas producido en la superficie debió haber estado disuelto en el yacimiento. Bajo estas suposiciones las fuerzas responsables del movimiento de hidrocarburos están formadas por la expansión de los fluidos y la reducción del volumen poroso. Debido a que los depósitos de hidrocarburos se encuentran a profundidades del orden de los miles de pies, la presión de sobrecarga de los sedimentos comprime los fluidos contenidos en la roca.

Cuando se perfora un pozo, la presión disminuye, expandiendo el petróleo y el agua intersticial causando flujo de petróleo hacia el pozo. Esta disminución en la presión también origina una contrastación en el volumen poroso, lo cual ayuda a la expansión de los fluidos. "Drenaje por gravedad", o "segregación gravitacional", puede ocurrir en este tipo de yacimientos, drenando el petróleo con gran eficiencia cuando se maneja adecuadamente. Dado que una parte del yacimiento puede tener la presión por debajo del punto de burbujeo y una parte por encima de este, puede ocurrir separación del petróleo y del gas en una sección.

En yacimientos con alta permeabilidad vertical, alto buzamiento, buenos espesores de arenas y bajas tasas de flujo, esta fuerza puede ser significativa, aunque deberá actuar contra la retención originada por las fuerzas capilares.

Además, cuando el Drenaje por gravedad no está presente en los yacimientos subsaturados, la eficiencia de recobro es muy baja y grandes cantidades de petróleo pueden quedarse en el yacimiento. (Escobar, 2007)

Tabla 2.4 Características básicas del yacimiento subsaturado.

<i>Características</i>	<i>Comportamiento</i>
Presión del yacimiento	Declina rápidamente y se estabiliza a un valor bajo
Relación gas-petróleo producido	Pequeña a cero. Muy poco o nada de gas es producido con el petróleo
Factor de recobro estimado	Menos del 5% del POES con producción primaria.

Fuente: (Meza, 2013)

2.3.2.2.1. Comportamiento de los yacimientos de petróleo subsaturado según su diagrama de fases.

En los yacimientos de punto de burbujeo, subsaturados o de gas disuelto, cuando el fluido se encuentra inicialmente en el punto C la presión y temperatura oscilan en los 3000 psi y 75°F respectivamente, a la izquierda de la temperatura crítica y encima de la curva del punto de burbujeo. (Figura 2.25).

A medida que la producción tiene lugar, la presión en el yacimiento disminuye hasta que se comienza a formar vapor en el punto de burbujeo, C1 con presión de 2550 psi, que da a lugar dos fases: vapor y líquido. Por debajo del punto de burbujeo aparecen burbujas o una fase de gas libre. Si continúa la disminución de la presión,

continúa también la vaporización del líquido, con lo cual aumenta la cantidad de vapor y disminuye la del líquido.

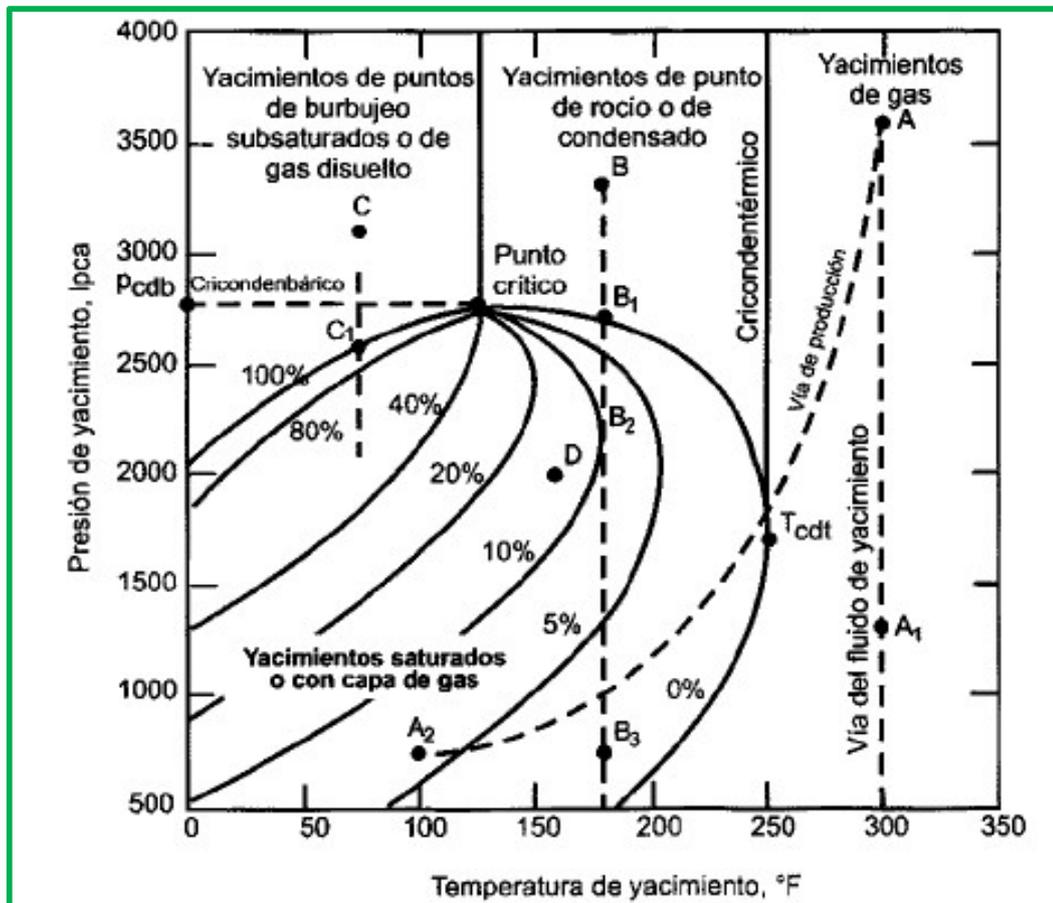


Figura 2.25 Clasificación de los yacimientos según el diagrama de presión-temperatura.

Fuente: (Escobar, 2007)

2.3.3. Clasificación de Acuerdo al Estado de los Fluidos.

Estos son: Petróleo volátil, Gas condensado (retrogradado), Gas húmedo, Gas seco, Asfálticos y Petróleo negro.

2.3.3.1. Petr6leo negro.

Consiste de una amplia variedad de especies qu6micas que incluyen mol6culas grandes, pesadas y no vol6tiles. El punto cr6tico est6 localizado hacia la pendiente de la curva. (Figura 2.26). Las l6neas (iso-volum6tricas o de calidad) est6n uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de all6 su nombre. Tambi6n se le llama crudo de bajo encogimiento o crudo ordinario. (Escobar, 2007)

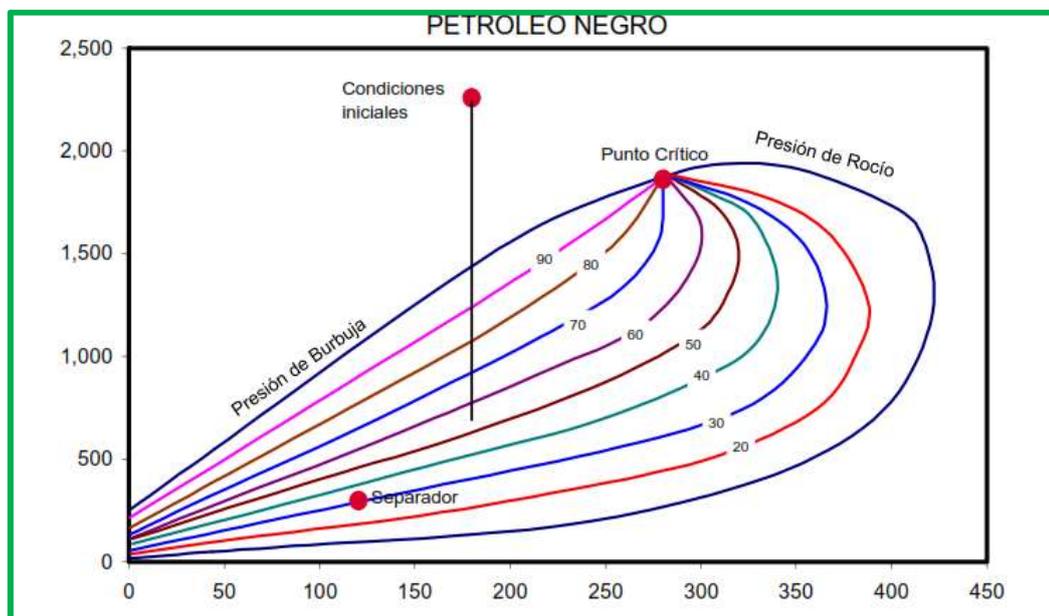


Figura 2.26 Diagrama de fases para el petr6leo negro.

Fuente: (Escobar, 2007)

Estos crudos tienen $GOR \leq 1000$ pcs/STB, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja. $B_o \leq 2$ y $API \leq 45$ y el contenido de C_{7+} mayor o igual a 30.

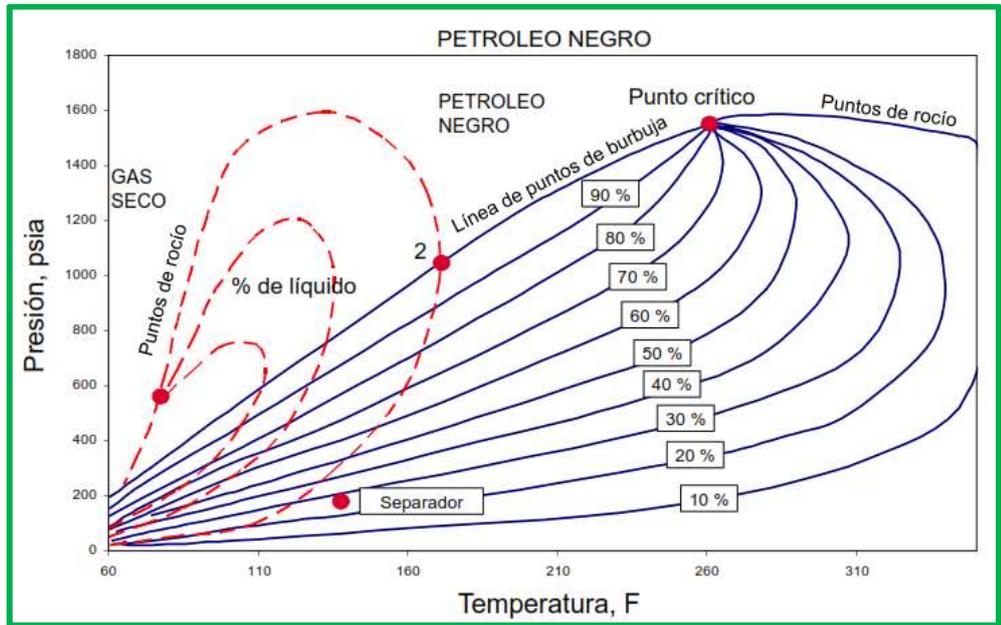


Figura 2.27 Diagrama de fases para el petróleo negro

Fuente: (Escobar, 2007)

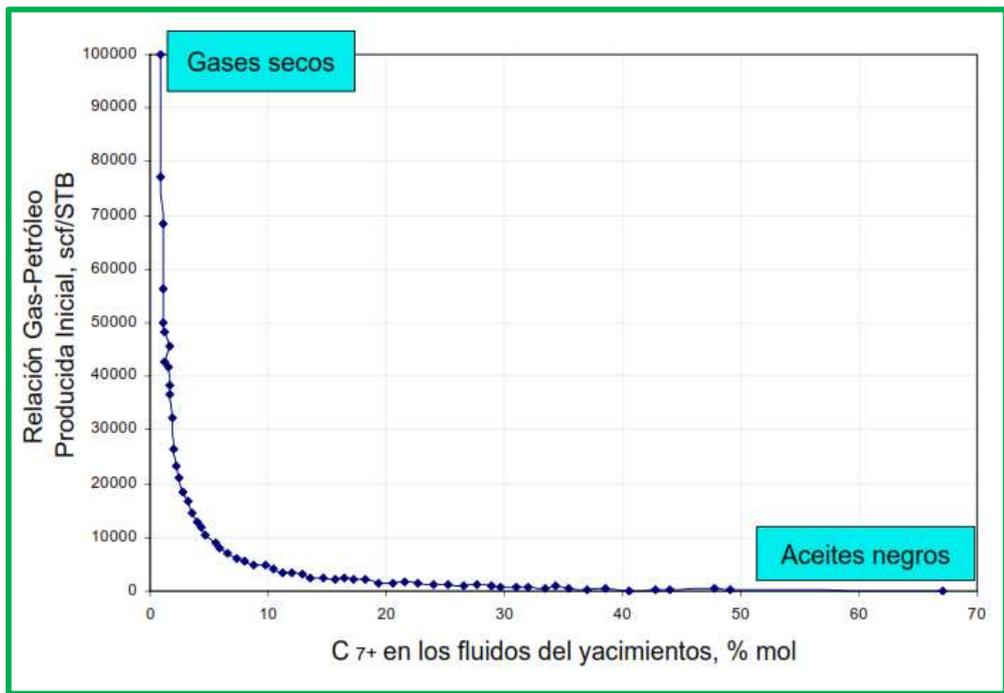


Figura 2.28 Variación en el % de C₇₊, de acuerdo a la relación gas-petróleo inicial.

Fuente: (Escobar, 2007)

Las temperaturas del yacimiento son menores de 250 °F. La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados) aunque puede ser marrón o verduzco. (Escobar, 2007)

2.3.4. Clasificación de Acuerdo al Mecanismo de Producción.

La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como producción primaria. El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria mediante:

- a) expansión de fluido.
- b) desplazamiento de fluidos.
- c) drenaje gravitacional.
- d) expulsión capilar.

Cuando no existe acuífero ni inyección de fluidos, el recobro de hidrocarburos se debe a la expansión del fluido, de manera que se puede producir crudo mediante drenaje gravitacional.

El uso de gas natural o inyección de agua es la producción secundaria este mismo debe mantener la presión del yacimiento, de modo que el término mantenimiento de presión normalmente se usa para describir procesos de recobro secundario. Cuando el agua procede de un acuífero o es inyectada en los pozos, el recobro es acompañado por un mecanismo de desplazamiento, el cual puede ser ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. El gas se inyecta como fluido de

desplazamiento para ayudar al recobro de crudo y también como gas cíclico para recuperar condensados. Dicha inyección normalmente modifica la presión de rocío y por lo tanto desplaza el diagrama de fases.

Generalmente la producción de los yacimientos se debe a los siguientes mecanismos:

- 1) Hidráulico, cuando se presenta agua proveniente de un acuífero adyacente.
- 2) Gas en Solución: Los fluidos gaseosos ayudan a producir la fase líquida cuando el gas intenta liberarse del seno del crudo.
- 3) Capa de gas (No hay distribución uniforme de los fluidos).
- 4) Expansión líquida y de roca (hasta el punto de burbuja) Línea A-B en la Figura 2.29.
- 5) Gravedad o segregación gravitacional, el cual es común en yacimientos con espesor considerable y que tienen buena comunicación vertical o en yacimientos que tienen alto buzamiento pues permiten la migración del gas a la parte superior de la estructura.
- 6) Combinado.
- 7) En yacimientos gasíferos se tiene depleción o expansión gaseosa (línea D-E-F en Figura 2.29).

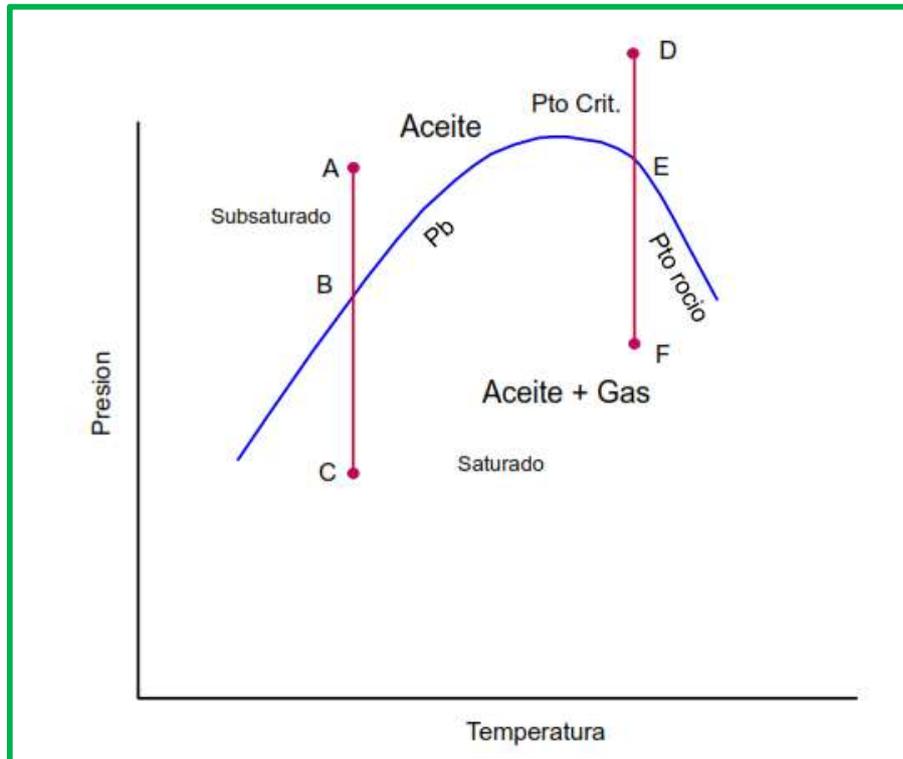


Figura 2.29 Clasificación de los yacimientos de acuerdo al punto de burbuja.

Fuente: (Escobar, 2007)

2.3.5. Clasificación de Acuerdo a Variaciones del Volumen Originalmente Disponible a Hidrocarburos.

- 1) Volumétricos, cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento (yacimiento cerrado).
- 2) No volumétricos. El volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero aledaño. (Escobar, 2007)

Tabla 2.5 Características de los diferentes mecanismos de producción.

<i>Mecanismo</i>	<i>Presión de yacimiento</i>	<i>GOR</i>	<i>Wp</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Otros</i>
<i>Expansión líquida y roca.</i>	Declina rápida y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y crece	No, excepto alto Sw	1-10% Prm 3%	
<i>Gas en solución</i>	Declina rápida y continuo.	Io alto, incrementa y cae.	No, excepto alto Sw	5-35% Prm 20%	Requiere bobeeo temprano
<i>Capa de gas.</i>	Cae lenta y continuo.	Crece continuo en formación inclinadas	Despreciable.	20-40% Prm 25% o>	Ruptura temprana de gas indica m.
<i>Empuje de agua.</i>	Permanece alta, P depende de caudal.	Permanece bajo si P es alta.	Pozos bajos tienen We que crece	35-80% Prm 50%	N de BM crece si $W_e=0$
<i>Segregación gravitacional.</i>	Declina rápida y continuo	Bajo en formación, poco inclinado. Alto en formación inclinadas.	Despreciable.	40-80% Prm 60%	

Fuente: (Escobar, 2007)

2.3.6. Método volumétrico para el cálculo de POES.

Para la cuantificación de las reservas son utilizadas distintas metodologías, de acuerdo al desarrollo de los yacimientos y a la información geológica y de ingeniería disponible. Entre los métodos determinísticos se halla el método volumétrico, el cual no estima como tal el volumen de las reservas, sino que está asociado a la determinación de los hidrocarburos originales en sitio (Petróleo Original En Sitio POES, Gas Original en Sitio GOES, Condensado Original en Sitio COES). (HawKins, 1968)

Deducción de la fórmula:

El método volumétrico utiliza valores puntuales que mejor representen a cada uno de los parámetros geológicos que caracterizan el yacimiento. Se partió del concepto de que, en una arena, una fracción de su volumen total corresponde al volumen poroso, y a la vez, una fracción de ese volumen poroso será ocupado por cierta cantidad del fluido, en este caso, de hidrocarburo.

$$V_{fluido} = S_{fluido} * \phi * V_{bruto} \quad \text{Ec. 2. 31}$$

$$V_{oil} = S_{oil} * \phi * V_{bruto} \quad \text{Ec. 2. 32}$$

Por lo general se tendrá entre los datos la saturación de agua y no la de petróleo, pero en un yacimiento de agua y petróleo éstas están relacionadas.

$$V_{oil} = (1 - S_w) * \phi * V_{bruto} \quad \text{Ec. 2. 33}$$

La saturación y porosidad son adimensionales, así que el volumen del petróleo queda expresado en las mismas unidades del volumen bruto (Acre*pie). El factor 7758 permite convertir los Acre*pie en barriles, pero todas estas son condiciones de yacimiento, así que toman el valor de barriles de yacimiento BY:

$$V_{oil} = 7758 * [Acre * pie] \Rightarrow V_{oil} = [BY] \quad \text{Ec. 2. 34}$$

Sin embargo, lo que interesa es cuantificar este volumen de petróleo a condiciones de superficie, llamadas condiciones normales o fiscales (14,7 psi, 60°F), por eso la fórmula incluye el B_o que es el volumen de yacimiento, medido a condiciones de

yacimiento, que es ocupado por un barril a condiciones estándar de petróleo y su gas disuelto.

$$V_{oil} = \frac{\text{Volumen}[BY]}{B_o} \Rightarrow V_{oil} = \frac{[BY]}{\left[\frac{BY}{BN}\right]} = [BN] \quad \text{Ec. 2. 35}$$

Es posible determinar el volumen de petróleo para cualquier instante particular de la producción, y según la evolución del yacimiento el B_o va a cambiar como función de la presión. Pero para determinar el volumen inicial del petróleo, POES (petróleo original en sitio) se utiliza el B_{oi} (B_o inicial).

$$POES = \frac{7758 * V_b * \Phi * S_{oi}}{B_{oi}} \quad \text{Ec. 2. 36}$$

Dónde:

POES: Petróleo original en Sitio (BN)

V_b: Volumen bruto de la arena (acre*ft)

Φ: porosidad, adimensional expresada en fracción

S_{oi}: saturación inicial de petróleo, adimensional expresada en fracción

B_o: factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN)

Se desea obtener un nuevo resultado de un método volumétrico para la cual se utiliza la ecuación del POES y con un valor para cada una de estas variables, se calcula el POES y así se obtiene un valor. Si se va a calcular el volumen bruto se puede utilizar algún método volumétrico, a través de las siguientes ecuaciones:

$$N = 7758 \frac{V_r \Phi_p (1 - S_{wcp})}{B_{oi}} \quad \text{Ec. 2. 37}$$

$$G = 43561 \frac{V_r \phi_p (1 - S_{wcp})}{B_{gi}} \quad \text{Ec. 2. 38}$$

Cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES):

El Petróleo Original En Sitio se calcula usando la siguiente ecuación:

$$POES = 7,758 * A * e * \phi * S_{oi} * \frac{1}{B_{oi}} \quad \text{Ec. 2. 39}$$

Una vez obtenido el POES, al aplicarle el Factor de Recobro, se obtienen las Reservas de Petróleo Recuperables Originales. (HawKins, 1968)

2.3.7. Balance de materia.

Los yacimientos con una intrusión de agua insignificante o no existente, se considera de volumen constante y se denomina yacimientos volumétricos. Si el petróleo encontrado inicialmente en el yacimiento esta subsaturado, entonces el yacimiento inicialmente, contiene solo agua innata y petróleo, con sus respectivas cantidades de gas disuelto.

La solubilidad del gas en aguas encontradas en yacimientos es por lo general muy baja y se despreciara en la presente discusión. De la misma manera como la producción de agua en yacimientos volumétricos es muy poca o insignificante, tampoco se tendrá en cuenta. En estas condiciones, de la presión inicial del yacimiento a la presión del punto de burbujeo, el volumen del yacimiento ocupado

por el petróleo no cambia y se produce petróleo debido a la expansión líquida. (HawKins, 1968)

Si se iguala el volumen inicial al final, se obtiene:

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o \quad \text{Ec. 2.40}$$

$$N = \frac{B_o * N_p}{B_o - B_{oi}} \quad \text{Ec. 2.40}$$

Y la recuperación inicial es:

$$r = \frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} \quad \text{Ec. 2.41}$$

Por debajo de los 3550 psi se forma una fase de gas libre, y para un yacimiento volumétrico, subsaturado y sin producción de agua, el volumen poroso disponible para hidrocarburos permanece constante:

$$V_{oi} = V_o + V_g \quad \text{Ec. 2.42}$$

Si al disminuir la presión del yacimiento a un valor por debajo de la presión de saturación se han producido N_p de petróleo con una razón gas-petróleo neta acumulativa de R_p , puede sustituirse en la ecuación 2,41 y se obtiene:

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o + G_f * B_g \quad \text{Ec. 2. 43}$$

Donde N es el petróleo inicial en el yacimiento, B_{oi} y B_o son los factores volumétricos del petróleo las presiones inicial y final respectivamente; G_f es el gas libre en el yacimiento a la presión inferior y B_g es el factor volumétrico del gas también a la presión inferior.

El gas libre G_f , puede encontrarse observando que, a la presión inferior, el gas inicial está dividido en 3 partes:

- a) Gas disuelto en el petróleo que permanece en el yacimiento.
- b) Gas producido.
- c) Gas libre en el yacimiento obtenido de la siguiente manera:

Gas libre: gas inicial – gas en solución – gas producido.

$$G_f = NR_{si} - (N - N_p)R_s - N_p * R_p \quad \text{Ec. 2. 44}$$

Se sustituye este en la ecuación 2.43 obteniendo:

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o + [NR_{si} - (N - N_p)R_s - N_p * R_p]B_g \quad \text{Ec. 2. 45}$$

De esta ecuación se puede obtener el petróleo fiscal inicialmente en el yacimiento (N): (HawKins, 1968)

$$N = \frac{N_p[\beta_o + (R_p - R_s)B_g]}{[\beta_o - \beta_{oi} + (R_{si} - R_s)\beta_g]} \quad \text{Ec. 2. 46}$$

CAPÍTULO III.

3. METODOLOGÍA Y ANÁLISIS.

3.1. Metodología de la investigación.

La investigación es una actividad que se lleva cabo con la finalidad de obtener conocimiento cumpliendo los objetivos propuestos, esto requiere organización, disciplina y planificación previa, debido a su complejidad y el procedimiento.

El presente proyecto se suscribe sobre los diferentes niveles de profundidad, en consecuencia, al objetivo de la investigación se asocia directamente con el nivel de complejidad de conocimiento que se quiere generar.

La consecuencia metodológica determina el tipo de investigación. El proyecto de investigación se llevará a cabo bajo una metodología o modo del estudio de los métodos técnicos experimentales que serán realizados mediante la determinación de las unidades de flujo a partir del FZI considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado por lo que se considera una investigación proyectiva con la determinación de los datos ya proporcionados y seleccionados para el respectivo proceso y análisis.

3.2. Diseño de la investigación.

El proyecto presenta un método específico, una serie de actividades sucesivas y organizadas, que se adaptan a las particularidades de la investigación, indicando las pruebas a efectuar, técnicas a utilizar para la recolección y análisis de datos.

Los diseños más recomendados son: diseños bibliográficos y diseños de campo en este caso es experimental, estudio de casos como se indica.

El diseño de la investigación se refiere a los aspectos operativos de la investigación, para la cual en este proyecto se considera que el diseño de investigación es de campo ya que la información y fuente se realizará desde un contexto natural y de fuentes directas, en este caso es información autentica.

3.3. Instrumentos de la investigación.

Los instrumentos que se construirán serán a partir de las fuentes luego se continua a la siguiente fase que es el procesamiento de los mismos obtenidos como información, dando por determinado la representación de las herramientas con las que se va a recoger la información.

La técnica utilizada en esta investigación es la observación documental y bibliográfica tales como libros, folletos, documentos, esto proporciona el soporte necesario en las bases teóricas y en los antecedentes de la investigación.

3.4. Recolección y procesamiento de la información.

En esta etapa el procedimiento se realizará de dos maneras de manera manual y computarizada, previamente organizando y elaborando una guía, la cual es:

1. Selección de los parámetros del modelo petrofísico para conocer el tipo y calidad de roca.
2. Establecer los parámetros de corte.
 - Cuantificar arena neta total (ANT) del yacimiento.
 - Cuantificar la arena neta petrolífera (ANP) del yacimiento.
3. Precisar el petróleo original en sitio (POES) con el método volumétrico y método balance de materia.
4. Establecer las características y la distribución de las unidades de flujo empleando el método FZI.

3.4.1. Selección de los parámetros del modelo petrofísico.

Los parámetros para el modelo petrofísico son seleccionados a partir de un yacimiento sub - saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo – Venezuela, ubicado en Noroeste del Lago.

El yacimiento está constituido por 66 pozos de los cuales:

- 14 activos (2010).
- 20 inactivos (2010)
- 18 inyectados de agua (2000)
- 14 pozos categoría 9 de los cuales 2 fueron abandonados.

3.4.1.1. Propiedades del yacimiento.

Tabla 3.1 Propiedades del yacimiento.

Parámetro	Valor
<i>Presión inicial (psia)</i>	3050
<i>Presión Burbuja (psia)</i>	2600
<i>Boi (BY/BN)</i>	1,23
<i>Área (acres)</i>	4549
<i>Profundidad (ft)</i>	6160
<i>Temperatura inicial (°F)</i>	160
<i>Saturación del petróleo (%)</i>	70
<i>°API @60°F</i>	27
<i>Porosidad (%)</i>	0.20
<i>Permeabilidad (md)</i>	450
<i>Espesor (ft)</i>	150

Fuente: Flores, J. 2019

Con las propiedades ya descritas en la tabla 3.1 con sus respectivos valores, se elaboró el modelo del yacimiento sub-saturado en el software CMG (Computer Modelling Group) figura 3.1, con un total de 19684 bloques con la perforación de 2 pozos, los mismos que fueron seleccionados con un espaciamiento entre 300 a 600 metros, estos están descritos en la tabla 3.2 con su respectivos nombres, estado y profundidades.

Tabla 3.2 Pozos seleccionados

Pozos		Parámetros
<i>LL-0773</i>	<i>LL-0848</i>	
6252	6012	Profundidad (ft)
Productor	Productor	Estado

Fuente: Flores, J. 2019

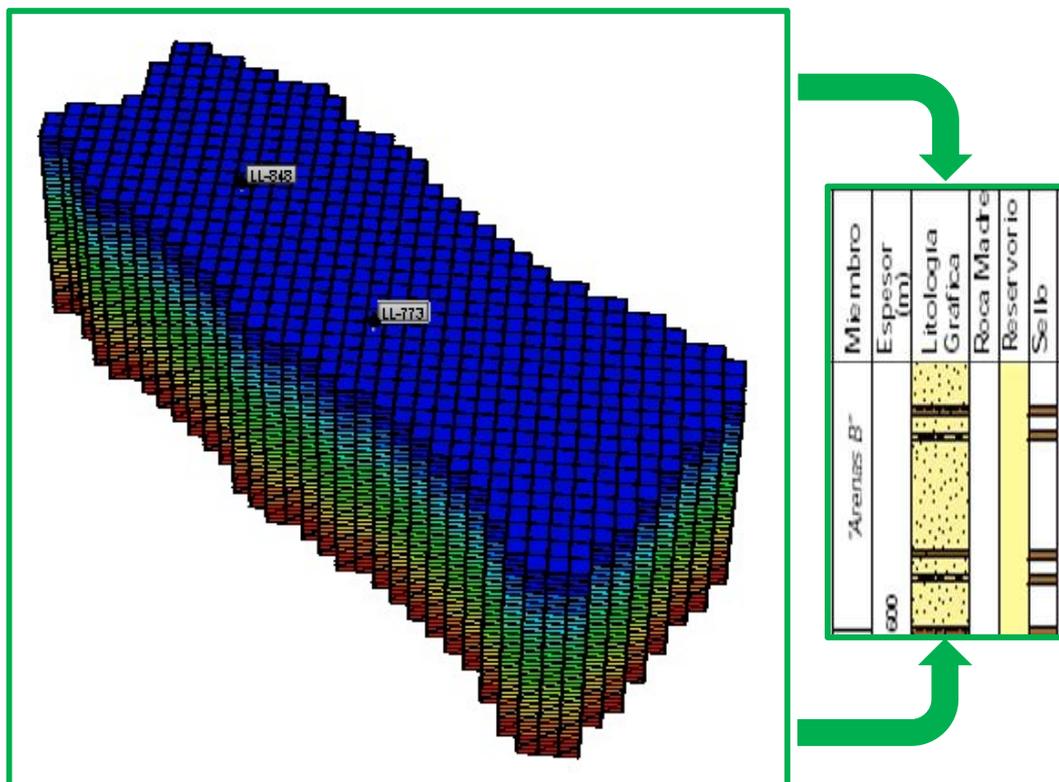


Figura 3.1 Yacimientos sub – saturado con sus 2 pozos.

Fuente: Flores, J. 2019

3.4.1.2. Tipo y calidad de roca.

Para llegar a conocer el tipo y calidad de roca se debe caracterizar los parámetros petrofísicos del yacimiento sub - saturado conociendo la densidad de la matriz de formación (ρ_{ma}), factor de formación (FF), índice de resistividad (IR), para llegar a conocer el exponente de saturación (n), exponente de cementación (m) y el coeficiente de tortuosidad (a).

3.4.1.2.1 Densidad de matriz de formación (ρ_{ma}).

Mediante un histograma de frecuencia con los valores de densidad de grano se determina la densidad de matriz, la misma que se encuentra en un rango entre 2,60 y 2,72 gramos/centímetro cubico, siendo 2,66 gramos/centímetro cubico el valor predominante en el yacimiento sub- saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo - Venezuela, esta misma tiene una frecuencia repetitiva de 39 veces la que es mayor, y así comprobando los valores típicos de las formaciones, estos resultados están expresados en la tabla 3.3 y figura 3.2 a continuación:

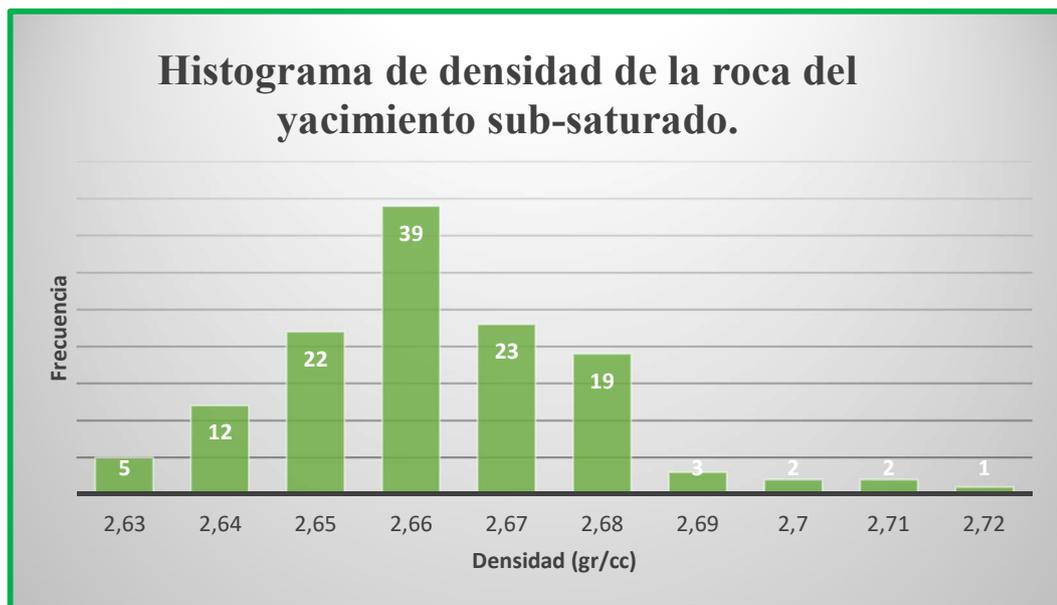


Figura 3.2 Histograma de matriz de formación

Fuente: Flores, J. 2019

Tabla 3.3 Densidad de la matriz de formación.

<i>Núcleos de los pozos LL-0773 y LL-0848.</i>	
Densidad	Frecuencia
2,63	5
2,64	12
2,65	22
2,66	39
2,67	23
2,68	19
2,69	3
2,70	2
2,71	2
2,72	1

Fuente: Flores, J. 2019

3.4.1.2.2 Factor de formación (FF).

Para la obtención de los valores del factor de formación, recurrimos al registro de porosidad debido que es dependiente de la microestructura de la roca, como geológicamente el yacimiento está conformado por varios cuerpos de areniscas y lutitas esto nos ayuda a elegir la ecuación correcta para nuestros resultados. Este factor puede definirse a través de la relación de la resistividad de una roca en su 100 % saturada de un fluido entre la resistividad del agua.

A continuación, la tabla 3.4 definiendo los valores de porosidad con su factor de formación y su respectivo registro.

Tabla 3.4 Valores porosidad y Factor de formación.

<i>POROSIDAD</i>	<i>FACTOR DE FORMACION</i>
0,139	25
0,16	21
0,175	16
0,163	14,5
0,18	14,1
0,215	13,2
0,21	13,05
0,225	12,3
0,221	9,8
0,234	9,7
0,23	9,62
0,242	9,2
0,24	8,6
0,23	8,5

Fuente: Flores, J. 2019

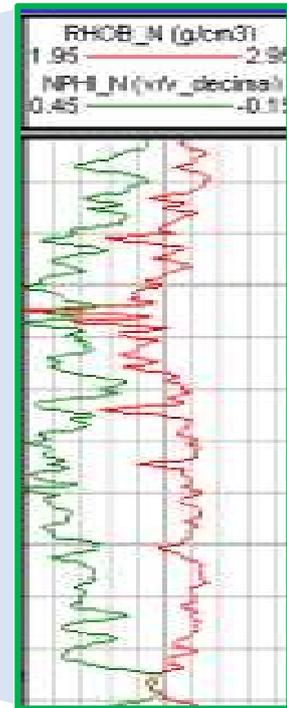


Figura 3.3 Registros.

3.4.1.2.3 Coeficiente de tortuosidad (a) y factor de cementación (m).

Conociendo los valores de porosidad y factor de formación, se realiza una gráfica log-log, donde se establece el coeficiente de tortuosidad (a) que es el intercepto de la recta y el exponente de cementación (m) es la pendiente de la recta. Dando como resultado para el yacimiento sub-saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela; (a) es igual a 0,7825 ajustándolo a 1 y (m) es igual a 1,73, presentados en la figura 3.4 a continuación:

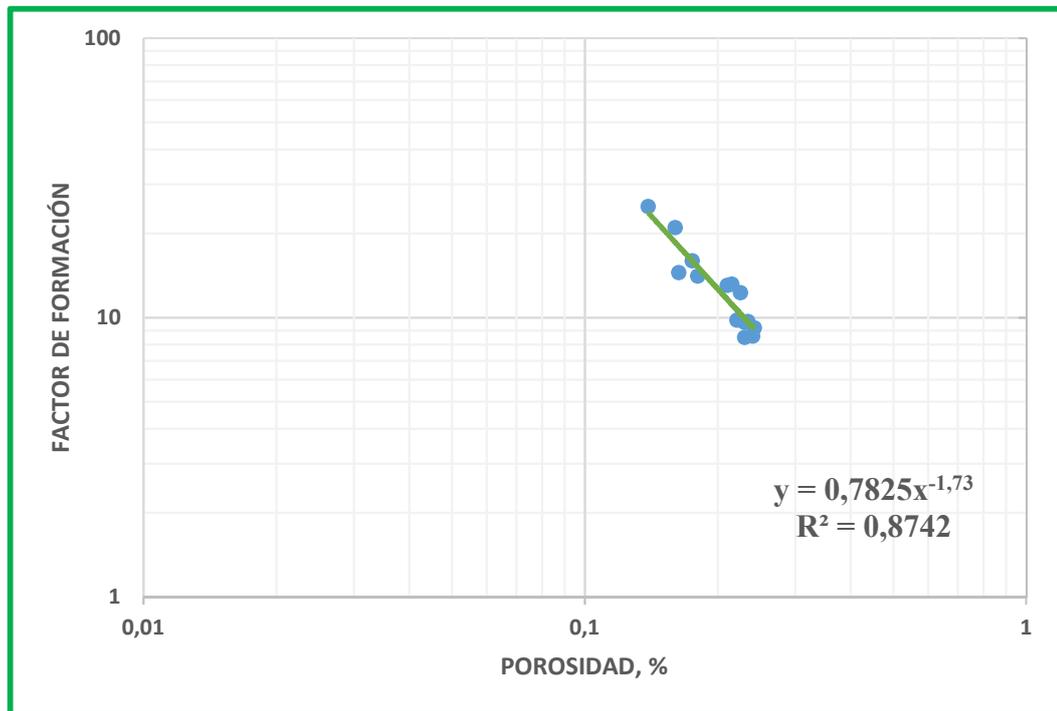


Figura 3.4 Grafica Porosidad vs Factor de Formación.

Fuente: Flores, J. 2019

Donde el coeficiente de tortuosidad es la relación entre la longitud del tubo capilar equivalente al medio poroso y la longitud del medio poroso, esto depende exclusivamente de la litología, permitiendo compensar las variaciones en compactación, estructura de poros, tamaño y distribución. Considerando el factor de tortuosidad en función de la formación 1 como duras y entre 0,62 ó 0,81 como areniscas.

A su vez el factor de cementación es el tipo y grado del mismo donde se mantienen los granos de roca juntos, los rangos están entre 1,8 y 2.

Estos valores no pueden ser exactos su variación se debe a las diferentes formaciones que existe en el yacimiento.

3.4.1.2.4 Exponente de saturación (n).

Este exponente de saturación “n” depende del tipo de roca, tipo de fluidos, presión confinante y humectabilidad. El yacimiento sub-saturado presenta areniscas por lo que los resultados deben estar entre 1.5 y 2.1, promediándolos a los 1.85; ya obtenidos los valores visualizados en la tabla 3.5 se procede a graficar.

Tabla 3.5 Valores de Sw e Índice de resistividad.

<i>Saturación de agua</i>	<i>Índice de resistividad</i>
0,31	11,5
0,29	10,9
0,359	4,8
0,389	6
0,419	4,9
0,435	5,3
0,459	4,3
0,545	3,7
0,575	2,95
0,5845	3,2
0,639	2,95
0,679	2,69
0,8	1,44
0,775	1,73
0,83	1,53
0,85	1,68
0,9	1,9
0,91	1,3
0,91	1
1	1

Fuente: Flores, J. 2019

Una vez obtenida la tabla del parámetro se realiza una gráfica log-log con el índice de resistividad de la formación y la saturación de agua en fracción trazando una pendiente considerando los mejores de tal manera definiendo el exponente de saturación (n) en este caso nos dio el valor de 1,794. Estos valores de resistividad de la formación y la saturación de agua, visualizado en la figura 3.5:

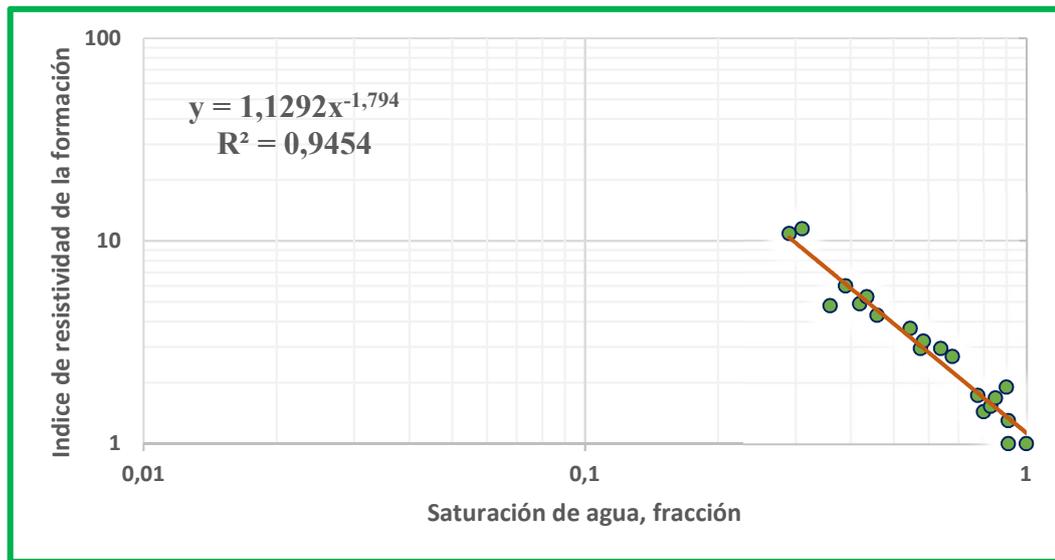


Figura 3.5 Saturación de Agua vs Índice de Resistividad de la Formación.

Fuente: Flores, J. 2019

Ya determinados los respectivos parámetros del yacimiento sub - saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo – Venezuela, procedemos a determinar la calidad y tipo de roca:

Tabla 3.6 Parámetros petrofísicos.

<i>Densidad de matriz de formación (ρ_{ma}).</i>	<i>Coeficiente de tortuosidad (a).</i>	<i>Exponente de cementación (m).</i>	<i>Exponente de saturación (n)</i>
2,66	1	1,73	1,79

Fuente: Flores, J. 2019

Con estos resultados el tipo de roca esta entre rocas ligeramente cementadas (m) “1,6 – 1,7” y rocas moderadamente cementadas (m) “1,8 – 1,9”, por lo que también podemos decir que son areniscas, comúnmente las areniscas conglomeráticas y los conglomerados de clastos de arcilita y matriz arenosa, con algunos intervalos de facies de arcilitas y heterolitas confirmándose geológicamente en el yacimiento sub - saturado ya que este pertenece a la formación misoa de edad eoceno de la Cuenca del lago de Maracaibo – Venezuela.

Para conocer la calidad de la roca, se puede determinar por medio de la porosidad de las formaciones varía dependiendo del tipo de roca, como se vio en el capítulo II, entonces a continuación vemos la tabla 3.7 donde nuestra roca está ubicada en satisfactorio porque nuestra porosidad es de 0,20.

Tabla 3.7 Determinación de la calidad de la roca del yacimiento sub-saturado.

<i>Calidad de la roca</i>	<i>Ø (%)</i>
Muy satisfactorio	>20
Satisfactorio	15-20
Regular	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Fuente: Flores, J. 2019

3.4.1.3. Establecer los parámetros de corte.

Se establece los parámetros de corte o parámetros limites por medio del método crossplot del yacimiento sub -saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo – Venezuela, para cuantificar la arena neta total (ANT) y la arena neta petrolífera (ANP), los cuales son:

- Determinación de permeabilidades relativas.
- Saturación de agua.
- Volumen de arcilla corte.
- Porosidad de la arcilla de corte.

3.4.1.3.1 Determinación de permeabilidades.

Para determinar las permeabilidades relativas se realizaron algunas pruebas con diferentes modelos como son: Timur, Timur modificado, Turner y la ecuación del lago, dando como respuesta favorable y la que se ajusta es el modelo de Timur estableciendo el valor límite o de corte de la saturación de agua en un 48% como se muestra en la gráfica.

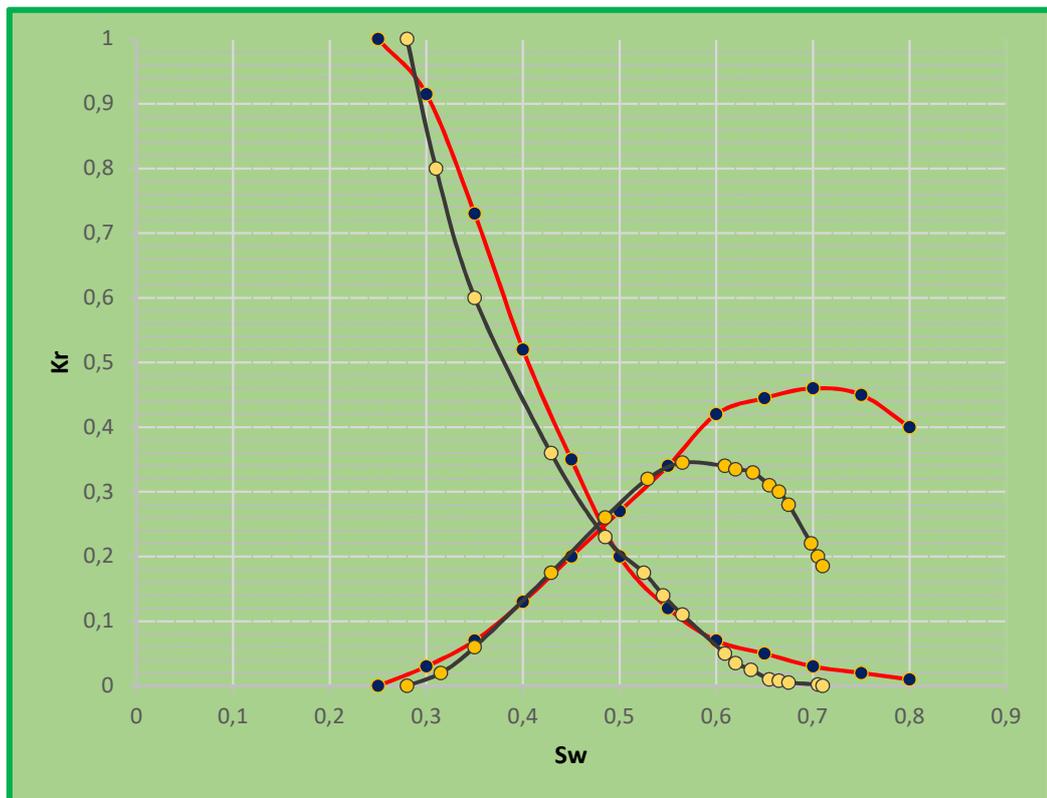


Figura 3.6 Grafica Saturación de agua vs Permeabilidades Relativas.

Fuente: Flores, J. 2019

3.4.1.3.2 Saturación de agua.

Conociendo los valores correspondientes leídos de los registros del yacimiento se realiza una gráfica saturación de agua versus resistividad, luego se establece una curva tomando en cuenta los valores mínimos de la resistividad para leer el valor de saturación.

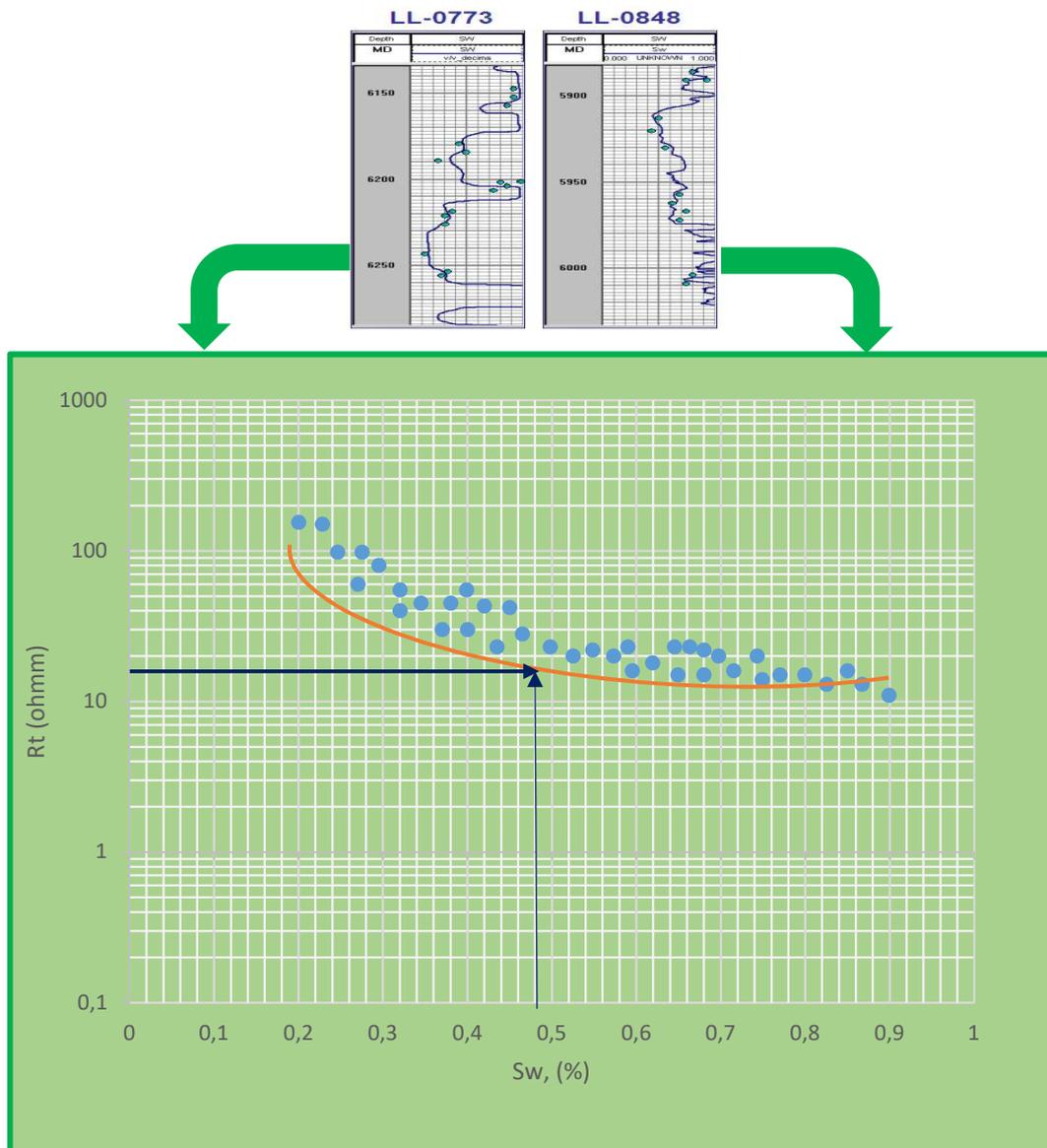


Figura 3.7 Gráfica de Saturación de Agua vs Resistividad.

Fuente: Flores, J. 2019

Una vez establecido la saturación de agua y resistividad en la figura 3.7, se conoce el corte de saturación de agua 0,48 % y el valor mínimo de resistividad es 15,5 ohmm.

3.4.1.3.3 Volumen de arcilla corte.

Con el mismo procedimiento anterior se realiza una gráfica saturación de agua versus volumen de arcilla, dando como Vsh 0,42 %.

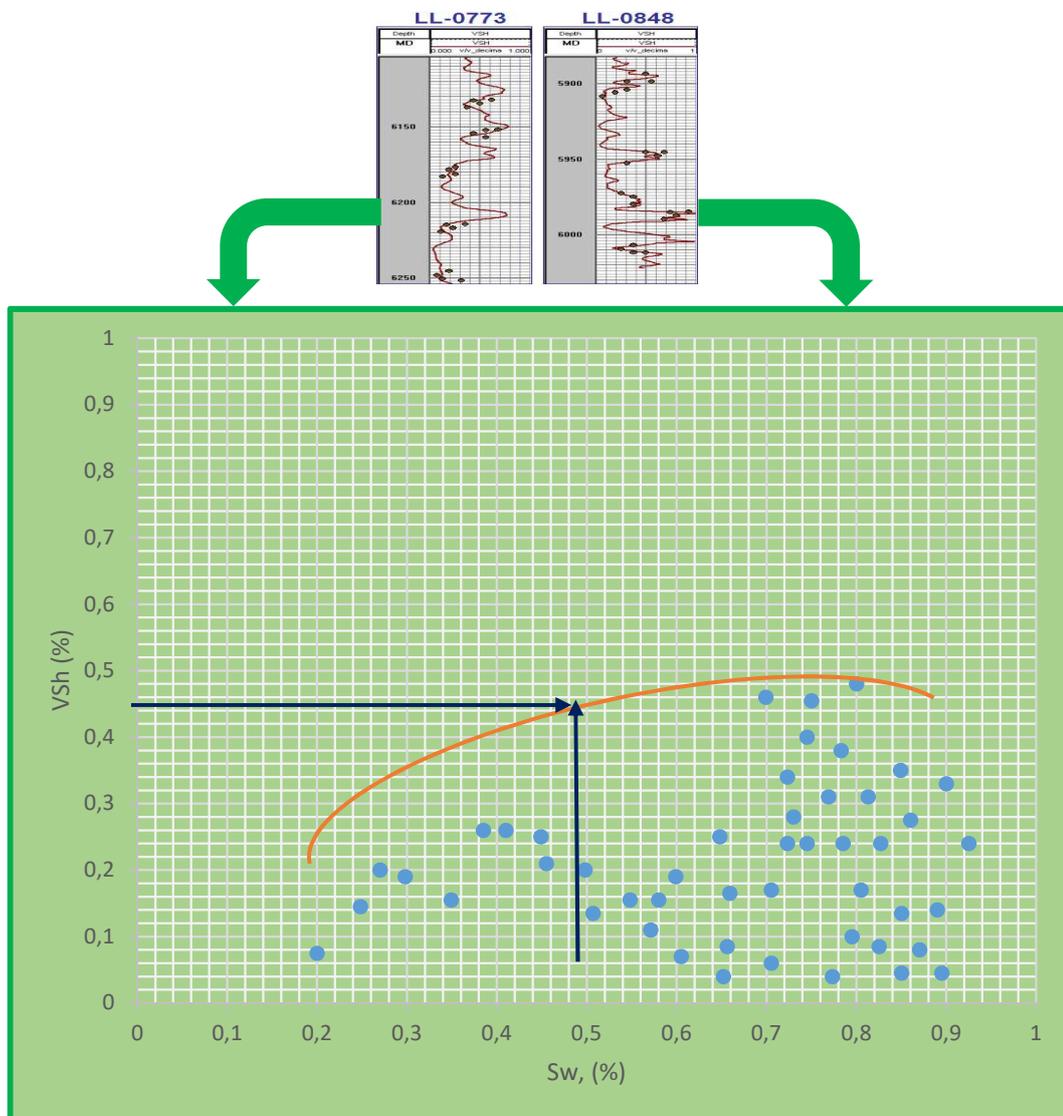


Figura 3.8 Saturación de agua vs volumen de arcilla.

Fuente: Flores, J. 2019

3.4.1.3.4 Porosidad de la arcilla de corte.

De la misma manera se realiza una gráfica saturación de agua versus porosidad, resultando 0,09%

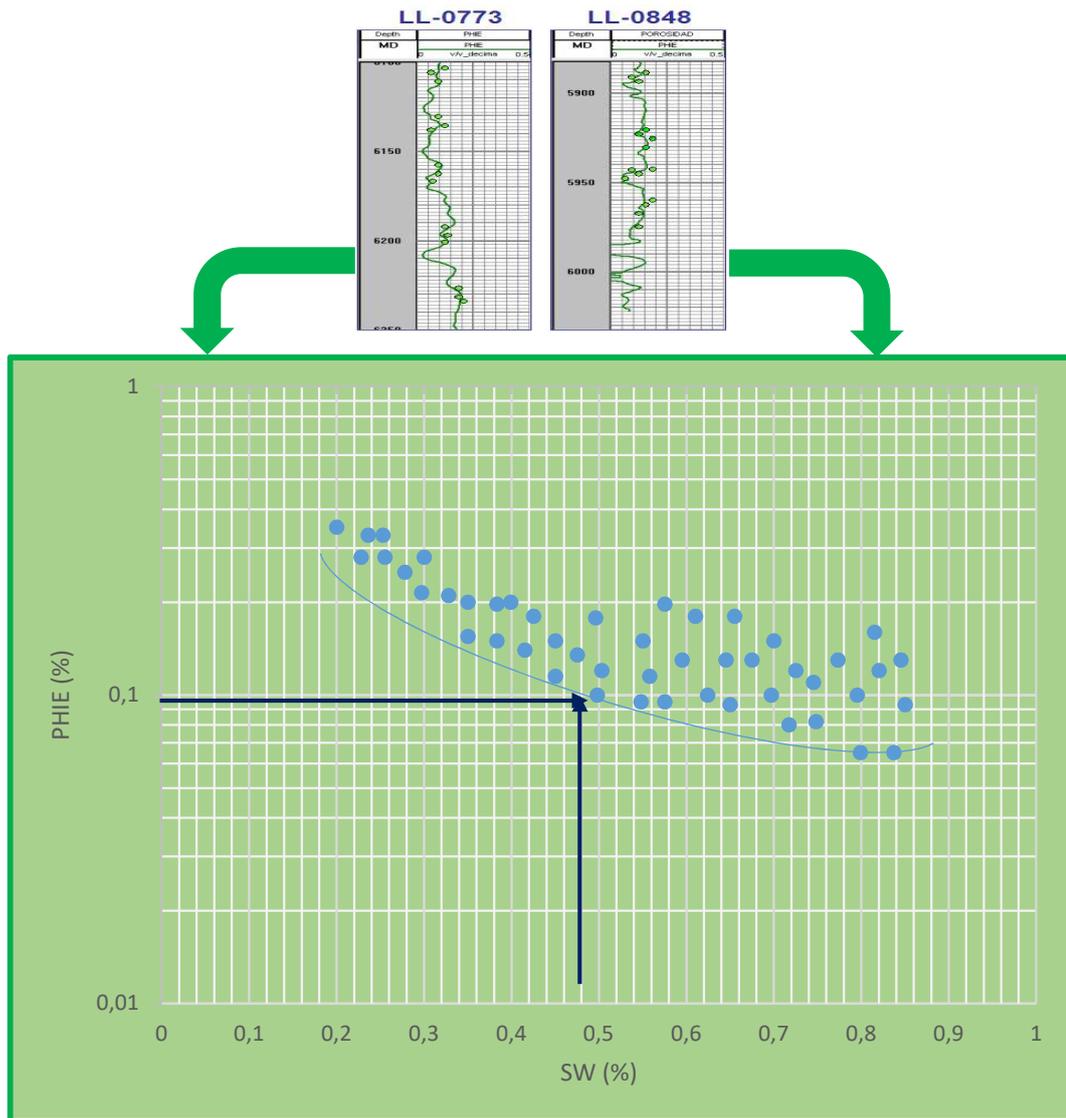


Figura 3.9 Saturación de Agua vs Porosidad.

Fuente: Flores, J. 2019

Ya establecidas las gráficas con las curvas de tendencias y trazadas las líneas los parámetros son resumidos en la tabla 3.8 a continuación:

Tabla 3.8 Valores de parámetros de corte

<i>Parámetros de corte.</i>		
Resistividad (ohmm)	Volumen de arcilla (%)	Porosidad (%)
15,5	0,42	0,09

Fuente: Flores, J. 2019

Obtenidos estos resultados podemos calcular ANT y ANP por medio de fórmulas y también por mapas isopropiedades.

3.4.1.3.5 Calcular Arena Neta Total (ANT) y Arena Neta Petrolífera (ANP).

Se procede al cálculo de los valores de ANT y ANP con ayuda de los parámetros de corte y los registros de los perfiles Microlog, SP y Rayos Gamma del yacimiento sub-saturado.

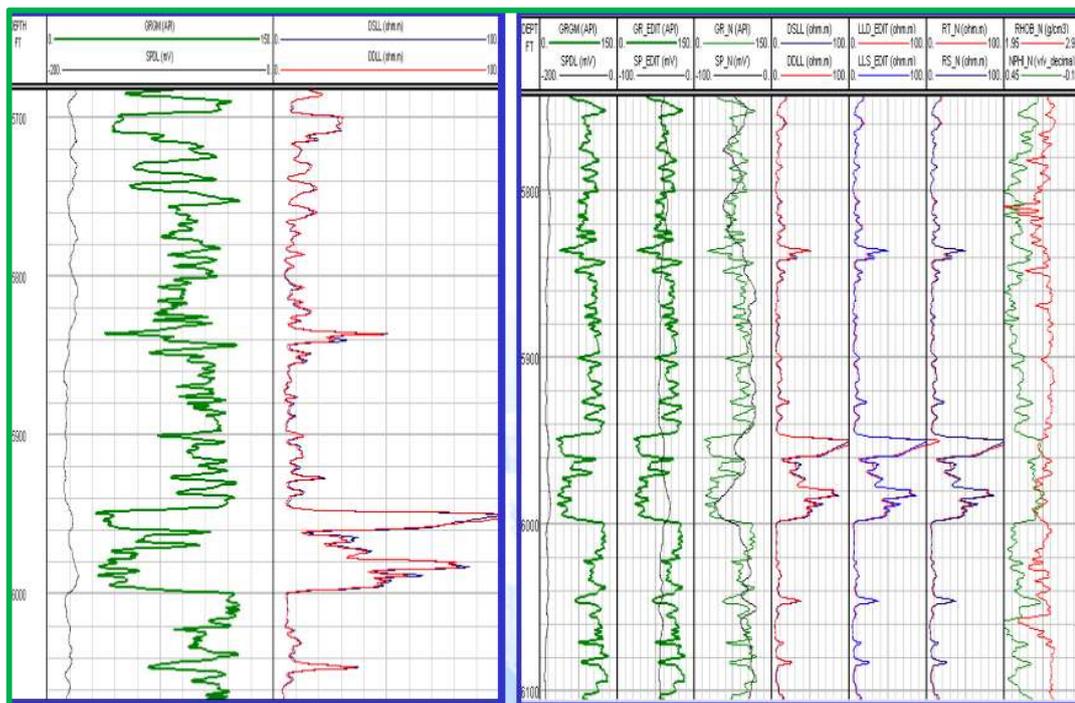


Figura 3.10 Registros.

Para el cálculo de arena neta total se tomará en cuenta el valor obtenido del volumen de arcilla y porosidad, para arena neta petrolífera volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, los mismos que se establecen en la siguiente tabla. 3.9.

Tabla 3.9 Valores de ANT y ANP.

<i>POZOS</i>	<i>ANT (pies)</i>	<i>ANP (pies)</i>
<i>LL-773</i>	195	150
<i>LL-848</i>	118	5

Fuente: Flores, J. 2019

Una vez determinados los valores de ANP y ANT podemos hacer una comparación por medio de los mapas isopropiedades, ya establecidos en la figura 3.11 y 3.12.

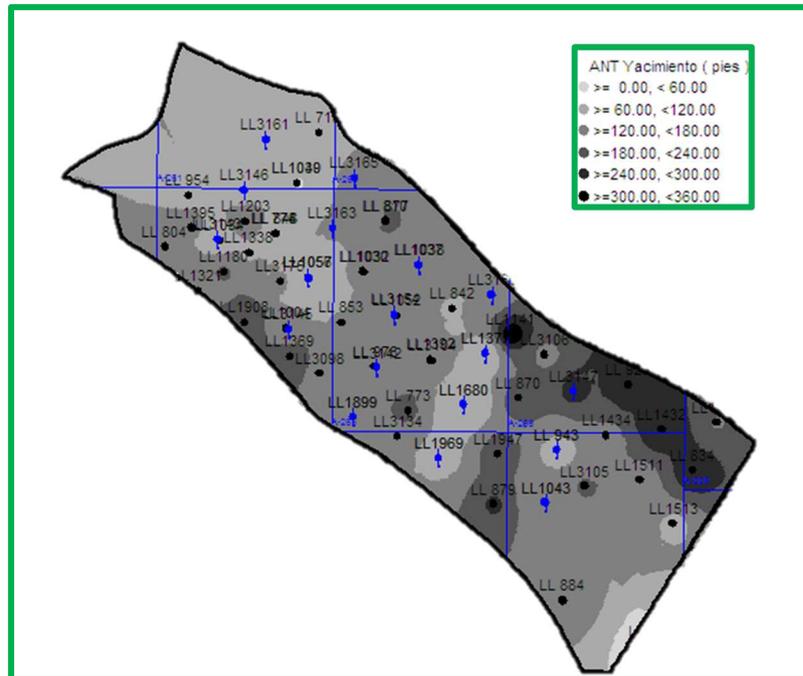


Figura 3.11 Mapa de arena neta total (ANT).

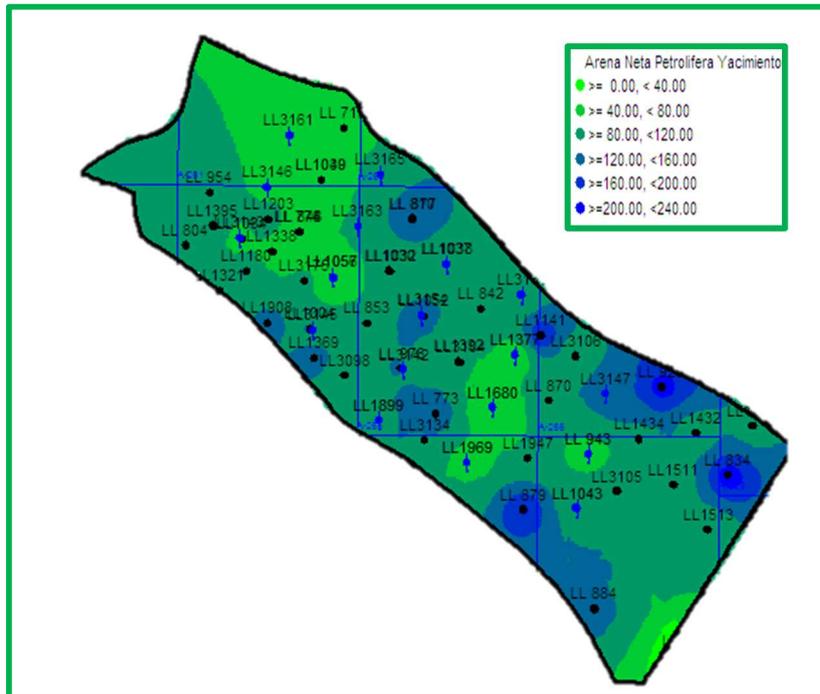


Figura 3.12 Mapa de arena neta petrolífera (ANP).

3.4.1.4. Precisar el petróleo original en sitio (POES) con el método volumétrico.

Dado que es un yacimiento sub-saturado se puede calcular de dos formas por el método volumétrico y balance de materia.

3.4.1.4.1 Método volumétrico.

Para llegar a conocer el petróleo in situ es decir la cantidad de hidrocarburo que está en el yacimiento se usa este método ya que proporciona información de los registros, núcleos, donde se determinan el volumen de la roca, porosidad, saturación de fluidos, con la ecuación 2.35

$$\text{POES} = 4,41 \text{ MMBls.}$$

3.4.1.4.2 Balance de materia.

Con la ecuación 2.45 se puede llegar a conocer el valor de N, pero antes se debe calcular Bg:

$$\beta g = 0,006854By/PCN$$

Calculado Bg, podremos llegar al valor de N:

$$N = 4 \text{ MMBls}$$

3.4.1.5. Establecer las características y la distribución de las unidades de flujo empleando el método FZI.

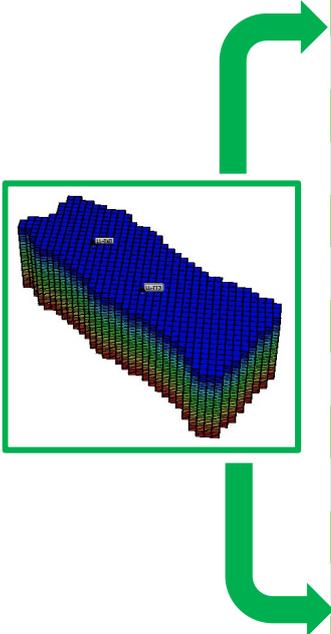
Para establecer las unidades del flujo del yacimiento sub-saturado de la Cuenca de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela se debe cumplir con medidas necesarias los cuales son: Índice de calidad del reservorio, Índice de porosidad normalizada e indicador de zona de flujo (FZI), todos esos son determinados a partir de los parámetros petrofísicos obtenidos con los núcleos.

Primero se calcula el Índice de calidad del reservorio (RQI) por medio de la ecuación 2.8 donde las principales propiedades de la roca que intervienen son permeabilidad absoluta que es medida del flujo de un fluido en un medio poroso y la porosidad efectiva, determinando los diferentes radios de poros del yacimiento.

Seguidamente del RQI se obtienen los valores de Porosidad normalizada con la ecuación 2.9 considerando la porosidad efectiva del yacimiento, así podría determinarse la relación del volumen de los poros con el volumen de los granos.

Una vez calculados estos valores se puede llegar a las unidades de flujo por medio del modelo matemático con la ecuación 2.10, estos mismos son visibles en la tabla 3.10, resultando que a la profundidad de 5927 ft se tiene una unidad de flujo mayor considerándola como el mejor lugar donde se encuentra mayor capacidad de almacenamiento de fluido.

Tabla 3.10 Valores K, PHIE, RQI, ϕ_z y Unidades flujo (FZI).



<i>Profundidad</i>	<i>K</i>	<i>PHIE</i>	<i>RQI</i>	ϕ_z	<i>FZI</i>
(ft)	(md)	(%)			
5903	25	0,15	0,41	0,18	2,3
5905	450	0,125	1,88	0,14	13,2
5913	425	0,19	1,49	0,23	6,33
5915	90	0,15	0,77	0,18	4,36
5927	450	0,09	2,22	0,1	22,4
5935	120	0,125	0,97	0,14	6,81
5955	75	0,06	1,11	0,06	17,4
5960	75	0,19	0,62	0,23	2,66
5967	75	0,16	0,56	0,19	2,91
5972	50	0,125	1,11	0,14	7,8
6178	40	0,09	0,66	0,1	6,69
6186	54	0,06	0,94	0,06	14,8
6193	100	0,125	0,89	0,14	6,22
6198	54	0,128	0,64	0,15	4,39
6225	100	0,125	0,89	0,14	6,22
6227	400	0,19	1,44	0,23	6,14
6242	150	0,19	0,88	0,23	3,76
6276	100	0,22	0,67	0,28	2,37

Fuente: Flores, J. 2019

Ya conociendo los valores de las tablas están mismas ayudan a establecerlas en una gráfica log-log de RQI frente ϕ_z , la misma que nos calcula el FZI corroborando los valores de las tablas 3.10, estas se pueden observar en la figura 3.12 representando

en cada una de las líneas sus unidades de flujo considerando sus parámetros establecidos en las propiedades geológicas del yacimiento.

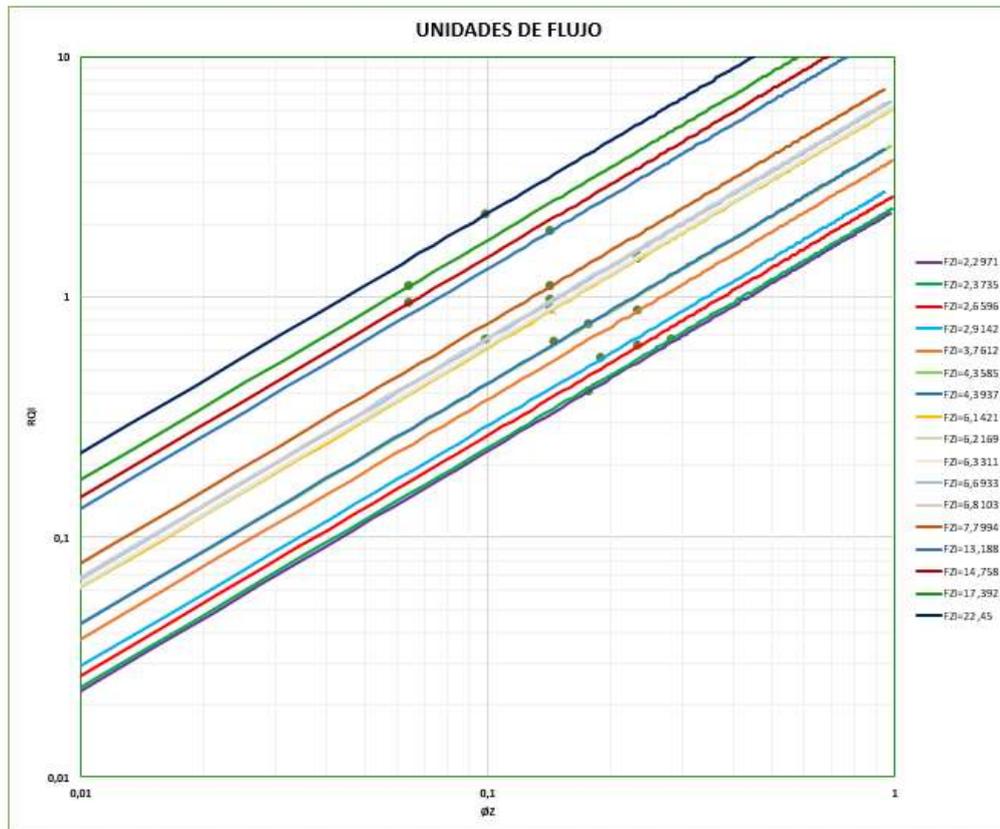


Figura 3.13 Unidades de del yacimiento sub -saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela.

Fuente: Flores, J. 2019

Una vez obtenida la gráfica, se puede observar cada una de las unidades de flujo desde la más baja que es $FZI=2,2972$ hasta el valor más alto el cual es $FZI=22,45$; concluyendo que es la mejor unidad de flujo ya que entre más alto es la unidad es mayor la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo en el yacimiento sub-saturado de la Cuenca del lago Maracaibo.

Una vez haber establecido las unidades de flujo por profundidades, se corresponde a realizarlo por los 2 pozos que han sido seleccionados estos son representados en la tabla 3.12 y en las figuras 3.13 y 3.14 respectivamente.

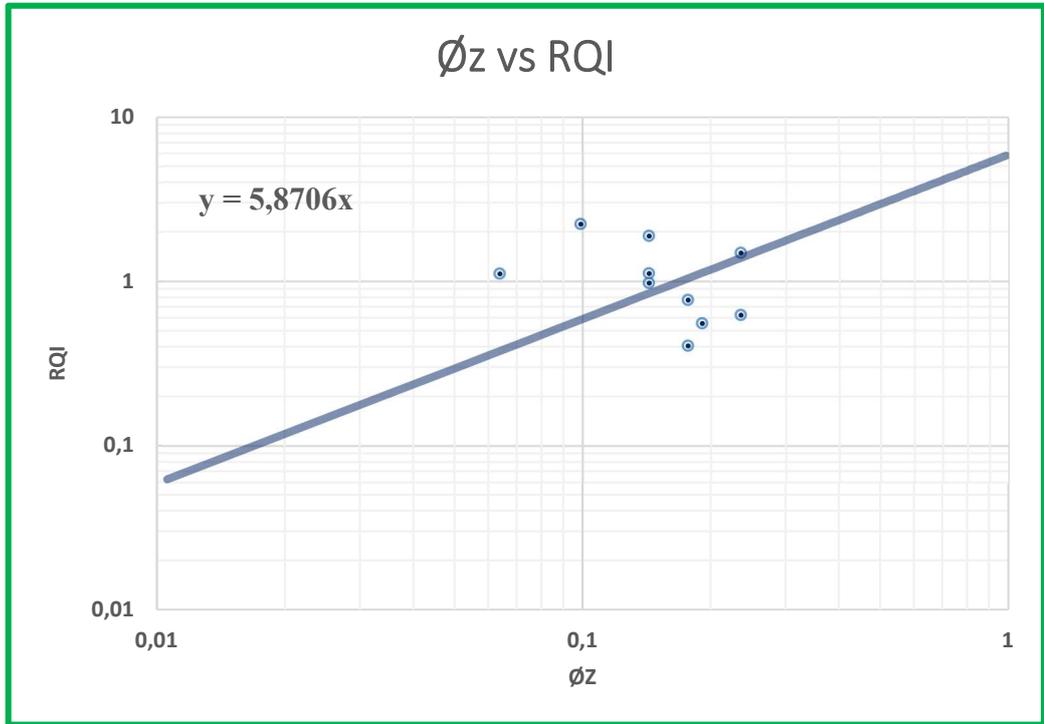


Figura 3.14 Grafica log-log de la Unidad de Flujo del Pozo LL-0848.

Fuente: Flores, J. 2019

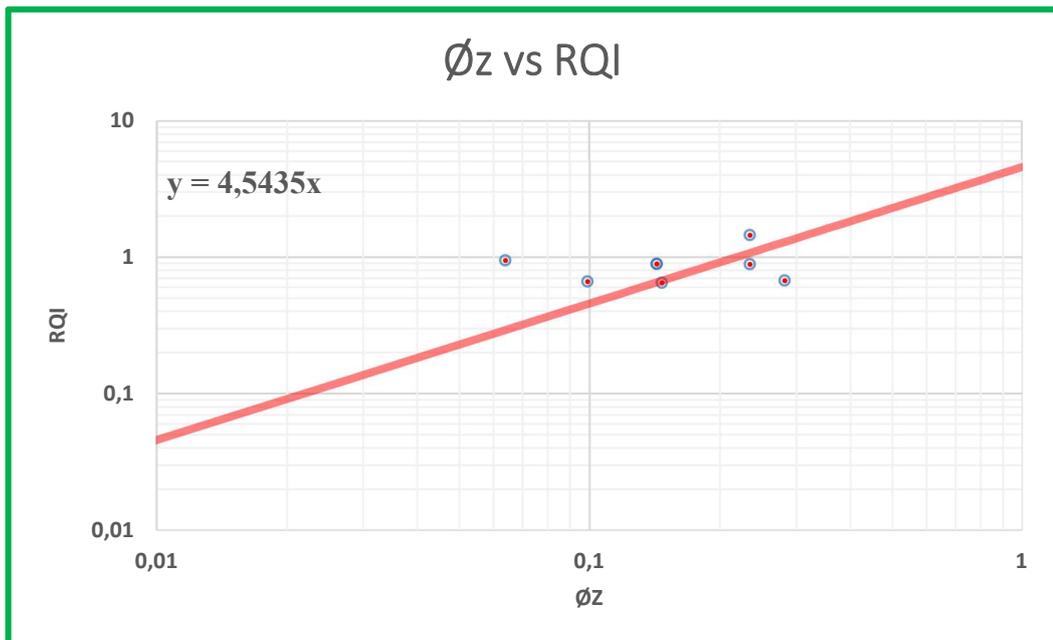


Figura 3.15 Grafica LOG-LOG de la Unidad de Flujo del Pozo LL-0773.

Fuente: Flores, J. 2019
 Tabla 3.11 Unidades de flujo por pozos

<i>Yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela</i>	<i>K</i>	<i>PHIE</i>	<i>RQI</i>	<i>Ø_z</i>	<i>FZI</i>
LL-0848	183,5	0,14	1,114	0,16	5,87
LL-0773	124,75	0,14	0,877	0,17	4,54

Fuente: Flores, J. 2019

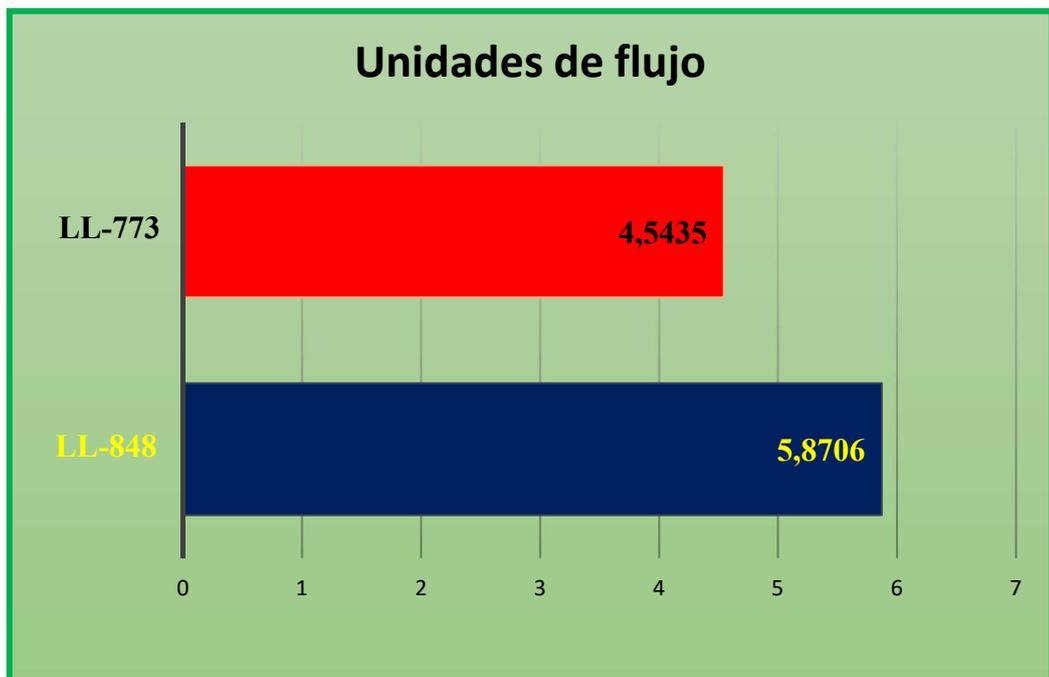


Figura 3.16 Grafica de las unidades de flujo

Fuente: Flores, J. 2019

Una vez establecido lo anterior en la figura 3.14 y 3.15 se observa que el pozo LL-0848 tiene un valor más alto que el pozo LL-0773, lo cual indica que el pozo que tiene un valor más elevado es aquel que contiene mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburo para su producción.

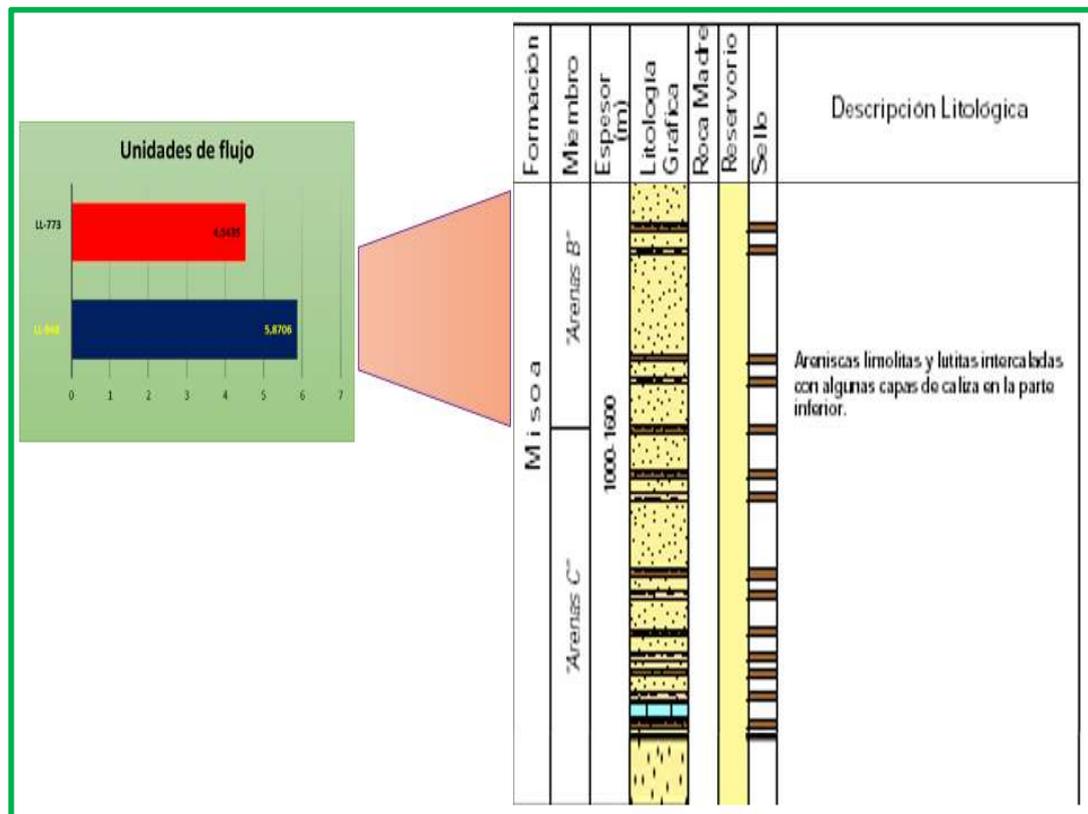


Figura 3.17 Unidades de flujo en Columna Estratigráfica.

Fuente: Flores, J. 2019

Finalmente, se establecen las unidades de flujo en la columna estratigráfica, la misma que está ubicada en la formación Misoa “Arenas B” con litología de intercalaciones de areniscas y lutitas litoral costera, además de areniscas de canales fluviales y que almacenan las mejores acumulaciones de hidrocarburos en los miembros del eoceno a una profundidad desde los 4800ft a 6260 ft con un espesor de 150ft por capa.

Esta formación de edad Eoceno Inferior a Medio, tiene una sedimentación dependiente de su posición en la cuenca, del ambiente de sedimentación, de la distancia entre ellos y de la fuente de los mismos.

Hacia el noreste hay más lutitas y areniscas de grano fino, mientras que, hacia el sur y sureste, el porcentaje de arena aumenta al 80% y 90% de la sección, y los granos se hacen más gruesos. Se encuentran areniscas, limolitas y lutitas

intercaladas en distintas cantidades, en toda la sección y hacia el este, en la sierra, algunas capas de caliza en la parte-inferior.

Las areniscas presentan tamaños variados de grano, pero en general, son de grano fino, gradan a limolitas y luego a lutitas. Son generalmente micáceas.

Las lutitas tienen composición variable, casi siempre son micáceas, arenosas a limolíticas, con abundantes estratos delgados, estrías y películas de arena, limo y material carbonáceo.

Las calizas son de color gris a gris azulado, duras, con espesores de menos de un metro a varios metros, arenosas, gradando a areniscas calcáreas.

CAPÍTULO IV.

4.1. Conclusiones.

- Se realizó el modelo para el yacimiento sub - saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo – Venezuela, con la ayuda del programa del programa CMG y la representación de los 2 pozos en el mismo con las propiedades respectivas, debe mencionarse que el yacimiento está constituido por una totalidad de 66 pozos de este número de pozos solo se llegó a proporcionar datos de 2 pozos los cuales son: LL-0848 y LL-0773 por lo tanto la investigación se centró en ellos.
- A partir de las propiedades y con la ayuda de los registros se determinaron los parámetros del yacimiento a partir de esto se pudo conocer el tipo y calidad de roca, obteniendo como resultado en el yacimiento la presencia de rocas ligeramente cementadas, estableciéndose geológicamente como areniscas conglomeráticas y los conglomerados de clastos de arcillita y matriz arenosa, estos mismos fueron precisados por el conocimiento de la densidad de la matriz (ρ_{ma}) que dio 2,66; además del exponente de saturación (n) 1,79; exponente de cementación (m) 1,73y el coeficiente de tortuosidad (a) 1.
- Se obtuvo los valores de la arena neta total (ANT) 313 ft y la arena neta petrolífera (ANP) 155 ft, estos resultados se logró obtener a partir de los diferentes parámetros de cortes como son resistividad (ohmm) 15,5; volumen de arcilla (%) 0,42; y la porosidad (%) 0,09 y de la misma manera con los registros eléctricos.
- Se calculó el petróleo original en sitio (POES) a través del Método Volumétrico y por Balance de Materia da como resultado 4,41 MMBls y 4 MMBls, respectivamente.

- Se establecieron las características y la distribución de las unidades de flujo a partir de todos los parámetros petrofísicos establecidos con anterioridad los mismos que son: porosidad y permeabilidad considerando la geología del yacimiento sub - saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela dándole gran importancia a la petrofísica ya que estos involucran absolutamente todos los datos del yacimiento descritos en la metodología utilizada en la investigación.
- La técnica utilizada para obtener las unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo es la ecuación modificada de Kozeny – Carmen, la misma que dio como resultado para los 2 pozos utilizados en esta investigación los valores de 5,87 en el pozo LL-0848 y 4,54 en el pozo LL-0773; entonces se concluye que el valor más alto es aquel que indica cuál de los pozos estudiados es el que tendrá mayor capacidad para almacenar hidrocarburo en el yacimiento y el mismo que será productivo en la explotación de hidrocarburos.
- De la misma manera se estableció las unidades de flujo en el yacimiento como se puede observar en la gráfica 3.12 con un valor de FZI=22,45, el que define la unidad más alta en una profundidad de 5927 ft, donde se encontraba la mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburo, esta unidad está establecida en el pozo LL-0848.

4.2. Recomendaciones.

- Realizar estudios con una mayor cantidad de núcleos, para un estudio más amplio de un yacimiento y sus propiedades físicas de la roca.
- Establecer las propiedades geológicas, petrofísicas, de cada uno de los pozos para un mejor análisis en un área de trabajo para el mejoramiento de trabajos futuros.
- Considerar los datos y análisis de trabajos anteriores para establecer nuevas propuestas en estudios de este yacimiento.
- En la lectura de los registros se debe ser cuidadosos para obtener datos reales y así concluir con resultados favorables.
- Utilizar varios métodos para determinar unidades de flujo en el estudio para que puedan ser comparados para entablar diferencias, para disminuir con las probabilidades de los resultados.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Amaefule, J. O. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. Paper SPE 26436.
2. Angel, C. (2011). "Modelo petrofísico para el yacimiento B-5-X.09, formación misoa del Campo Tía Juana Lago. Universidad de Zulia, Maracaibo.
3. Barrera, J. H. (2010). Metodología de la investigación. Quiron ediciones.
4. Blanco, M. (2003). Caracterización petrofísica del área zuata-faja petrolífera del orinoco. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
5. Castañeda, M. A. (2010). Caracterización petrofísica con determinación de unidades de flujo en el campo escobal, chicontepec. Nueva leon, Linares.
6. Del carmen, D. (2018). Aplicación de la ecuación de balance de materia en sistemas petroleros. Universidad Nacional Autonoma de Mexico, Ciudad universitaria.
7. Escobar, F. (2007). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia.
8. Gonzalez de Juana C, I. J. (1980). Cuenca petrolífera de falcón. Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. , Tomo I, (vol. Tomo II). Caracas: Ediciones Foninves.
9. Gonzalez, K. (2018). Modelo petrofísico y análisis de secuencias del campo bare, Faja Petrolífera del Orinoco. Universidad Simon Bolivar, Sartenejas.
10. Guzman, B. (2005). Caracterización física del yacimiento MS-435, Arena R-4, del Campo Melones Oeste, del distrito San Tome. Universidad central de venezuela, Caracas.
11. Hawkins, B. C. (1968). Ingeniería aplicada de yacimientos. Madrid: Tecnos S.A.
12. Lanza, C. (2007). Determinación de petro facies y unidades de flujo en la sección cretácica del campo el furrial, Cuenca Oriental de Venezuela. Universidad central de Venezuela, Caracas.
13. Marines, T. (2017). Metodología para la caracterización de yacimientos no consolidados, mediante la integración de las propiedades petrofísicas y el modelo roca/fluido. Universidad central de Venezuela, Caracas.
14. Meza, K. (2013). Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Universidad Nacional Autonoma de Mexico, Mexico.

15. Moguel, E. R. (2005). Metodología de la investigación. Mexico: Colección Hector Merino.
16. Naire, M. (2016). Generación de modelo petrofísico-estratigráfico del campo chimire, Venezuela. Reventon Energetico.
17. Prieto, A. M. (2013). Proceso metodológico en la investigación. Maracaibo: imprenta internacional, Caracas.
18. Rendon, H. (2010). "Unidades de flujo en yacimientos petroleros". Universidad nacional autónoma de México, México.
19. Rivera, J. (2004). Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos. Colegio de ingenieros, Venezuela.
20. Riveri, C. (2013). Reinterpretación petrofísica de las arenas basales de la formación pauji y fm. Misoa del Campo Barua, Cuenca del Lago de Maracaibo, edo. Zulia. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
21. Soto, W., & Galeano, D. (2007). Determinación de unidades hidráulicas y su correlación con el tipo de roca para un campo maduro colombiano, mediante análisis cluster. Universidad Industrial Santander, Bucaramanga.
22. Vélez, G., & Álvarez, S. (2011). Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Universidad Industrial Santander, Bucaramanga.
23. Windt, F. (2005). Predicción de unidades de flujo mediante inferencia bayesiana. Maracaibo.
24. Yajamin, H. (2010). "Caracterización petrofísica de un yacimiento". Quito.