

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA MEDIANTE LA
INTEGRACIÓN DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN
YACIMIENTOS CARBONÁTICOS A NIVEL DE JURÁSICO,
CUENCA DEL SURESTE, MÉXICO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Palop Bravo, Leonardo
Para optar el Título de
Magister Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2017

© Palop Bravo Leonardo 2017.
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito legal MI2016000588.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA MEDIANTE LA
INTEGRACIÓN DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN
YACIMIENTOS CARBONÁTICOS A NIVEL DE JURÁSICO,
CUENCA DEL SURESTE, MÉXICO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof., MSc., Manuel Serrano Alvarez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Palop Bravo, Leonardo
Para optar el Título de
Magister Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2017



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



Comisión de
Estudios de
Postgrado

VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo de Grado** presentado por el **Ing. LEONARDO PALOP BRAVO**, portador de la Cédula de Identidad No 13.648.648 bajo el título "**CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN YACIMIENTOS CARBONÁTICOS A NIVEL DE JURASICO, CUENCA DEL SURESTE, MÉXICO**", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas, dejan constancia de lo siguiente:

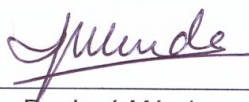
1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 13 de Marzo de 2017, a las 02:00 p.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que este hizo en el salón Zuloaga, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado, los profesores M.Sc. Manuel Serrano, Dr. José Méndez, y M.Sc. Lenin González estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso dentro del área de la Geología.



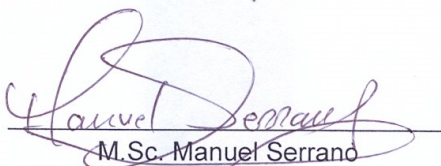
En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los trece (13) días del mes de Marzo del año 2017, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado el Profesor M.Sc. Manuel Serrano.



Dr. José Méndez
C.I. 6.545.752
Facultad de Ciencias UCV



M.Sc. Lenin González
C.I. 12.259.380
Facultad de Ingeniería UCV



M.Sc. Manuel Serrano
C.I. 11.181.191
Facultad de Ingeniería UCV
Tutor



DEDICATORIA

A mi esposa Mariajose Díez Escalona y a mi hija Isabel Palop Díez.

AGRADECIMIENTOS

El presente Trabajo Especial de Grado denominado “CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN YACIMIENTOS CARBONÁTICOS A NIVEL DE JURÁSICO, CUENCA DEL SURESTE, MÉXICO”, fue realizado gracias a la colaboración, asesoría, orientación, asistencia técnica y financiera de:

Universidad Central de Venezuela

MSc. Manuel Serrano Álvarez

PEMEX Exploración y Producción

Ing. Javier Banda Hernández

Ing. Efrén Solórzano

Ing. William Oscar Valbuena Barboza

Ing. Douglas José Betancourt Cerrada

Dr. Freddy Paz Granados

MSc. Carlos Conde

Palop B. Leonardo.

**CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA MEDIANTE LA
INTEGRACIÓN DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN
YACIMIENTOS CARBONÁTICOS A NIVEL DE JURÁSICO,
CUENCA DEL SURESTE, MÉXICO**

**Tutor Académico: Prof., MSc., Manuel Serrano Álvarez. Tesis. Caracas,
U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geológica, Minas y
Geofísica. 2017, n° pág. 208.**

Palabras Claves: Carbonatos, Jurásico, Análisis de Núcleos, Winland, Pittman.

Resumen. Durante décadas, la evaluación de los yacimientos carbonatados ha sido una importante prioridad para los investigadores y productores de petróleo y gas, pero los retos que plantean éstas rocas tan heterogéneas parecen ser infinitos. Desde la exploración inicial hasta las etapas avanzadas de producción, geocientíficos, petrofísicos e ingenieros trabajan en conjunto para obtener la mayor información posible de sus datos, para producir el máximo de reservas del subsuelo.

Este estudio se refiere a la caracterización de la roca carbonática a nivel de Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), mediante la integración de la información de los análisis de núcleos convencionales y especiales pertenecientes al Campo Alfa ubicado geográficamente en el Golfo de México frente a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche.

Los resultados del estudio establecieron que, el ambiente de depósito de la roca JSK del campo Alfa, ocurrió principalmente en ambiente de banco oolítico en aguas poco profundas, rodeado por características de plataforma media, los tipos

de porosidades determinadas son características de ambientes diagenéticos vadoso y freático, producto de procesos de disolución (móldica y oquedad), dolomitización (intercristalina acompañada de móldica y oquedad, fracturas) y de actividad tectónica (fracturas).

El estudio concluyó que la roca JSK del campo Alfa es extremadamente heterogénea, observándose que las mayores porosidades (30%) y permeabilidades (1.650 mD) se ubicaron en el área central del campo donde existe el mayor fallamiento, que la mayor parte del campo está dolomitizado, y que la roca se caracteriza de una combinación de los distintos tipos de roca (mega, macro, meso, micro y nanoporoso).

ÍNDICE

	pp.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN.....	iv
ÍNDICE	vi
LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE TABLAS	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
OBJETIVO.....	5
CAPÍTULO I.....	6
MARCO REFERENCIAL	6
1.1. CARBONATOS	7
1.2. FABRICA DE ROCAS CARBONÁTICAS	8
1.3. COMPONENTES DE ROCAS CARBONÁTICAS	9
1.4. DIAGÉNESIS EN CARBONATOS.....	10
1.5. DOLOMITIZACIÓN	11
1.6. POROSIDAD EN CARBONATOS	12
1.7. CLASIFICACIÓN DE ROCAS CARBONÁTICAS	15
1.8. POROSIDAD	19
1.9. PERMEABILIDAD	21
1.10. PRESIÓN CAPILAR.....	22
1.11. SATURACIÓN DE FLUIDOS	22
1.12. PETROFACIES	23
1.13. MICROFACIES - ESTANDAR.....	24
1.14. AMBIENTES DEPOSITACIONALES – ZONAS DE FACIES....	28
1.15. ANÁLISIS DE NÚCLEOS	30

1.16. ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS.....	30
1.17. ANÁLISIS ESPECIALES DE NÚCLEOS.....	32
1.18. DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA DE NÚCLEOS.....	33
1.19. CORTE DE NÚCLEOS.....	35
1.20. TIPO DE NÚCLEOS.....	36
1.21. FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS NÚCLEOS.....	37
CAPÍTULO II.....	38
MARCO GEOLÓGICO.....	38
2.1. MARCO TECTÓNICO Y ESTRUCTURAL DE LA PROVINCIA PETROLERA SURESTE DE MÉXICO.....	39
2.2. ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTACIÓN DE LA PROVINCIA PETROLERA SURESTE DE MÉXICO.....	42
2.3. MARCO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO ALFA.....	47
CAPÍTULO III.....	50
METODOLOGÍA.....	50
3.1. RECOPIACIÓN, ORDEN Y CLASIFICACIÓN DE INFORMACIÓN.....	51
3.2. INFORMACIÓN DISPONIBLE Y CONSTRUCCIÓN DE BASE DE DATOS.....	51
3.3. DETERMINACIÓN DE TIPO DE ROCA.....	53
3.4. INTEGRACIÓN DE DESCRIPCIÓN SEDIMENTARIA DE NÚCLEOS, ANÁLISIS DE PRESIÓN CAPILAR, TIPO DE ROCA Y FRACTURAS.....	54
CAPÍTULO IV.....	55
ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	55
4.1. DISTRIBUCIÓN DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.....	56
4.2. RELACIÓN POROSIDAD - PERMEABILIDAD.....	63

4.3. DISTRIBUCIÓN DE LA DENSIDAD DE GRANO.....	64
4.4. PRUEBA DE INYECCIÓN DE MERCURIO - PRESIÓN CAPILAR	65
4.5. SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE	70
4.6. DETERMINACIÓN DE LA GARGANTA DE PORO	71
4.7. CLASIFICACIÓN DE TIPO DE ROCA – WINLAND (1978)	72
4.8. DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO ..	73
4.9. ECUACIÓN EMPÍRICA DE WINLAND (R35).....	77
4.10. SATURACIÓN INCREMENTAL DE MERCURIO.....	79
4.11. ECUACIONES EMPÍRICAS DE PITTMAN	82
4.12. GRÁFICO DE ÁPICE - PITTMAN	85
4.13. GRÁFICOS “UNO A UNO”	86
4.14. MODELO DE GARGANTA DE PORO	91
4.15. INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS Y TIPO DE ROCA.....	93
4.15.1. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-1	94
4.15.2. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-2.....	96
4.15.3. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-4.....	100
4.15.4. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-5	103
4.15.5. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-23	107
4.15.6. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-84.....	111
4.15.7. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-89.....	114
4.15.8. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-DL1.....	116
4.15.9. Análisis de fracturas en los núcleos de los pozos Alfa 1, 2, 4, 23, 84 y DL1	119
CAPÍTULO V	125
RESULTADOS	125
5.1. MEDIO AMBIENTE DE DEPÓSITO	126
5.2. CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA	128
CONCLUSIONES.....	136

RECOMENDACIONES.....	139
BIBLIOGRAFÍA	140
ANEXOS.....	146
[ANEXO A]	147
RESULTADOS DE PRUEBA DE INYECCIÓN DE MERCURIO – (PRESIÓN CAPILAR)	147
[ANEXO B]	174
RESULTADOS DE CÁLCULO DE RADIO DE GARGANTA (RI) ...	174

LISTA DE FIGURAS

	pp.
Figura 1. Ubicación del área en estudio – Cuencas del Sureste.	3
Figura 2. Clasificación de porosidad de Choquette y Pray (1970).	15
Figura 3. Clasificación de Dunham modificada por Embry & Klován (1971).	17
Figura 4. Clasificación de Folk (1962).	19
Figura 5. Ambientes de depositación generalizados, zonas de facies y tipos de SMF. Esquema de Wilson (1975).	24
Figura 6. Subdivisiones de ambientes sobre una rampa carbonática homoclinal. Modelo propuesto por Flügel para los tipos de RMF en una rampa homoclinal.	26
Figura 7. Ubicación, Subprovincia y principales campos de la Provincia del Sureste.	40
Figura 8. Secciones estructurales a través de la Provincia del Sureste mostrando el estilo estructural de cada Subprovincia.	41
Figura 9. Columna estratigráfica de la Provincia del Sureste	45
Figura 10. Mapa estructural a nivel de la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) del campo Alfa.	47
Figura 11. Columna estratigráfica del campo Alfa.	48
Figura 12. Sección de correlación estratigráfica Alfa-2, 1 y 23.	49
Figura 13. Mapa estructural a nivel de la cima del JSK del área de estudio (Campo Alfa) con la ubicación de los pozos con análisis de núcleo.	52
Figura 14. Sección esquemática con los pozos mostrando la ubicación en las cuales fueron tomados los núcleos dentro del JSK registrado por los pozos.	52
Figura 15. Histograma de frecuencia – Porosidad.	61
Figura 16. Histograma de frecuencia – Permeabilidad.	61
Figura 17. Comparación de porosidad en carbonatos antiguos y recientes. Tomado y modificado de: North (1985).	62

Figura 18.	Gráfico Permeabilidad versus Porosidad de las muestras por núcleo.	64
Figura 19.	Histograma de frecuencia – Densidad de Grano.....	65
Figura 20.	Curva típica de presión de capilar (gráfico semi-log)- prueba de inyección de mercurio. Significado físico.....	67
Figura 21.	Curvas típicas de presión de capilar (gráfico semi-log)- prueba de inyección de mercurio. Calidad de roca yacimiento.....	68
Figura 22.	Curvas idealizadas típicas de presión de capilar (gráfico semi-log)- prueba de inyección de mercurio. Distribuciones de tamaños de poros.....	69
Figura 23.	Gráfico de presión de inyección de mercurio (Presión Capilar) versus saturación de mercurio de 38 muestras de núcleos del campo Alfa.....	70
Figura 24.	Gráfico de distribución de radio de la garganta de poro de las muestras de núcleos de los pozos Alfa-1,4, 5, 23, 84 y DL1.	75
Figura 25.	Gráfico de presión de inyección de mercurio (Presión Capilar) versus saturación de mercurio de 38 muestras de núcleos por pozo del campo Alfa.	76
Figura 26.	Gráfico de Presión Capilar versus saturación de mercurio, mostrando el radio de garganta de poro de las muestras de núcleo analizadas del campo Alfa.....	77
Figura 27.	Gráfico de garganta de poro Winland R35 de las muestras de los núcleos del campo Alfa.	78
Figura 28.	Gráfico de saturación incremental de mercurio de las muestras de los núcleos de los pozos Alfa-1, 4, 5, 23, 84 y DL1.	81
Figura 29.	Gráfico de saturación incremental de mercurio de las muestras de los núcleos del campo Alfa.....	82
Figura 30.	Gráfico de garganta de poro Pittman R10 – R45 de las muestras de los núcleos del campo Alfa.	85
Figura 31.	Gráfico de garganta de poro Pittman R50 – R75 de las muestras de los núcleos del campo Alfa.	85
Figura 32.	Gráfico de Ápice – Pittman.	86

Figura 33.	Gráficos Uno a Uno.	90
Figura 34.	Gráfico de Presión Capilar versus saturación de mercurio, con el punto de cruce de Saturación de Mercurio de 35% donde se observan los distintos tipos de roca para las muestras de núcleo analizadas del campo Alfa.....	92
Figura 35.	Gráfico de garganta de poro Winland R35 con la distribución de las muestras de presión capilar.	92
Figura 36.	Gráfico de garganta de poro Winland R35 de las muestras de los núcleos del campo Alfa y su distribución de tipo de roca.....	93
Figura 37.	Muestras M5 y M6 del núcleo 1 del pozo Alfa-1	96
Figura 38.	Muestras N2H2, N2H3 y N2H4 del núcleo 2 del pozo Alfa-2.....	99
Figura 39.	Muestras M22 y M28 del núcleo 1 del pozo Alfa-4	102
Figura 40.	Muestras N1H12 de núcleo 1 y N2H2 y N2H20 del núcleo 2 del pozo Alfa-5	106
Figura 41.	Muestras N1F3, N1F11 y N1F22 del núcleo 1 del pozo Alfa-23.	110
Figura 42.	Muestras N1M11, N1H18 y N1H20 del núcleo 1 del pozo Alfa-84.....	113
Figura 43.	Muestras N1H3, N1H16 y N1H23 del núcleo 1 del pozo Alfa-89.....	116
Figura 44.	Muestras N537, N540 del núcleo 5 y muestras N648 y N654 del núcleo 6 del pozo Alfa-DL1	118
Figura 45.	Medio ambiente de depósito de las muestras seleccionadas	127
Figura 46.	Mapa de distribución de porosidad máximas encontradas en la roca JSK del campo Alfa.....	134
Figura 47.	Mapa de distribución de permeabilidad máximas encontradas en la roca JSK del campo Alfa.	134
Figura 48.	Mapa de caracterización de roca JSK del campo Alfa.....	135

LISTA DE TABLAS

	pp.
Tabla 1. Microfacies SMF propuestas por Wilson (1975).....	25
Tabla 2. Microfacies tipo RMF para una rampa homoclinal propuestas por Flügel (2004).....	26
Tabla 3. Información de núcleo disponible.....	53
Tabla 4. Resultados de porosidad, permeabilidad y densidad de grano.	57
Tabla 5. Calidad de la roca en función de las porosidades y permeabilidades.	63
Tabla 6. Saturación de Agua Irreducible ($S_{w_{irr}}$).....	71
Tabla 7. Clasificación de grupo del radio de garganta de poro.....	73
Tabla 8. Radio de garganta de poro calculado a partir de las correlaciones de Winland R35 y Pittman.....	88
Tabla 9. Radio de garganta de poro calculado de las curvas de presión capilar obtenidos de los análisis de núcleo.....	89
Tabla 10. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-1.....	121
Tabla 11. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-2.....	121
Tabla 12. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-4.....	122
Tabla 13. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-23...	122
Tabla 14. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-84...	122
Tabla 15. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-DL1.	123
Tabla 16. Porosidades, ambientes y procesos diagenéticos característicos de bancos oolíticos.	129
Tabla 17. Tipo de rocas presentes en el JSK del campo Alfa.	133

INTRODUCCIÓN

Durante décadas, la evaluación de los yacimientos carbonatados ha sido una importante prioridad para los investigadores y productores de petróleo y gas, pero los retos que plantean éstas rocas tan heterogéneas parecen ser infinitos. Desde la exploración inicial hasta las etapas avanzadas de producción, geocientíficos, petrofísicos e ingenieros trabajan en conjunto para obtener la mayor información posible de sus datos, para producir el máximo de reservas del subsuelo.

Un porcentaje significativo de las reservas de petróleo y gas se encuentra atrapado en los yacimientos carbonatados fracturados; más del 60% de las reservas comprobadas de petróleo del mundo y el 40% de las reservas mundiales de gas. Si bien el incremento de la producción de petróleo y gas de los yacimientos carbonatados quizá no sea la única solución para satisfacer la demanda energética pronosticada, está claro que estos yacimientos desempeñarán un rol cada vez más importante en el futuro de la industria petrolera.

Debido a su complejidad y heterogeneidad, los yacimientos carbonatados son considerados difíciles para estimar en forma precisa su explotación. En su mayoría son yacimientos naturalmente fracturados y contienen fracturas que van desde microscópicas aisladas hasta agrupamientos de varios kilómetros de ancho, que se denominan enjambres o corredores de fracturas. Estas fracturas crean almacenamiento y trayectos complejos para el movimiento de los fluidos que tienen impacto en la caracterización de yacimientos y, en última instancia, el desempeño de la producción y la recuperación total.

En los campos de desarrollo, la caracterización de la roca tiene influencia significativamente sobre el manejo de las estrategias de perforación, mejoramiento de perfiles de producción y en la posterior aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada. El conocimiento de las rocas ayuda a reducir la incertidumbre sobre el conocimiento del subsuelo y a realizar mejores

estimaciones de reservas, así como a entender el comportamiento de producción de los pozos.

Este estudio de caracterización de la roca carbonática a nivel de Jurásico, se realizará mediante la integración de la información de los análisis de núcleos convencionales y especiales pertenecientes al Campo Alfa ubicado geográficamente en el Golfo de México frente a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 140 kilómetros al Noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas, en Paraíso, Tabasco, y a 95 km de Ciudad del Carmen, Campeche, entre las isobatas de 70 y 80 m.

El campo en estudio pertenece a la Provincia Petrolera Sureste, esta provincia se ubica en el sureste de México, quedando comprendida en su parte terrestre, principalmente en el Estado de Tabasco, parte norte de Chiapas, occidente de Campeche y extremo sureste de Veracruz, extendiéndose hacia la actual plataforma continental de esta región del Golfo de México.

La Provincia Petrolera Sureste es la cuenca productora de aceite más importante de México (figura 1). La principal roca generadora son calizas arcillosas del Tithoniano de distribución regional, localmente se tienen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en carbonatos del Cretácico, carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, brechas carbonatadas del Paleógeno y areniscas del Néogeno en trampas estructurales y combinadas de diferentes edades.

Los campos más importantes de la cuenca son Cantarell, Ku-Malob-Zaap, J.A. Bermúdez, Jujo-Tecominoacán. Esta provincia alcanzó su máximo histórico de más de 4.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día en el 2004. La producción acumulada de la provincia es de 41.4 MMMbpce. Las reservas 3P son de 23.3 MMMbpce, al 1 de enero de 2010.

Los recursos prospectivos evaluados de la cuenca abarcan el 31.96 % de los recursos totales de toda la República Mexicana, con una media de cerca de 16.7 MMMbpce, al 01 enero 2009.

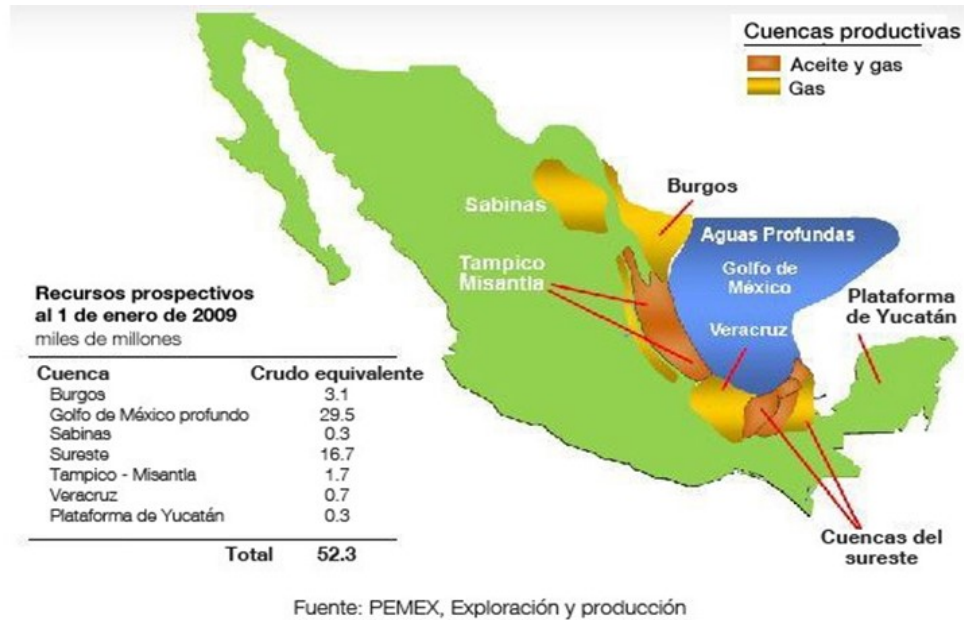


Figura 1. Ubicación del área en estudio – Cuencas del Sureste.

En el desarrollo del Trabajo Especial de Grado se presenta de una manera práctica los conceptos teóricos elementales y la metodología para efectuar la caracterización de la roca mediante la integración de análisis de núcleos en yacimientos carbonáticos a nivel de Jurásico.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo en estudio (Alfa) se encuentra en la etapa de desarrollo con un gran potencial como campo productor de petróleo, así como económico. Este proyecto de investigación propone integrar los datos de análisis convencionales y especiales de núcleos para la determinación de calidad de roca dependiendo de la interrelación entre la porosidad, permeabilidad, tamaño de las gargantas de poros, comportamiento de presión capilar, información petrográfica y de fracturas. La caracterización de la roca presente en el yacimiento permitirá disminuir la incertidumbre inherente al conocimiento de la geología y mejorar el entendimiento de producción del campo.

OBJETIVO

OBJETIVO GENERAL

- Caracterizar la roca mediante la integración de análisis de núcleos en yacimientos carbonáticos a nivel de Jurásico, en la cuenca del Sureste de México.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los tipos de roca presente en el área de estudio.
- Integrar la descripción sedimentaria de núcleos, análisis de presión capilar, tipo de roca y fracturas.
- Determinar el medio ambiente de depósito del área en estudio.
- Caracterizar la roca a nivel de Jurásico presente en el campo Alfa.

CAPÍTULO I

MARCO REFERENCIAL

El presente capítulo muestra los fundamentos teóricos e históricos donde se apoya el desarrollo y análisis de este trabajo especial de grado.

1.1. CARBONATOS

Los carbonatos constituyen los sedimentos y rocas sedimentarias más abundantes después de los clásticos terrígenos. Los carbonatos se forman fundamentalmente por procesos químicos, bioquímicos y biológicos, en contraste con los procesos de meteorización y erosión de otras rocas preexistentes. La casi totalidad de los carbonatos se forman en medio marino, en ambientes costeros u oceánicos tropicales donde la sedimentación clástica es mínima o no existe. Estos carbonatos se desarrollan como arrecifes, plataformas, atolones, bancos, montículos y rampas, así como en la forma de depósitos pelágicos en los océanos, para lo cual se requiere de una serie de condiciones en la formación y acumulación de estos sedimentos. En algunos ambientes lacustres de clima tropical y lagos con una evaporación alta, también se pueden formar carbonatos. Los carbonatos para su formación, bien sea, por medio de precipitación directa o a través de los organismos cuando construyen sus caparazones y esqueletos calcáreos, dependen de la salinidad y temperatura y temperatura de las aguas, del pH, de las presiones parciales del dióxido de carbono, del oxígeno y del pH alcalino, favorece la precipitación del carbonato de calcio.

La caliza

Es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO_3), generalmente calcita, aunque frecuentemente presenta trazas de magnesita (MgCO_3) y otros carbonatos. También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita, cuarzo, etc., que modifican (a veces sensiblemente) el color y el grado de coherencia de la roca.

- La calcita es el mineral más estable que existe de carbonato de calcio. Su fórmula química es CaCO_3 (Carbonato de Calcio). La calcita constituye el 4% en peso de toda la corteza terrestre. La dureza en escala de Mohs es de 3 y su densidad de 2.71 gr/cm^3 . desde el punto de vista de solubilidad, la calcita reacciona fuerte con el ácido clorhídrico, produciendo efervescencia.

La dolomía

Es una roca sedimentaria de origen químico compuesta básicamente de dolomita, cuya composición química es carbonato de calcio y magnesio [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$]. Fue distinguida de la caliza por el geólogo francés D. Dolomieu en el siglo XVIII. La dolomía debe contener al menos 50% de dolomita; si contiene menos es una caliza dolomítica. Se considera pura cuando ese porcentaje pasa del 90%

- La dolomita es un mineral compuesto de carbonato de calcio y magnesio, que pertenece al grupo de los carbonatos. Su fórmula química es $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Abunda en la naturaleza en forma de roca dolomítica. Su dureza en escala de Mohs está entre 3.5 a 4 y su densidad es de 2.86 a 3.10 gr/cm^3 .

1.2. FABRICA DE ROCAS CARBONÁTICAS

Fábrica cristalina: constituida por cristales generados por procesos de precipitación directa, recristalización o reemplazamiento (calizas esparíticas, pseudoesparitas, dolomías cristalinas, etc.).

Fábrica clástica: Es la constituida por clastos carbonáticos, tanto intracuencas como extracuencas. Este tipo de fábrica es la común de las calcarenitas, donde los clastos son granos carbonáticos intracuencas (IC). Las rocas detríticas integradas por granos carbonáticos extracuencas (EC) corresponden a sedarenitas (calclitita; Folk, 1962).

Fábrica organógena: Es la constituida por bioconstrucciones desarrolladas por organismos coloniales (arrecifes de coral, estromatolitos, etc.).

1.3. COMPONENTES DE ROCAS CARBONÁTICAS

Componentes esqueléticos: son restos completos o fragmentados de esqueletos calcáreos construidos por organismos (animales o plantas) a través de procesos bioquímicos. En general constituyen granos (skeletal grains) y son muy importantes, ya que a partir de ellos podremos caracterizar el ambiente de sedimentación, luminosidad, energía..., siempre que no estén resedimentados en ambientes distintos en los que vivieron. Diferenciaremos entre:

- Algas y cianobacterias: algas rojas, algas verdes, cocolitos y cianobacterias.
- Anélidos
- Braquiópodos
- Briozoos
- Corales
- Equinodermos
- Esponjas
- Foraminíferos
- Moluscos
- Ostrácodos
- Radiolarios

Componentes no esqueléticos: en este grupo se incluyen aquellos granos que no son restos esqueléticos (non-skeletal grains), y que se forman por diferentes procesos: físicos, fisico-químicos y bioquímicos. Podemos encontrar:

- Coated grains
- Litoclastos

- Peloides y pellets
- Granos compuestos

Otros componentes: Además de los componentes carbonáticos de origen intracuencial (esqueléticos y no esqueléticos), en una roca carbonática podemos encontrar otros tipos de componentes:

- Granos intracuenciales no carbonáticos (INC)
- Granos extracuenciales no carbonáticos (ENC)

1.4. DIAGÉNESIS EN CARBONATOS

Los complejos de carbonatos recientes y antiguos se caracterizan por una gran complejidad en cuanto a sus ambientes y facies que presentan, lo cual trae consigo una gran variedad en cuanto a la biota presente, características texturales de las rocas y los sedimentos, variaciones en los factores físico-químicos, etc. En lo que se refiere a los reservorios de carbonatos, la gran heterogeneidad en la porosidad y permeabilidad se deriva mayormente de las influencias diagenéticas que ocurren en los ambientes y facies iniciales. La diagénesis de carbonatos involucra todos los procesos de disolución, solución, cementación, litificación y alteración de los sedimentos durante el intervalo entre la depositación y el metamorfismo. Estos factores diagenéticos permiten preservar la porosidad inicial o modificarla en su totalidad, creando una porosidad secundaria completamente diferente a la original. (Méndez, 2009).

Dentro de los procesos diagenéticos se pueden diferenciar:

- Bioturbación
- Micritización
- Compactación
- Cementación

- Disolución
- Recristalización
- Dolomitización-dedolomitización

1.5. DOLOMITIZACIÓN

La dolomitización es la conversión de minerales de CaCO_3 en dolomitas $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, debido reemplazo del Ca por el Mg en el enrejado cristalino, o por la formación directa del $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ debido a soluciones ricas en Mg con respecto al Ca en combinación con factores físico-químicos. La formación de dolomita es favorecida por una relación baja de $\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$, $\text{Ca}^{2+}/\text{CO}_3^{2-}$, $\text{Ca}^{2+}/\text{HCO}_3^-$, y por altas temperaturas. Determinadas consideraciones cinéticas, bajo los parámetros anteriores y en ciertas condiciones de baja o alta salinidad, favorecen la dolomitización. Cuando las condiciones termodinámicas y cinéticas son combinadas se puede favorecer la dolomitización en determinados ambientes:

- Ambientes de salinidad variable pero que respecto a los parámetros cinéticos y termodinámicos existe saturación con respecto a la dolomita (zona de mezcla de agua meteórica/agua de mar, ambientes inframareales someros de salinidad normal a hipersalina, ambientes supramareales hipersalinos, ambientes esquizoalinos)
- Ambientes alcalinos (procesos de resolución o fermentación por acción bacterial, aguas subterráneas alcalinas).
- Ambientes con temperaturas mayores de 50°C (ambientes del subsuelo o con la presencia de aguas hidrotermales).

1.6. POROSIDAD EN CARBONATOS

La porosidad en las rocas carbonáticas sedimentarias resulta de una serie de procesos los cuales pueden ser depositacionales o postdepositacionales. El conocimiento de estos procesos, así como sus causas y orígenes, es necesario para comprender la historia de formación de los sedimentos y rocas, al igual que el posible potencial que pueda existir como reservorio de hidrocarburos. Generalmente, se trata de interpretar la porosidad en rocas carbonáticas utilizando ciertas analogías con las areniscas y limolitas, principalmente en lo que respecta a las porosidades primarias. Esto sin embargo puede no ser beneficioso, dado las variaciones de carácter genético que presentan las porosidades en carbonatos. Por otra parte, los procesos diagenéticos son particularmente activos en los carbonatos alterando de manera general las porosidades iniciales y creando otras. Estos mismos procesos poseen menor importancia cuantitativa en areniscas y limolitas, por lo que se hace más sencillo realizar una evaluación de porosidades y permeabilidades relativas.

Los sedimentos de carbonato presentan una alta porosidad y permeabilidad para el momento de la depositación en la mayor parte de las facies. Esta porosidad primaria puede ser tan alta como 70% y la misma involucra porosidades interpartículas o intergranulares, e intrapartículas (derivada de los espacios porosos esqueléticos) principalmente.

Las diferencias entre las porosidades primarias y secundarias en las rocas carbonáticas son mucho más amplias que en las areniscas. La porosidad inicial que comúnmente puede exhibir una roca carbonática o sedimentos calcáreos, es mayor que en una arenisca, pero esta porosidad se reducirá considerablemente por los factores diagenéticos que operarán en los sedimentos y rocas. Las modificaciones postdepositacionales en las areniscas causadas por la cementación y compactación, pueden traer alteraciones en las porosidades, las cuales se traducen, principalmente, en cambios en la posición y en la forma de los poros. En la mayor parte de los carbonatos el sistema de poros inicial puede cambiar

totalmente por causa de la diagénesis operada, resultando en una porosidad secundaria, la cual puede ser mayor que la inicial, pero en muchos casos puede ser considerablemente menor. En lo que respecta al tipo de porosidad, en las areniscas por lo general es interpartícula o intergranular, mientras que, en los carbonatos, dependiendo de la facies presente, biota, y los procesos que sobre la roca han actuado, es mucho más amplia.

La forma de los poros y el tamaño de los mismos están estrechamente relacionados en las areniscas con la forma, tamaño y escogimiento de los granos y partículas. En los carbonatos, estas relaciones son mucho menos dependientes. El tamaño de los poros guarda una pequeña relación con las partículas, mientras que la forma puede ser totalmente independiente de las mismas. Hay excepciones, como la porosidad presente en formaciones de facies de oolitas, la cual guarda una estrecha relación con éstas, siempre y cuando la cementación posterior no haya sido muy intensa. Las soluciones pueden ser causa importante en las modificaciones de la porosidad inicial de los carbonatos. La cementación puede destruir totalmente la porosidad inicial, mientras que, en las areniscas, el cambio puede ser parcial y, en todo caso siempre menor que los carbonatos.

El clima puede ser un factor importante en la preservación, modificación o creación de porosidades nuevas. Cuando los carbonatos son expuestos a la erosión y meteorización aérea, las porosidades primarias relacionadas con facies de oolitas y bioclastos pueden preservarse mejor. En teoría, la diagénesis en las zonas vadosa y freático meteórica es menor por las escasas precipitaciones. En climas húmedos la diagénesis es más activa por la mayor precipitación de aguas meteóricas y disolución de carbonatos (Wagner, 1994). Los minerales metaestables como el aragonito originarán porosidades del tipo móldico y de oquedad (vug). En áreas de grandes precipitaciones la disolución puede ser intensa, originando relieves de tipo carst y sistemas de cavernas o zonas de colapso. Sin embargo, es necesario que el carbonato disuelto no precipite en la misma zona puesto que de esta manera la porosidad adquirida se perderá por la cementación posterior.

Para describir la porosidad en lámina delgada empleamos la clasificación de Choquette & Pray (1970), que contempla: el tipo básico de porosidad, tiempo de formación, tamaño de los poros, y volumen de poros referido al volumen total de la roca (se estima en %). Ver figura 2.

La porosidad puede ser selectiva o no de fábrica y contempla los siguientes tipos básicos:

- Porosidad selectiva de fábrica (relacionada con los elementos de la fábrica):

- Interpartícula
- Intrapartícula
- Fenestral
- Refugio (Shelter)
- Estructura de crecimiento (Growth-framework)
- Intercristalina
- Móldica

- Porosidad no selectiva de fábrica (producida durante la diagénesis):

- Fractura
- Canal
- Vug
- Caverna

- Selectiva o no de fábrica:

- Brecha
- Horadación (Boring)
- Bioturbación/madriguera (Burrow)
- Encogimiento (Shrinkage)

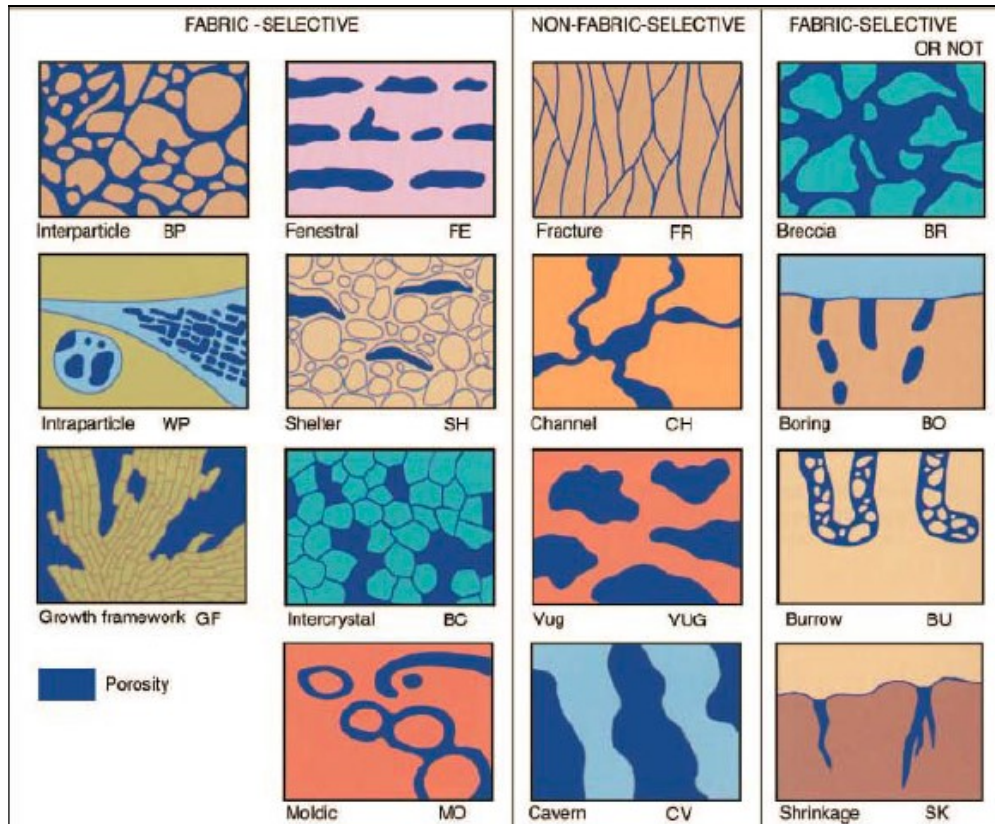


Figura 2. Clasificación de porosidad de Choquette y Pray (1970).

1.7. CLASIFICACIÓN DE ROCAS CARBONÁTICAS

Las clasificaciones usadas en rocas carbonáticas pueden ser agrupadas en cuatro tipos:

- Descriptivas
- Genéticas
- Químicas
- Texturales.

Para clasificar una roca de carbonato es necesario diferenciar los tres constituyentes principales: grano, matriz y cemento. Los granos o partículas pueden derivarse de componentes de bioclastos (moluscos, corales, foraminíferos, algas, briozoarios, etc.) o de origen inorgánico como los ooides. La matriz puede variar con el contenido de carbonatos y clásticos. Una matriz con predominio de carbonatos, generalmente se denomina micrita. Los cementos se originan por

precipitaciones químicas y el tipo de cemento dependerá del ambiente sedimentario y diagenético.

Clasificación de Dunham (1962)

Distingue dos tipos generales de carbonatos (rocas y sedimentos carbonáticos); (1) los que presentan textura deposicional reconocible, y (2) los que presentan textura cristalina, no siendo posible reconocer la textura deposicional.

1.- Carbonatos con textura deposicional reconocible:

- Boundstone: Los componentes originales se encuentran ligados durante la sedimentación debido a la acción de organismos bioconstructores (corales, algas rodoíceas, cianobacterias, etc.).
- Grainstone: Textura grano-soportada y sin matriz micrítica. El espacio intergranular puede estar ocupado por cemento.
- Packstone: Textura grano-soportada y con matriz micrítica. El espacio intergranular está ocupado por micrita.
- Wackestone: Textura matriz-soportada con más del 10% de granos.
- Mudstone: Textura matriz-soportada con menos del 10% de granos.

2.- Carbonatos cristalinos cuya textura deposicional no es reconocible.

La clasificación de Dunham (1962) es muy práctica, tanto para rocas como para sedimentos. Ver figura 3.

Clasificación de Embry y Klovan (1971)

Esta clasificación se muestra en la figura 3 y complementa la clasificación de Dunham, añadiendo cinco nuevos tipos:

- Rudstone: Textura grano-soportada, en la que los "clastos" tienen un tamaño > 2 mm y están en una proporción superior al 10%.
- Floatstone: Textura matriz-soportada, en la que los "clastos" tienen un tamaño > 2 mm y están en una proporción superior al 10%.
- Dentro de los boundstones diferencian los siguientes tipos:

- Framestone: Tipo de bioconstrucción en la que los organismos construyen armazones rígidos (Ej.: arrecifes de corales).
- Bindstone: Tipo de bioconstrucción por organismos (esqueléticos o no) que incrustan y atrapan el sedimento (Ej.: estromatolitos).
- Bafflestone: Tipo de bioconstrucción en la que los organismos atrapan sedimento por efecto pantalla (Ej.: mud mounds).

Textura deposicional reconocible										Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no unidos durante la sedimentación						Componentes orgánicamente unidos durante el depósito			Cristalina	
Con lodo calcáreo (micrita) [tamaño limo fino y arcilla]		Textura sostenida por granos sin lodo calcáreo		> 10% granos > 2mm		Boundstone				
Textura lodo-sostenida		Textura grano-sostenida		Textura lodo-sostenida	Textura sostenida por granos > 2mm	(puede dividirse en 3 tipos de acuerdo con la forma de las estructuras orgánicas)				
< 10% granos	> 10% granos					en grupos separados	unidas	formando una estructura rígida		
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Floatstone	Rudstone	Blafflestone	Bindstone	Framestone		

Figura 3. Clasificación de Dunham modificada por Embry & Klovan (1971).

Clasificación de Folk (1962)

Folk establece una clasificación de calizas teniendo en cuenta las proporciones relativas de los tres constituyentes básicos: granos (aloquímicos), matriz micrítica y cemento esparítico (ortoquímicos).

Diferencia tres tipos básicos de calizas: aloquímicas (con >10% de granos), micríticas (con <10% de granos) y biolititas. Dentro de las calizas aloquímicas distingue entre: calizas esparíticas (espacio intergranular ocupado por esparita) y calizas micríticas (espacio intergranular ocupado por micrita). Esta clasificación se muestra en la figura 4.

Una de las limitaciones de esta clasificación es que no se puede aplicar a sedimentos.

Criterio utilizado: proporciones relativas de los componentes autóctonos de la roca carbonatada (aloquímicos o aloquenos, matriz, cemento).

Entrada al cuadro de clasificación:

1) - Calizas o dolomías con textura deposicional reconocible (I, II, III, IV)

- Dolomías y calizas recristalizadas (V)

2) Calizas o dolomías con textura deposicional reconocible:

2.1. Porcentaje relativo de aloquímicos de la fracción total de carbonatos presentes:

- >10% (I y II)
- < 10% (III)

2.2 Porcentaje relativo de tipos de granos autóctonos (referido al 100% de los granos). Importancia relativa de los distintos tipos de granos: mayor importancia a granos con características genéticas más específicas (intraclastos y oolitos)

2.3 Micritas (III)

<1-10 % aloquímicos

< 1 % aloquímicos

Dismicritas: barros micríticos que presentan espacios de morfología característica (fenestrales u ojos de pájaro) debido a burbujas de gases por putrefacción de materia orgánica o bien bioturbación.

Dolomicritas: barros micríticos que han sufrido un proceso de dolomitización temprana; su textura es micrítica y su composición dolomítica.

2.4 Biolititas (IV): término genérico usado por Folk para las calizas bioconstruídas.

3) Dolomías o calizas sin textura deposicional reconocible (o sólo muy parcialmente)

3.1 Fantasmas reconocibles

3.2 Sin fantasmas

Por su carácter de granos alóctonos, los extraclastos y terrígenos no son considerados dentro de la clasificación.

		Calizas y Dolomías con textura deposicional reconocible Calizas, calizas dolomitizadas y dolomías primarias				Sin texta deposicional recono cible. Dolomías de reemplaza miento y Calizas recristalizadas				
		I	II	III	IV	V				
Composicion Volumetrica de aloquemos		<10% aloquemos		>10% aloquemos		Rocas bioconstruidas sin perturbacion	Con fantasmas de aloquemos o aliquemos evidentes	Sin fantasmas		
		esparita>micrita	micrita>esparita	1-10% aliquemos	<1% aliquemos					
>25% Intraclastos		intraesparita	intramicrita	Aloquemoa más abundantes	Intraclastos Micrita con intraclastos	Biolilita	Intradolomita	Dolomia afanítica		
		>25% Ooides			ooesparita		oomicrita	Ooides Micrita con ooides	Oodolomita	Dolomia grano muy fino
<25% Intraclastos	<25% Ooides Proporcion volumetrica (bioclastos/peloides)				> 3/1		bioesparita	biomicrita	Micrita o si tiene parches de esparita Dismicrita	Biodolomita
		3/1 a 1/3	biopesparita		biopelmicrita		Bioclastos Micrita fosilifera	Peldolomia		Dolomia grano medio
		< 1/3	pelesparita		pelmicrita		Peloides Micrita con peloides	etc.		Dolomia grano grueso

Figura 4. Clasificación de Folk (1962).

1.8. POROSIDAD

Es la medida del espacio intersticial, espacio existente entre grano y grano, y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, entendiéndose por volumen poroso, al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. La porosidad representa la capacidad que tiene una roca de almacenar los fluidos, por lo que para que un yacimiento sea comercialmente productivo debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen apreciable de hidrocarburos. Por tanto, la porosidad es un parámetro muy importante de las rocas reservorio.

Clasificación de la porosidad

La porosidad puede clasificarse de dos formas, según la comunicación de los poros y según el origen el tiempo de deposición de las capas.

Según la comunicación de los poros:

- Porosidad absoluta o total (ϕ_t): es la fracción del volumen total correspondiente al volumen total de poros, estén o no interconectados
- Porosidad efectiva (ϕ_e): es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de poros conectados entre sí. Es la que se mide en la mayoría de los porosímetros y es en realidad la que interesa para la estimación de petróleo y gas en sitio, dado que solo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados, pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento.

Según su origen y tiempo de deposición de las capas:

- Porosidad primaria (ϕ_p): es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la depositación del estrato. Los poros formados en esta forma son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento. Este tipo de porosidad es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas (detríticas o clásticas) y calizas oolíticas (no-detríticas), formándose empaques del tipo cúbico u ortorrómbico
- Porosidad secundaria o inducida (ϕ_s): es aquella que se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o capa. Esta porosidad puede ser:
 - Porosidad en solución, formada por la disolución del material sólido soluble constitutivo de las rocas
 - Porosidad por fractura, originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo
 - Porosidad por dolomitación, proceso mediante el cual las calizas se convierten en dolomías, las cuales presentan mayor porosidad.

1.9. PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una propiedad inherente a la roca, que proporciona una medida de la facilidad con la cual los fluidos se mueven en un medio poroso. Para que un medio poroso sea permeable, sus poros deben estar conectados, por lo que la permeabilidad se encuentra relacionada con la porosidad efectiva, pero no necesariamente con la porosidad absoluta.

La permeabilidad se expresa en unidades de área, siendo el Darcy la unidad más utilizada. Un medio poroso tiene la permeabilidad de un Darcy, cuando un fluido (monofase), que tiene viscosidad de un centipoise, se mueve en ese medio, en condición de flujo viscoso a la velocidad de un cm/seg, a través de una sección de un cm², con un diferencial de presión de una atmósfera (760 mm de Hg).

Clasificación de la permeabilidad

De acuerdo a las fases presentes en el medio poroso, se tiene:

- Permeabilidad Absoluta (k): Es aquella que posee un medio poroso 100% saturado por una única fase.
- Permeabilidad Efectiva (k_{ei} , $i = o, w, g$): Es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluyen en el medio poroso dos o más fases. Las unidades son las mismas que para la permeabilidad absoluta. El valor de la permeabilidad efectiva siempre es menor que la absoluta.

$$0 \leq k_{eo}, k_{eg}, k_{ew} \leq k$$

- Permeabilidad Relativa (k_{ri} , $i = o, w, g$): Es el cociente entre la permeabilidad efectiva de una fase y la permeabilidad absoluta.

$$k_{ri} = k_{ei}/k$$

1.10. PRESIÓN CAPILAR

Se define presión capilar (P_c) como la diferencia de presión a través de la interfase, o también como las fuerzas retentivas, que impiden el vaciamiento total del yacimiento. Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas) que coexisten en dicho medio. La evidencia más común se observa al colocar un tubo capilar en un recipiente con agua y ver como el agua sube por dentro del tubo.

La prueba de determinación de la presión capilar por inyección de mercurio, consiste en inyectar mercurio a una roca de porosidad conocida, la presión incrementa hasta niveles predeterminados y cuando se alcanza el equilibrio de presión el volumen de mercurio inyectado es medido. Dado a que la porosidad de la muestra es conocida, con el volumen de mercurio se determina el porcentaje del volumen total de los poros saturados de mercurio. Este procedimiento es repetido varias veces a diferentes presiones hasta obtener el perfil de garganta de poro de la muestra (Amyx, 1960).

Las curvas de presión capilar se utilizan para evaluar el flujo de fluidos en yacimientos, por lo tanto, el proceso de inyección de mercurio en las muestras de roca es similar a la ocupación del espacio entre los poros por los hidrocarburos, conocido como drenaje, debido al drenaje de la fase mojante por agua en el yacimiento.

1.11. SATURACIÓN DE FLUIDOS

Los sedimentos al depositarse lo hacen conteniendo agua del ambiente sedimentario correspondiente en el espacio poroso intergranular, es decir, que se depositan conteniendo 100% de agua connata en el espacio poroso. La saturación de fluidos de una roca es, por lo tanto, la relación entre el volumen de fluidos contenido en su espacio poroso y su volumen poroso total. A medida que la roca es soterrada, cierta fracción de la saturación de agua (S_w) connata puede ser

remplazada por hidrocarburos si la roca constituye una trampa estructural o estratigráfica. Por esta razón la saturación irreducible de agua ($S_{w_{irr}}$) de los yacimientos están por debajo de un 50% del espacio poroso en la mayoría de los casos pudiendo llegar a un 60% o más en arenas de grano fino y muy arcilloso.

El supuesto general es que el yacimiento estuvo inicialmente repleto de agua y que, a lo largo del tiempo geológico, el petróleo o el gas formados en otro lugar, migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Sin embargo, los hidrocarburos que migran nunca desplazan toda el agua intersticial. En efecto, hay una $S_{w_{irr}}$ o inicial, representada por el agua retenida por tensión superficial sobre la superficie de los granos, en el contacto entre los granos y en los intersticios más pequeños.

1.12. PETROFACIES

Una petrofacies puede ser definida como una unidad de roca con propiedades petrofísicas similares y una relación consistente entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua y radio de garganta de poro, representando unidades con características de flujo de fluidos similares.

El análisis de la data de la permeabilidad al aire (k_a) y de la porosidad (ϕ) en forma aislada, puede dar una idea errónea de la calidad de la roca. Analizando la data de k_a y ϕ a través de la relación k_a/ϕ o de los métodos de Winland – Pittman, es más efectivo la determinación de la calidad de almacenamiento y flujo de fluidos de una roca.

Por ejemplo; en una sección del yacimiento, un aumento de la porosidad manteniendo constante la k_a indica que los poros comienzan a ser más numerosos y más pequeños, por lo que el área superficial de los poros se incrementa. Al existir mayor superficie disponible para el fluido mojante, el agua para el caso de yacimientos hidrófilos, la saturación irreducible de agua también se incrementa,

disminuyendo, de esta forma, el espacio disponible para el almacenamiento de hidrocarburos en los poros. Además, si el tamaño de los poros decrece, el tamaño de las gargantas porales también disminuye. Dado a eso, un yacimiento con mayor porosidad para el mismo valor de permeabilidad, posee gargantas porales de menor tamaño a través de las cuales el fluido puede fluir.

1.13. MICROFACIES - ESTANDAR

Wilson (1975, en Boggs (1992)) y Flügel (2004), en particular han propuesto usar los datos de microfacies carbonatadas para establecer un número restringido de tipos de microfacies principales que sirven como modelos para todas las microfacies carbonatadas, independientemente de las edades de las rocas carbonatadas. Estas microfacies están referidas como standard microfacies types (SMF); y pueden ser agrupadas dentro de “zonas” de facies, las cuales son usadas luego para construir un modelo depositacional generalizado para las rocas carbonatadas. (figura 5 y tabla 1).

1	2	3	4	5	6	7	8	9	Zona de Facies
Cuenca	Plataforma de mar abierto	Margen de plataforma profunda	Foreslope	Margen de plataforma de arrecifes	Plataforma retrabajada	Plataforma abierta (lagoon)	Plataforma restringida	Plataforma evaporítica (sabkha)	Ambiente
1,2,3	2,8,9,10	2,3,4	4,5,6	7,11,12	11,12,13,14,15	8,9,10,16,17,18	16,17,18,19,21,22,23,24	20,23	Tipos de SMF

Figura 5. Ambientes de deposición generalizados, zonas de facies y tipos de SMF Esquema de Wilson (1975). Tomado de Boggs (1992).

Tabla 1. Microfacies SMF propuestas por Wilson (1975).

STANDAR MICROFACIES TYPES (SMF)		
SMF	NOMBRE	CARACTERISTICAS
1	ESPICULITA	oscura, rica en organismos, mudstone o wackestone arcilloso, conteniendo espículas de tamaño limo, las espículas estan comunmente orientadas y reemplazadas por calcita
2	CALCISILTITA MICROBIOCLÁSTICA	pequeños bioclastos y peloides con una textura grainstone o packstone, ondulitas en escala milimétrica, comunmente laminados
3	MUDSTONE O WACKSTONE PELÁGICO	Matriz de micrita, con granos de arena fina o limo dispersos constituidos por microfósiles pelágicos (ej: radiolarios o globigerinidos) o megafauna (ej: graptolites o bivalvos de concha delgada)
4	MICROBRECHA O PACKSTONE BIOCLÁSTICO-LITOCLASTICO	granos desgastados de carácter robusto originalmente, puede consistir en bioclastos derivados localmente y/o litoclastos previamente cementados; tambien puede incluir cuarzo, chert, u otros tipos de fragmentos de carbonato; comunmente gradados.
5	PACKSTONE FLOATSTONE O GRAINSTONE BIOCLÁSTICO	constituido principalmente de bioclastos derivados de organismos que habitan los flancos y la parte superior de los arrecifes; rellenos geopetales o infiltrados por sedimento fino en cavidades encubiertas comunmente
6	RUDSTONE ARRECIFAL	grandes bioclastos y organismos de la parte superior y flancos del arrecife; sin material en forma de matriz
7	BOUNDSTONE	constituidos por organismos sésiles (<i>in situ</i>). Pueden ser llamados framestone si se constituyen por agregados masivos y de formas robustas, bindstone si estan constituidos por incrustaciones lamelares enmarañadas construyendo cavidades y capas incrustadas de micrita, y bafflestone si su composición es de complejos y delicadas masas de micrita, vagamente peleteados con formas frondosas.
8	WACKSTONE <i>WHOLE</i> FOSIL	organismos sésiles inmersos en micrita, el cual contiene algunos bioclastos dispersos, infauna y epifauna bien preservada
9	WACKSTONE BIOCLÁSTICO O MICRITA BIOCLÁSTICA	sedimentos micríticos que contiene fragmentos de diversos organismos mezclados y homogenizados por bioturbación; los bioclastos pueden estar micritizados .
10	PACKSTONE-WACKSTONE CON BIOCLASTOS DESGASTADOS Y CUBIERTOS EN MICRITA	los sedimentos exhiben inversión textural, los granos muestran evidencia de formación en ambientes de alta energia pero contiene matriz lodosa
11	GRAINSTONE CON BIOCLASTOS CUBIERTOS POR CEMENTO DE ESPARITA	bioclastos cementados con cemento esparítico; los bioclastos pueden estar micritizados
12	COQUINA, GRAINSTONE O RUDSTONE BIOCLÁSTICO	constituido por un depósito de conchas de ciertos tipos de organismos dominantes (ej: algas, conchas o crinoideos); carece de matriz lodosa
13	GRAINSTONE BIOESPARÍTICO CON ONCOIDES	constituido principalmente por oncoides en un cemento esparítico
14	LAGS	partículas cubiertas y desgastadas; puede incluir ooides y peloides que son ennegresidos y manchados de hierro; con fosfatos; tambien puede incluir litoclastos alóctonos
15	OOLITA, GRAINSTONE DE OOIDES	bien seleccionada, bien formada, ooides recubiertos multiplesmente que van de 0.5 a 1.5mm de diametro; fabrica comunmente muy empaquetada; cruza los estratos invariablemente.
16	PELSPARITA O GRAINSTONE PELOIDAL	probablemente pellets fecales; pueden ser mezclados con ostrácodos o foraminíferos; puede contener láminas gruesas gradadas y una fábrica fenestral.
17	GRAINSTONE O GRAPESTONE PELSPARÍTICO	mezclas de facies de peloides aislados, peloides aglutinados y granos agregados (grapestones y lumps); puede incluir algunos granos recubiertos.
18	GRAINSTONE DE FORAMINIFEROS O ALGAS	consiste en concentraciones comunmente mezcladas con peloides
19	LOFERITA	laminada a bioturbada, mudstone o wackestone peleteado; puede gradar a pelsparita con fábrica fenestral; la asociación de ostrácodos y peloides es comun en mudstone; tambien puede incluir micrita con foraminíferos dispersos, gasterópodos y algas
20	MUDSTONE DE ESTROMATOLITOS DE ALGAS	estromatolitos
21	ESPONGIOSTROMA	fábrica de algas ramificadas en sedimento fino limo-lodo
22	MICRITA CON ONCOIDES GRANDES	wackestone o floatstone que contienen oncoides
23	MICRITA PURA HOMOGÉNEA SIN FÓSILES Y SIN LAMINACIÓN	micrita; puede contener cristales de minerales evaporíticos.
24	RUDSTONE O FLOATSTONE CON LITOCLASTOS GRUESOS Y/O BIOCLÁSTOS	cláustos comunmete constituidos de micrita o calcisilita sin fósiles, y puede tener un arreglo de lado o imbricado; puede estar cruzando los estratos; matriz esparcida.
25	MUDSTONE EVAPORÍTICO- CARBONATADO LAMINADO	alternancia de carbonato cristalino fino (caliza, dolomita) la cual puede ser inducido microbiallymente y estratos diagenéticamente deformados con cristales de evaporita (yeso)
26	CEMENTSTONE, RUDSTONE Y PACKSTONE CON PISOIDES	acumulaciones de pisoides autóctonos y alóctonos, con variedad de formas, tamaños de milímetros a centímetros, pisoides densamente empaquetados, comunmente cementados por cementos meteóricos. Los núcleos de los pisoides son usualmente pisoides rotos o cortezas de cemento.

No obstante, para una morfología de rampa, las SMF de Wilson (1975) presentan ciertas variaciones debido al control que ejerce el transporte durante las tormentas, el crecimiento de mounds (Flügel 2004). De este modo, Flügel (2004) propuso las ramp microfacies types (RMF) comparables en algunos casos con las SMF. Si bien las RMF no poseen el carácter estándar de las SMF, su utilización permite la

caracterización de cinturones de facies y superficies de valor estratigráfico difícilmente reconocibles macroscópicamente en este tipo de ambiente. (Figura 6 y tabla 2).

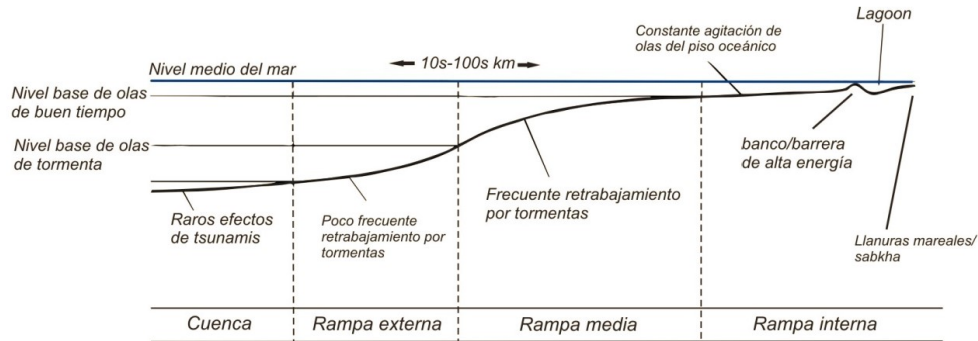


Figura 6. Subdivisiones de ambientes sobre una rampa carbonática homoclinal. Modelo propuesto por Flügel para los tipos de RMF en una rampa homoclinal (Wright y Burchette, 1992).

Tabla 2. Microfacies tipo RMF para una rampa homoclinal propuestas por Flügel (2004).

Ramp Microfacies Types (RMF)			
RMF	Nombre	Tipo de rampa	Características
1	Calcsiltita y <i>Mudstone</i> con peloides	Externa	Fragmentos esqueléticos muy finos, espículas de esponjas y algunas veces finamente laminado.
2	<i>Mudstone</i> y <i>Wackestone</i> arcilloso con bioturbación	Externa	Pocos foraminíferos aglutinados, ostrácodos y equinodermos.
3	<i>Wackestone</i> y <i>Packstone</i> bioclástico con bioturbación	Externa	Diversos y abundantes fósiles (bivalvos, braquiópodos y equinodermos) y peloides; granos esqueléticos no desgastados, es común la preservación de fósiles enteros.
4	<i>Wackestone</i> y <i>Packstone</i> peloidal	Externa	Consiste de pequeños peloides, pequeños litoclastos y bioclastos.
5	<i>Mudstone</i> pelágico	Externa	Contiene microfósiles planctónicos y fósiles nectónicos de mar abierto (ej: amonites)
6	<i>Grainstone</i> peloidal y bioclástico	Externa	Gradado, laminado y con estratificación cruzada fina (tempestitas).
7	<i>Packstone</i> bioclástico	Media	Abundantes equinodermos, bivalvos y foraminíferos; granos esqueléticos desgastados.
8	<i>Packstone</i> y <i>Wackestone</i> con bioturbación	Media	Contiene varios granos esqueléticos, intraclastos, oncoides y peloides.
9	<i>Wackestone</i> , <i>Packstone</i> y <i>Floatstone</i> con bioclastos e intraclastos	Media	Con intraclastos micríticos y bioclastos derivados de rampa, puede contener algunas microbrechas.
10	Conglomerados de Caliza	Media	Rampa distalmente empinada (<i>distally steepened ramp</i>)
11	Margas con intraclastos y guijarros de caliza	Media	Rampa distalmente empinada (<i>distally steepened ramp</i>)

Tabla 2. Microfacies tipo RMF para una rampa homoclinal propuesta por Flügel (2004). (Cont.)

<i>Ramp Microfacies Types (RMF)</i>			
RMF	Nombre	Tipo de rampa	Características
12	<i>Boundstone</i> con corales	Media	Contiene <i>Framestones</i> de corales y cortezas de corales; también <i>Framestones</i> de algas rojas.
13	<i>Wackestone</i> y <i>Packstone</i> bioclástico con foraminíferos	Interna	Con abundantes foraminíferos largos (ej: orbitolinidos)
14	<i>Wackestone</i> y <i>Packstone</i> bioclástico con granos esqueletales	Interna	Con granos esqueletales, varios intraclastos y algunos ooides (<i>near-shoal</i>)
15	<i>Floatstone</i> bioclástico	Interna	Con diversos materiales derivados de arrecifes, (cerca de arrecifes, corales, algas o fragmentos de bivalvos)
16	<i>Mudstone</i> , <i>Wackestone</i> o <i>Packstone</i> con foraminíferos	Interna	Con abundantes foraminíferos miliolidos
17	<i>Wackestone</i> bioclástico con algas	Interna	Con algas verdes dasycladáceas
18	<i>Wackestone</i> bioclástico con ostrácodos	Interna	
19	Caliza o <i>Mudstone</i> no bioturbado	Interna	
20	<i>Wackestone</i> y <i>Packstone</i> bioclástico con algas calcáreas	Interna	Con foraminíferos bentónicos.
21	<i>Packstone</i> y <i>Floatstone</i> con oncoides	Interna	Oncoides aglutinados, con granos esqueletales, sedimentarios y cuarzo terrígeno.
22	Caliza o <i>Mudstone</i> dolomítico	Interna	Micrita finamente laminada; con escasos fósiles de ostrácodos y foraminíferos.
23	<i>Bindstone</i> Fenestral	Interna	Fábrica de algas ramificadas en sedimento fino limo-lodo.
24	<i>Mudstone</i> y <i>Packstone</i> intraclástico	Interna	
25	<i>Bindstone</i> con láminas de evaporitas y carbonatos	Interna	Contiene cristales evaporíticos (yeso).
26	<i>Grainstone</i> y <i>Packstone</i> bioclástico de grano medio a grueso	Interna	Contiene varios granos esqueletales bentónicos.
27	<i>Grainstone</i> y <i>Packstone</i> bioclástico	Interna	Compuesto de pocos granos esqueletales dominantes (ej: predominantemente equinodermos o predominantemente foraminíferos).
28	<i>Floatstone</i> y <i>Rudstone</i> bioclástico	Interna	Exhibe una fábrica altamente desordenada.
29	<i>Grainstone</i> con ooides	Interna	Presenta ooides concéntricos densamente empaquetados.
30	<i>Grainstone</i> y <i>Packstone</i> con ooides y conchas	Interna	Presenta abundantes fragmentos de conchas.

1.14. AMBIENTES DEPOSITACIONALES – ZONAS DE FACIES

Wilson (1975) sugiere un modelo general para los depósitos de carbonatos que comprenden nueve cinturones de facies principales correspondientes a nueve ambientes carbonatados principales (figura 5). Las principales características de los cinturones de facies son:

Zona de facies 1: lutitas negras y lodolitas carbonatadas; depositadas en un ambiente de cuenca de agua profunda, comúnmente por debajo del nivel de oxidación.

Zona de facies 2: calizas muy fosilíferas con láminas de lutita; depositadas en una plataforma de mar abierto por debajo del nivel de base de las olas de tormenta (storm-wave) pero por encima del nivel de oxigenación.

Zona de facies 3: calizas de grano fino, gradadas a no gradadas, posiblemente contienen bloques exóticos derivados del foreslope; depositados en la base del foreslope.

Zona de facies 4: calizas de grano fino a grueso, con brechas y bloques exóticos depositados hacia el foreslope de mar adentro (foreslope seaward) del límite de la plataforma; escombros de carbonatos derivados del cinturón de facies 5.

Zona de facies 5: acumulaciones orgánicas (arrecifes y otros biohermos) compuestos de varios tipos de boundstones; particularmente framestones que integran el límite o borde de la plataforma carbonatada pero puede no estar presente en todas las plataformas carbonatadas.

Zona de facies 6: arenas carbonatadas retrabajadas seleccionadas (calcarenitas) compuestas particularmente de granos esqueléticos derivados del cinturón de facies 4 y 5; los ooides también son comunes; depositados en aguas muy someras inmediatamente hacia las acumulaciones orgánicas o, si las acumulaciones orgánicas no están presentes hasta el límite de la plataforma.

Zona de facies 7: depósitos de carbonatos mixtos que pueden incluir arenas carbonatadas derivadas del cinturón de facies 6, wackestones, mudstones; posibles láminas de lutita o limo; parches de arrecifes u otros biohermos pueden estar presentes, depositado en aguas someras en una plataforma abierta donde la circulación del agua es normal.

Zona de facies 8: Wackestones bioclásticos, arenas litoclásticas y bioclásticas, mudstone carbonatados con pellets, estromatolitos, láminas de lutita o limo; depositados en aguas someras o en una plataforma interior donde la circulación del agua puede estar restringida.

Zona de facies 9: dolomitas nodulares y anhidritas (en plataformas donde las condiciones evaporíticas existen); estromatolitos, lodos y limos siliciclásticos; depositados en una zona intermareal a supramareal.

Flügel (2004) sugiere un modelo general de microfacies asociado a carbonatos depositados en rampas, el cual comprende microfacies de rampa exterior, microfacies de rampa media y microfacies de rampa interior o somera. (figura 6).

Rampa exterior: los granos esquelatales comúnmente se encuentran bien preservados, comprende mudstones, wackestones y packstones, algunas capas de tempestitas (grainstones). Comprende los tipos RMF 1, 2, 3, 4, 5 y 6.

Rampa media: los granos esquelatales a menudo se encuentran desgastados, los equinodermos son comunes, comprende mudstones, wackestones, packstones y algunos grainstones. Comprende los tipos RMF 2, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 11 y 12.

Rampa interior: Comprende ambientes marinos abiertos, protegidos, de bancos de arena, de lagoon y perimareales.

- Los ambientes marinos abiertos están caracterizados por una buena circulación de agua; comprende los tipos RMF 13, 14 y 15.

- Los ambientes protegidos presentan una circulación de agua restringida; comprende los tipos RMF 16, 17 y 18.
- Los ambientes de bancos de arena caracterizados por grainstones y packstones bioclásticos; comprende los tipos RMF 26, 27, 28, 29 y 30.
- Los ambientes de lagoon comprenden los tipos RMF 17, 19 20 y 21.
- Los ambientes perimareales comprenden los tipos RMF 19, 22, 23, 24 y 25.

1.15. ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Los análisis de núcleos deben establecerse con tiempo en programa de perforación. Igualmente deben considerarse los requerimientos de perforación, geología e ingeniería. Los objetivos incluyen el método de muestreo, en la sección del fluido de perforación, en el manejo de los núcleos, y en el programa de las pruebas convencionales y especiales que se practicarán en el análisis de núcleos.

A partir del análisis de los núcleos, se tienen un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la geociencia, como por ejemplo la litología, porosidad, permeabilidad, interfaces petróleo-agua, gas-petróleo y saturación de fluidos. Esta información es fundamental para la caracterización de la roca.

Para los ingenieros de perforación, la mecánica de la roca proporciona información más detallada a considerar en los futuros proyectos de perforación.

1.16. ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS

Comprende la determinación de las saturaciones de fluidos a partir de las muestras recibidas en el laboratorio calentándolas hasta que se remueve todo el líquido por evaporación, los volúmenes de agua condensada y petróleo se miden determinando de esta manera las saturaciones y el volumen de poro. Estas

saturaciones generalmente tienen poco significado cuantitativo porque los núcleos han sido lavados violentamente por un filtrado de lodo y además están sujetos al descenso de la presión mientras que son traídos a la superficie. Sin embargo, los datos sobre la saturación de los fluidos pueden ser de valor bajo ciertas condiciones, por ejemplo, las saturaciones de petróleo de núcleos que hayan sido cortados con lodo a base agua no son representativas de petróleo residual por la inyección de agua, pero con frecuencia pueden ayudar a determinar los contactos de los fluidos en el yacimiento.

Otros análisis convencionales que se realizan para un estudio más detallado son:

- Perfil de rayos gamma de superficie: ayudan a correlacionar y ajustar las profundidades del núcleo. También ayudan a identificar los intervalos de núcleos y conocer la litología de la roca, así como también mediante tecnologías computarizadas las características y orientación de las fracturas del núcleo.
- Perfil de e gamma espectral: cumple con el mismo objetivo de los rayos gamma, obteniendo las radiaciones individuales de los elementos de Uranio, Torio y Potasio, lo cual ayuda a identificar el tipo de arcilla existentes en la formación y capacidad de intercambio de cationes.
- Estudio de fracturas: se han desarrollado equipos como el goniómetro electromagnético operado con computadora para realizar análisis detallados de las características y orientación de las fracturas en núcleos, así como también determinar en forma precisa la dirección y ángulo de buzamiento de los planos, tal como se muestran en los yacimientos. Esta información se puede utilizar para planificar la exploración futura y la producción de yacimientos fracturados, así como la historia tectónica a través del núcleo.

- Densidad de granos: se obtiene mediante la medición directa del volumen de grano con el porosímetro de Helio y posteriormente división con el peso de la muestra seca.
- Análisis granulométricos: se realiza en muestras de rocas no consolidadas o friables que pueden ser disgregadas, manteniendo la integridad de los granos.

1.17. ANÁLISIS ESPECIALES DE NÚCLEOS

Se utilizan análisis especiales para calcular con exactitud el petróleo original en sitio y permitir calcular la eficiencia de la extracción de petróleo por varios mecanismos de empuje. Estos análisis especiales y su aplicación se general se describen seguidamente.

- Presión Capilar: se usa para conocer la distribución de saturación de agua en el yacimiento y correlacionar las saturaciones de agua con permeabilidad o porosidad y altura por encima del contacto agua-petróleo.
- Permeabilidad y porosidad con presión de sobrecarga: se lleva a cabo mediante un instrumento diseñado para medir porosidad y permeabilidad a presión de sobrecarga. Con ello se obtienen datos más representativos de porosidad que permiten calcular con mayor exactitud el volumen de hidrocarburo en sitio y de permeabilidad, para comparar con pruebas de restauración de presión para mejorar el modelado y seguimiento del yacimiento.
- Compresibilidad de la roca: valor utilizado para determinar la reducción del volumen poroso durante la caída de presión en el yacimiento.

- Humectabilidad de la roca: indica la preferencia de la roca por agua o por petróleo. Esta presencia controla la distribución de fluidos en un yacimiento. Las medidas de humectabilidad contribuyen en la evaluación de resultados de estudios especiales en los planes de recuperación mejorada del petróleo.
- Propiedad eléctrica: estas medidas se definen para una formulación dada y son usadas en el cálculo de porosidad y saturación de agua de los perfiles eléctricos. Estas propiedades refinan los cálculos de los perfiles y evitan el uso de constantes existentes en la literatura, los cuales presentan desviaciones. Los Parámetros de la Resistividad de la Formación (a, m, y n): son únicos para un yacimiento específico y necesitan ser medidos en muestras de núcleo del yacimiento para permitir la evaluación exacta de los registros eléctricos de fondo para la determinación de la saturación de agua.

1.18. DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA DE NÚCLEOS

La descripción de núcleos consiste en la identificación de las características litológicas, deposicionales, estructurales y diagenéticas de un núcleo seleccionado. Las descripciones cualitativas y cuantitativas del núcleo proveen las bases para el correcto muestreo, análisis de facies y posteriores estudios de yacimientos.

La descripción sedimentaria incluye litología, color, estratificación (espesor, contactos, marcas erosionales, etc.), estructuras sedimentarias evidentes, texturas (tamaño, angulosidad / redondez y clasificación de granos), composición (granos, cementos y fósiles), tipos de porosidad, macro y microfósiles (planctónicos y bentónicos), características diagenéticas y tectónicas, bioturbación, icnofósiles, grado de impregnación de aceite, fluorescencia relativa y un medio ambiente de depósito probable.

Estudio de petrografía en láminas delgadas

Este análisis tiene como objeto la caracterización de la textura, mineralogía y porosidad de la roca. Suministra información de la relación espacial de las texturas, macro estructural, matriz, cemento y porosidad. Las láminas delgadas son tratadas con técnicas de teñido con alizarina y ácido clorhídrico al 15% para establecer los minerales y cementos de tipo dolomítico. El reconocimiento de los diferentes minerales y cementos postsedimentarios, permite estimar una ocurrencia relativa de los procesos diagenéticos.

La descripción petrográfica para carbonatos incluye la determinación de la textura, tipos de granos (aloquímicos y terrígenos), matriz detrítica, cementos y porosidad. La terminología de la textura carbonatada utilizada es de acuerdo con la Clasificación de Dunham (1962).

Estudio de diagénesis

Consiste en identificar e interpretar de manera macro y microscópicamente, aquellos eventos físicos y químicos que afectaron a los sedimentos posteriores al depósito. Estos eventos se clasifican generalmente como diagénesis temprana y diagénesis tardía.

En el estudio diagenético se realiza una construcción cronológica de los procesos diagenéticos y se elabora la secuencia paragenética. También se detectan todos aquellos cambios físicos, químicos, texturales y mineralógicos de la roca.

El estudio engloba la revisión de los aspectos generales y a detalle de las rocas, por lo que se procede a identificar características macroscópicas tales como fracturas, concreciones, nódulos, etc., así como características microscópicas tales como microfracturas, sobrecrecimientos, minerales autigénicos, neomorfismo, disolución, migración de hidrocarburos, inclusiones fluidas, reemplazamientos, eventos de cementación, etc.

El estudio diagénesis se apoya en imágenes de núcleo entero, lámina delgada, microscopio electrónico, catodoluminiscencia e inclusiones fluidas. También toma en cuenta otra información como puede ser registros geofísicos, análisis de aguas, pruebas de presión, etc.

Estudio con microscopio electrónico de barrido (MEB)

El análisis realizado con el MEB ayuda a la evaluación de la porosidad y conectividad de los poros, tamaño de garganta de poro, tipos de minerales autigénicos, así como el origen, distribución, morfología y composición química de las arcillas y cementos.

Análisis de difracción de rayos X (DRX)

La difracción de rayos X es una de las técnicas para examinar la estructura, propiedades y composición de todo tipo de materiales orgánicos e inorgánicos.

El análisis DRX además de proporcionar información sobre la concentración de los minerales en la muestra, genera información sobre las características estructurales de cada fase mineral como, los parámetros de celda unitaria, tamaño de grano, posiciones atómicas, entre otros datos.

1.19. CORTE DE NÚCLEOS

Para seleccionar los núcleos debe tomarse en cuenta la profundidad de corte, la cual a su vez depende de varios factores entre ellos:

1. Tipo de pozo: Exploratorio, Desarrollo
2. Tipo de información requerida: Geológica, Yacimientos, Perforación

Para los casos de pozos exploratorios, se requieren evaluar los horizontes que por correlación tienen posibilidades de ser productores. Se cortan de 1 a 2 núcleos por intervalo dependiendo del análisis de los primeros núcleos. Así mismo, se busca obtener información geológica adicional como: litología, textura, edad, depositación, planos de fractura, porosidad, permeabilidad y saturación.

Para casos de pozos de desarrollo, la información requerida depende de los antecedentes de producción de pozos de correlación; distribución de porosidades, distribución de permeabilidades, permeabilidades relativas, saturación residual de aceite, mojabilidad, contacto agua aceite, presión en el volumen poroso.

Por lo general se corta un núcleo en cada una de las formaciones que son productoras en los pozos de correlación.

1.20. TIPO DE NÚCLEOS

Las operaciones de fondo permiten la obtención de diferentes tipos de núcleos:

- Núcleos convencionales: es adecuado cuando se tienen formaciones compactas
- Núcleos encamisados: es preferible en formaciones suaves, quebradizas o semiconsolidadas
- Núcleos orientados: pueden identificar estructuras diagenéticas y sedimentarias a gran escala, así como fracturas.
- Núcleos presurizados: permite obtener muestras que mantengan, lo más cerca las condiciones originales, composición y las propiedades representativas del yacimiento

- Núcleos de pared: se utiliza para recuperar pequeñas muestras tras las formaciones ya perforadas a una profundidad determinada y por lo general ya se han analizado los registros.

1.21. FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS NÚCLEOS

El lavado de la roca por medio de los fluidos que penetran durante la perforación provocan un desplazamiento de los fluidos originales (reducción del contenido de hidrocarburos e incremento del contenido de agua).

Los cambios de presión y temperatura instantáneos, provocan un efecto durante la medición de la permeabilidad, porosidad, el factor de cementación y el exponente de saturación.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1. MARCO TECTÓNICO Y ESTRUCTURAL DE LA PROVINCIA PETROLERA SURESTE DE MÉXICO

La Provincia del Sureste limita al occidente con la Cuenca de Veracruz, al sur con el cinturón plegado y cabalgado de la Sierra de Chiapas, al cinturón plegado de la Sierra de Chiapas, al oriente con la Plataforma de Yucatán y al norte se extiende como la porción de aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo como se puede observar en la figura 7.

Con la apertura del Golfo de México en el Triásico Tardío-Jurásico Temprano, esta provincia inicia una etapa de rift que creó una serie de horts y grabens y que culminó a finales del Jurásico Medio, pasando a una etapa de deriva (drift) hasta principios del Cretácico Temprano. Durante esta etapa el bloque Yucatán incluyendo al área de la Sonda de Campeche, se desplazó rotando en contra de las manecillas del reloj hasta alcanzar su posición actual en el Jurásico Tardío.

Al igual que las demás provincias que circundan el Golfo de México, desde el inicio de la etapa de deriva a principios del Jurásico Tardío y durante el Cretácico, esta región se comporta como un margen pasivo. Desde finales del Cretácico hasta el Oligoceno, conforme el bloque Chortis se desplazó hacia el sureste a lo largo del sistema de falla Motagua-Polochic, una deformación compresiva equivalente en parte a la Orogenia Laramidiana afectó el sur de la provincia produciendo plegamientos suaves en las rocas jurásicas y cretácicas de la Sierra de Chiapas. La carga tectónica produjo una antefosa hacia el noreste del cinturón de pliegues y transpresión en la parte sur de la provincia. Durante el Oligoceno tardío se presenta un período de quietud tectónica al disminuir el movimiento relativo de las placas Norteamericana y Caribeña. Durante el Mioceno, al continuar el desplazamiento del Bloque Chortis hacia el este y establecerse el centro de expansión de Cocos sobre la Trinchera Mesoamericana al sur de México, se produjo la deformación Chiapaneca. Este evento produjo deformación por desplazamiento lateral izquierdo y reactivó el cinturón de pliegues y fallas de la Sierra de Chiapas. En la Provincia del Sureste este evento se manifiesta principalmente por una compresión con tendencia hacia el noreste que creó

pliegues de orientación noroeste-sureste en rocas mesozoicas y del paleógeno del Pinar Reforma-Akal. A principios del Mioceno medio, por efectos de transtensión producida a lo largo del límite con la plataforma de Yucatán inició la deformación de la Cuenca Macuspana. Es probable que los cinturones plegados de Catemaco, Agua Dulce y Marbella conformados por pliegues del Mioceno medio de orientación noreste-suroeste hayan sido producidos en parte para compensar la apertura de la Cuenca de Macuspana. Posteriormente, en el Plioceno, inicia el colapso gravitacional hacia el noroeste y la evacuación de sal, lo que dio lugar a la formación de la Cuenca de Comalcalco y acentuó la Cuenca de Macuspana. Este régimen distensivo continúa en la actualidad.

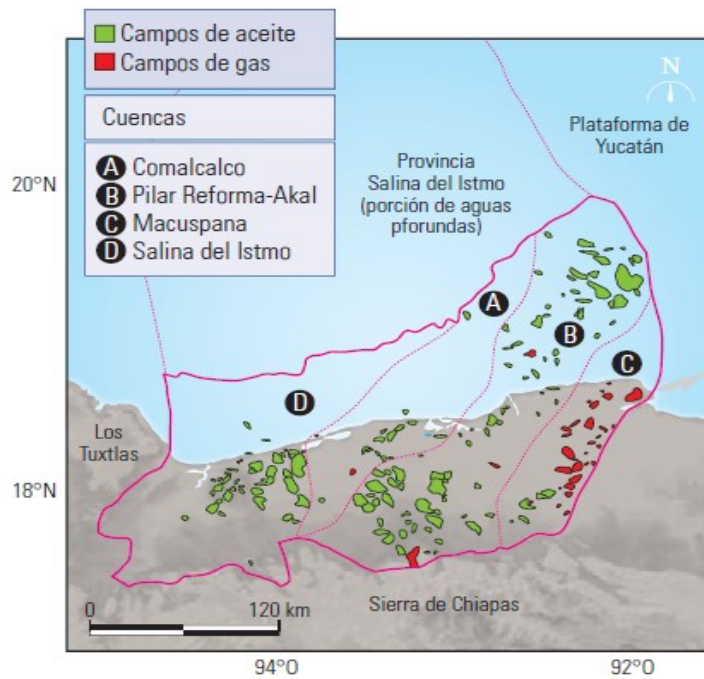


Figura 7. Ubicación, Subprovincia y principales campos de la Provincia del Sureste. Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference. Capítulo 1.

Con base en su evolución tectónica y características actuales la Provincia del Sureste se subdivide en 3 subprovincias cada una con estilos estructurales propios como se muestra en la figura 8.

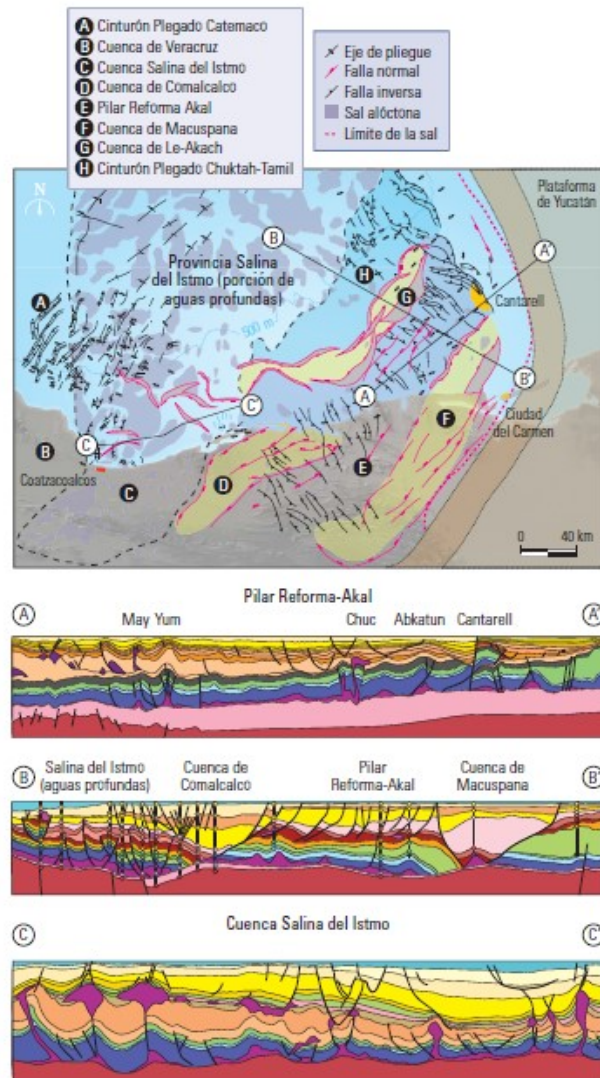


Figura 8. Secciones estructurales a través de la Provincia del Sureste mostrando el estilo estructural de cada Subprovincia. Tomado de Robles-Nolasco, Robles-Nolasco et al y Reyes et al. Fuente Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference. Capítulo 1.

El área de estudio se encuentra en la Subprovincia de Pilar Reforma-Akal, ubicado entre la Falla de Comalcalco al oeste-noroeste y la Falla de Frontera al este-sureste, limitado al sur con la Sierra de Chiapas y al noreste con las cuencas de Comalcalco y Le-Akach, al sureste con la Cuenca de Macuspana y al noreste con la Plataforma de Yucatán. Se caracteriza por pliegues y cabalgaduras de edad mioceno-pliocénica y orientación noreste-sureste que afectan rocas mesozoicas y

del Paleógeno, generalmente con una ligera curvatura cóncava hacia el suroeste, con niveles de despliegue en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano y vergencia hacia el noreste. Los pliegues están localmente afectados por almohadillas y diapiros de sal, fallas normales con caída al este y oeste y lístricas con inclinación al noroeste y orientación norte-sur y noreste-suroeste del Plioceno. Ver figura 10.

2.2. ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTACIÓN DE LA PROVINCIA PETROLERA SURESTE DE MÉXICO

Se infiere que el basamento en esta provincia es similar al que se ha detectado en la Sierra de Chiapas y Plataforma de Yucatán, donde está constituido por granitoides y esquistos paleozoicos como parte de una corteza continental adelgazada que conforma horst, grabens y medios grabens producidos durante la apertura del Golfo de México. Los depósitos sedimentarios inician con una secuencia de lechos rojos de la Formación Todos Santos derivados de la erosión del basamento y rocas volcánicas depositadas en grabens durante el Triásico Tardío y Jurásico Temprano (figura 9). Sobre estas rocas se acumularon depósitos de sal durante el Calloviano producto de la evaporación del agua de mar, con anhidritas y lechos rojos hacia las partes expuestas.

Sobre la sal se establecen en esta provincia condiciones marinas normales a fines del Calloviano y principios del Oxfordiano y se depositan calizas de cuencas carbonosas, calizas de rampa externa, grainstones oolíticos de rampa interna que pasan transicionalmente hacia la Sierra de Chiapas y hacia la Plataforma de Yucatán a sedimentos siliciclásticos costeros evaporíticos y continentales del Grupo Ek-Balam y de la Formación San Ricardo. Los grainstones oolíticos oxfordianos no solo se restringen a la rampa interna, sino que también se desarrollan alrededor de levantamientos diapíricos incipientes de la sal subyacente en la rampa media y externa. Estas condiciones se mantienen en el Kimmeridgiano con el depósito de la Formación Akimpech, pero a finales de este período y a principios del Tithoniano se produce una transgresión que hace

retroceder las facies someras de rampas carbonatadas y los clásticos continentales de la Formación Todos Santos hacia el sur y hacia el este de la provincia. Durante el Tithoniano predominó el depósito de mudstones arcillo-carbonosos y capas de lutitas calcáreas negras que constituyen la principal roca generadora de la provincia. Hacia las partes altas, bordeando las zonas emergidas, se presentan facies de dolomías, grainstones oolíticos, evaporitas, areniscas arcillosas en la zona que ahora corresponde a la Sierra de Chiapas.

Para el Neocomiano estas facies se depositan con un patrón progradante, quedando cubierta casi toda la provincia por calizas dolomíticas de facies someras y calizas arcillosas pelágicas en el extremo norte. Durante este tiempo comienza el desarrollo de la plataforma de Artesa-Mundo Nuevo. Desde el Barremiano el comportamiento se vuelve retrogradante, depositándose anhidritas y dolomías de la Formación Cobán sobre clásticos continentales de Todos Santos en la Sierra de Chiapas y culminando con una máxima inundación a finales del Aptiano, cuando se depositaron en la provincia calizas arcillosas y lutitas.

En el Albiano se reestablece en la mayor parte de la provincia la sedimentación marina carbonatada somera, depositándose las calizas y dolomías con intercalaciones de lutitas y bentonitas de las Formaciones Akal y Sierra Madre. Hacia las partes más profundas en el norte se depositaron calizas pelágicas arcillosas con bandas de pedernal. A fines de Cenomaniano se inicia una transgresión que culmina en el Turoniano con el ahogamiento de grandes áreas de las plataformas preexistentes y el depósito de calizas arcillosas y lutitas calcáreas de aguas profundas sobre las calizas de agua somera. Sin embargo, en la parte sur y sureste de la provincia así como en la plataforma Artesa-Mundo Nuevo el depósito de calizas de agua somera continuó hasta el Santoniano y en la parte más austral hasta el Maastrichtiense, depositándose calizas bentoníticas e intercalaciones de lutitas equivalentes a las formaciones a las formaciones San Felipe y Méndez y de la Formación Jolpabuchil en las partes profundas al norte, brechas carbonatadas de la Formación Chac a lo largo del talud de la plataforma y calizas de plataforma de la Formación Angostura hacia el sur y oriente.

En el Cretácico Tardío se depositó un grueso paquete de brechas carbonatadas con clastos de calizas someras como un delantal (apron) a lo largo del talud. Estas rocas constituyen los principales yacimientos en el campo Cantarell y han sido denominados Formación Cantarell (Cantú-Chapa y Landeros-Flores, 2001). Una teoría alternativa establece que estos depósitos fueron originados principalmente por el impacto que creó el Cráter de Chicxulub en el límite Cretácico-Terciario y que provocó el colapso del margen occidental de la Plataforma de Yucatán. Hacia las partes internas de la plataforma también se depositaron sobre las calizas de la Formación Angostura brechas carbonatadas de la parte inferior de la Formación Soyaló del Paleoceno. Las brechas fueron cubiertas por calizas arcillosas y lutitas de aguas profundas de la Formación Abkatun en la parte marina, así como por limolitas, lutitas y capas de brechas carbonatadas de la Formación Soyaló del Paleoceno hacia el sur.

Para mediados del Paleoceno la sedimentación en la provincia pasó a ser predominantemente siliciclástica debido a los efectos laramídicos. Para el Eoceno se depositaron conglomerados aluviales y fluviales en las partes proximales de la parte sur que pasaban transicionalmente a ambientes deltáicos, costeros y de plataforma siliciclástica hacia el norte con el desarrollo de algunos crecimientos arrecifales de parche y sedimentación de aguas profundas más al norte. Durante el Eoceno Tardío y Oligoceno disminuye la actividad tectónica y el aporte siliciclástico y se establecen condiciones carbonatadas en las partes más someras hacia el sur de la provincia. La distribución y acumulación de los sedimentos siliciclásticos derivados del sur empieza a ser controlado por la deformación salina, sobre todo en la parte noroeste de la provincia en donde se presentan ambientes de aguas profundas. En la zona correspondiente a la plataforma de Yucatán predominó la sedimentación carbonatada durante todo el Paleógeno.

Durante el Mioceno el inicio de la deformación Chiapaneca provocó levantamiento y erosión con el consecuente incremento del influjo terrígeno y la progradación de los sistemas de plataforma desde el sur dando lugar al depósito de areniscas y lutitas bentónicas. En el Mioceno Medio, como resultado de la

trans-tensión producida por la deformación Chiapaneca, tuvo lugar a la formación de la Cuenca de Macuspana donde se favoreció la acumulación de un gran espesor de arenisca y limolitas de facie de plataforma y complejos deltáicos dominados por el oleaje progradante hacia el noroeste. El depósito de estos sedimentos estuvo influenciado por el fallamiento lístrico, la evacuación de arcillas oligocénicas y por el oleaje progradante hacia el noroeste. El depósito de estos sedimentos estuvo

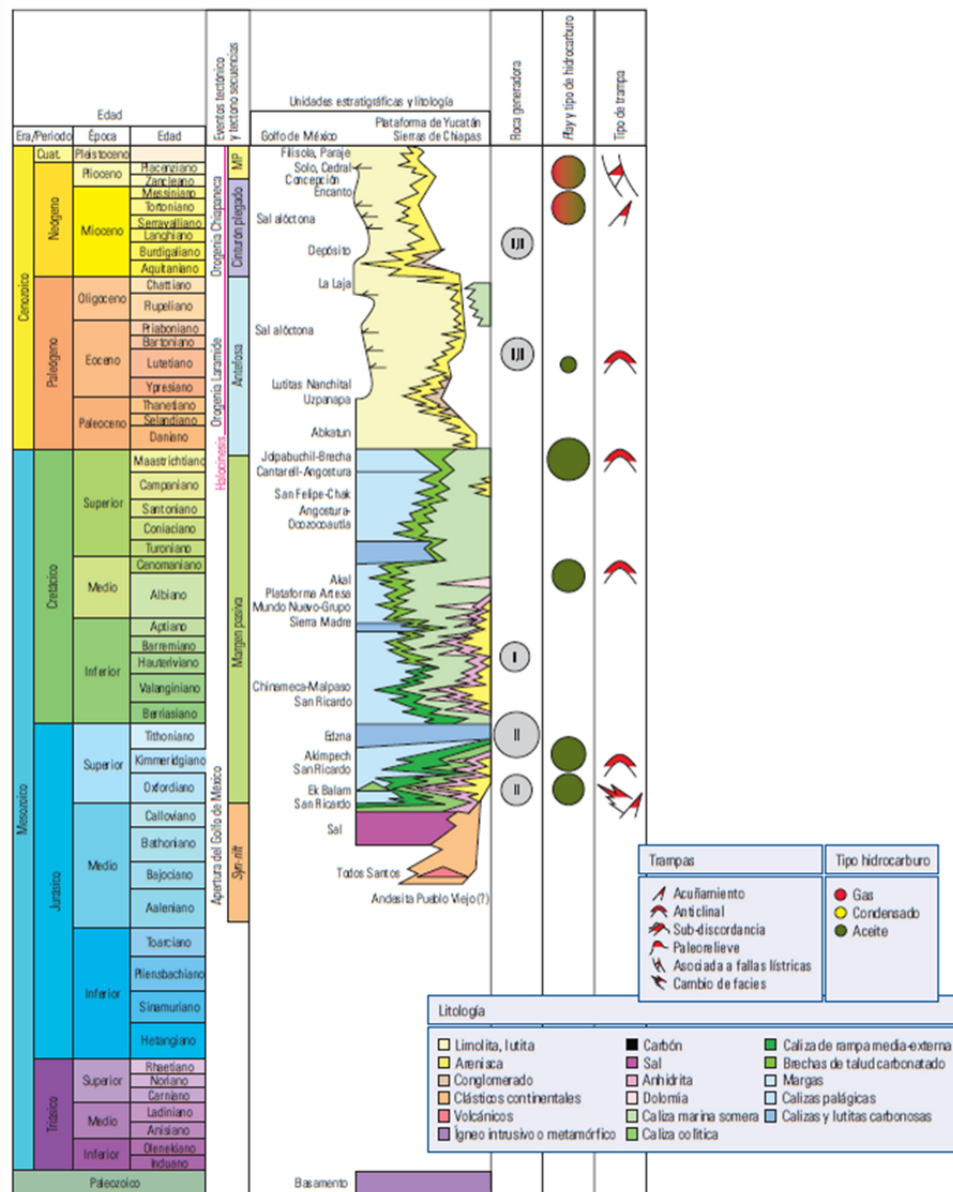


Figura 9. Columna estratigráfica de la Provincia del Sureste. Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference. Capítulo 1.

influenciado por el fallamiento lístrico, la evacuación de arcillas oligocénicas y por esfuerzos compresivos que produjeron la inversión de las fallas lístricas. El evento Chiapaneco en la Cuenca Salina del Istmo y Provincia Salina del Golfo Sur se manifestó con la formación de pliegues de orientación noreste-sureste de los cinturones plegados de Catemaco, Agua Dulce y Marbella y eventos de evacuación de sal desde el extremo sur hacia el norte. Durante el Mioceno Tardío continuó el depósito de areniscas y limolitas en facies de plataforma con un patrón general progradante hacia el norte y noroeste, sobre el área del Pilar Reforma-Akal y hacia la parte norte de la Cuenca Salina del Istmo, hacia donde se desarrollaron sistemas de talud y cuenca cuya sedimentación y distribución estuvo influenciada por el relieve submarino producido de la tectónica salina.

A principios del Plioceno se produjo en evento transgresivo que depositó rocas arcillosas que funcionan como sello. Posteriormente se restableció la sedimentación de la plataforma de la Cuenca Macuspana, pero ahora desde el oeste, siendo afectada por una serie de fallas lístricas con echado al sureste. En periodos de nivel base bajo (lowstands), se formaron algunos valles de incisión por el que el sedimento fue transportado hacia las partes más profundas hacia el oeste y noreste y depositado como abanicos submarinos en cuencas productos de la evacuación de sal y arcilla. La acumulación y progradación de sedimentos provenientes del sur provocó la evacuación de sal y el colapso gravitacional hacia el noroeste a lo largo de la Falla de Comalcalco, dando lugar a la formación de la cuenca del mismo nombre. En esta cuenca se acumuló un grueso paquete del Plioceno a medida que el sistema de plataforma clástica progradó hacia el norte. Estas areniscas fueron depositadas en ambientes de plataforma en la parte sur (área terrestre y parte de la plataforma continental actual) y como sistemas turbidíticos de ambientes profundos en la parte norte. Durante el Plioceno Tardío y Pleistoceno se depositaron sedimentos de plataforma en el área correspondiente a la actual plataforma continental y sistemas de talud y cuenca de aguas profundas más hacia el norte, afectados por fallas de crecimiento y tectónica salina.

2.3. MARCO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO ALFA

El campo Alfa, forma parte de un alineamiento estructural de un grupo de campos del área con orientación NW-SE; los cuales son productores de aceite en las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)

La estructura que integra el campo Alfa es un anticlinal asimétrico, elongado en dirección NW-SE, producto de la interacción de dos fallas inversas con la misma dirección que lo limitan, y está segmentado por una serie de fallas normales que dividen la estructura en bloques; la parte central la estructura está afectada por un domo salino, al SE la estructura presenta cierre por buzamiento.

La figura 10 muestra el mapa estructural a nivel del Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo Alfa.

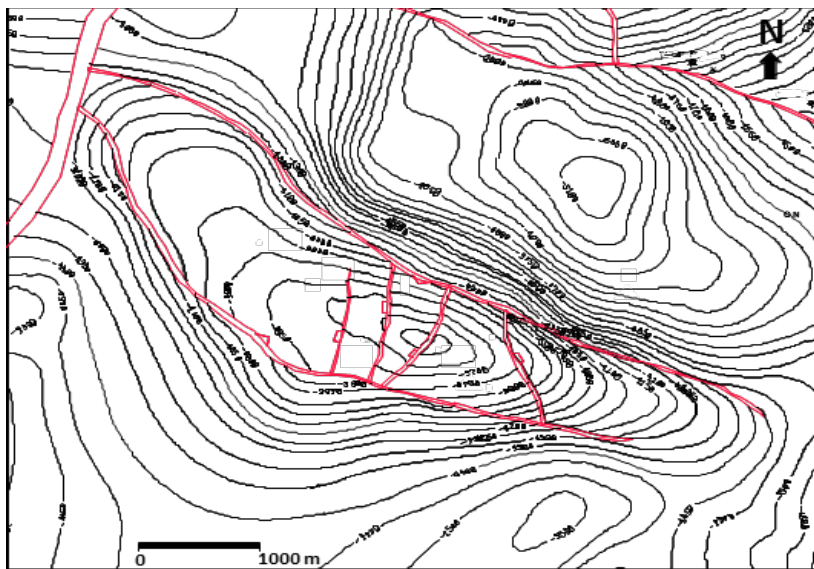


Figura 10. Mapa estructural a nivel de la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) del campo Alfa.

La estratigrafía regional comprende una serie de rocas carbonatadas que van desde Jurásico Superior Oxfordiano, hasta sedimentos terrígenos del Reciente.

En el campo Alfa la estratigrafía se determinó a partir de las columnas geológicas cortadas por los pozos Alfa-1, Alfa-2, Alfa-5, Alfa-23, Alfa-29, Alfa-34, Alfa-47, Alfa-67, Alfa-69 y Alfa-101. Ver figura 11.

La figura 12 muestra una sección de correlación estratigráfica construida con los pozos Alfa-1, 2 y 23. El pozo Alfa-23 muestra cuerpos de grainstone de ooides intercalados con horizontes arcillo-carbonatados posiblemente desarrollados por pequeñas oscilaciones en el nivel del mar durante su depósito, mientras que en los pozos Alfa-1 y 2 no se observan tantas variaciones en la columna debido a que estos se encuentran dentro del ambiente de banco oolítico.

COLUMNA GEOLÓGICA EDAD Y/O FORMACIÓN		LITOLOGIA POZO REFERENCIA: IXTAL-1
RECIENTE	PLEISTOCENO	LUTITA SUAVE PLASTICA, CALCAREA CON PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE ARENISCA DE GRANO FINO A MEDIO CEMENTADO EN MATERIAL ARCILLO CALCAREO.
TERCIARIO	MIOCENO SUPERIOR	LUTITA SUAVE PLASTICA, CALCAREA CON PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE ARENISCA DE GRANO FINO A MEDIO CEMENTADO EN MATERIAL ARCILLO CALCAREO.
	MIOCENO MEDIO	LUTITA SUAVE PLASTICA, CALCAREA CON PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE ARENISCA DE GRANO FINO CEMENTADO EN MATERIAL ARCILLO CALCAREO.
	MIOCENO INFERIOR	LUTITA SUAVE PLASTICA, CALCAREA CON PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE MUDSTONE DURO Y COMPACTO PARCIALMENTE DOLOMITIZADO.
	OLIGOCENO SUPERIOR	AUSENTE Bolontiku-1 y Bolontiku-201
	OLIGOCENO MEDIO	LUTITA CALCAREA SEMIDURA, CON PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE BENTONITA SEMIDURA.
	OLIGOCENO INFERIOR	LUTITA BENTONITICA SEMIDURA, LIGERAMENTE CALCAREA CON PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE BENTONITA.
	EOCENO SUPERIOR	LUTITA BENTONITICA SEMIDURA, LIGERAMENTE CALCAREA CON PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE BENTONITA.
	EOCENO MEDIO	LUTITA BENTONITICA SEMIDURA, LIGERAMENTE CALCAREA CON PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE BENTONITA.
	EOCENO INFERIOR	LUTITA SUAVE PLASTICA Y CALCAREA EN PARTE ARENOSA.
	PALEOCENO SUPERIOR	LUTITA SUAVE, LIGERAMENTE CALCAREA CON INTECALACIONES DE MUDSTONE DURO Y COMPACTO
	PALEOCENO INFERIOR	LUTITA SUAVE, LIGERAMENTE CALCAREA CON INTECALACIONES DE MUDSTONE ARCILLOSO.
MESOZOICO	CRETÁCICO SUPERIOR	MUDSTONE-WACKSTONE, ASPECTO CRETOSO Y EN OTRAS ARCILLOSA, PRESENTA FRACTURAS ALGUNAS SELLADAS POR CALCITA.
	CRETÁCICO MEDIO	MUDSTONE-WACKSTONE EN OCASIONES CON ABUNDANTES BIOCLASTOS, ASPECTO CRETOSO PARCIALMENTE RECRISTALIZADO CON POROSIDAD SECUNDARIA EN FRACTURAS.
	CRETÁCICO INFERIOR	MUDSTONE EN PARTES ARCILLOSO, PRESENTA MICROFRACTURAS SELLADAS CON CALCITA, ASFALTO Y ACEITE, CON DELGADAS INTERCALACIONES DE PACKSTONE Y OCASIONALMENTE INTERCALACIONES DE LUTITA CALCAREA.
	JURÁSICO SUPERIOR TITHONIANO	LUTITA CALCAREA DE ASPECTO CARBONOSO, LAMINAR EN PARTES FOSILIFERAS CON FINOS BANDEAMIENTOS DE CALCITA, PRESENTA INTERCALACIONES DE MUDSTONE-WACKSTONE DE INTRACLASTOS Y BIOCLASTOS RECRISTALIZADO FRACTURADO.
	JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO	MUDSTONE-WACKSTONE DE OOIDES E INTRACLASTOS DE ASPECTO CRETOSO, EN OCASIONES ARCILLOSAS CON POROSIDAD SECUNDARIA EN FRACTURAS, ALGUNAS SELLADAS POR CALCITA, EXISTEN INTERCALACIONES DE PACKSTONE DE OOLITAS.
15		

Figura 11. Columna estratigráfica del campo Alfa

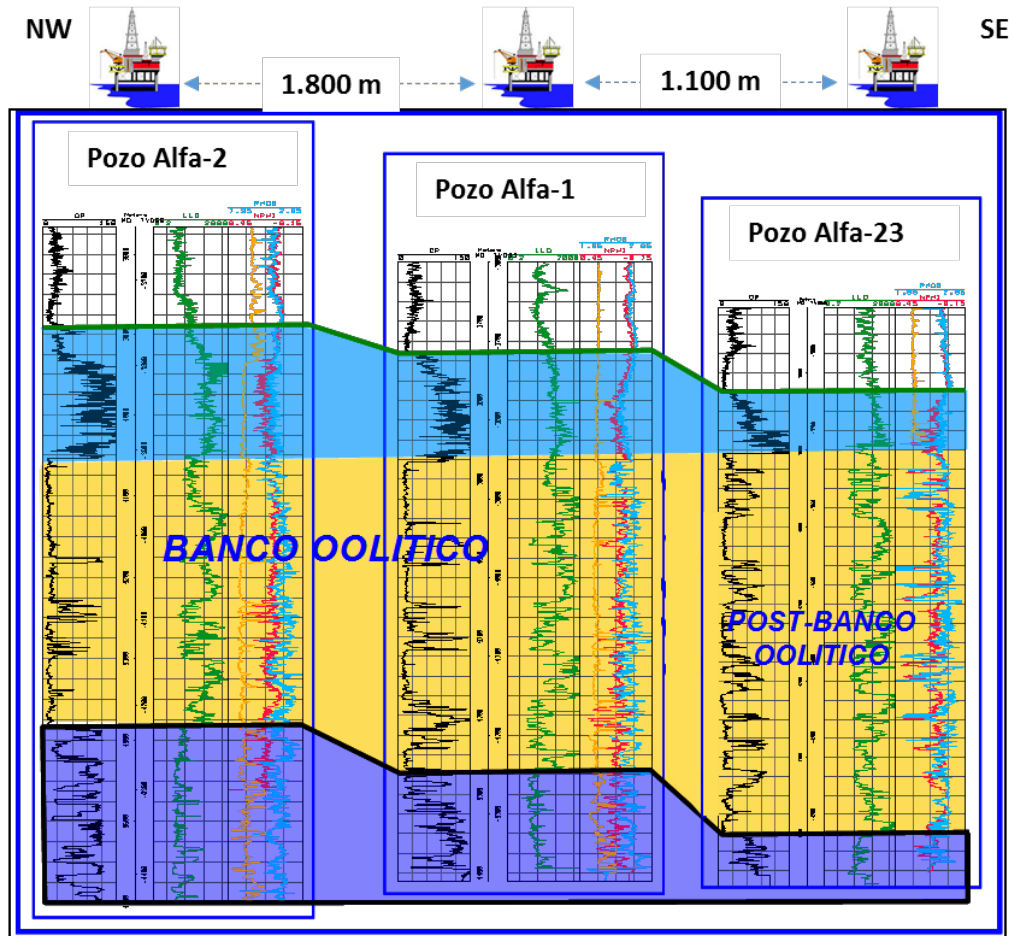


Figura 12. Sección de correlación estratigráfica Alfa-2, 1 y 23, se interpretó un ligero cambio de facies entre el pozo Alfa-1 y el 23, con base al comportamiento de los registros eléctricos y por la presencia de cuerpos limpios de grainstone de ooides con intercalaciones de mudstone arcillosos típicos del ambiente de Post-Banco Oolítico. En el banco oolítico se definen bordes paralelos al banco, uno hacia el mar abierto denominado Pre-Banco Oolítico y otro en dirección al Ambiente de Laguna, denominado Post-Banco Oolítico, el Post-Banco corresponde al área entre Plataforma rebajada y Plataforma abierta bajo clasificación de Wilson (1975) y bajo la clasificación de Flügel (2004) corresponde al área entre Ambiente de banco de arena y Ambiente lagoon. Ver figura 45. En el mapa de la figura 13 se muestra la ubicación de estos pozos en la estructura.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

El marco metodológico, hace referencia al orden que se llevó a cabo en el presente trabajo especial de grado, secuencia que consistió en una serie de actividades que se agrupan en cuatro etapas donde se integró, interpretó, analizó y presentó resultados. A continuación, se describe cada una de ellas puntualizando la secuencia metodológica que se realizó.

3.1. RECOPIACIÓN, ORDEN Y CLASIFICACIÓN DE INFORMACIÓN

La recopilación de información se realizó sobre la base de información pública, revistas y páginas Web relacionadas con el tema, publicaciones de la AAPG, SPE, textos de geología, trabajos especiales de grados, empresa que opera en el campo en estudio y reuniones con asesores en geología, petrofísica e ingeniería de petróleo.

3.2. INFORMACIÓN DISPONIBLE Y CONSTRUCCIÓN DE BASE DE DATOS

La construcción de la base de datos para este trabajo especial de grado se realizó con base a la información de núcleos de 8 pozos. A continuación, en la figura 13, se muestra el mapa estructural a nivel de la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) del área de estudio, con la ubicación de los pozos que contienen los análisis de núcleo contemplados para el estudio, y en la figura 14, se observa una sección esquemática con los pozos mostrando la ubicación en las cuales fueron tomados los núcleos dentro del JSK registrado por los pozos.

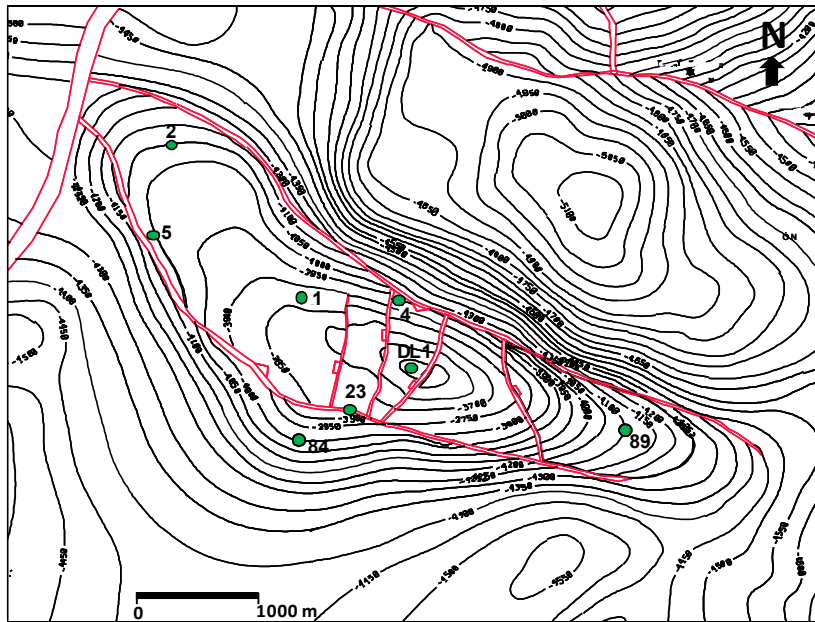


Figura 13. Mapa estructural a nivel de la cima del JSK del área de estudio (Campo Alfa) con la ubicación de los pozos con análisis de núcleo.

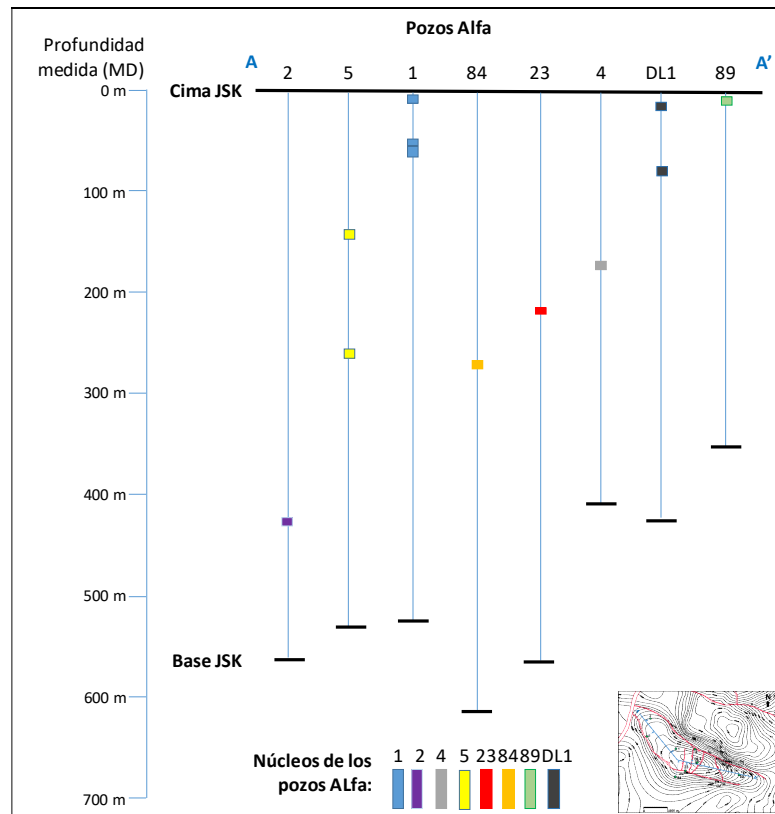


Figura 14. Sección esquemática con los pozos mostrando la ubicación en las cuales fueron tomados los núcleos dentro del JSK registrado por los pozos.

La construcción de la base de datos se estructuró en los siguientes puntos:

- Análisis convencionales de núcleo (porosidad, permeabilidad y densidad de grano)
- Análisis especiales de núcleo (presión capilar)
- Petrografía de láminas delgadas
- Imágenes de Microscopio Electrónico (SEM)
- Difracción de Rayos-X (XDR)
- Análisis de fracturas

A continuación, se muestra la tabla 3 con la información disponible por pozo.

Tabla 3. Información de núcleo disponible.

	Pozos							
	Alfa 1	Alfa 2	Alfa 4	Alfa 5	Alfa 23	Alfa 84	Alfa 89	DL1
Porosidad	x	x	x	x	x	x	x	x
Permeabilidad	x	x	x	x	x	x	x	x
Densidad de matriz	x	x	x	x	x	x	x	x
Presión capilar	x		x	x	x	x		x
Petrografía de láminas delgadas	x	x	x	x	x	x	x	x
SEM	x	x	x			x		
XDR	x	x	x		x	x		
Análisis de fracturas	x	x	x		x	x		x

3.3. DETERMINACIÓN DE TIPO DE ROCA

El objetivo principal de la caracterización de yacimientos es describir la distribución espacial de los parámetros petrofísicos como lo son la porosidad, permeabilidad, densidad de grano y saturación, los cuales están relacionados a través del tamaño de poro y su distribución.

La determinación de tipo de roca se llevó a cabo a través de la calidad de roca y del Modelo de Garganta de poro, realizando los siguientes análisis:

- Relación Porosidad – Permeabilidad
- Determinación de Garganta de Poro

- Clasificación de roca según Winland
- Clasificación de roca según Pittman
- Generación de Gráficos “Uno a Uno”

3.4. INTEGRACIÓN DE DESCRIPCIÓN SEDIMENTARIA DE NÚCLEOS, ANÁLISIS DE PRESIÓN CAPILAR, TIPO DE ROCA Y FRACTURAS

Con el objeto de mejorar la caracterización de la roca presente en el campo Alfa y validar los análisis realizados y resultados obtenidos en la DETERMINACIÓN DE TIPO DE ROCA, se realizó la integración de la información disponible por pozo de descripción petrográfica de núcleos y láminas delgadas (LD), estudio de diagénesis, análisis de difracción de rayos X (DRX), estudio con microscopio de barrido electrónico (MEB) con los análisis de presión capilar y tipos de roca según Winland.

Posteriormente se generaron los resultados y conclusiones.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Del campo Alfa se recuperaron 12 núcleos de 8 pozos, a los cuales se les realizaron distintos análisis para determinar las propiedades petrofísicas como la porosidad, permeabilidad, densidad de grano, mineralogía, etc. Según Gunter *et al* (1997), un tipo de roca se define petrofísicamente como unidades de rocas depositadas en condiciones similares que experimentaron procesos diagenéticos similares, dando como resultado una relación única entre la porosidad y permeabilidad.

El análisis de la información de la permeabilidad al aire (k_a) y de la porosidad (ϕ) en forma aislada, puede dar una idea errónea de la calidad de la roca. Analizando la información de k_a y ϕ a través de la relación k_a/ϕ o de los métodos de Winland – Pittman, es más efectivo la determinación de la calidad de almacenamiento y flujo de fluidos de una roca.

4.1. DISTRIBUCIÓN DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

La porosidad se determinó utilizando el porosímetro automático/coreholder, instrumento que utiliza el principio de expansión de gas descrito en la Ley de Boyle, empleando helio como gas de prueba.

La permeabilidad se determinó después de obtener cada lectura de porosidad, utilizando un permeámetro estable conectado al coreholder hidrostático, con base en la Ley de Darcy, se obtuvo una permeabilidad a cada presión que fue sujeta la muestra.

Los resultados de porosidad y permeabilidad presentadas en el presente estudio fueron obtenidas a condiciones de laboratorio y se muestran en la siguiente tabla 4.

Tabla 4. Resultados de porosidad, permeabilidad y densidad de grano.

Pozo	JSK			Profundidad		Núcleo / Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Densidad de grano (gr./cc)
	Cima (m)	Base (m)	Espesor (m)	Tope (m)	Base (m)				
Alfa 1	3878	4400	522	3880	3889	Núcleo 1			
Pc						1	18.7		2.74
						2	18		2.73
Pc						3	11.6		2.76
						4	6.3	8.667	2.69
Pc						5	14.3	1.554	2.71
Pc						6	19.5	2.465	2.73
						7	15.9	2.019	2.71
				3922.4	3927.6	Núcleo 2			
				3922.61	3922.8	8	2.9	0.171	2.82
				3923.5	3923.61	9	2.6	0.553	2.81
				3924.77	3924.86	10	16	27.983	2.82
				3925.44	3925.61	11	6.3	0.625	2.83
				3926.35	3926.44	12	12.5	0.258	2.82
				3927.6	3937.2	Núcleo 3			
				3927.8	3927.89	13	14.2	47.990	2.83
				3928.78	3925.95	14	14.5	118.600	2.83
				3929.9	3930	15	8.1	2.200	2.82
				3930.19	3930.33	16	3.5	1.229	2.82
				3931.16	3931.34	17	7.3	3.217	2.82
Alfa 4	3868	4275	407	4035	4043.2	Núcleo 4			
				4035.29		N1H2	5.4	0.007	2.82
				4036.77		N1H3	9.2	0.160	2.72
				4038.3		N1H6	9.6	0.055	2.83
				4038.72		N1H7	11.4	0.012	2.84
				4038.93		N1R2H2	26.2	5.965	2.68
				4039.13		N1H8	23.0	0.293	2.73
				4039.27		N1R2H3	17.6	0.052	2.58
				4039.53		N1R2H4	29.6	28.971	2.85
				4039.65		N1H9	3.5	0.002	2.81
				4041.04		N1H12	22.5	88.988	2.88
				4041.13		N1R2H6	27.9	277.908	2.83
				4041.74		N1R2H7	23.7	886.228	2.83
				4041.94		N1H13	24.4	10000.000	2.83
				4042.08		N1R2H9	22.3	1649.505	2.83
				4042.17		N1R2H10	14.8	7.087	2.74
				4042.4		N1H14	20.9	0.042	2.76
				4042.46		N1R2H12	14.4	24.079	2.84
				4042.71		N1R2H15	16.2	0.011	2.79
				4042.87		N1H15	16.9	3.026	2.82
				4043.18		N1R2H17	14.2	1.108	2.83
Pc				4035.09		A4/N1/M16	9.0	24.461	
Pc				4036.73		A4/N1/M18	6.7	0.007	
Pc				4037.49		A4/N1/M20	5.1	0.001	
Pc				4038.76		A4/N1/M22	16.9	125.376	2.78
Pc				4039.62		A4/N1/M24	4.6	0.007	
Pc				4041		A4/N1/M26	3.6	17.027	
Pc				4042.36		A4/N1/M28	15.5	887.679	2.76

Tabla 4. Resultados de porosidad, permeabilidad y densidad de grano (Cont.).

Pozo	JSK			Profundidad		Núcleo / Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Densidad de grano (gr./cc)	
	Cima (m)	Base (m)	Espesor (m)	Tope (m)	Base (m)					
Alfa 5	4025	4552	527	4160	4169	Núcleo 1				
				4162.08		N1H4	2.89	0.008	2.802	
				4162.77		N1H6	8.11	1.385	2.805	
				4162.97		N1H8	6.51	1.26	2.802	
				4163.74		N1H9	9.25	4.44	2.805	
				4164.1		N1H10	4.49	0.036	2.8	
				4165.05		N1H12	4.12	0.006	2.808	
				4165.71		N1H14	2.95	0.007	2.8	
				4165.85		N1H15	4.4	0.031	2.799	
				4166.67		N1H16	1.06	0.001	2.803	
				4168.05		N1H17	3.83	0.1	2.811	
				4280		4289	Núcleo 2			
				4280.15			N2H2	8.695	0.187	2.737
				4281.22			N2H3	6.79	0.047	2.718
				4281.89			N2H4	7	0.069	2.731
				4282.17			N2H5	3.575	0.016	2.723
				4282.44			N2H6	1.698	0.001	2.722
	4283.45	N2H8	1.793	0.004	2.75					
	4283.75	N2H10	5.923	0.04	2.729					
	4283.91	N2H12	4.817	0.015	2.716					
	4285.69	N2H13	4.437	0.012	2.71					
	4286.02	N2H14	1.698	0.033	2.776					
	4286.22	N2H16	0.61	0.003	2.719					
	4286.57	N2H17	1.259	0.001	2.765					
	4287.02	N2H18	1.198	0.009	2.755					
	4287.52	N2H19	1.464	0.012	2.783					
	4288.33	N2H20	0.736	0.001	2.748					
	Pc			4161.22	A5/N1/M2A	1.59	0.0052			
	Pc			4162.97	A5/N1/H8	6.5	1.4923			
	Pc			4165.05	A5/N1/H12	4.43	1.0752			
	Pc			4166.67	A5/N1/H16	0.89	0.0005			
	Pc			4280.15	A5/N2/H2	8.68	0.2264	2.737		
	Pc			4282.17	A5/N2/H5	3.8	0.0697			
	Pc			4283.91	A5/N2/H12	4.3	0.0231	2.716		
	Pc			4286.57	A5/N2/H17	1.3	0.0018			
	Pc			4288.33	A5/N2/H20	0.8	0.0029	2.748		
	Alfa 2	4054	4610	557	4478	4487	Núcleo 2			
					4482.59		2H2	0.011	0.0003	2.698
					4483.61		2H3	0.022	0.0003	2.778
					4483.97		2H4	0.011	0.0003	2.730

Tabla 4. Resultados de porosidad, permeabilidad y densidad de grano (Cont.).

Pozo	JSK			Profundidad		Núcleo / Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Densidad de grano (gr./cc)				
	Cima (m)	Base (m)	Espesor (m)	Tope (m)	Base (m)								
Alfa 23	3904	4466	562	4120	4126	Núcleo 1							
				4120.15		N1H2	12.7	438.752	2.811				
				4120.25		N1H3	8.6	298.921	2.836				
				4120.63		N1H5	3.1	44.614	2.835				
				4120.82		N1H6	0.3	0.026	2.824				
				4121.58		N1H8	19.6	7596.529	2.789				
				4121.92		N1H9	20.4	7847.052	2.800				
				4122.46		N1H11	11.7	391.162	2.813				
				4122.51		N1H12	12.3	636.097	2.804				
				4122.81		N1H13	2.2	0.166	2.785				
				4123.47		N1H15	11.8	124.314	2.780				
				4123.65		N1H16	13.8	1425.138	2.802				
				4123.78		N1H17	11.6	593.041	2.789				
				4123.89		N1H18	12.1	843.871	2.781				
				4124.25		N1H19	1.4	0.041	2.807				
				4124.84		N1H20	10.6	204.677	2.786				
				4124.97		N1H21	10.6	255.027	2.791				
				4125.3		N1H23	8.7	162.175	2.776				
				Pc				4120.02		A23/N1/F38	1.6	1.207	
				Pc				4121.07		A23/N1/F29	1.5	0.013	
				Pc				4122.46		A23/N1/F22	5.5	8.390	2.813
				Pc				4123.06		A23/N1/F16	2.4	0.034	
				Pc				4124.25		A23/N1/F11	2.4	0.039	2.807
Pc			4125.55		A23/N1/F3	6.6	0.034	2.730					
Alfa 84	3998	4610	612	4263	4272	Núcleo 1							
				4263.82		N1H3	3.6	0.0029	2.817				
				4264.25		N1H4	2.6	0.4505	2.810				
				4264.88		N1H6	3.6	0.2026	2.817				
				4266.97		N1H9	6.3	17.9218	2.827				
				4268.95		N1H14	2.6	8.9236	2.815				
				4269		N1H15	5.8	16.3978	2.819				
				4269.75		N1H16	4.6	3.0606	2.817				
				4270.2		N1H18	3.4	1.1067	2.819				
				4270.83		N1H19	3.3	0.2941	2.822				
				4271.81		N1H20	5.0	0.007	2.815				
				4271.85		N1V21	5.0	0.0067	2.815				
				Pc				4263.5		A84/N1/M2	1.5	0.0009	
				Pc				4264.88		A84/N1/H16	1.1	0.0004	
				Pc				4266.22		A84/N1/M8	0.6	0.0001	
				Pc				4267.25		A84/N1/M10	0.7	0.0001	
				Pc				4267.6		A84/N1/M11	1.6	0.0021	2.822
				Pc				4269		A84/N1/H15	1	0.0006	
				Pc				4270.2		A84/N1/H18	1.8	0.0026	2.819
				Pc				4271.81		A84/N1/H20	5.2	0.0129	2.815

Tabla 4. Resultados de porosidad, permeabilidad y densidad de grano (Cont.).

Pozo	JSK			Profundidad		Núcleo / Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Densidad de grano (gr./cc)		
	Cima (m)	Base (m)	Espesor (m)	Tope (m)	Base (m)						
Alfa 89	3870	4220	350	3874	3881.8	Núcleo 1					
				3874.43		N1H2	10.8	1.023	2.745		
				3874.86		N1H3	12.1	8.054	2.739		
				3875.7		N1H5	13.7	1.661	2.752		
				3875.75		N1V6	15.3	4.857	2.736		
				3875.93		N1H7	9.8	0.433	2.751		
				3876.09		N1H8	6.1	0.001	2.714		
				3876.61		N1H9	15.4	2.297	2.743		
				3876.9		N1H9	8.4	1.775	2.718		
				3877.03		N1H11	4.5	0.011	2.746		
				3877.11		N1V12	7.3	0.035	2.717		
				3877.26		N1H13	5.2	0.01	2.715		
				3877.54		N1H14	5.2	0.004	2.705		
				3878.03		N1H15	3.3	0.001	2.720		
				3878.31		N1H16	2.1	0.001	2.714		
				3879.22		N1H19	4.2	0.007	2.736		
				3879.6		N1V21	13.9	0.403	2.736		
3879.87	N1H22	13.6	0.278	2.731							
3880.17	N1H23	10.5	0.215	2.783							
Alfa DL1	3667	4087	420	3676	3685	Núcleo 5					
				3676.71		34	3.5	0.0348	2.84		
				3677.14		35	9.3	1.645	2.7		
				3678.3		36	9.6	0.211	2.86		
				Pc		3679.46	37	10.2	0.0047	2.86	
				3680.12		38	9.7	0.0122	2.86		
				3681.4		39	8.4	0.1874	2.7		
				Pc		3682.8	40	3.1	0.1274	2.76	
				3683.32		41	2.6	0.0375	2.72		
				3684.13		42	13	0.4986	2.7		
						3740	3749	Núcleo 6			
								43	9.4	1.187	2.78
								44	9.8	0.1763	2.83
								45	2.3	0.0087	2.78
								46	1.7	0.0298	2.74
								47	1.9	0.0142	2.74
				Pc				48	7	4.22	2.81
			49	7.2	0.5876	2.81					
			50	7.4	0.1983	2.83					
			51	13.3	6.756	2.67					
			52	15.4	31.24	2.69					
Pc			54	23.6	987.5	2.8					
Pc			3679.46	ADL1/N5/37	11.3	0.04					
Pc			3682.8	ADL1/N5/40	3.5	0.03					
Pc				ADL1/N6/48	7.4	0.01					
Pc				ADL1/N6/54	23	1360					

Antes de generar el modelo de garganta de poro, con el objeto de obtener a priori la calidad de la roca, se realizaron histogramas de frecuencia de la porosidad y de la permeabilidad presente en los núcleos analizados. Los histogramas permitieron determinar los rangos, promedio y distribución de frecuencia que caracteriza la porosidad y permeabilidad presente en el campo Alfa. Para la realización del histograma de porosidad se tomaron 165 muestras, y para la permeabilidad 162 muestras. Ver figuras 15 y 16 a continuación.

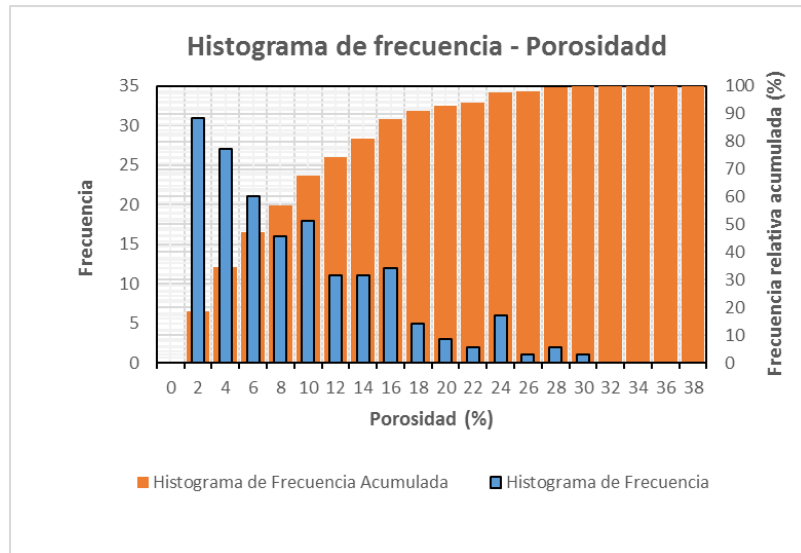


Figura 15. Histograma de frecuencia – Porosidad.

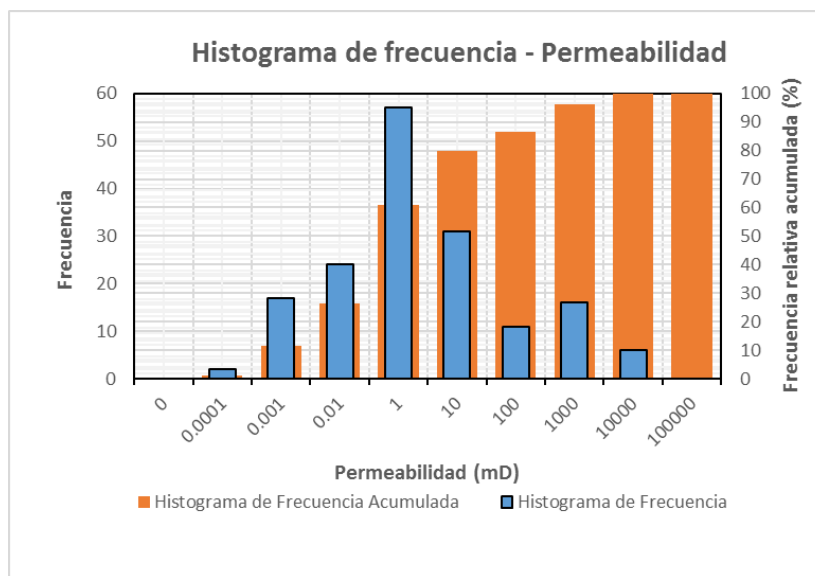


Figura 16. Histograma de frecuencia – Permeabilidad.

De los histogramas de frecuencia se puede observar que la mayor frecuencia de datos para la porosidad se encuentra entre 0 y 2%, mientras que para la permeabilidad se ubican entre 0.01 y 1.0 mD. La distribución que describe en ambos histogramas es lognormal, esta distribución describe gran número de fenómenos naturales (área de yacimiento, espesor neto, saturación de hidrocarburos, y volumen de hidrocarburos en un yacimiento, entre otros).

También se observa que la distribución de frecuencia de la porosidad describe a las rocas carbonáticas antiguas (figura 17), las cuales se reducen en gran medida debido a la compactación y cementación.

El rango de los valores de porosidad se encuentra entre 0.01 y 30%, mientras que el rango para la permeabilidad se encuentra entre 0.0001 y 1650 mD (de los análisis de permeabilidad de laboratorio se obtuvieron 3 valores entre 7000 y 10000 mD, estos valores no son razonables en rocas carbonáticas, por lo que se presume que fueron obtenidos erróneamente).

Los valores promedio obtenidos de los datos de porosidad y permeabilidad son 8% y 230 mD.

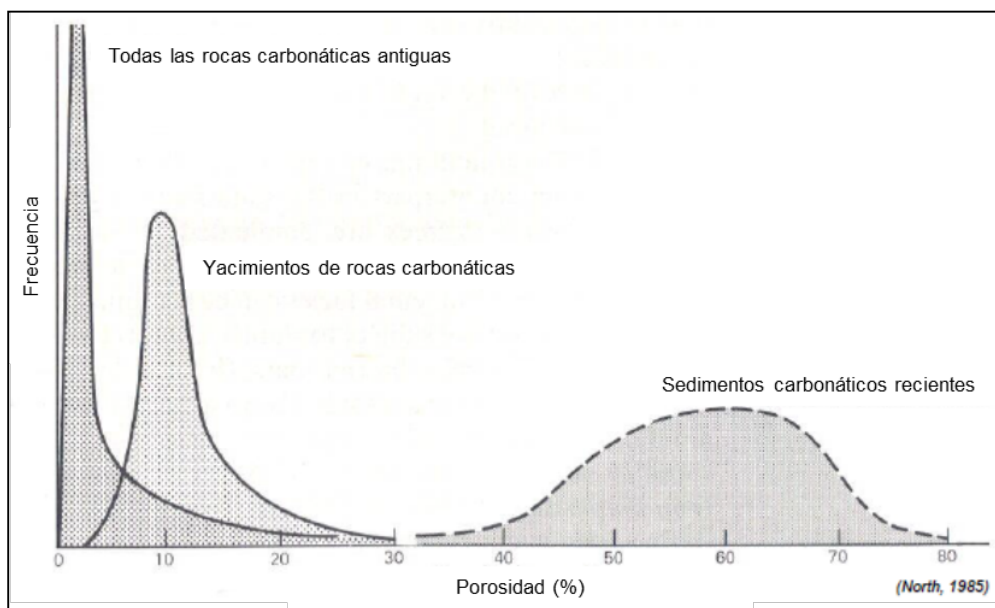


Figura 17. Comparación de porosidad en carbonatos antiguos y recientes. Tomado y modificado de: North (1985).

La mayoría de yacimientos carbonatados tienen porosidad entre 5 y 15% comparado con los yacimientos terrígenos de arenas, los cuales tienen porosidades entre 15 y 30%. El porcentaje de porosidad de una muestra en superficie del área en estudio puede ser usada para obtener una estimación cualitativa de la calidad de la porosidad de la roca yacimiento, mientras que la porosidad junto con la

permeabilidad determina la calidad de la roca. La porosidad es una medida de la capacidad de almacenaje de fluidos y la permeabilidad es una medida de la capacidad de transmitir fluidos, por lo tanto, los yacimientos carbonatados tienen menos porosidad que los terrígenos, pero la permeabilidad quizás es mayor. De acuerdo a Levorsen (1967) el siguiente criterio de despreciable, pobre, regular, bueno y muy bueno, puede ser utilizado para la evaluación de la calidad de la roca en función de porosidades y permeabilidades en yacimientos de roca carbonática. Ver tabla 5.

Tabla 5. Calidad de la roca en función de las porosidades y permeabilidades. Tomado de: Levorsen (1967).

	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
Despreciable	0 -5	
Pobre	5 - 15	
Regular	10 -15	1 -10
Bueno	15 - 20	10 -100
Muy bueno	20 - 25	100 - 1000

A priori se puede decir que la calidad de la roca yacimiento del campo Alfa es de regular a buena.

4.2. RELACIÓN POROSIDAD - PERMEABILIDAD

La relación porosidad permeabilidad es un indicador de flujo y almacenamiento de la roca, donde se refleja la calidad de esta expresada en términos de eficiencia de flujo.

La siguiente figura 18 muestra el gráfico de permeabilidad versus porosidad en semi-log con todos los valores de 130 muestras, y se puede observar que en general la permeabilidad aumentaba en la medida que aumenta la porosidad,

también se observa que el 85% de los valores de porosidad se encuentran entre 0 y 15% de porosidad y 86% de los valores de permeabilidad entre 0.0001 y 100 mD.

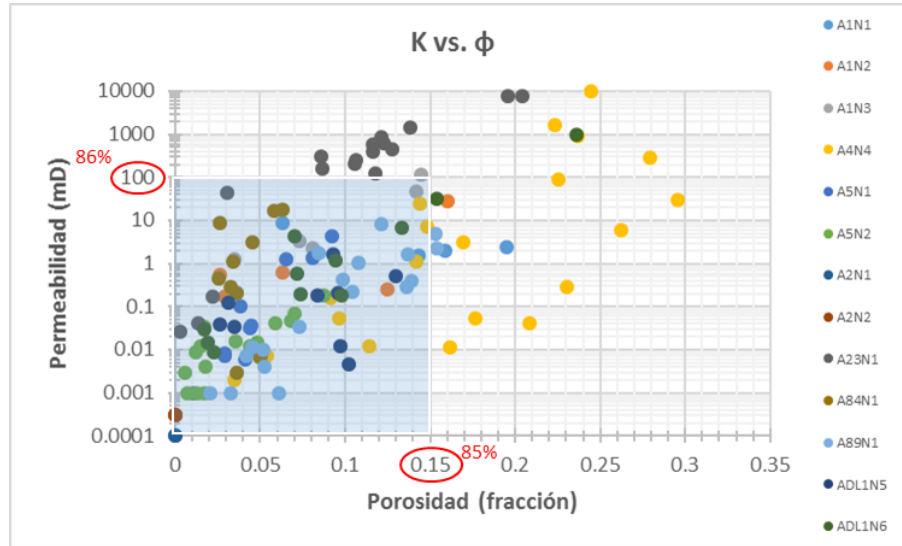


Figura 18. Gráfico Permeabilidad versus Porosidad de las muestras por núcleo.

4.3. DISTRIBUCIÓN DE LA DENSIDAD DE GRANO

La densidad de grano se determinó utilizando las mediciones de volumen de grano ya obtenidas con el porosímetro automático, y el peso de la muestra. Los resultados de densidad de grano de las muestras seleccionadas se pueden observar en la tabla 4 Resultados de porosidad, permeabilidad y densidad de grano, presentada en el subcapítulo anterior

De acuerdo con los datos de 142 muestras, los valores de densidad de granos considerados calizas representaron el 41% de las muestras, encontrándose en un rango de lectura entre 2.58 y 2.76 gr/cm³. Las muestras que contenían valores que mayor que 2.76 y menor que 2.78 gr/cm³ representan las calizas dolomíticas, las cuales representan el 6% de la muestra. El 53% de la muestra representan a la dolomía, cuyos valores de densidad de grano estaban en el rango de 2.78 y 2.89 gr/cm³. El histograma de frecuencia de densidad de grano de las muestras se puede ver la siguiente figura 19.

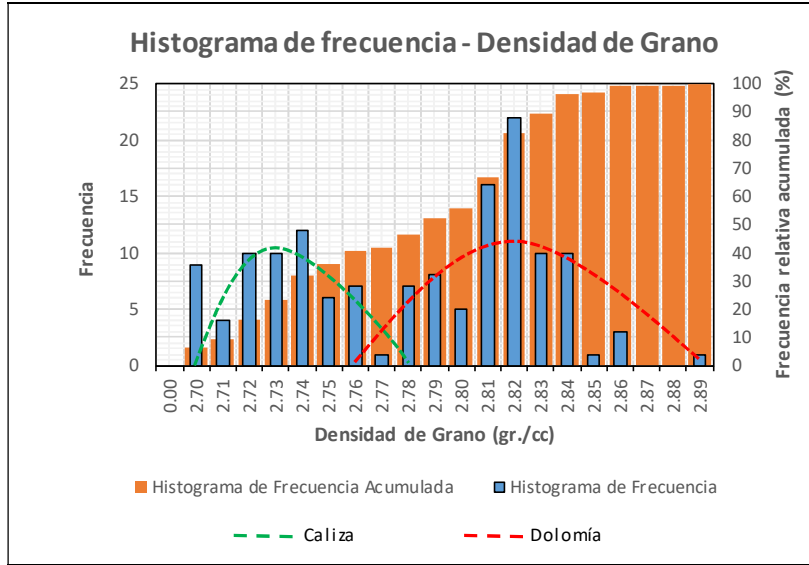


Figura 19. Histograma de frecuencia – Densidad de Grano.

Dentro de los porcentajes se encuentran incluidas todas las muestras extraídas del núcleo (tapones horizontales + verticales + diámetros completos).

Los rangos de densidad de grano de las calizas, calizas dolomíticas y dolomías fueron obtenidos de un muestreo de los resultados de la difracción de Rayos-X (XRD) realizados a los pozos Alfa-1, 2, 4, 23 y 84.

4.4. PRUEBA DE INYECCIÓN DE MERCURIO - PRESIÓN CAPILAR

La garganta de poro en una roca intergranular, es el espacio poral pequeño existente en el punto donde se unen dos granos, que conecta dos volúmenes porales más grandes. El número, tamaño y distribución de las gargantas de poros controlan muchas de las características de resistividad, flujo y presión capilar de la roca.

El tamaño de poro puede estimarse visualmente utilizando un MEB (microscopio electrónico de barrido) y los tamaños de garganta de poro se pueden medir usando pruebas de presión capilar de inyección de mercurio.

La prueba de inyección de mercurio entre sus objetivos, tiene la caracterización del sistema de poro a través de un histograma distribución del radio de los poros presentes en las muestras.

Para la prueba de inyección de mercurio se puede hacer uso de tapones obtenidos de los núcleos o muestras irregulares. El tamaño de la muestra depende del tipo de sistema de poro que contenga la roca. Si la muestra es arenosa con granos finos se necesitaría sólo una muestra de 10 gramos, pero cuando el tipo de litología son carbonatos con fracturas o porosidad producto de disolución, la muestra debe ser más grande, por lo tanto, el tamaño de la muestra depende del tamaño de los poros y la heterogeneidad del sistema de poro.

El procedimiento utilizado para realizar la prueba de inyección de mercurio se describe a continuación:

- Después de realizar el análisis de las propiedades básicas de las muestras, se procedió a pesar cada una de ellas utilizando una báscula electrónica de alta precisión.
- La muestra pesada se introduce en un penetrómetro de vidrio que consta de una cámara y un tubo capilar alimentando a un capacitador coaxial de forma cilíndrica.
- Se pesa de nuevo la muestra dentro del penetrómetro antes de cargarlo en el sistema de baja presión.
- La cámara del penetrómetro se lleva al vacío y se llena con mercurio, incrementando la presión ligeramente por encima de la presión atmosférica. Al final de esta fase de baja presión se toma otro peso antes de iniciar con la prueba de alta presión.

- Se incrementan las presiones por encima de 50.000 lpca ($>3.500 \text{ kg/cm}^2$). A ciertas presiones predeterminadas se espera la estabilización y se realiza la lectura de presión. El volumen de mercurio inyectado a cada presión estable se mide por el cambio de capacidad en el tubo capilar.
- La información obtenida durante la prueba se registra en una hoja electrónica y se calculan los volúmenes de mercurio.

Con el objeto de realizar un mejor entendimiento de la lectura de las curvas resultante de la prueba de inyección de mercurio, se presentan las figuras 20, 21 y 22, en la primera se explica el significado físico del comportamiento de la curva, en la segunda figura la interpretación de la calidad de roca yacimiento y en la tercera la interpretación de curvas idealizadas para distintas distribuciones de tamaño de poros.

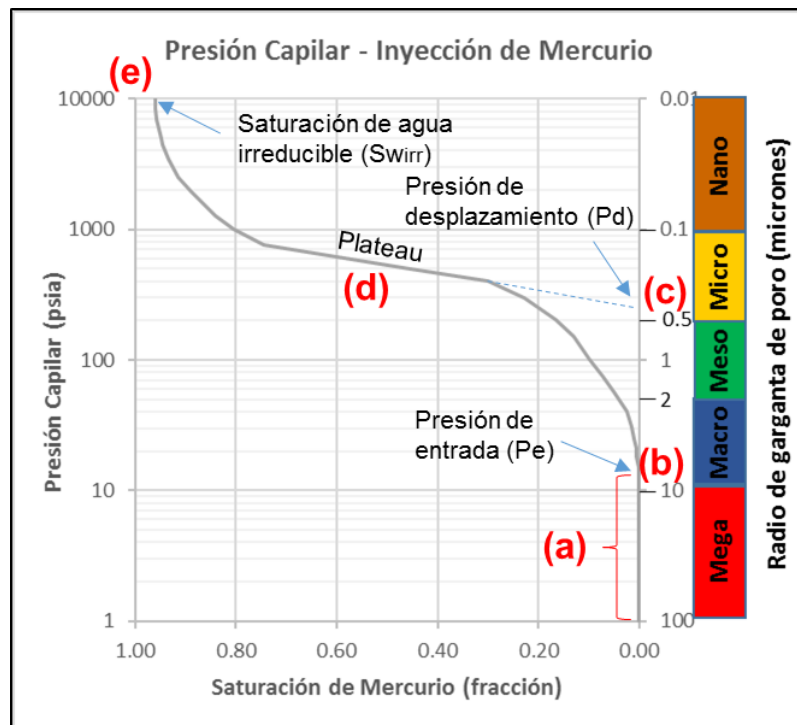


Figura 20. Curva típica de presión de capilar (gráfico semi-log)- prueba de inyección de mercurio. Significado físico. (a) Presión mínima requerida para que el fluido comience a invadir los poros. (b) P_e es función de la adaptabilidad del mercurio (Hg) a las irregularidades de la superficie de la muestra. (c) P_d se estima extendiendo la pendiente del plateau. P_d es la presión en que el Hg es absorbido en la muestra en condiciones de

yacimiento. (d) El plateau refleja la selección de la garganta de poro de la muestra. Un plateau horizontal refleja una buena selección, uno vertical una peor selección. (e) La S_{Wirr} es el % de espacio poroso en que el Hg no puede entrar. Tomado y modificado de: Jennings (1997).

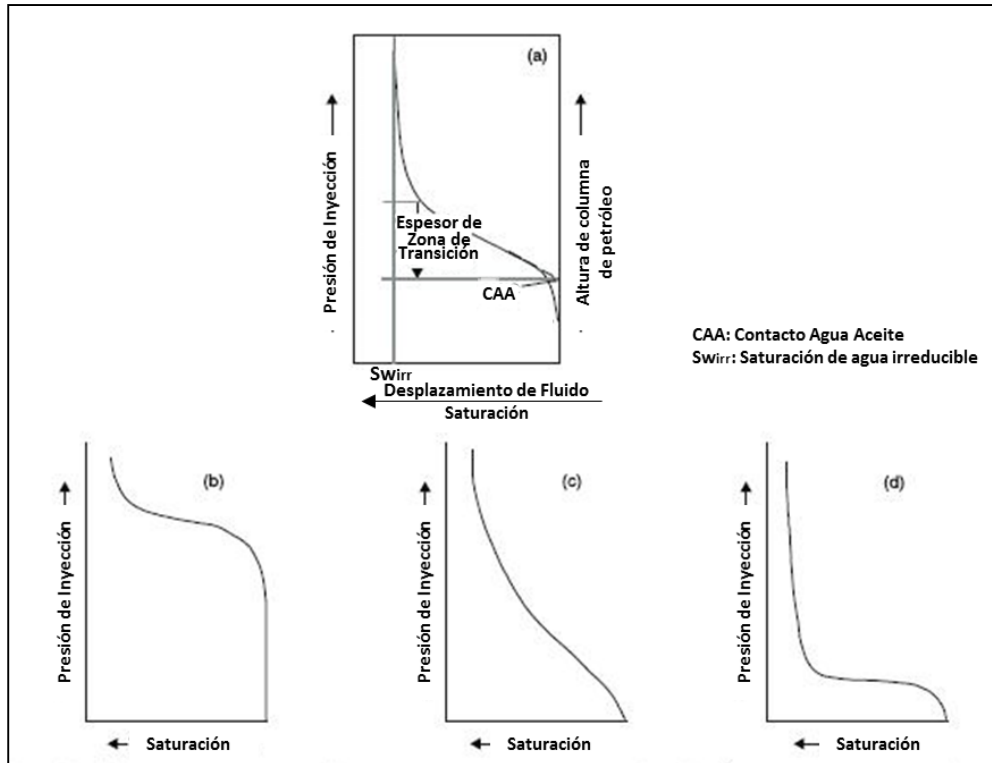


Figura 21. Curvas típicas de presión de capilar (gráfico semi-log)- prueba de inyección de mercurio. Calidad de roca yacimiento. (a) Curva de presión capilar y parámetros de yacimientos interpretados de la curva. Curva de presión capilar para (b) yacimientos apretados (tight) homogéneos, (c) yacimientos clasificados de pobre a regular calidad, y (d) yacimientos clasificados de buenos a excelente calidad. Tomado y modificado de: Jennings (1997).

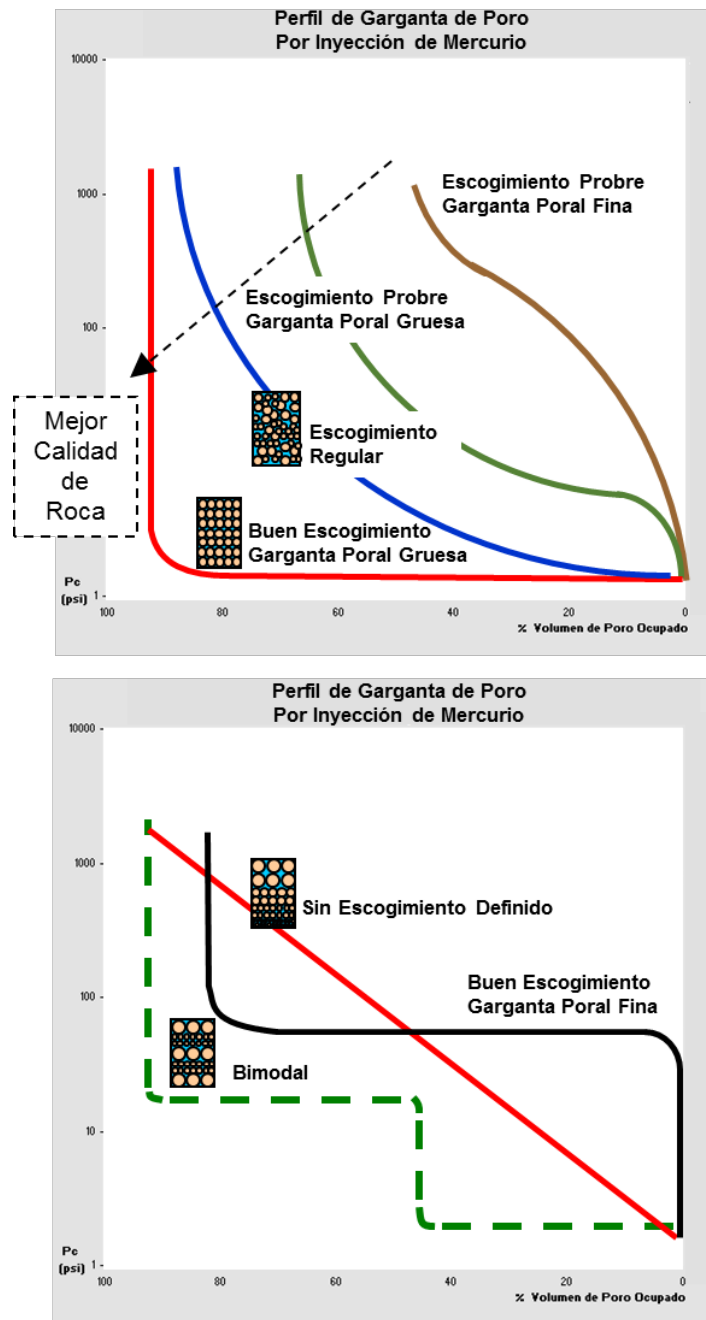


Figura 22. Curvas idealizadas típicas de presión de capilar (gráfico semi-log)- prueba de inyección de mercurio. Distribuciones de tamaños de poros. Los gráficos muestran la variación del comportamiento de la curva de presión capilar en función del escogimiento de granos y la garganta de poro. En el gráfico superior se puede interpretar que la calidad de la roca yacimiento progresa en la medida que mejora el escogimiento de granos y la garganta de poro es más gruesa. Tomado y modificado de: PDVSA Exploración y Producción (2000).

En la siguiente figura 23 y en el ANEXO A se pueden observar los resultados de la prueba de inyección de mercurio aplicada a 38 muestras.

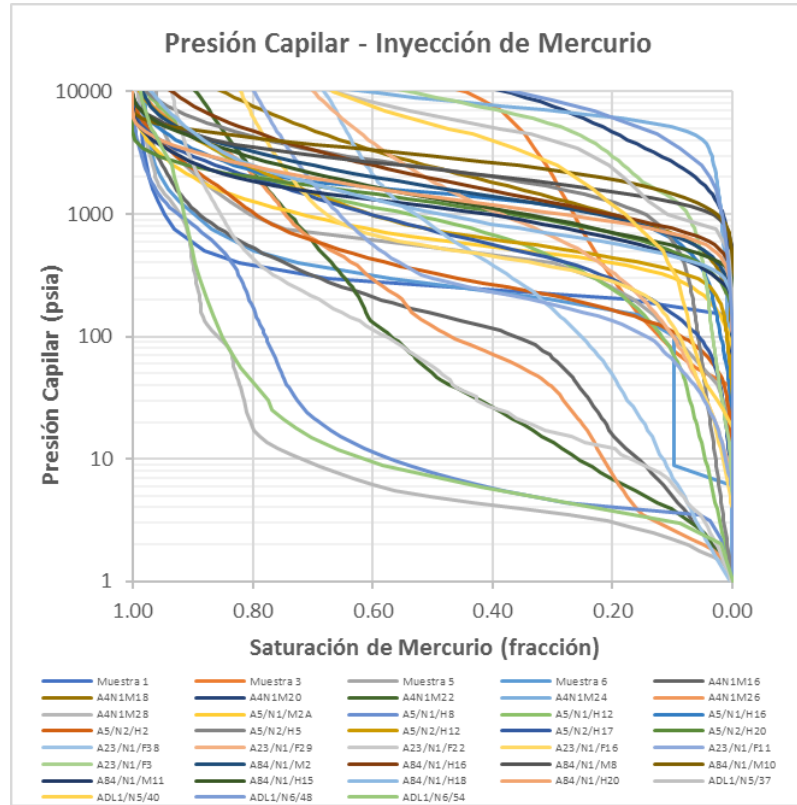


Figura 23. Gráfico de presión de inyección de mercurio (Presión Capilar) versus saturación de mercurio de 38 muestras de núcleos del campo Alfa.

En el gráfico anterior se puede observar a través de la prueba de inyección de mercurio la heterogeneidad de calidad de roca presente en el campo Alfa, en este gráfico se observa que existe un rango de garganta de poro que va desde garganta de poro fina a gruesa, con escogimiento variable como pobre, sin definición, regular y bueno.

4.5. SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE

Saturación de agua irreducible: es la mínima saturación de agua que puede existir para un medio poroso en un determinado proceso de desplazamiento.

La saturación de agua irreducible se determinó a través de los gráficos de la prueba de inyección de mercurio (presión capilar), y los resultados se muestran en la siguiente tabla 6.

Tabla 6. Saturación de Agua Irreducible (S_{Wirr}).

Pozo	Núcleo / Muestra	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Densidad de grano (gr./cc)	S_{Wirr} (%)
Alfa-1	Núcleo 1 6	19.5	2.465	2.73	24.0
Alfa-1	Núcleo 3 13	14.2	47.990	2.83	33.0
	14	14.5	118.600	2.83	24.0
Alfa-23	Núcleo 1 N1H3	8.6	298.921	2.836	26.0
Alfa-DL1	Núcleo 6 51	13.3	6.756	2.67	30.0
Promedio					27.4

Los valores de saturación de agua irreducible de los pozos Alfa-1, 23 y DL1, muestran un valor promedio de 27.4% de S_{Wirr} .

4.6. DETERMINACIÓN DE LA GARGANTA DE PORO

Con la información obtenida de la prueba de inyección de mercurio se procedió a calcular el tamaño de la garganta de los poros.

La garganta de poro (radio de la entrada al poro) fue calculada utilizando el método de intrusión de mercurio bajo presión creciente. El principio de la medida se basa en la ecuación de Washburn (1921):

$$R_i = (2T * \cos\theta * C) / P_c$$

Donde:

- Ri: Radio de la entrada al poro, micrones
- T: Tensión Interfacial, dinas/cm
- ϖ : Angulo de contacto
- C: Constante para convertir unidades a micrones = 0.145
- Pc: Presión de la inyección de mercurio, lpca.

La ecuación de Washburn nos indica que a presiones bajas el mercurio penetra o es forzado a penetrar en los poros grandes (radios grandes) y el cambio de volumen suele ser pequeño y a presiones altas en los pequeños (radios pequeños) y el cambio de volumen es mayor. Por tanto, es posible determinar el radio de los poros usando dicha ecuación conociendo la presión a la cual el mercurio comienza a penetrar en los poros. El grado de intrusión del mercurio depende de la presión aplicada, el radio del poro, la tensión superficial y el ángulo de contacto.

Los parámetros utilizados para el cálculo de Ri son los siguientes:

- Sistema de fluido (Laboratorio): Aire-Mercurio
- Angulo de contacto (ϖ): 140
- Coseno de contacto (ϖ): 0.765
- Tensión interfacial (T): 485

Los resultados de los valores de radio de garganta (Ri) obtenidos para la cada muestra analizada se pueden observar en el ANEXO B.

4.7. CLASIFICACIÓN DE TIPO DE ROCA – WINLAND (1978)



H.D. Winland de Amoco Oil Company, a mediados de los 70, mostró una correlación estadística, entre el flujo óptimo a través de las rocas y los radios de las gargantas de poros, cuando el 35% del espacio poroso de una roca está saturado con una fase que no mojante, durante la prueba de presión capilar.

Winland llamó al tamaño de esta garganta de poro R35, el cual es conveniente para caracterizar un sistema poroso. (Kolodzie, 1980).

Winland (1978) divide los tamaños de radio de garganta de poro en las categorías en las siguientes categorías (tabla 7): megaporoso ($<10 \mu$), macroporoso ($10-2 \mu$), mesoporoso ($2-0.5 \mu$), microporoso ($0.5-0.1 \mu$), y nanoporoso ($<0.1 \mu$). (Hartmann and Beaumont, 1999).

El radio de garganta de un poro puede ser clasificado en diferentes categorías y varias muestras pueden compartir una misma categoría. La microporosidad es definida por un radio de garganta de poro que se ubica entre 0.1 y 0.50 micrones. La clasificación utilizada para agrupar las muestras analizadas del campo Alfa fue la siguiente.

Tabla 7. Clasificación de grupo del radio de garganta de poro. Tomado de Hartmann and Beaumont (1999).

Tipo de Roca	R (μ)
 Megaporoso	> 10.0
 Macroporoso	$2.0-10.0$
 Mesoporoso	$0.5-2.0$
 Microporoso	$0.1-0.5$
 Nanoporoso	< 0.1

4.8. DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO

La distribución del tamaño de las gargantas de poro fue calculada de los resultados de la prueba de inyección de mercurio. La distribución del tamaño de los poros es utilizada para conocer y comparar la geometría de los poros, así como evaluar los resultados de otros tipos de pruebas realizadas en el estudio del núcleo, y comparar similitudes y diferencias entre dos o más muestras, diseñar el sistema de filtración de sólidos en proyectos de inyección de agua. Los efectos producidos por la distribución del tamaño de los poros y por la textura de la roca controlan las

saturaciones irreducibles de la roca, la extensión lateral y la altura de la zona de transición del yacimiento.

En la siguiente figura 24 se observan las distribuciones de radio de garganta de poro generadas de las muestras de núcleo analizadas, donde se muestra la heterogeneidad de la roca carbonática del campo Alfa. También se puede observar que en las muestras del pozo Alfa-1 predomina el tipo de roca microporoso, en las muestras del pozo Alfa-4 los tipos de roca varían de nanoporoso a megaporoso, en las del pozo Alfa-5 predominan el tipo microporoso, en las del pozo Alfa-23 varían de nanoporoso a megaporo existiendo una tendencia a microporoso, en las muestras del pozo Alfa-84 existe un evidente predominio del tipo de roca nanoporoso (cercano a microporoso) y microporoso, y por último las muestras de núcleo del pozo Alfa-DL1 en su mayoría es un tipo de roca nanoporoso.



Figura 24. Gráfico de distribución de radio de la garganta de poro de las muestras de núcleos de los pozos Alfa-1,4, 5, 23, 84 y DL1.

En general se puede observar que las muestras de núcleo analizadas presentan en su mayoría un tipo de roca que varía entre nanoporoso y microporoso.

Los valores de radio de garganta de poro obtenidos de la prueba de presión capilar son los que se consideran más confiables (Ver figura 25 y ANEXO B), sin

embargo, se propuso obtener los radios de garganta de poro a través de las ecuaciones de Winland y Pittman, con el objeto de determinar la correlación que mejor se ajuste al tipo de roca analizada.

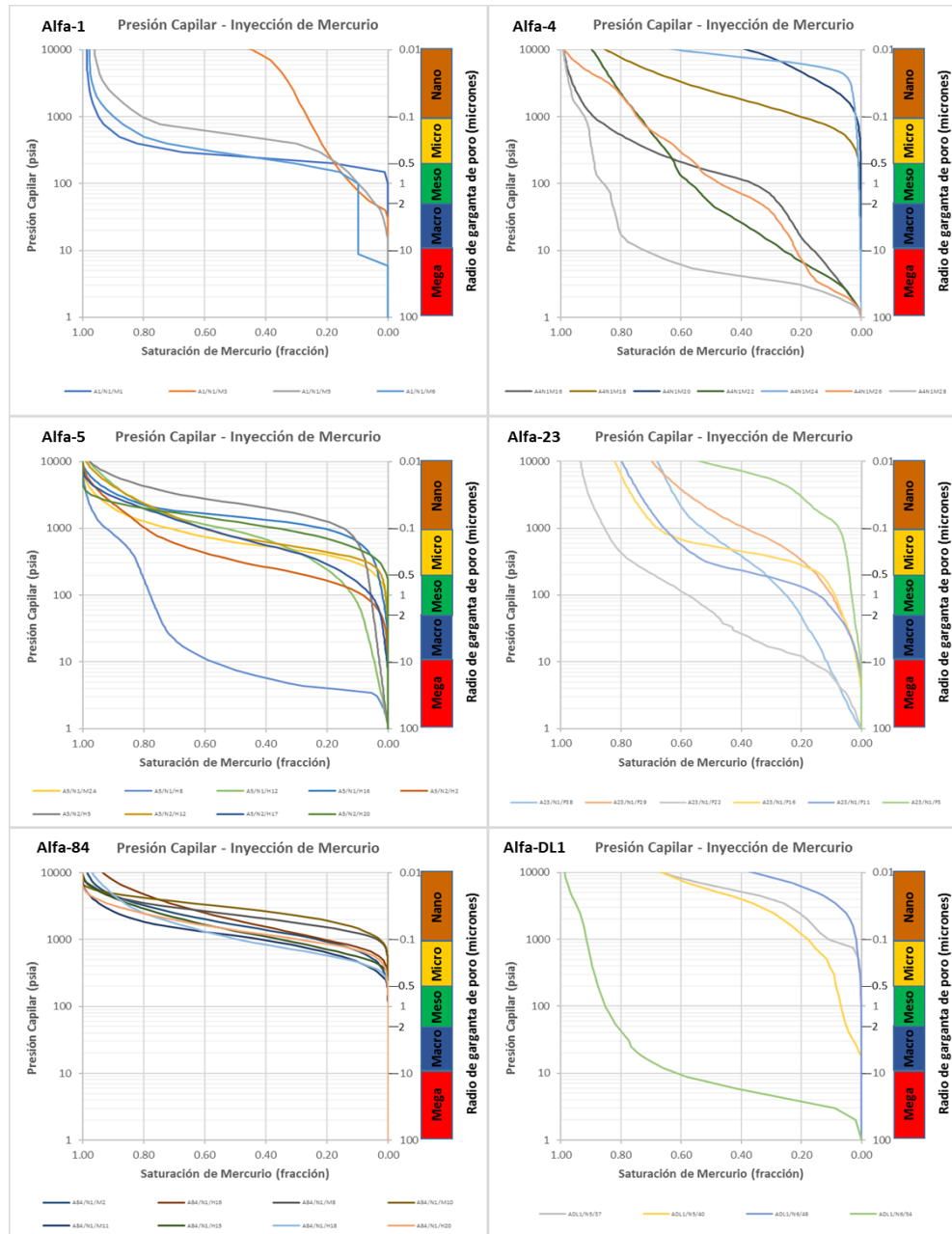


Figura 25. Gráfico de presión de inyección de mercurio (Presión Capilar) versus saturación de mercurio de 38 muestras de núcleos por pozo del campo Alfa.

4.9. ECUACIÓN EMPÍRICA DE WINLAND (R35)

Winland determinó que en promedio el sistema poroso efectivo que domina el flujo a través de la roca corresponde a una saturación de mercurio de 35% (R35) en los análisis de inyección de mercurio. Después que el 35% del sistema poroso es saturado con la fase no mojante (Hg), el sistema poroso restante no contribuye al flujo, sino al almacenamiento. (Hartmann and Beaumont, 1999). R35 representa el tamaño de garganta de poro (medido en micrones, μ) correspondiente a una saturación de mercurio de 35% en los análisis de inyección de mercurio, de esta manera las rocas pueden ser clasificadas con base a el tamaño de la garganta de poro que domina el flujo. (Ver figura 26)

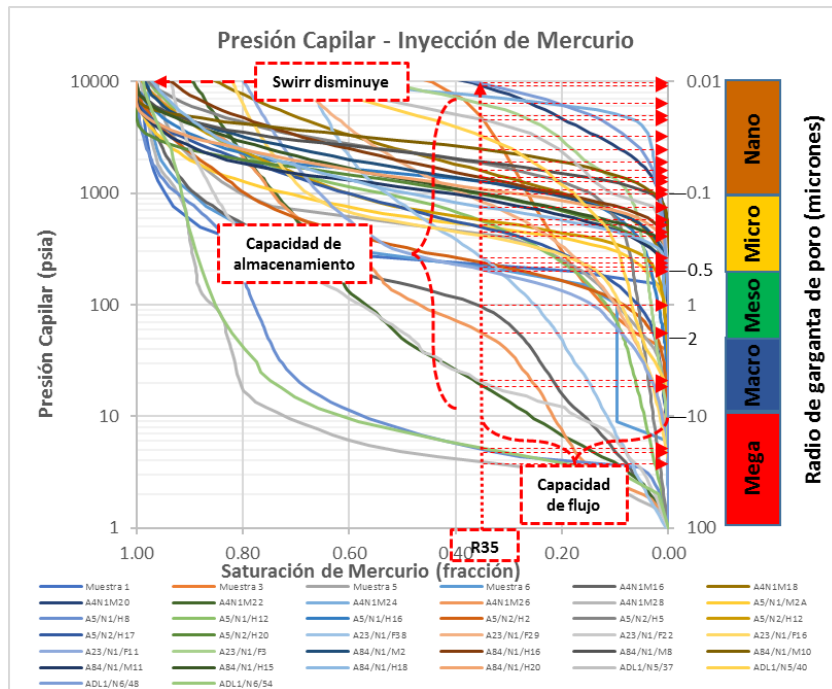


Figura 26. Gráfico de Presión Capilar versus saturación de mercurio, mostrando el radio de garganta de poro de las muestras de núcleo analizadas del campo Alfa.

Winland (1972) desarrolló una relación empírica (utilizando análisis de regresión lineal múltiple) entre la porosidad, la permeabilidad al aire y el radio de garganta de poro correspondiente a una saturación de 35% de mercurio (R35), que permite estimar el tamaño de garganta de poro. La ecuación se presenta a continuación:

$$\text{Log}(R35) = 0.732 + 0.588 \cdot \text{Log} K_a - 0.864 \cdot \text{Log} \phi$$

Donde:

R35: es el radio de garganta de poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35%

Ka: es la permeabilidad al aire no corregida (md)

ϕ : es la porosidad (%).

Con el objeto de determinar el tipo de roca utilizando la ecuación de Winland, se generó el gráfico de permeabilidad versus porosidad, con la información obtenida de los análisis de núcleos como se muestra en la figura 27, las líneas diagonales expresan las regresiones hiperbólicas donde la relación entre la permeabilidad y porosidad es constante, lo que indica que los puntos graficados sobre la misma línea representan rocas de calidad similar. En estos gráficos se pueden observar los diferentes tipos de roca diferencias por las líneas diagonales.

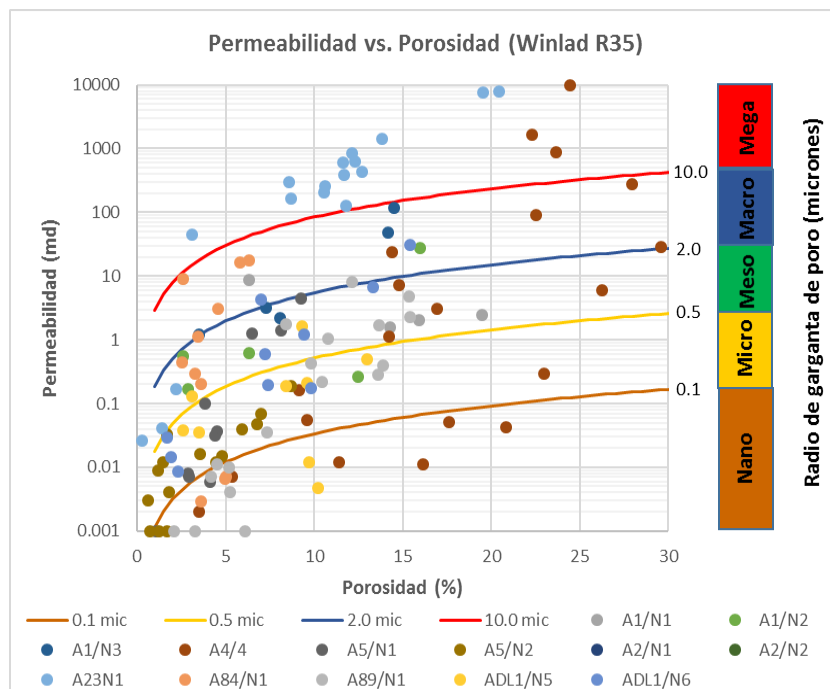


Figura 27. Gráfico de garganta de poro Winland R35 de las muestras de los núcleos del campo Alfa.

4.10. SATURACIÓN INCREMENTAL DE MERCURIO

Continuando con la determinación del tipo de roca se realizaron gráficos de saturación incremental de mercurio o de intrusión de mercurio (Ver figura 28), donde se puede observar el tamaño de garganta de poro que domina el flujo, así como el incremento de volumen de mercurio que ocupa el espacio poroso para un radio de garganta de poro dado para cada tipo de roca obtenida de las muestras analizadas.

Como se indica anteriormente, el gráfico de saturación incremental de mercurio, muestra los tamaños de radios de garganta de poros calculados a través de la ecuación de Washburn y que dependen de la presión aplicada, la tensión superficial y el ángulo de contacto. En la prueba de inyección de mercurio se registra cada variación (aumento) de presión (presión acumulada) y el volumen incremental de mercurio asociado, con los valores registrados se puede interpretar que; si la presión no varía y el volumen incremental varía, se está llenando espacio poroso que tiene radios de garganta de poro del mismo tamaño, por otro lado, si la presión y el volumen incremental varían, significa que existe espacio poroso con radios de garganta de poro más pequeños y que se llenará hasta que ocurra otro cambio de presión y volumen incremental. Durante prueba de inyección irá aumentando la presión en la medida que el mercurio vaya penetrando en los poros cada vez más pequeños, y será el radio de garganta de poro que domine el flujo, aquel que tenga porcentualmente un mayor volumen incremental, esto significa, que es el mayor espacio poroso llenado por mercurio para un radio de garganta de poro dado, correspondiente a la muestra de roca analizada.

Del gráfico de intrusión de mercurio se puede observar al igual que en las distribuciones de radio de garganta de poro, una heterogeneidad de la roca carbonática del campo Alfa.

En las muestras del pozo Alfa-1, se observa que 3 de 4 muestras presentan radio de garganta de poro que dominan el flujo entre 0.14 y 0.36 micrones, y una muestra presenta radio de garganta de poro que domina el flujo menor a 0.01 micrón, sin embargo, el tipo de roca que predomina es la microporoso.

En las muestras del pozo Alfa-4 se observan varios tipos de roca que varían de nanoporoso a megaporoso, sin embargo, es evidente la existencia de dos rocas que dominan el flujo, una definida como nanoporoso y otra como megaporoso, posiblemente estas rocas tengan oquedades o fracturas, debido a que se observa una diferencia significativa del volumen incremental de mercurio asociado con respecto a las otras muestras.

Las muestras del pozo Alfa-5 en su mayoría exponen un rango de radio de garganta de poro que domina el flujo bien definido, que va de 0.04 a 0.43 micrones (nano-microporoso), no obstante, existe una muestra que indica tener un radio de garganta de poro que domina el flujo de 27.69 micrones, este valor puede ser indicativo de la presencia de oquedades o fracturas en esta muestra.

Las muestras del pozo Alfa-23 son totalmente heterogéneas y varían de nanoporoso a macroporoso, sin embargo, dentro de este grupo de muestras la garganta de poro que domina el flujo es de radio 7.94 micrones que corresponde a una roca tipo macroporoso.

El pozo Alfa-84 presenta muestras donde es evidente que el tipo de roca se encuentra entre nanoporoso y microporoso, no obstante, para este grupo de muestras en radio de garganta que domina el flujo es de 0.04 micrones y corresponde a una roca nanoporoso.

Por último, las muestras de núcleo del pozo Alfa-DL1 en su mayoría es un tipo de roca nanoporoso, aunque una de sus muestras parece tener garganta de poro asociada a oquedades.

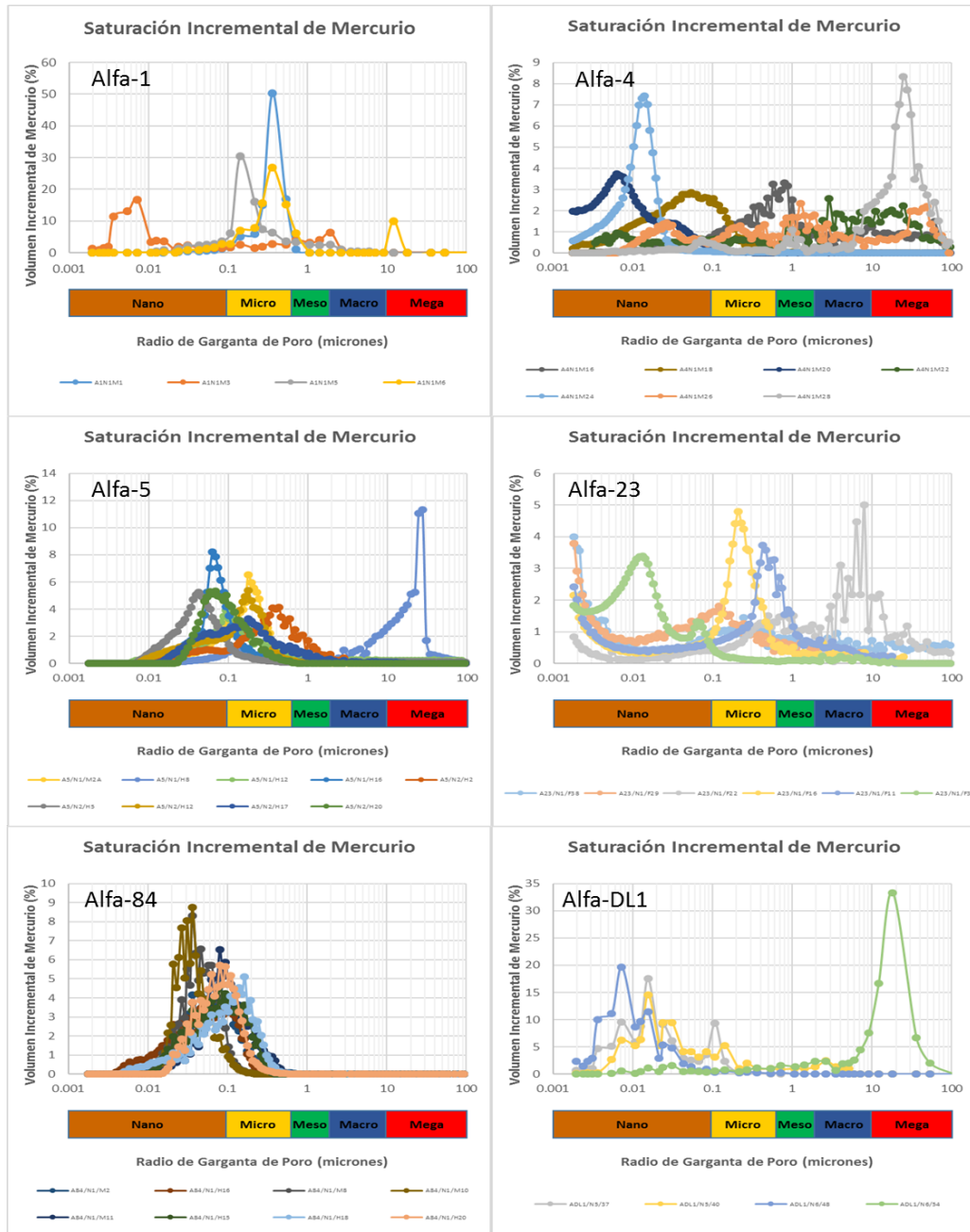


Figura 28. Gráfico de saturación incremental de mercurio de las muestras de los núcleos de los pozos Alfa-1, 4, 5, 23, 84 y DL1.

En general se puede observar que las muestras de núcleo analizadas presentan en su mayoría un tipo de roca que varía entre nanoporoso y microporoso. (Ver figura 29).

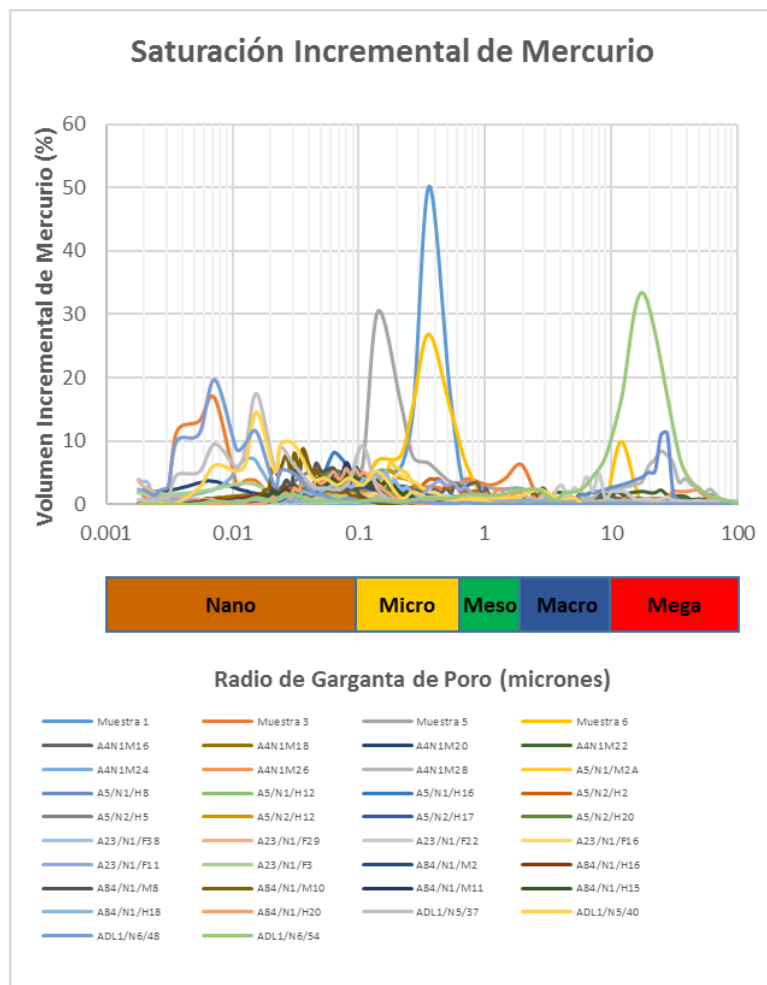


Figura 29. Gráfico de saturación incremental de mercurio de las muestras de los núcleos del campo Alfa.

4.11. ECUACIONES EMPÍRICAS DE PITTMAN

Edward D. Pittman (1992), extendió el trabajo realizado por Winland desarrollando un conjunto de ecuaciones empíricas (14 correlaciones), producto de la relación que existe entre la porosidad, la permeabilidad y los diferentes parámetros derivados de la prueba de inyección de mercurio. Estas ecuaciones empíricas permitieron el cálculo del radio de garganta de poro correspondiente a saturaciones de mercurio que varías entre 10 y 75% con incrementos de 5%, lo que hace posible realizar curvas de distribución de radio de garganta de poro,

utilizando valores de porosidad y permeabilidad obtenidos a partir de los análisis de núcleos.

Las ecuaciones de Pittman se muestran a continuación.

$$\text{Log (R10)} = 0.459 + 0.500 * \text{Log Ka} - 0.385 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R15)} = 0.333 + 0.509 * \text{Log Ka} - 0.344 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R20)} = 0.218 + 0.519 * \text{Log Ka} - 0.303 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R25)} = 0.204 + 0.531 * \text{Log Ka} - 0.350 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R30)} = 0.215 + 0.547 * \text{Log Ka} - 0.420 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R35)} = 0.255 + 0.565 * \text{Log Ka} - 0.523 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R40)} = 0.360 + 0.582 * \text{Log Ka} - 0.680 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R45)} = 0.609 + 0.608 * \text{Log Ka} - 0.974 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R50)} = 0.778 + 0.626 * \text{Log Ka} - 1.205 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R55)} = 0.948 + 0.632 * \text{Log Ka} - 1.426 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R60)} = 1.096 + 0.648 * \text{Log Ka} - 1.666 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R65)} = 1.372 + 0.643 * \text{Log Ka} - 1.979 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R70)} = 1.664 + 0.627 * \text{Log Ka} - 2.314 * \text{Log } \phi$$

$$\text{Log (R75)} = 1.880 + 0.609 * \text{Log Ka} - 2.626 * \text{Log } \phi$$

Donde:

R_i: es el radio de garganta de poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio

K_a: es la permeabilidad al aire no corregida (md)

ϕ: es la porosidad (%).

A continuación, se muestran los gráficos de permeabilidad versus porosidad con la información obtenida de los análisis de núcleos para determinar el tipo de roca, haciendo uso de las de las regresiones hiperbólicas de Pittman y se observa que con la misma información de porosidad y permeabilidad varía el tipo de roca, producto del cambio de las curvas hiperbólicas definidas por las ecuaciones de Pittman para diferentes radios de garganta de poro calculas para saturaciones que varían entre 10 y 75%. Ver figuras No. 30 y 31.

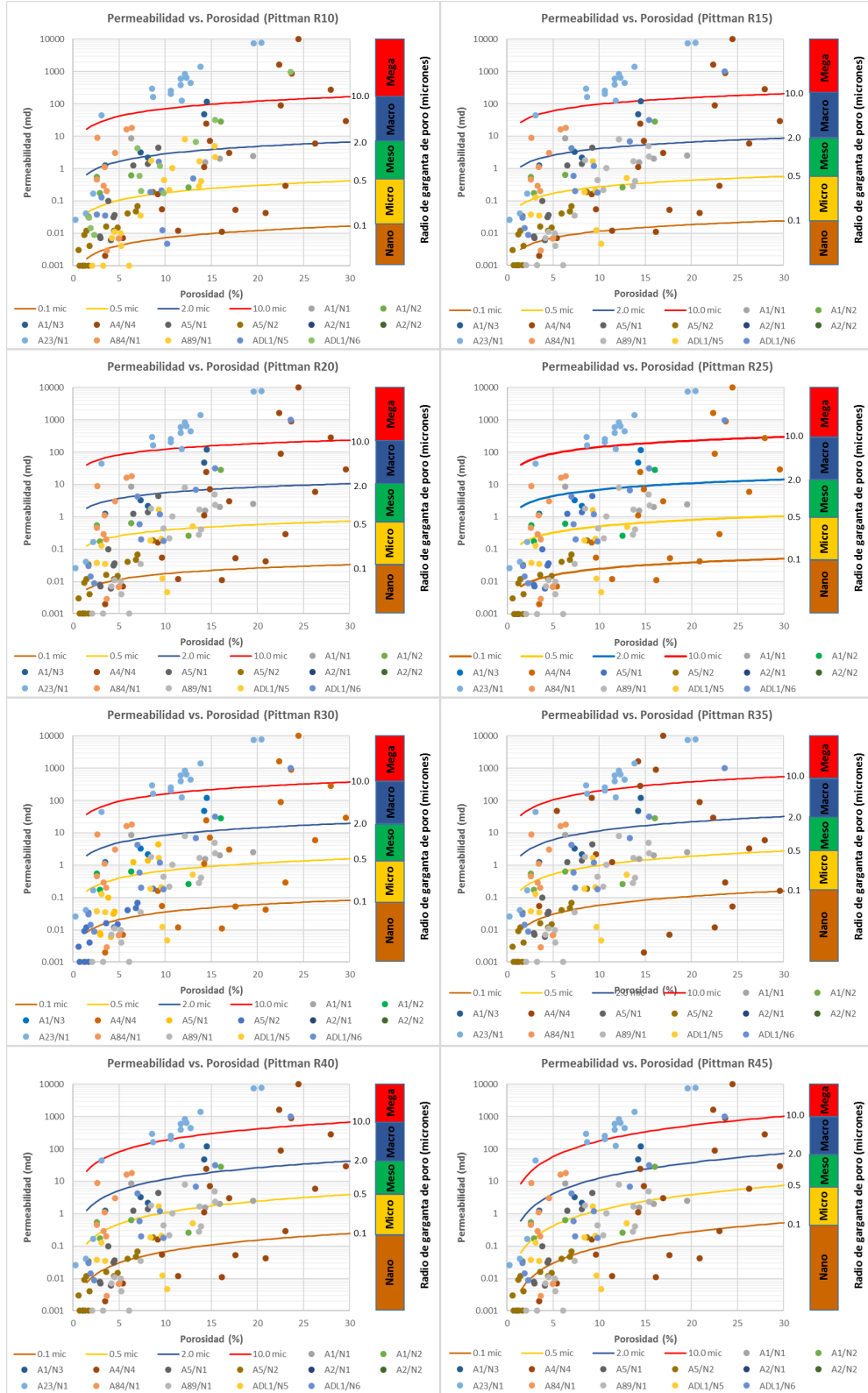


Figura 30. Gráfico de garganta de poro Pittman R10 – R45 de las muestras de los núcleos del campo Alfa.

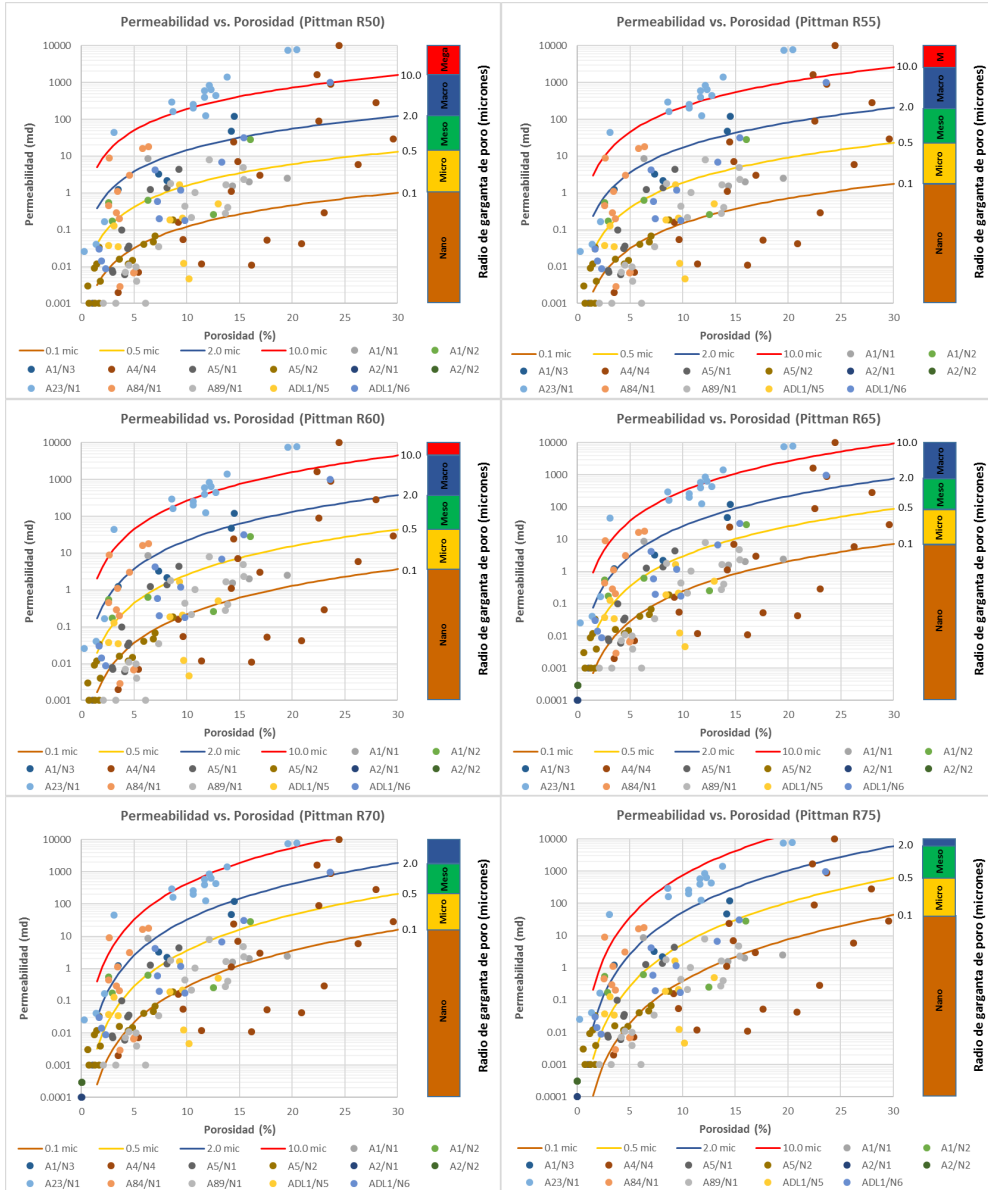


Figura 31. Gráfico de garganta de poro Pittman R50 – R75 de las muestras de los núcleos del campo Alfa.

4.12. GRÁFICO DE ÁPICE - PITTMAN

Pittman, adicionalmente a Winland, logra determinar los radios de garganta de poro que dominan el flujo de forma gráfica (Ápice: punto de inflexión de la curva)

para cada curva de presión capilar, a través de la relación entre la saturación de mercurio y la división entre la saturación de mercurio y la presión capilar (Ver figura 32). Los gráficos de ápice se utilizan como herramienta para la obtención de un promedio de saturación en la que se encontraría el radio de garganta de poro dominante.

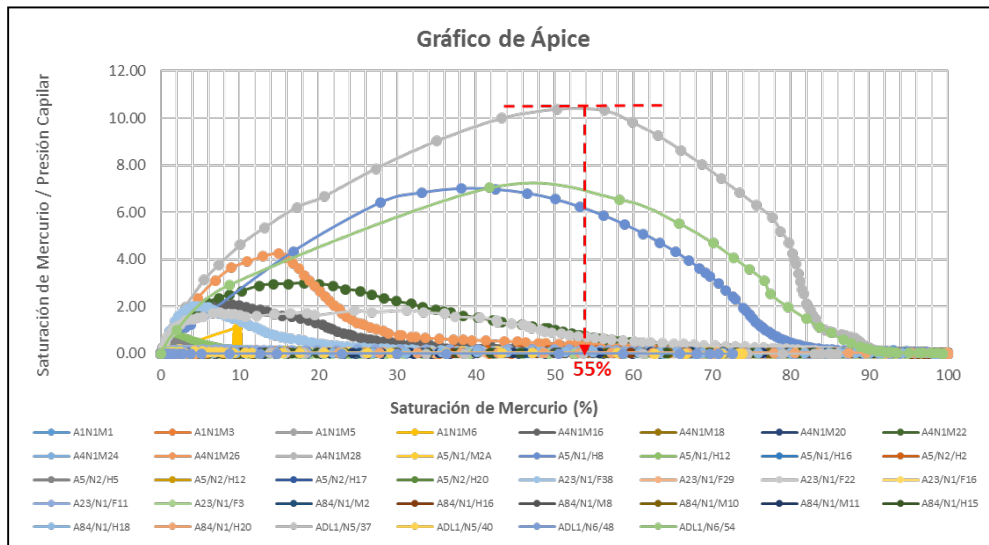


Figura 32. Gráfico de Ápice – Pittman.

En el gráfico anterior, Gráfico de Ápice, se puede observar que el punto de inflexión de la curva que contiene el resto de las curvas corresponde a una saturación de mercurio promedio de 55%, lo que indica que los radios de garganta que dominan el flujo y tipo de roca pueden ser determinados mediante el modelo de garganta de poro R55 de Pittman, sin embargo, este resultado se debe coincidir con el resultado de los gráficos Uno a Uno.

4.13. GRÁFICOS “UNO A UNO”

Los gráficos “uno a uno” tienen como finalidad comparar los valores de radio de garganta de poro (R_i), obtenidos a partir del perfil de garganta de poro (Prueba de Inyección de Mercurio- Presión Capilar), con los determinados a través de las

ecuaciones empíricas de Winland y Pittman, para cada nivel de saturación de mercurio donde se incluye el calculado en el gráfico de Ápice.

El resultado que se obtendrá de los gráficos “uno a uno” es la correlación que mejor se ajusta a la roca del campo Alfa, por consiguiente, el modelo de garganta de poro que define diferentes tipos de roca y que es el más representativo de todas las muestras.

Los gráficos “uno a uno” se generan en escala lineal, tomando el radio de garganta de poro calculado a partir de las correlaciones de Winland R35 y Pittman (Ver tabla 8), correlaciones obtenidas de los valores de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleos, y el radio calculado de las curvas de presión capilar obtenidos de los análisis de núcleo (Ver tabla 9).

En la figura 33 se observan todos los gráficos “uno a uno”, que corresponden Ri calculado del perfil de garganta de poro versus el Ri calculado de las ecuaciones empíricas de Winland (saturación 35%) y Pittman (saturaciones 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 65 y 70%). Cada gráfico contiene una línea recta de tendencia (azul) de los puntos, y una línea recta de 45 grados (naranja). La mejor correlación pertenece a la línea de tendencia que más se acerque a la línea de 45 grado, en este caso, este comportamiento se observa en el gráfico de R35-Pc vs. R35-Winland, lo que indica que la ecuación empírica de Winland (R35) es el modelo de garganta de poro que mejor representa las curvas de presión capilar obtenida de los análisis de núcleo.

Tabla 8. Radio de garganta de poro calculado a partir de las correlaciones de Winland R35 y Pittman.

Muestras	Porosidad - ϕ x (%)	Permeabilidad - k y (md)	R35 - WIN (micrones)	R10 - PITT (micrones)	R15 - PITT (micrones)	R20 - PITT (micrones)	R25 - PITT (micrones)	R30 - PITT (micrones)	R35 - PITT (micrones)	R40 - PITT (micrones)	R45 - PITT (micrones)	R50 - PITT (micrones)	R55 - PITT (micrones)	R60 - PITT (micrones)	R65 - PITT (micrones)	R70 - PITT (micrones)	R75 - PITT (micrones)
A1/N1/M1	19.6	0.160	0.14044727	0.36605084	0.30434136	0.25905065	0.21335267	0.17254647	0.12574128	0.12574128	0.07352712	0.05279716	0.0400172	0.02675292	0.02008512	0.14044727	0.01004256
A1/N1/M3	10.2	0.890	0.67734632	1.11015581	0.91260124	0.76935638	0.66698495	0.58036907	0.46655996	0.46655996	0.39432341	0.33959003	0.30043508	0.24147759	0.22051495	0.67734632	0.15870641
A1/N1/M5	12.2	0.210	0.24822759	0.50333961	0.411143557	0.3444013	0.29098627	0.24433339	0.1878831	0.1878831	0.13765591	0.11082703	0.09343153	0.07029471	0.06113373	0.24822759	0.04115766
A1/N1/M6	18.5	0.010	0.02891769	0.09357049	0.07569949	0.06252403	0.04994476	0.03879608	0.02705635	0.02705635	0.01441368	0.00997833	0.00753378	0.00488531	0.00378675	0.02891769	0.00215977
A4/N1/M16	9	24.461	5.29608573	6.10733556	5.14602579	4.46149699	4.04848794	3.74723905	3.23904428	3.23904428	3.34008667	3.14282488	2.91583812	2.54659998	2.3787044	5.29608573	1.65858442
A4/N1/M18	6.7	0.007	0.05447654	0.11240162	0.08689969	0.06856201	0.05716017	0.04735678	0.03639567	0.03639567	0.03011159	0.02616156	0.02466147	0.02027099	0.02163791	0.05447654	0.02414781
A4/N1/M20	5.1	0.001	0.02113749	0.04567827	0.03429543	0.02622461	0.02161764	0.0176774	0.01347631	0.01347631	0.011565	0.01032118	0.01021019	0.00867675	0.01018958	0.02113749	0.01452733
A4/N1/M22	16.93	125.376	8.02028380	10.8411077	9.51332894	8.60378562	7.7289636	7.02565283	5.86007071	5.86007071	4.87530437	4.08272205	3.32664077	2.56271108	1.94822429	8.02028380	0.85380492
A4/N1/M24	4.57	0.007	0.07854928	0.13421923	0.1022076	0.07943235	0.06747308	0.05747363	0.0459961	0.0459961	0.04533846	0.04307744	0.04420618	0.039869	0.04795708	0.07854928	0.06841179
A4/N1/M26	3.63	17.027	9.37883250	7.22776568	5.84844571	4.86752282	4.58950682	4.50060331	4.24385762	4.24385762	6.48905979	7.48176042	8.46547342	9.14053972	11.3648939	9.37883250	14.4360098
A4/N1/M28	15.46	887.679	27.42189343	29.873236	26.5811742	24.4238604	22.5579969	21.2925641	18.5698327	18.5698327	17.508523	15.5099617	13.046228	10.598558	8.20886152	27.42189343	3.56963401
A5/N1/M2A	1.59	0.005	0.16455807	0.17401357	0.12656237	0.09391702	0.08354059	0.07625909	0.06768245	0.06768245	0.10605481	0.12791927	0.16547663	0.19137854	0.32082242	0.16455807	0.91525171
A5/N1/H8	6.5	1.492	1.35481093	1.70987195	1.38630206	1.1532568	1.0275561	0.93042963	0.79082998	0.79082998	0.83740516	0.80775995	0.79190245	0.71507963	0.74996876	1.35481093	0.70986643
A5/N1/H12	4.43	1.075	1.55601328	1.68217456	1.33861864	1.0926326	0.98734937	0.91353704	0.80299546	0.80299546	0.99664008	1.0442046	1.11203694	1.09518097	1.29719169	1.55601328	1.59114906
A5/N1/H16	0.89	0.001	0.07147131	0.06989969	0.04863938	0.03445346	0.03064752	0.02809634	0.02541196	0.02541196	0.04691789	0.06211622	0.09011181	0.11551537	0.23486636	0.07147131	1.05360576
A5/N2/H2	8.68	0.226	0.34813702	0.59576836	0.48056272	0.39698814	0.34113391	0.29370108	0.23422038	0.23422038	0.20072864	0.17506445	0.15918934	0.13012067	0.12583908	0.34813702	0.10532454
A5/N2/H5	3.8	0.070	0.35559704	0.45442213	0.35060715	0.27671036	0.24372261	0.21817481	0.18546725	0.18546725	0.21930523	0.22662056	0.24559937	0.2401999	0.30261037	0.35559704	0.4498729
A5/N2/H12	4.3	0.023	0.16699929	0.24952503	0.19158536	0.15030537	0.12988813	0.11325325	0.09318701	0.09318701	0.09938322	0.09784392	0.1024994	0.0956121	0.1165245	0.16699929	0.16603024
A5/N2/H17	1.3	0.002	0.10571618	0.11132293	0.07954675	0.05793262	0.05137156	0.04676847	0.04158621	0.04158621	0.06821279	0.08458185	0.11367714	0.13568544	0.2435311	0.10571618	0.8201519
A5/N2/H20	0.8	0.003	0.21244971	0.17005957	0.11963135	0.08581387	0.07829522	0.0743047	0.07005392	0.07005392	0.14597816	0.20422483	0.30643414	0.4140882	0.86314307	0.21244971	3.91608217
A23/N1/F38	1.6	1.207	4.01498761	2.63795536	2.0154486	1.57963853	1.49949343	1.4926689	1.46019164	1.46019164	2.88313619	3.82987123	5.11168284	6.43994888	10.4853837	4.01498761	24.7594306
A23/N1/F29	1.5	0.013	0.29570308	0.28065743	0.20531552	0.15338431	0.13831586	0.12863782	0.11675682	0.11675682	0.19532808	0.24273845	0.31982033	0.38059866	0.64681633	0.29570308	1.85770117
A23/N1/F22	5.5	8.390	4.32014844	4.32355855	3.53598222	2.9723679	2.72515155	2.56652479	2.28936912	2.28936912	2.8153605	2.91164181	2.99268057	2.89170183	3.16811675	4.32014844	3.15049367
A23/N1/F16	2.4	0.034	0.34636647	0.37840548	0.2846572	0.21888581	0.1953061	0.17848095	0.15702988	0.15702988	0.22147574	0.25121731	0.3000592	0.32392695	0.47291989	0.34636647	0.9699467
A23/N1/F11	2.4	0.039	0.37360340	0.40356391	0.30393469	0.23401021	0.20912402	0.19150254	0.16887733	0.16887733	0.23950762	0.27230092	0.32549322	0.35210861	0.51373315	0.37360340	1.04905184
A23/N1/F3	6.6	0.034	0.14468504	0.25657542	0.20118688	0.16125595	0.13720658	0.1168182	0.09261133	0.09261133	0.0827758	0.0743285	0.07099455	0.06012265	0.06395338	0.14468504	0.06816294
A84/N1/M2	1.5	0.001	0.06240594	0.07475863	0.05340295	0.03885386	0.03394195	0.03025861	0.02618666	0.02618666	0.03909797	0.04632821	0.06007846	0.06853233	0.11801967	0.06240594	0.3708654
A84/N1/H16	1.1	0.0004	0.04908164	0.05468418	0.03827059	0.02725576	0.02391046	0.02148444	0.0189005	0.0189005	0.03127215	0.03919302	0.05415001	0.06562931	0.12508175	0.04908164	0.49472816
A84/N1/M8	0.6	0.0001	0.04397635	0.04029458	0.02724243	0.01872263	0.01668221	0.01537198	0.01411791	0.01411791	0.0293127	0.04144699	0.06505064	0.08962765	0.2076215	0.04397635	1.26087402
A84/N1/M10	0.7	0.0001	0.03706190	0.03676923	0.02500212	0.01728076	0.01527452	0.01390944	0.01255889	0.01255889	0.02425721	0.03306052	0.05013087	0.06649374	0.14682386	0.03706190	0.80878405
A84/N1/M11	1.6	0.002	0.09659454	0.11086513	0.08000604	0.05885445	0.05177628	0.04656961	0.04064396	0.04064396	0.0611047	0.07241702	0.09304707	0.10591906	0.1780085	0.09659454	0.52143142
A84/N1/H15	1	0.001	0.06951256	0.07110677	0.0497718	0.0354684	0.03142472	0.02863153	0.02564421	0.02564421	0.04516268	0.05833437	0.08253525	0.10308906	0.20196843	0.06951256	0.83669185
A84/N1/H18	1.8	0.003	0.09883702	0.11780347	0.08558786	0.06339968	0.05560832	0.04977425	0.04308116	0.04308116	0.0619808	0.07175712	0.08994459	0.09987198	0.16159912	0.09883702	0.43547968
A84/N1/H20	5.2	0.013	0.10078234	0.17356846	0.1336095	0.10503066	0.08933283	0.07615302	0.06080783	0.06080783	0.05805898	0.0541369	0.05419138	0.04785041	0.05510808	0.10078234	0.07081807
ADL1/N5/37	11.3	0.040	0.10003489	0.22625323	0.18163082	0.14906867	0.12391287	0.10186708	0.07663089	0.07663089	0.05411954	0.04304573	0.03654366	0.02727132	0.02449528	0.10003489	0.01833456
ADL1/N5/40	3.5	0.030	0.23252653	0.30767657	0.2347985	0.18313583	0.1602978	0.1423891	0.12023362	0.12023362	0.14228773	0.14759645	0.16206887	0.20705146	0.23252653		
ADL1/N6/48	7.4	0.010	0.06382397	0.13315142	0.10374909	0.08253208	0.06882859	0.05700628	0.04369098	0.04369098	0.03518587	0.03010064	0.02782759	0.02248329	0.02321616	0.06382397	
ADL1/N6/54	23	1360.000	25.00276436	31.7324962	28.8095801	27.0211084	24.620928	22.7572663	19.1984349	19.1984349	15.4123458	12.5520111	9.69555548	7.20932556	4.92046481	25.0027644	1.63090212

Tabla 9. Radio de garganta de poro calculado de las curvas de presión capilar obtenidos de los análisis de núcleo.

Muestras	Porosidad - ϕ		Permeabilidad - k		R-Pc-R10	R-Pc-R15	R-Pc-R20	R-Pc-R25	R-Pc-R30	R-Pc-R35	R-Pc-R40	R-Pc-R45	R-Pc-R50	R-Pc-R55	R-Pc-R60	R-Pc-R65	R-Pc-R70	R-Pc-R75
	x (%)	y (md)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)	(micrones)
A1/N1/M1	19.6	0.160	0.61973385	0.56491297	0.52728616	0.50984368	0.4924012	0.47495872	0.45751624	0.44007376	0.42263128	0.4051888	0.38774632	0.37030384	0.34574426	0.31512195		
A1/N1/M3	10.2	0.890	1.36607207	0.77448207	0.3586575	0.15242944	0.05313551	0.0229838	0.01417013	0.00535647	0.00936963	0.0081059	0.0069776	0.00616529	0.00533923	0.00438946		
A1/N1/M5	12.2	0.210	1.05221819	0.61412525	0.43443263	0.33001471	0.26864378	0.2511767	0.23370961	0.21624253	0.20334484	0.19073882	0.17813279	0.16552677	0.15292075	0.13869583		
A1/N1/M6	18.5	0.010	1.05527362	0.76392998	0.6652645	0.60329962	0.54133474	0.50421063	0.47113037	0.43805012	0.40496986	0.3718896	0.34107625	0.31177417	0.28247208	0.24988046		
A4/N1/M16	9	24.461	22.0025686	11.7163931	6.81038614	3.00342522	1.59355771	1.1263478	0.92655933	0.8000676	0.69825533	0.60559043	0.51094722	0.42323249	0.34177311	0.26525997		
A4/N1/M18	6.7	0.007	0.15523318	0.12706342	0.10768727	0.09192955	0.07895952	0.06796908	0.05883112	0.05113625	0.04431277	0.03811184	0.03231482	0.02704205	0.0221511	0.01780521		
A4/N1/M20	5.1	0.001	0.04058384	0.03041676	0.02298915	0.01760591	0.01405778	0.01175436	0.0101013	0.00886752	0.00788992	0.00707405	0.00635538	0.00568349	0.00503785	0.00440558		
A4/N1/M22	16.93	125.376	28.1663024	21.181898	15.8663072	11.4580358	7.91188857	5.64715455	4.09928432	3.02822133	2.14037219	1.26259274	0.81902368	0.34277253	0.1822292	0.09387903		
A4/N1/M24	4.57	0.007	0.02093895	0.01886832	0.01743851	0.01632192	0.01542493	0.01461741	0.0138496	0.0131147	0.0124019	0.01167217	0.0108955	0.01002881	0.00903833	0.00794281		
A4/N1/M26	3.63	17.027	40.8401596	30.4699903	14.4885598	5.62726176	2.84084562	1.94627984	1.50002646	1.19179131	0.89353356	0.54887818	0.36602676	0.23817192	0.17207374	0.10016712		
A4/N1/M28	15.46	887.679	49.2414191	41.4219137	35.4642887	32.2121427	29.8076591	27.7287016	25.9688208	24.172842	22.3003741	20.2578921	17.5776971	14.6790854	11.8688164	9.27097438		
A5/N1/M2A	1.59	0.005	0.35738837	0.30409384	0.27003437	0.24698668	0.2284651	0.21300103	0.19957359	0.18686946	0.1739713	0.1594044	0.14377332	0.12825841	0.11279847	0.09837052		
A5/N1/H8	6.5	1.492	29.6423419	28.2148934	26.8396756	25.4945923	23.6887959	21.264577	18.8397442	16.4535355	14.1084032	11.7713654	9.51340005	7.26502518	4.94905762	2.23217061		
A5/N1/H12	4.43	1.075	1.44262319	0.69883028	0.44629965	0.31678792	0.24172003	0.19107899	0.15870859	0.13429654	0.11802381	0.10469722	0.09413926	0.08369789	0.07262632	0.06076583		
A5/N1/H16	0.89	0.001	0.17221957	0.1314645	0.11149502	0.09990624	0.09156352	0.08523968	0.07993417	0.07558094	0.07176514	0.06824925	0.06511256	0.06181147	0.05827745	0.05402313		
A5/N2/H2	8.68	0.226	0.98110782	0.77804977	0.65479909	0.56857824	0.50103842	0.44972652	0.40759694	0.36914785	0.32742885	0.2881935	0.24969971	0.21308945	0.17776796	0.14315293		
A5/N2/H5	3.8	0.070	0.17825037	0.10610538	0.08545886	0.07325062	0.06488446	0.05843443	0.05400075	0.04960624	0.04534394	0.04203583	0.03886853	0.03561075	0.0322309	0.02865189		
A5/N2/H12	4.3	0.023	0.30784078	0.26961734	0.24325924	0.22123478	0.20246454	0.1862315	0.17211436	0.15884184	0.14455721	0.12809181	0.10930857	0.08970231	0.07213709	0.05723697		
A5/N2/H17	1.3	0.002	0.69800619	0.48974879	0.36875488	0.29634846	0.25046656	0.21810196	0.19203051	0.16819837	0.14630067	0.12621436	0.10868272	0.09258769	0.07786781	0.06473374		
A5/N2/H20	0.8	0.003	0.2166611	0.17909238	0.15473263	0.13616806	0.12217993	0.11063021	0.10136455	0.09336502	0.08593064	0.07920965	0.07316245	0.06798965	0.06295755	0.05831618		
A23/N1/F38	1.6	1.207	15.2309426	5.27890239	2.22776644	1.0925666	0.64297745	0.40617722	0.27987153	0.19766482	0.13548895	0.09128558	0.05028867	0.01992368	0.00787827	0.00461881		
A23/N1/F29	1.5	0.013	1.05695817	0.52902262	0.32251258	0.22076037	0.16344494	0.12753805	0.10096157	0.07765956	0.05793586	0.04126243	0.02825227	0.01794172	0.01053969	0.00620035		
A23/N1/F22	5.5	8.390	17.3995477	12.0912826	8.8160457	7.77667409	6.54082456	5.29229649	4.11137471	2.98400191	1.88883254	1.30779918	0.94699649	0.69100607	0.50764888	0.37265261		
A23/N1/F16	2.4	0.034	0.86970716	0.48324022	0.38458591	0.3254891	0.28808087	0.25904113	0.23640734	0.21679753	0.1988079	0.18011685	0.15854325	0.12891867	0.08642477	0.04350304		
A23/N1/F11	2.4	0.039	1.6711712	1.02839424	0.80399793	0.68103769	0.58905262	0.5204938	0.46359274	0.41522317	0.36228908	0.27804452	0.18955845	0.11483491	0.0599025	0.02661393		
A23/N1/F3	6.6	0.034	0.08018589	0.05788286	0.03602874	0.02494303	0.01990839	0.01702207	0.01495994	0.01329057	0.01181225	0.01045011	0.00915961	0.00791747	0.00672348	0.00559879		
A84/N1/M2	1.5	0.001	0.1598292	0.13344048	0.11575302	0.10269018	0.09270979	0.08469383	0.07752846	0.07097786	0.06493889	0.05909834	0.0534606	0.04806776	0.04288113	0.0379768		
A84/N1/H16	1.1	0.0004	0.14070501	0.12350033	0.10977653	0.09799887	0.08714631	0.0779827	0.0696494	0.06216563	0.05532036	0.04885239	0.04278775	0.03737564	0.03228722	0.02739936		
A84/N1/M8	0.6	0.0001	0.08640783	0.07766317	0.07108828	0.0655602	0.06069956	0.05638656	0.05252491	0.04904833	0.04578102	0.04301157	0.04049086	0.0380685	0.03567685	0.03323752		
A84/N1/M10	0.7	0.0001	0.07379673	0.06346387	0.05636917	0.05106031	0.04693025	0.04349388	0.04083579	0.03845125	0.03618013	0.03419541	0.03236625	0.03059562	0.02894006	0.02729978		
A84/N1/M11	1.6	0.002	0.23113857	0.19481728	0.16986698	0.14981741	0.13400355	0.12068806	0.11015715	0.10169907	0.09455741	0.08816854	0.08239454	0.07689512	0.07123829	0.06510939		
A84/N1/H15	1	0.001	0.19495444	0.17078028	0.15109218	0.13427657	0.11936665	0.10760136	0.09737093	0.08827993	0.08015362	0.07233791	0.06449265	0.0569348	0.04981633	0.04329455		
A84/N1/H18	1.8	0.003	0.23599514	0.20791774	0.18681281	0.16963729	0.15489023	0.14176737	0.12947174	0.11730859	0.10536916	0.09334534	0.08163594	0.07084082	0.06096236	0.05170264		
A84/N1/H20	5.2	0.013	0.15515244	0.13747356	0.12516392	0.11529285	0.10640982	0.09851075	0.09123095	0.08451808	0.07816035	0.07216556	0.06631194	0.06050095	0.05465474	0.04940478		
ADL1/N5/37	11.3	0.040	0.11099506	0.07504633	0.04581748	0.03300624	0.02729103	0.02337749	0.02104013	0.01901962	0.01699911	0.01501721	0.01314522	0.01128096	0.00920627	0.00705883		
ADL1/N5/40	3.5	0.030	0.3108365	0.14912601	0.09013439	0.05933436	0.04198245	0.03320174	0.02727081	0.02296613	0.02002389	0.01719891	0.01429311	0.01153871	0.00814436			
ADL1/N6/48	7.4	0.010	0.02856499	0.02130202	0.01767821	0.01469095	0.0126585	0.01115154	0.00984419	0.00860697	0.00736976	0.00625053	0.00510946	0.00386045	0.00264859			
ADL1/N6/54	23	1360.000	35.168552	32.487021	29.8054901	27.1239591	24.4424282	21.7608972	19.0793663	16.9430081	15.1133096	13.2836111	11.3882526	9.36543632	7.25808799	5.06113914		

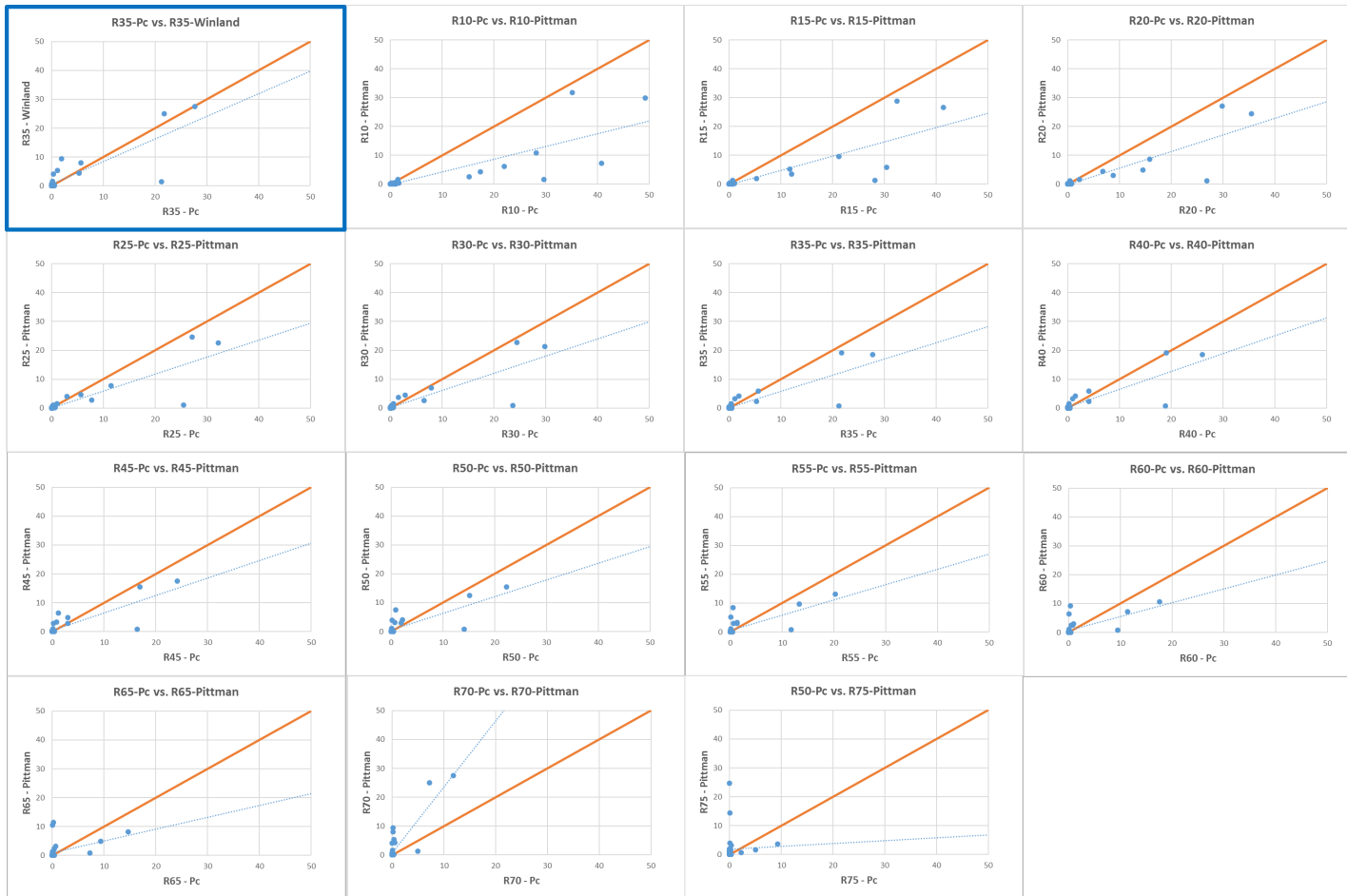


Figura 33. Gráficos Uno a Uno.

4.14. MODELO DE GARGANTA DE PORO

De los gráficos “uno a uno” se puede observar que el modelo de garganta de poro para el campo Alfa es representado por la ecuación R35 de Winland, dado que es la que tiene mejor correlación con los valores de radio calculado de las curvas de presión capilar obtenidos de los análisis de núcleo.

La ecuación R35 de Winland se presenta a continuación.

$$\text{Log (R35)} = 0.732 + 0.588*\text{Log } K_a - 0.864*\text{Log } \phi$$

Donde:

R35: es el radio de garganta de poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35%

K_a: es la permeabilidad al aire no corregida (md)

ϕ: es la porosidad (%).

Luego de determinar el modelo de garganta de poro, se presenta el gráfico de presión capilar versus la saturación de mercurio con el punto de cruce de saturación de mercurio de 35% donde se observan los distintos tipos de roca (Ver figura 34). También se presenta el gráfico de permeabilidad versus porosidad para garganta de poro Winland R35 (Ver figura 35), donde se observan las muestras de presión capilar (color rojo) indicando el tipo de roca a la cual pertenecen que coinciden con las determinadas en el gráfico de presión capilar versus saturación de mercurio, lo que genera representatividad y confiabilidad en el modelo de garganta de poro.

La figura 36 presenta la distribución de los diferentes tipos de roca presentes en cada pozo del campo Alfa, observándose que las muestras de un mismo núcleo contienen distintos tipos de roca, esto es debido a la variabilidad de los procesos diagenéticos. También se observa que la mayor parte de las muestras se encuentran ubicadas dentro del rango de microporoso y mesoporoso.

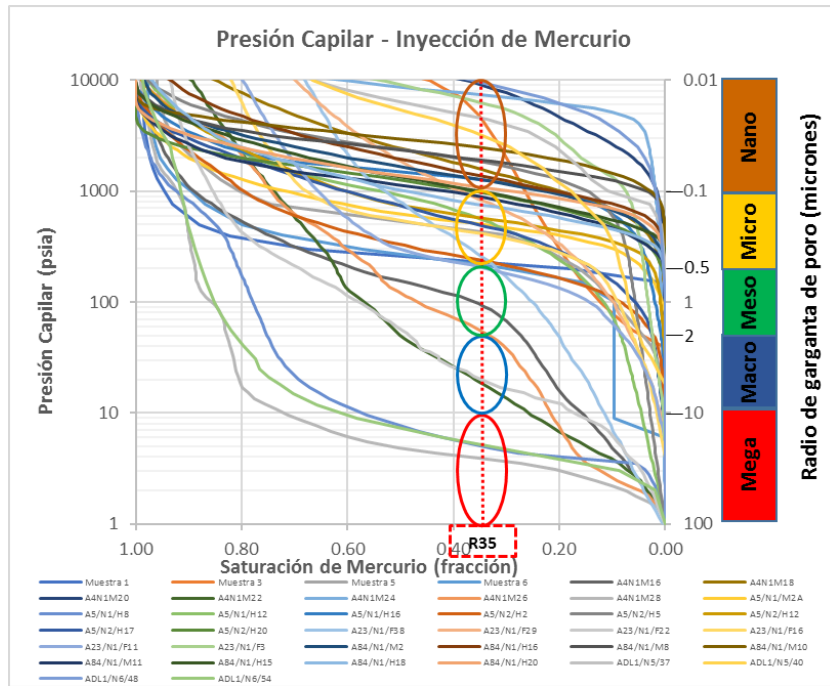


Figura 34. Gráfico de Presión Capilar versus saturación de mercurio, con el punto de cruce de Saturación de Mercurio de 35% donde se observan los distintos tipos de roca para las muestras de núcleo analizadas del campo Alfa.

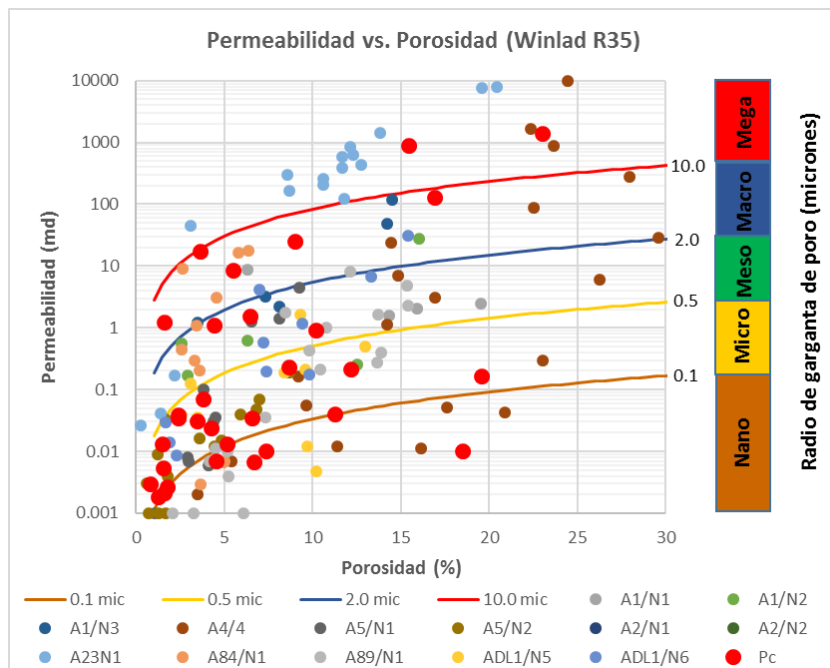


Figura 35. Gráfico de garganta de poro Winland R35 con la distribución de las muestras de presión capilar.

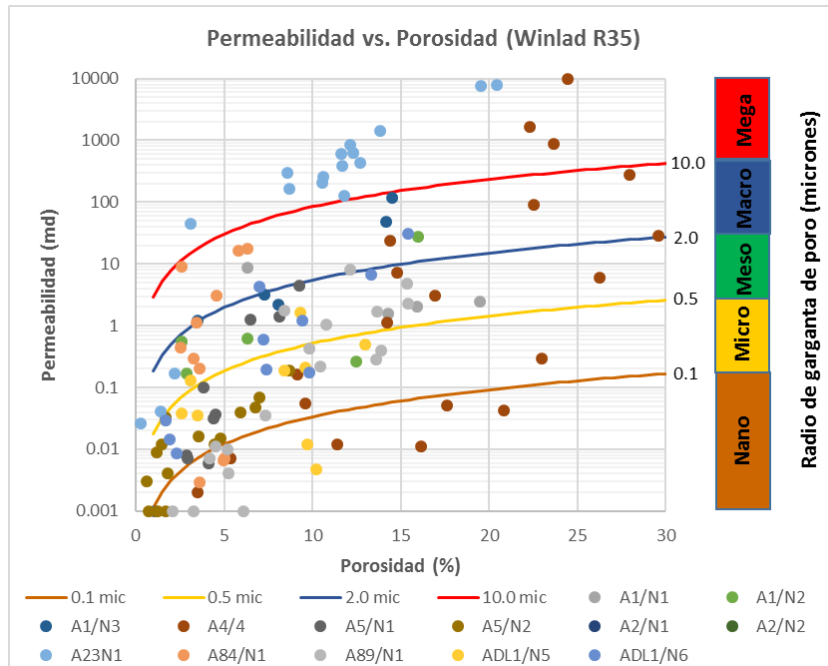


Figura 36. Gráfico de garganta de poro Winland R35 de las muestras de los núcleos del campo Alfa y su distribución de tipo de roca.

4.15. INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS Y TIPO DE ROCA

Como se mencionó anteriormente, con el objeto de mejorar la caracterización de la roca presente en el campo Alfa y validar los análisis realizados y resultados obtenidos en el subcapítulo 3.3. DETERMINACIÓN DE TIPO DE ROCA, se realizó la integración de la información disponible de descripción petrográfica de núcleos y láminas delgadas (LD), estudio de diagénesis, análisis de difracción de rayos X (DRX), estudio con microscopio de barrido electrónico (MEB) con los análisis de presión capilar y tipos de roca según Winland.

La clasificación de la roca en la descripción petrográfica se llevó a cabo mediante la clasificación de Dunham modificada por Embry & Klovan (1971) y la clasificación de Folk (1962).

A continuación, se describen el tipo de roca presente en cada uno de los pozos analizados en este estudio, por pozo y núcleo para las muestras seleccionadas:

4.15.1. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-1

Para la integración y validación de la información correspondiente al pozo Alfa-1, se consideraron las muestras M5 y M6.

Muestra M5: El análisis de presión capilar indica que la muestra es una roca de mediana a poca capacidad de almacén, se observa que la presión de entrada es alta inicialmente indicando pequeña garganta de poro, posteriormente un gran aumento de saturación con poca presión, indicando poros conectados y la horizontalidad de la curva se interpreta que son de tamaño uniforme. El tipo de roca definido según este análisis para una saturación de 35% de mercurio (R35) es microporoso, mientras que el modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 14.3 y Permeabilidad (mD): 1.554), ubica la muestra en el rango de mesoporoso muy cercano al límite de microporoso (Ver figura 37).

La descripción petrográfica indica que la muestra M5 es un packstone oncolítico algáceo, el cual consiste de oncolitos micríticos (del tamaño de arena medio) y agregados dispersos de algas calcáreas (del tamaño del guijarro), bien clasificados y fuertemente empacados. También está presentes los moluscos calcíticos rotos y esporádicas placas de equinodermos. La dolomita rómbica no ferrosa y el cuarzo detrítico están dispersos a través de la muestra, mientras que la calcita no ferrosa ocurre como cemento en zonas.

El análisis MEB vuelve a mostrar una textura micrítica pobremente “empaquetada” con excelente porosidad microcristalina.

La diagénesis presente en la muestra M5 se estima que sea: micritización, cementación por calcita, reemplazo por dolomita, reemplazo por cuarzo, incremento de cambio diagenético.

El análisis DRX indica que la composición mineralógica de la roca es de: Cuarzo 3% y calcita 97%.

Muestra M6: El análisis de presión capilar indica que la muestra tiene un comportamiento similar a la muestra M5, dando como resultado un tipo de roca microporoso para una saturación de 35% de mercurio. Bajo el modelo de garganta de poro Winland R35 (Porosidad (%): 19.5 y Permeabilidad (mD): 2.465), la muestra se ubica en el rango de mesoporoso muy cercano al límite de microporoso como la muestra M5 (Ver figura 37).

El análisis petrográfico indica que la muestra M6 consiste de oncolitos (del tamaño del guijarro) rodeado por una matriz micrita con moluscos calcíticos, placas de equinodermos y pequeños foraminíferos plantónicos. Los oncolitos consisten de granos con laminaciones micríticas concéntricas en un núcleo bioclástico, típicamente una placa de un equinodermo o un agregado de algas calcáreas. Estos granos localmente forman una estructura granular sostenida (rudstone), aunque en otra parte ellos parecen “flotar” en la matriz de wackestone bioclástico (floatstone).

El estudio de diagénesis determinó: micritización, disolución de grano, cementación por calcita, reemplazo por dolomita, reemplazo por cuarzo, incremento de cambio diagenético.

El análisis DRX indica que la composición mineralógica de la roca es de: Calcita 98% y dolomita 2%.

El medio ambiente de depósito de las muestras M5 y M6 del núcleo 1 apuntan hacia aguas someras, en un medio ambiente de plataforma. (Ver figura 45).

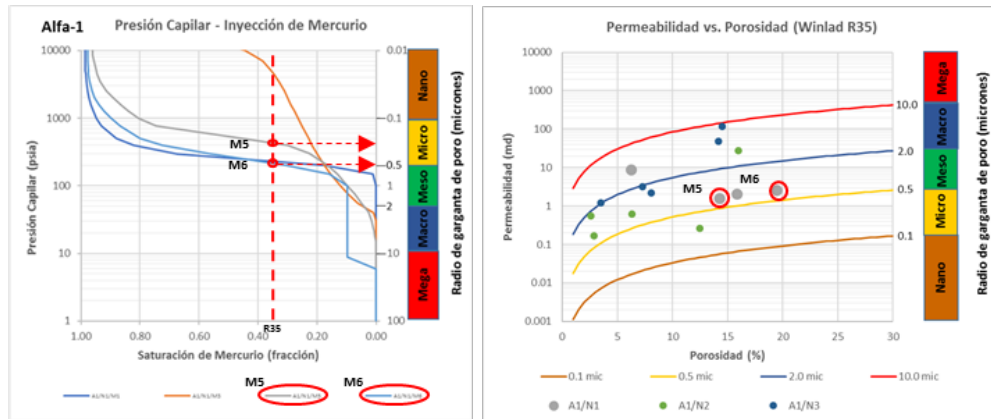


Figura 37. Muestras M5 y M6 del núcleo 1 del pozo Alfa-1. Izquierda (izda.): Gráfico de Presión Capilar versus Saturación de Mercurio, se presentan los puntos en las curvas de presión capilar donde la saturación de mercurio es de 35% y se indica el tipo de roca que corresponde a cada muestra, M5 y M6 pertenecen a un tipo de roca microporoso. Derecha (dcha.): Gráfico de garganta de poro Winland R35, presenta las muestras M5 y M6 dentro del rango de tipo de roca mesoporoso, próximo al límite de tipo de roca meso-microporoso.

4.15.2. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-2

Para la integración y validación de la información correspondiente al pozo Alfa-2, se consideraron las muestras N2H2, N2H3 N2H4 del núcleo 2.

Muestra N2H2: La definición de tipo de roca obtenido del gráfico de permeabilidad versus porosidad de garganta de poro Winland R35 es de nanoporoso, esto debido a que la porosidad es de 0.011% y la permeabilidad de 0.0003 mD, lo que indica que es una roca de baja calidad. Ver figura 38.

La descripción petrográfica indica que la muestra es boundstone - framestone con matriz variada entre micrítica a grainstone peloidal, con abundantes oncolitos. También presenta estructuras bandeadas concéntricas que engloban un núcleo compuesto de grainstone peloidales-bioclásticos.

El estudio de diagénesis revela: Compactación, cementación.

El análisis DRX indica: Cuarzo 8.0%, feldspatos plagioclasas 2.0%, calcita 80.0%, pirita 1.0% y arcillas 9.0%.

El ambiente de depósito determinado para la muestra de acuerdo al núcleo es zona arrecifal. (Ver figura 45).

Muestra N2H3: Al igual que la muestra N2H2, la muestra N2H3 es definida por el gráfico de permeabilidad versus porosidad para garganta de poro Winland R35 como nanoporoso. La porosidad es de 0.022% y la permeabilidad de 0.0003 mD, lo que indica que es una roca de baja calidad. Ver figura 38.

La petrográfica indica que la muestra es boundstone - bindstone con laminación y bandeado festoneado compuesto por micrita de diferentes tonalidades e intercalaciones de bandas con contenido de peloides o rellenos fenestrales de calcita, lo que otorga un aspecto bandeado claro-oscuro. Posee matriz de relleno intersticial compuesto por packestone peloidales constituido por peloides, ooides micríticos, fragmentos carbonáticos de conchillas y granos de cuarzo anguloso tamaño limo.

El estudio de diagénesis revela: Compactación, cementación/relleno de cavidades con calcita esparítica.

El análisis DRX indica: Cuarzo 3.0%, calcita 92.0%, ankerita 1.0%, pirita 1.0% y arcillas 3.0%.

Al igual que la muestra N2H2, la muestra N2H3 el ambiente de depósito determinado es la zona arrecifal. (Ver figura 45).

Muestra N2H4: Al igual que las muestra N2H2 y N2H3, la muestra N2H4 es definida por el gráfico de permeabilidad versus porosidad para garganta de poro Winland R35 como nanoporoso. La porosidad es de 0.011% y la permeabilidad de 0.0003 mD, lo que indica que es una roca de baja calidad. Ver figura 38.

Al igual que las muestras descritas anteriormente, la muestra N2H4 se describe petrográficamente como una caliza con abundantes restos de materia orgánica,

presenta estructuras de laminación y bandeada, que se cataloga según clasificación textural deposicional reconocible de Dunham modificada por Embry & Klovan (1971) como boundstone - bindstone constituido por bandas alternantes de micrita oscura y wackestone-packestone peloidal, a veces intercalando bandas irregulares con estructuras fenestrales con relleno de calcita esparítica.

La estructura bandeada se repite en toda la muestra con diseños concéntricos y festoneados englobando fragmentos de conchillas, fragmentos fosfáticos de peces o con núcleos constituidos por un aglomerado de ooides, peloides y algunos granos de cuarzo anguloso. El relleno intersticial se compone de packestone que contiene ooides, peloides, granos de cuarzo y hasta algunos foraminíferos (miliólido).

El estudio de diagénesis revela: Compactación, cementación, piritización (relleno y reemplazo en poros y láminas).

La composición mineralógica obtenida a través del análisis DRX indica: Cuarzo 4.0%, calcita 91.0%, ankerita 1.0%, pirita 1.0% y arcillas 3.0%.

Al igual que las muestras N2H2 y N2H3, el ambiente de depósito determinado de acuerdo al núcleo es la zona arrecifal. (Ver figura 45).

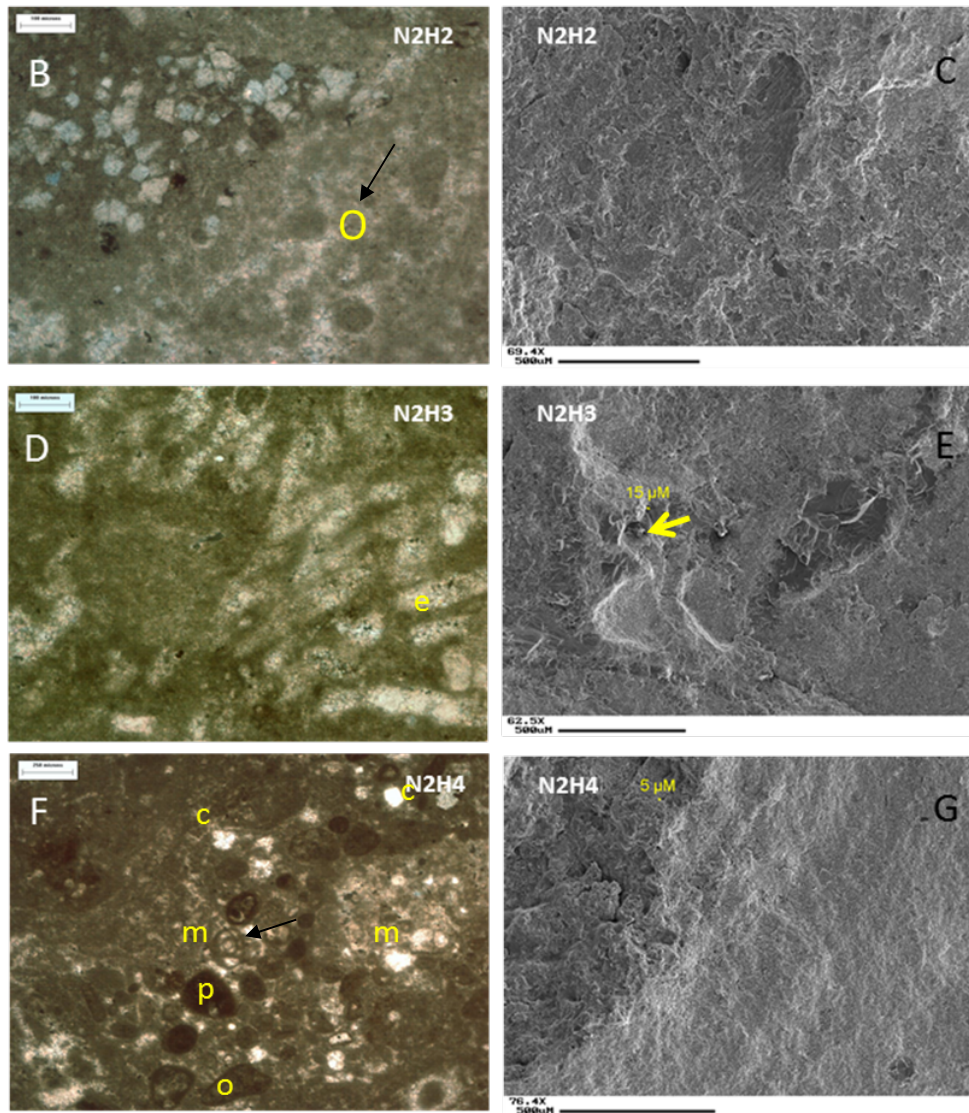
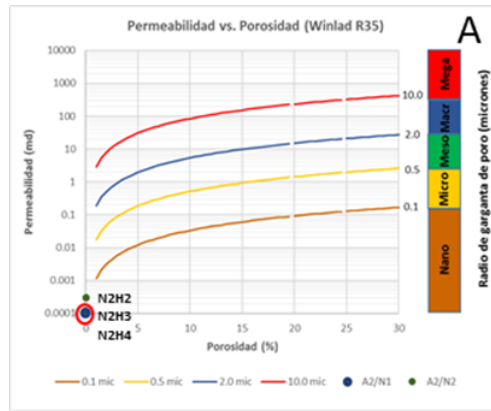


Figura 38. Muestras N2H2, N2H3 y N2H4 del núcleo 2 del pozo Alfa-2. (A) Gráfico de garganta de poro Winland R35, presenta las muestras N2H2, N2H3 y N2H4 tienen una

porosidad y permeabilidad muy baja, producto de los procesos diagenéticos (compactación, cementación/relleno). (B) LD de la muestra N2H2, se observan los oncolitos [O]. (C) MEB de la muestra N2H2, se observa la carencia de porosidad. (D) LD de la muestra N2H3, se observan los núcleos de las estructuras laminares que están constituido por un esqueleto filamentoso, y reemplazado por calcita esparítica [e]. (E) MEB de la muestra N2H3, se observa el tamaño de un poro de 15 micrones. (F) LD de la muestra N2H4, se observa el relleno intersticial se compone de packstone que contiene ooides [o], peloides [p], granos de cuarzo [c] y hasta algunos foraminíferos (miliólido [m]) que se aprecia en el centro de la foto. (G) MEB de la muestra N2H4, se observa la baja porosidad de la muestra producto de los procesos diagenéticos.

4.15.3. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-4

La caracterización del tipo de roca presente en el pozo Alfa-4, se llevó a cabo mediante la integración y validación de la información correspondiente a las muestras M22 y M28.

Muestra M22: En el análisis de presión capilar el aumento constante de la presión con respecto a la inyección mínima de mercurio hasta llegar a un tamaño de poro más grande es un indicativo de poros aislados, sin embargo, para una saturación de 35% de mercurio el tipo de roca es definida como macroporoso, lo que indica que es una excelente roca almacén. El tipo de roca definido según este análisis es mesoporoso. Según el modelo de garganta de poro Winland R35 el tipo de roca es mesoporoso (Porosidad (%): 16.9 y Permeabilidad (mD): 125.37). Ver figura 39.

El análisis petrográfico indica que la roca original probablemente corresponde a pack-grainstone de ooides y peletoides. Actualmente la roca es una dolomía mesocristalina media, subhedral, de aspecto masivo, con abundante porosidad de tipo pinpoint (porosidad vugular referida a la porosidad fenestral, producto de la disolución secundaria de poro) aparentemente intragranular. Ver figura 39.

El estudio de diagénesis de la roca presente en la muestra M22 indica compactación, disolución, cementación, dolomitización.

El análisis DRX muestra la composición mineralógica y su porcentaje: Cuarzo 2%, anhidrita 4%, calcita 2% y dolomita 96%.

Muestra M28: El análisis de presión capilar indica que la roca de la muestra es típica de una excelente roca almacén, donde la presión de entrada es baja indicando poros grandes y la horizontalidad de la curva que los poros son de tamaño uniforme. El tipo de roca definido según este análisis para un 35% de saturación de mercurio es megaporoso. El tipo de roca definido por el modelo de garganta de poro Winland R35 es megaporoso. (Porosidad (%): 15.5 y Permeabilidad (mD): 887.67). Ver figura 39.

La petrografía indica que la roca original corresponde a pack-grainstone de ooides (posibles oolitas) y peletoides. Actualmente se define como dolomía microcristalina fina a media, subhedral a anhedral, con abundantes oquedades y cavidades de disolución intragranular. Ver figura 39.

La diagénesis que presenta esta muestra es: Compactación, cementación, disolución y dolomitización.

El análisis DRX indica que la composición mineralógica es: Cuarzo 1%, calcita 1% y dolomita 98%.

El medio ambiente de depósito de las muestras M22 y M28 del núcleo 1 del pozo Alfa-4 sugieren una zona de arrecife (Rampa Interna Banco Oolítico) (Ver figura 45).

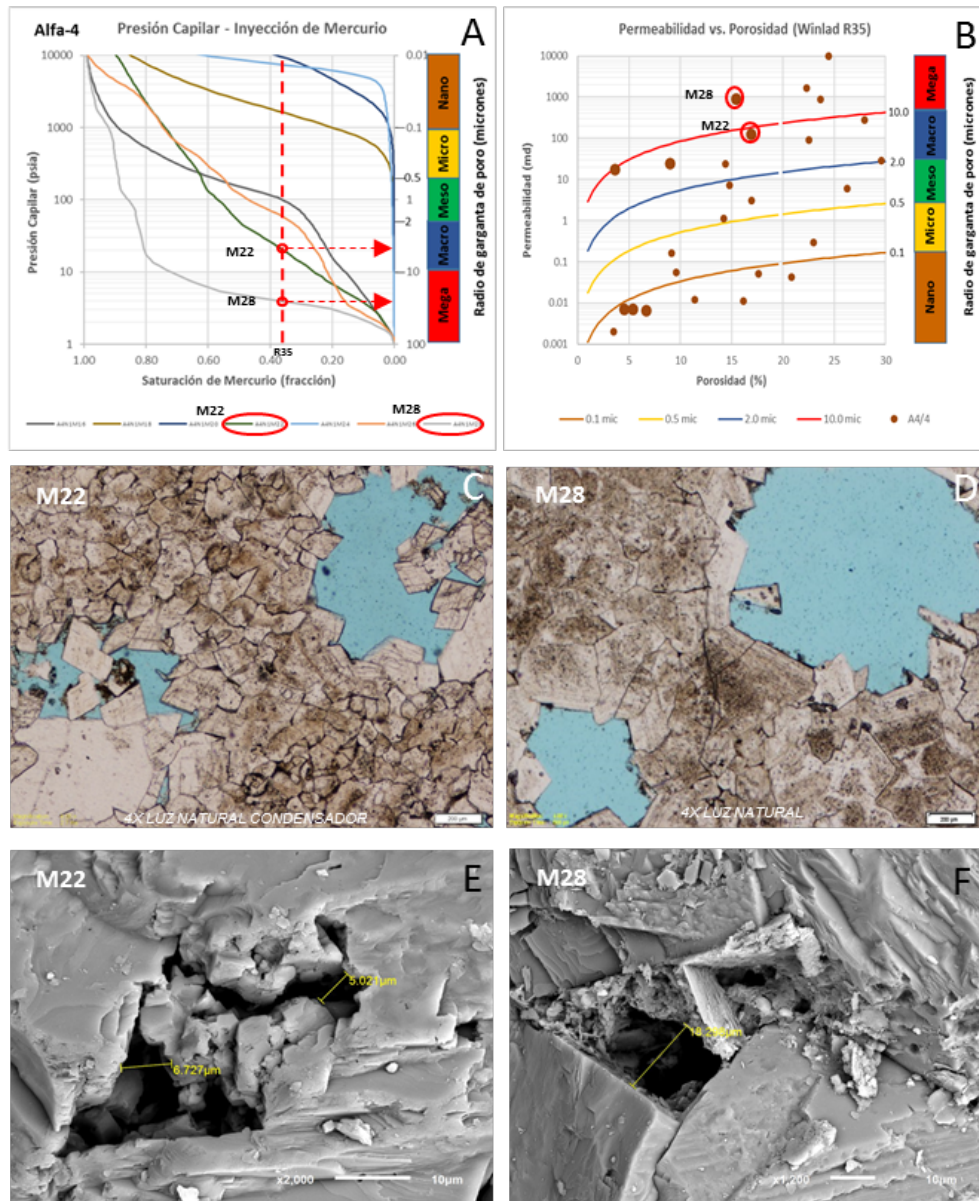


Figura 39. Muestras M22 y M28 del núcleo 1 del pozo Alfa-4. (A) Gráfico de Presión Capilar versus Saturación de Mercurio, se presentan los puntos en las curvas de presión capilar donde la saturación de mercurio es de 35% y se indica el tipo de roca que corresponde a cada muestra, M22 pertenece a un tipo de roca macroporoso y M28 a un megaporoso. (B) Gráfico de garganta de poro Winland R35, presenta las muestras M22 y M28 dentro del rango de tipo de roca macroporoso y mesoporoso respectivamente. (C) LD de la muestra M22, se observa la porosidad de oquedades (vugular). (D) LD de la muestra M28, se observa la porosidad vugular. (E) MEB de la muestra M22, se observa la conectividad entre los poros. (F) MEB de la muestra M22, se observa tamaño de garganta de poro de 18.298 micrones.

4.15.4. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-5

La caracterización del tipo de roca presente en el pozo Alfa-5, se determinó mediante la integración y validación de la información correspondiente a las muestras N1H12, N2H2 y N2H20.

Muestra N1H12: El comportamiento de la curva en el análisis de presión capilar es típico de una roca de baja calidad, con poros aislados determinado por presentar a una presión constante con respecto a una presión mínima de inyección de mercurio hasta llegar a un tamaño de poro más grande determinado por el segundo punto de inflexión que es característico de dos tamaños de poros. El tipo de roca definido para la muestra N1H12 para una saturación de 35% de mercurio es microporoso. Bajo la clasificación del modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 4.12 y Permeabilidad (mD): 0.006) la roca de la muestra fue clasificada como nanoporoso. Ver figura 40.

La petrografía indica que la roca original es packstone-grainstone de ooides y oolitas. Actualmente dolomía mesocrystalina constituida por gruesos cristales rómbicos entre los que existe desarrollo de porosidad intercrystalina que presenta geometrías polihedrales y tetrahedrales, también existe desarrollo de porosidad asociada a procesos de disolución, en partes cementada con calcita (teñida de rojo), con presencia de impregnación de aceite residual. Ver figura 40.

El estudio de diagénesis indica compactación físico-química, presión solución con generación de líneas estilolíticas, dolomitización, disolución, reemplazamiento de cementante calcáreo en porosidad intercrystalina y por disolución

El análisis DRX indica que la composición mineralógica es: Cuarzo 0.5%, calcita 7.6% y dolomita 91.9%.

El medio ambiente de depósito de la muestra N1H12, revela que debido a la intensidad de la dolomitización la textura de la roca original ha sido destruida casi en su totalidad, la cual corresponde a litofacies típicas de carbonatos de ambientes

de moderada a alta energía en donde están presentes algunos granos carbonatados ovalados a sub-redondeados. (Ver figura 45).

Muestra N2H2: El análisis de presión capilar realizado indica que es una muestra con garganta de poro fina y de baja capacidad de almacenamiento. El tipo de roca definido para esta muestra a una saturación de 35% de mercurio es microporoso, definición que coincide con la clasificación del modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 8.6 y Permeabilidad (mD): 0.187. Ver figura 40.

La roca original de la muestra es packstone de pellets y pelletoides micritizados, actualmente con desarrollo de fina porosidad intergranular y por disolución, reemplazamiento parcial de cristales rómbicos de dolomita. Ver figura 40.

El estudio de diagénesis indica: Compactación físico-química, presión solución, micritización de granos, calcitización de bioclastos, dolomitización temprana, disolución, fracturamiento, cementación de calcita espática.

La composición mineralógica determinada del DRX es: Cuarzo 1.2%, calcita 47.2% y dolomita 51.6%.

El medio ambiente de depósito determinado es plataforma interna en las proximidades del banco oolítico. (Ver figura 45).

Muestra N2H20: El comportamiento de la curva en el análisis de presión capilar es típico de una roca sello, donde con una alta presión la inyección de mercurio es pequeña, lo que indica que el radio de garganta de poro y tamaño poro es muy pequeño. El tipo de roca definido para la muestra N2H20 para una saturación de 35% de mercurio es nanoporoso y bajo la clasificación del modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 4.12 y Permeabilidad (mD): 0.006) la roca de la muestra fue definida como nanoporoso. Ver figura 40.

El tipo de roca original de la muestra es grainstone de oolitas con núcleos compuestos. Actualmente la roca está constituida por grainstone de oolitas, parcialmente dolomitizado, proceso que dio origen a la generación de gruesos cristales rombicoides de dolomita, afectando tanto a la matriz micritica y en partes de los granos carbonatados, los cuales se presentan deformados debido a los procesos de compactación temprana y presión. Ver figura 40.

Los procesos diagenéticos determinados para la muestra N2H20 son los siguientes: Compactación físico-química, presión solución con generación de líneas estilolíticas, micritización de granos, calcitización de bioclastos, dolomitización temprana, disolución.

El análisis DRX muestra la composición mineralógica y su porcentaje: Cuarzo 1.0%, calcita 49.8% y dolomita 49.2%.

El medio ambiente de depósito de la muestra N2H20 indica ser: Banco oolítico. (Ver figura 45).

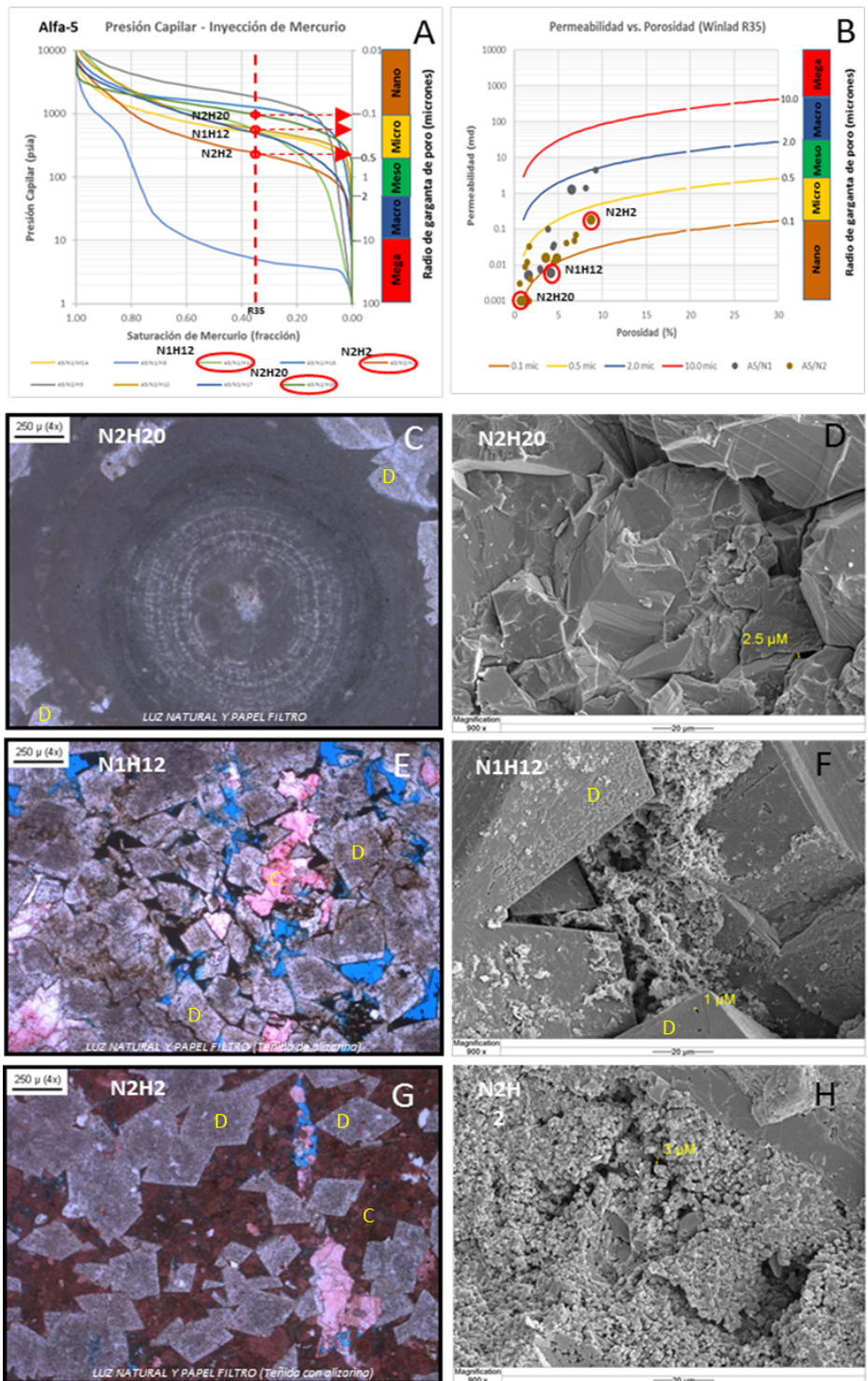


Figura 40. Muestras N1H12 de núcleo 1 y N2H2 y N2H20 del núcleo 2 del pozo Alfa-5. (A) Gráfico de Presión Capilar versus saturación de mercurio. se presentan los puntos en las curvas de presión capilar donde la saturación de mercurio es de 35% y se indica el tipo de roca que corresponde a cada muestra, N1H12 y N2H2 pertenece a un tipo de roca

microporoso y N2H20 a un nanoporoso. (B) Gráfico de garganta de poro Winland R35, presenta las muestras N1H12 y N2H20 dentro del rango de tipo de roca nanoporoso, próximo al límite con microporoso, y la muestra N2H2 en el rango de microporoso. (C) LD de la muestra N2H20, se observa oolita con núcleo compuesto de finos granos micritizados aglutinados tipo pellets, con claro desarrollo de capas concéntricas con estructura de cristales radiales, se observan cristales de dolomita [D]. (D) MEB de la muestra N2H20, se observa espacio poroso de 2.5 micrones. (E) LD de la muestra N1H12, se observa los cristales rómbicos y la porosidad asociada a procesos de disolución, en partes cementada con calcita [C] teñida de rojo. (F) MEB de la muestra N1H12, se observa tamaño de garganta de poro de 1.0 micrón y cemento de calcita. (G) LD de la muestra N1H2, se observa La muestra teñida con alizarina roja, corresponde a packstone de pellets y pelletoides micritizados. (F) MEB de la muestra N1H2, se observa porosidad (intergranular, disolución, por fracturas y microporosidad).

4.15.5. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-23

Para la integración y validación de la información correspondiente al pozo Alfa-23, se consideraron las muestras N1F3, N1F11 y N1F22.

Muestra N1F3: El análisis de presión capilar indica que la muestra es una roca de mala calidad y es considerada una roca sello, se observa que la presión de inyección de mercurio es muy alta con respecto a volumen de mercurio desplazado, lo que indica que existe una mala conectividad entre los poros, además de no poseer capacidad de almacenamiento. El tipo de roca definido según este análisis para una saturación de 35% de mercurio (R35) es nanoporoso, mientras que la clasificación del modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 6.6 y Permeabilidad (mD): 0.034), ubica la muestra en el rango de microporoso muy cercano al límite de nanoporoso (Ver figura 41).

La descripción petrográfica indica que la muestra N1F3 posiblemente tiene su origen en grainstone de ooides y oolitas. Actualmente es una dolomía con cristales de tamaño medio a fino, con armazón en mosaico hipidiomórfico (Granos que muestran alguna traza de una forma cristalina), debido a la intensa dolomitización, la textura original no es clara, están presentes abundantes granos de cuarzo detrítico, existe desarrollo de porosidad intercrystalina. (Ver figura 41).

El estudio de diagénesis indica compactación y dolomitización.

El análisis DRX muestra: Cuarzo 6.0%, calcita 3.0%, dolomita 81.0%, pirita 1.0%, yeso 1.0% y barita 8.0%.

El medio ambiente de depósito de la muestra de acuerdo al registro sedimentario del núcleo es plataforma media a interna. (Ver figura 45).

Muestra N1F11: El comportamiento de la curva en el análisis de presión capilar es típico de una roca de baja calidad, donde se observa garganta de poro fina indicado por una alta presión de inyección de mercurio y poca saturación de mercurio en su primer punto de inflexión, y poca capacidad de almacenamiento indicado por la baja saturación a partir del segundo punto de inflexión. El tipo de roca definido para la muestra N1F11 para una saturación de 35% de mercurio es microporoso, la misma clasificación fue dada por el modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 2.4 y Permeabilidad (mD): 0.0386). Ver figura 41.

El tipo de roca original posiblemente grainstone de ooides y oolitas con textura granosoportada.

La diagénesis asociada a la dolomitización afectó intensamente a la roca original (dolomía mesocristalina), existe desarrollo de algo de porosidad intercrystalina y por disolución, entre los granos aún son evidentes los contactos suturales. Ver figura 41.

Los procesos diagenéticos determinados para la muestra N1F11 son los siguientes: Compactación, presión-solución, dolomitización.

El análisis DRX muestra la composición mineralógica y su porcentaje: Calcita 1.0% y dolomita 99.0%.

El medio ambiente de depósito de la muestra N1F11 conforme al registro sedimentario del núcleo indica ser: Plataforma media a interna. (Ver figura 45).

Muestra N1F22: El análisis de presión capilar realizado indica que es una muestra con garganta de poro gruesa, con tamaño de poro heterogéneos y de mediana capacidad de almacenamiento. El tipo de roca definido para esta muestra a una saturación de 35% de mercurio es macroporoso, definición que coincide con la clasificación de Winland R35 (Porosidad (%): 5.5 y Permeabilidad (mD): 8.39). Ver figura 41.

La roca original de la muestra es grainstone de ooides, actualmente dolomía cristalina media a gruesa (mesocristalina), con cristales de dolomita entrecruzados los cuales forman una textura en mosaico, existe reemplazamiento de anhidrita y desarrollo de porosidad por disolución principalmente móldica y vulgar o de oquedades. Ver figura 41.

El estudio de diagénesis indica: Compactación, presión-solución y dolomitización.

La composición mineralógica determinada del DRX es: Cuarzo 1.0%, calcita 1.0%, dolomita 89.0%, anhidrita 8.0% y yeso 1.0%.

El medio ambiente de depósito determinado de acuerdo con el registro sedimentario del núcleo es plataforma media a intermedia. (Ver figura 45).

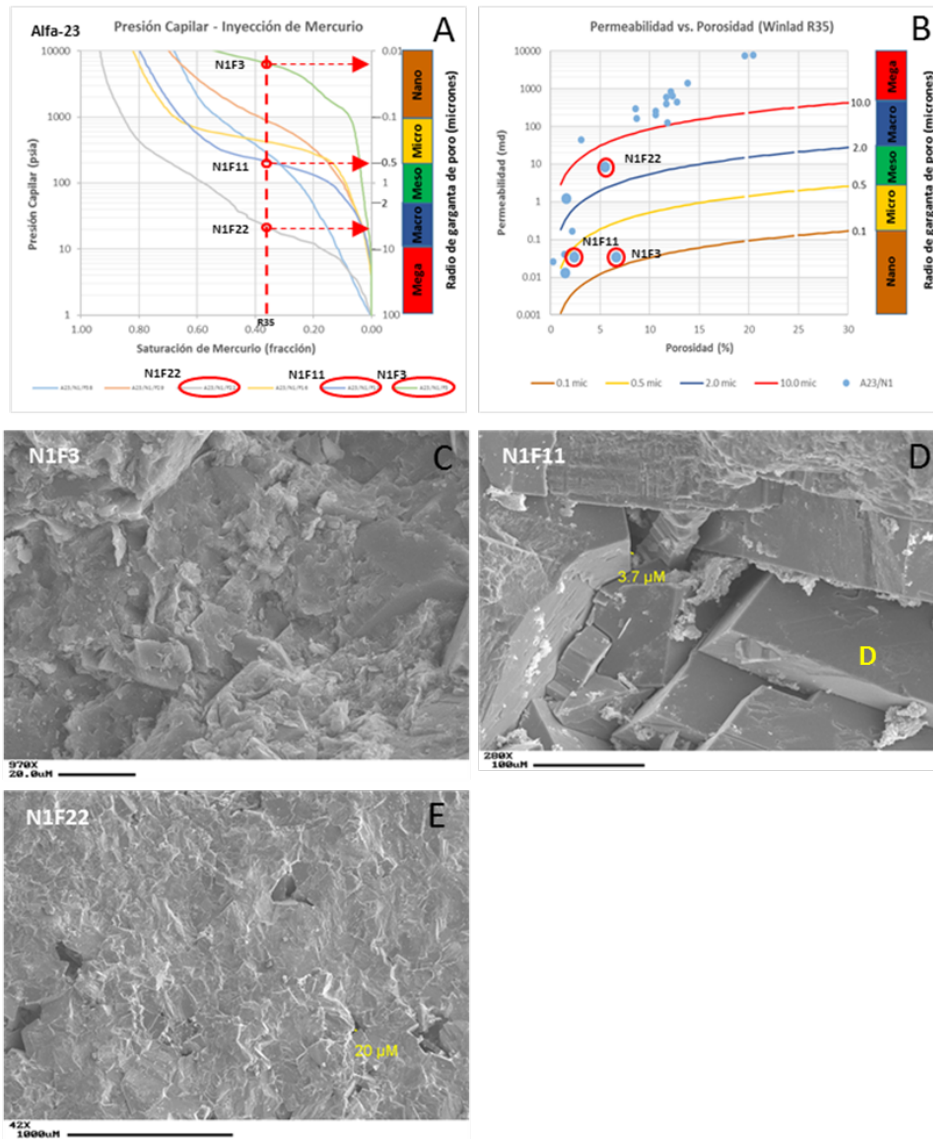


Figura 41. Muestras N1F3, N1F11 y N1F22 del núcleo 1 del pozo Alfa-23. (A) Gráfico de Presión Capilar versus saturación de mercurio, se presentan los puntos en las curvas de presión capilar donde la saturación de mercurio es de 35% y se indica el tipo de roca que corresponde a cada muestra, N1F3 pertenece a un tipo de roca nanoporoso, N1F11 a microporoso y N1F22 a macroporoso (B) Gráfico de garganta de poro Winland R35, presenta que las muestras N1F3 y N1F11 dentro del rango de tipo de roca microporoso, y la muestra N1F22 en el rango de macroporoso. (C) MEB de la muestra N1F3, no se observa porosidad definida. (D) MEB de la muestra N1F11, se observa tamaño de garganta de poro de 3.7 micrones y cristales de dolomita [D]. (E) MEB de la muestra N1F22, se observa espacio poroso de 20 micrones, porosidad por disolución principalmente móldica y vugular.

4.15.6. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-84

Para la integración y validación de la información correspondiente al pozo Alfa-84, se consideraron las muestras N1M11, N1H18 y N1H20.

Muestra N1M11: El análisis de presión capilar indica que la muestra es una roca baja calidad mostrado por la alta presión de entrada inicialmente lo que declara tamaños de garganta de poro pequeños. El tipo de roca definido según este análisis para una saturación de 35% de mercurio (R35) es nano-microporoso, al igual que la clasificación del modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 1.6 y permeabilidad (mD): 0.0021). Ver figura 42.

La descripción petrográfica indica que la muestra N1M11 de roca original probablemente corresponde a pack-grainstone, actualmente dolomía mesocristalina subhedral, con fantasmas de peletoides, la porosidad es intercristalina y microfracturas. Ver figura 42.

El estudio de diagénesis indica dolomitización, disolución y cementación con calcita.

El análisis DRX muestra que la composición mineralógica de la roca es de: Cuarzo 0.5%, calcita 3.0%, dolomita 94.8%, pirita 0.2% y arcillas 1.5%.

El medio ambiente de depósito determinado es plataforma media. (Ver figura 45).

Muestra N1H18: El análisis de presión capilar indica que la muestra N1H18 tiene un comportamiento y valores de presión y saturación de la curva de inyección de mercurio muy similar a la muestra N1M11, y la definición del tipo de roca bajo en análisis de presión capilar y clasificación del modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 1.8 y permeabilidad (mD): 0.0026) es básicamente el mismo, nano-microporoso. Ver figura 42.

La petrografía indica que la roca original corresponde a pack-grainstone, actualmente dolomía mesocristalina, subhedral, con fantasmas de peletoides y pellets, la porosidad es intercrystalina, con microcavernas debido a disolución. Ver figura 42.

El estudio de diagénesis indica dolomitización y disolución.

El análisis DRX muestra que la composición mineralógica de la roca es de: Cuarzo 0.5%, calcita 2.3%, dolomita 95.2%, pirita 0.2% y arcillas 1.8%.

El medio ambiente de depósito determinado es plataforma media. (Ver figura 45).

Muestra N1H20: El análisis de presión capilar indica que la muestra N1H20 tiene un comportamiento y valores de presión y saturación de la curva de inyección de mercurio muy similar a los de la muestra N1M11 y N1H18, y la definición del tipo de roca bajo en análisis de presión capilar y clasificación del modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 5.2 y permeabilidad (mD): 0.0129) es básicamente el mismo, nano-microporoso. Ver figura 42.

La petrografía indica que la roca original de muestra N1H20 corresponde a pack-grainstone, actualmente dolomía mesocristalina, subhedral, con fantasmas de ooides, porosidad intercrystalina. Ver figura 42.

El estudio de diagénesis indica dolomitización y disolución.

El análisis DRX muestra que la composición mineralógica de la roca es la misma a la de la muestra N1H18: Cuarzo 0.5%, calcita 2.3%, dolomita 95.2%, pirita 0.2% y arcillas 1.8%.

El medio ambiente de depósito determinado es plataforma media. (Ver figura 45).

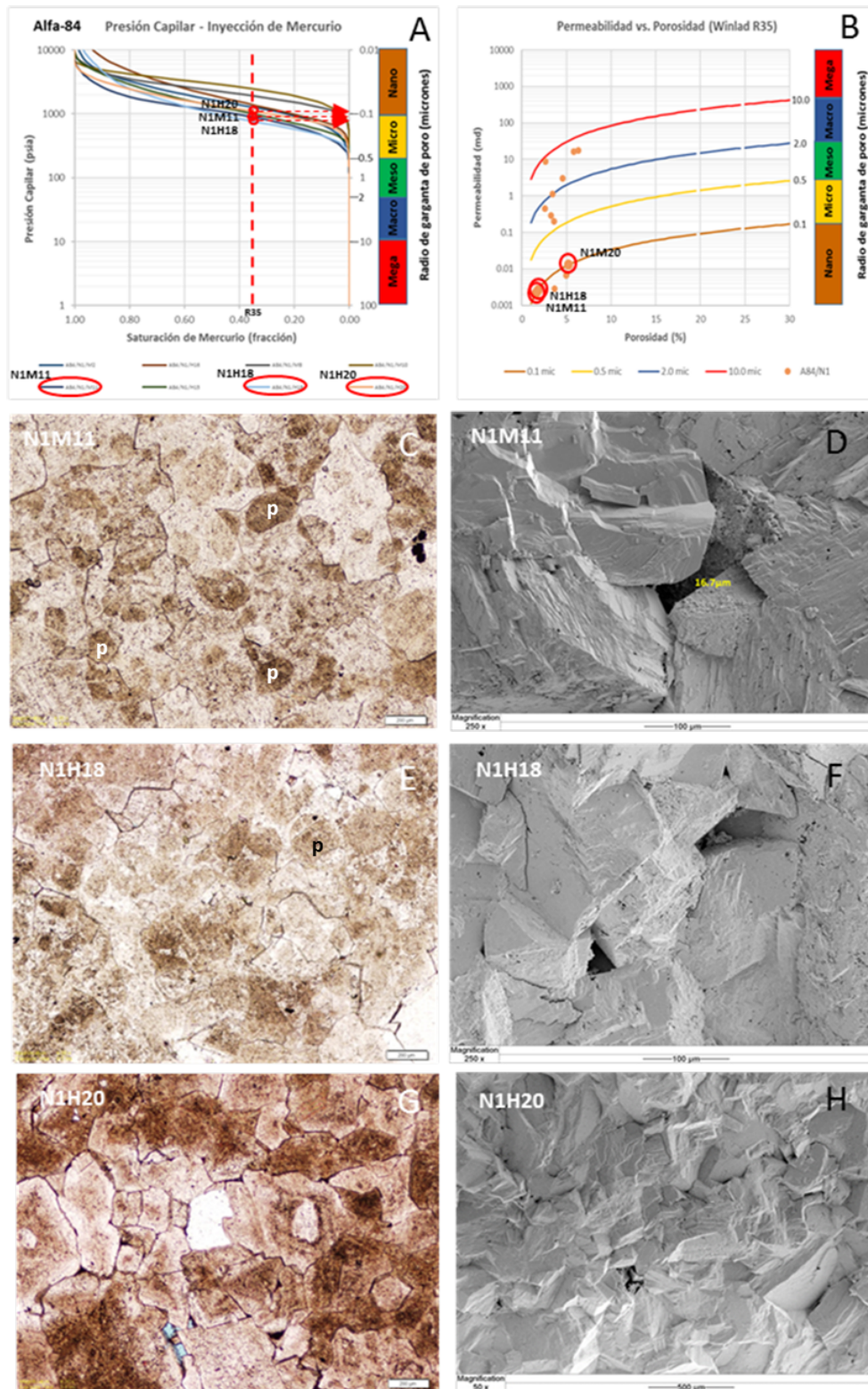


Figura 42. Muestras N1M11, N1H18 y N1H20 del núcleo 1 del pozo Alfa-84. (A) Gráfico de Presión Capilar versus saturación de mercurio, se presentan los puntos en las

curvas de presión capilar donde la saturación de mercurio es de 35% y se indica el tipo de roca que corresponde a cada muestra, las muestras N1M11, N1H18 y N1H20 pertenece a un tipo de roca nano-microporoso. (B) Gráfico de garganta de poro Winland R35, presenta que las muestras N1M11, N1H18 y N1H20 se encuentran en el límite entre nanoporoso y microporoso. (C) LD de la muestra N1M11, se observa los cristales subhedral y fantasmas de peletoides [p]. (D) MEB de la muestra N1M11, se observa la porosidad intercrystalina teniendo tamaño de poro de 16.7 μ m. (E) LD de la muestra N1H18, se observan los cristales subhedral y fantasmas de peletoides y pellets [p]. (F) MEB de la muestra N1H18, se observa la porosidad intercrystalina. (G) LD de la muestra N1H20, se observan los cristales subhedral y fantasmas de ooides. (F) MEB de la muestra N1H20, se observa la disposición cristalina de la dolomía.

4.15.7. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-89

La caracterización del tipo de roca presente en el pozo Alfa-89, se determinó mediante la integración y validación de la información correspondiente a las muestras N1H3, N1H16 y N1H23.

Muestra N1H3: La definición de tipo de roca obtenido del gráfico de permeabilidad versus porosidad para garganta de poro Winland R35 es de macroporoso, esto debido a que la porosidad es de 12.1% y la permeabilidad de 8.054 mD, lo que indica que es una roca de excelente calidad. Ver figura 43.

La descripción petrográfica denota que la roca es grainstone de oncolitos, peletoides y oolitas moderadamente micritizadas, escasamente cementadas con esparita, presenta buena porosidad intercrystalina e intergranular. Ver figura 43.

El estudio de diagénesis indica compactación, cementación con esparita, presión-solución, recristalización, disolución y dolomitización.

El medio ambiente de depósito de esta muestra conforme al registro sedimentario del núcleo es rampa interna. Facie lagunar. (Ver figura 45).

Muestra N1H16: La definición de tipo de roca obtenido del gráfico de permeabilidad versus porosidad para garganta de poro Winland R35 es de nanoporoso, esto debido a que la porosidad es de 2.0% y la permeabilidad de 0.001 mD, lo que indica que es una roca de baja calidad. Ver figura 43.

La petrografía indica una roca pack-grainstone de peletoides y ooides, escasamente cementados en esparita, y micrita recristalizada, sin porosidad aparente. Se observan mesocristales euhedrales de dolomita.

El análisis de diagénesis indica que la muestra ha sufrido los procesos de compactación, cementación con esparita, presión-solución, recristalización, disolución y dolomitización.

El ambiente de depósito de la muestra acorde con el registro sedimentario núcleo es rampa interna. Facie lagunar. (Ver figura 45).

Muestra N1H23: El tipo de roca definido a través del gráfico de permeabilidad versus porosidad para garganta de poro Winland R35 es de microporoso, con porosidad de 10.4% y permeabilidad de 0.215 mD, lo que indica que es una roca de buena calidad. Ver figura 43.

La descripción petrográfica revela que la roca es grain-packstone de ooides y oolitas incipientemente micritizadas, moderadamente cementadas en remanentes de esparita, micrita recristalizada en partes dolomítica y en dolomía mesocristalina. Presenta buena porosidad por disolución. Ver figura 43.

Al igual que las dos muestras anteriores el estudio de diagénesis revela que la muestra N1H23 ha sufrido compactación, cementación con esparita, presión-solución, recristalización, disolución y dolomitización.

El medio ambiente de depósito de esta muestra es la que determinada para las muestras N1H3 y N1H16, rampa interna. Facie lagunar. (Ver figura 45).

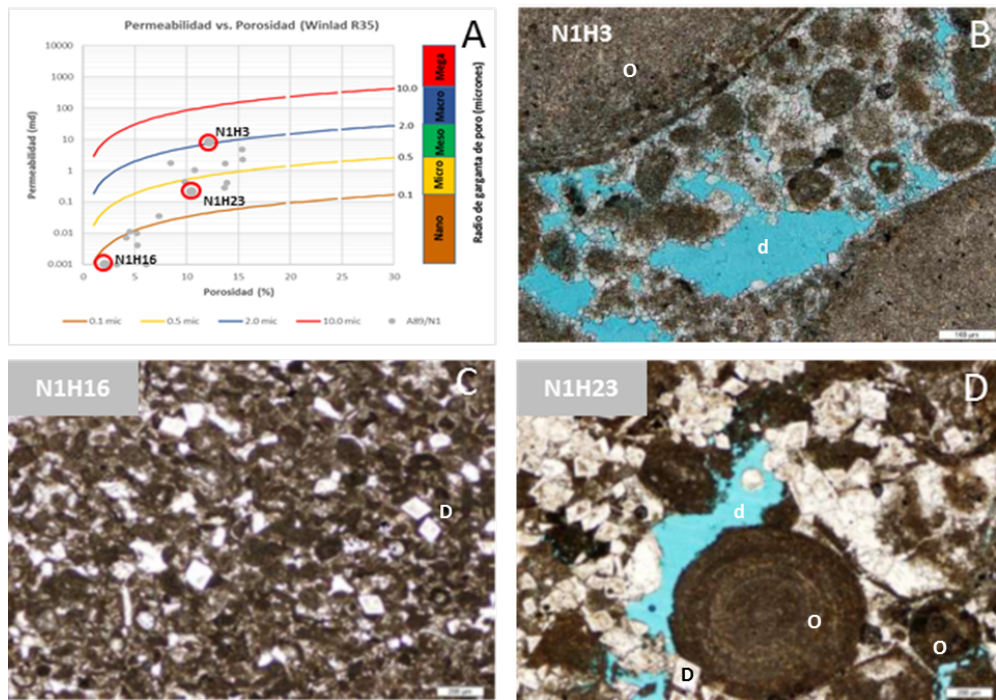


Figura 43. Muestras N1H3, N1H16 y N1H23 del núcleo 1 del pozo Alfa-89. (A) Gráfico de garganta de poro Winland R35, presenta las muestras N1H3 dentro del rango de tipo de roca macroporoso, N1H23 dentro del microporoso y la muestra N1F22 en el rango de nanoporoso. (B) LD de la muestra N1H3, se observan los oncolitos, peletoides y oolitas [O]. Porosidad intercrystalina, intergranular y por disolución [d]. (C) LD de la muestra N1H16, se observan los mesocristales euhedrales de dolomita [D]. (D) LD de la muestra N1H23, se observa los ooides y oolitas y la porosidad por disolución [d].

4.15.8. Tipo de roca presente en el pozo Alfa-DL1

Para la integración y validación de la información correspondiente al pozo Alfa-DL1, se consideraron las muestras N537, N540 de núcleo 5 y las muestras N648 y N654 del núcleo 6.

Muestra N537: El análisis de presión capilar indica que la muestra es una roca baja calidad mostrado por la alta presión de entrada inicialmente; lo que declara tamaños de garganta de poro pequeños. El tipo de roca definido según este análisis para una saturación de 35% de mercurio (R35) es nanoporoso, al igual

que la clasificación del modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 11.3 y permeabilidad (mD): 0.04). Ver figura 44.

La descripción petrográfica indica que la muestra es una dolomía microcristalina. También presenta fracturas en todas las direcciones selladas por dolomita y estrías de deslizamiento. Aunque presenta porosidad secundaria intercristalina e intragranular la permeabilidad es muy baja.

El estudio de diagénesis revela: Recristalización, dolomitización y presión solución.

El ambiente de depósito determinado para la muestra N537 conforme a la descripción petrográfica de núcleo, es plataforma interna lagunar. (Ver figura 45).

Muestra N540: El análisis de presión capilar indica que la muestra es una roca baja calidad con las mismas características que la muestra N537. Ver figura 44.

La descripción petrográfica indica que la muestra originalmente es packstone de pellets, oncolitos y bioclastos, recristalizado, actualmente con dolomitización incipiente, también presenta fracturas con tendencia vertical, selladas por calcita. La porosidad registrada es de 3.5% secundaria intercristalina y en fracturas y la permeabilidad es de 0.03 mD.

Al igual que la muestra N537 la diagénesis sufrida es recristalización, dolomitización y presión solución, y el ambiente de depósito, plataforma interna lagunar. (Ver figura 45).

Muestra N648: El análisis de presión capilar indica que la muestra es una roca muy baja calidad. La definición del tipo de roca bajo en análisis de presión capilar y clasificación de modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 7.4 y permeabilidad (mD): 0.01) es el mismo, nanoporoso. Ver figura 44.

La descripción petrográfica indica que la muestra es una dolomía microcristalina.

El estudio de diagénesis muestra que esta roca ha sufrido dolomitización y compactación.

El ambiente de depósito de la muestra es plataforma media. (Ver figura 45).

Muestra N654: El análisis de presión capilar indica que la roca de la muestra es típica de una excelente roca almacén, donde la presión de entrada es baja indicando garganta de poro y poros grandes. El tipo de roca definido según este análisis para un 35% de saturación de mercurio es megaporoso. De la misma manera es clasificada según el modelo de garganta de poro de Winland R35 (Porosidad (%): 23.0 y permeabilidad (mD): 1360). Ver figura 44.

La descripción petrográfica indica que la muestra originalmente es packstone de pellets y oolitas, actualmente dolomía con sombras de peletoides y ooides, mesocristalina. Ligeramente arenosa fina (aprox. 5% granos de cuarzo). Se tiene esporádicas cavidades de disolución de 2 a 5 mm de diámetro (Porosidad de 23.0% secundaria intercrystalina).

Al igual que la muestra N648 la diagénesis sufrida es dolomitización y compactación, y el ambiente de depósito, plataforma media. (Ver figura 45).

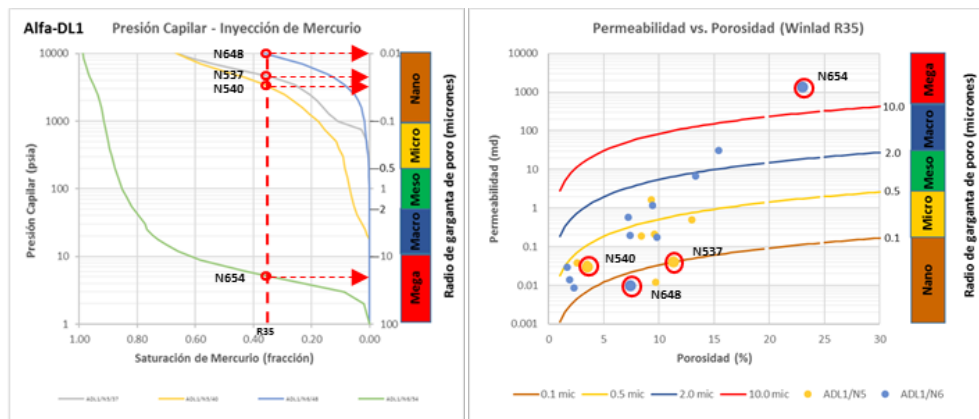


Figura 44. Muestras N537, N540 del núcleo 5 y muestras N648 y N654 del núcleo 6 del pozo Alfa-DL1. Izda.: Gráfico de Presión Capilar versus Saturación de Mercurio se presentan los puntos en las curvas de presión capilar donde la saturación de mercurio es de 35% y se indica el tipo de roca que corresponde a cada muestra, las N537, N540 y N648

pertenece a un tipo de roca nanoporoso, mientras que la muestra N654 pertenece a un tipo de roca megaporoso. Dcha.: Gráfico de garganta de poro Winland R35, presenta que las muestra N648 se encuentran dentro del rango de tipo de roca nanoporoso, N537 y N540 se encuentran en el rango microporoso y N654 en el megaporoso.

4.15.9. Análisis de fracturas en los núcleos de los pozos Alfa 1, 2, 4, 23, 84 y DL1

En las descripciones de los núcleos, fueron evaluadas nueve propiedades que tienen que ver con el fracturamiento. Se trata de los siguientes parámetros:

- Tipo de fractura: Abierta, cerrada, parcialmente abierta y su ubicación en profundidad.
- Apertura: Medida en milímetros
- Orientación aparente: Vertical a horizontal y cualquiera entre estos.
- Espaciamiento horizontal entre fracturas: Medida en milímetros.
- Longitud de fracturas: Medida en milímetros, usualmente dependiendo de la longitud del fragmento del núcleo.
- Cemento en Fracturas: Presencia o ausencia y la mineralogía del cemento.
- Numero de fracturas discontinuas: Un recuento de las fracturas.
- Numero de fracturas continuas: Un recuento de las fracturas.

Las fracturas fueron escasas en los núcleos obtenidos en los pozos del campo Alfa. Varias fracturas grandes fueron observadas y representan un flujo de aceite bueno para las unidades con porosidad móldica que comúnmente son poros aislados o pequeños y abundantes. Las siguientes tablas (tabla 10, 11, 12, 13, 14 y 15) resume los datos recopilados para las 79 fracturas observadas en los núcleos del Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo en estudio. El encabezado de las tablas se presenta a continuación:

(A): Profundidad, m; (B): Espaciamiento horizontal entre fracturas, mm; (C): Orientación aparente; (D): Apertura, mm; (E): Longitud de fracturas, mm; (F): Cemento en Fracturas; (G): Numero de fracturas continuas y (H): Numero de fracturas discontinuas.

Tabla 10. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-1.

A	B	C	D	E	F	G	H
3880.2	5	90	0.2	10	c _c	1	1
3880.4	25	80	0.2	>90	c _c	2	1
3880.2	8	85	0.2	>90	c _c	1	1
3882.3	>42	85	0.2	>130	c _c	1	0
3882.7	3	85	0.2	<80	c _c	2	1
3883.2	>40	85	0.5	<50	c _c	5	0
3883.6	10	75	0.5	30	c _c	2	15
3884.9	18	80	0.2	40	c _c	2	12
3886.7	3	88	0.2	>20	c _c	0	3
3922.9	12	10	0.5	>65	cd	4	9
3923.2	20	45	0.3	>70	cd	0	15
3923.4	25	50	0.2	>50	N	1	4
3923.6	20	45	1	>70	cd	3	12
3923.8	30	60	0.3	>65	cd	4	3
3923.9	30	60	1	>65	cd	1	2
3924.1	>30	75	0.5	>90	cd	3	0
3924.6	>15	55	0.2	>70	cd	0	5
3925.1	25	30	0.2	>70	cd	0	2
3925.3	3	0	0.1	>60	cd	0	1
3927.1	22	65	0.4	>50	N	0	8
3928.1	10	30	1.2	>60	cd	3	3
3929.2	10	30	1.2	>60	cd	2	1
3929.9	35	25	0.3	>60	cd	2	0
3930.2	25	45	0.8	>100	cd	5	1
3930.4	30	85	0.5	30	cd	0	3
3930.9	>40	45	0.2	>50	cd	1	2
3931.9	>40	60	0.6	>25	cd	0	2

Tabla 11. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-2.

A	B	C	D	E	F	G	H
4478.1	10	45	0.2	60	c _c	2	6
4484.3	4	80	0.2	>200	c _c	2	0

Tabla 12. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-4.

A	B	C	D	E	F	G	H
4035.5	40	80	N	180	N	2	0
4040.0	N	50	0.7	75	cD	2	2

Tabla 13. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-23.

A	B	C	D	E	F	G	H
4120.2	N	80	0.5	>70	c _D	2	0
4121.4	10	20	0.4	>70	c _D	3	2
4122.1	8	75	0.3	>80	c _D	2	0
4122.3	7	15	0.2	>80	c _D	3	5
4123.5	N	50	5	>60	c _D	2	0
4124.2	10	10	0.4	>80	c _D	4	1
4125.0	N	45	1.0	>60	c _D	1	0
4127.9	N	25	0.2	30	c _D	0	1
4128.8	12	80	0.9	>20	c _A	0	2

Tabla 14. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-84.

A	B	C	D	E	F	G	H
4263.2	25	60	0.6	>80	cd	2	5
4263.6	N	85	N	>150	cd	N	N
4263.8	60	65	N	>150	cd	2	0
4264.0	30	60	0.5	>150	c	3	2
4264.3	N	60	N	>180	N	1	0
4264.7	20	65	0.5	>160	cd	2	2
4265.1	N	65	N	>180	N	1	0
4265.7	20	70	0.2	>180	c	1	3
4266.3	45	30	0.3	>110	c	3	0
4269.2	50	70	0.5	>240	c	2	1
4269.5	60	65	0.4	>180	c	2	15
4265.8	120	25	0.4	>110	N	1	0
4270.5	70	50	0.5	>110	N	2	0
4270.7	60	75	0.5	>240	c	1	2
4271.8	160	40	0.5	>110	N	2	0

Tabla 15. Descripciones de las fracturas en los núcleos del pozo Alfa-DL1.

A	B	C	D	E	F	G	H
3676.5	35	45	0.2	>70	C _D	2	1
3676.7	30	75	0.4	>200	C _D	3	3
3676.9	20	80	0.2	>30	C _D	0	5
3677.1	>45	10	0.3	>90	C _c	1	1
3677.3	15	65	0.3	>200	C _c	3	2
3677.7	N	65	0.1	>60	C _D	0	4
3678.0	30	V	0.3	>90	C _D	3	9
3678.2	10	V	0.3	>40	C _D	1	12
3678.4	20	60	0.1	>35	C _D	0	3
3678.8	40	85	0.1	>110	C _D	0	2
3679.5	>60	85	0.1	>135	0	2	0
3680.8	10	55	0.3	>30	C _c	0	3
3681.0	16	90	0.3	30	C _c	0	3
3681.5	>20	85	0.4	25	C _c	0	2
3683.2	45	75	0.2	>50	C _c	0	3
3684.4	25	30	0.4	>75	0	2	4
3684.7	25	50	0.4	>90	0	1	0
3741.7	12	60	1.25	>75	cD	2	8
3742.3	30	45	0.4	>80	c	3	7
3743.3	25	40	0.3	>60	cD	6	1
3745.2	N	70	N	>90	N	1	0
3745.7	N	90	0.1	>35	cD	0	1
3747.5	N	85	0.1	>60	cD	1	0
3748.0	10	85	0.2	>80	cD	2	1

Nota:

- N: No determinado
- V: Vertical
- C o C_c: Cementado por calcita
- cd, cD o C_D: Cementado por dolomita
- C_A: Cementado por anhidrita

Como resultado de las propiedades evaluadas se obtuvo que:

- El 33% de las fracturas están abiertas, 30% están parcialmente abiertas y 37% están cerradas.
- El espaciamiento horizontal oscilo entre 3-160 mm, con un promedio de 25 mm.
- El 41% de las fracturas examinadas mostraron un aparente ángulo de orientación >70 grados que iban de vertical a casi vertical.
- La apertura de las fracturas oscilo desde 0.1 -1.25 mm; siete de estos fueron >1 mm.
- Las longitudes de fractura mostraron un máximo de >240 mm, pero este valor depende de la longitud del fragmento del núcleo.
- El 53% de las fracturas examinadas tienen cemento de dolomita; 30% tienen de calcita, 1% de anhidrita, 4% sin cemento y 12% sin determinar.
- Las fracturas discontinuas oscilan desde 0-6 por set de fracturas; fracturas continuas oscilan 0-15 por set de fracturas.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1. MEDIO AMBIENTE DE DEPÓSITO

La información obtenida de los análisis de núcleos y su descripción indican que la roca presente en el Jurásico Kimmeridgiano Superior (JSK) del campo Alfa, muestra una variedad en las litofacies de agua poco profunda que se mencionan a continuación:

Grainstone de ooides que alternan con packstone, mostrando dolomitización y estructuras como oncoides y pisoides, buena porosidad en parte por grandes poros aislados y por abundante porosidad móldica. Las rocas de mejor calidad (mejores facies) se encuentran en los depósitos de la cresta del banco (shoal-crest).

Mudstone-wackestone, corresponden al margen de depósitos de agua poco profundas, fuera del banco (off-shoal) con estructuras de bioturbación en su mayoría dolomitizados.

El perfil de plataforma-cuenca de la figura 45 constituye la base para entender los distintos medios de depósito en ambientes de carbonatos en los horizontes del JSK, en este perfil se puede observar facies de plataforma de agua poco profunda, así como la ubicación de las facies determinadas de las muestras de núcleos analizadas en subcapítulo anterior

En el perfil de plataforma-cuenca se puede observar que los ambientes de depósito de las muestras analizadas se ubican en la plataforma media, próxima a la plataforma interna.

Los resultados de los análisis realizados indican que la depositación del campo Alfa (figura 45), ocurrió en ambiente de banco oolítico en aguas poco profundas, rodeado por características de plataforma media. Los núcleos analizados no manifestaron la presencia de arcillas o limolita, característica de plataforma media.

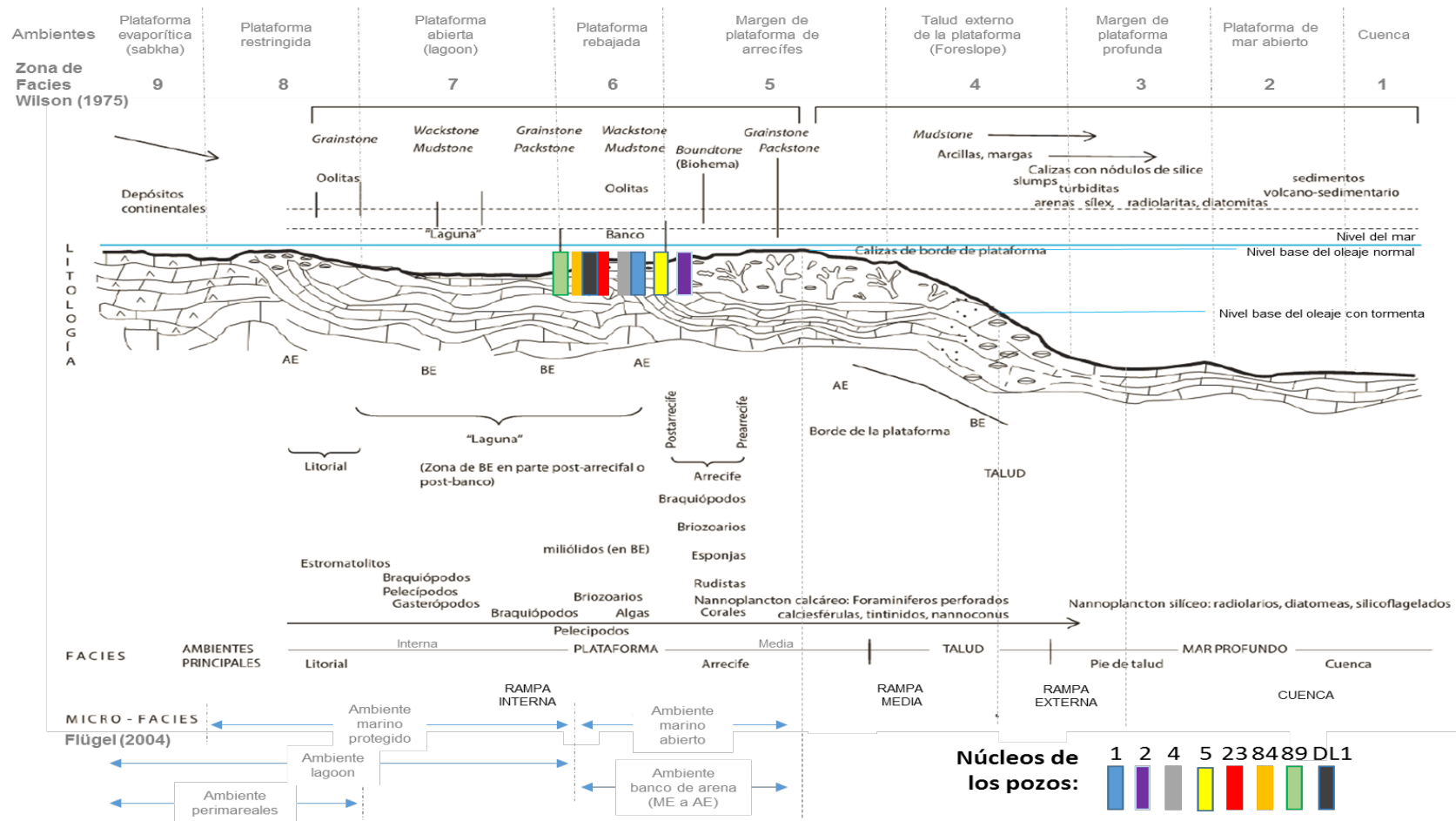


Figura 45. Medio ambiente de depósito de las muestras seleccionadas. Tomado y modificado de: González-Ruiz *et al* (2015).

5.2. CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA

Como se mencionó anteriormente por Méndez (2009), los complejos de carbonatos recientes y antiguos se caracterizan por una gran complejidad en cuanto a sus ambientes y facies que presentan, lo cual trae consigo una gran variedad en cuanto a la biota presente, características texturales de las rocas y los sedimentos, variaciones en los factores físico-químicos, etc. En lo que se refiere a los reservorios de carbonatos, la gran heterogeneidad en la porosidad y permeabilidad se deriva mayormente de las influencias diagenéticas que ocurren en los ambientes y facies iniciales. La diagénesis de carbonatos involucra todos los procesos de disolución, solución, cementación, litificación y alteración de los sedimentos durante el intervalo entre la depositación y el metamorfismo. Estos factores diagenéticos permiten preservar la porosidad inicial o modificarla en su totalidad, creando una porosidad secundaria completamente diferente a la original.

A continuación, se presentan en forma general los resultados de los análisis realizados en este estudio:

- Variaciones de calidad de roca vertical y lateralmente.
- Dolomitización de grano fino, las litofacies de lodo fueron deterioradas por el desarrollo de porosidad, produciendo dolomita microcristalina.
- Los tipos de poro son en general móldicos o vugulares (poros de disolución típico de ambiente meteórico), abundando los menores a 1cm.
- La dolomitización ha generado porosidad intercristalina, preferencialmente en el centro de granos y periferia, logrando el desarrollo de permeabilidad.
- Sedimentación en un ambiente freático marino.
- Dolomitización en superficies de agua poco profunda.
- Cementación de calcita y dolomía en poros y fracturas
- Cementación de anhidrita en fracturas.
- Las porosidades observadas en los análisis son características de ambiente de banco oolítico (Ver tabla 16).

Tabla 16. Porosidades, ambientes y procesos diagenéticos característicos de bancos oolíticos. Tomado y modificado de: Méndez (2009).

Tipo de porosidad	Ambiente	Proceso diagenético
Móldica	Superficiales, bancos (zona vadosa y freática)	Disolución de fragmentos esqueléticos cuya mineralogía principal es aragonito
Fenestral	Supramareales e intramareales	
Oquedad (Vugular)	Superficiales, bancos (zona vadosa y freática)	Disolución de la porosidad móldica (El espacio se vuelve irregular)
Intrapartícula	Zonas de bancos donde se desarrollan arrecifales	Disolución armazón esquelético de ciertos organismos (Corales, foraminíferos, esponjas, algas, etc.)
Intergranular	Ambientes y facies de alta energía (Característico de facies de oolitas, fragmentos esqueléticos, etc.)	
Intercristalina		Dolomitización (Aumento de porosidad) Suelen estar acompañadas de porosidades móldicas y de oquedades
Por fractura	Actividad tectónica y facies dolomitizadas. (La dolomita tienen mayor rigidez que la caliza, por lo tanto, es más propensa al fracturamiento)	

Los carbonatos del Jurásico Kimmeridgiano Superior depositados en el campo Alfa, representan un ambiente freático marino, que fueron tempranamente elevados por el diapirismo salino (origen de fallas y fracturas del campo Alfa) y afectado por diagénesis meteórica (formando porosidad móldica y de oquedad), posteriormente el ambiente pasó a ser un ambiente de diagénesis de soterramiento, de moderado a profundo (generando cementos de dolomita, calcita, anhidrita y piritita en fracturas, y posteriormente estilolitas).

El fallamiento sufrido por la tectónica salina (intrusión de sal), pudo haber originado la dolomitización en zonas adyacentes a las fallas, producto de la penetración de fluidos ricos en magnesio, sin embargo, los procesos de diagénesis sufrida en la roca JSK del campo Alfa, dieron como resultado productos (disolución por agua meteórica no saturada de CaCO_3 , formación de porosidad móldica y de oquedad, posible neomorfismo de granos inestables, preservación de la porosidad, poca cementación en salvo en microporos esqueléticos, etc.) que promovieron la porosidad (disolución) y no a la cementación en abundancia, permitiendo que encontrar zonas del campo Alfa con excelentes porosidades y permeabilidades.

La roca carbonática a nivel de JSK del campo Alfa, muestra gran heterogeneidad, producto de los procesos diagenéticos sufridos. Seguido se presenta la caracterización de la roca JSK del campo Alfa, en función de la información obtenida y analizada de los pozos Alfa 1, 2, 4, 5, 23, 84, 89 y DL1. (Ver figuras 46, 47 y 48).

Área NW del campo Alfa.

Hacia el NW del campo se encuentran los pozos Alfa-2 y Alfa-5, situándose el pozo Alfa-2 entre dos fallas inversas de dirección NW-SE del campo y estructura abajo respecto al Alfa-5, el pozo Alfa -2 presentó muestras de núcleos con porosidades y permeabilidades cercanas a 0% y 0 mD, se observó rellenos de cavidades con calcita esparítica, el DRX de las muestras indican que el contenido de calcita se encuentra entre el rango de 80 y 92% y las pruebas de inyección de mercurio y el modelo de garganta de poro, indican que la roca perteneciente a las muestras del pozo Alfa-2, se caracterizó como nanoporoso.

El pozo Alfa-5, estructuralmente más alto que el pozo Alfa-2, cercano a la falla inversa con dirección NW-SE sur, presento en sus muestras de núcleo, porosidades y permeabilidades máximas de 9% y 7 mD, encontrándose la roca entre parcial y casi totalmente dolomitizada (Dolomita entre 50 y 92%), la

porosidad presente en la roca es intercrystalina e intergranular, la prueba de presión de inyección y el modelo de garganta de poro indicaron que el 80 % de las muestras se caracterizan como microporoso, sin embargo, algunas muestras mostraron ser tipo de roca mesoporoso y nanoporoso.

Área central del campo Alfa

En el área central de campo se encuentran los pozos Alfa-1, 4, 23, 84 y DL1, ubicándose el pozo Alfa-1 entre las fallas inversas con dirección NW-SE y separado del grupo de fallas normales del centro del campo. El pozo Alfa-84 se encuentra al sur y fuera de la estructura fallada del campo. Los pozos Alfa-4, 23 y DL1 se encuentran en la cresta de la estructura del campo, caracterizada por bloques divididos por fallas normales.

Las muestras de núcleo del pozo Alfa-1, mostraron porosidades y permeabilidades máximas de 20% y 100 mD, descripción de porosidad por petrografía microcrystalina abundante. El DRX de las muestras indican que el contenido de calcita se encuentra entre un rango de 97 y 98%. El 70% de las muestras se caracterizaron como mesoporoso y la mayoría del resto de muestras como macroporoso, alguna muestra microporoso.

El pozo Alfa-84, mostró porosidades máximas de 7% y permeabilidades de 20 mD, describiendo la porosidad como intercrystalina y cavernas. La información de núcleo mostro diferentes tipos de roca caracterizada por la prueba de inyección de mercurio y el modelo de garganta de poro como: 25% de las muestras macroporoso, 25% mesoporoso, 25% microporoso y 25% nanoporoso.

La información de núcleo del pozo Alfa-4 que se ubica muy cerca de las fallas (normal e inversa) indica porosidades máximas de 30% y permeabilidades de 1650 mD, las porosidades descritas en las muestras son: oquedad, fenestral y microcrystalina. Los análisis de DRX indican que la roca está altamente dolomitizada (96-98%). La prueba de inyección de mercurio y modelo de

garganta de poro caracterizan la roca como una combinación de nanoporoso (45%), microporoso (10%), mesoporoso (15%), macroporoso (15%) y megaporoso (15%).

El pozo Alfa-23 se ubica sobre la falla inversa con dirección NW-SE sur, presenta porosidades intercrystalina, móldica y de oquedades con un máximo de porosidad de 20% y permeabilidad 1425 mD, la roca se encuentra altamente dolomitizada (81-99% de dolomita) y las muestras analizadas indican que la roca presenta características de roca megaporoso (60%), macroporoso (10%), mesoporoso (10%) y microporoso (20%).

El pozo Alfa-DL1 se ubica en la parte más alta de la estructura entre dos fallas normales cercanas al pozo, las porosidades definidas son intercrystalina, intergranular y cavidades, la roca se encuentra dolomitizada y presenta porosidades y permeabilidades máximas de 25% y 1.000 mD. Los tipos de roca caracterizadas a través de la prueba de inyección de mercurio y el modelo de garganta de poro son: 2% megaporoso, 2% macroporoso, 11% mesoporoso, 75% microporoso y 10% nanoporoso.

Área SE del campo Alfa.

Hacia el SE del campo se encuentra el pozo Alfa-89, situándose entre las dos fallas inversas de dirección NW-SE del campo, las muestras de núcleo analizadas de este pozo reportaron porosidad intercrystalina, intergranular y cavidades, también reportó muestras sin porosidad aparente. La porosidad y permeabilidad máxima encontrada fue de 16% y 10 mD y la dolomitización es parcial. El tipo de roca definida es una combinación de mesoporoso (30%), microporoso (30%) y nanoporoso (40%).

Como parte del análisis se pudo decir que los pozos del área central, fueron los únicos que mostraron tipo de roca macroporoso, de estos pozos, los ubicados dentro del área de fallas normales (Alfa-4, 23 y DL1) mostraron tipo de roca

mega, el fallamiento originó porosidades por fractura y permitió el paso de fluidos meteóricos que promovieron el desarrollo de porosidades a través de la disolución (móldica, oquedades).

En la siguiente tabla 17, se puede apreciar en contenido en porcentaje por pozo, de los distintos tipos de roca obtenidos de las 162 muestras analizadas de los núcleos del campo Alfa, así como también, el porcentaje de tipo de roca estimada para el campo (10% megaporoso, 10% macroporoso, 20% mesoporoso, 30% microporoso y 30% nanoporoso).

Tabla 17. Tipo de rocas presentes en el JSK del campo Alfa.

Tipo de roca	Pozos Alfa								Suma	Total, normalizado (%)
	2	5	1	84	23	4	DL1	89		
Mega					60	15	2		77	10
Macro			30	25	10	15	2		82	10
Meso		2	70	25	10	15	11	30	163	20
Micro		80		25	20	10	75	30	240	30
Nano	100	18		25		45	10	30	238	30
Total (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	800	100

En resumen, el análisis realizado indica que la roca JSK del campo Alfa, es extremadamente heterogénea, observándose que las mayores porosidades (20-30%) y permeabilidades (1.000-1.500 mD) se ubicaron en el área central del campo, que las porosidades en el área central están dominadas por porosidad intercrystalina y disolución, que la mayor parte del campo está dolomitizado, y que la roca se caracteriza de una combinación de los distintos tipos de roca (mega, macro, meso, micro y nanoporoso). Ver las figuras 46, 47 y 48.

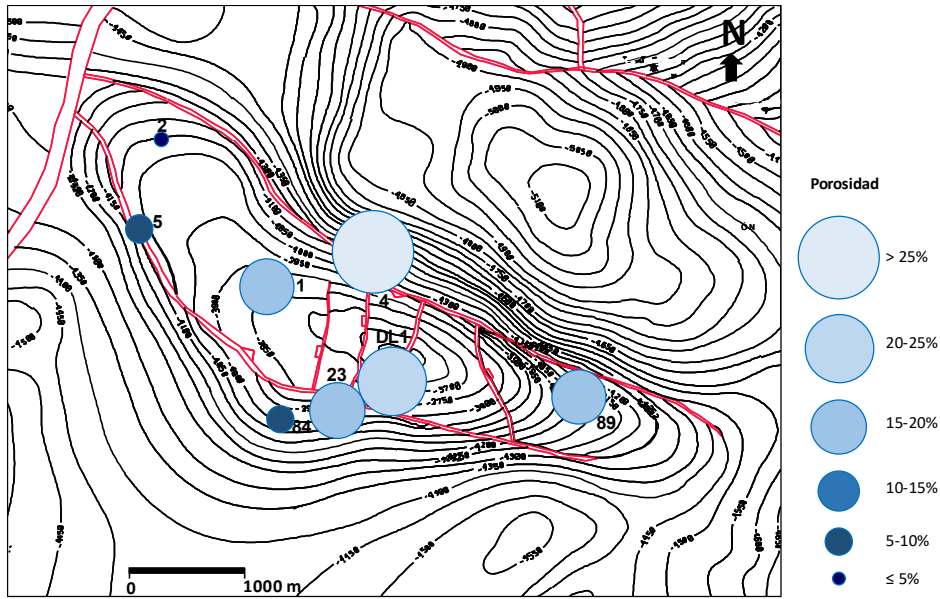


Figura 46. Mapa de distribución de porosidad máximas encontradas en la roca JSK del campo Alfa. Porosidad en el área central del campo dominada por porosidad intercrystalina y disolución.

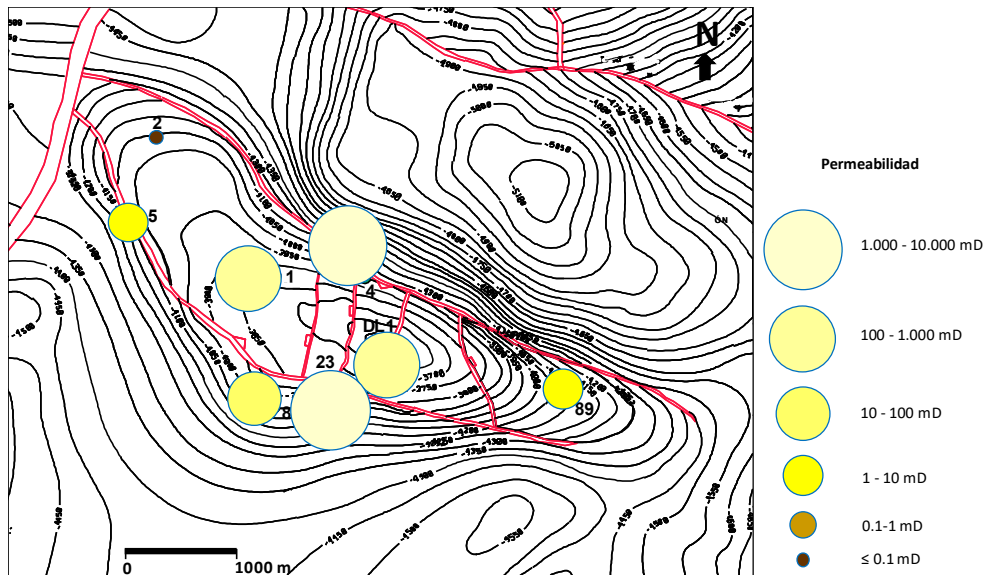


Figura 47. Mapa de distribución de permeabilidad máximas encontradas en la roca JSK del campo Alfa.

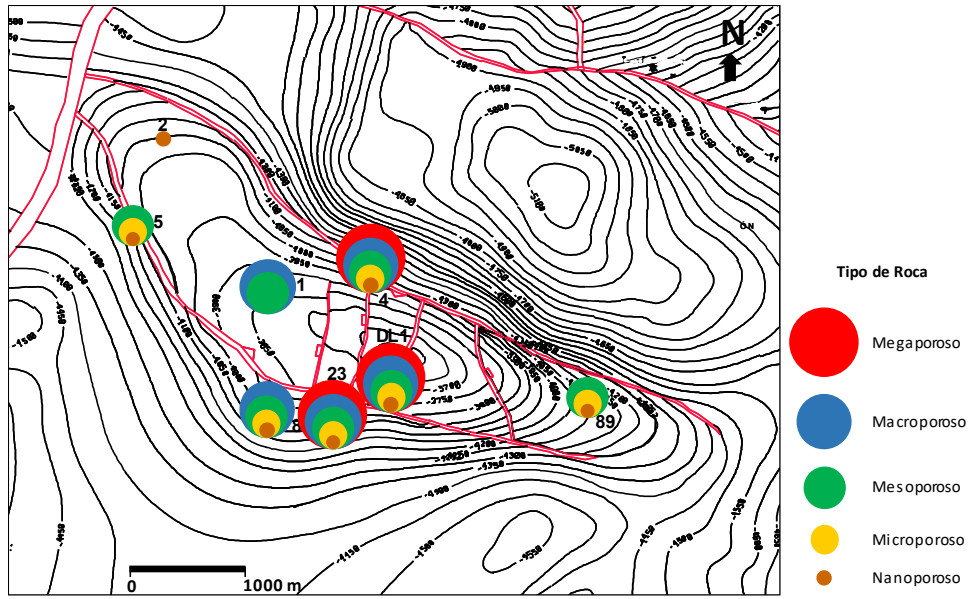


Figura 48. Mapa de caracterización de roca JSK del campo Alfa.

CONCLUSIONES

- Se caracterizó la roca del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) del campo Alfa, mediante la integración de análisis convencionales y especiales de 12 núcleos, correspondientes a 8 pozos del campo. La caracterización se resume a continuación.
- La distribución de porosidad describe a las rocas carbonáticas antiguas, con un rango de porosidad entre 0.01 y 30%, y valor promedio de 8%.
- El rango de permeabilidad se encontró entre 0.0001 y 1650 mD, y el valor promedio obtenido de los datos de permeabilidad fue 230 mD.
- La calidad de la roca yacimiento a nivel de JSK del campo Alfa, en función de las porosidades y permeabilidades, es de regular a buena.
- Las densidades de grano de las muestras revelaron que, el 41% de correspondían a calizas, 6% calizas dolomíticas y el 53% dolomías.
- La prueba de inyección de mercurio realizada a 38 muestras, mostró que la calidad de la roca presente en el JSK del campo Alfa es muy heterogénea, con gargantas de poro que van de fina a gruesa, con escogimiento variable como pobre, sin definición, regular y bueno.
- Las pruebas de inyección de mercurio indicaron que la saturación de agua irreducible de la roca JSK del campo Alfa tiene un valor promedio de 27.4%.
- Los análisis de distribución de tamaño de garganta de poro y saturación incremental de mercurio realizados a las muestras de núcleo, presentan en su mayoría un tipo de roca que varía entre nanoporoso y microporoso.
- El modelo de tipo de roca fue definido a partir del análisis de curvas de presión capilar por inyección de mercurio, fue R35 de Winland, éste modelo indica que existe una gran heterogeneidad del tipo de rocas presentes en el JSK del campo Alfa, y que van de megaporoso, macroporoso, mesoporoso, microporoso hasta nanoporoso.

- El ambiente de depósito de la roca JSK del campo Alfa, ocurrió en ambiente de banco oolítico en aguas poco profundas, rodeado por características de plataforma media.
- Los tipos de porosidades presentes en el JSK del campo Alfa en su mayoría son características de ambientes diagenéticos marino superficiales (zona vadosa y freática), y principalmente producto de procesos de disolución (móldica y oquedad), dolomitización (intercristalina acompañada de móldica y oquedad, fracturas) y de actividad tectónica (fracturas).
- La mayor parte de la roca JSK del campo Alfa está dolomitizada y posee una mineralogía mixta en la cual predominan los minerales de dolomita, calcita y cuarzo.
- El fallamiento ocurrido en el campo Alfa producto de la tectónica salina, originó porosidades por fractura que permitieron el paso de fluidos meteóricos que promovieron el desarrollo de porosidades a través de la disolución (móldica, oquedades) y no la cementación en abundancia.
- El análisis de fracturas en los núcleos de los pozos Alfa-1, 2, 4, 23, 84 y DL1, mostró que las fracturas que se encuentran en el área central del campo Alfa, están de parcial a totalmente abiertas y que el cemento que poseen éstas es dolomita, en más del 60%. Esto se debe a que el área central es la más afectada por el fallamiento producto de la tectónica salina y del proceso de dolomitización ocurrido por el paso de los fluidos meteóricos.
- El área NW del campo Alfa se caracteriza por, tener porosidades entre 0 y 9% y permeabilidades entre 0 y 7 mD, estar muy poco, parcial y totalmente dolomitizado, y tener una combinación de tipos de roca que van de nanoporoso a mesoporoso.
- El área central del campo Alfa se caracteriza por, ser el área más fallada del campo, tener las más altas porosidades (20-30%) y permeabilidades (1.000-1.650 mD), estar mayormente dolomitizado, y poseer una

combinación de tipo de roca entre nano, micro, meso, macro y megaporoso.

- El área SE del campo Alfa se caracteriza por, tener porosidades y permeabilidades máximas de 16% y 10 mD, estar parcialmente dolomitizado, y tener una combinación de tipos de roca que van de nanoporoso a mesoporoso
- La roca JSK del campo Alfa, es extremadamente heterogénea, observándose que, las mayores porosidades y permeabilidades se ubicaron el área central del campo, la mayor parte del campo está dolomitizado, y que la roca se caracteriza de una combinación de los distintos tipos de roca (mega, macro, meso, micro y nanoporoso).

RECOMENDACIONES

Considerando la heterogeneidad de la roca yacimiento y con la finalidad de mejorar la caracterización de la roca, para establecer zonas de interés o puntos de drenaje, se recomienda disponiendo de información:

- Evaluar los registros geofísicos y calibrar con los datos obtenidos de los núcleos.
- Definir un modelo sedimentario-diagenético, definiendo facies sedimentarias por unidad.
- Integrar con información de producción.
- Establecer un modelo geológico integrado.

BIBLIOGRAFÍA

- Acosta, E. (2006). Modelo petrofísico de yacimientos con alta saturación irreducible de agua en la Formación Oficina. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad del Zulia, Maracaibo. 154 p.
- Aguilera, M. y Aguilera, R. (2008). Improved model for Petrophysical Analysis of Dual Porosity Reservoirs. *Petrophysics*, (V.44, No.1): 21-35.
- Aguilera, R. (1976). Analysis of Naturally Fractured Reservoir From Conventional Well Logs. *Journal of Petroleum Technology*, 764-772.
- Aguilera, R. (1995). *Naturally Fractured Reservoirs*. 2da ed. Tulsa: PennWell Books. 521 p.
- Aguilera, R. (2005). *Naturally Fractured Reservoirs*. *Servipetrol*. 494 p.
- Aguilera, R. y Aguilera, M. (2002). The Integration of Capillary Pressures and Pickett plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers. *SPE*, (81196): 465-471.
- Ahr, W. (2008). *Geology of Carbonate Reservoirs. The Identification, Description, and Characterization of Reservoirs in Carbonate Rocks*. Texas A&M University. WILEY. 277 p.
- Akbar, M y otros. (2001). Evaluación de yacimientos carbonatados. *Oilfield Review*, 20-43.
- Alonso, F., Esbert, R. y Ordaz, J. (1987). Comportamiento hídrico de calizas y dolomías. *Boletín Geológico y Minero*, XCVIII (No.4):109-130.
- Amyx, J.W., Bass, JR D.M., y Whiting, R.L. (1960). *Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties*. Toronto. McGraw-Hill, Inc.
- Bidner, M. S. (2001). *Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo*. Buenos Aires. Editorial Universitaria de Buenos Aires. 242 p.
- Boggs, S. (1992). *Petrology of Sedimentary Rocks*. Macmillan. 774 p.
- Cantú-Chapa, A. y Landeros-Flores, R. (2001). The Cretaceous-Paleocene boundary in the subsurface Campeche shelf, southern Gulf of Mexico, in C. Bartolini, R. T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems*. AAPG, (Memoria 75): 389-395.

- Chajid, E., Camargo, J. y Amaya, M. (2011). Desarrollo de una Metodología para Análisis Petrofísico de Registros de Pozos Perforados Adyacentes a un Bloque Exploratorio de Trayectoria Oil & Gas en la Cuenca Llanos Orientales. *Revista Ingeniería y Región, Facultad de Ingeniería, Universidad Surcolombiana*. (No.8): 7-17.
- Choquette, P.W. y L.C. Pray (1970). Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bulletin*, (V.54, No.2): 207-250.
- Concepción F., Mónica I. (2005). Efectividad de las Ecuaciones de Pittman y de Winland para el Cálculo de Permeabilidad en Areniscas. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar. Caracas. 180 p.
- CoreLab Reservoir Optimization. (s.f.). *Application of Core Analysis in Reservoir Description & Characterization*. (V. 1.4).
- Dunham, R. J. (1962) Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *Classification of Carbonate Rocks*. AAPG, (Memoria 1): 108–121.
- Ehrenberg, S. N. y Nadeau, P. H. (2005). Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. *AAPG Bulletin*. (Vol. 84, No. 4): 435-445.
- Elkewidy, T. y Tiabb, D. (1998). Application on Conventional Well Logs to Characterize Naturally Fractured Reservoirs with their Hydraulic (Flow) Units; A Novel Approach. *SPE*, (40038): 417- 430.
- Embry, A.F. y Klovan, J.S. (1971). A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, (Vol. 4): 730-781.
- Espinel A., Valentina y Hurtado H., Julian A. (2010). Petrografía y Análisis facial de las Rocas Calcáreas Aflorantes de la Sección Tunja-Villa de Leiva (Boyacá). Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad de Caldas. Manizales. 102 p.
- Flügel, E. (2004). *Microfacies of carbonate rocks. Analysis, interpretation, and application*. Berlin – Heidelberg, Alemania. Springer. 976 p.
- Folk, R.L. (1962). Spectral subdivision of limestone types. *Classification of carbonate Rocks-A Symposium: AAPG*, (Memoria 1): 62-84.

- García P., Olga A. (2008). Derivación de Seudo Curvas de Presión capilar. Trabajo especial de grado de maestría. Inédito. Universidad Simón Bolívar. Caracas. 212 p.
- González-Ruiz, L. y otros. (2015). Fenómenos diagenéticos en calizas del Jurásico-Cretácico de un sector de las cuencas de Huimanguillo-Comalcalco-Alto de Jalpan y primeras observaciones mediante microscopio electrónico de barrido y microtomografía 3D. Sociedad Geológica Mexicana, (Vol. 67, No. 3): 517-531.
- Gunter, G. y otros. (1997). Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method. SPE, (3867): 8.
- Hartmann, D. J. y Beaumont, E. A. (1999) Prediction Reservoir System Quality and Performance, Exploring for Oil and Gas Traps. AAPG, (Volume Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Chapter 9): 1-154.
- Hernán, C. (2011). Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 321 p.
- Hoyo, E. y otros. (2009). Determinación del tamaño de garganta de poros en las arenas de la Formación Naricual, atravesadas por los pozos exploratorios Sintu-9, Ocre-4X y Ocre-5, en los campos Sintu-Ocre, área norte de Monagas, Venezuela. XII Congreso Colombiano de Geología.
- Jennings, J. B. (1987). Capillary Pressure techniques: Application to Exploration and Development Geology. AAPG Bulletin, (Vol. 71): 1196-1209.
- Kennedy, M. (2002). Solutions to some problems in the analysis of well logs in carbonate rocks, in M. Lovell and N. Parkinson, eds., Geological applications of well logs: AAPG Methods in Exploration No. 13. 61–73.
- Kolodzie, S. Jr. (1980). Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. SPE, (9382).
- La Comunidad Petrolera. [Página Web en línea]. Disponible: <http://yacimientos-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/anlisis-de-nucleos.html> [Consulta: 2016, junio 01].

- Lafage, Stéphanie. (2008). An Alternative To The Winland R35 Method For Determining Carbonate Reservoir Quality. Trabajo especial de grado de maestría. Inédito. Texas A&M University. College Station, Texas. 88 p.
- Levorsen, A.I. (1967). Geology of Petroleum. 2da ed. San Francisco. W.H. Freeman and company. 724 p.
- Licitra, D. y otros. (2011). Caracterización petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Área Aguada Toledo-Sierra Barrosa, cuenca Neuquina. Petrotecnia, (febrero 2012): 48-71.
- Lucia, J. (2007). Carbonate Reservoir Characterization. 2da ed. Austin. Springer. 336 p.
- Méndez, J. (2007). Petrología. Ambientes Sedimentarios. Imprenta Universitaria de la Universidad Central de Venezuela. Caracas: PDVSA Intevep. 363 p.
- Méndez, J. (2009). Carbonatos, Origen y Sedimentación. Imprenta Universitaria de la Universidad Central de Venezuela. Caracas: FUNDACIENS, UCV. 294 p.
- Miranda, L., Torres, C. y Lucia, J. (2009). Modeling Mud-Filtrate Invasion Effects on Resistivity Logs to Estimate Permeability of Vuggy and Fractured Carbonate Formations. SPE, (121136): 1-17.
- Moore, C. (2001). Carbonate Diagenesis and Porosity. Developments in Sedimentology 46. The Netherlands: Elsevier, 444p.
- North, F. K. (1985). Petroleum Geology. London. Allen & Unwin. 607 p.
- Padilla y Sánchez, R. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, LIX (No.1): 19-42.
- PDVSA Exploración y Producción. Comunidad de Conocimientos de Petrofísica. (2000). Taller de Petrofacies. Caracas: Juan Carlos Porras.
- PEMEX Exploración y Producción. Subdirección de Exploración. (2013). Provincia Petrolera Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana).
- Pittman, E. (1992). Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone. AAPG, (V.76 No.2): 191-198.

- Quilantan, A. y Reyes, M. A. (2012). Caracterización Petrofísica de arenas del Neógeno en un pozo gasífero de la Cuenca de Veracruz. Sociedad Geológica Mexicana, (Vol. 64, No. 3): 295-304.
- Rivera C., Airys C. (2013). Integración de Análisis Sedimentológico y Estratigráfico Secuencial en el Eoceno-Oligoceno Tardío de las Formaciones Caratas, Los Jabillos y Areo del Campo Orocuál, Noroeste de Monagas. Trabajo especial de grado de maestría. Inédito. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 212 p.
- Rocas Almacenadoras (s.f.). Disponible: <http://www.slideshare.net/jorgezaldivar1/clase-12-rocas-almacenadoras>. [Consultado: 2016, junio 20].
- Ronald, N. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2da ed. Houston: BP Amoco. Gulf Professional Publishing. 332 p.
- Ruiz J., Luis F. y Santana T., Paúl A. (2012). Determinación del Diámetro de las Gargantas Porales y Presiones Capilares usando el Equipo de Presión Capilar con Picnómetro de Mercurio para la Caracterización del Reservorio Arenisca U del Campo Auca, Mediante Pruebas de Laboratorio. Trabajo especial de grado. Inédito. Escuela Politécnica Nacional. Quito. 191 p.
- Schlumberger. (2008). Caracterización de los yacimientos fracturados. Modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimientos carbonatados. Disponible: <http://www.slb.com/carbonates>. [Consultado: 2016, mayo 10].
- Schlumberger. (2008). Yacimientos carbonatados. Enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación. Disponible: <http://www.slb.com/carbonates>. [Consultado: 2016, abril 16].
- Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference.
- Scholle, P. y Ulmer-Scholle D. (2003). A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis. AAPG, (Memoria 77): 1-459.
- Scholle, P., Bebout, D. y Moore, C. (1998). Carbonate Depositional Environments. AAPG, (Memoria 33): 1-708.

- Teixeira F., José G. (2010). Modelo Quimioestratigráfico y Petrofísico en el Campo El Furrial Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo especial de grado de maestría. Inédito. Universidad Simón Bolívar. Caracas. 176 p.
- Universidad Complutense de Madrid. Facultad de Ciencias Geológicas. Departamento de Petrología y Geoquímica. (2016). Atlas de Petrología Sedimentaria. Disponible: <http://pendientedemigracion.ucm.es/info/petrosed/index.html> [Consulta: 2016, mayo 24].
- Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ciencias. (s.f.). Practicando con clasificaciones de calizas. México. Cecilia I. Caballero Miranda. Disponible: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/PracticaClaCz.pdf>. [Consulta: 2016, mayo 3].
- Wagner, R. (1994). Stratigraphy and evolution of the Zechstein basin in the Polish Lowland. Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny. 75 p.
- Washburn, E. W. (1921). The Dynamics of Capillary Flow. Physical Review, (V.17 No. 3): 273.
- Wilson, J.L. (1975). Carbonate Facies in Geologic History. Springer-Verlag. 471 p.
- Winland, H. D. (1972). Oil accumulation in response to pore size changes, Weyburn field, Saskatchewan. Amoco Production Company Report F72-G-25, 20p. Trabajo no publicado. Disponible: http://wiki.aapg.org/Rock_quality#cite_ref-ch09r70_3-0 [Consulta:2016, julio 6]
- Wright, V., and Burchette, T. (1992). Shallow-water carbonate environments. En Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy. 3th edition. Editorial Blackwell Science. Capítulo 9, 325-394p.