DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN ENTRE LA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO PARA FORMACIONES CONSOLIDADAS, SEMICONSOLIDADAS Y NO CONSOLIDADAS

JOSE LUIS MENDOZA MOGOLLON

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2013

DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN ENTRE LA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO PARA FORMACIONES CONSOLIDADAS, SEMICONSOLIDADAS Y NO CONSOLIDADAS

JOSE LUIS MENDOZA MOGOLLON

Trabajo de Grado como requisito para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos.

DIRECTOR
HERNANDO BUENDÍA LOMBANA
INGENIERO DE PETROLEOS

Co-DIRECTOR
JORGE ROJAS PLATA
INGENIERO DE PETROLEOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2013

DEDICATORIA

Mi Dios y mi Señor con humildad para ti, gracias por ser mi guía, mi sustento y darme las fuerzas necesarias para seguir adelante, por todas las bendiciones recibidas y los dones dados.

A mis padres, que con su esfuerzo, sacrificio y consejo, dieron a mi vida los valores, virtudes y herramientas necesarias para alcanzar mis metas; A mis hermanas Carolina y Eliza, mi sobrina Karol, mis hermanos Jaco y Tato quienes con su apoyo incondicional me ayudaron a alcanzar este logro.

A Dayanna Loaiza, mi amor y mi ilusión, tú eres la persona quien a pesar de las dificultades y los errores, siempre me apoya y motiva a salir adelante, soy feliz al estar contigo, y encomiendo a Dios el futuro para que sea a tu lado; A mis sue, grandes amigos incondicionales, dispuestos a darme su consejo y apoyo.

A mis amigos, quienes siempre tienen palabras de aliento y motivación, gracias por esos buenos momentos, que siempre llevo en mi corazón.

A mis directores de tesis, Hernando Buendía y Jorge Rojas siempre dispuestos a ayudarme y orientarme en mi trabajo de investigación.

Gracias por tantas alegrías, soy orgulloso de lo ganado y aunque muchos disgustos sufrí, siempre yo te coreo y por siempre… ¡¡¡ HALA MADRID!!!

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 11
1. CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS Y PETROFÍSICA 15
1.1 MODELO ESTÁTICO 16
1.2 CARACTERIZACION DINÁMICA 19
2. PETROFISICA 21
2.1 ANÁLISIS PETROFÍSICOS BÁSICOS 35
2.2 ANÁLISIS PETROFÍSICOS ESPECIALES 36
3. PRESIÓN CAPILAR 39
3.1 FACTORES QUE AFECTAN LA PRESIÓN CAPILAR 44
3.2 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR 55
4. PRESIÓN CAPILAR METODO INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO 57
4.1 INYECCIÓN DE MERCURIO 57
4.2 MÉTODO PLATO POROSO 66
5. ANÁLISIS PETROFÍSICOS CORAZONES INCONSOLIDADOS. 73
6. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y GENERALIDADES CAMPOS ANALIZADOS 81
6.1 POZO UIS 1. 81
6.2 POZO UIS 2 72
6.3 POZO UIS 3 76
6.4 POZO UIS 4. 80
7. ESTUDIO REALIZADO 83
7.1 ANÁLISIS MATEMATICO 88
7.3 PRESENTACION DE DATOS, PROPIEDADES Y ECUACIÓN DE REGRESIÓN DE LAS MUESTRAS ESTUDIADAS 91
7.4 DESARROLLO CORRELACIÓN PRESIÓN CAPILAR MÉTODO INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO 103
7.4.1 DESARROLLO CORRELACIÓN METODOS INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO PARA PRESIÓN CAPILAR 104

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 111
BIBLIOGRAFÍA 113
ANEXOS 115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama de Caracterización de Yacimientos 15
Figura 2. Metodología Modelo estratigráfico 17
Figura 3 . Metodología Modelo Petrofísico 19
Figura 4 Diagrama de Fases del Petróleo 20
Figura 5. Esquema Toma de Muestras y Análisis 23
Figura 6 Fotografía corte y separación de la muestra. 28
Figura 7. Destilación Dean-Stark, Laboratorio Especiales ICP 30
Figura 8. Fotografía Extracción Soxhlet, Laboratorios Especiales ICP 31
Figura 9 Equipo de Extracción por Desplazamiento de Gas, Laboratorio Especiales ICP ... 34
Figura 10 Curva típica de presión capilar 40
Figura 11. Efectos de las fuerzas capilares 41
Figura 12 Figura modificada de la Curva de Presión Capilar y la relación con la medida de mojabilidad. 42
Figura 13 Efecto de la Densidad sobre la Presión Capilar 45
Figura 14 Efecto de la Tensión Interfacial sobre la Presión Capilar 46
Figura 15. Efecto de la mojabilidad en la curva de Presión Capilar 52
Figura 16 Representación Medida Ángulo de Contacto. 54
Figura 17 Ecuaciones Empíricas para Determinar radios de Garganta de Poro. 59
Figura 18 Curva Presión Capilar Inyección de Mercurio 64
Figura 19 Graficas modificadas de Purcell. W. R. 65
Figura 20 Equipo Plato Poroso Instituto Colombiano del Petróleo 69
Figura 21 Pendientes de desaturación observadas en las Curvas de Inyección de Mercuri 85
Figura 22 Tabla de Cutoff para designación del tipo de roca 92
Figura 23 Movimiento Serpenteante en Curvas de Presión Capilar por el Método de Inyección de Mercurio. 107
Figura 24 Anomalía familia de curvas de Presión Capilar. 107

Figura 25 Anomalía Familia de Curvas Presión Capilar. 108
Figura 26 Grafica (a vs A) Constantes método Inyección de Mercurio y Plato Poroso para Presión Capilar. 109

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Solventes Selecc :El gas en Solución Original en Sitio se obtiene en función de la Relación Gas Petróleo Originalionados por la norma API-RP 40.....33
Tabla 2 Relación entre el valor del índice de Amott-Harvey.....50
Tabla 3 Mojabilidad por Angulo de Contacto.....53
Tabla 4 Comparación Métodos Presión Capilar 55
Tabla 5 Comparación Método Inyección de Mercurio con otras Pruebas.....62
Tabla 6 Ventajas y Desventajas del Método de Plato Poroso Frente a otras técnicas. 72
Tabla 7 Valores Promedio de Compresibilidad de Yacimientos.....75
Tabla 8 Resumen Datos Evaluación Petrofísica Pozo UIS 1.....81
Tabla 9 Resumen Sedimentología y Ambientes de Deposito Pozo UIS 1.....2
Tabla 10 Resumen Datos Evaluación Petrofísica Pozo UIS 2.....72
Tabla 11 Resumen Sedimentología y Ambientes de Deposito Pozo UIS 2.....74
Tabla 12 Resumen Datos Evaluación Petrofísica Pozo UIS 3.....76
Tabla 13 Resumen Sedimentología y Ambientes de Deposito Campo UIS 3. 77
Tabla 14 Resumen Datos Evaluación Petrofísica Pozo UIS 4.....80
Tabla 15 Resumen Sedimentología y Ambientes de Deposito Pozo UIS 4.....2
Tabla 16 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 2 94
Tabla 17 Presentación de datos Inyección de Mercurio Pozo UIS 3. 95
Tabla 18 Presentación de datos Inyección de Mercurio Pozo UIS 5 96
Tabla 19 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 1.....97
Tabla 20 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 2.....99
Tabla 21 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 3.....100
Tabla 22 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 4.....101
Tabla 23 Presentación de las ecuaciones para cada uno de los campos. 102
Tabla 24 Presentación Ecuaciones de la curva de las pruebas de presión capilar.....103

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO POZO UIS 116

ANEXO B. DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO POZO UIS 3 125

ANEXO C. DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO POZO UIS 4 135

ANEXO D..DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO POZO UIS 5 142

ANEXO E. DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE PLATO POROSO PARA LOS POSOS 146

ANEXO F. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO 155

ANEXO G. Método Estándar para la determinación del Volumen Poroso y Distribución de volumen de Poro Designación: D 4404-10 166

RESUMEN

TITULO:
DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN ENTRE LA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO PARA FORMACIONES CONSOLIDADAS, SEMICONSOLIDADAS Y NO CONSOLIDADAS*

AUTOR:
JOSÉ LUIS MENDOZA MOGOLLON**

PALABRAS CLAVE:
Presión Capilar, Inyección de Mercurio, Plato Poroso, Regresión, Correlación.

DESCRIPCION:

La presión capilar es usada para la evaluación de propiedades de la roca del yacimiento, como la saturación de fluidos, la distribución de tamaño de los poros, la saturación de agua en el yacimiento, la saturación de aceite residual y la distribución inicial del fluido (saturación vs profundidad). Para la consecución de los datos que permitan una correcta evaluación de las propiedades del yacimiento mediante la presión capilar, se han desarrollado métodos como: El método de **inyección de mercurio, plato poroso**, centrifuga e imbibición espontanea, los cuales se desarrollan a determinadas condiciones y nos dan un alto grado de certeza en los resultados obtenidos, a su vez implican posibles problemas y errores, debidos a la dificultad de proporcionar suficiente presión capilar, aplicabilidad en datos de campo, tiempo necesario para el desarrollo de la técnica y tipo de fluido.

Se realiza un análisis de datos de datos de presión capilar por el método de inyección de mercurio y plato poroso en muestras de núcleos de perforación en campos consolidados, semi-consolidados y friables de campos colombianos para establecer una relación matemática de correlación y un factor de corrección para estas técnicas, que nos permita obtener comportamientos de las tendencias de desaturación de las muestras analizadas y de esta manera disminuir costos y tiempo de análisis de datos.

* Proyecto De Grado.

** Universidad Industrial De Santander, Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela De Ingeniería De Petróleos, Director Hernando Buendía Lombana, Co-Director Jorge Alberto Rojas Plata.

SUMMARY

TITLE:
DETERMINATION OF THE FACTOR OF CORRECTION BETWEEN THE CAPILLARY PRESSURE FOR THE METHOD OF INJECTION OF MERCURY AND POROUS PLATE FOR CONSOLIDATED, SEMICONSOLIDATED AND NOT CONSOLIDATED FORMATIONS*

AUTHOR:
JOSÉ LUIS MENDOZA MOGOLLÓN

KEY WORDS:
Capillary pressure, Injection of Mercury, Plato Poroso, Regression, Correlation.

DESCRIPTION:

The capillary pressure is used for the evaluation of properties of the rock of the deposit, as the saturation of fluids, the distribution of size of the pores, the water saturation in the deposit, the saturation of residual oil and the initial distribution of the fluid (saturation vs depth). For the attainment of the information that allow a correct evaluation of the properties of the deposit by means of the capillary pressure, methods have developed as: The method of injection of mercury, porous plate, it centrifuges and spontaneous imbibing, which develop to certain conditions and give us a high degree of certainty in the obtained results, In turn they imply possible problems and mistakes owed to the difficulty of providing sufficient capillary pressure, applicability in field data, time necessary for the development of the technology and type of fluid.

There is realized an analysis of information of information of capillary pressure by the method of injection of mercury and porous plate in samples of cores of perforation in consolidated, semi-consolidated fields and friables of Colombian fields to establish a mathematical relation of correlation and a factor of correction for these technologies, That allows us to obtain behaviors of the trends of saturation reduction of the analyzed samples and hereby to diminish costs and time of analysis of information.

* Project Of Degree

** Industrial University Of Santander, Faculty Of Physicochemical Engineerings, School Of Engineering oil, The Director Hernando Buendía Lombana, Co-Director Jorge Alberto Rojas Plata.

INTRODUCCIÓN

El conocimiento de las propiedades físicas y químicas de las rocas y los fluidos contenidos en un yacimiento como la relación entre estas propiedades permiten identificar, evaluar, calibrar registros de pozos (porosidad, permeabilidad, propiedades eléctricas y petrofísicas), conocer parámetros importantes para la determinación de reservas (humectabilidad, saturación, permeabilidad relativa y presión capilar), Medir parámetros para calibrar datos geofísicos, optimizar el diseño de fracturas hidráulicas (propiedades acústicas y mecánicas) como decidir mecanismos de daños de formación, diseño de procedimientos óptimos de completamiento y estimulación (flujo a través de pruebas).

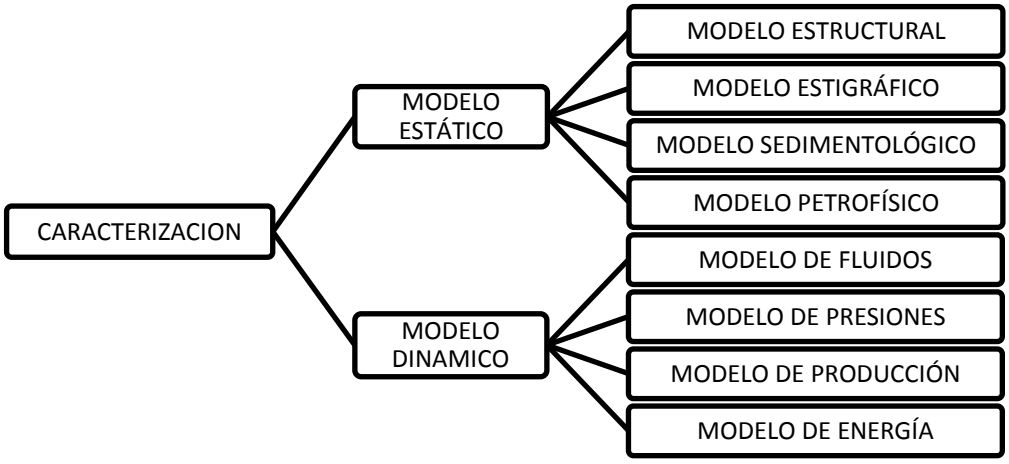
La presión capilar es usada para la evaluación de propiedades de la roca del yacimiento, como la saturación de fluidos, la distribución de tamaño de los poros, la saturación de agua en el yacimiento, la saturación de aceite residual y la distribución inicial del fluido (saturación vs profundidad). Para la consecución de los datos que permitan una correcta evaluación de las propiedades del yacimiento mediante la presión capilar, se han desarrollado métodos como: El método de **inyección de mercurio, plato poroso**, centrifuga e imbibición espontanea, los cuales se desarrollan a determinadas condiciones y nos dan un alto grado de certeza en los resultados obtenidos, a su vez implican posibles problemas y errores, debidos a la dificultad de proporcionar suficiente presión capilar, aplicabilidad en datos de campo, tiempo necesario para el desarrollo de la técnica y tipo de fluido.

1. CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS Y PETROFÍSICA

La necesidad de conocer parámetros importantes para la correcta y acertada determinación de reservas de petróleo y gas, como el establecer un plan de explotación que garantice la recuperación eficiente de estas reservas, exigen una correcta caracterización del yacimiento a estudiar.

La caracterización del yacimiento se realiza mediante un análisis interpretativo y cuantitativo de la unidad geológica realizado por un equipo multidisciplinario a través de la construcción de un modelo del yacimiento, que recree de la forma real las condiciones, atributos y propiedades de este, con la finalidad de describir su naturaleza y geometría, calificar y cuantificar propiedades de la roca y fluidos, establecer volúmenes recuperables de hidrocarburos integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, geoquímicos, petrofísicos y estableciendo distribución de volúmenes recuperables de hidrocarburos para poder gerenciar el reservorio.

Figura 1 Diagrama de Caracterización de Yacimientos



Fuente. Notas de Clase Ingeniería de Yacimientos, Ingeniero William Navarro.

La caracterización del yacimiento está dividida y estructurada en el estudio de modelos estáticos y dinámicos, los cuales permiten la integración de todos los datos obtenidos y modelados del yacimiento.

1.1 MODELO ESTÁTICO

La Caracterización estática es una representación gráfica de los parámetros de ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos litológicos y fluidos en condiciones originales que conforman el área de estudio, basado en el procesamiento de la información geológica y de yacimiento, lo constituyen:

1.1.1 Modelo Estructural: Procesa e interpreta datos sísmicos, evalúa riesgos de pozos y provee información de producción y presión para definir la orientación, geometría de los elementos estructurales y delimitación del yacimiento.

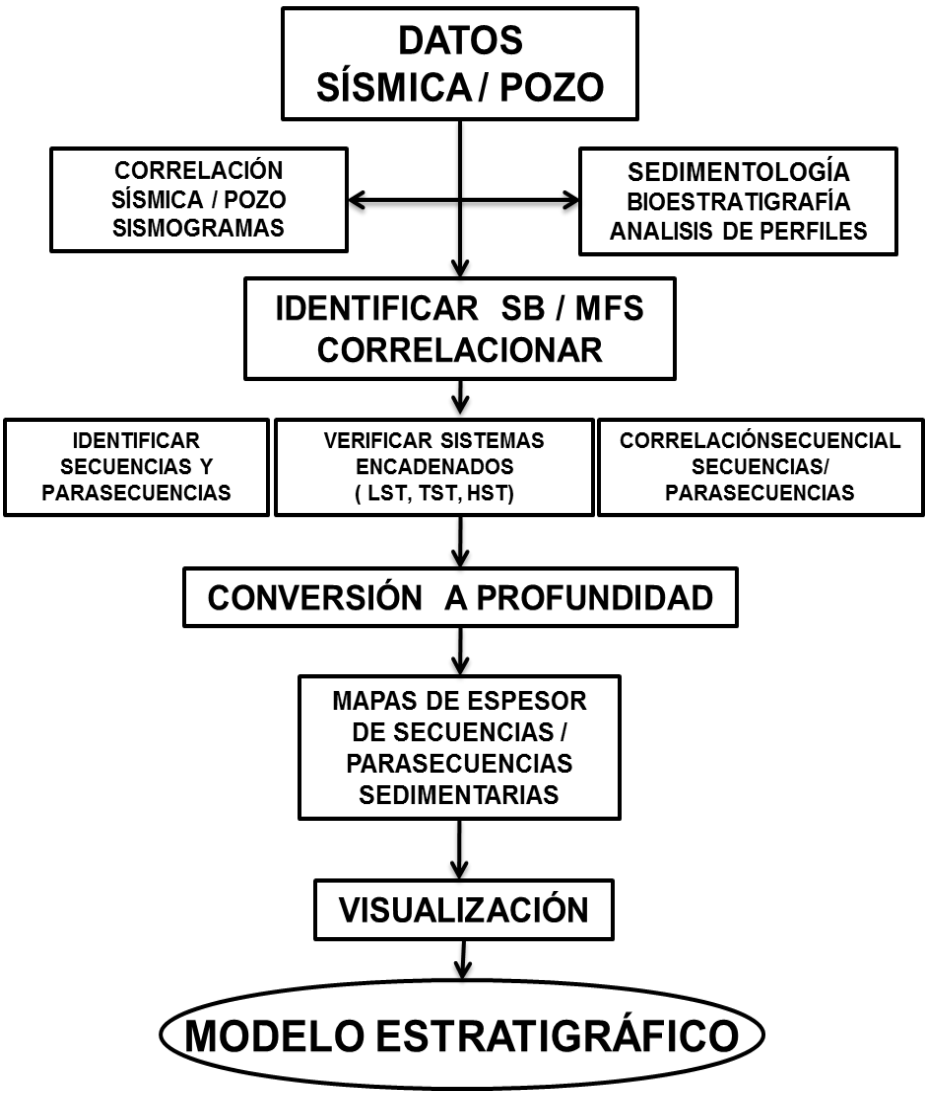
La metodología a seguir por el modelo estructural es:

1. Inventario y validación de Registros.
2. Calibración Sísmica Pozos.
3. Interpretaciones de Horizontes.
4. Interpretación de Fallas.
5. Transformación Tiempo Profundidad.
6. Generación de mapas de atributos sísmicos.
7. Generación de mapas de pseudo-propiedades.

1.1.2 Modelo Estratigráfico: Identifica he interpreta las unidades crono-estratigráficas, los ciclos de sedimentación y extensión de área, a partir de los perfiles de pozos y del análisis sismo-estratigráfico, para definir la arquitectura interna de los yacimientos presentes en el área de estudio y caracterización del yacimiento.

La metodología a seguir por el modelo estratigráfico es:

Figura 2. Metodología Modelo estratigráfico



Fuente: Estudios Integrados de Yacimientos, PDVSA. Ingeniero Edgar González

1.1.3 Modelo Sedimentológico: Define el ambiente, geometría, orientación, distribución y calidad de los depósitos de las unidades de flujo y los limites laterales y barreras verticales tomando en cuenta la litología estudiada a partir de la correlación del núcleo por medio de muestras de canal y pared.

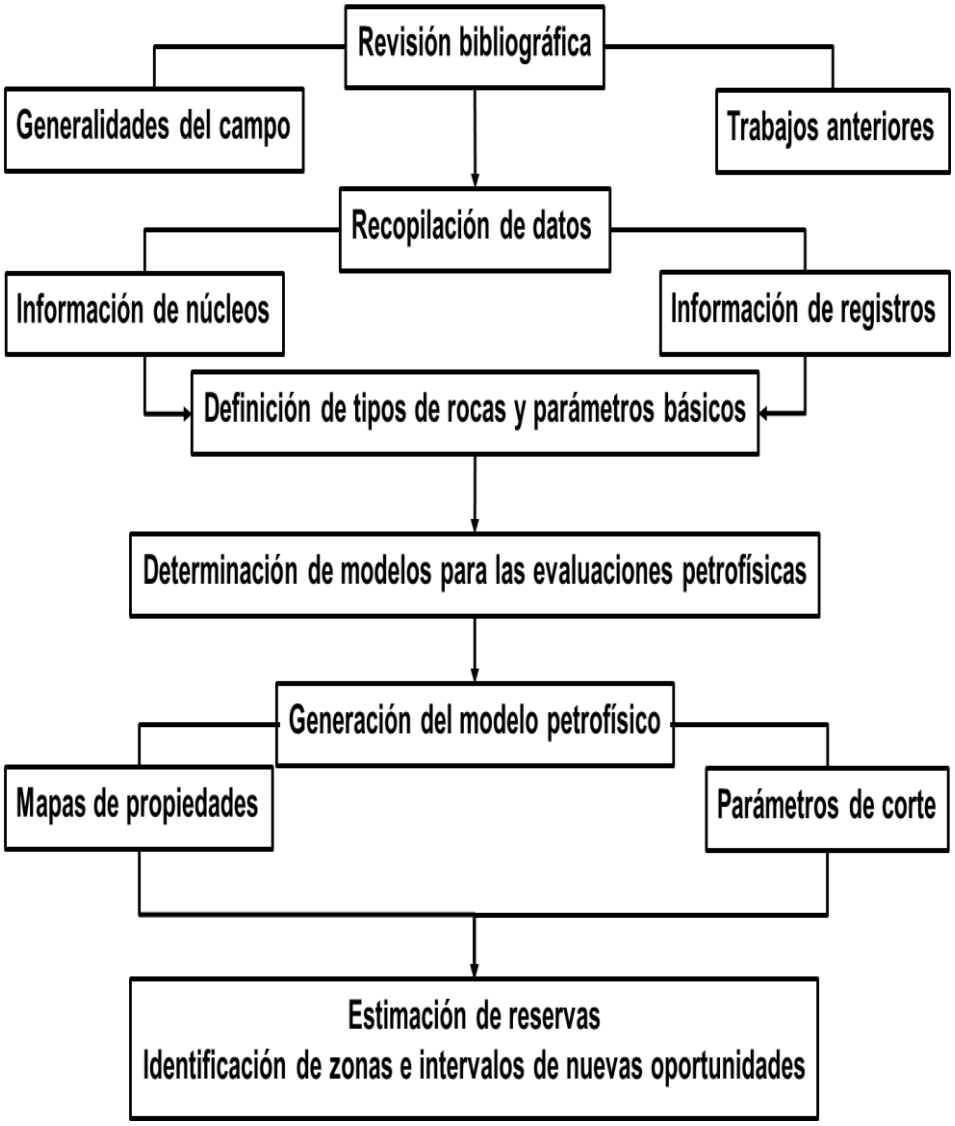
La metodología a seguir por el modelo sedimentológico es:

1. Recopilación y validación de datos.
2. Análisis de datos.
3. Identificación de facies sedimentarias.
4. Muestreo para análisis bioestratigráfico/petrográfico.
5. Elaboración de secciones estratigráficas.
6. Definición de la geometría de cuerpos sedimentarios.
7. Elaboración de mapas de electro-facies y facies.
8. Determinación de la calidad de la roca.
9. Definición de unidades sedimentarias.
10. Interpretación de ambientes sedimentarios.
11. Evaluación de la consistencia geométrica de los cuerpos vs los datos de producción.
12. Generación del modelo sedimentológico y modelo 3D.

1.1.4 Modelo Petrofísico: Define las propiedades petrofísicas del yacimiento mediante la interpretación y evaluación de perfiles, análisis y resultados de núcleo y datos de producción para caracterizar la calidad de la roca del yacimiento.

La metodología a seguir por el modelo petrofísico es:

Figura 3 . Metodología Modelo Petrofísico



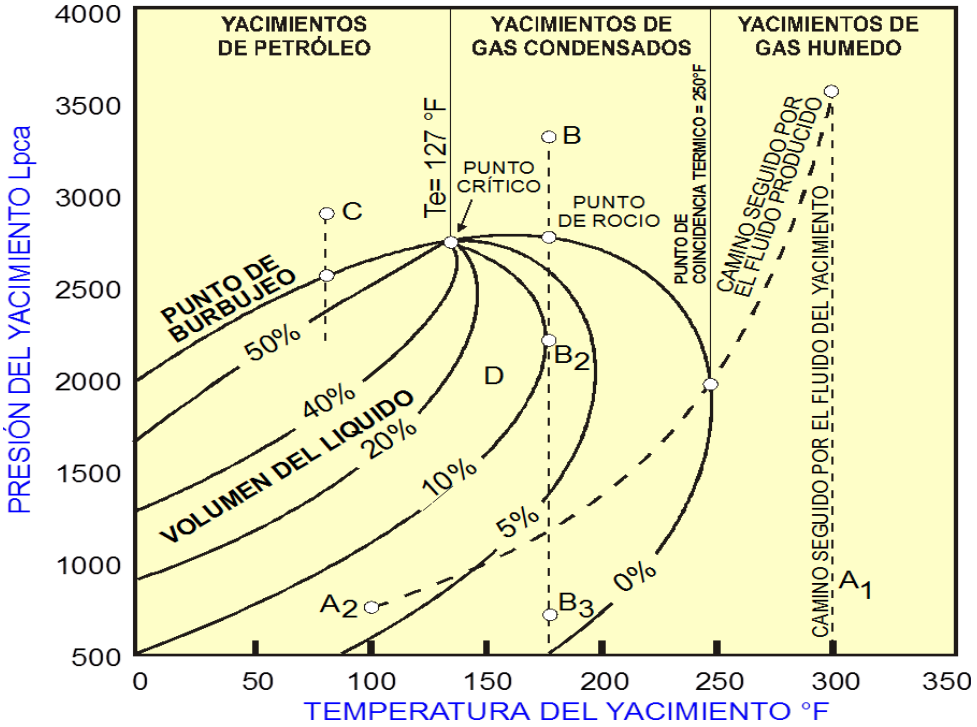
Fuente: Estudios Integrados de Yacimientos, PDVSA. Ingeniero Edgar González.

1.2 CARACTERIZACION DINÁMICA

La Caracterización dinámica realiza el análisis de datos dinámicos (Historia de producción, presión, inyección y eventos de pozos), propiedades PVT, permeabilidades relativas y presiones capilares para definir mecanismos de producción, validar procesos POES/GOES, estimar eficiencia de extracción y generar un estudio de simulación numérica.

1.2.1 Modelo de Fluidos: Se definen las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Cuantifica volúmenes de hidrocarburos en sitio. Específicamente este modelo encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos, la determinación de las propiedades P.V.T, el análisis de las permeabilidades relativas, de las presiones capilares, la determinación de los contactos iniciales de fluidos y el cálculo de El petróleo Original En Sitio (P.O.E.S). El gas original en Sitio de la Capa de Gas; (G.O.E.S). El gas en Solución Original en Sitio se obtiene en función de la Relación Gas Petróleo Original (C.O.E.S). y reservas.

Figura 4 Diagrama de Fases del Petróleo



Fuente Estudios Integrados de Yacimientos, PDVSA. Ingeniero Edgar González.

1.2.2 Modelo Presiones: Estima los parámetros del yacimiento mediante el cálculo de la presión promedio del área de drenaje, detecta las heterogeneidades del yacimiento, fracturas, halla el grado de comunicación entre zonas del yacimiento, determina el estado del pozo y estima el volumen poroso del yacimiento.

1.2.3 Modelo de Producción: Provee información para saber qué mecanismos de mecanismos naturales de producción, tipos, características, influencia del mecanismo de producción sobre la presión y el factor de recobro, la declinación de producción de yacimientos, tipos de declinación (Exponencial, Hiperbólico, Armónico) modelo de declinación, (Declinación Energética, Declinación Mecánica), causas que originan la declinación energética y mecánica, estimación de la declinación energética y mecánica.

2. PETROFISICA

La petrofísica está definida como el estudio de las propiedades físicas y químicas de rocas y fluidos contenidos en las ellas; usando estas propiedades y la relación entre ellas para identificar y evaluar yacimientos de hidrocarburos, rocas sellos y acuíferos[1].

El objetivo de la petrofísica es identificar las propiedades de las rocas que relacionan el sistema poroso del yacimiento, acuífero, sello, y la distribución de fluidos y las características de flujo de los intervalos porosos, mediante un estudio metodológico.

El modelo petrofísico permite caracterizar la roca del yacimiento al definir las propiedades petrofísicas del yacimiento mediante:

[1] SPE Reprint No. 39.

La interpretación y evaluación de perfiles: A través de los perfiles de pozos medimos un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que se han penetrado. Además, los registros nos dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas).

Análisis de resultados de núcleo: Los corazones suministran muestras reales del yacimiento que son usadas para hacer medidas físicas directas de parámetros de significancia para la geología e ingeniería. Estas medidas se pueden usar para:

Calibrar los registros de pozos (porosidad, permeabilidad, propiedades eléctricas, análisis petrofísicas).

Determinar parámetros importantes para la determinación de reservas (humectabilidad, saturación, permeabilidad relativa, presión capilar).
Medir parámetros para calibrar datos geofísicos y optimizar el diseño de fracturas hidráulicas (propiedades acústicas y mecánicas).

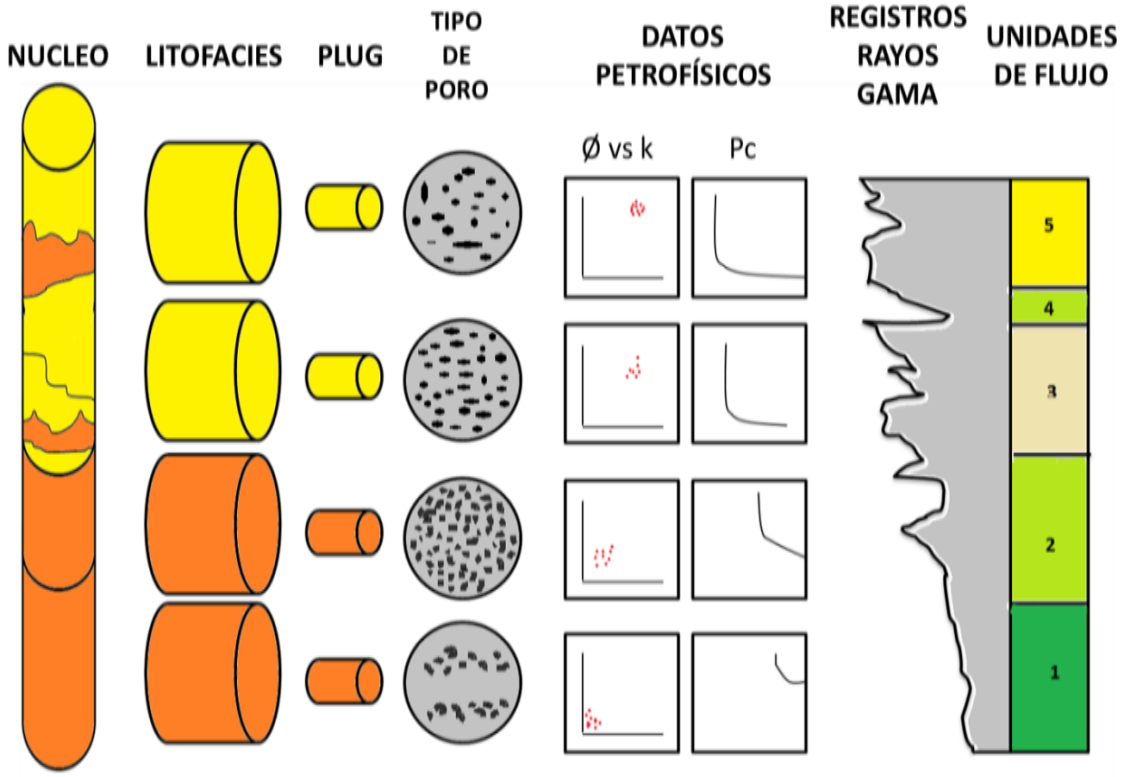
Determinar mecanismos de daños de formación y diseñar procedimientos óptimos de completamiento y estimulación (flujo a través de pruebas).

Conocer Datos de producción: Los corazones suministran datos importantes para programas de exploración, completamiento de pozos y operaciones de workover, evaluación de pozos individuales y de yacimientos, específicamente:

- Tipo de producción (gas/aceite/agua):
    a. Capacidad de almacenamiento del yacimiento (estimación de reservas).
    b. Capacidad de flujo del yacimiento (tasa de producción).
    c. Contactos de los fluídos (gas, aceite, agua).

- Datos de corazones permiten:
    a. Un entendimiento mejorado del comportamiento de los yacimientos.
    b. Respuesta no-usual para completamiento de pozos/tratamiento de workover.
    c. Suministra una base para estimación de reservas y modelamiento.
    d. Suministra datos vitales para programas de recobro secundario y terciario.
    e. Mejora la interpretación de registros.

Figura 5. Esquema Toma de Muestras y Análisis



Fuente: Estudios Integrados de Yacimientos, PDVSA. Ingeniero Edgar González.

El proceso petrofísico comienza con el análisis de corazones, que son muestras rocosas del yacimiento, tomadas de un pozo petrolífero a una profundidad específica, por medio de

métodos especiales que preservan su estructura geológica y sus características físico-químicas de la mejor forma posible, con la finalidad de hacer posteriores análisis petrofísicos y geológicos de forma confiable.

La importancia del manejo y preservación según la norma API RP 40 de los corazones no se puede pasar por alto. Un manejo o registro incorrecto de los corazones resulta en una utilidad limitada de los resultados medidos mediante análisis convencional (Determinación de la porosidad efectiva, volumen de granos, volumen poroso, de la densidad de la muestra, permeabilidad absoluta), y mediante análisis especiales (Pruebas de desplazamiento, Cálculo de presiones capilares, permeabilidades relativas, Pruebas de compresibilidad y resistencia de la roca, Pruebas de mojabilidad y movilidad de fluidos, Propiedades acústicas de la roca, Propiedades eléctricas de la roca). Además el control de la profundidad es imperativo para integración de resultados de corazones con registros de pozos. Debido a que el mayor uso de corazones es para la calibración de registros, se hace crítico ajustar las profundidades de registros y corazones[2].

Los métodos utilizados para la preservación de corazones descritos por la norma API-RP 40 de 1998 (Recommended Practices for Core Analysis), son:

- Estabilización mecánica.
- Preservación ambiental
- Laminas Plásticas Térmicas
- Bolsas Plásticas
- Inmersiones y baños
- Cilindros interiores desechables, liners, tubos sellados
- Jarras Anaeróbicas.

[2]Rodolfo Soto Becerra, Ph.D. Caracterización Avanzada de Yacimientos, Instituto Colombiano de Petróleos.

Para realizar el corazonamiento es necesario desarrollar y tener un programa donde se tengan presentes objetivos como son[3]:

- Objetivos Geológicos: Busca realizar una representación gráfica de la ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos litológicos, definir la orientación y la geometría de los elementos estructurales, delimitación del área del yacimiento, la arquitectura interna del yacimiento, el ambiente, geometría, orientación, distribución y calidad de los depósitos de las unidades de flujo como los límites laterales y barreras verticales.

- Información Litológica: Tipo de roca, ambiente deposicional, tipo de poros, mineralogía y geoquímica. Mapas Geológicos. Orientación de Fracturas.

- Objetivos de Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos: La petrofísica busca determinar las propiedades de las rocas y las relaciones entres estas propiedades para identificar y evaluar yacimientos de hidrocarburos, rocas sellos y acuíferos.

EL objetivo de la ingeniería de yacimientos se centra en adquirir un mejor conocimiento de las características del yacimiento con la finalidad de estimar las reservas recuperables, determinar el esquema de explotación que permita recuperar la máxima cantidad de hidrocarburos a un mínimo costo y predecir el comportamiento del yacimiento.[4]

Objetivos Perforación y Terminación: Se busca determinar mecanismos de daños de formación y diseñar procedimientos óptimos de completamiento y estimulación (flujo a través de pruebas), los corazones suministran datos importantes para programas de

[3] Norma API 40 sección 1.
[4] GENERALIDADES SOBRE SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS NATURAL, José Gildardo Osorio Gallego, Ph.D. Medellín 2002.

exploración, completamiento de pozos y operaciones de workover, evaluación de pozos individuales y de yacimientos como, tipo de producción, capacidad de almacenamiento del yacimiento, capacidad de flujo del yacimiento, contactos de los fluidos, estudios de compatibilidad de los fluidos de formación, datos de tamaño de grano para el diseño de relleno de grava, datos de la mecánica de la roca.

Un adecuado programa de corazonamiento proporciona información de vital importancia para la caracterización de yacimientos, calibración de registros de pozos, determinación de parámetros importantes para el cálculo de reservas, calibración de datos geofísicos, optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas así como determinar los mecanismos de daños de formación y diseñar procedimientos óptimos de completamiento y estimulación; Para maximizar la información que se puede obtener se debe tener en cuenta:

- Manejo de Núcleos en el Pozo: El núcleo debe ser removido cuidadosamente para prevenir rupturas innecesarias. La longitud total del núcleo debe ser registrada y cada pie debe ser marcado. Pie a pie la descripción litológica descrita debe ser hecha por el geólogo de campo.

- Maximizar los beneficios de los corazones suministrados: Definir tipos específicos de pruebas necesarias, el número de las mismas y su metodología, para:

    - Análisis de Muestras de Pared.
    - Análisis Completo del Núcleo.
    - Análisis de Muestras de Full Diámetro.
    - Análisis de Núcleos en Mangas de Caucho
    - Análisis convencional de plugs.

Los objetivos importantes de análisis los Análisis Petrofísicos, como aporte a la Ingeniería de Yacimientos, consisten en cuantificar el contenido de hidrocarburos y determinar la forma mas eficiente, desde el punto de vista Técnico-Económico, de extraer de los yacimientos el mayor volumen de hidrocarburos. Para lograr estos propósitos se hace necesario determinar ciertas propiedades tanto de los fluidos como de las rocas que integran el yacimiento, y que intervienen de una u otra forma en la acumulación y recobro de dichos hidrocarburos.[5]

En el laboratorio el análisis petrofísico de los corazones se realizan siguiendo las normas API RP40 de 1998.

Metodología Experimental a seguir para el análisis petrofísico de corazones:

1. Selección y Corte de la Muestra: Los procedimientos y equipos utilizados en los análisis están establecidos en la norma API-RP 40 de 1998.

   Las muestras son cortadas en un taladro automático, utilizando una broca diamantada de 1.5 pulgadas de diámetro y como fluido de corte se debe tener en cuenta el tipo de lodo utilizado en la extracción del corazón, en caso de ser un lodo base agua se utiliza salmuera. Posteriormente las caras del plug son perfiladas en una cortadora con el fin de obtener cilindros perfectos para la determinación de porosidad y permeabilidad.

   Para maximizar los beneficios de los corazones suministrados antes del corte se debe definir:

   - Tipos específicos de pruebas necesarias.

[5] Guía de prácticas del Laboratorio de Rocas, versión 1, Nicolas Santos Santos, Julio Cesar Pérez Ángulo, Hernando Buendía Lombana, Escuela de Ingeniería de Petróleos, agosto 2006.

- Número de pruebas.
- Metodología de la prueba.
- Seleccionar fluido correcto de corazonamiento y tipo de muestras de corazones.

Figura 6 Fotografía corte y separación de la muestra.

Fuente: Procedimiento de corte y separación de la muestra. Laboratorio de Análisis petrofísicos Básicos, Instituto Colombiano del Petróleo.

2. Preparación y limpieza de la Muestra: Para la preparación de la muestra primero se realiza una saturación de fluidos para medir el volumen de agua de la muestra, esta saturación de fluidos se realiza por el método Dean Stark, el cual mide directamente el volumen de agua de la muestra por extracción-destilación con un solvente orgánico (Tolueno). Cuando se completa el proceso de destilación se registra el volumen de agua. El volumen de crudo se calcula en forma indirecta por la diferencia

de peso entre la muestra saturada y la muestra seca, restando el peso del agua recuperada (método gravimétrico) y utilizando la densidad del crudo.

Las muestras son sometidas al proceso de limpieza en el equipo tipo Soxhlet de seis puestos:

Primero con Tolueno tipo comercial con el fin de dejar el medio poroso libre de crudo. Luego la muestra se somete a limpieza con mezcla Tolueno-Metanol, para eliminar las sales solubles del espacio poroso.

Después de hacer un control de calidad para verificar que las muestras quedaran limpias y libres de fluidos, son secadas en el Horno de Humedad relativa controlada a 63 °C de temperatura y 40% de humedad, con el fin de mantener estables las arcillas y no causar deshidratación de las mismas.

Durante este proceso las muestras son pesadas hasta lograr peso constante lo cual indica que la muestra queda totalmente seca y su medio poroso está libre de los solventes utilizados durante el proceso de limpieza. Este estado permite realizar con confiabilidad los ensayos de porosidad y permeabilidad.

El porcentaje de saturación se calcula dividiendo el volumen de cada fluido entre el volumen poroso de la muestra que es dado durante el análisis de Porosidad y Permeabilidad.[6]

Destilación-Extracción Dean-Stark: La destilación Dean-Stark proporciona una determinación directa del contenido de agua. El Petróleo y agua se extrae por goteo de un disolvente, por lo general tolueno o una mezcla de acetona y cloroformo sobre las

[6] Análisis Petrofísicos Básicos, Instituto Colombiano del Petróleo.

muestras. En este método, el agua y el solvente se evaporan, re-condensándose en un tubo de refrigeración en la parte superior del equipo, recogiéndose el agua en un tubo calibrado (figura 13). El disolvente gotea por encima de la muestra. El aceite retirado de las muestras se mantiene en la solución. El contenido de aceite es calculado por la diferencia de pesos entre el agua recuperada y el peso total perdido después de la extracción y secado.

Figura 7. Destilación Dean-Stark, Laboratorio Especiales ICP

Fuente: Autor

Figura 8. Fotografía Extracción Soxhlet, Laboratorios Especiales ICP

Fuente: Autor

La limpieza de las muestras a analizar se realiza mediante.[7]

Extracción Soxhlet: El equipo de extracción Soxhlet es el método más común para limpieza de muestras, y es habitualmente usado por la mayoría de laboratorios. El tolueno es calentado a fuego lento en un recipiente de Pyres, sus vapores se mueven hacia arriba y envuelven a la muestra a aproximadamente 110ºC. Los contenidos de agua de la muestra se evaporan. El tolueno y los vapores de agua entran en la cámara interior del condensador, el agua fría que circula cerca de la cámara interior condensa a los vapores de los líquidos inmiscibles. El tolueno recondensado junto con el agua

[7] Determinación de Propiedades Eléctricas y Presión Capilar por Plato Poroso en Muestras de Corazones del Campo Colorado, Formación Mugrosa. Carlos Gabriel Méndez Suárez; José Fernando Gomez Barbosa. Universidad Industrial de Santander.

líquida cae de la base del condensador en la muestra representativa del dedal; el tolueno empapa la muestra y se disuelve el aceite con el que entra en contacto. Cuando el nivel del líquido dentro del tubo Soxhlet llega a la cima del sistema sifón del tubo, el líquido se desocupa del tubo Soxhlet automáticamente por el efecto sifón y desemboca en el matraz. Aquí el tolueno está listo para comenzar otro Ciclo.

Inyección Directa De Solvente: El solvente es inyectado dentro de la muestra en un proceso continuo. La muestra mantiene en una manga de caucho lo que obliga a que el flujo sea uniaxial.

Según la Norma API-RP 40 de 1998 se debe tener en cuenta:

Cuando se utilizan solventes, es la responsabilidad del usuario establecer las prácticas apropiadas de seguridad y salud antes de su uso y de cumplir con todos los requerimientos reglamentarios con relación al uso y la eliminación de los materiales.

El solvente seleccionado no debe atacar, alterar o destruir la estructura de la muestra.

El cloroformo puede hidrolizar durante la extracción, formando ácido hidroclórico como resultado.

No todos los solventes son compatibles con todas las configuraciones de equipos. Se deben considerar las posibles reacciones solvente/equipos en la selección de equipos y solvente para uso en las operaciones de limpieza de núcleos.

Se deben utilizar calentadores eléctricos de tipo cerrado cuando se usan solventes inflamables. Se deben observar las precauciones de seguridad tal como la ventilación adecuada del laboratorio y la accesibilidad fácil de extinguidores de incendios y duchas de seguridad.

Se debe realizar la extracción debajo de capuchas de ventilación dotadas con ventilación de aspiración forzada.

Se debe considerar los efectos de la temperatura sobre las muestras.

Los diferentes solventes utilizados para extraer muestras de núcleos pueden ser obtenidos por métodos físicos y químicos muy conocidos, a continuación se presentan los solventes recomendados por la norma API-RP 40 de 1998.

Tabla 1 Solventes Seleccionados por la norma API-RP 40

Solvente	Punto de Ebullición, ºC	Solubilidad
Acetona	56.5	Aceite, agua, sal
Cloroformo/metanol azeotrope	53.5	Aceite, agua, sal
Ciclohexano	81.4	Aceite
Cloruro de etilo	83.5	Aceite, agua limitada
Hexano	49.7-68.7	Aceite
Metanol	64.7	Agua, sal
Cloruro de Metileno	40.1	Aceite, agua limitada
Nafta	160.0	Aceite
Tetracloroetileno	121.0	Aceite
Tetrahidrofurano	65.0	Aceite, agua, sal
Tolueno	110.6	Aceite,
Tricloroetileno	87.0	Aceite, agua limitada
Xileno	138.0-144.4	Aceite

Fuente: Norma API-RP 40 de 1998.

Lavado Con Centrífuga: Se equipa una centrifuga con un spray especial con el disolvente caliente en cabeza de la muestra. La fuerza centrífuga desplaza el solvente a través de la muestra. El solvente usado puede ser recolectado y reciclado.

Extracción Por Desplazamiento De Gas: La muestra es colocada en un ambiente presurizado de solvente que contiene gas disuelto. El solvente llena los poros de la muestra. Cuando la presión decrece, el gas sale de la solución, se expande y expulsa los fluidos de los espacios porosos de la roca. Este proceso puede repetirse las veces que sea necesario.

Figura 9 Equipo de Extracción por Desplazamiento de Gas, Laboratorio Especiales ICP

Fuente: Autor

Destilación Al Vacío: El aceite y el agua contenido en el plug pueden ser calculados por destilación al vacío. La muestra se coloca dentro de un sistema de vacío a prueba de fugas y se calienta a una temperatura máxima de 230ºC. Los líquidos dentro de la muestra se vaporizan y se pasa a través de una columna de condensación enfriada con nitrógeno líquido.

Realizada previamente la limpieza de las muestras se continúa con los análisis petrofísicos básicos y especiales.

2.1 ANÁLISIS PETROFÍSICOS BÁSICOS[8]

El análisis de propiedades petrofísicas básicas de las muestras de roca (corazones), se realiza siguiendo las normas API RP40 de 1998. Estos resultados son importantes para la caracterización petrofísica de un yacimiento, pues facilitan la determinación de tipos de roca, unidades hidráulicas de flujo, evaluación de reservas y producción. Igualmente, permiten calibrar y correlacionar la información obtenida de los registros eléctricos, como medio para realizar la caracterización y simulación del yacimiento.

El procedimiento a seguir para la manipulación y desarrollo de las pruebas petrofísicas básicas son:

1. Evaluación de litología con el registro Core Gamma Espectral: Usado para correlacionar con el registro GR del mismo pozo o pozos alrededor, para ajustar "shift" la profundidad del corazón a la profundidad del registro para integración e interpretación de datos petrofísicos para identificar intervalos de corazón perdidos.

[8] Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petroleo.

2. Corte de muestras congeladas con nitrógeno líquido.

3. Proceso de revestimiento para muestras friables con teflón termo-encogible.

4. Saturación de fluidos por el método Dean Stark.

5. Limpieza con mezcla tolueno metanol (soxhlet) y secado en horno de humedad relativa controlada.

Las propiedades básicas como porosidad y permeabilidad son determinadas a presiones de confinamiento.

2.2 ANÁLISIS PETROFÍSICOS ESPECIALES[9]

Determinan propiedades petrofísicas como permeabilidad relativa (agua-aceite, gas-líquido), presión capilar (métodos de inyección de mercurio a alta presión, plato poroso y ultra-centrífuga), propiedades eléctricas (factor de formación e índice de resistividad), tendencia de mojabilidad (métodos Amott-Harvey y Usbm), sensibilidad a roca a salmueras de inyección y tasa crítica.

Las pruebas realizadas en el análisis especial de muestras son:

2.2.1 Permeabilidades Relativas: El método utilizado para las mediciones fue la técnica de Waterflooding en estado no-estable a tasa constante en muestras nativas y restauradas.

[9]Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica del Intervalo Corazonado en el Pozo Castilla-34 Formación San Fernando –t2 y Formación Guadalupe – k2.

Las permeabilidades relativas son calculadas a partir de los datos de producción, tiempo de desplazamiento contra producción de crudo y diferenciales de presión a través de la muestra. Al final de la prueba se mide la permeabilidad efectiva al agua a saturación residual de aceite.

La estimación de las permeabilidades relativas (permeabilidad relativa al agua, permeabilidad relativa al aceite y curvatura de la curvas de permeabilidad relativa) se hizo mediante ajuste histórico automático de los datos de producción experimentales usando un simulador.

2.2.2 Propiedades Eléctricas y Presión Capilar Plato Poroso: Para la determinación del factor de corrección las muestras son saturadas 100% con salmuera sintética. Para lograr equilibrio iónico, se hace fluir un volumen poroso de esta salmuera por varios días hasta que se alcanza la estabilización en la lectura de resistencia eléctrica.

El índice de resistividad se realiza con el sistema aceite – salmuera. En el caso de presión capilar por plato poroso, se realiza la curva de presión capilar sistema aceite-agua a la vez que se realizaba la medición del índice de resistividad.

2.2.3 Presión Capilar por el Método de Inyección de Mercurio: Permite desarrollar la curva de presión capilar contra saturación de aire, adicionalmente desarrolla la distribución de diámetros de poros de la roca.

2.2.4 Mojabilidad Amott-Harvey: Para la determinación de la mojabilidad se utiliza el índice de Amott-Harvey, el cual se calcula con información obtenida a partir de una variación del método de Amott.

Método Amott-Harvey: La muestra es inicialmente sumergida en agua de formación durante un tiempo determinado (20 días) y se mide el volumen de aceite desplazado espontáneamente mediante imbibición de agua. Posteriormente se inyecta agua hasta obtener saturación residual de aceite (Sor) y se mide el volumen de aceite desplazado forzadamente. El núcleo, es luego sumergido en aceite durante un tiempo determinado (20 días) y se mide el volumen de agua de formación desplazado espontáneamente por imbibición de aceite.

Finalmente se inyecta aceite hasta obtener Swirr y se mide el volumen de agua de formación desplazado forzadamente. Dependiendo de los volúmenes de aceite y agua desplazados espontánea y forzadamente, el índice de Amott-Harvey permite establecer el tipo de mojabilidad de una muestra.

3. PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar en los yacimientos se puede definir como la diferencia entre las fuerzas actuando hacia abajo (cabeza hidrostática, relacionada a los contrastes de densidad) y las fuerzas actuando hacia arriba (bouyancia, relacionada al tamaño de garganta de poro, tensión interfacial y ángulo de contacto)[10].

La presión capilar existe en un yacimiento ya que las rocas que lo constituyen poseen un conjunto de tubos (poros), donde está influenciada por:[11]

- Los fluidos envolventes: Fluidos que poseen diferentes densidades y tenciones interfaciales, que afectan los gradientes de presión. Se clasifican en fluidos mojantes y no mojantes, un fluido mojante tiende a envolver una roca o adherirse a esta, mientras que fluido no mojante se resiste al contacto con la superficie de la roca.

- La mojabilidad del sistema: Tendencia de un fluido a adherirse a la superficie de una roca en la presencia de otros fluidos inmiscibles. La mojabilidad es una característica importante de la roca de un yacimiento, debido a que esta afecta la cantidad de fluidos dentro de los límites de poro y por lo tanto, la mecánica básica del flujo de fluidos y la fase de desplazamiento en un yacimiento.

- Capilaridad: Es la responsable de la distribución de los fluidos en un yacimiento, su correcta medición, es crítica para la correcta determinación de reservas de hidrocarburos.

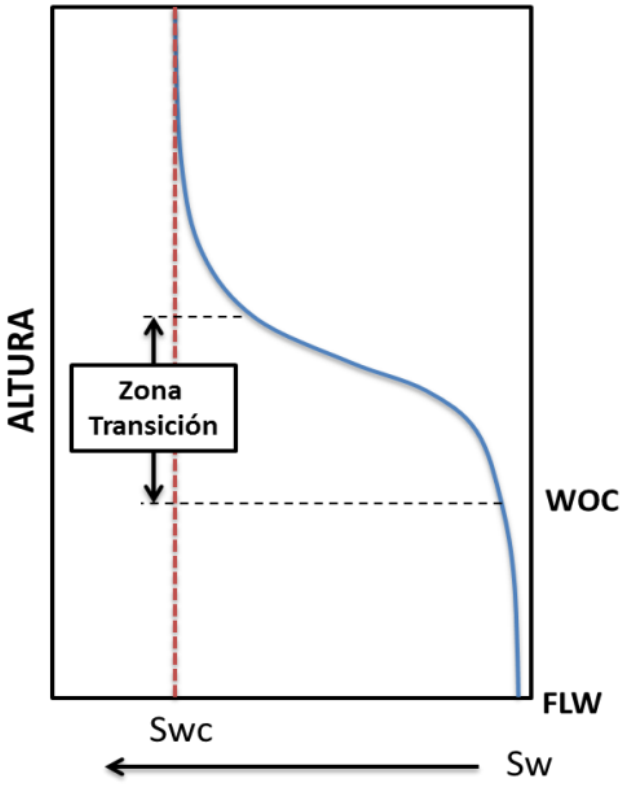
Definida como la fuerza que debe hacer un fluido para poder desplazar a otro dentro de un medio poroso, con características especiales como: los fluidos son inmiscibles, hay uno que

[10] Presentación Caracterización Avanzada de Yacimientos, Rodolfo Soto Barrera Ph.D, ICP
[11] Performance of Centrifuge-Measurement Capillary Pressure on dynamic flow. Tesis Carlos Amaya

tiene la capacidad de mojar la superficie que está recorriendo y la presión de la fase no mojante es mayor que la presión de la fase mojante; la presión capilar es determinada con pruebas de laboratorio que simulan el desplazamiento de fuerzas en un reservorio.

En los tipos más comunes de pruebas de laboratorio, un fluido de fase no-mojante (por ejemplo mercurio) se inyecta en la roca a valores de presión que se incrementan muy ligeramente. La cantidad de fluido inyectado para cada incremento de presión se registra y se presenta como una curva de presión capilar.

Figura 10 Curva típica de presión capilar

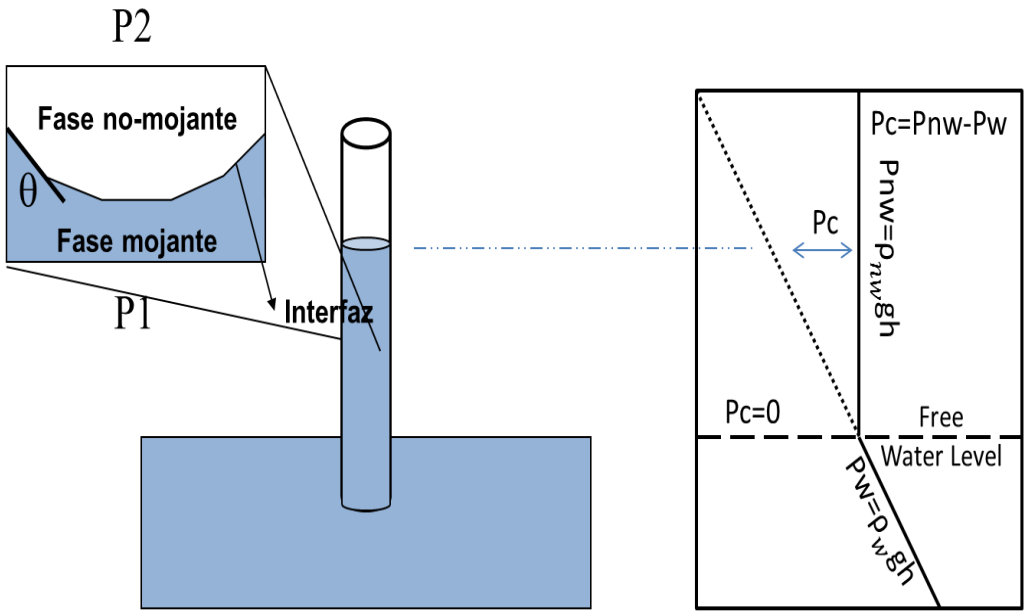


Fuente: Experimental Reservoir Engineering Laboratory Workbook. O.

Dado que la presión capilar existe cuando dos fases inmiscibles están presentes en un tubo delgado y está defina por la caída de presión a través de la interface líquida curvada, esta

caída de presión es producida por procesos de desplazamiento como son la imbibición (La fase mojante desplaza a la no mojante) y el drenaje (la fase no mojante desplaza a la mojante).

Figura 11. Efectos de las fuerzas capilares



Fuente: Geological Applications of Capillary Pressure: A Review

Dónde:

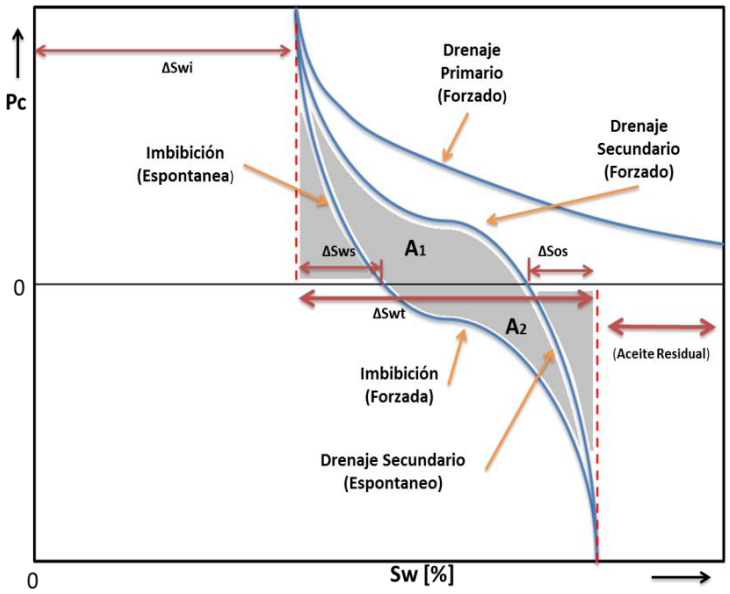
P_c= Presión Capilar

P_w= Presión Fase mojante

P_{nw}= Presión Fase no mojante

Los datos que provee la presión capilar, pueden ser usados por geólogos, petrofísicos e ingenieros de petróleos para evaluar las cualidades de la roca del reservorio, pay vs non pay, saturación de los fluidos del reservorio, capacidad de la roca entre otras.[12]

Figura 12 Figura modificada de la Curva de Presión Capilar y la relación con la medida de mojabilidad.



Fuente: Experimental Reservoir Engineering Laboratory Workbook. O.

Los diagramas de presión capilar están caracterizados por los procesos de imbibición y drenaje que proveen de una mayor información geológica y petrofísica y están representados por:

1. El drenaje primario: Es usado para modelar la migración inicial de hidrocarburos dentro del yacimiento. La información de la presión capilar puede ser usada para determinar la saturación de agua inicial en el yacimiento, de igual manera de esta forma la zona de transición y el agua irreducible de saturación puede ser determinada.

[12] Geological Applications of Capillary Pressure: A Review. Charles L. Vavra, John Kaldi, and Robert M. Sneider.

2. La imbibición forzada: Provee un modelo del desplazamiento de aceite y agua. Esos datos pueden ser usados para determinar la saturación de aceite residual en el yacimiento. Es de anotar que la presión capilar es negativa durante la fuerza de imbibición, como se muestra en la figura 12. Para generar información de imbibición forzada, una muestra de corazón es inicialmente saturada con agua y aceite para cero de presión capilar, y luego el agua es inyectada al espacio del aceite.

3. La imbibición espontanea: Comúnmente es el tercer tipo de información más usada para obtener información de presión capilar. Como se muestra en la figura 12, la imbibición espontanea se refiere al cambio en la saturación que ocurre cuando una muestra permite el cambio de saturación para lograr alcanzar un cero en la presión capilar. Este es un importante mecanismo de producción en algunos yacimientos. Consecuentemente, la imbibición espontanea puede ser usada para indicar la mojabilidad de la roca.

Matemáticamente la presión capilar se expresa como:

$$P_c = P_{no\,mojante} - P_{mojante}$$

Puede tener valores negativos o positivos. Para un sistema aceite-agua, gas-agua o gas-aceite, la presión capilar se define como:

$$P_c = P_O - P_w$$
$$P_c = P_g - P_w$$
$$P_c = P_g - P_O$$

Donde:

$P_c = Presión\ Capilar.$

$P_O = Presión\ de\ la\ Fase\ aceite.$

$P_w = Presión\ de\ la\ Fase\ agua.$

$P_g = Presión\ de\ la\ Fase\ gas.$

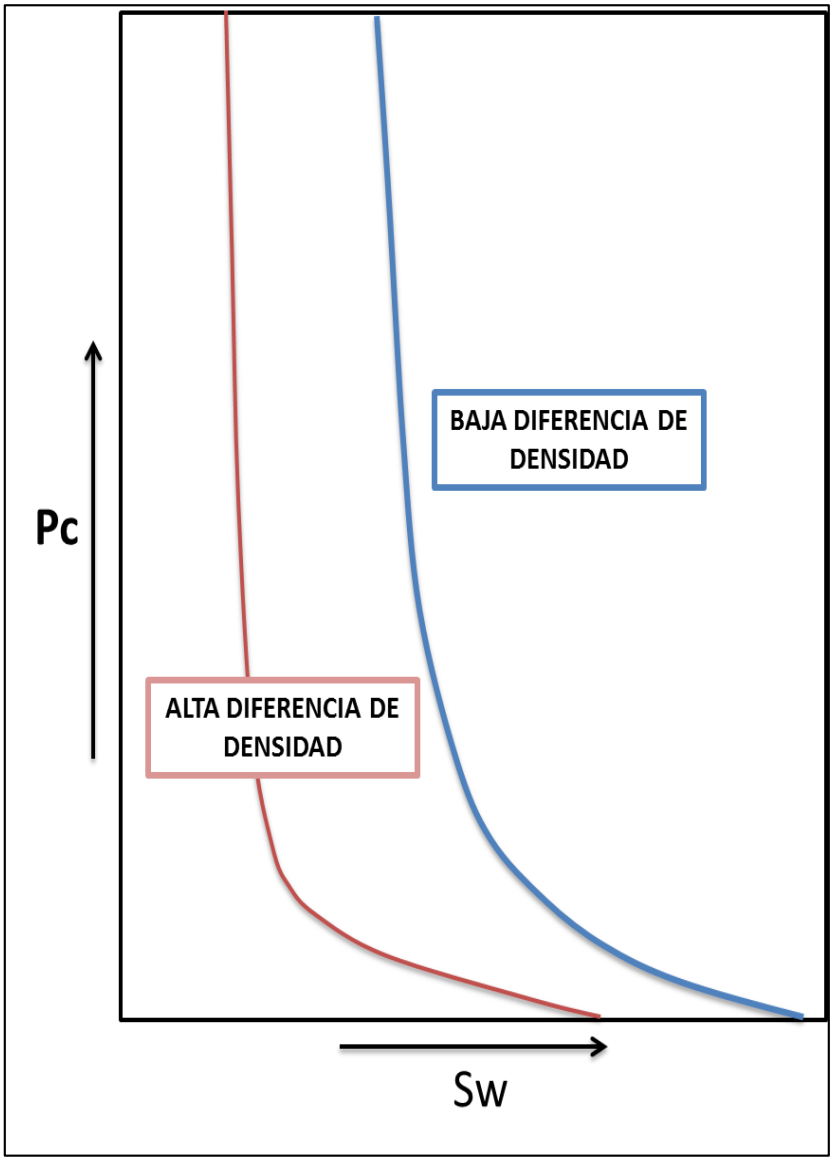
3.1 FACTORES QUE AFECTAN LA PRESIÓN CAPILAR

Las propiedades y factores más importantes de los fluidos que tienen algún efecto sobre la capilaridad son la diferencia de densidades, la tensión interfacial, y la mojabilidad.

- Una diferencia de densidades muy grande entre el hidrocarburo y el agua, suprimen la zona de transición y reducen las propiedades capilares, por lo tanto la saturación de agua irreducible tiende a ser baja.

- Una diferencia de densidades muy leve entre el hidrocarburo y el agua, suprimen la zona de transición y aumenta las presiones capilares, por lo tanto la saturación de agua irreducible tiende a ser alta.

Figura 13 Efecto de la Densidad sobre la Presión Capilar

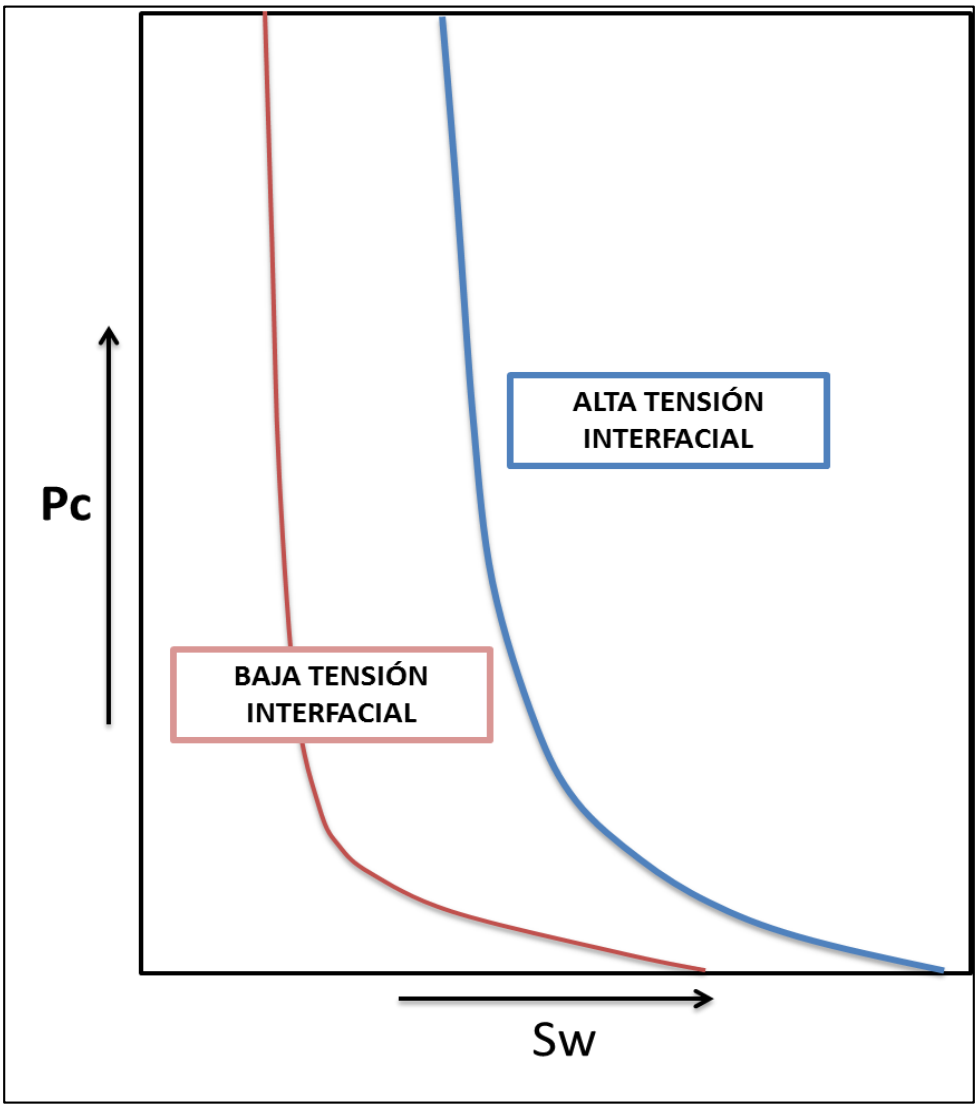


Fuente: Caracterización Avanzada de Yacimientos, Adolfo Soto Becerra.

- Fluidos de baja tensión interfacial reducen la zona de transición: las presiones capilares son altas y la saturación de agua irreducible tiende a ser alta.

- Fluidos con alta tensión interfacial aumentan la zona de transición: Las presiones capilares son altas y la saturación de agua irreducible tiende a ser alta.

Figura 14 Efecto de la Tensión Interfacial sobre la Presión Capilar



Fuente: Caracterización Avanzada de Yacimientos, Adolfo Soto Becerra.

3.1.1 Saturación y Mojabilidad: La saturación es la fracción de volumen poroso ocupada por un fluido particular (petróleo, agua, gas), dentro de un reservorio distribuidos de acuerdo a sus características de mojabilidad.

El reservorio puede tener diferentes niveles de saturación en sentido horizontal y en sentido vertical, así mismo presenta un cambio de acuerdo con el avance de la producción de fluidos ya que la saturación de fluidos cambia tanto en el espacio como en el tiempo.

La saturación inicial de los hidrocarburos y del agua, que existen en el medio poroso, controla el volumen de las reservas (in situ) y para muchos casos la recuperación de estas reservas, en este sentido es esencial la determinación de la saturación a fin de que se pueda llevar a cabo una apropiada evaluación desde el punto de vista de ingeniería de reservorio, evaluación económica y optimización.[13]

Los tipos de saturación que se pueden presentar dentro del reservorio son:

- Saturación de agua irreducible (Swirr): Se define como la cantidad de agua máxima que permanece como fase discontinua (regiones de agua separadas por zonas sin agua) dentro del medio poroso.

- Saturación de agua connata (Swc): Es la saturación de agua presente inicialmente en cualquier punto del reservorio.

- Saturación de aceite irreducible (Swo): corresponde a la saturación de aceite que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento.

El efecto que la saturación de agua tiene sobre la presión capilar es función de la mojabilidad, estructura del poro y saturación hidrostática.[14]

[13] Ingeniería de Reservorios. Lucio Carrillo Borandiaran 2006.
[14] Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of wettability on Capillary Pressure.

Los cambios de la mojabilidad afectan las propiedades eléctricas, presión capilar, permeabilidad relativa, recobro terciario, saturación de agua irreducible y saturación de aceite residual[15].

La mojabilidad se refiere a la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa y determina la ubicación relativa de cada una de estas fases dentro del medio poroso. El conocimiento de la manera como el petróleo se adhiere a la roca, permite al ingeniero de yacimientos diseñar las estrategias para obtener una mejor recuperación del mismo. La característica de mojado de una superficie mineral, depende de la composición química del crudo, presión, temperatura, naturaleza de las paredes de los poros de las rocas, química del agua (concentración, pH, presencia de iones) y la presencia de componentes activos en la superficie. Por ejemplo, las arenas de cuarzo puras o superficies de sílice son preferencialmente mojadas por el agua, sin embargo, la presencia de ciertas arcillas en estas arenas, puede favorecer la preferencia al petróleo.

La mojabilidad puede ser:

a) Mojabilidad Completa (Uniforme): comprende superficies minerales que presentan una afinidad marcada por un fluido. El fluido mojante se distribuye en el espacio poroso entre la superficie de los poros y la fase no mojante. Ejemplos son la mojabilidad fuerte al agua del cuarzo limpio y la mojabilidad fuerte al petróleo de algunos carbonatos.

b) Mojabilidad Débil**:** Se presenta en superficies minerales que no poseen una afinidad muy marcada por un fluido, pero significativa si se compara con la afinidad hacia otros. En este caso, si el nivel de presión capilar lo permite, los fluidos comparten el espacio poroso

[15] Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of wettability on Capillary Pressure

separado por interfaces o meniscos cuya intersección con la superficie mineral origina un ángulo de contacto.

c) Mojabilidad Intermedia o Neutra: comprende superficies minerales que no presentan preferencia marcada por un fluido u otro. En este caso también se presenta un ángulo de contacto.

d) Mojabilidad Fraccionada: En este caso una porción de la roca es fuertemente mojada por agua, mientras que la restante es mojada al petróleo.

e) Mojabilidad Mixta: Las zonas de la roca mojadas por petróleo forman partes continuas a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua.

No existe un método que nos proporcione una medida de la mojabilidad satisfactoria y es necesario obtener esta información de experimentos de laboratorio con métodos y condiciones especiales teniendo en cuenta que:

- El método no dañe las propiedades de la roca
- Debe presentar una diferenciación entre rangos de mojabilidad por agua y mojabilidad por aceite.
- Los resultados no deben depender de parámetros como permeabilidad y viscosidad del fluido.
- Los resultados se deben poder reproducir con respecto a un corazón dado con las mismas propiedades de roca.

Los métodos utilizados para hallar la mojabilidad indirectamente son:

A. El método Amott: El método de Amott-Harvey combina dos imbibiciones y dos desplazamientos forzados. En primera instancia, una muestra saturada con salmuera es sumergida en aceite y el agua es desplazada por imbibición del aceite en el. De esta manera se obtiene el valor de la saturación de aceite (So). Como segundo paso el núcleo sumergido en aceite es centrifugado hasta que ocurre la percolación de aceite, de esta manera se obtiene la saturación total de aceite ($S_{o(total)}$). A continuación, el núcleo saturado con aceite es sumergido en salmuera y se calcula la saturación de agua por imbibición (Swi). Finalmente el núcleo saturado con salmuera es centrifugado en salmuera hasta lograr la percolación de salmuera, de este modo se obtiene la saturación total de salmuera ($S_{w(total)}$).

Una vez obtenidos los valores de los cuatro procesos de saturación, puede determinarse el IAH de la siguiente manera:

$$I = \left[\left(\frac{S_{wi}}{S_{wtotal}}\right) - \left(\frac{S_o}{S_{o\ total}}\right)\right]$$

En la tabla 2, se presenta la relación entre el valor del índice de Amott-Harvey y la mojabilidad de la roca.

Tabla 2 Relación entre el valor del índice de Amott-Harvey.

INTERVALO	MOJABILIDAD
0.3 < I ≤ 1	Hidrófila
-0.3< I <0.3	Neutral
-1≤ I <-0.3	Oleófila

Fuente: Tensión Interfacial y Mojabilidad de Sistemas Sólido/Salmuera. Enrrique Serrano Saldaña. México 2002.

B. El método de la Centrífuga: También conocido como el método UBSM (United Bureau of Mines), este método compara la cantidad de trabajo que le es necesario (el área bajo la curva de presión capilar) a un fluido para desplazar al otro (ver figura 12). De esta manera, si se desarrollan las curvas de presión capilar para los dos desplazamientos, aceite por agua y agua por aceite, el índice de mojabilidad (USBM Wettability Index) es calculado por:

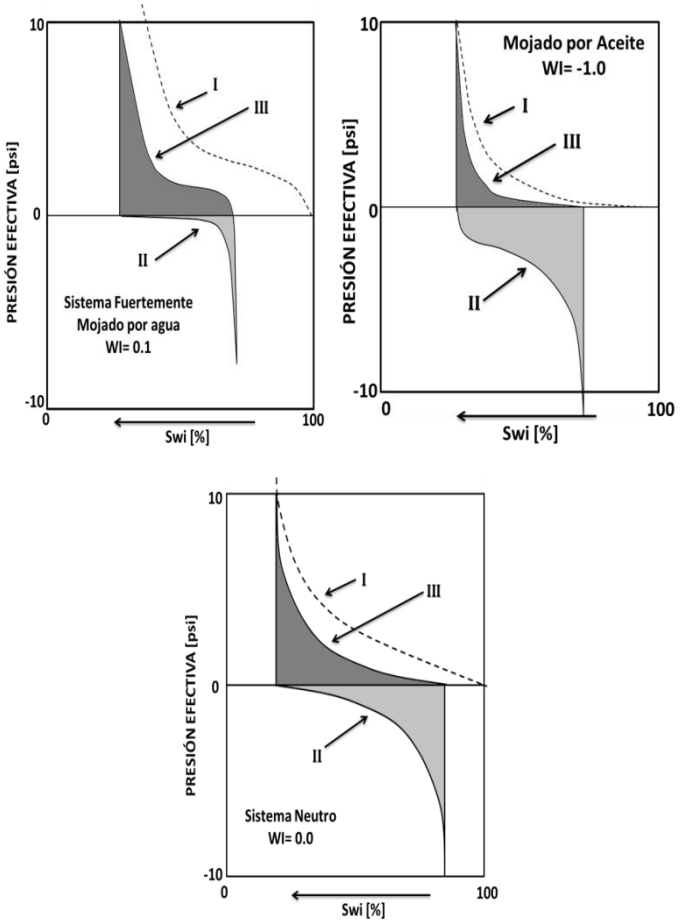
$$WI = \log_{10}(\frac{A_1}{A_2})$$

Donde Ao y Aw son las áreas bajo las curvas de los desplazamientos de agua por aceite y aceite por agua respectivamente. Si la roca porosa es fuertemente hidrófila, gran parte del agua puede imbibirse en el núcleo y el área bajo la curva capilar para la invasión de agua será pequeña respecto al área bajo la curva para la invasión de aceite.

La medida para definir qué tipo de mojabilidad posee el sistema, es el índice de mojabilidad (WI) y está definido dentro de un rango de [-1.0 a 1.0], si:

-1.0 ≤ WI < 0	El sistema completamente mojado por agua.
WI = 0.0	El sistema neutral.
0 > WI ≤ 1.0	Sistema completamente mojado por aceite.

Figura 15. Efecto de la mojabilidad en la curva de Presión Capilar



Fuente: Experimental Reservoir Engineering Laboratory Workbook. o.

Dónde:

I Drenaje Primario

II Imbibición

III Drenaje Secundario.

El área representada bajo la curva de presión capilar representa el trabajo termodinámico requerido para el desplazamiento. El desplazamiento de la fase no mojante a la fase mojante requiere menor trabajo que el desplazamiento de la fase mojante a la fase no mojante.

El método del Ángulo de Contacto: El ángulo de contacto ha sido muy útil para estudiar los efectos, sobre la liofilidad de diversas superficies, cambios de presión, temperatura del sistema y los efectos asociados a los cambios en la composición de la fase acuosa. La simplicidad del sistema minimiza las variables a controlar y facilita el desarrollo de modelos numéricos que además de reproducir los resultados experimentales, permiten explorar virtualmente el comportamiento del sistema en escenarios difícilmente abordables por la vía experimental.

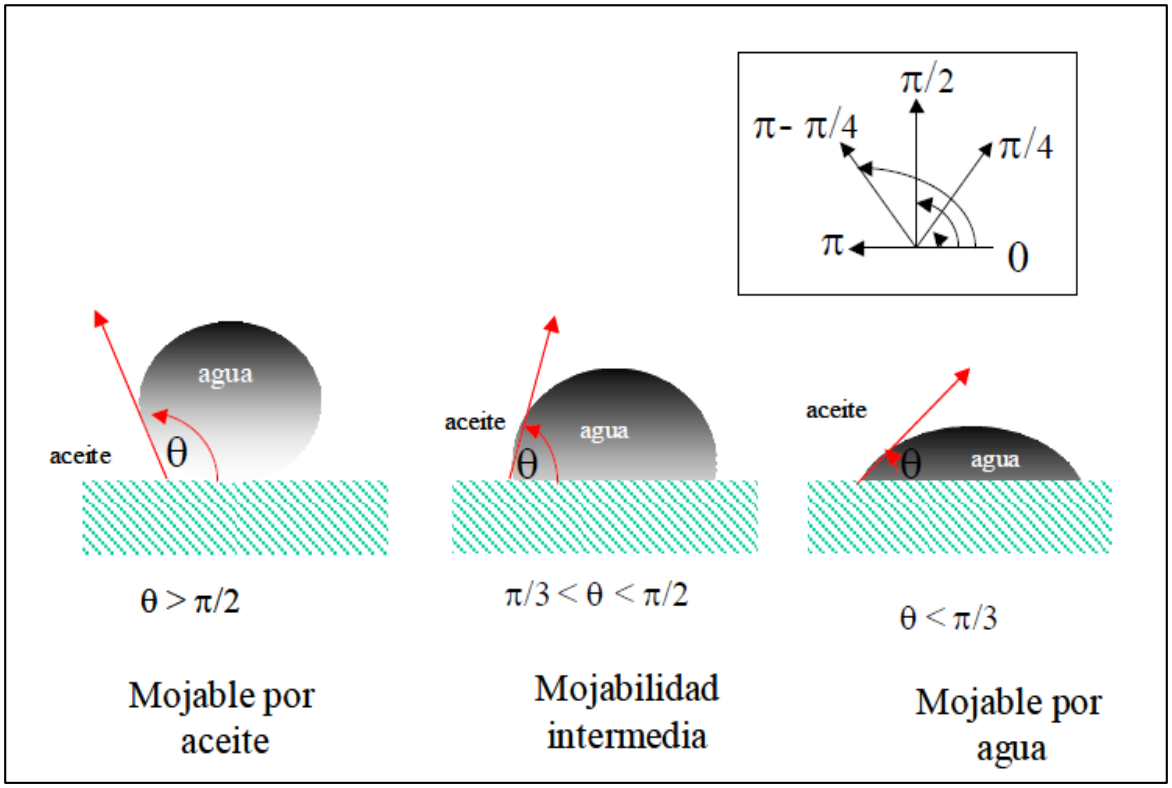
En la tabla 3, se presentan los resultados de mojabilidad para el ángulo de contacto determinado.

Tabla 3 Mojabilidad por Angulo de Contacto.

Ángulo de Contacto	Mojabilidad
$\theta \leq {}^{\pi}/_{3}$	Agua
${}^{\pi}/_{3} < \theta < {}^{\pi}/_{2}$	Neutra
$\theta \geq {}^{\pi}/_{2}$	Aceite

Fuente: Tensión Interfacial y Mojabilidad de Sistemas Sólido/Salmuera. Enrique Serrano Saldaña. México 2002.

Figura 16 Representación Medida Ángulo de Contacto.



Fuente: Tensión Interfacial y Mojabilidad de Sistemas Sólido/Salmuera. Enrrique Serrano Saldaña. México 2002.

3.1.2 Propiedades de la Roca: El tratamiento de las muestras rocosas del yacimiento desde el momento de la toma, la conservación y preservación, son de vital importancia y varían de acuerdo al tipo de consolidación que posea el yacimiento.

El tipo de consolidación afecta directamente las propiedades de la roca, como compresibilidad, porosidad, permeabilidad y es factor de gran importancia en el estudio de procesos de recobro.

3.2 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR

La importancia de la correcta medición de la presión capilar, llevo a desarrollar diversos métodos experimentales que con el tiempo se han perfeccionado y estandarizado para obtener mediciones confiables, precisas y exactas.

Los métodos desarrollados experimentalmente son:

- Método del Plato Poroso.
- Método de Inyección de Mercurio.
- Método de la Centrifuga.
- Método de Imbibición.

Cada uno de estos métodos posee un rango de aplicabilidad, provee datos de gran importancia en el reconocimiento y caracterización de propiedades de la roca del reservorio.

Tabla 4 Comparación Métodos Presión Capilar

Método	Tipo de Fluido	Tipo Curva Pc	Max ΔP en Lab	Tiempo de Test
Plato Poroso	Agua-Gas Gas-Agua Gas-Aceite	Imbibición Drenaje	2-5 atm	Semanas
Inyección de Mercurio	Hg-Aire	Drenaje	100 atm	Minutos
Centrifuga	Gas-Agua Aceite-Agua Gas-Aceite	(Imbibición) Drenaje	10 atm	Días
Dinámico	Gas-Agua Gas-Aceite Aceite-Agua	(Imbibición) Drenaje	1-10 atm	Días

Fuente Experimental Reservoir Engieneering, Laboratory Workbook, O. Torsaeter

3.2.1 Plato Poroso: También conocido como el método de los estados restaurados, constituye el patrón de referencia de los demás métodos de medición. Se basa en el empleo de una membrana semi permeable que actúa como barrera cuando la muestra se encuentra saturada 100% con la fase mojante del sistema.

Nota: Se especificará más acerca de este método en los capítulos siguientes.

3.2.2 Inyección de Mercurio: Consiste en la inyección de mercurio que actúa como fase no mojante por medio de una bomba aumentando la presión continuamente a la muestra que se encuentra en el vacío (0 atm) en la celda de medición.

Nota: Se especificará más acerca de este método en los capítulos siguientes.

3.2.3 Centrífuga: Se emplea una centrifuga de alta velocidad para aumentar la diferencia de presiones entre las fases, es un método muy sencillo, permite hacer medidas de drenaje e imbibición y presenta características únicas frente a los métodos de plato poroso e inyección de mercurio.

3.2.4 Dinámico: La imbibición espontánea puede ser un mecanismo importante de la producción en algún depósito. Las porciones mojadas por agua de un reservorio están en una saturación baja del agua, por ejemplo, una buena imbibición espontánea de agua (si está disponible) desplazará un porcentaje grande del aceite en lugar. Los depósitos que no son fuertemente mojados por agua tienden para imbibir menos agua espontáneamente. En el laboratorio, la imbibición espontánea del agua y el aceite se pueden utilizar para deducir la humectabilidad de la muestra de la base.

4. PRESIÓN CAPILAR METODO INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO

4.1 INYECCIÓN DE MERCURIO

El primer investigador que sugirió que se hicieran pruebas de inyección de mercurio para determinar la distribución del radio de los poros fue Washburn en 1921. Sus investigaciones estuvieron basadas en la ecuación de Laplace.

$$P_c = \frac{2\gamma cos\theta}{r}$$

Donde:

Pc= Presión capilar (dinas/cm2)

γ= Tensión superficial de Hg (480 dinas/cm2)

θ= Angulo de contacto del mercurio (140°)

r= Radio del poro (micrones)

Más tarde H. D. Winland en 1980, quien estaba interesado en el potencial de sello de algunas muestras desarrolló una relación empírica entre la porosidad, la permeabilidad al aire y las aberturas de poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (r_{35}), para una variedad de arenas y carbonatos. H. D. Winland realizó regresiones para otros porcentajes de saturación de mercurio (30%, 40% y 50%), pero determinó que la mejor relación aparecía para el 35%. Él no encontró una razón para explicar por qué con el r_{35} se obtenía la mejor correlación.

El conjunto de muestras que utilizó Winland en su trabajo estaba compuesto por 56 areniscas y 26 carbonatos para hacer un total de 82 muestras con bajas permeabilidades (corregidas o permeabilidades Klinkemberg) y otras 240 con permeabilidades no corregidas. Kolodzie fue el que publicó la ecuación de Winland para el r_{35}:

$$r_{35} = 0.732 + 0.588 \log Kair - 0.864 \log \phi$$

Donde:

r_{35} = radio de abertura de poros para 35% de saturación de mercurio.

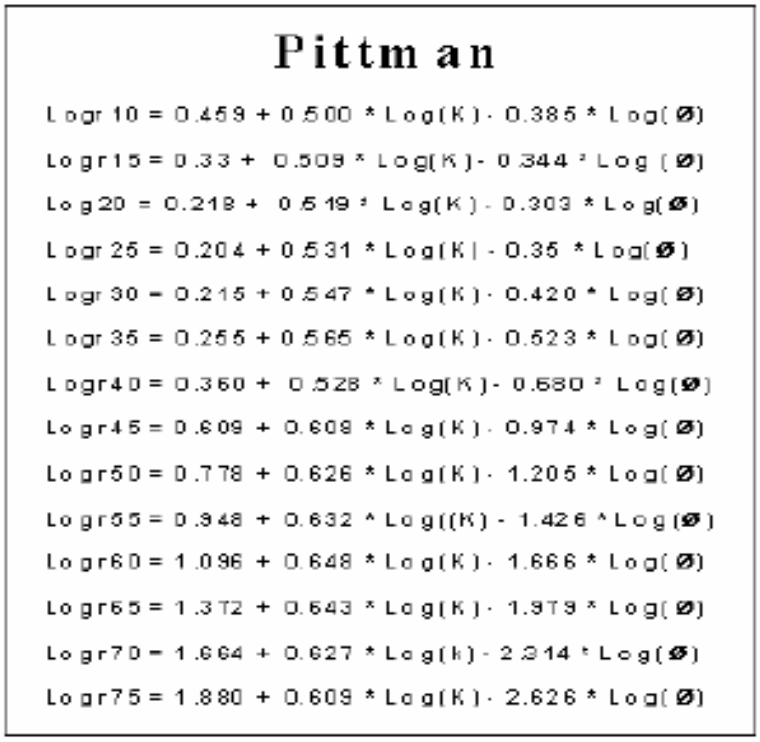
k_{aire} = Permeabilidad al aire no corregidas.

Φ = Porosidad en porcentaje (%).

En 1990 Hartman y Coalson correlacionaron el valor del r_{35} de Winland con el tipo de poros y la calidad del yacimiento. Winland también mostró a través de pruebas en muestras de campo, que el r_{35} podría ser usado para delimitar trampas estratigráficas de acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

Posteriormente, Pittman en 1992 concluyó que la porosidad y la permeabilidad al aire obtenidas por medio de análisis convencionales de muestras de núcleo, pueden ser utilizadas para estimar la presión de desplazamiento, y el tamaño de la apertura de poros. También desarrolló ecuaciones empíricas que permiten calcular el radio de garganta de poros, correspondiente a saturaciones de mercurio que varían de 5 en 5 en un rango que oscila entre 10% y 75%, las cuales se presentan en la figura.

Figura 17 Ecuaciones Empíricas para Determinar radios de Garganta de Poro



Fuente: APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RESONANCIAMAGNÉTICA NUCLEAR Y SU RELACIÓN CON LA CALIDADDE ROCA DE YACIMIENTO EN EL POZO VLA-1326. MC Pedro León-

Las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio están diseñadas para la obtención de la distribución de tamaños de garganta de poros y para la estimación de la saturación irreducible de la fase humectante. El sistema de fluidos presentes en el medio poroso es aire - mercurio y se asume que el aire constituye la fase humectante en este sistema. El objetivo es conocer la distribución vertical de fluidos en el yacimiento.

Adicionalmente, se determina el efecto de micro-porosidad, en caso que exista, a través de la curva de distribución de tamaño de garganta de poros. Para yacimientos de areniscas normalmente se requieren presiones de forzamiento de hasta 2000 psi, lo cual cubre rangos suficientes de espesor para la variación de la saturación de fluidos, sin embargo en

yacimientos de baja porosidad, principalmente reservorios de gas y/o condensados se requieren presiones mayores para poder accesar las gargantas de los micro poros.[16]

Las prueba por el método de inyección de mercurio se realiza utilizando el porosímetro de intrusión y extrusión de mercurio Autopore IV 9500, el cual está equipado con cuatro cámaras de baja presión, donde básicamente se realiza el llenado del porta muestras con el mercurio y se determinan los primeros puntos de presión capilar de la muestra. Cuenta también con dos cámaras de alta presión donde se efectúa la inyección de mercurio hasta una presión de 60.000 psi, para evaluar el resto de la curva de presión capilar y la porosidad.

Para esta prueba se sigue el Procedimiento Técnico de Ensayo del Instituto Colombiano del Petróleo, el cual esta soportado por la norma ASTM D 4404-84 (Reapproved 2004). En la designación de la norma D 4404-84 (Reapproved 2004), el número inmediatamente siguiente a la designación indica el año original de adopción en este caso (84), o, en el caso de revisión, el año de la última revisión. El número en el paréntesis indica el año de la última re aprobación (Reapproved 2004). El símbolo épsilon (Є) indica el cambio de editorial desde la última revisión o re aprobación, en el caso de la norma la ultima modificación y revisión se realizó en el año 2010.

El Método Estándar para la Determinación del Volumen Poroso y Distribución de Volumen de Poro, designación, D 4404, cubre la determinación del volumen de poro y la distribución de volumen poroso de rocas por el método de inyección de mercurio. El rango aparente de diámetro de poro por el cual este método es aplicable y es fijado por el rango de presiones operado por el instrumento utilizado para el test.

[16] Servicios Técnicos Menores Laboratorios Especiales 2004, Instituto Colombiano del Petróleo.

Este rango es típicamente aparente entre 100µm y 2.5nm (0.0025µm). El tamaño de los poros también puede ser medido por otro método.[17]

Entre las modificaciones a las que ha sido sujeta la norma D 4404-10 respecto de su predecesora designada D 4404-84 (Reapproved 2004), se encuentra el énfasis que se hace en el tipo, especificaciones, control de calidad y seguridad en el manejo del mercurio.

En el método de inyección de mercurio, se emplea mercurio como fase no mojante (el vacío, o vapor de Hg actúa como fase mojante) ya que el mercurio se comporta como fase no mojante frente a la gran mayoría de minerales que constituyen la matriz porosa de las rocas de interés para la acumulación de hidrocarburos. En otras palabras, una roca porosa, puesta en contacto con mercurio, no sufre el proceso espontáneo de imbibición. Por el contrario, para introducir el mercurio en la red poral es necesario vencer (mediante la aplicación de una presión externa) las fuerzas capilares que se oponen al ingreso de esta fase líquida.

Por dicha razón, el sistema de fluidos aire-mercurio es apto para la medición de fenómenos capilares en medios porosos naturales. Sin embargo las curvas obtenidas presentan semejanzas y diferencias importantes con las que se obtienen con los sistemas gas-agua, gas-petróleo y agua-petróleo.

[17] Método Estándar para la determinación del Volumen Poroso y Distribución de volumen de Poro, Designación: D 4404-84 (Re aprobado 2004).

Tabla 5 Comparación Método Inyección de Mercurio con otras Pruebas.

Comparación entre Inyección de Mercurio y otras Metodologías	
Inyección de Mercurio	**Otras metodologías**
No requiere eliminación de la fase mojante: El mercurio puede invadir el medio poroso sin retirar otro fluido pues la red poral se encuentra inicialmente en condiciones de alto vacío.	Requieren una vía de eliminación de la fase mojante. Ejemplo: el gas puede invadir una fracción de la red poral sólo en la medida que se retire una cantidad equivalente de agua o de petróleo.
No hay límite para la inyección de mercurio en la red poral. Como la fase "desplazada" es vacío, el mercurio puede invadir el 100 % del VP de la muestra. No puede obtenerse el valor de Swirr a partir de esta medición.	Poseen un límite para la eliminación de la fase mojante. Una vez que se alcanza una saturación en que la fase mojante se hace discontinua, ésta deja de fluir y por lo tanto no puede eliminarse cantidades adicionales por incremento de presión en la fase no-mojante. Cuando se desplaza agua, el límite de desplazamiento se conoce como Swirr.
Puede trabajarse con muestras mal conformadas y, con algunas precauciones pueden emplearse "cuttings" para las mediciones.	Requieren muestras bien conformadas.
Permite una descripción completa de los diámetros porales del sistema. La inexistencia de fases residuales permite alcanzar (con la aplicación de las presiones adecuadas), las diámetros más pequeños con la fase no-mojante.	Permite una descripción completa de los diámetros porales del sistema. La inexistencia de fases residuales permite alcanzar (con la aplicación de las presiones adecuadas), las diámetros más pequeños con la fase no-mojante.

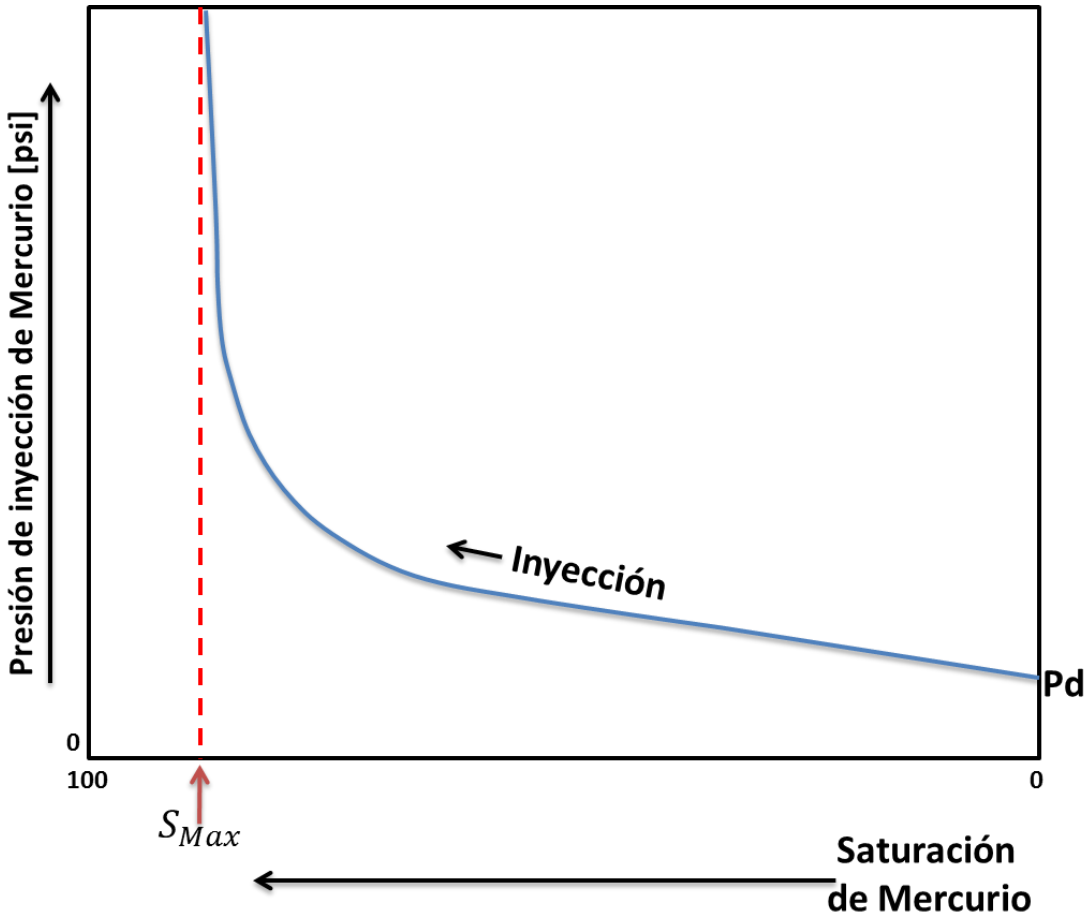
Fuente: http: inlab.com.ar/Pc_Hg.htm

La principal diferencia en la curva obtenida por el método de inyección de mercurio y los demás métodos, se presenta al determinar la saturación irreducible la fase mojante (petróleo, agua o salmuera) no son compresibles, o de compresibilidad despreciable, mientras que en la inyección de mercurio la fase mojante es el aire que es altamente compresible, o vacío que torna más compresible la fase mojante, esta condición hace que la equivalencia de la curva de presión capilar hallada por el método de inyección de mercurio y los demás métodos se pierda.

La explicación está en que los otros métodos (Plato Poroso, Centrífuga, Imbibición Espontánea), cuando el agua o el petróleo se hacen discontinuos, no es posible disminuir su saturación por aumento de la presión en la fase no-mojante, pero en el caso de inyección de Hg cuando el vacío se hace "discontinuo", no hay impedimento para que el mercurio sigua invadiendo el medio poroso a medida que se incrementa la presión aplicada sobre él.[18]

[18] **Purcell**. W. R. "*Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom*", Trans. AIME, **1949 -** pág. 39-48

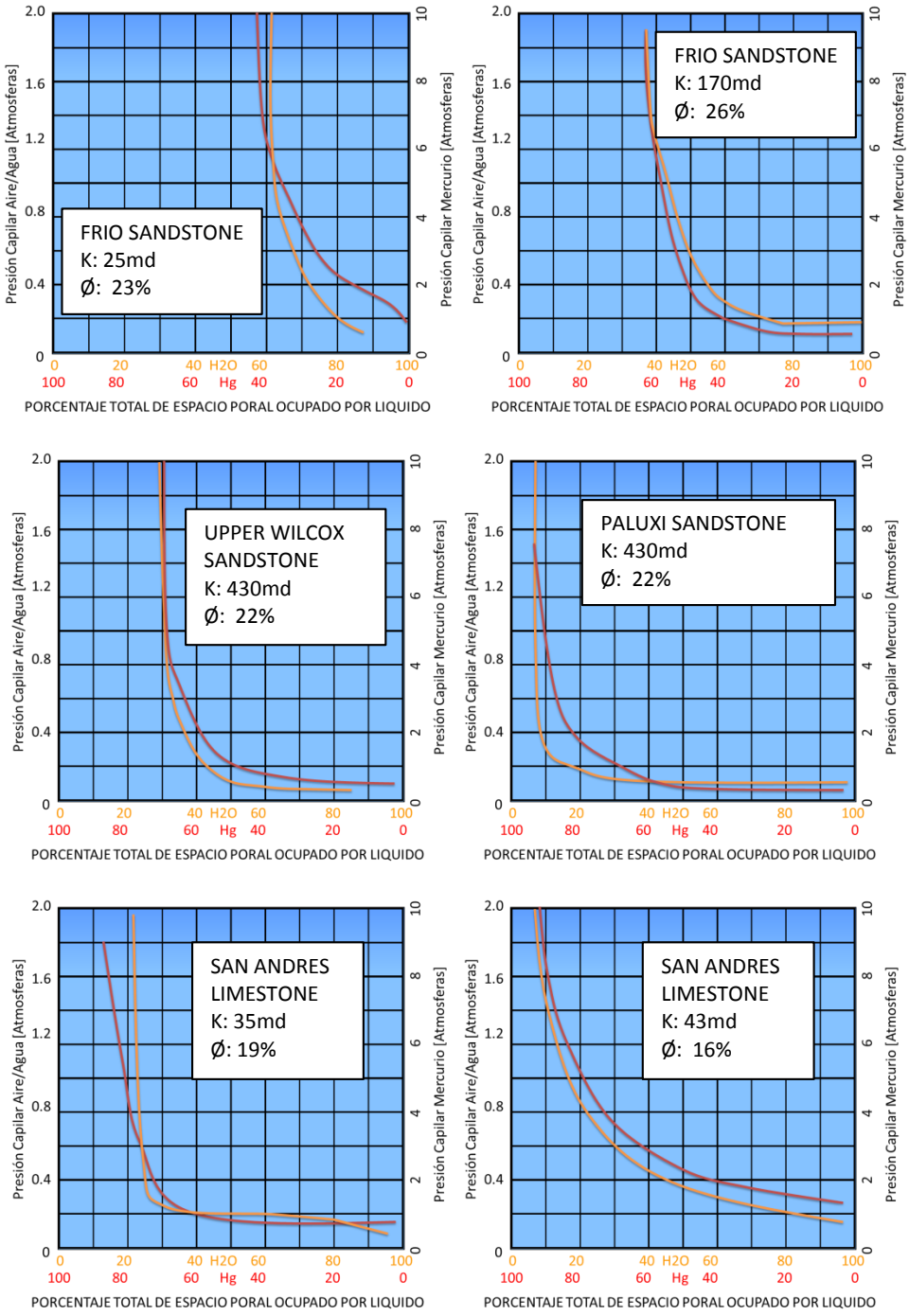
Figura 18 Curva Presión Capilar Inyección de Mercurio



Fuente: Geological Applications of Capillary Pressure: A Review.

A continuación se presentan graficas desarrolladas por Purcell mediante pruebas de laboratorio donde se muestra de forma explícita la diferencia entre las curvas de presión capilar en el sistema aire-mercurio y los demás sistemas.

Figura 19 Graficas modificadas de Purcell. W. R.



Fuente: Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom.

4.2 MÉTODO PLATO POROSO.

Los métodos de medida de presión capilar de fluidos en pequeñas muestras de corazones y determinación de la relación entre presión capilar y saturación de fluidos han sido dadas por Leverett y por Bruce and Welge. Estos autores han propuesto el método de los "estados restaurados", en el que el que la muestra con fluido mojante, es puesta en un diafragma poroso permeable a la fase mojante. Por la aplicación de la presión de confinamiento conocida a la fase no-mojante la porción de la parte mojante es expulsada del plug. El uso sucesivo del incremento de las presiones se obtiene una relación entre la presión capilar y la saturación de fluidos puede ser determinada.

La celda de desplazamiento empleada en las medidas hechas por la técnica de estados restaurados propuestas por Leverett y por Bruce and Welge fueron de tipo convencional, el rasgo esencial un el diafragma de porcelana poroso. Este diafragma es seleccionado de acuerdo al fluido que va a ser desplazado del corazón, el diafragma es permeable a este fluido. Cuando el contacto capilar es estabilizado entre el diafragma y la saturación del corazón, la aplicación de un diferencial de presión escogido a través del diafragma puede causar el desplazamiento del fluido desde el corazón, a través del diafragma hasta que la fuerza capilar desplace el fluido remanente necesario. La presión diferencial aplicada a través del diafragma poroso es la presión capilar, por esto, por definición, la presión capilar es la diferencia entre las presiones de los fluidos de fase mojante y no mojante. La cantidad de fluido remanente en el corazón es determinado por la mojabilidad.

Todos los resultados de los estudios realizados por Leverett y por Bruce and Welge, fueron obtenidos bajo condiciones de decrecimiento de la fase de saturación.[19]

Para el desarrollo técnico de la prueba de plato poroso en la actualidad se siguen los procedimientos técnicos de ensayo del Instituto Colombiano del Petróleo, estos procedimientos aplican para la ejecución de ensayos en determinación de la presión capilar por plato poroso aceite- agua, índice de resistividad y el exponente de saturación (n) para una muestra de roca de yacimiento a partir de métodos indirectos de acuerdo a Art. SPE15271 parte 4.

Las pruebas de plato poroso o estados restaurados, constituye el método "patrón" o de referencia para las demás mediciones. Su funcionamiento se basa en el empleo de un medio poroso (membrana) con capilares muy finos que actúan como barrera semi-permeable cuando se encuentra saturada 100% con la fase mojante del sistema.

Una lámina porosa es un disco de porcelana que tiene un tamaño de poros muy fino y uniforme. Cuando la lámina es saturada con una fase húmeda, tal como el agua, esta tiene una presión de entrada muy alta a una fase no húmeda, como el gas. Así el agua puede fluir a través de la lámina, pero el gas, el cual no es húmedo no puede penetrar entre los poros pequeños. Esta propiedad de las láminas porosas es usada para medir la presión capilar característica de las rocas del reservorio.

La lámina porosa primero es saturada y luego sellada en la base del aparato. La muestra de corazón inicialmente es saturada con agua, está situada en la superficie de la lámina porosa

[19] capillary pressure investigations. harry w. brown, humble oil and refining co., houston, tex., junior member aime. 1951

así que el corazón y la lámina están en contacto capilar, Una tapa es situada en el aparato, y una pequeña cantidad de gas presionado es aplicado.

Si esta presión es baja no sucede nada en la presión de entrada de la muestra y los restos de corazones quedan completamente saturados.
Si la presión está por encima de la presión de entrada el gas penetra la muestra y desplaza el agua, el flujo de agua baja a través de la lámina porosa y es recogido en el fondo del aparato.

El gas entra en la muestra hasta que se alcanza un equilibrio capilar y se detiene el cambio de saturación. Luego de haber ocurrido el equilibrio, es determinada la saturación de la muestra.

Las saturaciones son determinadas usualmente por uno de dos métodos:

a) Medir el agua que se produce de la muestra: Este método tiene la ventaja que la muestra no es removida del aparato durante la medida. Los cambios en las saturaciones pueden ser fácilmente monitoreados.

b) Remover la muestra del aparato y pesarla: Este método tiene la ventaja que se puede ensayar con varias muestras simultáneamente dentro de un aparato de largas láminas porosas. Desafortunadamente, la evaporación y la pérdida de granos durante la manipulación pueden generar errores al cálculo de saturaciones, otra desventaja es que algunas veces el contacto capilar entre la muestra y la lámina porosa es difícil de restablecer, especialmente en presiones capilares altas.

Ambos métodos pueden ser ejecutados cuidadosamente para obtener la saturación de fluidos precisa.

Figura 20 Equipo Plato Poroso Instituto Colombiano del Petróleo

Fuente: Autor

Luego aplicar presión, se debe esperar hasta que se haya alcanzado el equilibrio capilar y la saturación en la muestra se estabilice. Esto puede requerir un tiempo largo porque el fluido fluye a través de la muestra y la lámina porosa. Para muestras con permeabilidades más grandes, aproximadamente 100 md, varios días pueden ser requeridos para hallar los datos. Para muestras de bajas permeabilidades, el tiempo requerido para conseguir el equilibrio capilar puede ser semanas. Usualmente se obtienen seis datos de puntos por muestra, así podrían ser necesarios varios meses para obtener una curva completa de presión capilar en una muestra de baja permeabilidad.

La técnica de láminas porosas es usada usualmente para determinar la presión capilar del drenaje aire-salmuera. La máxima presión capilar está en el orden de 60 a 200 psi (dependiendo de la lámina porosa) para muestras aire-salmuera. Las pruebas son ejecutadas normalmente a temperatura ambiente y sin sobrepresión. EPR puede ejecutarse para pruebas con las muestras confinadas a sobrepresión neta del reservorio.
Este procedimiento del plato poroso está reprimido por varias incertidumbres y fuente de errores:[20]

1. La equivalencia de agua en el espesor de la membrana en los sistemas aire-agua y aceite-agua no se demuestra en la literatura.

2. Una cantidad ligera de pérdida de grano durante el manejo de la muestra del plato poroso puede causar un error significativo en la determinación de saturación, pero puede considerarse por si se guardan los pesos cuidadosamente.

3. El cambio en el volumen de poro puede ser sustancial en rocas friables y pobremente consolidadas debido al incremento y decrecimiento repetitivo de la presión de confinamiento.

4. La conducción de agua en la superficie puede afectar la resistencia eléctrica si no se aplica adecuadamente una presión de confinamiento.

5. La incertidumbre en el grado de repetición de contacto del electrodo (ambos en el área y resistencia del contacto). Sin embargo, hay una ventaja importante en el plato

[20] Determinación de Propiedades Eléctricas y Presión Capilar por Plato Poroso en Muestras de Corazones del Campo Colorado, Formación Mugrosa. Carlos Gabriel Méndez Suárez; José Fernando Gomez Barbosa. Universidad Industrial de Santander.

poroso: se pueden obtener curvas de presión capilar aceite-agua o aire –agua como un producto de la medida de la resistividad eléctrica (índice de resistividad vs datos de saturación de agua).

Dos problemas se encuentran algunas veces cuando se usa la técnica de láminas porosas:

- El primero es que el experimento es realizado rápidamente, así que el capilar no se alcanza para cada presión capilar. Este problema ocurre particularmente con corazones de baja permeabilidad y/o baja saturación, donde la permeabilidad relativa del fluido que esta siendo desplazada es baja.

La consecuencia de no alcanzar el equilibrio es que las saturaciones reportadas son incorrectas. Para asegurar que se ha obtenido el equilibrio, se debe asegurar que la cantidad de fluidos producidos estén en función del tiempo luego de cada cambio de la presión capilar. El equilibrio capilar ha ocurrido cuando la producción cesa.

- El segundo problema encontrado a veces con la técnica de láminas porosas es que los datos de presión capilar son erróneos porque la muestra de corazón y láminas porosas no están en contacto capilar. Esta discontinuidad capilar es prevaleciente especialmente en presiones del capilar altas porque la saturación del fluido que está siendo desplazada es baja. Es más probable que ocurra la discontinuidad si la muestra es removida periódicamente de las láminas porosas, pesada, y luego retornada.

- La consecuencia de la discontinuidad capilar es que las saturaciones en la muestra permanecen constantes o casi constantes al aplicar incrementos de presiones.

Desafortunadamente, distinguir los datos de presión capilar legítimos de los datos afectados por la discontinuidad capilar es a menudo difícil. La inyección de Mercurio o las pruebas de presión capilar centrífuga pueden ayudar a detectara los problemas de discontinuidad.

Tabla 6 Ventajas y Desventajas del Método de Plato Poroso Frente a otras técnicas.

Método de Plato Poroso Ventajas y Desventajas	
Ventajas	Desventajas
Es un método sencillo y directo. Se mide directamente la propiedad de interés. Observación: Es necesario asegurar un excelente contacto capilar entre la muestra y la membrana. Es una medición absoluta. Permite definir perfectamente la presión umbral y la saturación irreductible de agua del sistema.	Sólo se emplea para curvas de drenaje. Lleva mucho tiempo. El equilibrio se obtiene al cabo de varios días. Una medición completa insume entre 15 días y un mes. En muestras poco permeables (usualmente menos de 20-50 mD) o muy heterogéneas no se alcanza la saturación irreductible de agua (Swirr). La presión capilar se extiende sólo hasta la presión umbral de la membrana.

Fuente: http: inlab.com.ar/Pc_Hg.htm

5. ANÁLISIS PETROFÍSICOS CORAZONES INCONSOLIDADOS.

El grado de cementación que tienen las muestras del yacimiento provee información directa para determinar el tipo de consolidación, tratamiento, procedimientos y equipos necesarios para el correcto estudio del corazón a analizar.

La cementación o consolidación hace referencia al material que une los granos. Este material se forma posterior a la deposición ya sea por dilución de los mismos granos o por transporte.

Son cementos el carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de hierro, limonita, hematita, dolomita de sulfato de calcio, arcillas, y combinación de estos. Las areniscas altamente cementadas presentan bajas porosidades.

En las formaciones poco consolidadas, la cementación toma lugar tanto en el tiempo de mitificación como en el proceso de alteración de las rocas causada por agua circulante, el cemento que une los granos se forma posterior a la deposición ya sea por dilución de los mismos granos o por transporte.

De la calidad del material cementante dependerá la firmeza y compactación de la roca. Se tiene, entonces, formaciones consolidados, poco consolidados y no consolidados.[21]

[21] *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos - Freddy H. Escobar, Ph.D.*

Muestras Consolidadas: Han sufrido significativa diagénesis y tiene granos bien cementados. En las pruebas de laboratorio la porosidad está en un rango de 1% a 25% y porosidad promedio de 15%.

Muestras Poco consolidadas: Son aquellas que poseen poco cemento o no poseen cemento entre los granos, la porosidad esta entre 20% y 33% con un porosidad promedio 23.1%.

Muestras Inconsolidadas: Son las que poseen porosidades entre 27% y 40%, generalmente no tienen cemento entre granos, son pobremente sorteados con porosidad promedio de 32.5%.

La cementación, es el agente que tiene mayor efecto sobre la porosidad original y afecta el tamaño, forma y continuidad de los canales debido a una posible deposición de cuarzo secundario, calcita y dolomita o de combinaciones de estas. Además, las arcillas a menudo pueden actuar como materia de cementación. Cemento de Sílice puede estar presente en una roca en cantidades que varían considerablemente.

En una arena no consolidada y de granos uniformes, la forma actual de los poros se aproxima a la forma teórica. En las primeras etapas de cementación de sílice secundaria, la forma original de los poros no se altera considerablemente pero el espacio poroso total se reduce y algunas de las conexiones son interrumpidas. A medida que la cementación aumenta, el cuarzo secundario invade la mayor parte de las aberturas grandes del espacio poroso y se desarrolla gran cantidad de ángulos entrantes. En la etapa final de cementación de sílice secundaria los granos individuales de cuarzo crecen y se unen a los contiguos formándose una roca de cuarcita en donde el espacio poroso esta prácticamente eliminado.[22]

[22] Practicas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos - José S. Rivera

A diferencia de los datos obtenidos en pruebas de laboratorio de corazones consolidados, la interpretación de los datos de corazones inconsolidados no es tan obvia debido a que las arenas son mucho más deformables que los componentes de la roca por la baja presión de compactación.

La principal propiedad afectada por tipo de consolidación es la compresibilidad debido al gradiente de presión que soporta la formación el cual aumenta debido a la perdida de fluidos de yacimiento, por ende la presión sobre la roca de la formación aumenta y se presenta una deformación de la distribución inicial de grano, por ende hay un cambio de la porosidad y de la permeabilidad la cual es más sensible a cambios en la estructura poral.

Tabla 7 Valores Promedio de Compresibilidad de Yacimientos

Valores Promedio de Compresibilidad en Laboratorio	
Componente	Valor Promedio
Arena consolidada	$(4-5)x10^{-6}\ [lpc^{-1}]$
Calizas	$(5-6)x10^{-6}\ [lpc^{-1}]$
Arenas Semi-Consolidadas	$20x10^{-6}\ [lpc^{-1}]$
Arenas no Consolidadas	$30x10^{-6}\ [lpc^{-1}]$
Arenas Altamente No Consolidadas	$100x10^{-6}\ [lpc^{-1}]$

Fuente: Norma API RP 40

Las rocas no consolidadas tienen poco cemento, o no lo tienen y son esencialmente sedimentos compactados. Las rocas mal consolidadas tienen menos cemento pero no suficiente para endurecerlas. Para realizar toma de muestras del yacimiento se debe tener cuidado para prevenir el desmoronamiento del núcleo esto incluye el asegurar que núcleo al ser llevado a la superficie estará preservado de tal manera que sobrevivirá el transporte.

Para realizar el sondaje de núcleos no consolidados debemos tener en cuenta el tipo de roca y sus componentes, así:[23]

Roca No Consolidada - Aceite Liviano y Gas**:** Es crítico preservar núcleos no consolidados que contienen aceite liviano de una manera eficiente y apropiada. Se deben evitar los movimientos innecesarios del núcleo.

Los dos métodos comúnmente utilizados para preservar este tipo de roca comprenden métodos ambientales, tales como la congelación o refrigeración y estabilización mecánica con epoxi, resina de espuma, etc. El núcleo no consolidado que contiene aceite liviano es susceptible a pérdidas significativas de fluido durante el manejo en superficie.

La mayoría de los tipos de roca, cuando el núcleo ha llegado a la superficie, ya ha pasado por un desahogo de esfuerzo mecánico debido a la remoción de la sobrecarga de presión y ha tenido diferentes cantidades de expansión de gas cuando se pierde la presión de poros interna. El grado a la cual estos efectos alterarán al núcleo depende de la profundidad, la presión del yacimiento, gravedad del aceite, propiedades del fluido, tipo de sedimento y procedimientos de sondaje. Se debe tener cuidado para asegurar que no se acumule presión dentro del saca núcleos durante el manejo.

[23] Norma API RP 40 de 1998.

Si se utiliza la congelación para estabilizar materiales no consolidados, el núcleo no debe ser transportado hasta que no esté completamente congelado, porque la congelación parcial puede causar daños estructurales en el núcleo.

Roca No Consolidada - Aceite Viscoso: La dificultad más grande en el manejo de rocas no consolidadas que contienen aceite viscoso es la prevención o la minimización de la expansión de núcleo retardada.

La expansión es el resultado de la lenta emisión de gas desde el aceite viscoso, sin posibilidad de un drenaje de corto plazo debido a la baja movilidad del gas. La dilatación de la roca puede continuar fácilmente hasta que la fase de gas se vuelva continua, y esto puede requerir la expansión volumétrica de más de 6 al 8 por ciento. En los forros, las areniscas de aceite viscoso no consolidadas se expandirán radialmente para llenar el espacio anular desocupado. Una vez el núcleo dilatado esté ajustado en el forro, la emisión adicional de gas puede causar una acción del pistón, causando que el núcleo se salga de los extremos de las secciones del forro resultando en sobre-recobros hasta del 5 por ciento.

El mejoramiento de la calidad del núcleo en areniscas de aceite viscoso no consolidadas requiere las siguientes consideraciones:

- Proporcionar restricción mecánica a la expansión.
- Proporcionar un medio para permitir el drenaje del gas.
- Proporcionar resistencia mecánica al núcleo.

La congelación de núcleos de aceite viscoso no consolidados puede ser necesaria, aunque en general, la congelación no se entiende muy bien. La congelación tiene los siguientes efectos:

a) reducción de la velocidad de emisión y el volumen de gas.

b) aumento de viscosidad del aceite lo cual restringe la expansión.
c) congelación del agua intersticial lo cual da al núcleo algo de esfuerzo mecánico para restringir la expansión y las fracturas.

El manejo de núcleos durante transporte y almacenamiento para materiales no consolidados que contienen aceite viscoso debe mantener la restricción mecánica y baja temperatura. Cuando se preparan secciones de núcleo para análisis, se debe permitir que la temperatura se aumente lentamente, para que el gas emitido se pueda disipar. Se debe mantener la restricción mecánica totalmente hasta que se equilibre el núcleo, un proceso que puede demorarse semanas por la alta viscosidad del aceite y la baja permeabilidad relativa.

La toma de corazones en campo de yacimientos no consolidados o poco consolidados se realiza mediante las siguientes técnicas e instrumentos descritos y detallados en la norma API-RP 40 de 1998.

Sistemas de Sondaje de Cierre Completo**:** Los sistemas de sondaje de cierre completo fueron desarrollados para mejorar el recobro de formaciones no consolidadas. Estos sistemas utilizan forros para sacar núcleos o cilindros interiores desechables, y un sistema especial de colección de muestras para recobrar las rocas dificultosas.

La tecnología de sondaje de cierre completo permite al cilindro interior deslizarse suavemente por encima del núcleo blando con un mínimo de perturbación, y luego sellar el núcleo dentro del saca núcleos. Esto se hace utilizando un montaje de colección de muestras de cierre completo que permite una entrada del núcleo al cilindro interior sin obstrucciones, y luego después del sondaje sella el fondo del cilindro interior. Los sistemas de sondaje de cierre completo están limitados actualmente a cortar núcleos de 3.5 pulgadas

(88.9 milímetros) o 4 pulgadas (101.6 milímetros de diámetro. La longitud recomendada de núcleos es de 30 pies (9.14 metros).

Saca núcleos de Manga de Caucho: El sistema de sondaje de manga de caucho fue el primer sistema desarrollado para mejorar las posibilidades de recobrar arenas no consolidadas, conglomerados y formaciones duras fracturadas. El saca núcleos de manga de caucho es único porque la parte superior del cilindro interior no se mueve con respecto al núcleo durante el sondaje. El cilindro exterior es perforado alrededor de una columna de roca que es encerrada progresivamente en una manga de caucho. La manga de caucho es más pequeña que el diámetro del núcleo. Esta se estira ajustadamente alrededor del núcleo, envolviéndolo firmemente y protegiendo de la fricción del fluido para perforación. El núcleo es soportado por la manga de caucho, así ayudando en el recobro de las formaciones blandas que no soportarían su propio peso.

Solo existe un tamaño de saca núcleos de manga de caucho, que corta 20 pies (6.1 metros) de núcleo de 3 pulgadas (76.2 milímetros) de diámetro por recorrido. La manga de caucho está limitada a temperaturas de no más de 200ºF (93ºC).

No se recomienda la herramienta para uso en perforaciones de más de 45 grados de inclinación. Además, el sondaje debe pararse aproximadamente cada dos pies para permitir el reinicio de la herramienta. Esto puede resultar en el atascamiento del núcleo en formaciones fracturadas. El sistema funciona mejor en estructuras fijas de perforación, pero puede operarse en equipos flotantes si el movimiento de los equipos es mínimo.

Muestras no consolidadas - Existen dos métodos distintos para preparar núcleos no consolidados. Los procedimientos dependen de la estabilización del núcleo por congelación, impregnación con epoxi, o ambos, o si no está estabilizado. Los núcleos

estabilizados por lo general son perforados mientras los núcleos no estabilizados son cortados a ras.

Núcleos estabilizados - Los núcleos congelados son obtenidos utilizando las prácticas indicadas para las muestras de tapones, con las modificaciones apropiadas para evitar la descongelación del núcleo.

Núcleos no estabilizados - los núcleos no congelados pueden ser cortados utilizando una técnica de corte a ras. La cortadora debe ser introducida lentamente en el núcleo y removido. El tapón cortado debe ser removido suavemente de la cortadora e insertada directamente en una manga cargada previamente. Luego se recortan los extremos del tapón.

6. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y GENERALIDADES CAMPOS ANALIZADOS

6.1 POZO UIS 1.

6.1.1 Resumen Datos Evaluación Petrofísica.

Tabla 8 Resumen Datos Evaluación Petrofísica Pozo UIS 1.

POROSIDAD (%)	
Promedio Aritmético	17.47
Mínimo	1.2
Máximo	24.2
Mediana	18.6

ZONA	
Identificación	Intervalo Total
Prof. Tope (ft)	6648.75
Prof. Base (ft)	7624.5
Num. Muestras	367

PERMEABILIDAD (md)	
Promedio Aritmético	1847
Promedio Geométrico	1.21
Promedio Armónico	3.3E-02
Mínimo	3.00E-04

DENSIDAD DE GRANO (g/cm^3)	
Promedio Aritmético	2.668
Mínimo	2.601
Máximo	2.959
Mediana	2.665

Máximo	11545
Mediana	1308

TIPO DE DATOS	
Porosidad	Helio
Densidad de Grano	Klikenberg

Fuente: Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo.

6.1.2 Sedimentología y Ambientes de Deposito del Pozo UIS 1.

Tabla 9 Resumen Sedimentología y Ambientes de Deposito Pozo UIS 1

FORMACIÓN	FACIES		ESPESOR NETO (PIES)	PORCENTAJE (%)
Guadalupe (K2)	Aec	Arenisca con estratificación cruzada	288.92	69.9
9Guadalupe (K2)	Am	Arenisca masiva	19.83	4.8
Guadalupe (K2)	Ial	Intercalaciones de arenisca y limotitas	15.17	3.6
Guadalupe (K2)	Afl	Arenisca fina laminada	13.5	3.2
Guadalupe (K2)	Fll	Limotita gris con lentes arenosos	7	1.6

Guadalupe (K2)	Ac	Arenisca conglomerática	4.5	1.1
Guadalupe (K2)	Afo	Arenisca fina con ondulitas	2.25	0.5
Guadalupe (K2)	C	Conglomerado	1.42	0.3
Guadalupe (K2)	Flg	Limotita gris	1	0.2
San Fernando (T2)	Aec	Arenisca con estratificación cruzada	15.17	3.6
San Fernando (T2)	Am	Arenisca masiva lodosa	13.08	3.1
San Fernando (T2)	C	Conglomerado	8.5	2.05
San Fernando (T2)	Ac	Arenisca conglomerática	3.25	0.7
San Fernando (T2)	Flg	Limotita gris	2.5	0.6
San Fernando (T2)	Fam	Arcillolita masiva	0.17	0.04
Unidad (E4)	Fla	Limotita Arenosa	6	1.4
Unidad (E4)	Flb	Limotita bioturbada	5.58	1.3
Unidad (E4)	Alb	Arenisca lodosa bioturbada	4.75	1.1

Fuente: Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo.

El ambiente sedimentario en el cual se depositaron las rocas observadas en el intervalo corazonado del Pozo UIS 1 se interpreta como un ambiente fluvial costero para el caso de la Formación Guadalupe y transicional marino para el caso de las formaciones San Fernando y unidad E4.

Los depósitos de canal en la Formación Guadalupe están representados por las facies de arenisca con estratificación cruzada, arenisca conglomerática y arenisca masiva; las cuales se caracterizan por un tamaño de grano fino a grueso, varias superficies de reactivación, estratificación cruzada y secuencias granodecrecientes. Los depósitos de desborde de canal (overbank) están representados principalmente por las facies de intercalaciones de areniscas y limolitas y limolita gris con lentes arenosos. En estas facies se observan estructuras tales como estructuras de deformación penecontemporánea (estructuras de carga), bioturbación no diferenciada (localmente Thalassinoides) y laminación lenticular; lo cual indica cierta influencia mareal. Existen depósitos de relleno de canal representados por la facies arenisca fina laminada, que posee rasgos característicos tales como laminaciones lodocarbonosas irregulares e intraclastos lodosos.

Las facies predominantes en la Formación San Fernando son las facies de areniscas con estratificación cruzada, arenisca conglomerática y conglomerado. Las principal estructuras sedimentaria presente en estas facies es la estratificación cruzada, y son comunes las superficies de scour con lag deposit a la base de los canales. La bioturbación es moderada y se identifican localmente Skolithos y Thalassinoides con predominio de bioturbación no diferenciada asociada principalmente a la facies de Arenisca masiva lodosa (Aml) y Limolita gris.

Estas facies fueron depositadas en un ambiente de planicie deltaica con influencia mareal, en donde se tienen depósitos de canales representados por facies de conglomerados, areniscas conglomeráticas y areniscas con estratificación cruzada; y depósitos de llanura mareal representados por areniscas masivas lodosas.

El contacto de la Unidad T2 con la Unidad E4 es transicional y se manifiesta por el incremento en la bioturbación y la presencia de nódulos de siderita.

La Unidad E4 está representada por las facies de limolita arenosa, arenisca lodosa bioturbada y limolita bioturbada. Las estructuras predominantes son los nódulos de siderita y la bioturbación no diferenciada; localmente se reconocen Teichichnus y Planolites. El ambiente identificado corresponde a ambientes de bahías caracterizados por la intensa bioturbación, y el contenido de pirita y siderita.

6.1.3 Presión Capilar[24]

5.1.3.1 Presión Capilar Plato Poroso: En el caso de presión capilar por plato poroso muestras sin restaurar, se realizó la curva de presión capilar sistema aceite mineral-agua a la vez que se realizaba la medición del índice de resistividad (presión neta de confinamiento 2300 psi, temperatura ambiente). En el caso de las muestras restauradas se observó una relación consistente entre la permeabilidad y la mínima saturación obtenida @ 200 psi, la cual varío entre 22.5% y 38.3%.

5.1.3.2 Presión Capilar Inyección de Mercurio: De acuerdo con la tendencia de las curvas de presión capilar, observamos que todas las muestras presentan bajas saturaciones residuales de aire @ 5000 psi (entre 1.44% y 9.68%) lo cual indica que tienen una facilidad para drenar el fluido mojante; excepto en la muestra de profundidad 6670.50", la cual presenta una saturación residual de aire de 69.33%.

6.2 POZO UIS 2.

6.2.1 Resumen Evaluación Petrofísica.

Tabla 10 Resumen Datos Evaluación Petrofísica Pozo UIS 2.

[24] Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo.

ZONA	
Identificación	Intervalo Total
Prof. Tope (ft)	6347.5
Prof. Base (ft)	6459.5
Num. Muestras	111

POROSIDAD (%)	
Promedio Aritmético	15.2
Mínimo	1.9
Máximo	24.9
Mediana	16.1

PERMEABILIDAD (md)	
Promedio Aritmético	171
Promedio Geométrico	9.2
Promedio Armónico	2.52E-02
Mínimo	6.45E-04
Máximo	2650
Mediana	13

DENSIDAD DE GRANO (g/cm^3)	
Promedio Aritmético	2.64
Mínimo	2.59
Máximo	2.75
Mediana	2.64

TIPO DE DATOS	
Porosidad	Helio
Densidad de Grano	Klikenberg

Fuente: Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo

6.2.2 Sedimentología y Ambientes de Depósito

Tabla 11 Resumen Sedimentología y Ambientes de Deposito Pozo UIS 2.

Formación	Facies		Espesor Neto (ft)	Porcentaje (%)
Mugrosa Zona C	Am	Arena masiva	68.66	56.9
Mugrosa Zona C	Abre	Arenisca Bioturbada con relictos de estratificación	23.5	19.5
Mugrosa Zona C	Arec	Areniscas con relictos de estratificación cruzada	7.5	6.2
Mugrosa Zona C	Fla	Limotita Arenosa	9	7.5
Mugrosa Zona C	Fav	Arcillolita varicoloreada	6	5.0
Mugrosa Zona C	Ial	Intercalaciones de Areniscas y Limotitas	3.5	2.9
Mugrosa Zona C	Fag	Arcillolita gris	2.5	2.1

Fuente: Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica del Pozo Galán 124. Instituto Colombiano del Petróleo

El ambiente sedimentario en el cual se depositaron las rocas observadas en elintervalo corazonado del pozo UIS 2 y que corresponde a la Formación Mugrosa (Zona C) se interpreta como un ambiente de tipo continental fluvial (meandriforme), en donde se identifican principalmente Facies de Arenas masivas (Am), Areniscas con relictos de estratificación (Arec), Arenisca bioturbada con relictos de estratificación (Abre), asociadas a depósitos de canal (Fondo, Medio y Superior), e Intercalación de Arenisca y Limolitas (Ial), con locales depósitos finos de la facies Arcillolita gris (Fag) y Arcillolita varicoloreada correspondientes a Llanuras de Inundación, la presencia de óxidos de hierro, siderita, fragmentos carbonosos caracterizan esta última facies. La tonalidad varicoloreada en la facies Fav sugiere periodos de exposición subaérea con la consecuente formación de paleosuelos.

6.2.3 Presión Capilar[25]

6.2.3.1 Presión Capilar por Plato Poroso: Se puede observar dos tendencias, muestras que presentan una notable desaturación de la fase mojante en los primeros puntos de presión (<5 psi), llegándose a obtener desaturaciones de la fase mojante hasta del 63% en el punto de 2 psi, lo cual esta asociado a la distribución de diámetros de garganta de poros. Se puede decir que son muestra con una buena conectividad hidráulica, donde las modas son amplias, y cuyos valores son superiores a 19 micrones. Llegando a obtener saturaciones de agua irreducible de hasta 15%.

6.2.3.2 Presión Capilar Inyección de Mercurio: La otra tendencia encontrada son muestras donde la desaturacion se dificulta y se obtienen Swirr hasta de 79% a una presión máxima de 200 psi, esto se relaciona con los diámetros de garganta de poro y se observan que son muestras muy heterogéneas con gran presencia de microporos asociado posiblemente al tipo, cantidad y ubicación de arcillas, donde la moda es inferior a 11 micrones, lo cual también está relacionado con la clasificación inicial de tipos de roca por la metodología Winland.

[25] Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo.

6.3 POZO UIS 3.

6.3.1 Resumen Datos Evaluación Petrofísica

Tabla 12 Resumen Datos Evaluación Petrofísica Pozo UIS 3.

ZONA	
Identificación	Formación Mugrosa
Prof. Tope (ft)	5618.13
Prof. Base (ft)	6189.13
Num. Muestras	23

POROSIDAD (%)	
Promedio Aritmético	15.2
Mínimo	6.0
Máximo	28.0
Mediana	15.0

PERMEABILIDAD (md)	
Promedio Aritmético	169
Promedio Geométrico	4.31
Mínimo	6.80E-04
Máximo	1794
Mediana	4.2

DENSIDAD DE GRANO (g/cm^3)	
Promedio Aritmético	2.62
Mínimo	2.58
Máximo	2.71
Mediana	2.61

TIPO DE DATOS	
Porosidad	Helio
Densidad de Grano	Klikenberg

Fuente: Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo

6.3.2 Sedimentología y Ambientes de Depósito

Tabla 13 Resumen Sedimentología y Ambientes de Deposito Campo UIS 3.

Formación	Facies		Espesor Neto (ft)	Porcentaje (%)
Mugrosa Zona B y B3	Alb	Arenisca lodosa bioturbada	19	29.7
Mugrosa Zona B y B3	Fav	Arcillolita varicoloreada	13	20.3
Mugrosa Zona B y B3	Arec	Arenisca masiva	12	18.8
Mugrosa Zona B y B3	Fla	Limotita Arenosa	8	12.5
Mugrosa Zona B	Fav	Arenisca con estratificación cruzada	4.5	7.0
Mugrosa Zona B	Ial	Limotita con laminaciones	1.5	2.3
Mugrosa Zona B3	Fag	Arenisca masiva lodosa	6	9.4

Fuente: Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica del Pozo Llanito 130. Instituto Colombiano del Petróleo

En la Formación Mugrosa Unidades B y B3 se identificaron 7 facies, las cuales correspondena: Arenisca lodosa bioturbada (Alb), Arcillolita varicoloreada (Fav), Arenisca masiva (Am), Limolita Arenosa (Fla) las cuales se observan en las unidades B y B3, Areniscas con estratificación cruzada (Aec), Limolita con laminaciones (Fll) las cuales aparecen en la unidad B y Arenisca masiva lodosa (Aml) en la unidad operacional B3.

El ambiente de depositación para el intervalo corazonado del pozo UIS 3 que corresponde a la Formación Mugrosa (Zonas B y B3) se interpreta como continental fluvial (meandriforme), en donde se identifican principalmente depósitos Arenas de canal, rellenos de canal y depósitos finos de desborde de canal y llanura de inundación.

La impregnación de hidrocarburos observada en el intervalo corazonado del pozo UIS-3 está principalmente asociada a las facies Arenisca masiva (Am) y Areniscas con estratificación cruzada (Aec), las cuales manifiestan de leve a buena impregnación, siendo la facies de Arenisca con estratificación cruzada la de mejor impregnación.

Las fracturas predominantes en el intervalo corazonado corresponden a fracturas inducidas tipo disco (debidas al proceso de corazonamiento) en las facies arenosas principalmente, con esporádicas fracturas naturales cerradas y localmente rellenas, dispuestas de manera subvertical.

En las facies arcillosas y limosas el fracturamiento es intenso con algunos intervalos totalmente fracturados.

6.3.3 Presión Capilar[26]

5.3.3.1 Presión Capilar por Plato Poroso: Se puede observar dos tendencias, muestras que presentan una notable desaturación de la fase mojante en los primeros puntos de presión (<5 psi), llegándose a obtener desaturaciones de la fase mojante hasta del 63% en el punto de 2 psi, lo cual está asociado a la distribución de diámetros de garganta de poros. Se puede decir que son muestra con una buena conectividad hidráulica, donde las modas son amplias,

[26] Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo.

y cuyos valores son superiores a 19 micrones. Llegando a obtener saturaciones de agua irreducible de hasta 15%.

6.3.3.2 Presión Capilar Inyección de Mercurio: La otra tendencia encontrada son muestras donde la desaturacion se dificulta y se obtienen Swirr hasta de 79% a una presión máxima de 200 psi, esto se relaciona con los diámetros de garganta de poro y se observan que son muestras muy heterogéneas con gran presencia de microporos asociado posiblemente al tipo, cantidad y ubicación de arcillas, donde la moda es inferior a 11 micrones, lo cual también está relacionado con la clasificación inicial de tipos de roca por la metodología Winland.

6.4 POZO UIS 4.

6.4.1 Resumen Datos Evaluación Petrofísica.

Tabla 14 Resumen Datos Evaluación Petrofísica Pozo UIS 4.

ZONA	
Identificación	Formación Mugrosa
Prof. Tope (ft)	5819,29
Prof. Base (ft)	6971.33
Num. Muestras	126

POROSIDAD (%)	
Promedio Aritmético	11.9
Mínimo	1.6
Máximo	28.5
Mediana	10.9

TIPO DE DATOS	
Porosidad	Helio
Densidad de Grano	Klikenberg

PERMEABILIDAD (md)	
Promedio Aritmético	161
Promedio Geométrico	1,62
Mínimo	5.00E-04
Máximo	3785
Mediana	2.4

DENSIDAD DE GRANO (g/cm^3)	
Promedio Aritmético	2.63
Mínimo	2.54
Máximo	2.74
Mediana	2.63

Fuente: Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo.

6.4.2 Sedimentología y Ambientes de Deposito

Tabla 15 Resumen Sedimentología y Ambientes de Deposito Pozo UIS 4.

Formación	Facies		Espesor neto (ft)	Porcentaje (%)
Mugrosa C2	Aec	Arenisca con Estratificación Cruzada	6.33	4.58
Mugrosa C2	Fla	Limotita arenosa	3.08	2.23
Mugrosa C2	Ab	Arenisca bioturbada	1.75	1.27
Mugrosa C2	Am	Arenisca masiva	0.83	0.6
Mugrosa C	Fagv	Arcillosita gris verdosa	13	9.44
Mugrosa C	Aml	Arenisca masiva lodosa	1.67	1.21
Mugrosa C	Am	Arenisca masiva	1.33	0.96

Mugrosa B4	Fav	Arcillolita varicoloreada	13.75	9.96
Mugrosa B4	Ab	Arenisca bioturbada	4.08	2.95
Mugrosa B4	Aml	Arenisca masiva lodosa	3.92	2.84
Mugrosa B4	Am	Arenisca masiva	2.5	1.81
Mugrosa B3	Fav	Arcillolita varicoleada	12.08	8.75
Mugrosa B3	Am	Arenica masiva	8.58	6.21
Mugrosa B3	Aml	Arenisca masiva lodosa	5.83	4.22
Mugrosa B2	Am	Arenisca masiva	30.25	21.91
Mugrosa B2	Fav	Arcillolita varicoleada	10.92	7.91
Mugrosa B2	Ab	Arenisca bioturbada	10.25	7.42
Mugrosa B2	Fla	Limotita arenosa	2.58	1.87
Mugrosa B2	Aflp	Arenisca fina con laminación plana paralela	2.5	1.81
Mugrosa B2	Ai	Arenisca con intraclastos	1.83	1.32
Mugrosa B2	Aml	Arenisca masiva lodosa	0.5	0.36
Mugrosa B2	Fagv	Arcillolita gris verdosa	0.5	0.36

Fuente: Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo.

El ambiente sedimentario en el cual se depositaron las rocas observadas en el intervalo corazonado del pozo UIS-4 y que corresponde a la Formación Mugrosa (Unidades C2, C, B4, B3 y B2) se interpreta como un ambiente de tipo continental fluvial (río meandriforme), en donde se identifican principalmente depósitos finos de de llanura de inundación -flood plain-), y depósitos de canales, con algunos depósitos de crevasse splay.

Los depósitos de canal están representados por las facies Arenisca masiva (Am) y Arenisca con estratificación cruzada (Aec). Las estructuras sedimentarias que caracterizan esta facies son la estratificación cruzada planar y la presencia local de intraclastos lodosos y de laminaciones lodosas irregulares. Estas facies además se caracterizan por presentar buena porosidad visual.

En la medida que el régimen de flujo disminuye las facies más finas son depositadas. Estos depósitos están representados por las facies Arenisca masiva lodosa (Aml) y Arenisca bioturbada (Ab), las cuales aparecen rellenando el canal. Estas facies se caracterizan por la presencia de estructuras sedimentarias orgánicas de bioturbación no diferenciada, madrigueras no diferenciadas e ichnofósiles del tipo Paleophycus y Skoyenia. En general los depósitos de canal exhiben secuencias granodecrecientes.

Los depósitos de llanura de inundación están representados por las facies Arcillolita varicoloreada (Fav), Arcillolita gris verdosa (Fagv) y Limolita arenosa (Fla). Estas facies se caracterizan por los tonos varicoloreados, la presencia local de caliche y los moteados rojizos (óxidos), rasgos que sugieren periodos de exposición subaérea y generación de paleosuelos. En cuanto a estructuras sedimentarias orgánicas la bioturbación del tipo no diferenciada es común en estas facies.

Localmente (Unidad B4) se tienen depósitos de desbordamiento de canal (crevasse splay) representados por las facies Arenisca masiva lodosa Aml, los cuales se presentan intercalados con depósitos finos de flood plain. En otros sectores estos depósitos de desborde de canal se caracterizan por presentar secuencias granocrecientes y están representados por las facies Arenisca masiva lodosa (Aml), Arenisca masiva (Am); y Arenisca bioturbada (Ab).

6.4.3 Presión Capilar[27]

6.4.3.1 Presión Capilar por Plato Poroso: Se puede observar dos tendencias, muestras que presentan una notable desaturación de la fase mojante en los primeros puntos de presión (<5 psi), llegándose a obtener desaturaciones de la fase mojante hasta del 63% en el punto de 2 psi, lo cual está asociado a la distribución de diámetros de garganta de poros. Se puede

[27] Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica Instituto Colombiano del Petróleo.

decir que son muestra con una buena conectividad hidráulica, donde las modas son amplias, y cuyos valores son superiores a 19 micrones. Llegando a obtener saturaciones de agua irreducible de hasta 15%.

6.4.3.2 Presión Capilar Inyección de Mercurio: La otra tendencia encontrada son muestras donde la desaturación se dificulta y se obtienen Swirr hasta de 79% a una presión máxima de 200 psi, esto se relaciona con los diámetros de garganta de poro y se observan que son muestras muy heterogéneas con gran presencia de microporos asociado posiblemente al tipo, cantidad y ubicación de arcillas, donde la moda es inferior a 11 micrones, lo cual también está relacionado con la clasificación inicial de tipos de roca por la metodología Winland.

7. ESTUDIO REALIZADO

Por medio del presente estudio se busca determinar si existe correlación entre los métodos de inyección de mercurio y plato poroso para presión capilar para muestras inconsolidadas.

Se analizaron datos de presión capilar por el método de inyección de mercurio y plato poroso para muestras de 4 campos colombianos con características.

Se extrajeron los datos obtenidos de presión capilar de las pruebas de Inyección de Mercurio y Plato Poroso, graficando Presión capilar vs Saturación de fase no mojante para

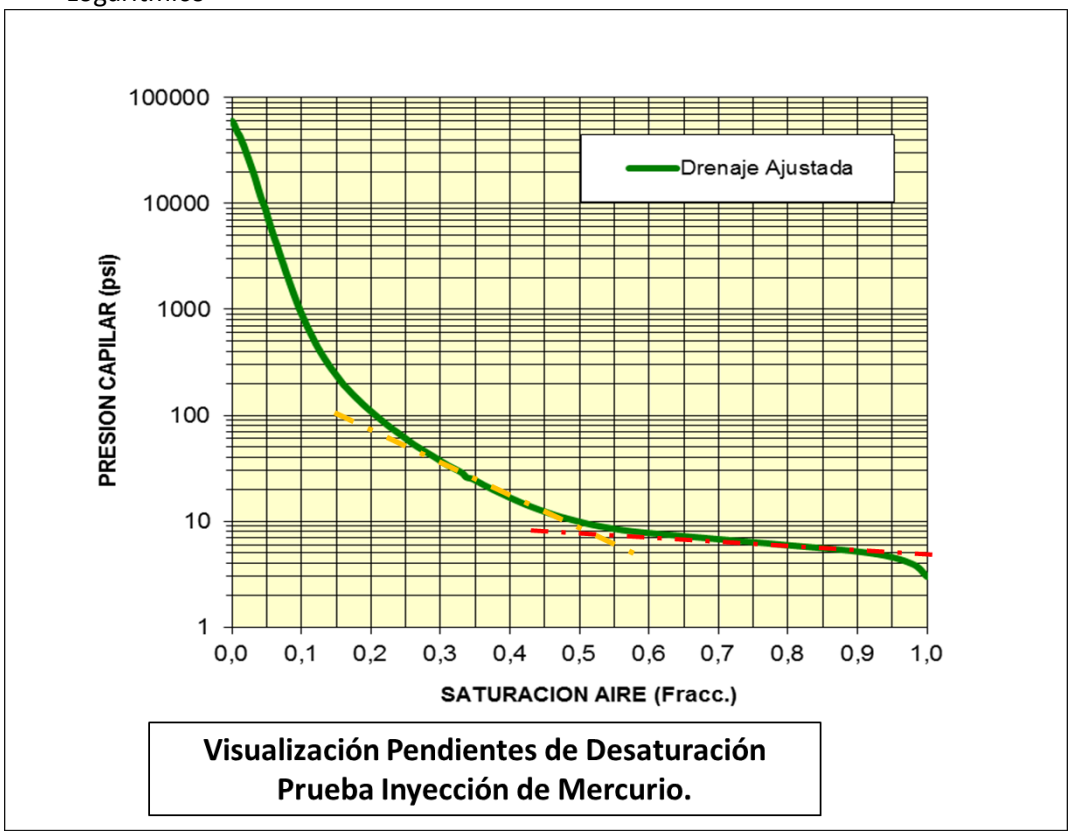
el método de inyección de mercurio y Presión Capilar vs Saturación de fase mojante para el método de Plato Poroso.

Se realizó un análisis de las curvas obtenidas en las dos pruebas, en sistemas de referencia cartesiana y semi-logarítmica, el análisis de la gráfica cartesiana nos permite observar la gráfica real en base a los datos reales de la prueba, mientras que con la gráfica semi-logarítmica realiza una ponderación relacional de un eje respecto a la base exponencial diez, disminuyendo la escala en factores cada vez más grandes para poder apreciar relaciones graficas especiales.

Para el análisis de nuestro interés, se graficó el logaritmo de la Pc vs Saturación de fase no mojante, para los datos obtenidos por el método de inyección de mercurio, lo que permitió visualizar los rangos de presiones en los cuales sucede la desaturación de la fase no mojante más significativa y se visualizan las posibles micro fracturas que posea la muestra. Estas micro fracturas ayudan a apreciar, o definir valores máximos de presión para la desaturación máxima de cada una de las muestras.

De la misma forma, la grafica nos presenta posibles pendientes, que muestran el cambio de presión respecto a la saturación de fluido no mojante, mercurio, o de otra forma la desaturación del fluido mojante de la muestra en este caso el aire. Esta capacidad de desaturación de la muestra está directamente relacionada con la porosidad, permeabilidad y el tamaño de garganta promedio.

Figura 21 Pendientes de desaturación observadas en las Curvas de Inyección de Mercurio en semi Logarítmico



La grafica muestra dos pendientes de desaturación del aire en el análisis semi-logarítmico, de la prueba de Inyección de Mercurio, donde se puede observar en que zona de la curva de Presión Capilar se presenta la mayor desaturación.

Fuente: Autor.

Seguidamente se realizó un análisis físico-matemático de los datos determinados por métodos de inyección de mercurio y plato poroso para presión capilar en graficas cartesianas y por separado, para determinar la regresión no linear que describa las curvas características de cada prueba para las muestras estudiadas en el laboratorio.

La curva de regresión, tiene carácter de línea media que trata de resumir o sintetizar la información suministrada por los datos, al tener carácter de línea media está acompañada

siempre de una medida que exprese su representatividad, es decir, lo buena que es la curva, ya que al obtener la mejor regresión de todas las ecuaciones que representan los datos analizados, no se tiene garantía de que sea una buena aproximación a la prueba analizada. Se necesita, por tanto, una medida que tenga en cuenta la dispersión de cada observación con respecto a la curva, lo alejado que se encuentra cada punto de la curva (debe evaluar esas distancias verticales a la curva).

Si las dispersiones son pequeñas, la curva será un buen representante de la nube de puntos, o lo que es lo mismo, la bondad de ajuste del modelo será alta. Si la dispersión es grande, la bondad de ajuste será baja.

El coeficiente de determinación indica el porcentaje de variación controlada o explicada mediante el modelo. Expresado en tantos por 1, será:

$$0 < R^2 < 1$$

- Si R^2=1 no hay residuos: habrá una dependencia funcional. Cuanto más se acerque dicho valor a la unidad, mayor poder explicativo tendrá el modelo de regresión. Cuanto más cercano a 0 esté dicho valor, menor poder explicativo.

- Si R^2=0 entonces *X* no explica en absoluto ninguna de las variaciones de la variable *Y*, de modo que o bien el modelo es inadecuado, o bien las variables son independientes.

Se procedió a estudiar los valores representativos en cada una de las pruebas, teniendo en cuenta que los datos proporcionados por la prueba de inyección de mercurio llegan a presiones de operación de 70000 psi y las ecuaciones deducidas no proporcionaban un error aceptable y la necesidad de obtener una ecuación que describiese de forma precisa la prueba conllevo a realizar un truncamiento de los datos los obtenidos y analizados.

Para este truncamiento se ha teniendo en cuenta, que las presiones analizadas permitiesen o proporcionaran datos significativos en el momento del análisis ingenieril, dicho en otras palabras que cubriesen rangos suficientes de espesor para la variación de la saturación de fluidos. Aspectos analizados en el punto anterior, donde se pudo deducir que para las muestras analizadas, de los diferentes campos, existen presiones máximas de análisis.

El valor de la máxima presión en la prueba de inyección de mercurio fue determinado por la conversión de la máxima presión capilar alcanzada en el laboratorio en la prueba de plato poroso (200[psi]), así:

Para Conversión de Datos de Presión Capilar Aire-Mercurio (A-Hg) a Datos Aire-Salmuera (A-B):

$$\frac{Pc_{A-Hg}}{Pc_{A-B}} = \frac{(TCos\theta)_{A-Hg}}{(TCos\theta)_{A-B}}$$

$$Pc_{A-B} = Pc_{A-Hg}\frac{(TCos\theta)_{A-B}}{(TCos\theta)_{A-Hg}}$$

$$Pc_{A-B} = Pc_{A-B}(\frac{72}{367})$$

$$Pc_{A-B} = \frac{Pc_{A-Hg}}{5.1_{(constante\ de\ converción)}}$$

Para conversión de datos de presión capilar Aire-Salmuera (A-B) a Aire-Mercurio (A-Hg)

$$(Pc_{A-B})x(5.1_{(constante\ de\ converción)}) = Pc_{A-Hg}$$

Donde:

Pc_{A-B} : Presión Capilar Sistema Aire-Salmuera [PSI].

Pc_{A-Hg} : Presión Capilar Sistema Aire-Mercurio [PSI].

$(Cos\theta)_{A-B}$: Coseno del Ángulo de Contacto Sistema Aire-Salmuera.

$(Cos\theta)_{A-Hg}$: Coseno del Ángulo de Contacto Sistema Aire-Mercurio.

T: Tensión Interfacial [Dinas/cm].

Este máximo valor de presión tiene su explicación física, dado que el fin ultimo del análisis realizado es definir si existe un factor de correlación entre los métodos de inyección de mercurio y plato poroso para la determinación de presión capilar y al definir valores que estén fuera del rango de valores máximos de presión determinados en el laboratorio, en este caso para el método de plato poroso, se necesitaría realizar una extrapolación la regresión no lineal, acción que no se debe realizar ya que para valores mas halla del rango X, utilizados para determinar la regresión, se desconoce que puede estar ocurriendo realmente y se puede caer en graves errores de estimación.

7.1 ANÁLISIS MATEMATICO DE LOS DATOS.

El análisis de regresión es un método conceptualmente simple para investigar relaciones funcionales entre variables, la relación es expresada en forma de una ecuación o un modelo que une la respuesta o la variable dependiente y uno o varios modelos explicativos.

El propósito de conocer, identificar y cuantificar las variables de los datos obtenidos en cada una de las pruebas realizadas conllevo a realizar un análisis matemático que proporcionara una relación funcional.

Se determinó la mejor regresión para los datos tratados de los métodos de inyección de mercurio y plato poroso para presión capilar, utilizando el algoritmo de Levenberg-Marquardt, que es un algoritmo iterativo de optimización en el que el método de iteración presenta una ligera modificación sobre el método tradicional de Newton.

En general, los datos que modelan la ecuación (con cualquier número de variables independientes) pueden ser escritos así:

$$y = y(\vec{x}; \vec{a})$$

La expresión simplemente declara que la variable dependiente y puede ser expresada como una función de las variables independientes y vector de los parámetros de longitud arbitraria. Usando el método Levenberg-Marquardt, cualquier ecuación no lineal con un número arbitrario de parámetros puede ser usada como los datos que modelan la ecuación.

Entonces, la función que tratamos de reducir al mínimo es:

$$x^2(\vec{d}) = \sum_{i=1}^{n} (\frac{y_i - y(\overrightarrow{x_i}; \vec{a})}{\sigma_i})^2$$

Donde:

N	Es el número de puntos de datos.
$\overrightarrow{x_i}$	Denota los puntos de datos x.
y_i	Denota los puntos de datos y.
σ_i	Es la desviación estándar (la incertidumbre) en el punto i.

$y(\overrightarrow{x_i}; \vec{a})$ Es un modelo arbitrario no lineal evaluado en el punto de datos.

La desviación estándar es computada siguiendo la siguiente formula:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(x_i - \bar{x})^2}$$

El promedio es calculado con la fórmula estándar:

$$\bar{x} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} x_i$$

Esta función simplemente mide el acuerdo entre los puntos de datos y el modelo paramétrico; un valor más pequeño para la función denota el mejor acuerdo, comúnmente llamada el chi-cuadrado.

Identificadas la o las posibles funciones que representasen la regresión no lineal, se realizó un análisis comparativo entre estas, determinando cual ecuación representaba mas fidedignamente los datos obtenidos en laboratorio para cada una de las muestras examinadas, los parámetros para realizar esta comparación fueron el error estándar y el coeficiente de correlación.

7.3 PRESENTACION DE DATOS, PROPIEDADES Y ECUACIÓN DE REGRESIÓN DE LAS MUESTRAS ESTUDIADAS.

Se analizaron datos obtenidos en laboratorio de Presión capilar por los métodos de inyección de mercurio y Plato poroso, permeabilidad, porosidad y tipo de roca de 60 muestras de 4 campos colombianos.

Los datos de Presión Capilar por el método de Inyección de Mercurio Las prueba se llevó a cabo utilizando el porosímetro de intrusión y extrusión de mercurio Autopore IV 9500, el cual está equipado con cuatro cámaras de baja presión, donde básicamente se realiza el llenado del porta muestras con el mercurio y se determinan los primeros puntos de presión capilar de la muestra. Cuenta también con dos cámaras de alta presión donde se efectúa la inyección de mercurio hasta una presión de 60000 [psi], para evaluar el resto de la curva de presión capilar y la porosidad. Se siguió el Procedimiento Técnico de Ensayo PTE 147-021, el cual esta soportado por la norma ASTM D 4404-84 (Reapproved 2004) y ajustado al procedimiento de operación del equipo PTO 147-013.

Los datos de Presión Capilar por el método de Plato Poroso Para el desarrollo técnico de la prueba de plato poroso en la actualidad se siguen los procedimientos técnicos de ensayo UST-147-P-025 e UST-147-P-035, estos procedimientos aplican para la ejecución de ensayos en determinación de la presión capilar por plato poroso aceite- agua, índice de resistividad y el exponente de saturación (n) para una muestra de roca de yacimiento a partir de métodos indirectos de acuerdo a Art. SPE15271 parte 4, la operación del equipo se realizó siguiendo los procedimientos técnicos operativos UST-147-P-509 e UST-147-P-511.

Los datos de porosidad y permeabilidad fueron medidos en el equipo Automated Core Mesurement System (CMS), a cinco presiones de confinamiento 800, 1200, 1600, 2000 y 2300 psi. Las presiones de trabajo fueron seleccionadas con base a la profundidad media

del intervalo y el Esfuerzo Neto Promedio (NMS), teniendo en cuenta las condiciones de presión de confinamiento hidrostático del core holder.

Los datos de tipo de roca se determinaron por el procedimiento de la metodología Windland establece que a partir del cálculo del valor del radio de garganta R35 (radio de garganta de poro que más aporta al flujo de fluidos en el medio poroso) se definan líneas de isogargantas de diferentes órdenes de micrones.

La ecuación para el cálculo de R35 es definida a continuación:

$$\text{Log (R35)} = 0.732 + 0.588 \text{ Log (Kaire)} - 0.864 \text{ Log (Phi)}.$$

Donde:

- R35: Radio de garganta de poro correspondiente al percentil 35 de saturación de mercurio, micrones.
- K = Permeabilidad al aire a condiciones ambiente, md.
- Phi = Porosidad a condiciones ambiente.

Posteriormente los resultados de caracterización petrofisica básica en muestras de núcleo (porosidad y permeabilidad al aire a condiciones ambiente) son ubicados en el gráfico de isogargantas permitiendo visualizar los puntos de mayores porosidades y permeabilidades y el rango de radios de garganta R35 para diferentes grupos de muestras.

De acuerdo a los grupos presentes para los diferentes radios de garganta R35 se determina el número de tipos de roca.

Figura 22 Tabla de Cutoff para designación del tipo de roca

TIPO DE ROCA	R35(Micrones) Min Cutoff	R35(micrones) Max. Cutoff	Frecuencia (%)
1	60		23.7

2	**27**	**59.999**	**54**
3	**9**	**26.999**	**18**
4	**2.5**	**8.999**	**1.7**
5		**2.4999**	**2.6**

Fuente: ECOPETROL S.A. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO UNIDAD DE SERVICIOS TÉCNICOS Y LABORATORIOS.

7.3 PRESENTACION DE DATOS PARA LA REGRESIÓN NO LINEAR[28]

7.3.1 Pruebas Inyección de Mercurio

7.3.1.1 Pozo UIS 1

Tabla 17 Presentación de datos Inyección de Mercurio Pozo UIS 1.

Profundidad	Propiedades	Ecuación	Constantes	R^2
6350.5	Ø=24,2 k=1280 TR = 1	$y = a(x-b)^c$	a= 4,3743 E-1 b= 2,1927 E-2 c= -2,9836	0.996
6356.5	Ø=16,1	$y = a(x-b)^c$	a= 9,6849 E-1	0.980

[28] Datos de las pruebas de Inyección de Mercurio y de la Presión Capilar determinada en el laboratorio, como de la regresión determinada se encuentran en el anexo 1.

	k=59,1 TR = 2		b= -1,9735 E-2 c= -4,3328	
6397.5	Ø=14,3 k=4,42 TR = 3	$y = a(x-b)^c$	a= 9,9212 E-1 b= -8,8447 E-2 c= -3,8044	0.992
6405.21	Ø=22,7 K=376 TR = 2	$y = a(x-b)^c$	a=3,4896 b= -2,3288 E-2 c= -3,2802	0.998
6427.5	Ø=19,05 k=173 TR = 2	$y = a(x-b)^c$	a= 2,2083 b= 4,5077 E-2 c= -2,5035	0.994
6438.5	Ø=19,2 k=49,4 TR = 2	$y = a(x-b)^c$	a= 7,3979 E1 b= -5,2985 E-1 c= -8,5155	0.982
6452.5	Ø=15,2 k=14,2 TR = 2	$y = a(x-b)^c$	a= 1,9155 b= 1,0755 E-1 c= -2,9228	0.988
6463.5	Ø=17,5 K=21,5 TR = 2	$y = a(x-b)^c$	a= 3,6567 b= 1,8022 E-2 c= -2,7473	0.992

Presentación ecuación de la curva de Inyección de Mercurio con sus correspondientes propiedades, constantes y su coeficiente de correlación. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase no Mojante y (a, b, c)= Constantes Numéricas.

7.3.1.2 Pozo UIS 2

Tabla 16 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 2[29]

Profundidad	Propiedades	Ecuación	Constantes	R^2
6687.5	Ø=20.88 k=1969 TR = 2	$y = a(x-b)^c$	a= 1,2376 b= -1,5567 E-2 c= -2,0969	0.998
6703.5	Ø=22,2 K=1994,5 TR = 2	$y = a(x-b)^c$	a= 3,8188 b= 1,5848 E-2 c= -1,2216	0.988

[29] Datos de las pruebas de Inyección de Mercurio y de la Presión Capilar determinada en el laboratorio, como de la regresión determinada se encuentran en el anexo 1.

7267.5	Ø=19,9 k=902,4 TR = 3	$y = a(x-b)^c$	a= 4,300007 b= 7,5951 E-3 c= -1,4283	0.998
7290.5	Ø=18,5 k=184,6 TR = 3	$y = a(x-b)^c$	a= 9,1499 b= 1,2012 E-2 c= -1,12585	0.988
7345.5	Ø=21,6 K=6481 TR = 1	$y = a(x-b)^c$	a= 2,0250 b= 2,3867 E-2 c= -1,2668	0.
7375.5	Ø=21,4 k=14029 TR = 1	$y = a(x-b)^c$	a= 1,1234 b= 2,6317 E-2 c= -1,4074	0.998
7410.5	Ø=21,3 k=5247,9 TR = 2	$y = a(x-b)^c$	a=-5,44969 b=2,27832 E1 c=3,25958 E-1	0.996
7500.5	Ø=12,6 k=192,4 TR = 3	$y = a(x-b)^c$	a= 6,8379 b= 5,7348 E-2 c= -1,4493	0.990
7548.5	Ø=17,9 k=279,6 TR = 3	$y = a(x-b)^c$	a= 4,7866 b= 5,8924 E-3 c= -1,67036	0.992

Presentación ecuación de la curva de Inyección de Mercurio con sus correspondientes propiedades, constantes y su coeficiente de correlación. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase no Mojante y (a, b, c)= Constantes Numéricas.

7.3.1.3 Pozo UIS 3.[30]

Tabla 17 Presentación de datos Inyección de Mercurio Pozo UIS 3.

Profundidad	Propiedades	Ecuación	Constantes	R^2
5855.6	Ø=19,8 k=45,64 TR = 3	$y = a(x-b)^c$	a= 5,1516 b= 3,3643 E-2 c= -2,1200	0.996
5863.5	Ø=22,5	$y = a(x-b)^c$	a= 3,8911	0.994

[30] Datos de las pruebas de Inyección de Mercurio y de la Presión Capilar determinada en el laboratorio, como de la regresión determinada se encuentran en el anexo 1.

	k=298 TR = 2		b= 4,4657 E-2 c= -2,0938	
6461.5	Ø=24,08 K=733 TR = 1	$y = a(x - b)^c$	a= 2,3486 b= 2,4801 E-2 c= -2,2183	0.998
6467.5	Ø=14,7 k=15,37 TR = 3	$y = a(x - b)^c$	a= 5,25964 b= -6,5085 E-5 c= -3,1548	0.990
6967.5	Ø=20,2 k=1390 TR = 1	$y = a(x - b)^c$	a= 1,0635 E1 b= -2,4212 E-1 c= -4,9689	0.995

Presentación ecuación de la curva de Inyección de Mercurio con sus correspondientes propiedades, constantes y su coeficiente de correlación. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase no Mojante y (a, b, c)= Constantes Numéricas.

7.3.1.4 Pozo UIS 4.[31]

Tabla 18 Presentación de datos Inyección de Mercurio Pozo UIS 5

Profundidad	Propiedades	Ecuación	Constantes	R^2
5620.13	Ø=26 k=1803	$y = a(x - b)^c$	a= 1.8123 E-1 b= 3,8976 E-3	0.988

[31] Datos de las pruebas de Inyección de Mercurio y de la Presión Capilar determinada en el laboratorio, como de la regresión determinada se encuentran en el anexo 1.

	TR = 1		c= -3,4399	
5645.13	Ø=25,1 K=1155 TR = 1	$y = a(x - b)^c$	a= 2,2375 b= 4,2456 E-2 c= -2,095429	0.998
5648.13	Ø=18,5 k=20,82 TR = 3	$y = a(x - b)^c$	a= 6,9030 b= 6,1988 E-2 c= -1,8411 E-1	0.986

Presentación ecuación de la curva de Inyección de Mercurio con sus correspondientes propiedades, constantes y su coeficiente de correlación. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase no Mojante y (a, b, c)= Constantes Numéricas.

7.3.2 Pruebas Plato Poroso

7.3.2.1 Pozo UIS 1.

Tabla 19 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 1.[32]

Profundidad	Propiedades	Ecuación	Constantes	R^2

[32] . Los datos de las pruebas de Inyección de Mercurio y de la Presión Capilar determinada en el laboratorio, como de la regresión determinada se encuentran en el anexo 2.

6350.5	Ø=24,2 k=1280 TR= 1	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A= 9,9769 E-1 B= 8,9663 E-3 C= 1,2929 E-4	0.964
6356.5	Ø=16,01 k=59,1 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=9,9942 E-1 B= 1,0405 E-3 C= 4,9637 E-5	0.950
6397.5	Ø=14,3 k=442 TR= 3	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A= 9,9977 E-1 B= 8,1420 E-4 C= 1,8816 E-5	0.964
6405.21	Ø=22,7 K=376 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A= 9,9936 E-1 B= 1,9436 E-3 C= 4,6235 E-5	0.835
6427.5	Ø=19,05 k=173 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A= 9,9916 E-1 B= 1,9833 E-3 C= 6,3509 E-5	0.943
6438.5	Ø=19,2 k=49,4 TR=2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A= 9,9865 E-1 B= 2,4964 E-3 C= 9,2051 E-5	0.989
6452.5	Ø=15,2 k=14,2 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A= 7,7863 E-1 B= 2,2266 E-1 C= 8,6008 E-3	0.994
6463.5	Ø=17,5 K=21,5 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A= 9,9940 E-1 B= 1,0878 E-3 C= 4,0445 E-5	0.995

Presentación ecuación de la curva de Plato Poroso con sus correspondientes propiedades, constantes y su coeficiente de correlación. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase Mojante y (A, B, C)= Constantes Numéricas

7.3.2.2 Pozo UIS 2[33]

Tabla 20 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 2.

Profundidad	Propiedades	Ecuación	Constantes	R^2
6687.5	Ø=20.88 k=19,4 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-6.05421 E-1 B=2.79842 C=5.78785 E-1	0.998
6703.5	Ø=22,2 K=1994 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-1.22733 B=5.50493 C=2.99935 E-1	0.998
7267.5	Ø=19,9 k=902,4 TR= 3	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=9.97200 E-1 B=6.8440 E-3 C=5.28614 E-5	0.978
7290.5	Ø=18,5 k=184,6 TR= 3	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-1.34774 B=3.66748 C=5.41009 E-1	0.998
7345.5	Ø=21,6 K=6481,4 TR= 1	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-3.87674 B=1.52491 E1 C=2.69184 E-1	0.992
7375.5	Ø=21,4 k=14029,3 TR= 1	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-2.78674 B=1.27592 E1 C=4.67305 E-1	0.998
7410.5	Ø=21,3 k=5247,9 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-5.44969 B=2.27832 E1 C=3.25958 E-1	0.986
7500.5	Ø=12,6 k=192,4 TR= 3	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=7.74742 E-2 B=1.6509 C=9.04717 E-2	0.998
7548.5	Ø=17,9 k=279,6 TR= 3	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=6.77565 E-1 B=8.93827 E-1 C=1.81605 E-2	0.982

Presentación ecuación de la curva de Plato Poroso con sus correspondientes propiedades, constantes y su coeficiente de correlación. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase Mojante y (A, B, C)= Constantes Numéricas.

[33] . Los datos de las pruebas de Inyección de Mercurio y de la Presión Capilar determinada en el laboratorio, como de la regresión determinada se encuentran en el anexo 2.

7.3.2.3 Pozo UIS 3

Tabla 21 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 3.[34]

Profundidad	Propiedades	Ecuación	Constantes	R^2
5855.6	Ø=19,8 k=45,64 TR= 3	$y = (a + bx)^{-1/c}$	A=-6.00969 E-1 B=1.90064 C=5.54661 E-1	0.998
5863.5	Ø=22,5 k=298 TR= 2	$y = (A + Bx)^{-1/c}$	A=-7.6115 E-1 B=2.60274 C=5.04003 E-1	0.998
6461.5	Ø=24,08 K=733 TR= 1	$y = (A + Bx)^{-1/c}$	A=-4.12378 E-1 B=1.99949 C=7.65634 E-1	0.998
6467.5	Ø=14,7 k=15,37 TR= 3	$y = (A + Bx)^{-1/c}$	A=-2.4179 E-1 B=5.6033 E-1 C=9.52859 E-1	0.996
6967.5	Ø=20,2 k=1390 TR= 1	$y = (A + Bx)^{-1/c}$	A=-3.67974 E-1 B=1.66728 C=4.36407 E-1	0.998

Presentación ecuación de la curva de Plato Poroso con sus correspondientes propiedades, constantes y su coeficiente de correlación. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase Mojante y (A, B, C)= Constantes Numéricas.

[34] . Los datos de las pruebas de Inyección de Mercurio y de la Presión Capilar determinada en el laboratorio, como de la regresión determinada se encuentran en el anexo 2.

7.3.2.4 Pozo UIS 4.[35]

Tabla 22 Presentación de datos Plato Poroso Pozo UIS 4.

Profundidad	Propiedades	Ecuación	Constantes	R^2
5620.13	Ø=26 k=1803 TR= 1	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-1.09162 B=4.51303 C=5.82565 E-1	0.998
5645.13	Ø=25,1 K=1155 TR= 1	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-7.50458 E-1 B=2.93996 C=6.52305 E-1	0.998
5648.13	Ø=18,5 k=20,82 TR= 3	$y = (A + Bx)^{-1/C}$	A=-3.49584 E-1 B=9.04044 E-1 C=6.07103 E-1	0.998

Presentación ecuación de la curva de Plato Poroso con sus correspondientes propiedades, constantes y su coeficiente de correlación. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase Mojante y (A, B, C)= Constantes Numéricas.

[35] . Los datos de las pruebas de Inyección de Mercurio y de la Presión Capilar determinada en el laboratorio, como de la regresión determinada se encuentran en el anexo 2.

7.3.3 PRESENTACION DE TABLA ECUACIONES DE REGRESIÓN PARA CADA UNO DE LOS CAMPOS.

Tabla 23 Presentación de las ecuaciones para cada uno de los campos.

CAMPO	TIPO DE ROCA	ECUACION INYECCIÓN DE MERCURIO	ECUACIÓN PLATO POROSO
Pozo UIS 1	1, 2, 3, 4, 5	$y = a(x-b)^c$	$y = (A+Bx)^{-1/C}$
Pozo UIS 2	1, 2, 3, 4, 5	$y = a(x-b)^c$	$y = (A+Bx)^{-1/C}$
Pozo UIS 3	1, 2, 3, 4, 5	$y = a(x-b)^c$	$y = (A+Bx)^{-1/C}$
Pozo UIS 4	1, 2, 3, 4, 5	$y = a(x-b)^c$	$y = (A+Bx)^{-1/C}$

Nota: Los valores de las constantes difieren para cada método de presión capilar. Donde Y= Presión Capilar, X= Saturación de Fase Mojante y Fase no Mojante correspondiente a cada Prueba y (A, B, C, a, b, c)= Son las Constantes Numéricas correspondientes a cada método de Presión Capilar analizados.

En el análisis y elección de las ecuaciones de modelamiento de las pruebas de inyección de mercurio y plato poroso se logro conseguir una concordancia para las pruebas de cada una de las pruebas para los campos estudiados, con un error estándar y un coeficiente de relación aceptable en el análisis matemático.

Obtenidas las diferentes ecuaciones que representan el comportamiento de la prueba de inyección de mercurio y plato poroso para presión capilar se puede concluir que existe un modelo de ecuación que modele de forma correcta los datos de las muestras analizadas para cada pozo en cada profundidad con un coeficiente de error aceptable.

No se encontró concordancia o relación alguna en los coeficientes de cada una de estas ecuaciones, dicho de otra forma los coeficientes de cada muestra varían sin importar sus propiedades o el tipo de roca, tanto para los datos de presión capilar por el método de inyección de mercurio como para los datos de presión capilar por el método de plato poroso.

7.4 DESARROLLO CORRELACIÓN PRESIÓN CAPILAR MÉTODO INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO

Finalizada la obtención de las ecuaciones que modelan la regresión no lineal se procedió a desarrollar la correlación de las ecuaciones de presión capilar por los métodos de inyección de mercurio y plato poroso.

Tabla 24 Presentación Ecuaciones de la curva de las pruebas de presión capilar

CAMPO	TIPO DE ROCA	ECUACION INYECCIÓN DE MERCURIO	ECUACIÓN PLATO POROSO
Pozo UIS 1	1, 2, 3	$Pc_{Hg} = a(S_{nw} - b)^c$	$Pc_{pp} = (A + BS_w)^{-1/C}$
Pozo UIS 2	1, 2, 3	$Pc_{Hg} = a(S_{nw} - b)^c$	$Pc_{pp} = (A + BS_w)^{-1/C}$
Pozo UIS 3	1, 2, 3	$Pc_{Hg} = a(S_{nw} - b)^c$	$Pc_{pp} = (A + BS_w)^{-1/C}$
Pozo UIS 4	1, 2, 3	$Pc_{Hg} = a(S_{nw} - b)^c$	$Pc_{pp} = (A + BS_w)^{-1/C}$

Presentación de las pruebas de presión capilar para los pozos estudiados por los métodos de Inyección de Mercurio y Plato Poroso. Donde Pc_{Hg}: Es la Presión Capilar por el método de Inyección de Mercurio y Pc_{pp}: Es la Presión Capilar por el método de Plato Poroso. Los datos de los coeficientes (a, b, c, A, B, C) varían para cada muestra.

7.4.1 DESARROLLO CORRELACIÓN METODOS INYECCIÓN DE MERCURIO Y PLATO POROSO PARA PRESIÓN CAPILAR.

Obtenidas las ecuaciones que describen los métodos de inyección de mercurio y plato poroso para presión capilar se procedió a realizar la correlación entre los dos métodos, el factor utilizado para correlacionar estas dos ecuaciones es:

$$S_{nw} + S_w = 1$$

Donde:

- S_w: $Saturación\ fase\ mojante.$
- S_{nw}: $Saturación\ fase\ no\ mojante.$

De esta forma:

Ecuación Presión Capilar por Inyección de Mercurio $Pc_{Hg} = a(S_{nw} - b)^c$ ..... (1)

Ecuación Presión Capilar por Plato Poroso $Pc_{pp} = (A + BS_w)^{-1/C}$ ..... (2)

Despejando S_{nw} de (1)

$$Pc_{Hg} = a(S_{nw} - b)^c$$

$$\frac{Pc_{Hg}}{a} = (S_{nw} - b)^c$$

$$Ln(\frac{Pc_{Hg}}{a}) = c\, Ln(S_{nw} - b)$$

$$\frac{Ln(\frac{Pc_{Hg}}{a})}{c} = Ln(S_{nw} - b)$$

$$e^{\frac{Ln(\frac{Pc_{Hg}}{a})}{c}} = (S_{nw} - b)$$

$$S_{nw} = (e^{\frac{Ln\left(\frac{Pc_{Hg}}{a}\right)}{c}} + b) \text{ ..... (3)}$$

Tomando $Pc_{pp} = (A + BS_w)^{-1/c}$ ecuación (2) y remplazando $S_w = 1 - S_{nw}$

$$Pc_{pp} = (A + B\{1 - S_{nw}\})^{-1/c}$$

Remplazando $S_{nw} = (e^{\frac{Ln\left(\frac{Pc_{Hg}}{a}\right)}{c}} + b)$ ecuación (3) en $Pc_{pp} = (A + B\{1 - S_{nw}\})^{-1/c}$

$$Pc_{pp} = (A + B\{1 - (e^{\frac{Ln\left(\frac{Pc_{Hg}}{a}\right)}{c}} + b)\})^{-1/c} \text{..... (4)}$$

La ecuación (4) nos presenta la ecuación de correlación para Presión Capilar por los métodos de Inyección de Mercurio y plato Poroso para los campos estudiados. Hay que tener en cuenta que los coeficientes de la ecuación (a, b, c, A, B, C) varían para cada muestra.

Se procedió a realizar un análisis del valor de cada una de las constantes encontradas para cada muestra, para determinar si aleatoriedad de los valores proviene de una determinada distribución de probabilidad, especificada, o parcialmente especificada y de existir relación

entre los valores, fuese por causalidad, o, si por el contrario no tenia ninguna relación y cualquier relación observada existiese por casualidad.

Determinada la ecuación de correlación entre los métodos de Inyección de Mercurio y Plato Poroso para Presión Capilar:

$$Pc_{pp} = (A + B\{1 - (e^{\frac{Ln\left(\frac{Pc_{Hg}}{a}\right)}{c}} + b)\})^{-1/C}$$

Donde:

Pc_{pp}: Presión Capilar método Plato Poroso.

Pc_{Hg}: Presión Capilar método Inyección de Mercurio.

(a, b, c): Constantes ecuación método Inyección de Mercurio.

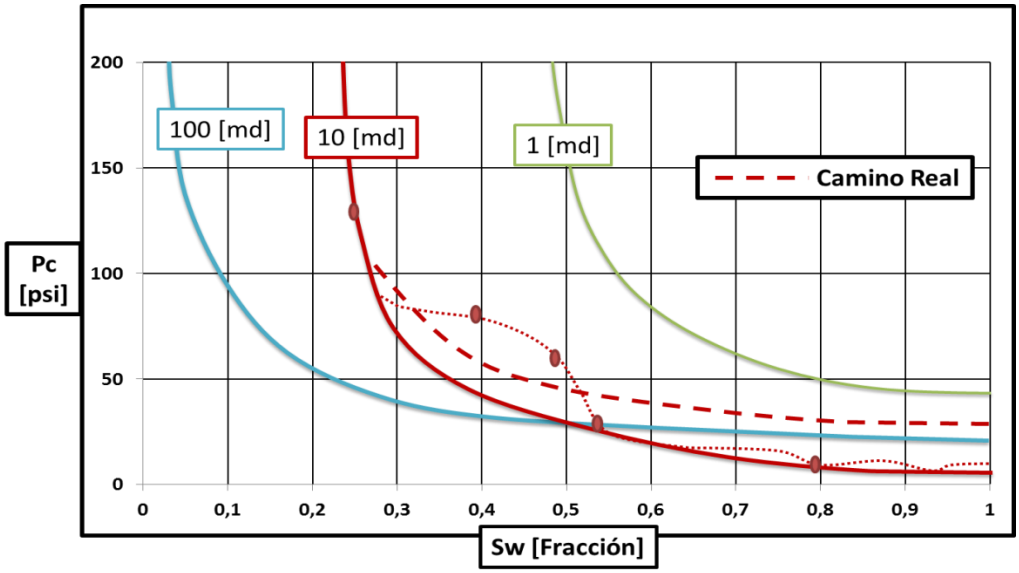
(A, B, C): Constantes ecuación método Plato Poroso.

Se analizaron los valores punto a punto de las constantes (a, b, c) y (A, B, C) para determinar si existía un factor de correlación o un factor de corrección, seguidamente se agruparon los valores teniendo en cuenta el tipo de roca al que pertenecían.

No se encontró ningún tipo de relación entre los valores de las constantes entre la Presión Capilar por el método de Inyección de Mercurio y la Presión Capilar por el Método de Plato Poroso. Esta imposibilidad se debe a varios factores como:

1. La complejidad de la gráfica de inyección de mercurio, que nos presenta una curva serpenteante debido a la distribución de tamaños de garganta de poro.

Figura 23 Movimiento Serpenteante en Curvas de Presión Capilar por el Método de Inyección de Mercurio.

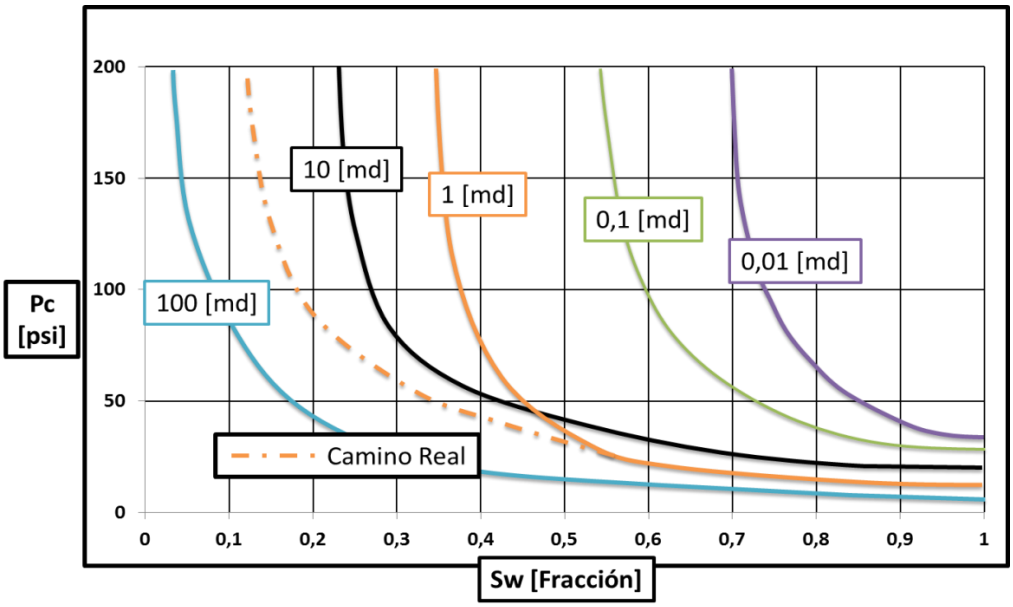


Fuente: Autor.

2. Desviaciones o anomalías en la familia de curvas de presión capilar:

    a) Presencia de horizonte fuertemente mojado por agua y muy corta zona de transición.

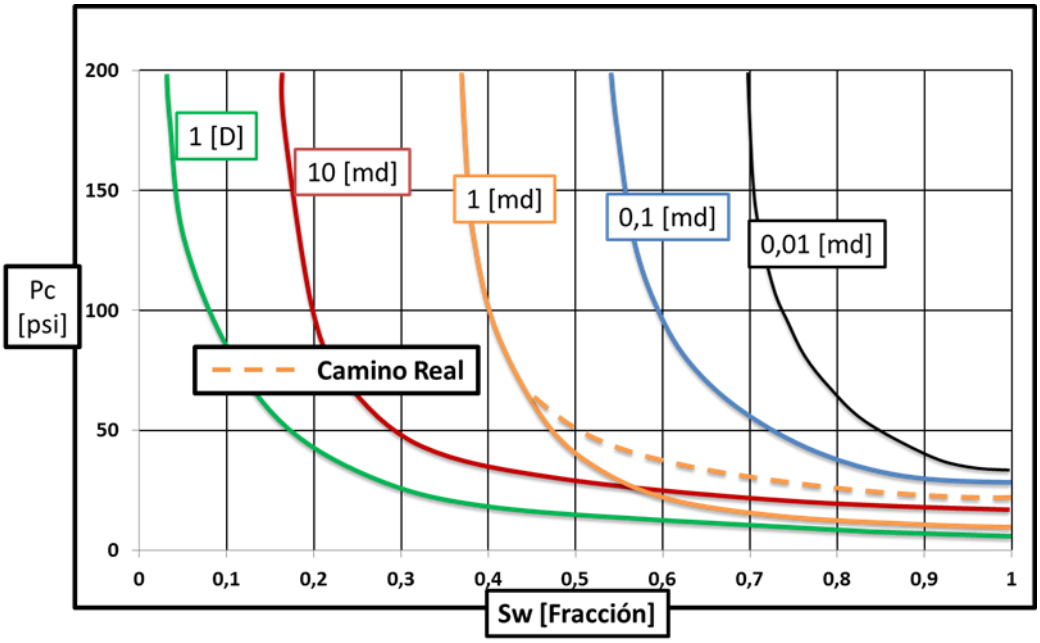
Figura 24 Anomalía familia de curvas de Presión Capilar.



Fuente: Autor

b) Presencia de horizonte con zona de transición por encima de la esperada y con un valor de saturación de agua irreducible normal, por encima de la zona de transición.

Figura 25 Anomalía Familia de Curvas Presión Capilar.

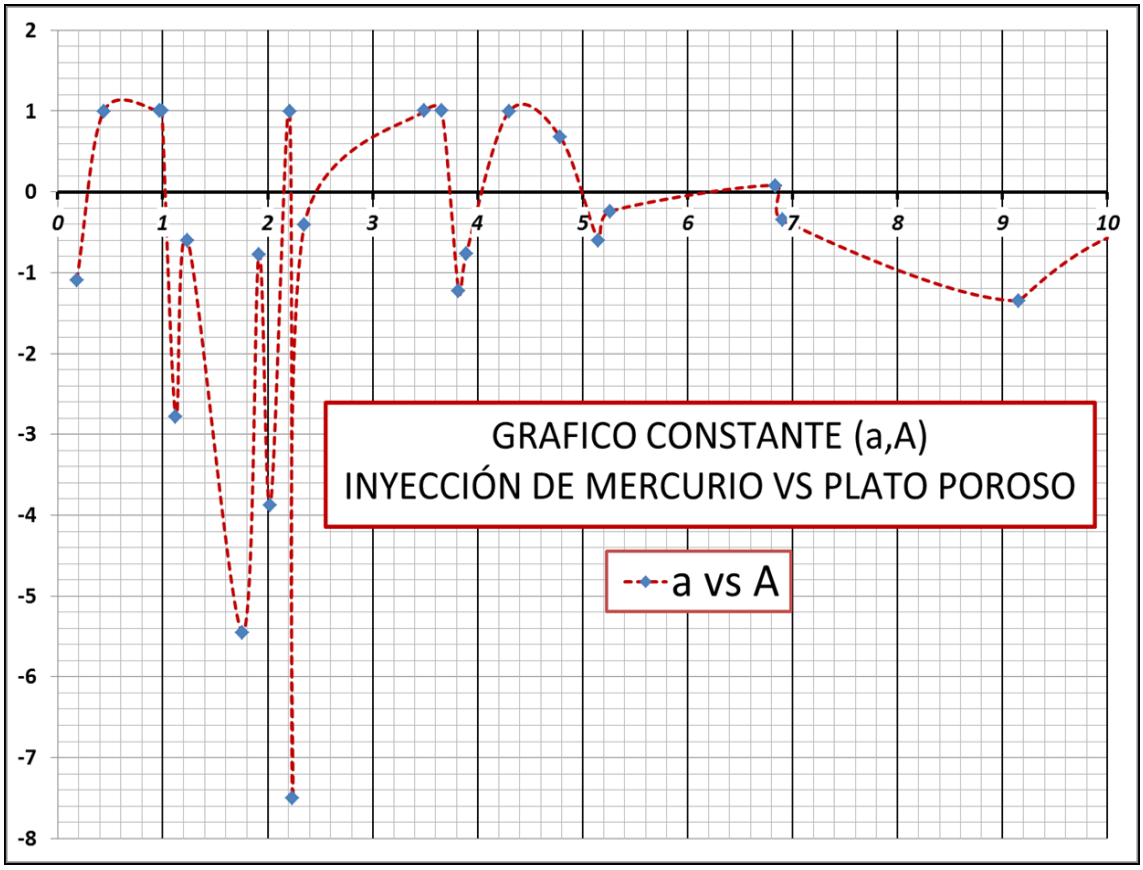


Fuente: Autor.

3. Los intervalos de presión utilizados en la toma de datos para Presión Capilar por el método de Plato Poroso en las muestras analizadas son muy amplios debido a que su finalidad es visualizar un cambio de presión y no realizar un estudio puntual de la curva descrita por este método para presión capilar.

4. Las desviaciones de una tendencia de familia de curvas de Presión Capilar que si bien poseen horizontes homogéneos, también poseen horizontes con heterogeneidad microscópica la cual se manifiesta con desviaciones de esta tendencia de curvas.

Figura 26 Grafica (a vs A) Constantes método Inyección de Mercurio y Plato Poroso para Presión Capilar.



Fuente: Autor.

Dada la complejidad de la relación entre las constantes determinadas, y la no posible relación tomando como base propiedades como porosidad, permeabilidad, tipo de roca y garganta de poro, datos suministrados por el método de inyección de mercurio para presión capilar, se realizó un análisis matemático mediante interpolaciones buscando encontrar una relación funcional entre las constantes de cada método de presión capilar.

Este análisis numérico se realizó mediante una función **SPLINE**, que es una curva diferenciable definida en porciones mediante polinomios.

En los problemas de interpolación, se utiliza a menudo la interpolación mediante splines porque da lugar a resultados similares requiriendo solamente el uso de polinomios de bajo grado, evitando así las oscilaciones, indeseables en la mayoría de las aplicaciones, encontradas al interpolar mediante polinomios de grado elevado.

Para el ajuste de curvas, los splines se utilizan para aproximar formas complicadas. La simplicidad de la representación y la facilidad de cómputo de los splines los hacen muy útiles para la representación de curvas de alto grado de complejidad.

La función spline determinada corresponde a la forma:

$$\boldsymbol{P(X) = a_n x^n + a_{n-1} x^{n-1} + \ \ldots + \ a_1 x + a_0}$$

Donde:

n: Es un número entero no negativo.

$\boldsymbol{a_n, a_{n-1}, a_1, a_0}$**:** Son constantes reales.

Para los datos de nuestro interés resulta la función spline es:

$$Y = PW: a + bx + cx^2 + dx^3$$

Con un coeficiente de error de 1 y coeficiente de determinación R^2=1.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Existe una ecuación de correlación para Presión Capilar por los métodos de Inyección de Mercurio y plato Poroso para los campos estudiados.

2. En el análisis realizado la variación del tipo de roca no demuestra una afectación directa sobre la ecuación determinada en la regresión no lineal.

3. Así mismo no se puede determinar un factor de correlación partiendo de cada uno de los puntos hallados en las pruebas, es necesario determinar la ecuación o ecuaciones que describan las curvas de cada una de las respectivas pruebas, ya sea por el método de plato poroso o inyección de mercurio, para determinar el factor de correlación a partir de ellas.

4. Al determinar la ecuación de correlación para presión capilar entre los métodos de inyección de mercurio y plato poroso, es necesario conocer los valores de las respectivas constantes para determinar el valor de la presión capilar en un determinado punto, se determinó que para las muestras estudiadas que no existe una relación de estas constantes en función de ninguna propiedad petrofísica debido a:

- El comportamiento de los horizontes (facies) homogéneos es manifestado en la tendencia de las curvas de presión capilar de muestras con diferentes permeabilidades, también existen horizontes (facies) con heterogeneidad microscópica (a nivel poral) lo cual se manifiesta como desviaciones de la tendencia de una familia de curvas de presión capilar.

- El cruzamiento de curvas de presión capilar significa que el medio posee poblaciones diferentes de gargantas de poro, o dicho en otras palabras es una combinación de varios tamaños de garganta.

- La curva de presión capilar de un medio cuya distribución de tamaños de garganta sea muy amplia, debería ser una curva serpenteante y no la curva de presión capilar típicamente esperada (Figura 23). Este comportamiento o anomalía solo es posible de observar en experimentos de presión capilar por inyección de mercurio, donde los aumentos de presión pueden ser tan finos como se desee, por esta razón puede existir un mayor rango de desviación estándar en datos puntuales de la regresión no lineal hallada para los datos de las pruebas de inyección de mercurio, en experimentos de presión capilar por plato poroso sistema aire-agua o ultracentrífuga, estas desviaciones no se observan debido a que los intervalos de presión son tan amplios que deben ser usados para observar un cambio en saturación. Por esto la curva observada corresponde a un promedio de dichas observaciones.

- Otras razones por las cuales se presentan desviaciones o anomalías en la familia de curvas de presión capilar es la presencia de un horizonte fuertemente mojado por agua y muy corta zona de transición (Figura 24) y la presencia de un horizonte con zona de transición por encima de la esperada y con un valor de saturación de agua irreducible normal, por encima de la zona de transición (Figura 25).

5. La correlación determinada para las constantes de las regresiones de cada método de presión capilar (Inyección de mercurio y Plato poroso), son únicas para cada prueba, y la función spline utilizada para su correlación, debe ser ajustada a los datos que se vallan a analizar para evitar errores de calculo y aproximación.

BIBLIOGRAFÍA

W.G. Anderson, SPE, Wettabylity Literature Survey-Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure, Journal of Petroleum Tecnology, Octuber 1987.

John G. Kaldi and Robert M. Sneider. Geological Applications of capillary Pressure: A Review. Charles I. Vavre,

Carlos Humberto Amaya Arevalo. Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering, Performance of Centrifuge-Measured Capillary Pressure on Dynamic Flow. Bucaramanga 2003.

M. Abtahi. Experimental Reservoir Engineering Laboratory Workbook. O. Torsaeter, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of science and Technology.

Douglas C. Montgomery. Desings and Analisis of Experiments 2001.

Ekwere J. Peters Petrophysics. Department of petroleum and Geosystems Engineering; The University of Texas at Austin. Usa 78712.

Carlos Gabriel Méndez Suárez; José Fernando Gómez Barbosa. Universidad Industrial de Santander. Determinación de Propiedades Eléctricas y Presión Capilar por Plato poroso en muestras de Corazones del campo Colorado, Formación Mugrosa. Bucaramanga 2010.

John R. Fanchi. Principles of Applied Reservoir Simulation, Second Edition.

Enrique A. Darderes; Victoria C. Vampa; Mirtha S. Bidner. Metodología Para La Determinación de la Permeabilidad de un Yacimiento Gasifero Aplicando Simulación Numerica y Regresión no lineal.

Charles L. Vavra, John G. Kaldi and Robert M. Sneider. Geological Applications of Capillary Pressure: AReview. June 1992.

ANEXOS

ANEXO A.

DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO **POZO UIS**

Pozo UIS 1, Muestra 6350,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,976	1,000	0,467	1,509
2,998	0,974	0,506	2,491
3,991	0,918	0,608	3,383
4,966	0,745	1,152	3,814
5,999	0,584	2,440	3,559
6,978	0,505	3,841	3,137
7,980	0,462	5,048	2,932
8,978	0,435	6,129	2,849
9,974	0,413	7,193	2,781
10,999	0,396	8,237	2,761
11,966	0,382	9,252	2,715
12,990	0,369	10,245	2,744
13,965	0,359	11,218	2,746
14,992	0,348	12,347	2,646
15,986	0,340	13,300	2,686
16,993	0,333	14,286	2,707
17,985	0,325	15,344	2,641
18,972	0,319	16,344	2,627
20,959	0,308	18,321	2,638
22,972	0,299	20,230	2,742
24,990	0,289	22,353	2,637
27,743	0,281	24,583	3,160
29,020	0,279	25,252	3,768
34,853	0,264	30,052	4,801
39,328	0,251	35,342	3,986
43,804	0,242	40,250	3,553
49,346	0,233	45,171	4,175
53,924	0,226	50,229	3,695
59,195	0,220	55,087	4,108
68,939	0,208	65,590	3,349
79,154	0,199	76,124	3,030
94,051	0,189	91,789	2,262
108,798	0,180	108,024	0,774
123,931	0,172	124,970	1,039
139,133	0,166	140,636	1,502
158,277	0,160	161,786	3,509
178,584	0,154	184,194	5,609
198,618	0,149	205,419	6,801
248,599	0,140	259,174	10,575
299,035	0,133	307,652	8,617
399,008	0,123	404,493	5,485
499,114	0,116	501,690	2,576
598,813	0,111	597,472	1,341
698,585	0,106	695,884	2,701
798,591	0,103	793,354	5,237
898,586	0,100	892,258	6,329
998,829	0,097	990,579	8,251

Pozo UIS 1, Muestra 6356.

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
8,960	1,000	0,890	8,070
9,970	0,972	1,005	8,965
10,960	0,946	1,129	9,831
11,940	0,917	1,283	10,657
12,940	0,894	1,431	11,509
13,940	0,859	1,697	12,243
14,940	0,826	2,006	12,934
15,940	0,784	2,492	13,448
16,940	0,737	3,242	13,698
17,930	0,700	4,036	13,894
18,930	0,671	4,801	14,129
20,940	0,627	6,399	14,541
22,910	0,593	8,102	14,808
24,920	0,565	9,940	14,980
27,340	0,546	11,396	15,944
29,340	0,530	12,916	16,424
31,360	0,515	14,574	16,786
35,120	0,490	17,964	17,156
40,100	0,461	23,204	16,896
45,070	0,438	28,750	16,320
50,130	0,416	35,306	14,824
60,200	0,386	48,205	11,995
69,870	0,365	60,800	9,070
80,530	0,346	75,860	4,670
95,650	0,327	95,784	0,134
110,390	0,311	116,224	5,834
124,630	0,300	134,700	10,070
140,240	0,291	152,569	12,329
160,160	0,282	173,446	13,286
180,060	0,275	192,156	12,096
199,900	0,267	216,682	16,782
249,730	0,253	269,619	19,889
299,680	0,243	317,404	17,724
400,420	0,227	417,689	17,269
498,930	0,217	500,504	1,574
604,780	0,208	592,958	11,822
699,230	0,200	693,378	5,852
799,630	0,195	766,862	32,768
897,290	0,189	868,146	29,144
1002,340	0,181	1008,001	5,661
1199,290	0,172	1231,091	31,801
1400,730	0,165	1447,798	47,068
1593,830	0,160	1631,812	37,982
1797,210	0,153	1940,508	143,298
1997,380	0,149	2149,331	151,951
2194,010	0,143	2517,171	323,161
2393,220	0,141	2656,745	263,525

Pozo UIS 1, Muestra 6397,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,988	1,000	0,719	1,269
2,990	0,949	0,863	2,127
3,978	0,840	1,314	2,663
4,988	0,713	2,300	2,688
5,982	0,659	3,003	2,980
6,980	0,625	3,581	3,399
7,981	0,605	4,002	3,979
8,984	0,589	4,363	4,621
9,973	0,574	4,745	5,228
10,967	0,561	5,117	5,850
11,963	0,550	5,467	6,496
12,961	0,538	5,868	7,092
13,959	0,529	6,226	7,733
14,958	0,519	6,593	8,365
15,977	0,509	7,027	8,950
16,997	0,501	7,392	9,605
17,984	0,494	7,763	10,221
18,977	0,486	8,153	10,823
20,975	0,472	9,008	11,967
22,955	0,457	9,922	13,033
24,955	0,443	10,975	13,980
27,483	0,438	11,390	16,094
29,123	0,432	11,933	17,190
34,369	0,406	14,509	19,860
39,718	0,383	17,372	22,346
45,021	0,363	20,393	24,629
49,258	0,350	22,873	26,385
53,992	0,335	26,037	27,955
58,969	0,325	28,619	30,350
68,984	0,305	34,628	34,356
78,884	0,290	40,127	38,757
94,153	0,273	47,773	46,380
109,283	0,261	54,198	55,085
124,433	0,251	60,706	63,727
139,109	0,242	66,664	72,445
158,560	0,233	74,559	84,001
179,033	0,225	81,853	97,180
199,244	0,218	88,928	110,315
249,412	0,205	105,420	143,992
298,875	0,195	120,096	178,779
398,682	0,181	145,945	252,737
498,342	0,170	170,692	327,651
598,641	0,161	195,537	403,105
698,464	0,153	219,980	478,485
799,090	0,147	244,321	554,769
897,906	0,141	267,234	630,672
997,953	0,136	290,223	707,730
1198,999	0,129	332,012	866,987

Pozo UIS 1, Muestra 6405,21

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
5,982	1,000	3,236	2,747
6,980	0,992	3,320	3,660
7,981	0,974	3,518	4,463
8,984	0,937	3,979	5,004
9,973	0,838	5,702	4,271
10,967	0,762	7,699	3,269
11,963	0,710	9,655	2,308
12,961	0,673	11,414	1,546
13,959	0,645	13,102	0,857
14,958	0,622	14,669	0,289
15,977	0,604	16,100	0,123
16,997	0,588	17,530	0,534
17,984	0,576	18,764	0,781
18,977	0,564	20,014	1,037
20,975	0,545	22,307	1,332
22,955	0,529	24,479	1,524
24,955	0,516	26,518	1,563
26,996	0,507	27,987	0,990
28,115	0,500	29,235	1,120
33,529	0,472	34,907	1,378
39,352	0,452	40,003	0,651
44,279	0,436	44,916	0,638
49,423	0,422	49,510	0,087
54,329	0,411	53,807	0,522
59,021	0,399	58,857	0,164
69,009	0,380	68,758	0,251
78,947	0,364	78,388	0,560
93,882	0,344	93,117	0,765
109,053	0,328	107,720	1,333
124,088	0,314	123,062	1,025
139,690	0,302	138,257	1,433
159,128	0,289	159,125	0,003
178,674	0,277	180,402	1,728
198,592	0,267	201,118	2,526
248,675	0,249	249,829	1,154
299,560	0,234	301,040	1,480
398,569	0,212	400,176	1,608
498,697	0,197	497,400	1,297
599,069	0,185	595,743	3,326
698,961	0,176	695,912	3,050
798,463	0,168	797,808	0,655
898,928	0,161	900,764	1,837
997,854	0,155	1002,117	4,263
1199,037	0,145	1196,913	2,124

Pozo UIS 1, Muestra 6427,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,988	1,000	2,479	0,491
2,990	0,989	2,552	0,438
3,978	0,979	2,619	1,359
4,988	0,966	2,711	2,278
5,982	0,951	2,829	3,153
6,980	0,929	3,007	3,973
7,981	0,877	3,502	4,480
8,984	0,823	4,137	4,847
9,973	0,773	4,886	5,087
10,967	0,727	5,763	5,204
11,963	0,684	6,779	5,184
12,961	0,646	7,887	5,073
13,959	0,616	8,975	4,983
14,958	0,592	10,013	4,945
15,977	0,570	11,090	4,887
16,997	0,550	12,206	4,790
17,984	0,535	13,197	4,787
18,977	0,520	14,268	4,709
20,975	0,494	16,364	4,611
22,955	0,473	18,505	4,450
24,955	0,453	20,809	4,146
26,834	0,447	21,666	5,168
27,951	0,439	22,727	5,224
33,350	0,406	28,307	5,043
39,160	0,381	33,820	5,340
44,078	0,362	39,351	4,727
49,215	0,346	44,823	4,392
54,117	0,333	49,922	4,195
58,806	0,320	55,905	2,901
68,790	0,300	67,718	1,071
78,728	0,285	79,076	0,348
93,666	0,267	95,794	2,128
108,841	0,253	112,152	3,311
123,881	0,242	128,759	4,878
139,488	0,233	144,824	5,336
158,934	0,223	165,792	6,858
178,488	0,215	185,491	7,003
198,411	0,209	205,541	7,130
248,504	0,195	255,852	7,348
299,398	0,185	305,225	5,826
398,421	0,170	400,717	2,296
498,559	0,160	496,056	2,503
598,939	0,152	593,431	5,509
698,838	0,146	691,835	7,003
798,346	0,141	790,142	8,204
898,815	0,136	893,057	5,758
997,745	0,132	998,976	1,231
1198,935	0,126	1207,805	8,870

Pozo UIS 1, Muestra 6438,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
8,960	1,000	1,980	6,980
9,950	0,995	2,042	7,908
10,950	0,990	2,092	8,858
11,950	0,984	2,171	9,779
12,940	0,977	2,253	10,687
13,950	0,966	2,397	11,553
14,950	0,951	2,616	12,334
15,920	0,939	2,805	13,115
16,930	0,922	3,086	13,844
17,930	0,905	3,422	14,508
18,930	0,885	3,850	15,080
20,910	0,859	4,515	16,395
22,910	0,834	5,276	17,634
24,940	0,805	6,314	18,626
26,660	0,787	7,115	19,545
28,530	0,760	8,447	20,083
30,610	0,732	10,212	20,398
34,610	0,681	14,555	20,055
39,600	0,630	20,896	18,704
44,260	0,596	26,903	17,357
49,400	0,566	34,025	15,375
59,430	0,521	48,576	10,854
69,290	0,489	63,071	6,219
79,270	0,466	76,591	2,679
94,370	0,439	97,089	2,719
109,990	0,417	117,944	7,954
124,370	0,400	136,883	12,513
139,640	0,387	154,495	14,855
159,170	0,372	178,319	19,149
179,180	0,361	197,851	18,671
198,890	0,351	217,491	18,601
249,400	0,329	269,433	20,033
300,970	0,314	314,035	13,065
401,230	0,290	401,790	0,560
497,960	0,271	488,509	9,451
604,600	0,255	582,658	21,942
696,790	0,241	680,856	15,934
803,600	0,228	788,153	15,447
898,690	0,217	892,116	6,574
996,510	0,208	986,371	10,139
1197,450	0,189	1225,959	28,509

Pozo UIS 1, Muestra 6452,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,990	1,000	2,671	0,681
3,001	0,990	2,759	0,242
3,988	0,981	2,843	1,144
4,982	0,974	2,914	2,069
5,986	0,966	2,989	2,997
6,981	0,958	3,079	3,902
7,980	0,950	3,157	4,823
8,976	0,940	3,268	5,708
9,968	0,927	3,424	6,543
10,974	0,915	3,584	7,390
11,963	0,892	3,889	8,074
12,959	0,872	4,196	8,762
13,960	0,850	4,576	9,384
14,958	0,820	5,154	9,803
15,992	0,794	5,764	10,228
16,985	0,771	6,342	10,643
17,992	0,750	6,981	11,012
18,991	0,730	7,658	11,333
20,961	0,692	9,219	11,742
22,966	0,660	10,877	12,089
24,988	0,631	12,739	12,249
28,051	0,602	15,051	13,000
28,402	0,581	17,059	11,343
33,742	0,536	22,835	10,907
39,261	0,498	29,823	9,438
44,471	0,473	36,344	8,127
49,484	0,453	42,842	6,642
53,558	0,440	47,691	5,866
58,955	0,426	54,303	4,652
68,465	0,405	66,435	2,030
78,841	0,388	78,569	0,272
93,471	0,369	96,405	2,934
108,652	0,355	113,461	4,808
124,288	0,345	128,689	4,401
138,160	0,335	144,588	6,428
158,507	0,325	165,589	7,082
178,517	0,316	186,555	8,038
198,469	0,309	207,889	9,419
248,427	0,293	262,501	14,075
298,238	0,283	312,032	13,794
399,292	0,267	410,581	11,289
498,007	0,256	503,016	5,009
598,631	0,248	594,049	4,582
698,155	0,241	687,217	10,938
798,423	0,235	782,161	16,262
898,239	0,230	882,804	15,435
998,638	0,226	986,995	11,644
1198,464	0,217	1226,015	27,551

Pozo UIS 1, Muestra 6463,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
4,000	1,000	3,844	0,156
5,000	0,993	3,926	1,074
5,990	0,985	4,010	1,980
6,980	0,978	4,085	2,895
7,970	0,971	4,174	3,796
8,970	0,960	4,312	4,658
9,970	0,951	4,420	5,550
10,950	0,940	4,569	6,381
11,950	0,928	4,739	7,211
12,940	0,909	5,017	7,923
13,940	0,891	5,318	8,622
14,940	0,862	5,836	9,104
15,940	0,827	6,548	9,392
16,930	0,793	7,359	9,571
17,930	0,740	8,951	8,979
18,930	0,700	10,478	8,452
20,910	0,642	13,377	7,533
22,910	0,600	16,208	6,702
24,910	0,568	18,916	5,994
26,870	0,546	21,109	5,761
28,890	0,526	23,543	5,347
31,010	0,509	25,829	5,181
34,950	0,481	30,363	4,587
39,890	0,454	35,845	4,045
44,810	0,432	41,196	3,614
49,920	0,413	47,079	2,841
60,100	0,382	58,891	1,209
69,810	0,358	70,690	0,880
79,690	0,341	81,916	2,226
94,610	0,321	97,355	2,745
109,630	0,304	113,923	4,293
124,420	0,290	130,808	6,388
139,620	0,279	146,868	7,248
159,780	0,267	167,461	7,681
179,940	0,257	186,072	6,132
199,100	0,249	205,318	6,218
249,650	0,231	255,880	6,230
301,060	0,218	304,604	3,544
399,000	0,199	398,985	0,015
501,170	0,184	505,594	4,424
603,960	0,175	592,782	11,178
701,140	0,167	689,756	11,384
796,550	0,160	780,741	15,809
896,620	0,152	906,009	9,389
997,340	0,148	998,565	1,225
1195,090	0,139	1200,612	5,522

ANEXO B.

DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO POZO UIS 3

Pozo UIS 2, Muestra 6687,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
2,992	1,000	1,198	1,793
3,991	0,885	1,540	2,451
4,983	0,712	2,413	2,570
5,986	0,590	3,542	2,444
6,989	0,515	4,673	2,315
7,975	0,461	5,865	2,110
8,977	0,422	7,004	1,973
9,970	0,393	8,086	1,884
10,973	0,370	9,148	1,825
11,968	0,351	10,179	1,789
12,964	0,334	11,186	1,778
13,961	0,321	12,162	1,800
14,960	0,308	13,165	1,795
15,999	0,297	14,161	1,837
16,954	0,288	15,075	1,878
17,997	0,279	16,072	1,925
18,997	0,272	16,926	2,071
20,975	0,259	18,654	2,322
22,970	0,246	20,600	2,369
24,962	0,236	22,267	2,695
28,843	0,220	25,696	3,147
33,620	0,198	31,597	2,023
39,200	0,183	36,533	2,668
43,708	0,172	41,232	2,476
48,450	0,162	46,619	1,831
53,803	0,152	52,510	1,293
58,378	0,144	57,937	0,441
68,415	0,129	70,971	2,557
78,712	0,119	82,400	3,688
93,485	0,109	98,101	4,616
108,936	0,100	113,555	4,619
123,564	0,094	127,887	4,323
137,977	0,089	141,334	3,357
157,968	0,083	160,207	2,239
177,935	0,078	178,219	0,284
198,155	0,073	197,768	0,387
247,991	0,064	248,545	0,554
298,072	0,058	296,783	1,289
397,960	0,048	396,250	1,710
498,145	0,042	493,837	4,308
598,651	0,037	599,050	0,399
697,775	0,033	693,374	4,400
798,406	0,030	799,620	1,214
897,435	0,028	899,172	1,737
997,871	0,026	992,719	5,152
1197,804	0,022	1201,144	3,340

Pozo UIS 2, Muestra 6703,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
2,987	1,000	3,894	0,907
3,987	0,953	4,132	0,145
4,985	0,745	5,617	0,632
5,985	0,575	7,777	1,792
6,984	0,442	10,812	3,828
7,979	0,385	12,911	4,931
8,973	0,346	14,777	5,804
9,969	0,319	16,387	6,418
10,969	0,299	17,851	6,882
11,966	0,283	19,172	7,206
12,961	0,270	20,374	7,412
13,961	0,259	21,521	7,561
14,956	0,249	22,630	7,674
15,951	0,241	23,654	7,703
16,990	0,233	24,657	7,667
17,993	0,226	25,634	7,641
18,990	0,220	26,539	7,550
20,972	0,210	28,291	7,319
22,965	0,201	29,969	7,004
24,960	0,193	31,609	6,649
25,160	0,187	32,950	7,790
28,319	0,174	36,274	7,955
31,575	0,165	39,153	7,578
37,401	0,154	43,044	5,643
42,711	0,144	46,974	4,263
47,272	0,136	50,897	3,625
52,551	0,130	54,198	1,647
56,953	0,124	57,970	1,017
66,644	0,112	66,803	0,159
77,578	0,102	76,445	1,133
92,501	0,090	91,690	0,811
107,097	0,082	105,449	1,648
121,856	0,076	119,010	2,846
137,223	0,071	132,194	5,030
157,624	0,066	149,337	8,287
177,059	0,061	166,555	10,504
197,570	0,058	184,908	12,662
247,439	0,051	231,916	15,524
298,411	0,045	282,834	15,577
397,730	0,039	388,113	9,617
498,148	0,034	497,273	0,875
598,452	0,032	607,746	9,294
697,918	0,030	716,670	18,753
797,988	0,028	831,073	33,084
897,951	0,027	889,336	8,615
998,221	0,027	972,342	25,879
1198,43	0,0249	1189,587	8,8449

Pozo UIS 2, Muestra 7267,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
2,991	1,000	4,347	1,356
3,990	0,950	4,679	0,689
4,985	0,793	6,070	1,085
5,984	0,639	8,294	2,311
6,985	0,549	10,331	3,346
7,980	0,496	11,956	3,976
8,977	0,459	13,385	4,407
9,973	0,430	14,728	4,755
10,973	0,407	15,947	4,974
11,968	0,387	17,142	5,174
12,969	0,372	18,208	5,239
13,960	0,358	19,210	5,250
14,961	0,346	20,182	5,220
15,959	0,336	21,120	5,161
16,994	0,325	22,114	5,120
17,998	0,317	22,998	5,000
18,996	0,310	23,774	4,778
20,977	0,297	25,286	4,308
22,969	0,285	26,869	3,900
24,956	0,273	28,541	3,585
27,297	0,265	29,822	2,525
29,312	0,255	31,598	2,286
34,369	0,237	35,286	0,918
39,409	0,220	39,379	0,029
44,042	0,207	42,946	1,095
49,629	0,196	46,818	2,811
54,239	0,186	50,602	3,637
58,774	0,176	54,857	3,917
69,455	0,158	64,587	4,868
79,333	0,143	74,881	4,453
94,373	0,127	89,668	4,704
108,644	0,114	105,466	3,178
123,714	0,104	121,877	1,837
138,557	0,096	138,326	0,231
158,734	0,087	159,111	0,377
178,374	0,081	178,475	0,101
198,694	0,076	199,212	0,518
248,543	0,066	247,137	1,406
299,091	0,059	295,295	3,796
399,203	0,050	395,030	4,173
498,594	0,043	497,904	0,690
598,265	0,039	594,750	3,515
698,768	0,036	699,325	0,558
798,974	0,033	805,136	6,162
898,934	0,031	905,571	6,638
999,102	0,030	1004,037	4,935
1198,34	0,0271	1193,966	4,3707

Pozo UIS 2, Muestra 7290,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,992	1,000	9,275	7,283
2,990	0,943	9,922	6,932
3,983	0,787	12,198	8,215
4,991	0,632	15,669	10,679
5,984	0,564	17,860	11,877
6,981	0,523	19,469	12,489
7,979	0,495	20,763	12,784
8,982	0,474	21,821	12,839
9,979	0,458	22,714	12,735
10,971	0,444	23,526	12,556
11,968	0,433	24,239	12,271
12,967	0,422	24,968	12,001
13,961	0,413	25,628	11,667
14,958	0,404	26,258	11,300
15,956	0,396	26,875	10,919
16,953	0,388	27,501	10,548
17,990	0,381	28,122	10,132
18,987	0,375	28,653	9,667
20,969	0,362	29,812	8,842
22,960	0,351	30,950	7,990
24,963	0,340	32,089	7,126
27,890	0,326	33,720	5,830
28,259	0,323	34,077	5,818
34,168	0,298	37,400	3,232
38,962	0,277	40,883	1,921
44,043	0,257	44,547	0,503
48,915	0,240	48,377	0,537
54,377	0,224	52,488	1,889
58,561	0,212	56,068	2,493
69,100	0,187	65,019	4,081
78,509	0,169	73,713	4,796
93,922	0,147	87,238	6,684
108,755	0,130	101,437	7,318
123,792	0,118	114,340	9,452
138,225	0,107	129,057	9,168
158,428	0,096	148,682	9,746
178,190	0,087	168,087	10,103
198,251	0,080	187,665	10,586
247,931	0,068	237,171	10,761
298,138	0,059	286,222	11,916
398,405	0,048	388,380	10,026
497,919	0,041	492,270	5,650
597,938	0,036	600,898	2,960
697,257	0,033	707,500	10,243
797,920	0,031	810,472	12,552
897,887	0,029	909,880	11,993
998,24	0,0274	1004,733	6,4913
1198,18	0,0254	1172,992	25,1854

Pozo UIS 2, Muestra 7345,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,992	1,000	2,088	0,096
2,990	0,610	3,988	0,997
3,983	0,421	6,527	2,544
4,991	0,348	8,441	3,451
5,984	0,309	9,909	3,925
6,981	0,283	11,225	4,244
7,979	0,264	12,365	4,385
8,982	0,249	13,405	4,423
9,979	0,237	14,379	4,399
10,971	0,226	15,304	4,334
11,968	0,218	16,206	4,237
12,967	0,210	17,066	4,098
13,961	0,203	17,849	3,887
14,958	0,197	18,657	3,699
15,956	0,192	19,434	3,478
16,953	0,187	20,199	3,246
17,990	0,181	21,033	3,042
18,987	0,177	21,807	2,821
20,969	0,169	23,289	2,320
22,960	0,162	24,772	1,812
24,963	0,156	26,338	1,375
26,754	0,150	27,810	1,056
29,480	0,144	29,734	0,254
34,509	0,132	33,773	0,737
38,286	0,123	37,834	0,452
43,943	0,114	42,616	1,327
48,780	0,107	47,181	1,599
53,440	0,101	51,750	1,690
58,699	0,096	57,004	1,694
69,280	0,087	67,481	1,799
78,235	0,080	77,321	0,914
93,906	0,073	93,251	0,655
108,765	0,067	108,320	0,444
123,433	0,063	124,264	0,831
138,761	0,059	139,289	0,528
158,577	0,056	158,986	0,409
178,876	0,053	178,093	0,783
198,672	0,051	197,464	1,208
248,817	0,046	249,638	0,821
298,370	0,043	300,886	2,517
398,841	0,040	383,046	15,795
498,435	0,037	490,885	7,550
599,646	0,035	600,340	0,694
699,136	0,034	705,441	6,305
798,351	0,033	804,054	5,703
898,651	0,032	905,419	6,768
998,34	0,0313	1013,873	15,531
1197,72	0,0304	1181,789	15,929

Pozo UIS 2, Muestra 7375,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,489	1,000	1,166	0,323
1,994	0,779	1,674	0,320
2,984	0,426	4,089	1,105
3,988	0,344	5,648	1,660
4,991	0,280	7,735	2,743
5,983	0,252	9,104	3,120
6,982	0,231	10,468	3,486
7,981	0,216	11,685	3,704
8,975	0,204	12,824	3,848
9,976	0,194	13,909	3,933
10,973	0,185	14,988	4,015
11,965	0,178	16,023	4,058
12,963	0,173	16,815	3,852
13,966	0,168	17,586	3,620
14,965	0,163	18,485	3,521
15,959	0,159	19,305	3,346
16,956	0,155	20,170	3,214
17,951	0,151	21,021	3,070
18,991	0,147	21,914	2,923
20,976	0,142	23,429	2,454
22,967	0,136	25,161	2,194
24,959	0,131	26,935	1,976
27,921	0,126	28,811	0,890
28,403	0,125	29,202	0,799
34,387	0,114	34,262	0,125
39,481	0,107	38,892	0,589
44,491	0,101	43,571	0,920
49,357	0,096	48,123	1,233
54,237	0,091	52,755	1,483
59,657	0,087	58,009	1,649
68,741	0,081	67,417	1,325
79,706	0,076	77,382	2,324
93,804	0,070	92,878	0,925
108,723	0,065	108,097	0,626
123,504	0,062	123,476	0,028
139,406	0,059	138,578	0,828
158,374	0,056	159,961	1,587
178,384	0,054	179,120	0,736
198,859	0,052	199,725	0,866
249,323	0,048	242,690	6,634
298,434	0,046	291,514	6,921
398,784	0,042	393,082	5,703
498,309	0,040	496,345	1,964
598,583	0,038	600,493	1,909
699,131	0,037	704,772	5,641
799,352	0,036	808,080	8,728
898,98	0,0350	901,387	2,402
998,64	0,0343	999,044	0,402
1198,72	0,0334	1182,920	15,800

Pozo UIS 2, Muestra 7410,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,991	1,000	1,818	0,172
2,985	0,799	2,584	0,401
3,983	0,577	4,322	0,338
4,996	0,444	6,572	1,576
5,984	0,384	8,293	2,309
6,982	0,345	9,877	2,894
7,982	0,319	11,219	3,237
8,978	0,300	12,410	3,432
9,967	0,284	13,560	3,593
10,968	0,271	14,658	3,690
11,967	0,260	15,677	3,710
12,957	0,251	16,670	3,713
13,983	0,242	17,680	3,698
14,960	0,235	18,619	3,659
15,954	0,229	19,440	3,486
16,987	0,223	20,387	3,399
17,995	0,217	21,219	3,224
18,984	0,213	21,993	3,009
20,975	0,205	23,542	2,567
22,958	0,197	25,134	2,177
24,962	0,189	26,832	1,870
27,427	0,182	28,637	1,210
29,095	0,179	29,490	0,395
34,556	0,164	34,351	0,205
39,500	0,153	38,821	0,679
44,159	0,144	43,155	1,004
49,191	0,137	47,640	1,551
55,280	0,130	51,919	3,361
59,632	0,124	56,718	2,914
69,383	0,114	66,676	2,707
79,079	0,106	76,316	2,764
94,107	0,097	90,958	3,149
109,105	0,089	106,178	2,927
124,203	0,084	121,079	3,124
138,736	0,079	135,594	3,142
159,124	0,074	155,779	3,345
178,933	0,070	176,305	2,628
199,191	0,067	197,069	2,122
248,727	0,060	248,868	0,141
298,691	0,056	300,769	2,078
398,949	0,049	407,370	8,421
499,387	0,045	513,729	14,342
599,168	0,043	586,790	12,379
698,932	0,041	693,044	5,888
798,715	0,039	798,060	0,655
899,282	0,038	897,544	1,738
999,01	0,0366	1003,208	4,196
1198,95	0,0349	1196,668	2,282

Pozo UIS 2, Muestra 7500,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,991	1,000	7,449	5,458
2,985	0,952	8,034	5,049
3,983	0,862	9,375	5,391
4,996	0,771	11,157	6,160
5,984	0,700	12,972	6,989
6,982	0,656	14,372	7,389
7,982	0,625	15,523	7,541
8,978	0,604	16,409	7,431
9,967	0,587	17,173	7,206
10,968	0,570	18,016	7,047
11,967	0,552	18,974	7,007
12,957	0,538	19,789	6,832
13,983	0,527	20,467	6,484
14,960	0,517	21,127	6,167
15,954	0,508	21,685	5,731
16,987	0,500	22,249	5,262
17,995	0,493	22,764	4,768
18,984	0,487	23,301	4,317
20,975	0,472	24,529	3,555
22,958	0,456	25,890	2,932
24,962	0,447	26,809	1,847
27,953	0,439	27,662	0,291
28,577	0,434	28,199	0,378
34,318	0,413	30,630	3,688
39,095	0,393	33,255	5,839
45,015	0,373	36,297	8,718
48,974	0,357	39,210	9,764
54,227	0,337	43,244	10,983
59,567	0,320	47,446	12,120
68,982	0,291	56,296	12,685
79,501	0,265	66,639	12,863
93,467	0,236	82,735	10,733
108,870	0,215	99,669	9,201
124,667	0,199	116,321	8,345
138,692	0,186	133,026	5,667
158,988	0,173	156,161	2,828
179,071	0,162	179,870	0,799
198,434	0,154	201,572	3,139
249,109	0,139	258,241	9,132
298,709	0,129	311,906	13,197
398,954	0,116	412,676	13,722
498,018	0,108	508,611	10,593
598,594	0,103	607,233	8,639
699,184	0,099	694,361	4,822
798,574	0,095	786,991	11,583
898,798	0,092	891,700	7,098
996,68	0,0897	989,565	7,120
1198,13	0,0854	1212,099	13,965

Pozo UIS 2, Muestra 7548,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
5,984	1,000	4,834	1,149
6,986	0,986	4,948	2,038
7,983	0,968	5,110	2,874
8,975	0,933	5,428	3,547
9,973	0,875	6,047	3,926
10,973	0,802	7,001	3,972
11,968	0,712	8,568	3,400
12,968	0,624	10,689	2,278
13,960	0,556	12,988	0,972
14,959	0,510	15,025	0,066
15,955	0,473	17,094	1,139
16,994	0,442	19,154	2,160
17,955	0,420	20,887	2,932
18,991	0,400	22,654	3,662
20,985	0,373	25,579	4,595
22,965	0,351	28,256	5,292
24,962	0,334	30,791	5,829
27,421	0,325	32,252	4,831
29,341	0,314	34,285	4,944
34,070	0,288	39,601	5,531
38,803	0,273	43,508	4,705
44,041	0,260	47,335	3,294
49,428	0,247	51,612	2,184
54,303	0,236	55,700	1,397
58,964	0,226	60,035	1,071
69,145	0,209	68,890	0,255
79,209	0,192	79,162	0,047
94,087	0,173	95,040	0,953
108,873	0,158	111,355	2,482
123,646	0,147	126,632	2,986
138,951	0,138	141,397	2,446
158,844	0,128	160,987	2,143
178,671	0,120	179,306	0,635
198,998	0,114	197,445	1,553
248,825	0,101	242,765	6,060
298,295	0,092	288,100	10,195
399,058	0,078	384,264	14,794
498,781	0,068	490,901	7,880
598,821	0,062	588,547	10,274
698,227	0,056	701,492	3,264
798,143	0,052	812,595	14,452
898,865	0,049	917,843	18,978
999,243	0,046	1014,435	15,192
1198,632	0,043	1175,146	23,486

ANEXO C.

DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO **POZO UIS 4**

Pozo UIS 3, Muestra 5855,6

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
10,964	1,000	5,539	5,425
11,961	0,992	5,639	6,322
12,964	0,981	5,772	7,192
13,965	0,965	5,984	7,982
14,981	0,946	6,260	8,720
15,958	0,922	6,619	9,339
16,984	0,883	7,276	9,708
17,988	0,823	8,515	9,473
18,996	0,778	9,646	9,349
20,984	0,708	11,882	9,102
22,953	0,656	14,069	8,885
24,957	0,621	15,933	9,024
27,831	0,588	17,980	9,851
28,262	0,560	20,106	8,156
34,402	0,495	26,586	7,816
38,932	0,462	31,076	7,856
43,474	0,430	36,713	6,761
48,780	0,403	42,540	6,240
53,858	0,381	48,401	5,457
58,719	0,362	54,437	4,282
68,717	0,334	65,959	2,758
79,242	0,312	77,435	1,807
93,276	0,286	95,162	1,885
108,345	0,268	111,501	3,156
123,761	0,253	128,538	4,777
138,355	0,241	144,238	5,884
158,720	0,228	165,874	7,154
178,680	0,217	187,084	8,404
198,053	0,208	208,291	10,238
248,453	0,191	259,477	11,025
298,324	0,178	310,199	11,875
398,109	0,162	402,157	4,048
498,097	0,149	498,087	0,010
598,169	0,140	594,110	4,059
698,953	0,133	689,393	9,560
798,332	0,127	786,300	12,031
897,707	0,122	888,628	9,079
998,343	0,117	993,722	4,621
1197,753	0,110	1212,170	14,417

Pozo UIS 3, Muestra 5863,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
2,050	1,000	0,174	1,876
3,010	0,979	0,193	2,817
4,000	0,948	0,229	3,771
4,990	0,907	0,285	4,705
5,980	0,862	0,363	5,617
6,970	0,810	0,487	6,483
7,960	0,769	0,617	7,343
8,970	0,739	0,736	8,234
9,950	0,714	0,857	9,093
10,960	0,685	1,019	9,941
11,950	0,662	1,175	10,775
12,950	0,641	1,345	11,605
13,940	0,621	1,527	12,413
14,940	0,606	1,693	13,247
15,950	0,591	1,870	14,080
16,930	0,575	2,068	14,862
17,930	0,562	2,265	15,665
18,930	0,549	2,471	16,459
20,920	0,528	2,869	18,051
22,920	0,506	3,362	19,558
24,910	0,488	3,841	21,069
26,950	0,473	4,297	22,653
28,910	0,459	4,759	24,151
30,930	0,444	5,346	25,584
34,900	0,423	6,333	28,567
39,870	0,397	7,847	32,023
44,820	0,375	9,480	35,340
49,930	0,355	11,291	38,639
59,750	0,325	14,918	44,832
69,710	0,303	18,525	51,185
79,820	0,285	22,316	57,504
94,950	0,265	27,590	67,360
110,500	0,247	33,883	76,617
124,450	0,234	39,348	85,102
139,310	0,224	44,631	94,679
159,700	0,212	51,900	107,800
179,600	0,204	57,600	122,000
199,390	0,194	65,545	133,845
249,460	0,180	80,324	169,136
299,810	0,168	96,103	203,707
399,980	0,153	122,455	277,525
497,530	0,143	146,192	351,338
599,050	0,135	168,763	430,287
699,280	0,128	193,218	506,062
796,950	0,124	208,878	588,072
899,760	0,119	230,000	669,760
1001,600	0,115	249,853	751,747

Pozo UIS 3, Muestra 6461,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
3,983	1,000	0,058	3,925
4,976	0,973	0,069	4,908
5,985	0,903	0,104	5,880
6,977	0,710	0,364	6,612
7,975	0,609	0,743	7,233
8,967	0,553	1,135	7,831
9,973	0,518	1,490	8,483
10,973	0,492	1,832	9,141
11,963	0,474	2,141	9,823
12,963	0,452	2,562	10,401
13,994	0,441	2,833	11,161
14,958	0,430	3,110	11,848
15,953	0,420	3,405	12,548
16,988	0,411	3,703	13,285
17,989	0,403	3,971	14,019
18,989	0,396	4,246	14,743
20,972	0,383	4,798	16,173
22,962	0,371	5,367	17,594
24,961	0,360	5,964	18,997
26,129	0,353	6,431	19,698
28,580	0,346	6,878	21,702
34,178	0,324	8,664	25,515
39,335	0,308	10,294	29,041
44,400	0,293	12,110	32,289
49,764	0,281	13,898	35,866
54,045	0,270	15,776	38,269
59,081	0,261	17,665	41,416
68,763	0,245	21,380	47,384
78,879	0,233	25,260	53,619
94,116	0,217	31,283	62,832
109,423	0,204	37,605	71,818
123,768	0,193	43,991	79,777
138,938	0,184	50,542	88,395
158,540	0,175	58,583	99,957
178,480	0,167	66,909	111,571
198,177	0,160	75,711	122,466
248,564	0,147	96,503	152,061
298,965	0,137	116,526	182,438
398,478	0,123	154,524	243,954
499,120	0,114	190,716	308,405
598,756	0,107	224,183	374,574
698,314	0,102	256,097	442,217
799,419	0,097	289,270	510,148
898,620	0,093	321,085	577,535
998,182	0,090	351,545	646,638
1198,962	0,085	406,887	792,075

Pozo UIS 3, Muestra 6467,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
6,970	1,000	5,259	1,711
7,970	0,987	5,487	2,483
8,970	0,976	5,679	3,291
9,950	0,963	5,932	4,018
10,950	0,948	6,228	4,722
11,960	0,933	6,543	5,417
12,940	0,918	6,880	6,060
13,950	0,904	7,240	6,710
14,940	0,886	7,698	7,242
15,930	0,865	8,315	7,615
16,940	0,846	8,910	8,030
17,920	0,825	9,661	8,259
18,920	0,802	10,553	8,367
20,950	0,763	12,341	8,609
22,910	0,724	14,551	8,359
24,960	0,689	16,997	7,963
26,310	0,676	18,081	8,229
28,240	0,655	20,014	8,226
30,210	0,633	22,229	7,981
34,120	0,600	26,382	7,738
38,950	0,565	31,858	7,092
44,000	0,535	37,719	6,281
48,860	0,513	43,257	5,603
59,480	0,473	55,950	3,530
69,050	0,447	66,618	2,432
78,640	0,424	78,552	0,088
94,250	0,398	96,479	2,229
108,500	0,379	112,351	3,851
124,080	0,363	128,804	4,724
139,090	0,349	145,022	5,932
159,210	0,333	168,233	9,023
178,770	0,324	184,065	5,295
198,060	0,313	204,654	6,594
249,930	0,290	259,620	9,690
297,960	0,274	310,643	12,683
397,250	0,252	408,169	10,919
499,160	0,236	502,558	3,398
600,670	0,224	593,039	7,631
699,290	0,213	692,343	6,947
797,280	0,205	781,642	15,638
897,190	0,197	886,752	10,438
1000,480	0,190	989,007	11,473
1195,170	0,178	1215,850	20,680

Pozo UIS 3, Muestra 6967,5

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
1,993	1,000	3,621	1,628
2,990	0,990	3,765	0,776
3,983	0,968	4,125	0,141
4,976	0,926	4,908	0,069
5,985	0,876	6,117	0,132
6,977	0,834	7,381	0,404
7,975	0,800	8,655	0,679
8,967	0,777	9,662	0,696
9,973	0,759	10,563	0,590
10,973	0,741	11,562	0,589
11,963	0,726	12,472	0,509
12,963	0,710	13,562	0,599
13,994	0,700	14,270	0,276
14,958	0,691	15,009	0,051
15,953	0,681	15,863	0,090
16,988	0,671	16,714	0,274
17,989	0,663	17,410	0,579
18,989	0,655	18,230	0,759
20,972	0,637	20,210	0,762
22,962	0,621	22,134	0,827
24,961	0,605	24,300	0,661
26,464	0,589	26,674	0,210
27,935	0,580	28,113	0,179
33,326	0,551	33,701	0,375
38,809	0,525	39,671	0,862
43,028	0,507	44,787	1,759
47,976	0,488	50,657	2,681
53,127	0,474	55,738	2,610
57,919	0,463	60,493	2,574
68,218	0,441	70,636	2,418
77,977	0,423	80,733	2,756
92,801	0,401	95,264	2,463
107,868	0,383	109,646	1,778
122,691	0,368	123,676	0,986
137,876	0,355	138,006	0,129
157,474	0,339	157,501	0,027
177,669	0,326	176,425	1,245
197,388	0,315	193,975	3,413
247,623	0,291	242,738	4,884
298,089	0,271	291,575	6,514
397,644	0,242	392,169	5,475
497,293	0,220	494,767	2,527
597,945	0,202	598,128	0,183
697,466	0,188	701,554	4,088
797,870	0,177	803,335	5,465

898,021	0,167	903,655	5,634
997,981	0,158	1001,777	3,795
1197,870	0,145	1188,608	9,262

ANEXO D.

DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO **POZO UIS 5**

Pozo UIS 4, Muestra 5620,13

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
2,979	1,000	3,665	0,686
3,989	0,974	3,597	0,392
4,977	0,909	3,474	1,503
5,983	0,680	3,728	2,255
6,971	0,529	4,989	1,982
7,971	0,474	5,984	1,988
8,986	0,439	6,914	2,072
9,964	0,415	7,740	2,225
10,968	0,395	8,578	2,389
11,954	0,380	9,371	2,582
12,962	0,367	10,160	2,802
13,990	0,355	10,977	3,013
14,990	0,345	11,761	3,229
15,987	0,336	12,539	3,448
16,984	0,327	13,356	3,628
17,980	0,320	14,129	3,852
18,986	0,313	14,916	4,070
20,965	0,301	16,516	4,449
22,956	0,290	18,214	4,741
24,958	0,281	19,870	5,087
26,016	0,276	20,934	5,081
27,557	0,270	22,173	5,385
33,172	0,252	26,825	6,347
37,676	0,240	31,193	6,483
42,815	0,228	35,988	6,827
48,220	0,218	41,484	6,736
52,918	0,209	46,882	6,036
58,672	0,202	52,446	6,227
68,331	0,189	64,642	3,690
78,471	0,179	76,888	1,583
93,828	0,167	96,658	2,830
108,866	0,158	115,236	6,370
123,642	0,151	133,633	9,991
138,345	0,146	151,650	13,305
158,145	0,140	174,655	16,510
178,263	0,135	195,177	16,914
198,308	0,132	215,048	16,741
247,894	0,124	265,018	17,124
298,732	0,118	311,665	12,933
398,362	0,110	402,397	4,035
498,291	0,104	489,597	8,694
598,118	0,099	580,033	18,085
698,694	0,095	677,126	21,568
798,123	0,092	776,733	21,389
898,189	0,089	885,156	13,033
998,112	0,086	995,272	2,840
1198,798	0,081	1228,178	29,379

Pozo UIS 4, Muestra 5645,13

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
3,989	1,000	13,612	9,623
4,977	0,984	13,299	8,322
5,983	0,876	11,647	5,665
6,971	0,675	10,868	3,897
7,971	0,579	11,794	3,823
8,986	0,531	12,776	3,790
9,964	0,502	13,613	3,649
10,968	0,478	14,462	3,494
11,954	0,461	15,239	3,285
12,962	0,445	16,026	3,064
13,990	0,432	16,792	2,803
14,990	0,420	17,546	2,556
15,987	0,410	18,284	2,296
16,984	0,401	19,033	2,049
17,980	0,392	19,784	1,804
18,986	0,385	20,475	1,490
20,965	0,372	21,855	0,890
22,956	0,360	23,250	0,294
24,958	0,350	24,609	0,349
26,399	0,343	25,666	0,733
28,746	0,336	26,868	1,878
34,243	0,313	31,300	2,943
38,698	0,298	34,946	3,752
44,253	0,285	38,950	5,303
49,469	0,274	42,710	6,759
54,097	0,264	46,939	7,158
58,808	0,255	51,088	7,721
69,300	0,240	59,966	9,334
79,469	0,228	69,156	10,313
94,053	0,212	84,112	9,941
108,740	0,200	99,358	9,382
123,524	0,190	115,137	8,386
139,135	0,182	130,919	8,217
158,613	0,173	152,147	6,466
178,568	0,166	171,915	6,653
198,375	0,160	192,850	5,525
249,163	0,148	245,853	3,310
299,206	0,139	299,338	0,131
398,858	0,127	405,602	6,743
498,075	0,118	509,491	11,416
599,610	0,112	607,735	8,125
698,317	0,107	718,381	20,064
798,818	0,103	808,071	9,254
897,404	0,100	901,944	4,540
999,450	0,097	994,411	5,038
1198,491	0,092	1177,682	20,809

Pozo UIS 4, Muestra 5648,13

PRESIÓN	SATURACIÓN DE AIRE	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
7,970	1,000	16,089	8,119
8,960	0,989	16,080	7,120
9,960	0,979	16,078	6,118
10,950	0,970	16,080	5,130
11,940	0,958	16,092	4,152
12,940	0,946	16,114	3,174
13,930	0,933	16,145	2,215
14,950	0,919	16,194	1,244
15,930	0,903	16,267	0,337
16,930	0,883	16,383	0,547
17,930	0,857	16,578	1,352
18,930	0,831	16,829	2,101
20,910	0,778	17,539	3,371
22,900	0,721	18,691	4,209
24,960	0,665	20,337	4,623
26,240	0,639	21,312	4,928
28,160	0,605	22,891	5,269
30,210	0,574	24,627	5,583
34,040	0,529	27,931	6,109
39,070	0,486	32,269	6,801
43,880	0,454	36,646	7,234
49,090	0,425	41,617	7,473
58,770	0,382	51,948	6,822
68,710	0,351	62,855	5,855
78,680	0,326	74,509	4,171
93,220	0,299	91,581	1,639
109,420	0,278	109,833	0,413
123,330	0,263	126,935	3,605
138,760	0,250	144,028	5,268
158,420	0,238	164,852	6,432
179,880	0,228	184,091	4,211
197,670	0,221	201,980	4,310
251,260	0,203	252,853	1,593
298,430	0,191	302,034	3,604
398,470	0,173	402,535	4,065
500,110	0,160	500,869	0,759
599,540	0,152	589,857	9,683
699,290	0,144	688,642	10,648
801,780	0,137	811,994	10,214
897,190	0,131	925,440	28,250
1006,110	0,125	1061,914	55,804
1199,360	0,117	1323,852	124,492

ANEXO E.

DATOS REGRESIÓN NO LINEAR Y DISCREPANCIA CON RESULTADOS DE LABORATORIO PARA LA PRUEBA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE PLATO POROSO PARA LOS POSOS **UIS 1, UIS 2, UIS 3, UIS 4, UIS 5.**

PLATO POROSO UIS 1

Muestra 6350,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,000	0,000
2,0	0,433	0,000	2,000
5,0	0,278	0,248	4,752
10,0	0,239	3,635	6,365
20,0	0,211	24,751	4,751
50,0	0,200	53,319	3,319
100,0	0,192	94,813	5,187
200,0	0,181	204,275	4,275

Muestra 6356,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0,000	1,000	0,000	0,000
2,000	0,792	0,007	1,993
5,000	0,523	2,059	2,941
10,000	0,449	9,756	0,244
20,000	0,396	29,640	9,640
50,000	0,367	53,614	3,614
100,000	0,343	90,055	9,945
200,000	0,304	203,446	3,446

Muestra 6397,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0,000	1,000	0,000	0,000
2,000	0,367	0,025	1,975
5,000	0,268	1,844	3,156
10,000	0,231	9,202	0,798
20,000	0,203	30,716	10,716
50,000	0,188	60,006	10,006
100,000	0,175	102,535	2,535
200,000	0,157	229,027	29,027

Muestra 6405,21

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0,000	1,000	0,000	0,000
2,000	0,488	0,001	1,999
5,000	0,330	0,965	4,035
10,000	0,281	7,484	2,516
20,000	0,245	34,777	14,777
50,000	0,227	74,969	24,969
100,000	0,227	74,969	25,031
200,000	0,202	208,783	8,783

Muestra 6427,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,000	0,000
2,0	0,566	0,012	1,988
5,0	0,400	2,056	2,944
10,0	0,345	11,504	1,504
20,0	0,311	33,747	13,747
50,0	0,290	64,371	14,371
100,0	0,276	99,008	0,992
200,0	0,249	234,230	34,230

Muestra 6438,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,000	0,000
2,0	0,808	0,001	1,999
5,0	0,568	0,477	4,523
10,0	0,469	6,949	3,051
20,0	0,413	32,140	12,140
50,0	0,392	57,081	7,081
100,0	0,371	101,379	1,379
200,0	0,342	218,061	18,061

Muestra 6452,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,861	0,861
2,0	0,964	2,182	0,182
5,0	0,942	3,863	1,137
10,0	0,903	10,872	0,872
20,0	0,877	21,786	1,786
50,0	0,846	49,275	0,725
100,0	0,820	99,642	0,358
200,0	0,794	202,358	2,358

Muestra 6463,2

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0,000	1,000	0,000	0,000
2,000	0,825	0,001	1,999
5,000	0,551	1,015	3,985
10,000	0,475	7,833	2,167
20,000	0,422	32,748	12,748
50,000	0,399	60,456	10,456
100,000	0,380	100,769	0,769
200,000	0,350	228,220	28,220

PLATO POROSO POZO UIS 2

Muestra 6687,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,257	0,257
2,0	0,712	0,569	1,431
5,0	0,367	4,443	0,557
10,0	0,304	11,381	1,381
20,0	0,276	22,254	2,254
50,0	0,255	47,551	2,449
100,0	0,241	105,047	5,047
200,0	0,233	190,317	9,683

Muestra 6703,5

Pc	**Sw**	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,008	0,008
2,0	0,799	0,021	1,979
5,0	0,516	0,204	4,796
10,0	0,327	6,443	3,557
20,0	0,296	20,464	0,464
50,0	0,278	53,061	3,061
100,0	0,269	96,953	3,047
200,0	0,260	202,470	2,470

Muestra 7267,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,000	0,000
2,0	0,704	0,000	2,000
5,0	0,414	0,512	4,488
10,0	0,388	18,828	8,828
20,0	0,381	46,373	26,373
50,0	0,375	114,223	64,223
100,0	0,375	114,223	14,223
200,0	0,368	281,357	81,357

Muestra 7290,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,211	0,211
2,0	0,784	0,458	1,542
5,0	0,507	3,446	1,554
10,0	0,447	9,798	0,202
20,0	0,418	22,205	2,205
50,0	0,401	48,948	1,052
100,0	0,390	99,896	0,104
200,0	0,383	200,485	0,485

Muestra 7345,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,000	0,000
2,0	0,475	0,011	1,989
5,0	0,295	5,911	0,911
10,0	0,285	15,847	5,847
20,0	0,282	23,570	3,570
50,0	0,279	36,763	13,237
100,0	0,273	109,315	9,315
200,0	0,270	218,864	18,864

Muestra 7375,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,007	0,007
2,0	0,485	0,071	1,929
5,0	0,257	4,595	0,405
10,0	0,244	11,140	1,140
20,0	0,238	20,940	0,940
50,0	0,231	51,274	1,274
100,0	0,225	243,449	143,449
200,0	0,225	243,449	43,449

Muestra 7410,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,000	0,000
2,0	0,634	0,001	1,999
5,0	0,274	2,018	2,982
10,0	0,259	11,082	1,082
20,0	0,253	32,656	12,656
50,0	0,253	32,656	17,344
100,0	0,253	32,656	67,344
200,0	0,247	175,795	24,205

Muestra 7500,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,002	0,002
2,0	0,740	0,055	1,945
5,0	0,589	0,588	4,412
10,0	0,474	5,320	4,680
20,0	0,411	21,937	1,937
50,0	0,375	54,986	4,986
100,0	0,354	96,412	3,588
200,0	0,328	203,007	3,007

Muestra 7548,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,00	0,00
2,0	0,826	0,00	2,00
5,0	0,396	0,18	4,82
10,0	0,327	5,41	4,59
20,0	0,302	19,85	0,15
50,0	0,280	62,07	12,07
100,0	0,273	91,25	8,75
200,0	0,258	198,80	1,20

100,0	0,331	96,617	3,383
200,0	0,319	205,702	5,702

PLATO POROSO POZO UIS 3

Muestra 5855,6

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,623	0,623
2,0	0,959	0,696	1,304
5,0	0,808	1,128	3,872
10,0	0,491	7,282	2,718
20,0	0,417	19,542	0,458
50,0	0,373	55,125	5,125
100,0	0,358	94,671	5,329
200,0	0,344	205,724	5,724

Muestra 5863,5

Pc	**Sw**	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,298	0,298
2,0	0,768	0,654	1,346
5,0	0,544	2,325	2,675
10,0	0,428	7,893	2,107
20,0	0,379	19,047	0,953
50,0	0,343	55,970	5,970

Muestra 6461,5

Pc	**Sw**	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,547	0,547
2,0	0,520	1,835	0,165
5,0	0,368	4,373	0,627
10,0	0,297	9,291	0,709
20,0	0,253	21,846	1,846
50,0	0,232	49,112	0,888
100,0	0,221	102,262	2,262
200,0	0,215	189,609	10,391

Muestra 6467,5

Pc	**Sw**	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	3,322	3,322
2,0	0,971	3,512	1,512
5,0	0,824	4,898	0,102
10,0	0,580	13,577	3,577
20,0	0,522	22,971	2,971
50,0	0,483	41,715	8,285

100,0	0,453	102,202	2,202
200,0	0,443	191,241	8,759

Muestra 6967,5

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0,000	1,000	0,549	0,549
2,000	0,652	2,129	0,129
5,000	0,510	5,333	0,333
10,000	0,440	10,016	0,016
20,000	0,385	19,559	0,441
50,000	0,329	50,534	0,534
100,000	0,301	99,698	0,302
200,000	0,280	198,086	1,914

50,0	0,283	47,869	2,131
100,0	0,272	104,207	4,207
200,0	0,266	192,772	7,228

PLATO POROSO POZO UIS 4

Muestra 5620,13

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,121	0,121
2,0	0,464	0,995	1,005
5,0	0,342	3,901	1,099
10,0	0,302	9,293	0,707
20,0	0,278	22,006	2,006
50,0	0,265	47,653	2,347
100,0	0,257	97,517	2,483
200,0	0,252	201,663	1,663

Muestra 5645,13

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0	1,000	0,301	0,301
2,0	0,521	1,457	0,543
5,0	0,386	4,349	0,651
10,0	0,331	9,925	0,075
20,0	0,299	23,356	3,356

Muestra 5648,13

Pc	Sw	Regresión no lineal	Discrepancia Presión de Laboratorio
0,000	1,000	2,642	2,642
2,000	0,883	3,742	1,742
5,000	0,844	4,281	0,719
10,000	0,778	5,539	4,461
20,000	0,571	19,057	0,943
50,000	0,486	53,193	3,193
100,000	0,455	99,079	0,921
200,000	0,431	198,463	1,537

ANEXO F.

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO
PRESION CAPILAR METODO DEL PLATO POROSO SISTEMA ACEITE-AGUA
(A Condiciones de temperatura ambiente y presión de sobrecarga)

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO
PRESION CAPILAR METODO DEL PLATO POROSO SISTEMA ACEITE-AGUA
(A Condiciones de temperatura ambiente y presión de sobrecarga)

1 OBJETO

Este procedimiento describe los pasos para desarrollar la curva de presión capilar por desaturación de una roca de yacimiento, utilizando el método del plato poroso con presión de confinamiento y a condiciones de temperatura ambiente para el sistema aceite-agua, siguiendo los lineamientos y sugerencias del Art. SPE 15271 parte 4.

2 ALCANCE

Este procedimiento aplica para la ejecución de ensayos para la determinación de la presión capilar por plato poroso aceite- agua a partir de métodos indirectos de acuerdo a Art. SPE 15271 parte 4, a temperatura ambiente y presión de sobrecarga, dentro del laboratorio de Petrofisicos del Instituto Colombiano del Petróleo. Este ensayo es llevado a cabo en dos etapas, la primera comprende la preparación de la muestra, y la segunda es la medida de la desaturacion de la muestra.

3 GLOSARIO

Arenisca consolidada: Aquella que presenta una buena cementación entre los granos, dándole a la arena una buena consistencia.

Cifras Significativas: Todos aquellos dígitos de un número que se conocen con seguridad (o de los que existe una cierta certeza).

Cliente: Persona o figura que utiliza los servicios de un profesional o empresa.

Contingencia: Posibilidad que algo suceda o que no suceda.

Documentos Derogados: Información o medio de soporte que no es considerada válida por nueva emisión o actualización.

Ensayo: Operación técnica que consiste en determinar una o más características de un producto, proceso o servicio, de acuerdo con un procedimiento especificado.

Equipo: Aparato utilizado para realizar una prueba o ensayo de laboratorio.

Formato: Documento usado para registrar datos resultantes de un proceso o actividad. Un formato se convierte en registro cuando son ingresados datos en él.

ICP: Sigla que identifica en ECOPETROL S.A. al Instituto Colombiana del Petróleo.

Instrumento: Dispositivo que puede estar incorporado a un equipo y puede ser calibrado para su uso.

Metodología: Conjunto de métodos que se siguen en una investigación científica o en una exposición doctrinal.

Normas: regla que se debe seguir o a que se deben ajustar las conductas, tareas, actividades, etc.

Normativa: Sistema documental que busca reglamentar la forma como se dirige y controla la organización y/o establecer las reglas a la que se deben ajustar las conductas, tareas o actividades. Está conformado por normas tales como: políticas, manuales, procedimientos y otros documentos que pueden ser de aplicación en toda la organización o en un área específica.

Parámetro: Dato o factor que se toma como necesario para analizar o valorar una situación.

Presión de Poro: Presión que ejercen los fluidos contenidos en el espacio poroso de las rocas.

Presión de Confinamiento: Presión externa que ejerce un fluido sobre la superficie de una muestra de roca.

Procedimiento: Forma especificada para llevar a cabo una actividad o proceso.

Probeta de ensayo: Nombre que recibe la muestra para ensayo después de ser preparada.

PTE: procedimiento Técnico de Ensayo.

PTO: procedimiento Técnico de Operación.

Referencia: Base o apoyo de una comparación, de una medición o de una relación de otro tipo.

Registro: Documento que presenta resultados obtenidos o proporciona evidencia de actividades desempeñadas. En general los registros no requieren el control del estado de revisión, son un tipo especial de documento y por lo tanto no llevan una codificación sino un consecutivo o fecha de emisión.

SCCPL: Sistema de control de costos de pruebas de laboratorio.

Temperatura ambiente: Condición que hace referencia a la temperatura del área donde se ejecuta el ensayo.

SCAD: Sistema de control y adquisición de datos de pruebas de laboratorio.

4 DOCUMENTOS DEROGADOS

- PTE 147.025 PRESION CAPILAR PLATO POROSO SISTEMA ACEITE-AGUA (PS Y TA), (Marzo/2005).

5 REFERENCIAS NORMATIVA

- Articulo SPE 15271 parte 4.

6 CONDICIONES GENERALES

6.1 EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN NECESARIOS

Para realizar este ensayo se requieren los siguientes equipos e instrumentos:

- El equipo utilizado para realizar el ensayo es el electrocapilarometro convencional.

6.2 PREPARACIÓN DE LA MUESTRA

a. Seleccionar y clasificar las muestras de corazón de acuerdo con las propiedades básicas de porosidad y permeabilidad, y las características de la zona de interés. Tomar en cuenta los requerimientos y recomendaciones del cliente, además de los criterios generales de selección de muestras, según procedimiento ICP-PTE-147055.

b. Especificar los fluidos a utilizar.

   - Agua de formación.
   - Salmuera sintética.
   - Crudo de la formación.

c. Preparar los fluidos seleccionados de acuerdo con el procedimiento ICP-PTE-147054.

d. Especificar las condiciones de trabajo, tales como:

   - Presión de Confinamiento.
     - Sistema a utilizar.
   - Puntos de presión de desaturación a utilizar en el rango de 1 a 200 psig.

e. Preparación de los equipos, ver procedimientos ICP-PTO-147001, ICP-PTO-147010.

6.3 PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

Este procedimiento detalla los pasos para la evaluación de la presión capilar por el método del plato poroso, a condiciones de presión de confinamiento y temperatura ambiente para el sistema aceite-agua, en muestras con o sin restauración de mojabilidad.

6.3.1 Procedimiento sistema aceite-agua.

a. Saturar las muestras con el agua seleccionada de acuerdo con los procedimientos ICP-PTE 147054 y ICP-PTE-147055.

b. Pesar las muestras 100% saturadas con sus respectivas taras en la balanza (ver ICP-PTO-147001) y registrar el dato en el formato ICP-147-F-002.

c. Si el ensayo se realiza a condiciones de Sor, desarrollar el procedimiento de ensayo de restauración de mojabilidad ICP-PTE-147056 sección 3 desde el paso c., si el ensayo se realiza en muestras 100% saturadas, continuar con el paso f del presente procedimiento.

d. Desplazar aceite mineral para limpiar la muestra de crudo.

e. Desplazar las muestras con el agua seleccionada hasta llevarlas a saturación de aceite residual (Sor).

f. Saturar los platos porosos indicados según el sistema.

g. Pesar las muestras con sus respectivas taras y anotar el valor en el formato ICP-147-F-006 como peso inicial.

h. Montar las muestras en sus respectivos "Core-holder" para un máximo de 8 muestras en serie, teniendo en cuenta el procedimiento ICP-147-F-010.

i. Aplicar la presión de confinamiento al sistema.

j. Desplazar 5 volúmenes porosos a cada muestra para asegurar saturación completa con el agua de saturación.

k. Acoplar las columnas (pipetas) para la determinación del agua desplazada para cada muestra y conectar las líneas de aire saturado al panel de presión capilar.

l. Determinar el nivel de agua para la muestra en la respectiva pipeta, anotar este valor en el formato ICP-147-F-007 como nivel inicial de agua (referencia) también anotar el volumen de conexiones.

m. Aplicar el primer punto de presión según la secuencia predeterminada con el aceite mineral seleccionado. Esperar el tiempo necesario para alcanzar el equilibrio en el sistema. Se considera que se obtiene el equilibrio cuando no se observa variación en el nivel de agua desplazada en la pipeta.

n. Determinar el nivel de agua desplazado y anotarlo en el formato ICP-147-F-006 para el primer punto de presión.

o. Repetir los pasos m y n hasta completar la secuencia de puntos de presión a aplicar.

p. Terminada la secuencia de puntos de presión, desmontar la muestra del "Core-holder", pesarla y anotar su peso como peso final en el formato ICP-147-F-006.

q. Enviar la muestra al laboratorio de Análisis Básicos para determinar el contenido de Agua y aceite.

6.4 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

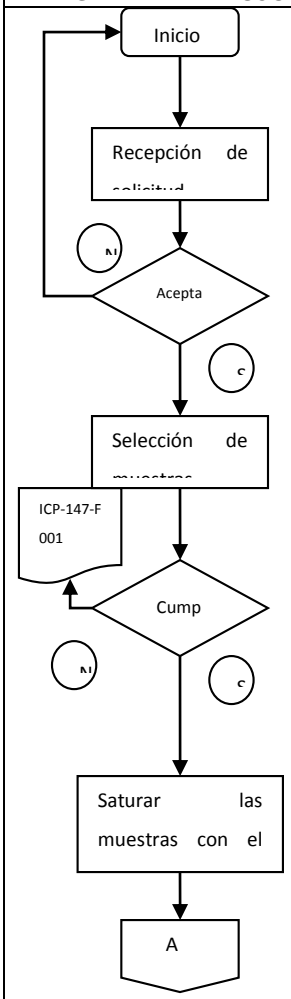
A partir de datos del balance volumétrico calcular la saturación irreducible de agua obtenida por el método de presión capilar por plato poroso.

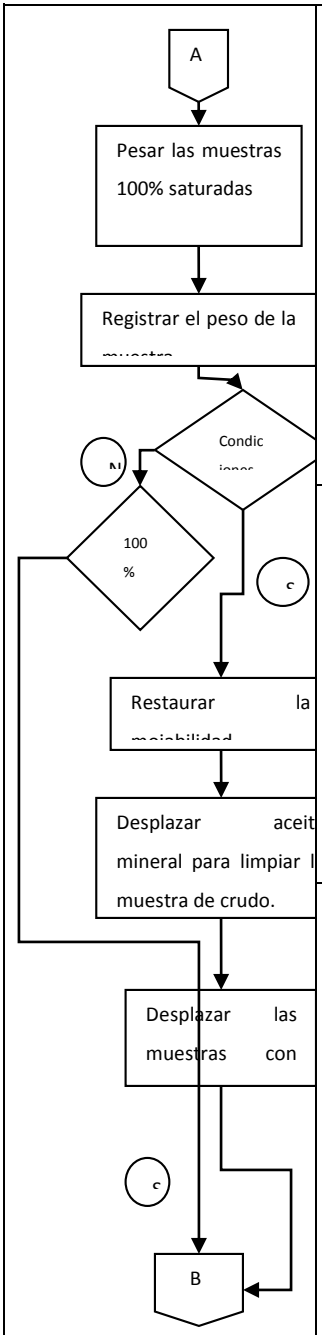
6.5 REPORTE DE RESULTADOS

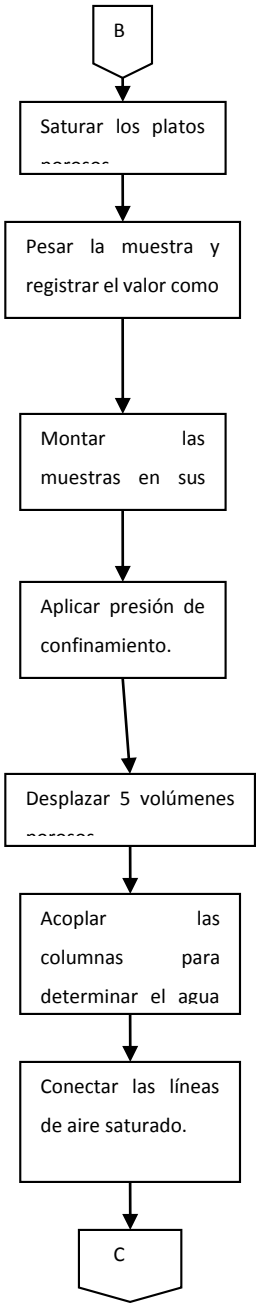
Reportar del ensayo los siguientes resultados:

- Identificación de muestras recibidas en formato de recepción de muestras ICP-147-F-001.
- Identificación y datos generales de la muestra en formato ICP-147-F-002 y datos de control y seguimiento de desplazamiento en formato ICP-147-F-005.
- Características de los fluidos utilizados en formato ICP-147-F-003.
- Balance volumétrico de la muestra en formato ICP-147-F-004.
- Gráfica de presión capilar contra saturación de agua.
- Datos tabulados de presión capilar y saturación de agua.
- Registro en disco duro de los datos editados.

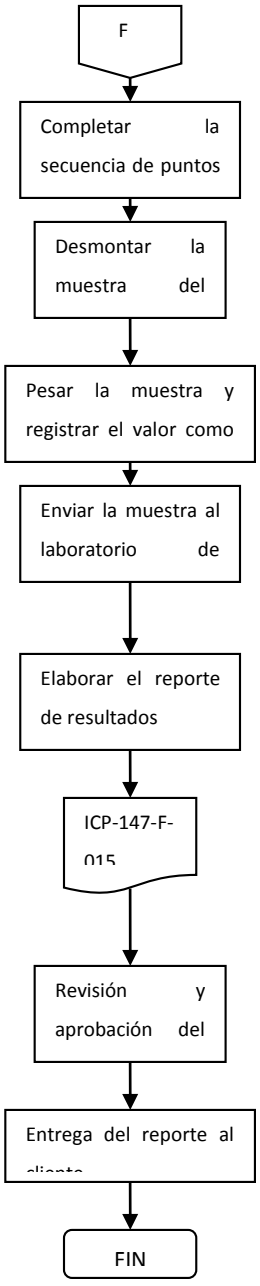
7 DESARROLLO

DIAGRAMA DE FLUJO	ACTIVIDAD	RESPONSABLE	OBSERVACIONES	DOCUMENTOS
	El cliente hace llegar al laboratorio una solicitud de servicios a través del SCCPL en la cual el cliente especifica las características del servicio	Líder del laboratorio Cliente		ICP-147-F 001
	Con base en la solicitud recibida y las especificaciones del servicio se deben seleccionar las muestras para ensayo según ICP-PTE-151007	Líder del laboratorio Personal técnico	Si la muestra no cumple los requerimientos, entonces la muestra es rechazada y notificada al cliente	
	El personal técnico debe saturar las muestras con el agua seleccionada de acuerdo con los procedimientos ICP-PTE-147054 y ICP-PTE-147055. El personal técnico debe pesar las muestras 100% saturadas con sus respectivas taras en la balanza según ICP-PTO-147001 y registrar el dato en el	Personal técnico		ICP-PTE-147054 ICP-PTE-147055. ICP-PTO-147001 ICP-147-F-002

	formato ICP-147-F-002.			
	Si el ensayo se realiza a condiciones de Sor, el personal técnico debe desarrollar el procedimiento de ensayo de restauración de mojabilidad PTE 147056 sección 3 desde el paso **c.**, si el ensayo se realiza en muestras 100% saturadas, continuar en la siguiente página.			ICP -PTE -147.056
	El personal técnico debe desplazar aceite mineral para limpiar la muestra de crudo y desplazar las muestras con el agua seleccionada hasta llevarlas a saturación de aceite residual (Sor).	Personal técnico		
	El personal técnico debe saturar los platos porosos indicados según el sistema, pesar las muestras con sus respectivas taras y anotar el valor en el formato ICP-147-F-006 como peso inicial.	Personal técnico		ICP-147-F-006

				
	El personal técnico debe montar las muestras en sus respectivos “Core-holder” (máximo 8 muestras en serie), teniendo en cuenta el procedimiento ICP-147-F-010 y, aplicar la presión de confinamiento al sistema.	Personal técnico		ICP-PTO-147010
	El personal técnico debe desplazar 5 volúmenes porosos a cada muestra para asegurar saturación completa con el agua de saturación, posteriormente debe acoplar las columnas (pipetas) para la determinación del agua desplazada para cada muestra y conectar las líneas de aire saturado al panel de presión capilar.	Personal técnico.		
	El personal técnico debe determinar el nivel de agua para la muestra en la respectiva pipeta, anotar este valor en el formato ICP-147-F-007 como nivel inicial de agua (referencia) también anotar el volumen de conexiones.	Personal técnico		ICP-147-F-007

	El personal técnico debe aplicar el primer punto de presión según la secuencia predeterminada con el aceite mineral seleccionado, esperar hasta cuando no se observe variación en el nivel de agua desplazada en la pipeta, determinar este nivel y registrarlo en el formato ICP-147-F-006	Personal técnico		ICP-147-F-006
	El personal técnico completar la secuencia de puntos de presión a aplicar, luego desmontar la muestra del "Core-holder", pesarla y anotar su peso como peso final en el formato ICP-147-F-006.	Personal técnico		

	Enviar la muestra al laboratorio de Análisis Básicos para determinar el contenido de Agua y aceite y elaborar el reporte de resultados. Finalmente, el líder debe revisar y aprobar el reporte de resultados y si este lo aprueba el reporte debe ser enviado al cliente	Personal técnico Líder técnico		

ANEXO G.
Método Estándar para la determinación del Volumen Poroso y Distribución de volumen de Poro
Designación: D 4404-10

Método Estándar para la determinación del Volumen Poroso y Distribución de volumen de Poro
Designación: D 4404-10

Esta estandarización es usada bajo la designación modificada D 14404; donde el número inmediatamente siguiente a la designación indica el año original de adopción o, en el caso de revisión, el año de la última revisión. El número en el paréntesis indica el año de la última re aprobación. El símbolo épsilon (Є) indica el cambio de editorial desde la última revisión o re aprobación.1. Alcance

1.1 Este test cubre la determinación del volumen de poro y la distribución de volumen poroso de rocas por el método de inyección de mercurio. El rango aparente de diámetro de poro por el cual este método es aplicable y es fijado por el rango de presiones operados por el instrumento utilizado para el test. Este rango es típicamente aparente entre 100µm y 2.5nm (o.oo25µm). El tamaño de los poros puede ser medido por otro método.

1.2 La intrusión de mercurio es usada solamente para medidas de poros abiertos al exterior de un fragmento de roca; El porosimetro de inyección de mercurio no puede dar el volumen de ningún poro completamente sellado por sólido. Este test puede dar únicamente el volumen poral de intrusión que tiene la muestra y el diámetro aparente correspondiente a una presión dentro del rango del instrumento.

1.3 La intrusión de mercurio puede implicar el uso de altas presiones a la muestra. Esto puede causar una alteración temporal y/o permanente en la geometría de poro. Generalmente, los suelos y rocas son compuestos de sólidos relativamente fuertes y son menos sujetos a estas alteraciones que otros materiales. Sin embargo, Existe la posibilidad que el empleo de esto el método de prueba puede cambiar la distribución de volumen de poro natural que está siendo medida.

1.4 Todas las observaciones y valores calculados deben ir conforme a la guía, para dígitos significativos y redondeos establecidos en la práctica D6026.

1.5 ADVERTENCIA---El mercurio ha sido designado por el MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE y muchas agencias estatales como un material peligroso que puede causar sistema nervioso central, riñón y daño de hígado. El mercurio, su vapor, puede ser peligroso a la salud y corrosivo de materiales. Las precauciones necesarias deben ser tomadas para el manejo del mercurio y productos que contienen mercurio. Mirar el producto aplicable al Material, Hoja de Datos De seguridad (MSDS), para detalles el sitio web del MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. (http://www.epa.gov/mercury/faq.htm) Los usuarios deberían ser conscientes que el mercurio de venta o productos que contienen mercurio pueden ser prohibidos por la ley estatal.

1.6 Los valores están en unidades del sistema internacional y son tomados como estándar. Ningún otro tipo de unidad de medida es incluida en esta estandarización.

1.7 Esta estandarización no pretende dar dirección a todas consideraciones de seguridad si alguien está asociado con su empleo. Es responsabilidad de quien use esta estandarización consultar y establecer la apropiada practica de seguridad y determinar la aplicabilidad de las regulaciones y limitaciones a seguir. Para especificación de precauciones, ver sección 8.

2 Documentos de Referencia:

2.1 2.1 ASTM Standards:
D653 Terminology Relating to Soil, Rock, and Contained Fluids.
D3740 Practice for Minimum Requirements for Agencies Engaged in Testing and/or Inspection of Soil and Rock as Used in Engineering Design and Construction.
D6026 Practice for Using Significant Digits in Geotechnical Data

3 Terminología:

3.1 Para definiciones de términos utilizados en este método de test, nos referimos a la terminología D653

4 Resumen del Método:

4.1 Cuando un líquido no moja la superficie porosa, este no puede entrar en los poros debido a la acción capilar. La fase no mojante líquida (mercurio en este método) debe ser forzada dentro de los poros por aplicación de presión externa. El tamaño de los poros saturados es inversamente proporcional a la presión aplicada. Cuando un modelo poral cilíndrico es asumido, la relación entre presión y tamaño está dada por:

$$d = -4\Upsilon(\cos\Theta)/P \quad \ldots\ldots\ldots(1)$$

dónde:

d= Diametro del poro aparentemente ocuado.
Υ= Tensión superficial del mercurio.
Θ= Ángulo de contacto entre el mercurio y la pared poral.
P= Presión absoluta causada por la intrusión.

Cualquier tipo de unidades compatibles puede ser usada.

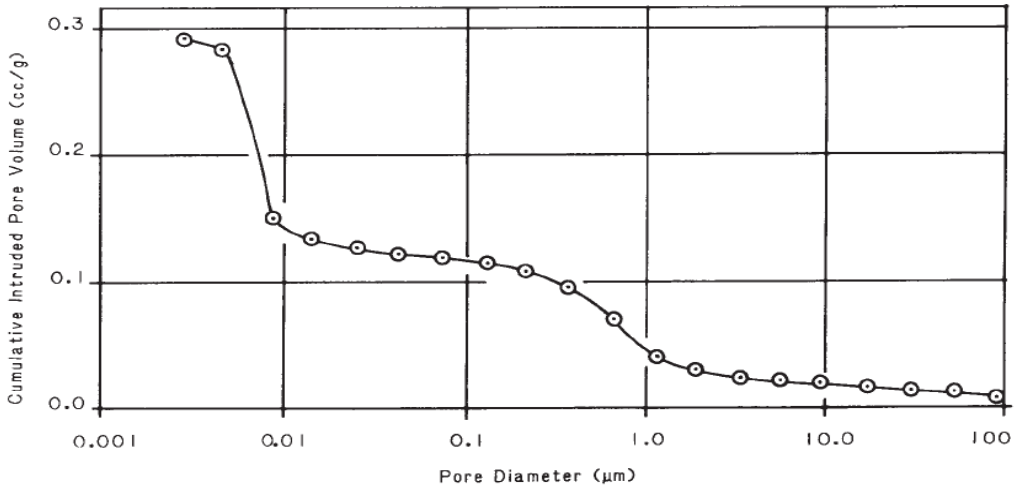


FIG. 1 Example of Cumulative Pore Volume Distribution Plot

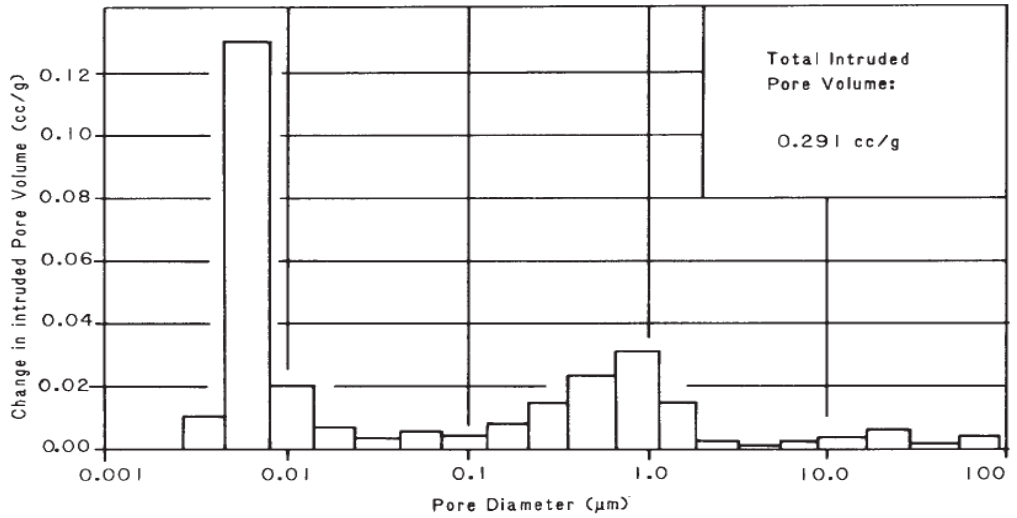


FIG. 2 Example of Differential Pore Volume Distribution Plot

4.2 El volumen de mercurio utilizado para ocupar los poros es determinado por medidas de volumen de mercurio forzado dentro de la muestra a varias presiones. Una sola determinación implica un incremento de la presión, la medida del volumen puede ser de forma continua, o de forma gradual y registrando los datos a varia presiones.

5 Significado y Uso.

5.1 Este método está desarrollado para ser usado en la determinación de la distribución del volumen poral en una muestra, con respecto a el diámetro poral aparente. En general, tanto el tamaño como el volumen del poro afecta el desempeño de la roca. Así, la distribución del volumen poral es útil para la comprensión e identificación del desempeño de la roca de una manera particular.

5.2 El proceso de intrusión procede desde el exterior del fragmento hasta su centro. Comparativamente el largo del interior del poro puede existir hasta donde la pequeñez de los poros permitan el acceso. El posímetro de intrusión de mercurio tendrá un registro incorrecto de la entrada de volumen de estos "ink-bottle" poros hasta tener el diámetro aparente de acceso a los poros pequeños. En un ejemple de este test, poros inter-fragmentados pueden existir en adición a poros intra-fragmentados. Los poros inter-fragmentados varían en tamaño y volumen dependiendo de la forma y tamaño del fragmento de la roca y de la manera como los fragmentos son colocados juntos. Esto es posible como algunos inter-fragmentado poros pueden tener el mismo diámetro aparente que los poros intra-fragmentados. Cuando esto ocurre el test no puede distinguir entre ellos. Así, el método produce una intrusión en la distribución del volumen del poro, esto es en parte dependiente sobre el empaquetamiento de las muestras multi-fragmentadas. Entre más sólidos y rocas tenga, los poros intra-fragmentados serán mucho más pequeños que los poros inter-fragmentados. Esta situación conduce a una bi-modal distribución de tamaños de poro y distinción entre las dos clases de poros que puede tener. (ver Fig 1 y Fig 2).

NOTA 1 - No obstante la declaración sobre precisión y tendencia contenida en este método de prueba: La precisión de este método de prueba es dependiente de la competencia del personal que lo realiza, y la conveniencia del equipo e instalaciones usadas. Las agencias que encuentran los criterios de práctica D3740 generalmente son consideradas capaces de pruebas competentes y objetivas. Los usuarios de este método de prueba son advertidos que el cumplimiento con la Práctica D3740 en sí mismo no asegura pruebas confiables. Pruebas confiables dependen de varios factores; la Práctica D3740 proporciona el medio de evaluar algunos de aquellos factores.

6 Aparatos:

6.1 Posímetro de Inyección de Mercurio: Este será equipado con un contenedor capaz de contener una o varias muestras de roca. Este contenedor es frecuentemente llamado penetrometro. El porosimeter tendrá el medio de rodear el espécimen de prueba por el mercurio en una presión baja, un generador de presión para causar la intrusión, transductores de presión, capaces de medir la presión que se mete con una exactitud de al menos el ±1 % en todas partes de la gama de presiones sobre las cuales los poros de interés están siendo metidos, y el medio de medición de volúmenes metidos de mercurio a una exactitud de al menos ±1mm^3 (±$10^{-3}cm^3$).

6.2 Bomba de vacío, si no hace parte del porosímetro, evacue la celda de la muestra.

6.3 Balanza analítica, con medidas desde $\pm 10^{-7}$kg (±0.1 mg).

6.4 Flume Hood (Capucha de tubo)

7 Reactivo

7.1 Triple-Distilled Mercury.

7.2 Otros grados o amalgamas pueden ser usados, a condición de que primero sea averiguado que el reactivo es de suficiente alta pureza para permitir a su empleo sin disminuir la exactitud de la medida.

7.3 La pureza de productos químicos de grado de Reactivo será usada en todas las pruebas. A no ser que de otra manera no indicado, es querido que todos los reactivos se conforman a los datos específicos del Comité contra los Reactivos Analíticos de la Sociedad americana Química donde tales datos específicos están disponibles.

8 Precauciones de Seguridad

8.1 El mercurio es una sustancia peligrosa que puede causar enfermedades y la muerte.
NOTA 2 El mercurio es encontrado en varias formas químicas, como: elemental, inorgánico, y orgánico:

A) Mercurio Elemental: El mercurio elemental, también el mercurio llamado metálico, es un líquido brillante, de plata blanco, inodoro. El mercurio elemental fácilmente se evapora en la temperatura ambiente para formar un gas incoloro, inoloro. En un espacio incluido, aún una relativamente pequeña cantidad de mercurio puede causar la acumulación de un nivel muy alto de vapor de mercurio en el aire de interior. Por lo tanto, la exposición vía la inhalación de mercurio elemental es una preocupación particular cuando el mercurio es derramado en laboratorios o en otras áreas incluidas.

B) Mercurio Inorgánico: El mercurio se combina con otros elementos, como el cloro, el azufre, o el oxígeno, formar compuestos inorgánicos de mercurio "o sales", que son por lo general en forma de polvos blancos o cristales. El mercurio inorgánico fácilmente no se evapora y no se inhala facimente; sin embargo el mercurio inorgánico puede ser absorbido a través de la extensión gastrointestinal y la superficie de la piel. Por lo tanto, la exposición y contacto de la piel pueden causarla ingestión.

C) Mercurio Orgánico: El mercurio también se combina con el carbón para hacer compuestos orgánicos de mercurio. La forma más común es el mercurio de metilo, que es producido principalmente por pequeños organismos en el agua, el suelo y el sedimento. Las emisiones crecientes de mercurio en el entorno pueden aumentar los niveles de mercurio de metilo que

estos pequeños organismos hacen. La fuente más significativa de exposición humana al mercurio orgánico es por la dieta, en particular de productos de pescado. Ya que el mercurio orgánico fácilmente es absorbido por la extensión gastrointestinal y por la piel, la ingestión y el contacto de la piel pueden causar la exposición.

8.2 Almacene el mercurio en cuartos bien ventilados y en contenedores cerrados para evitar su evaporación.

8.3 El mercurio puede ser absorbido a través de la piel, por esto evitar el contacto directo. Se debe lavar las manos inmediatamente después de cualquier operación con mercurio.

8.4 Ejerza extremo cuidado con el manejo del mercurio. Limpie cualquier residuo de mercurio usando los procedimientos recomendados para el manejo de mercurio.

8.5 La manija en que se metió muestras, se debe eliminar con mucho cuidado en una caja fuerte y de manera ecológicamente aceptable inmediatamente después de la terminación de la prueba. (ver nota 3)

NOTE 3-USEPA condicionalmente exime pequeños generadores de cantidad (CESQC). Pequeños generadores de cantidad (CESQC) generan 100 kilogramos o menos por mes de basura peligrosa, o 1 kilogramo o menos por mes de basura sumamente peligrosa. Las exigencias para CESQGS incluyen (mirar también 40 CFR 261.54): CESQGs debe identificar toda la basura peligrosa. CESQGs debe identificar toda la basura peligrosa generada. CESQGs no puede acumular más de 1000 kilogramos de basura peligrosa en cualquier momento. CESQGs debe asegurar que la basura peligrosa es entregada a una persona o la facilidad que tiene la autorización para manejarlo.

9 Muestreo, Especificaciones de la Prueba y Unidades de la Prueba.

9.1 El material de donde la muestra es sacada, será una muestra representativa del suelo o la roca. La muestra de la prueba será tan grande como sea practico y como lo permita el instrumento de prueba.

NOTE 4-Un mínimo de 3 muestras debería ser controlado sobre muestras del material similar. Si un análisis estadístico de los resultados es deseado, requieren un mínimo de 10 muestras.
NOTE 5 El tamaño de las muestras es limitado por la capacidad que mide poro del penetrometer, que es actualmente (1984) ligeramente más de 16387 mm. 3 el pequeño tamaño de espécimen puede prevenir la medida de porosidad representada por grietas relativamente grandes y grietas en el material. Requieren el juicio en el uso de estas medidas a la caracterización de masas de roca o el suelo.

10 Condicionamientos:

10.1 La precondición ideal del espécimen para el test es que la pared poral sea limpiada de cualquier sustancia, solido o gas, sin alterar la roca ni las propiedades de esta. Si es posible, la

combinación apropiada de temperatura y presión, los requerimientos de tiempo de acondicionamiento serán determinados para cada muestra durante el test. El secado por gas es la técnica específicamente usada.

10.2 La roca o muestra de grano grueso será secado a un vacío de al menos 1.3Pa (10µmHg) y a una temperatura de 150° por al menos 24h. Cualquier sólido fino contenido requiere un lavado especial para no alterar la estructura poral. El lavado en seco, ha sido satisfactoriamente utilizado (3,4), siendo un procedimiento simple. Para secar la región critica puede ser usado (5), aunque es más complejo y caro que el lavado en hielo seco.

11 Procedimiento:

11.1 Lavado secado de la muestra de acuerdo con 10.1 o 10.2.

11.2 Pesar la muestra lavada y registrar el peso.

11.3 Colocar en el penetrometro el material lavado.

Nota 6- Cuando se desarrolla la operación descrita en 11.2 y 11.3 la muestra es expuesta a la atmosfera del laboratorio y puede reabsorber vapores. Así, esta operación debe ser desarrollada lo más rápido posible.

11.4 Coloque la muestra en la cámara apropiada del porosimetro. Siga las instrucciones del abricante, y evacue la presión hasta al menos 1.3Pa (10µmHg).

11.5 Llene el penetrometro con mercurio, de acuerdo a las instrucciones del fabricante, presurizando hasta una presión baja.

Nota-7 La presión requerida para llenar el penetrometro con mercurio es capaz de introducir mercurio dentro de los poros de la muestra, debido a los inter e intra-fragmentos de esta. Así, el proceso puede introducir mercurio en algunos poros y subsecuentemente el volumen de distribución poral de estos no puede ser determinado. Este hecho puede ser reevaluado, donde sea posible, encontrar una presión donde el mercurio no se introduzca dentro de los poros en el rango de interés.

11.6 Coloque el penetrometro lleno en la presión inicial y prepare el instrumento para presurización lecturas de intrusión de acuerdo con la práctica D6026.

11.7 Aumente la presión, después continúe incrementándola y registre la presión absoluta y el volumen de intrusión de mercurio hasta que la máxima presión de interés sea alcanzada.

Nota 8-Cuando incrementalmente aumente la presión, la presión alcanzada debe ser mantenida durante la pausa y no se debe dejar decrecer.

Nota 9- Cuando se prueben algunos materiales, el tiempo requerido para alcanzar el equilibrio de intrusión no es el mismo para todas las presiones. Algunas veces el tiempo de equilibrio es apreciablemente largo a presiones que causan un abrupto y gran incremento en el volumen de intrusión. Fallar el registro de intrusión puede resultar en el volumen poral inicial asignado es incorrecto para los diámetros de los poros pequeños. El grado al cual esto puede ser un problema puede ser evaluando por medio de dos test, cada valor a diferentes incrementos de presión y comparando los resultados.

Nota 10- El uso de la ecuación 2 se requiere de la presión absoluta, P. Con algunos instrumentos no es posible leer la presión absoluta directamente. En este caso, la presión será registrada en cada paso y la presión absoluta subsecuentemente calculada.

11.8 La elección de los intervalos de presión en los cuales tomar los datos, son dejados a juicio del operador. Normalmente, al menos se requieren de 10 a 15 intervalos para una adecuada definición de la distribución del volumen poroso. En la selección de lo intervalos de presión, debe darnos una idea de lo esperado, en las regiones donde la intrusión es muy poca o nula los intervalos pueden se grandes y en la región donde se espera una mayor intrusión los intervalos deben ser pequeños. No es necesario continuar con el proceso hasta llegar a la máxima capacidad de presión si todos los poros de interés particular en la muestra de prueba han sido invadidos por el mercurio a una presión menor.

11.9 Completado el siclo de presión, reduzca la presión, desensamble y limpie el instrumento de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

Nota 11-El usuario se debe referir a las instrucciones del fabricante para requerimientos de instrumentos específicos.

12 Prueba en blanco para correcciones.

12.1 Un test de intrusión en una prueba no porosa es requerida para obtener valores que se puedan usar en la corrección de los datos de intrusión para cambios de compresibilidad y temperatura.

12.2 Selecciones un material no poroso con aproximadamente la misma compresibilidad y volumen de grano que el de la muestra que va a ser empleada.

12.3 El test de la muestra no porosa es de la misma manera como se realizó en la sección 11. Eleve la presión con los mismos pasos usados para la muestra para asegurarse que los cambios de temperatura y presión son iguales.

12.4 Los resultados de la prueba en blanco son una serie de medidas de los cambios de volumen que se pueden esperar que ocurran a lo largo de la intrusión en el material de prueba. Tal como

los resultados de la prueba en blanco son usados para corregir la intrusión de volumen discutida en 13.3.2.

12.5 Las compresibilidades de varios componentes en el sistema aumenta la medida de los valores de intrusión, como la presión-inducida pensada y consecuentemente la expansión del sistema reduce la medida de los volúmenes. En un instrumento particular, uno de esos efectos puede ser dominado. Por lo tanto los resultados de la prueba en blanco pueden ser Rcomo los de la intrusión aparente (compresibilidad dominante) o una expulsión de mercurio (calentamiento dominante).

12.5.1 Si los resultados muestran una intrusión aparente, ellos son substraídos de las medidas in el test de la muestra.

12.5.2 Si los resultados mostrados de la muestra en blanco muestran una expulsión de mercurio, ellos deben ser añadidos a los volúmenes en una prueba sobre la muestra.

13 Cálculos.

13.1 Las presiones de intrusión pueden ser expresadas como presiones absolutas antes que sean usadas para computarlos diámetros de poro correspondientes. Si los valores registrados son valores de prenda, pueden ser convertidos a presiones absolutas de acuerdo a las instrucciones del fabricante. Si el instrumento lee directamente las presiones absolutas, se debe omitir este paso.

13.2 Las presiones absolutas se deben convertir a diámetro aparente de intrusión mediante la ecuación 2. Este paso requiere que la tensión superficial y el ángulo de contacto sean conocidos. Cuando un modelo poral cilíndrico es asumido, la relación entre presión y tamaño es dada como:

$d = 4T(\cos\Theta)/(P_{ABS})$ ……. (2)

Dónde:

d = Diametro aparente del poro intruido
T = Tensión Superficial del mercurio
θ = Ángulo de contacto entre el mercurio y la pared del poro
P_L = Presión Absoluta causada por la intrusión
P_G = Presión del gas
$P_{ABS} = P_G - P_L$

Nota 12-Ya que la técnica por lo general es hecha bajo el vacío, la presión de gas comienza en el cero. El ángulo de contacto de mercurio con la mayor parte de sólidos está entre 135 y 142, entonces un promedio de 140 puede ser tomado sin mucho error. La tensión superficial de mercurio en 20 °C bajo el vacío es 480 mN/m. Con varias substituciones, la ecuación se hace: d = 213/PL.